



# Omaisuusdatan ylläpito

## Toisiojärjestelmät

Antti Honkanen

Opinnäytetyö, AMK

Elokuu 2025

Sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma

**Honkanen, Antti**

## **Omaisuusdatan ylläpito - Toisiojärjestelmät**

Jyväskylä: Jyväskylän ammattikorkeakoulu. Elokuu, 2025, 47 sivua

Sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma. Opinnäytetyö AMK.

Julkaisun kieli: suomi

Julkaisulupa avoimessa verkossa: Kyllä

### **Tiivistelmä**

Tutkimuksessa tarkasteltiin Fingrid Oyj:n toisiojärjestelmien omaisuusdatan ylläpitoa prosessia. Työn tavoitteena oli kartoittaa prosessin nykytila, tunnistaa keskeiset haasteet ja kehittää konkreettisia parannusehdotuksia omaisuusdatan hallintaprosessin tehostamiseksi.

Toisiojärjestelmät muodostavat kriittisen osan sähköverkon infrastruktuuria. Ne varmistavat verkon turvallisen ja luotettavan toiminnan. Näiden järjestelmien omaisuustietojen tarkka hallinta on välttämätöntä verkon toimintavarmuuden takaamiseksi digitalisoituvassa energiamaailmassa.

Tutkimus toteutettiin toiminnallisena kehittämistyönä käyttäen laadullisia menetelmiä. Aineisto kerättiin teemahaastattelulla, joissa haastateltiin 15 Fingridin asiantuntijaa ja kahta ulkoista toimittajaa. Lisäksi tehtiin prosessianalyysi ja dokumenttianalyysi nykyisten toimintatapojen kartoittamiseksi.

Tulokset osoittivat, että nykyisessä prosessissa on tunnistettavissa selkeät vaiheet ja toimijat, mutta tiedonkulussa ja sidosryhmien välisessä viestinnässä on kehityskohteita. Keskeisimmät haasteet liittyivät tiedon siirtomenetelmiin, prosessin dokumentointiin ja toiminnan riippuvuuteen yksittäisistä henkilöistä.

Kehitysehdotukset jaettiin kolmelle tasolle: minimitaso välttämättömille toimenpiteille, keskitaso systemaattisempaan toimintamalliin ja ideaalitaso pitkän aikavälin visioksi. Konkreettisia toimenpiteitä ovat Excel-pohjien päivittäminen, palautejärjestelmän luominen ja prosessin selkeyttäminen. Tutkimus vahvistaa toisiojärjestelmien tiedonhallinnan olevan olennainen osa sähköverkon kokonaisvaltaista omaisuudenhallintaa ja tukee organisaation digitalisaatiotavoitteita.

### **Avainsanat (asiasanat)**

toisiojärjestelmät, omaisuusdatan hallinta, sähköverkko, prosessikehitys, Fingrid, kantaverkko, tiedonhallinta, digitalisaatio, sähköasema-automaatio

### **Muut tiedot (salassa pidettävät liitteet)**

-

**Honkanen, Antti**

### **Asset Data Management – Secondary Systems**

Jyväskylä: JAMK University of Applied Sciences, August 2025, 47 pages

Degree Programme in Electrical and Automation Engineering. Bachelor's thesis.

Permission for open access publication: Yes

Language of publication: Finnish

### **Abstract**

This study examined the asset data maintenance process for secondary systems at Fingrid Oyj. The objective was to map the current state of the process, identify key challenges, and develop concrete improvement proposals to enhance data management efficiency.

Secondary systems form a critical part of the electrical grid infrastructure. They include protection, control, measurement, and telecommunication equipment that ensure the safe and reliable operation of the network. Accurate management of asset information for these systems is essential for ensuring network reliability in the digitalizing energy world.

The research was conducted as a functional development project using qualitative methods. Data was collected through thematic interviews with 15 Fingrid experts and two external contractors. Additionally, process analysis and document analysis were performed to map current practices.

The results showed that the current process has clearly identifiable phases and stakeholders, but there are areas for improvement in information flow and communication between stakeholders. The main challenges were related to data transfer methods, process documentation, and operational dependency on individual personnel.

Development recommendations were divided into three levels: a minimum level for essential measures, an intermediate level for a more systematic operating model, and an ideal level for long-term vision. Concrete measures include updating Excel templates, creating a feedback system, and clarifying the process. The study confirms that secondary system data management is an essential part of the comprehensive asset management of the electrical grid and supports the organization's digitalization objectives.

### **Keywords/tags (subjects)**

secondary systems, asset data management, electrical grid, process development, Fingrid, transmission grid, data management, digitalization, substation automation

### **Miscellaneous (Confidential information)**

-

## Sisältö

<b>Lyhenteet ja käytetyt termit</b> .....	<b>6</b>
<b>1 Johdanto</b> .....	<b>7</b>
1.1 Tutkimuksen tausta .....	7
1.2 Kestävä kehitys ja digitalisaatio .....	7
1.3 Fingrid Oyj .....	8
<b>2 Tutkimuksen toteutus</b> .....	<b>9</b>
2.1 Tavoitteet ja tutkimuskysymykset .....	9
2.2 Rajaus ja näkökulma.....	11
2.3 Menetelmät ja aineisto .....	12
2.4 Tutkimuksen eettisyys ja luotettavuus .....	13
<b>3 Omaisuusdatan hallinnan teoreettiset perusteet</b> .....	<b>14</b>
3.1 Johdanto omaisuusdataan .....	14
3.2 Käsitteet ja määritelmät.....	15
3.3 Datan elinkaari ja hallintaprosessit .....	15
<b>4 Toisiojärjestelmä ja laitteet</b> .....	<b>17</b>
4.1 Toisiojärjestelmien rooli sähköverkossa .....	17
4.2 Yleiskatsaus toisiojärjestelmistä .....	17
4.3 Suojausjärjestelmät.....	18
4.3.1 Älykkäät suojauslaitteet (IED).....	19
4.3.2 Suojauksen viestiyhteyslaitteet .....	20
4.3.3 Verkkosuojat .....	22
4.4 Automaatio- ja ohjausjärjestelmät .....	24
4.4.1 Keskitetty ja hajautettu etäohjausyksikkö.....	24
4.4.2 Kenttäohjausyksikkö .....	26
4.4.3 HMI-Käyttöliittymät .....	27
4.4.4 Asemaväylä .....	29
4.4.5 Protokollamuuntimet ja mitta-arvonmuuntimet .....	30
4.5 Mittauslaite- ja erillislaittejärjestelmät .....	31
4.5.1 Synkronimittausyksikkö .....	32
4.5.2 Sähkönlaadun mittauslaitteet .....	33
4.5.3 Erikoismittauslaitteet.....	35
4.6 Järjestelmien integraatio.....	38

<b>5</b>	<b>Omaisuusdatan hallinnan nykytila .....</b>	<b>39</b>
5.1	Kartoituksen tausta ja toteutus.....	39
5.2	Nykyisen prosessin analyysi .....	39
5.3	Tunnistetut haasteet.....	40
<b>6</b>	<b>Päätelmät ja kehitysehdotukset.....</b>	<b>41</b>
6.1	Tutkimuksen yhteenveto .....	41
6.2	Keskeiset löydökset.....	42
6.3	Kehityskohteet ja suositukset .....	43
6.4	Jatkotutkimusaiheet.....	44
	<b>Lähteet .....</b>	<b>44</b>
	<b>Liitteet .....</b>	<b>47</b>
	Liite 1. Sisäisen prosessianalyysin sisällysluettelo .....	47

## Kuviot

Kuvio 1.	Suomen suurjänniteverkko (Fingrid Oyj sähkönsiirtoverkko 2024).....	9
Kuvio 2.	Siemens IED Distanssi- ja jälleenkytkentärele, laitekuva.....	20
Kuvio 3.	ABB SVY, laitekuva.....	21
Kuvio 4.	Siemens EVY, laitekuva. ....	22
Kuvio 5.	Siemens RTU, laitekuva.....	25
Kuvio 6.	Siemens IED BCU Kenttäohjausyksikkö, laitekuva. ....	27
Kuvio 7.	Siemens väyläkytkin, laitekuva. ....	30
Kuvio 8.	Siemens mitta-arvon muunnin, laitekuva.....	31
Kuvio 9.	Siemens IED PMU, laitekuva. ....	33
Kuvio 10.	Unipower PQM, laitekuva.....	34
Kuvio 11.	Qualitrol kulkuaaltomittari, laitekuva.....	35
Kuvio 12.	Siemens IED häiriöntallennin, laitekuva. ....	36
Kuvio 13.	EMH energiamittari, laitekuva.....	37

## Taulukot

-

## Lyhenteet ja käytetyt termit

### Lyhenteet

- BCU, Bay Control Unit (Kenttäohjausyksikkö)
- COMTRADE, Common Format for Transient Data Exchange
- EVY, Eronkytkennän Viestiyhteys
- FFT, Fast Fourier Transform
- GPS, Global Positioning System
- HMI, Human-Machine Interface (Käyttöliittymä)
- HSR, High-availability Seamless Redundancy
- HT, Häiriötallennin
- I/O, Input/Output (Tulo/lähtö)
- IEC, International Electrotechnical Commission
- IED, Intelligent Electronic Device (Älykäs elektroninen laite)
- ISO, International Organization for Standardization
- kV, Kilovoltti
- MW, Megawatti
- NCER, Network Code Emergency Response
- OL3, Olkiluoto 3
- PJK, Pikajälleenkytkentä
- PMU, Phasor Measurement Unit (Synkronimittausyksikkö)
- PQ, Power Quality (Sähkönlaatu)
- PRP, Parallel Redundancy Protocol
- RSTP, Rapid Spanning Tree Protocol
- RTU, Remote Terminal Unit (Etäohjausyksikkö)
- SCADA, Supervisory Control and Data Acquisition
- SVY, Suojauksen viestiyhteys
- THD, Total Harmonic Distortion
- TWS, Traveling Wave System (Kulkuaaltomittari)

### Termit

- Ensiö/Primääri, Sähköverkon pääkomponentit
- Toisiojärjestelmät, Suojaus- ohjaus, mittaus- ja tietoliikennelaitteistot
- Selektiivisyys, Suojauksen kyky erottaa vain viallinen verkko-osa
- Redundanssi, Järjestelmän kahdentaminen toimintavarmuuden varmistamiseksi
- Omaisuusdata, Omaisuuserää koskeva raakadata
- Omaisuudenhallinta, Koordinoitua toimintaa omaisuuden arvon hyödyntämiseksi
- Transientti, nopea muutos sähköverkossa
- Maasulku, Vika, jossa vaihe on yhteydessä maahan
- Harmoninen yliaalto, perustaajuuden kokonaislukukerrannainen taajuuskomponentti

# 1 Johdanto

## 1.1 Tutkimuksen tausta

Sähköverkon toisiojärjestelmät ovat osa kriittistä infrastruktuuria, joka varmistaa sähkönsiirron turvallisuuden ja luotettavuuden. Järjestelmiin kuuluvat suojaus-, ohjaus-, mittaus- ja tietoliikennelaitteistot ja nämä muodostavat verkon ohjaus- ja valvontajärjestelmän. Digitalisoituvassa energijärjestelmässä näiden järjestelmien omaisuustietojen tarkka hallinta on entistä tärkeämpää verkon toimintavarmuuden takaamiseksi.

Fingridin toisiojärjestelmien omaisuusdatan ylläpidossa oli tunnistettu kehitystarpeita tiedonhallinnan prosesseissa. Digitaalinen omaisuudenhallinta tukee vihreää siirtymää mahdollistamalla sähköverkon tehokkaamman käytön, häviöiden minimoinnin ja uusiutuvan energian sujuvan integraation. Tarkka ja ajantasainen omaisuusdata on edellytys verkon optimoinnille ja älykkäälle ohjaukselle, jotka ovat keskeisiä tekijöitä hiilineutraalin energijärjestelmän rakentamisessa.

Tämän opinnäytetyön tavoitteena oli kartoittaa Fingridin toisiojärjestelmien omaisuusdatan ylläpidon nykytila, tunnistaa prosessin keskeiset pullonkaulat ja kehittää konkreettisia parannusehdotuksia. Tutkimus keskittyi laitetietojen toimitusprosessien analysointiin ja sisäisten järjestelmien välisen tiedonkulun parantamiseen.

## 1.2 Kestävä kehitys ja digitalisaatio

Globaali energiasektori on toimialana murroksessa, jota ilmastonmuutoksen torjunta ja kestävä kehityksen tavoitteet ohjaavat. Euroopan vihreä siirtymä (European Green Deal) on EU:n kasvustrategia, jonka tavoitteena on tehdä Euroopasta ensimmäinen ilmastoneutraali maanosa vuoteen 2050 mennessä. EU pyrkii lisäämään uusiutuvan energian kapasiteettia nykyisestä 511 gigawatista 1200 gigawattiin vuoteen 2030 mennessä (Accelerating the green transition 2024).

Energiasektorin digitaalinen murros luo uusia vaatimuksia infrastruktuurin tiedonhallinnalle. Kestävän kehityksen tavoitteet edellyttävät energiatehokkuuden merkittävää parantamista kaikissa sähköverkon osissa. Toisiojärjestelmät mahdollistavat verkon optimaalisen käytön, häviöiden mini-

moinnin ja kysynnän jouston hallinnan, jotka ovat keskeisiä tekijöitä energiatehokkuuden parantamisessa. Euroopan komissio korostaa digitaalisten teknologioiden kriittistä merkitystä energijärjestelmän modernisaatiossa (Digitalisation of energy systems. N.d).

Energiajärjestelmien digitalisaatio edellyttää järjestelmätasoisista lähestymistapaa ja tehokasta tiedonhallintaa. Perinteiset toimintamallit ovat kohdanneet haasteita kasvavien digitaalisten vaatimusten myötä. Tämä korostaa standardisoidujen prosessien ja laadukkaiden omaisuustietojen merkitystä.

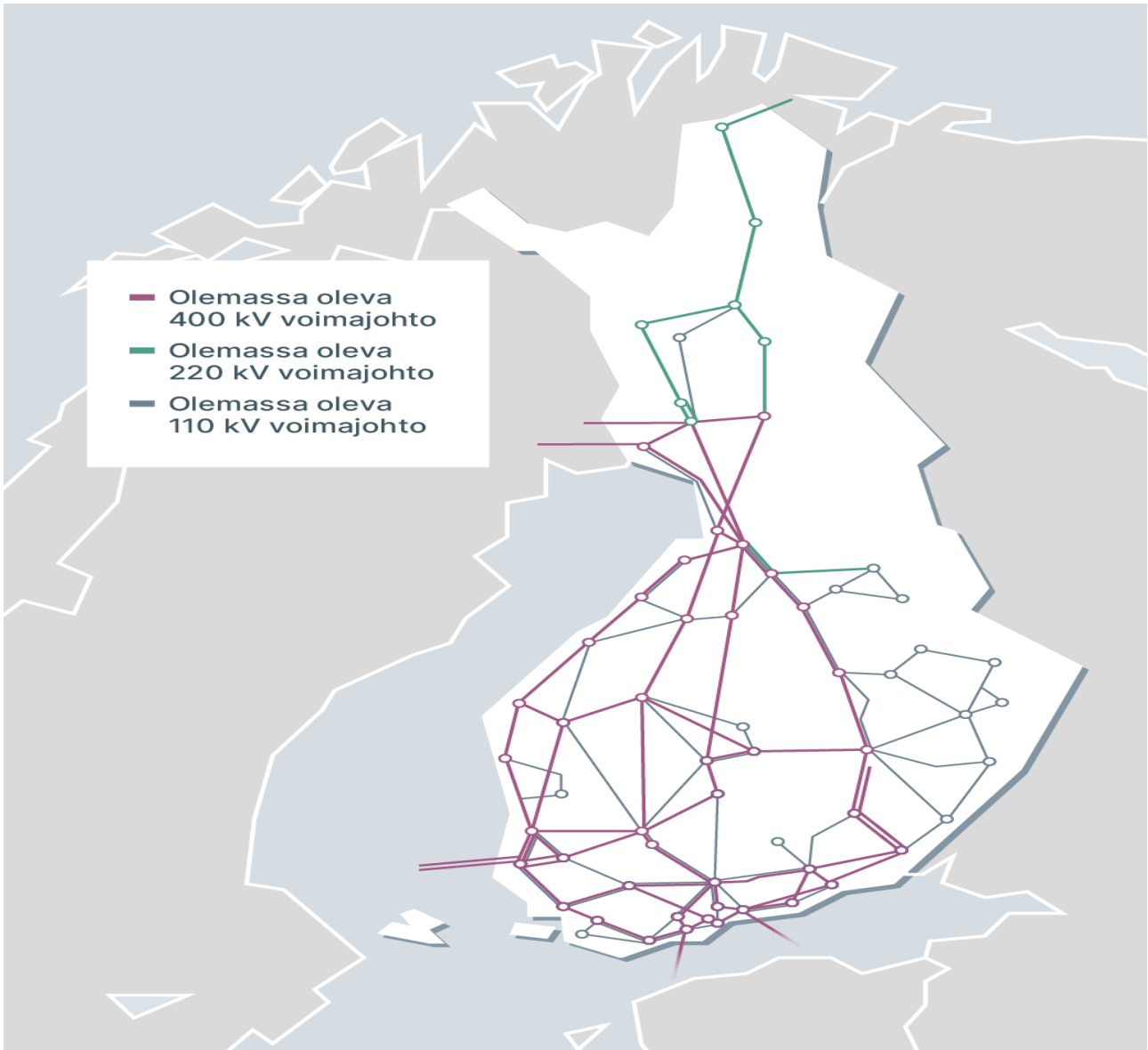
Fingrid on sitoutunut merkittävään neljän miljardin euron investointiohjelmaan kantaverkon kehittämiseksi vuosina 2024–2033. Investoinnit mahdollistavat vihreän siirtymän toteutumisen, vahvistaa Suomen teollisuuden kilpailukykyä ja tukee hiilineutraaliustavoitteita. Investoinnit vastaavat erityisesti kasvavaan sähkönkulutukseen ja uusiutuvan energian lisääntyvään tuotantoon (Fingrid 2023). Toisiojärjestelmien omaisuusdatan tehokas hallinta muodostaa keskeisen osan tätä kokonaisuutta, sillä se varmistaa investointien tehokkaan kohdentamisen ja verkon optimaalisen toiminnan.

### **1.3 Fingrid Oyj**

Fingrid Oyj on suomalaisen kantaverkon omistaja ja ylläpitäjä. Yhtiön tehtävänä on ylläpitää sähkönsiirron runkoverkkoa, joka yhdistää sähköntuottajat, teollisuuden ja jakeluverkot toisiinsa (Esitely 2025). Fingrid vastaa sähköjärjestelmän tasapainosta ja toimintavarmasta sähkönsiirrosta kansallisella tasolla.

Fingridin verkko koostuu 400 kV, 220 kV ja 110 kV jännitetasojen suurjänniteinfrastruktuurista. Verkosto sisältää 14 500 kilometriä voimajohtoja ja 121 sähköasemaa (2023). Sähköasemat ja kaantuvat muuntoasemiin ja kytkinasemiin. Muuntoasemat muuntavat jännitettä eri tasojen välillä. Kytkinasemat puolestaan ohjaavat tehonjakelua verkossa ilman jännitetaso muutoksia.

Kantaverkon kautta siirtyy 75 % Suomen kokonaissähkönsiirrosta. Verkko toimii silmukoituna rakenteena, mikä mahdollistaa vaihtoehtoisten siirtoreittien käytön. Suomen sähköjärjestelmä on integroitu yhteispohjoismaiseen sähköjärjestelmään Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan kanssa. Lisäksi Virossa Suomeen on tasasähköyhteys (Fingrid sähkönsiirtoverkko 2025).



Kuvio 1. Suomen suurjänniteverkko (Fingrid Oyj sähkösiirtoverkko 2024)

## 2 Tutkimuksen toteutus

### 2.1 Tavoitteet ja tutkimuskysymykset

Tutkimuksella oli kaksi toisiaan täydentävää tavoitetta Fingrid Oyj:n toisiojärjestelmien omaisuusdatan hallinnan kehittämiseksi. Julkisen osuuden tavoitteena oli luoda kattava tietoperusta sähköverkon toisiojärjestelmistä. Tämä osa tarjoaa teknisen yleiskuvauksen toisiojärjestelmien komponenteista, toimintaperiaatteista ja niiden roolista sähköverkossa. Julkaisu palvelee alan ammattilaisia, sekä opiskelijoita ja voi toimia esimerkiksi perehdytysmateriaalina uusille työntekijöille.

Sisäisen prosessianalyysin tavoitteena oli tunnistaa nykyisen omaisuusdatan hallintaprosessin kriittiset kehityskohteet ja luoda konkreettisia toimenpide-ehdotuksia. Selvityksessä painotettiin digitaalisten ratkaisujen arvioinnin kokonaisuutta sekä sisäisestä että ulkoisesta näkökulmasta. Elinkaaren hallinnassa on mukana sekä sisäisiä että ulkoisia sidosryhmiä, joilla on erilaiset intressit keskenään – omistaja, käyttäjä, yhteistyökumppanit ja palveluntarjoajat. Monimuotoisuus tekee elinkaaren hallinnasta haastavan kontrolloida ilman laadukasta ja tehokasta tiedonhallintaa, jolloin tiedon, tiedon tulkinnan ja ennakoinnin merkitys päätöksenteossa korostuu. Tämä osa keskittyi selvittämään millä tavoin digitaaliset ratkaisut voivat tehostaa tiedonhallintaa, vähentää manuaalista työtä ja parantaa datan laatua. Analyysi on rajattu Fingridin sisäiseen käyttöön tietoturva- ja liiketoimintasyistä.

Digitalisoituvana energiasektori edellyttää reaaliaikaista ja luotettavaa dataa sekä strategisen päätöksenteon tueksi että operatiivisen toiminnan optimoimiseksi. Sidosryhmien välisen tiedonkulun sujuvuus on kriittistä, sillä eri toimijoilla on omat näkökulmansa ja erityyppiset tarpeensa omaisuusdatalle. Omistajan näkökulmasta keskeistä on investointien optimointi ja elinkaarikustannusten hallinta. Käyttäjä tarvitsee reaaliaikaista tietoa operatiiviseen toimintaan. Yhteistyökumppanit ja palvelutoimittajat puolestaan tarvitsevat tarkkaa teknistä tietoa huoltojen ja projektien toteuttamiseen. Toisiojärjestelmien tekninen ymmärrys muodostaa perustan tehokkaalle omaisuudenhallinnalle, minkä vuoksi julkinen tietoperusta on olennainen. Samalla organisaation sisäiset prosessit vaativat jatkuvaa kehittämistä vastaamaan kasvavia digitalisaatiovaatimuksia, joita varten tarvitaan yksityiskohtaisia prosessianalyysijä.

Eriyistä huomiota kiinnitettiin siihen, miten laadukas omaisuusdata tukee investointisuunnittelua, mahdollistaa ennakoivan kunnossapidon ja tehostaa laitteiden elinkaarenhallintaa. Nämä tekijät ovat kriittisiä kantaverkkoyhtiön toiminnassa, jossa käyttövarmuus ja taloudellisuus muodostavat keskeisimmät suorituskykykymittarit.

Tutkimuksen pääkysymys muotoiltiin seuraavasti: Miten toisiojärjestelmien omaisuusdatan hallintaprosessia voidaan kehittää vastaamaan modernin sähköverkon liiketoiminnallisia vaatimuksia digitaalisia ratkaisuja hyödyntäen?

Pääkysymystä lähestyttiin kolmen alakysymyksen kautta. Tutkimuksessa selvitettiin nykyisen prosessin arvoa tuottavat vaiheet ja tunnistettiin tehottomuuden aiheuttajat. Lisäksi analysoitiin digitalisaation konkreettisia mahdollisuuksia prosessikustannusten vähentämisessä ja tiedon laadun parantamisessa. Tutkimus arvioi myös, millainen toimintamalli tukee parhaiten Fingridin strategisia tavoitteita pitkällä aikavälillä.

## **2.2 Rajaus ja näkökulma**

Opinnäytetyö rajattiin kahteen toisiaan täydentävään kokonaisuuteen vastaamaan luvussa 2.1 esitettyjä tavoitteita.

Julkinen osuus keskittyi toisiojärjestelmien tekniseen kuvaukseen yleisellä tasolla. Tässä osassa tarkasteltiin suojaus-, ohjaus- ja mittausjärjestelmien komponentteja, toimintaperiaatteita ja niiden roolia sähköverkossa. Tekninen kuvaus pidettiin yleisluontoisena, jotta se palvelee laajaa kohdeyhmää vaarantamatta kriittisen infrastruktuurin turvallisuutta.

Tietoliikennelaitteistot rajattiin kokonaisuutena tarkastelun ulkopuolelle niiden kriittisen luonteen ja tietoturvan vuoksi, lukuun ottamatta välttämättömiä viittauksia muiden järjestelmien toiminnan ymmärtämiseksi.

Sisäinen tutkimus rajattiin Fingridin toisiojärjestelmien omaisuusdatan toimitusprosesseihin ja ylläpitoprosesseihin. Tämä osa keskittyi käytännön tiedonhallinnan haasteisiin ja prosessien kehittämiseen liiketoiminnallisesta näkökulmasta. Tutkimus kohdistui omaisuustietojen keräämiseen, toimittamiseen, kirjaamiseen ja dokumentointiin, sekä toimijoiden rooleihin ja vastuisiin.

Vertailukohtana työssä hyödynnettiin primäärilaitetietojen toimituksen pilottiprojektia. Työssä ei syvennytty teknisiin yksityiskohtiin tai järjestelmäarkkitehtuureihin, vaan keskityttiin prosessien toimivuuteen ja tietojen laatuvaatimuksiin.

Kriittisen infrastruktuurin luonteen vuoksi työssä noudatettiin erityistä harkintaa tietoturvan kannalta sensitiivisten yksityiskohtien käsittelyssä. Kaikki julkaistu tieto on arvioitu toimeksiantajan

toimesta. Yksityiskohtaiset prosessikuvaukset ja organisaatiokohtaiset kehitysehdotukset rajattiin sisäiseen käyttöön.

Kantaverkon turvallisuus varmistetaan monitasoisella lähestymistavalla, joka kattaa fyysisen turvallisuuden, kyberturvallisuuden ja toiminnallisen varautumisen. Fingrid noudattaa kansallisia ja EU-tason säädöksiä sekä toimialan parhaita käytäntöjä turvallisuuden varmistamisessa.

## 2.3 Menetelmät ja aineisto

Opinnäytetyö toteutettiin laadullisena toimintatutkimuksena, jossa yhdistettiin useita aineistonkeruumenetelmiä kokonaisvaltaisen ymmärryksen saavuttamiseksi. Lähtötasotieto prosessin nykytilasta perustui aikaisempaan työkokemukseeni toisiojärjestelmien parissa sekä Fingridin sisäisten dokumenttien analyysiin. Tutkimuksen aikana osallistuin säännöllisesti ohjauspalaverihin, joissa pääsin keskustelemaan työn ohjaajien kanssa tutkimuksen etenemisestä ja organisaation tarpeista. Palaverit auttoivat hahmottamaan, mihin tutkimuksessa kannattaa erityisesti keskittyä. Esiymmärrys ohjasi tutkimusta ja auttoi tunnistamaan keskeisiä sidosryhmiä. Valittu lähestymistapa mahdollisti toisiojärjestelmien omaisuusdatan hallinnan prosessin syvällisen tarkastelun ja käytännönläheisten kehitysehdotusten laatimisen.

Alkuvaiheessa järjestettiin useita Teams-palavereja toimeksiantajan, työn ohjaajan ja asiantuntijoiden kanssa. Palavereissa tarkennettiin tutkimuksen painopisteitä, keskusteltiin rajauksista ja varmistettiin, että valitut menetelmät palvelevat parhaiten organisaation tarpeita. Keskusteluissa tuli ilmi monia käytännön näkökohtia, joita en välttämättä olisi osannut huomioida ilman toimeksiantajan asiantuntemusta.

Haastateltavien valinnassa pyrittiin kattamaan koko omaisuusdatan elinkaari ja kaikki sen parissa työskentelevät tahot:

- Toimittajat ja urakoitsijat
- Operatiivisen toiminnan toisioasiantuntijat
- Omaisuudenhallinnan ja omaisuuden mallintamisen asiantuntijat
- Loppuarvon mallintamisen asiantuntijat
- Omaisuusjärjestelmän ylläpitäjät
- Kunnossapidon ja projektitoiminnan edustajat

Tutkimuksen pääasiallisena aineistonkeruumenetelmänä käytettiin teemahaastatteluja, joilla kerättiin tietoa prosessin nykytilasta, haasteista ja kehittymismahdollisuuksista. Ensimmäiset haastattelutavat valittiin oman asiantuntemukseni perusteella. Haastattelujen edetessä käytin ketjuotantaa, jossa kukin haastateltava suositteli seuraavia asiantuntijoita. Myös kokeneet kollegat ohjasivat minua keskeisten asiantuntijoiden pariin. Haastatteluihin osallistui yhteensä 15 Fingridin asiantuntijaa eri organisaatiotasoilta sekä kaksi ulkoista palvelutoimittajaa. Haastattelujen kesto vaihteli 15 minuutista puoleentoista tuntiin riippuen käsiteltävien teemojen laajuudesta ja haastateltavan roolista prosessissa.

Haastatteluaineistoa täydennettiin prosessianalyysillä, jossa tarkasteltiin nykyisen toimintamallin vaiheita ja tiedonkulkua. Analyysi sisälsi olemassa olevan dokumentaation läpikäynnin, prosessin visualisoinnin, sekä sidosryhmien välisten yhteyksien kartoittamisen. Tämä mahdollisti prosessin kokonaisuuden hahmottamisen ja kriittisten pisteiden tunnistamisen.

Kerätty aineisto analysoitiin teemoittelun avulla, jossa tunnistettiin toistuvat haasteet, kehityskohdet ja mahdollisuudet. Analyysin luotettavuutta varmistettiin triangulaatiolla, jossa eri lähteistä saatua tietoa verrattiin keskenään. Keskeiset havainnot validoitiin prosessin avainhenkilöiden kanssa tulosten oikeellisuuden varmistamiseksi.

## **2.4 Tutkimuksen eettisyys ja luotettavuus**

Opinnäytetyön toteutuksessa noudatettiin erityistä huolellisuutta kriittisen infrastruktuurin tietoturvanäkökohtien osalta. Fingridin kantaverkko muodostaa yhteiskunnallisesti kriittisen infrastruktuurin osan, minkä vuoksi kaikkea teknistä tietoa ei voida julkaista avoimesti. Tutkimuksessa on tarkoituksellisesti jätetty käsittelemättä yksityiskohtaisia teknisiä ratkaisuja, jotka voisivat vaarantaa järjestelmien turvallisuutta.

Tutkimuksessa hyödynnettiin ISO 55000 -standardiperheen määritelmiä omaisuudenhallinnan osalta. Lisäksi tutkimuksessa sovellettiin Fingridin sisäisiä linjauksia ja salassapitomääräyksiä, jotka ohjaavat kriittisen infrastruktuurin tietojen käsittelyä.

Haastattelujen toteutuksessa noudatettiin tutkimuseettisiä periaatteita. Kaikki haastateltavat informoitiin tutkimuksen tarkoituksesta ja aineiston käsittelytavoista. Haastatteluaineisto käsiteltiin

ja raportoitiin siten, että yksittäisiä vastauksia, suoria mielipiteitä tai kehitysehdotuksia ei voida kohdistaa tiettyyn henkilöön. Aineisto esitettiin koostettuna kokonaisuutena, jossa eri haastattelusta nousseet teemat yhdistettiin yleisiksi havainnoiksi. Sisäisen prosessianalyysin tulokset on esitetty yleisellä tasolla ilman organisaation sisäisiä yksityiskohtia.

Tutkimuksen luotettavuutta varmistettiin useilla tavoilla. Tietoperustan osalta hyödynnettiin ensisijaisesti tieteellisiä julkaisuja, virallisia standardeja ja tunnustettujen organisaatioiden dokumentaatiota. Lisäksi tietoperustan tekninen oikeellisuus varmistettiin toisiojärjestelmien asiantuntijan toimesta. Empiirisen osuuden luotettavuutta vahvistettiin yhdistämällä useita tietolähteitä: haastatteluaineistoa, dokumenttianalyysiä ja prosessihavainnointia. Haastattelujen kattavuus varmistettiin valitsemalla osallistujia eri organisaatiotasoilta ja rooleista. Analyysin tulokset validoitiin esittelemällä ne prosessin avainhenkilöille.

Tutkimuksen objektiivisuutta tuki erityinen asemani organisaatiossa. Aiempi työkokemus toisiojärjestelmien parissa tarjosi ymmärryksen aihepiirin teknisistä ja organisatorisista erityispiirteistä. Koska aiemmat työtehtävät eivät kuitenkaan liittyneet suoraan tutkittavaan omaisuusdatan hallintaprosessiin, säilyi riittävä etäisyys kriittiseen tarkasteluun. Yhdistelmä aihepiirin tuntemusta ja prosessista riippumattomuutta loi optimaaliset edellytykset objektiiviselle ja asiantuntevalle analyysille.

### **3 Omaisuusdatan hallinnan teoreettiset perusteet**

#### **3.1 Johdanto omaisuusdataan**

Omaisuusdatan tehokas ylläpito muodostaa perustan toisiojärjestelmien hallinnalle. Datan laatu ja saatavuus vaikuttavat suoraan päätöksenteon laatuun, kunnossapidon tehokkuuteen ja järjestelmien toimintavarmuuteen.

Luvussa määritellään keskeiset käsitteet ja terminologia standardipohjaisten määritelmien mukaisesti. Lisäksi tarkastellaan omaisuusdatan elinkaarta ja niitä hallintaprosesseja, joita tehokas tiedonhallinta edellyttää.

### 3.2 Käsitteet ja määritelmät

Omaisuusdatan ylläpidon ymmärtäminen edellyttää keskeisten käsitteiden selkeää määrittelyä. SFS-ISO 55000:2024 standardin mukaan omaisuus määritellään kohteeksi, asiaksi, tai kokonaisuudeksi, jolla on tai voi olla arvoa organisaatiolle. Omaisuus voi olla fyysistä tai aineetonta, kuten toisiojärjestelmien kohdalla sähkötekniisiä laitteita tai järjestelmiä (SFS-ISO 55000:2024, 23).

Data tarkoittaa kohdetta koskevia asioita, kun taas informaatio on datan järjestelyn ja käsittelyn merkityksellinen tulos. Omaisuusdatan kontekstissa tämä tarkoittaa esimerkiksi laitetietoja, kuten laitteen rakennetta, mallia tai tyyppiä.

Omaisuusdata muodostuu raakadatasta, joka kerätään laitteista ja järjestelmistä. Kun tämä data prosessoidaan ja sille annetaan merkitys, siitä tulee omaisuustietoa päätöksenteon tueksi. Toisiojärjestelmien kontekstissa omaisuusdata sisältää laitteiden tekniset parametrit, konfiguraatiodot, käyttöhistorian ja kunnossapitotiedot. Tämä data muuttuu omaisuustiedoksi, kun sitä analysoidaan ja hyödynnetään verkon suunnittelussa, käytössä ja ylläpidossa.

OmaisuuDENhallinta on organisaation koordinoitua toimintaa, jolla hyödynnetään omaisuuden arvoa (SFS-ISO 55000:2024, 25). Tämä sisältää tavanomaisesti kustannusten, riskien, mahdollisuuksien ja suorituskykyyn liittyvien hyötyjen tasapainottamista. Toiminta voi tarkoittaa myös omaisuudENhallintajärjestelmän osien soveltamista.

Dokumentoitu tieto on tietoa, jota organisaatiolla on tarve hallita ja ylläpitää (SFS-ISO 55000:2024, 27). Dokumentoitu tieto voi olla missä tahansa tallennusmuodossa ja millä tahansa tietovälineellä, sekä mistä tahansa lähteestä peräisin.

### 3.3 Datan elinkaari ja hallintaprosessit

Omaisuusdatan elinkaari seuraa omaisuuserän koko elinkaarta sen ideoinnista lopulta käytöstä poistamiseen asti. Elinkaari tarkoittaa omaisuuserän vaiheita sen eliniän aikana, jossa jokaiseen vaiheeseen kuuluu eri toimintoja ja prosesseja (SFS-ISO 55000:2024, 23).

Vaiheiden nimeäminen ja kuhunkin vaiheeseen kuuluvat toiminnot voivat vaihdella eri toimialojen välillä merkittävästi, mutta tyypillisiä vaiheita ovat:

- **Tarpeen määrittely:** Omaisuuden tarpeen tunnistaminen ja määrittely
- **Suunnittelu:** Tekninen suunnittelu ja dokumentointi
- **Hankinta:** Toteutus ja käyttöönotto
- **Käyttö ja ylläpito:** Operatiivinen toiminta ja kunnossapito
- **Uudistaminen tai korvaaminen:** Elinkaarenhallinta
- **Hävittäminen:** Käytöstä poisto ja vastuiden päättäminen

Jokainen vaihe tuottaa erilaista dataa ja vaatii erilaisia hallintaprosesseja. Datan laatu ja saatavuus sen eri elinkaarivaiheissa vaikuttaa päätöksenteon laatuun ja omaisuudenhallinnan tehokkuuteen.

**Prosessi** määritellään toisiinsa liittyviksi tai vaikuttaviksi toiminnoiksi, jotka käyttävät tai muuttavat resursseja siten, että syntyy tuotoksia (SFS-ISO 55000:2024, 27). Omaisuusdatan hallintaprosessit kattavat tiedon keräämisen, tallentamisen, käsittelyn, jakamisen ja arkistoinnin koko omaisuuden elinkaaren ajan.

Tehokas tiedonhallinta edellyttää standardoituja prosesseja, jotka varmistavat datan:

- **Tarkkuuden:** Tieto vastaa todellisuutta
- **Täydellisyyden:** Kaikki tarvittava tieto on saatavilla
- **Ajantasaisuuden:** Tieto on ajantasaista
- **Saatavuuden:** Tieto on käytettävissä tarvittaessa
- **Yhteensopivuuden:** Tieto on yhteensopivaa eri järjestelmien välillä

Fingridin toisiojärjestelmien kontekstissa tämä tarkoittaa, että laitetietojen on oltava tarkkoja, täydellisiä ja saatavilla kaikissa omaisuuden elinkaaren vaiheissa. Epäyhtenäiset tai puutteelliset tiedot voivat johtaa virheellisiin päätöksiin, laskelmiin ja lisäkustannuksiin.

Datan hallintaprosessin tulisi tukea jatkuvaa parantamista, joka tarkoittaa toistuvaa toimintaa suorituskyvyn paranemiseksi (SFS-ISO 55000:2024, 28). Tämä edellyttää säännöllistä datan arviointia, mittausta ja prosessien kehittämistä vastaamaan muuttuvia tarpeita ja vaatimuksia.

## 4 Toisiojärjestelmä ja laitteet

### 4.1 Toisiojärjestelmien rooli sähköverkossa

Sähköverkon toisiojärjestelmät vastaavat verkon turvallisesta ja selektiivisestä toiminnasta. Luvussa esitellään Fingridin toisiojärjestelmien pääkategoriat ja keskeiset laitetypit. Tarkastelu keskittyy suojaus-, automaatio-, mittauslaitteisiin, sekä niiden integraatioon. Luvun tavoitteena on luoda tekninen ymmärrys toisiojärjestelmästä kokonaisuutena.

### 4.2 Yleiskatsaus toisiojärjestelmistä

Toisiojärjestelmät muodostavat sähköverkon älykkään suojauksen, ohjauksen ja valvonnan. Ne täydentävät sähköverkon primäärilaitteita, joita ovat muuntajat, katkaisijat, erottimet ja voimajohdot. Primäärilaitteet siirtävät ja muuntavat sähköenergiaa, kun taas toisiojärjestelmät valvovat niiden tilaa, suojaavat vikatilanteissa ja mahdollistavat etäohjauksen.

Nykyaikaisessa sähköverkossa toisiojärjestelmät ovat välttämättömiä. Ne mahdollistavat sähköasemien toiminnan ilman paikallista henkilökuntaa. Tämä parantaa merkittävästi toiminnan tehokkuutta ja luotettavuutta.

Sähköverkon toisiojärjestelmät jaetaan neljään pääryhmään toiminnan mukaan. **Suojausjärjestelmät** valvovat verkon tilaa jatkuvasti ja erottavat vikaantuneen osan verkosta. Näin vika ei pääse leviämään laajemmalle alueelle, ja laitteiden vauriot jäävät mahdollisimman pieniksi. **Automaatio- ja ohjausjärjestelmät** toteuttavat verkon etäohjauksen ja -valvonnan, sekä keräävät järjestelmä-tietoja. Ne automatisoivat rutiinikytkentöjä ja optimoivat verkon käyttöä reaaliajassa.

**Mittauslaite- ja erillislaittejärjestelmät** tuottavat tarkkaa tietoa verkon tilasta, sähkönlaadusta ja energiansiirroista. Tämä tieto on kriittistä verkon suunnittelussa, käytössä ja kunnossapidossa. Mittausdata takaa myös jälkikäteen tehtävät analyysit ja verkon kehittämisen.

Modernit toisiojärjestelmät perustuvat digitaaliseen teknologiaan ja standardoituihin viestintäprotokollisiin. IEC 61850 -standardi on vakiintunut keskeiseksi sähköasema-automaation standardiksi, jonka tehtävänä on varmistaa eri valmistajien laitteiden yhteentoimivuus. Digitalisaatio on tuonut

mukanaan paremman mittaustarkkuuden, monipuolisemmat toiminnot ja etähallinnan mahdollisuudet.

### 4.3 Suojausjärjestelmät

Sähköverkon suojausjärjestelmien tehtävänä on havaita viat nopeasti ja eristää viallinen verkko-osa muusta järjestelmästä. Suojausjärjestelmän päätavoitteena on pitää sähköjärjestelmä vakaana, eristämällä vain viallisessa tilassa olevat komponentit ja jättämällä mahdollisimman suuri osa verkosta toimintaan. Tätä kyseistä ominaisuutta kutsutaan selektiivisyydeksi.

Blogissa Tech to The Future kerrotaan, että sähköverkossa esiintyvät viat ovat tyypillisesti oikosulkuja, maasulkuja, johtimen katkeamista tai joitakin näiden yhdistelmiä. Oikosulkutilanne tarkoittaa sitä, että sähköverkon johdinten välille syntyy pieni-impedanssinen yhteys, jolloin johdinten välinen virta kasvaa huomattavan suureksi (Flyktman, T. 2022). Väittämät blogissa ovat paikkansapitäviä, vaikka toisaalta mahdollisia esiintyviä vikoja on lukuisia muitakin. Fingridin kohdalla ei johtimen katkeamista voi kutsua tyypilliseksi viaksi. Selektiivisyyden saavuttamiseksi sähköjärjestelmä jaetaan suojausvyöhykkeisiin, joista jokainen sisältää suojattavan verkkokomponentin. Vyöhykkeet limittyvät päällekkäin, jotta mikään verkko-osa ei jää suojauksen ulkopuolelle.

Sähköverkon suojausteknologia on kehittynyt merkittävästi yli sadan vuoden aikana. Sähkömekaaniset releet olivat käytössä 1900-luvun alusta aina 1980-luvulle saakka. Ne perustuivat fyysisiin periaatteisiin, kuten sähkömagneettiseen voimaan, joka liikkutti mekaanisia kosketinrakenteita (Intelligent Electronic Device N.d). Jokainen rele valvoi tyypillisesti yhtä suuretta ja toimi itsenäisesti.

1980-luvulta alkoivat yleistyä staattiset releet, joissa mittaus- ja logiikkatoiminnot toteutettiin transistoreilla ja muilla elektronisilla komponenteilla. Vaikka näitä kutsuttiin staattisiksi, ne käyttivät edelleen pieniä sähkömekaanisia apureleitä katkaisijan ohjaukseen. Staattiset releet tarjosivat paremman mittaustarkkuuden ja nopeamman signaalinkäsittelyn kuin sähkömekaaniset edeltäjät.

1990-luvulla digitaalitekniikka toi mukanaan mikroprosessoripohjaiset numeeriset releet, jotka mullistivat suojaustekniikan. Nämä mahdollistivat useiden suojausfunktioiden integroinnin samaan

laitteeseen ja tarjosivat kehittyneitä analyysitoimintoja. Nykyaikaiset IED-laitteet (Intelligent Electronic Device) sisältävät tarkempia mittausperiaatteita ja vaativat vähemmän apulaitteita verrattuna perinteisiin releisiin (The good old electromechanical N.d)

Moderni suojausteknologia perustuu älykkäisiin elektronisiin laitteisiin (IED), jotka kykenevät monipuolisiin suojaus-, valvonta-, ja ohjaustehtäviin. Yksi IED voi sisältää kymmeniä eri suojausfunktioita sekä mittaus- ja viestintätoimintoja. Digitaalitekniikka mahdollistaa kehittyneen signaalinkäsittelyn ja reaaliaikaisen tiedonvaihdon muiden laitteiden kanssa. Suojareleet toimivat automaattisesti ilman käyttökäyttökunnan aktiivista ohjausta tai valvontaa (Flyktman, T. 2022).

#### **4.3.1 Älykkäät suojareleet (IED)**

Älykäs elektroninen laite (Intelligent Electronic Device, IED) on integroitu mikroprosessoripohjainen sähköjärjestelmän laite, joka ohjaa esimerkiksi katkaisimia, muuntajia ja kondensaattoripankkeja. IED-laitteet vastaanottavat dataa antureista ja mittamuuntajista, sekä ne voivat antaa ohjauskomentoja jännite-, virta- tai taajuuspoikkeavuuksien havaitsemisen yhteydessä.

Suojareleet valvovat sähköverkon parametreja, kuten virtoja, jännitteitä ja taajuuksia, hyödyntäen tavallisesti mittamuuntajia ja sensoreita. Tarvittaessa ne suorittavat ennalta määritetyt ohjaustoimenpiteet tai antavat ilmaisen havaitusta tilasta. Suur- ja keskijänniteverkostossa suojareleet liittyvät sähköverkkoon mittamuuntajien kautta (Elovaara & Haarla 2011, 76). Tyypillisesti suojarele ohjaa katkaisijan auki, mikäli mitatut arvot eivät ole aseteltujen rajojen sisällä.

Tyypillinen IED voi sisältää useita suojaustoimintoja ja erillisiä laitetta ohjaavia ohjaustoimintoja, sekä automaattista jälleenkytkentätoimintoa, itsevalvontatoimintoa ja viestintätoimintoja. Modernit IED-laitteet tarjoavat modulaarisen suunnittelun ja kehittyneet ominaisuudet verkostojen tarpeisiin. Nämä laitteet tukevat tyypillisesti useita standardeja, sekä sisältävät laajan valikoiman suojausfunktioita ja integroituja ohjaus- ja valvontaominaisuuksia (Relion 670/650 2024).

Uusimmissa IED-laitteissa on huomattavia parannuksia perinteisiin releisiin verrattuna. Ne sisältävät tarkempia mittausperiaatteita ja vaativat vähemmän apulaitteita. Lisäksi nykyaikaiset numeeriset suojareleet tallentavat ennakkoon määritellyt asiat häiriötallenteeseen, jota voidaan myöhemmin hyödyntää vian syyn selvittämisessä (Flyktman, T. 2022).

Modernit IED-laitteet tukevat IEC 61850 -standardia sähköasemien automaatioon, mikä takaa laitteiden yhteentoimivuuden valmistajasta riippumatta. Suurjännitesähköasennuksissa IED-laitteiden tulee täyttää SFS 6001 -standardin vaatimukset turvallisuuden varmistamiseksi (SFS 6001:2025).



Kuvio 2. Siemens IED Distanssi- ja jälleenkytkentärele, laitekuva.

#### 4.3.2 Suojauksen viestiyhteyslaitteet

Suojauksen viestiyhteysjärjestelmät mahdollistavat suojauslaitteiden välisen tiedonvaihdon ja koordinoinnin. Viestiyhteysjärjestelmien luotettavuus on kriittistä, sillä viestiyhteyden vikaantuminen tai releiden toimintahäiriöt voivat johtaa viivästyneeseen vikojen eristämiseen ja verkon selektiivisyyteen.

**Suojauksen viestiyhteys (SVY)** järjestelmät käyttävät omistettuja viestikanavia suojauslaitteiden väliseen kommunikointiin. Lyhyille matkoille voidaan hyödyntää suoraa I/O siirtoa, joka tarjoaa

yksinkertaisen ja nopean tiedonsiirron välityksen. Pidempiä yhteyksiä varten modernit järjestelmät hyödyntävät pääasiassa kuitu- ja Ethernet-yhteyksiä nopeaan tiedonsiirtoon.

**Eroonkytkennän Viestiyhteys (EVY)** järjestelmät mahdollistavat suojauslaitteiden lähettää laukaisukomentoja etäkohteisiin nopeasti. Järjestelmän keskeinen periaate on varmistaa johdonsuojan toiminta, sekä jälleenkytkennät tilanteissa, joissa verkossa on hajautettuja tuotantolaitoksia. EVY-järjestelmä välittää voimajohdon laukaisukäskyn etäkohteessa sijaitsevalle generaattorille, akustolle tai tuotantolaitokselle, jolloin se kytkeytyy irti verkosta. Tämä mahdollistaa onnistuneen jälleen kytkennän (PJK) ilman häiriöitä tuotantolaitoksilta. EVY-järjestelmät hyödyntävät kuituyhteyksiä ja digitaalisia viestintäverkkoja varmistuen signaalin nopean siirron kriittisissä vikatilanteissa.

**Laukaisujen ja hälytysten siirto** välittää suojausreleiden laukaisukomentoja etäkohteisiin. Hälytys-signaalejen siirto välittää tärkeää tilatietoa verkon valvontajärjestelmille. Vikatilanteessa suojausjärjestelmä lähettää hälytyksen valvontakeskukseen käyttöhenkilökunnalle automaattisesti.



Kuvio 3. ABB SVY, laitekuva.



Kuvio 4. Siemens EVY, laitekuva.

### 4.3.3 Verkkosuojat

Verkkosuojat ovat laajempia suojauskokonaisuuksia, jotka hyödyntävät IED-laitteita toteuttaakseen alueellisia tai valtakunnallisia suojaustoimintoja. Siinä missä yksittäiset IED-laitteet suojaavat tiettyjä komponentteja, kuten muuntajia tai johtoja, verkkosuojat tarkastelevat koko verkon toimintaa ja stabiiliteettia. Kyseiset suojat huomioivat verkon topologian, käyttöolosuhteet ja erityisvaatimukset.

**Järjestelmäkohtaiset** suojat on räätälöity vastaamaan tietyn verkonalueen erityisvaatimuksia. Ne ottavat huomioon verkon rakenteen, kuormitustilanteen ja mahdolliset häiriötilanteet. Suojausjärjestelmän suunnittelu edellyttää tarkkaa analyysiä verkon toiminnasta ja mahdollisista vikatilanteista (Korpinen, E. 1997).

Perinteiset suojauslaitteet toimivat ennalta määritetyillä kiinteillä asetuksilla eivätkä ole enää riittäviä nykypäivän dynaamisessa sähköverkossa. Erityisesti hajautettujen uusiutuvien energianlähteiden yleistymisen myötä adaptiivinen suojausjärjestelmä on tullut tarpeelliseksi vastaamaan nopeasti verkkomääritysten muutoksiin (A review of adaptive 2024).

**Verkkokoodiperusteiset suojat (Network Code Emergency Response, NCER)** perustuvat verkkokoodi-määrittelyihin ja eurooppalaisiin standardeihin. NCER suojat ovat suunniteltu vastaamaan eurooppalaisen sähköverkon vaatimuksiin ja varmistamaan verkon toiminnan jatkuvuuden suuremmissa häiriötilanteissa.

Suomen sähköverkko on osa pohjoismaista yhteiskäyttöverkkoa ja kantaverkko on yhdistetty **Norjan, Ruotsin** ja **Viron** verkkoihin. Tämä edellyttää koordinoituja suojausjärjestelmiä, jotka kykenevät toimimaan kansainvälisessä verkkoympäristössä.

Suomessa merkittävänä esimerkkinä NCER-standardin soveltamisesta toimii Olkiluoto 3 (OL3) ydinvoimalaitoksen järjestelmäsuoja. OL3 Laitos on Euroopan tehokkain ydinvoimalaitos 1 600 megawatin nettosähkökapasiteetillaan (OL3 N.d). Suomen sähköjärjestelmän vakauden kannalta on kriittistä hallita tällaisen yksittäisen suuren tuotantoyksikön mahdollisten häiriöiden vaikutuksia kantaverkkoon.

Järjestelmäsuojan keskeisenä tavoitteena on minimoida OL3:n äkillisten tuotantokatkoksien haitalliset vaikutukset Suomen sähköverkkoon. Automaattinen suojausjärjestelmä aktivoituu 0,3 sekunnissa ja rajoittaa tehonmenetyksen 1 300 megawattiin. Toimintaperiaate perustuu hajautettujen kuormien hallittuun katkaisuun eri puolilla Suomea. Nämä kohteet voivat tarvittaessa katkaista sähkönkulutuksensa nopeasti, mikä kompensoi OL3:n tuotannon menetystä ja ylläpitää verkon tasapainoa (Olkiluoto 3:n järjestelmäsuoja N.d).

Network Code on Emergency & Restoration (NCER) tuli voimaan joulukuussa 2017 ja määrittelee järjestelmäpuolustus suunnitelman vaatimukset eurooppalaisille kantaverkko-operaattoreille. NCER:n mukaan järjestelmäpuolustus suunnitelma aktivoidaan kahdessa tilanteessa: kun järjestelmä on hätätilassa tai kun reservikapasiteetti vähenee yli 20 % pidemmäksi kuin 30 minuutiksi ilman mahdollisuutta korjata vajausta. (NCER 2019, 4–5).

## 4.4 Automaatio- ja ohjausjärjestelmät

Sähköverkon automaatio- ja ohjausjärjestelmät mahdollistavat verkon etäohjauksen, -valvonnan ja automaattisen toiminnan. Toisiojärjestelmät ovat sähköaseman aivot ja hermosto, jotka käsittelevät mittausdataa ja antavat käskyjä ensilaitteille (Hakanpää, L. 2021.). Modernit automaatiojärjestelmät muodostavat sähköverkon keskushermoston, jonka kautta toteutetaan tehokas ja turvallinen verkon hallinta.

Automaatio- ja ohjausjärjestelmät integroivat suojaus-, mittaus- ja tietoliikennelaitteistot yhtenäiseksi kokonaisuudeksi. Järjestelmien ansiosta sähköasemat toimivat ilman henkilöstöä paikan päällä, kun kantaverkkokeskus valvoo kokonaistilannetta etäohjauksella. Fingridin verkossa automaatiojärjestelmät mahdollistavat verkon selektiivisyyden ja siirtovarmuuden huippuluokan toiminnallisuuksilla. Kantaverkon siirtovarmuus oli vuonna 2024 erinomainen **99,9995 %** (Kantaverkon siirtovarmuus 2025).

Digitalisaation myötä automaatiojärjestelmien rooli on korostunut entisestään. IEC 61850 -standardin mukainen tiedonvaihto edistää laitteiden välisen saumattoman kommunikoinnin ja kehittyneet toiminnallisuudet (IEC 61850-3:2013). Standardipohjaiset ratkaisut vähentävät toimittajariippuvuutta ja parantavat järjestelmien yhteen toimivuutta.

### 4.4.1 Keskitetty ja hajautettu etäohjausyksikkö

Remote Terminal Unit (RTU) on sähköaseman automaatiolaite, joka kerää, käsittelee ja välittää tietoa sähköaseman laitteista valvomojärjestelmiin. RTU toimii rajapintana kenttälaitteiden ja ylemmän tason järjestelmien välillä, mahdollistaen sähköaseman etävalvonnan ja -ohjauksen.

RTU-järjestelmät voidaan toteuttaa joko keskitettyinä tai hajautettuina ratkaisuin. Keskitetyssä arkkitehtuurissa kaikki I/O-moduulit ja prosessointiyksikkö sijaitsevat fyysisesti samassa paikassa, tyypillisesti samassa laitekaapissa. Hajautetussa toteutuksessa RTU:n keskusyksikkö kommunikoi erillisten yksiköiden kanssa, jotka on sijoitettu lähemmäs valvottavia laitteita. Yhteydet toteutetaan optisilla kuiduilla tai perinteisillä tiedonsiirtokaapeleilla (Sicam RTUs 2016, 236–243).

RTU:n perustoiminnallisuudet sisältävät: Kenttälaitteiden tilan valvonnan ja mittaustietojen kerääminen, ohjauskomennot katkaisijoille ja erottimille, tietojen välitys valvomojärjestelmiin standardiprotokollilla, paikallisautomaation ja lukituslogiikan, tapahtumien aikaleimaus ja logitus.

**Keskitetyssä RTU**-arkkitehtuurissa kaikki I/O-liitännät, prosessointi ja kommunikaatio on integroitu yhteen fyysiseen yksikköön tai kehiin. Tässä mallissa kaikki kenttäkaapelit tuodaan keskitetysti RTU-kaappiin, jossa sijaitsevat I/O-moduulit käsittelevät signaaleja. Keskitetyn mallin etuja ovat kompakti rakenne, yksinkertainen ylläpito ja luotettava sisäinen tiedonsiirto. Ratkaisu soveltuu erityisesti pienille ja keskisuurille sähköasemille, joissa laitteet sijaitsevat suhteellisen lähellä toisiaan.

**Hajautetussa RTU**-arkkitehtuurissa toiminnot ovat jaettu useampaan yksikköön ja erilliset I/O-yksiköt ovat sijoitettu lähelle kenttälaitteita. Yksiköt kommunikoivat keskenään väyläyhteyksien kautta, usein valokuidulla toteutettuna. Hajautettu malli vähentää merkittävästi kenttäkaapelointia ja parantaa häiriösuojausta. Se on optimaalinen ratkaisu suurille sähköasemille ja kohteille, joissa laitteet sijaitsevat laajalla alueella tai eri rakennuksissa.



Kuvio 5. Siemens RTU, laitekuva.

#### 4.4.2 Kenttäohjausyksikkö

IED BCU (Bay Control Unit) eli kenttäohjausyksikkö muodostaa sähköaseman automaatiojärjestelmän keskeisen komponentin, joka vastaa yksittäisen kenttäalueen eli "bayn" ohjauksesta ja valvonnasta. BCU toimii välivaihtajana operaattorin ja kenttälaitteiden välillä sähköasemalla (Bay Control Unit 2022).

Kenttäohjausyksikön päätehtävänä on suorittaa erilaisia toimintoja ennalta määritellyn ohjauslogiikan perusteella. Se toimii rajapintana operaattorin ja kenttälaitteiden välillä (Bay Control Unit 2022). BCU kerää tilatietoja primäärlaitteista, kuten katkaisijoista, erottimista ja maadoituskytkimistä, sekä välittää valitut ohjauskomennot näille laitteille turvallisesti ja luotettavasti.

Sähköasemien automaatiojärjestelmien kehityksen myötä, erityisesti IEC 61850 -ympäristöissä, viestintäasetukset ovat muodostuneet keskeiseksi vaatimuksiksi laitteiden välisessä tiedonvaihdossa (Bay Control Unit 2022). Jotta BCU voi suorittaa vaadittuja automaatio- ja ohjaustehtäviä IEC 61850 -ympäristössä, viestintäasetusten tulee perustua systemaattisesti määriteltyyn konfigurointimenetelmään, joka varmistaa järjestelmän toiminnallisuuden.

Nykyaikaiset IED BCU:t edustavat kehittyneitä ratkaisuja kenttäohjauksen alalla. Modernit kenttäohjausyksiköt perustuvat tyypillisesti modulaariseen lähestymistapaan keski- ja suurjännitteisiin kytkinlaitoksiin, integroiden käyttötoiminnot ja suojaustoiminnot yhteen kokonaisuuteen. Nämä järjestelmät edistävät tehokasta automaatiota ja tarjoavat yksinkertaiset konfigurointiympäristöt tarkoitukseen suunnitelluilla ohjelmistotyökaluilla (Bay Controller N.d).

Modulaarinen arkkitehtuuri mahdollistaa merkittävän joustavuuden I/O-määrittelyissä ja sovelluksissa. Järjestelmä on suunniteltu skaalautumaan kaikille jännitetasoille jakelusta kantaverkkoon (Siemens N.d). Modulaarisen laitteistoarkkitehtuurin ansiosta sovelluskohtaiset I/O-ratkaisut integroituvat helposti, mikä tukee järjestelmien pitkäaikaista kehityskykyä ja tehokasta elinkaarenhallintaa.

IEC 61850 -standardin tuki muodostaa selkärangan modernien BCU-järjestelmien yhteen toimivuudelle. Standardipohjainen viestintäarkkitehtuuri varmistaa laitetoimittajariippumattoman yhteensovivuuden ja helpottaa järjestelmäintegraatioiden toteuttamista. BCU:n konfigurointimenetelmät

IEC 61850 -pohjaisissa automaatiojärjestelmissä edellyttävät systemaattista teknisen dokumentaation hyödyntämistä parametrisoinnin optimoimiseksi (Bay Control Unit 2022).



Kuvio 6. Siemens IED BCU Kenttäohjausyksikkö, laitekuva.

#### 4.4.3 HMI-Käyttöliittymät

Human-Machine Interface (HMI), ihmisen ja koneen välinen käyttöliittymä muodostaa kriittisen yhteyden operaattoreiden ja sähköaseman automaatiojärjestelmien välillä. HMI mahdollistaa verkon tilanteiden reaaliaikaisen seurannan, laiteohjauksen ja häiriötilanteiden hallinnan sekä paikallisesti, että etäyhteyksin.

HMI-järjestelmä esittää prosessitiedot operaattoreille graafisessa muodossa, joka helpottaa järjestelmän kokonaistilan hahmottamista ja päätöksentekoa. Modernit HMI-järjestelmät tarjoavat intuitiivisen käyttöliittymän, jossa operaattori voi seurata verkon parametreja, analysoida tapahtumia ja hälytyksiä, sekä antaa mahdollisesti ohjauskomentoja.

**Paikalliskäyttöliittymät** ovat tyypillisesti sijoitettu aseman valvomorakennukseen. Sähköasemilla näitä kutsutaan paikallistyöasemiksi. Paikallistyöasemilla voidaan ohjata ainoastaan kyseisen sähköaseman tai kytkinlaitoksen laitteita, kuten katkaisimia ja erottimia, sekä tarkastella paikallisia hälytyksiä, tapahtumia ja mittauksia. Paikallinen HMI toimii varajärjestelmänä, joka varmistaa aseman hallittavuuden silloinkin, kun etäyhteydet ovat katkenneina. Paikallisissa käyttöliittymissä hyödynnetään useasti tietokoneita tai pieniä servereitä.

**Etäkäyttöliittymät** mahdollistavat sähköasemien valvonnan ja ohjauksen keskitetysti kantaverkokeskuksesta, sekä valvonnan ja analysoinnin asiantuntijatasolla. SCADA-järjestelmä (Supervisory Control and Data Acquisition) muodostaa arkkitehtuurin, jonka kautta useiden sähköasemien tiedot kootaan yhteen ja josta niitä voidaan ohjata ja tarkastella. Keskitetty lähestymistapa parantaa verkon kokonaishallinnan tehokkuutta.

Modernit sähköverkkojen ohjaus- ja valvontajärjestelmät edustavat uutta sukupolvea automaatio-ratkaisuissa. Järjestelmät kattavat reaaliaikaisen valvonnan ja ohjauksen sähköverkoille, perustuen vuosikymmenien kokemukseen maailmanlaajuisesta käytöstä monissa erilaisissa sovelluksissa (MicroSCADA X 2025).

Nykyaikaisten valvontajärjestelmien keskeisiä ominaisuuksia ovat saumaton integraatio, suora yhteys käyttödatan ja verkon ohjauskeskuksen välillä, keskitetty näkyvyys ja laitteiden kyberturvallisuus. Järjestelmät suunnitellaan tyypillisesti takautuvasti yhteensopiviksi, mikä mahdollistaa vanhojen järjestelmien päivittämisen minimaalisin muutoksin. Jatkuva sisäinen kehitystyö takaa elinkaaren hallinnan ja yhteensopivuuden tulevaisuuteen. Lisäksi järjestelmät perustuvat yleensä avoimeen teknologiaan, mikä vähentää riippuvuutta yksittäisistä toimittajista ja erityisosaamisvaatimuksista (MicroSCADA X 2025).

#### 4.4.4 Asemaväylä

Sähköasemien tietoliikenneverkon keskeisenä komponenttina toimivat väyläkytkimet, jotka yhdistävät automaatiolaitteet toisiinsa. IEC 61850 -standardi määrittelee sähköasemille Ethernet-pohjaisen viestintäverkon, joka mahdollistaa IED-laitteiden yhteistoiminnan. Standardin mukaiset kytkimet tarjoavat joustavuutta verkon suunnittelussa ja toteutuksessa (IEC 61850-3:2013).

Sähköasemien kytkimien tulee täyttää IEC 61850-3 standardien ympäristövaatimukset. IEC 61850-3 standardi määrittelee kaksi luotettavuusluokkaa viestintälaitteille: Luokka 1 (Class 1) sallii tilapäiset viestintäkatkokset ja -virheet, kun taas Luokka 2 (Class 2) vaatii virheettömän ja keskeytymättömän viestinnän häiriötilanteissa. Kriittisimmässä sovelluksessa, kuten suojausviestinnässä, käytetään 2-Luokan kytkimiä.

Nykyaikaiset sähköasemakytkimet sisältävät redundanssiominaisuuksia, jotka takaavat tiedonsiirron jatkuvuuden myös kriittisissä tilanteissa. Redundanssisuus tarkoittaa järjestelmän kahdentamista, tai monentamista siten, että yhden komponentin vikaantuessa toiminta jatkuu edelleen keskeytyksettä. Näitä protokollia ovat HSR (High-availability Seamless Redundancy), PRP (Parallel Redundancy Protocol) ja RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol) protokollat. Nämä protokollat varmistavat automaattisen vaihtamisen varareitteihin vian sattuessa.

Modernit sähköasemakytkimet ovat tyypillisesti modulaarisia Ethernet-kytkimiä, jotka sisältävät useita Gigabit- ja Fast Ethernet -portteja. Ne ovat suunniteltu toimimaan nimenomaan sähköverkon automaatio-sovelluksissa. Kytkimet tarjoavat myös valokuituportteja pitkien yhteyksien toteutukseen. Laitteet toimivat laajassa lämpötila-alueessa ja niillä on usein sertifiointit vaarallisiin ympäristöihin, kuten Class 1 Division 2 -hyväksyntä (Ruggedcom Datasheet 2021).

Sähköasemien verkkolaitteiden valinnassa on tärkeää huomioida ympäristön asettamat vaatimukset. IEC 61850-3 standardi määrittelee, millaisia olosuhteita laitteiden tulee kestää sähköasemissa. Näitä ovat muun muassa sähkömagneettiset häiriöt, suuret lämpötilavaihtelut sekä mekaaniset rasitukset. Standardin mukaiset kytkimet ovat testattu toimimaan näissä haastavissa olosuhteissa (IEC 61850-3:2013).



Kuvio 7. Siemens väyläkytkin, laitekuva.

#### 4.4.5 Protokollamuuntimet ja mitta-arvonmuuntimet

Protokollamuuntimet mahdollistavat eri tiedonsiirtoprotokolleja käyttävien laitteiden välisen kommunikoinnin toisiojärjestelmissä. Vanhemmilla sähköasemilla on usein käytössä perinteisiä protokollia, kun taas uudemmat laitteet hyödyntävät IEC 61850 -standardia. Protokollamuunnin toimii tulkkina näiden järjestelmien välillä, vastaanottaen dataa yhdessä protokollassa ja muuntaen sen toisen protokollan ymmärtämään muotoon (What is protocol 2023).

Vastaavaa muunnostyötä tekevät mitta-arvon muuntimet, jotka muuntavat kenttälaitteiden mitaussignaaleja automaatiojärjestelmille sopivaan muotoon. Tyypillisiä mitattavia suureita ovat lämpötilat, paineet, virtaukset ja asennot. Esimerkiksi muuntajan käämikytkimen asentotieto voidaan mitata resistanssina ja muuntaa standardoiduksi 4–20 mA virtaviestiksi tai 0–10 V jännitteeksi (Measuring transducers N.d.). Nämä standardoidut signaalit ovat häiriösuojaisia ja helposti liitettävissä erilaisiin automaatiojärjestelmiin.

Protokollamuuntimet mahdollistavat vanhojen sähköasemien asteittaisen modernisoinnin, kun perinteisiä järjestelmiä voidaan liittää uusiin IEC 61850 -pohjaisiin ratkaisuihin ilman koko automaatiojärjestelmän uusimista. Mitta-arvon muuntimet puolestaan varmistavat, että erilaiset kenttälaitteet ja anturit voidaan liittää automaatiojärjestelmiin riippumatta niiden alkuperäisestä signaalityypistä. Yhdessä nämä muuntimet vähentävät järjestelmäintegraation monimutkaisuutta ja kustannuksia, sekä parantavat eri valmistajien laitteiden yhteentoimivuutta.



Kuvio 8. Siemens mitta-arvon muunnin, laitekuva.

#### 4.5 Mittauslaite- ja erillislaittejärjestelmät

Sähköverkon mittauslaite- ja erillislaittejärjestelmät tuottavat tarkkaa dataa verkon tilasta, sähkönlaadusta ja energiansiirtotapahtumista. Järjestelmät täydentävät suojaus- ja automaatiojärjestelmiä tarjoamalla mittaus tietoja, jotka tukevat verkon suunnittelua, käyttöä ja analysointia. Mittauslaitejärjestelmät voidaan jakaa kolmeen pääkategoriaan niiden toiminnallisuuden perusteella.

Synkronimittausyksiköt tarjoavat reaaliaikaista tietoa verkon dynaamisesta käyttäytymisestä. Sähkönlaadun mittauslaitteet valvovat jännitteen, virran ja taajuuden laatuparametreja. Erikoismittauslaitteet vastaavat erityistarpeisiin, kuten energianmittaukseen ja häiriötallennukseen.

Modernit mittauslaitteet hyödyntävät digitaalista tiedonsiirtoa ja standardisoituja protokollia. IEC 61850 -standardi mahdollistaa mittauslaitteiden integroinnin automaatiojärjestelmiin ja tiedonsiirron valvomojärjestelmiin. Mittaustulosten tarkkuus ja luotettavuus ovat kriittisiä verkon toiminnan analysointiin ja päätöksentekoon.

#### **4.5.1 Synkronimittausyksikkö**

Synkronimittausyksikkö (PMU, Phasor Measurement Unit) mittaa sähköverkon jännitteiden ja virtojen suuruutta sekä vaihekulmia käyttäen GPS-pohjaista aikasykronisointia. PMU tuottaa aikaleimattuja mittaustuloksia käyttäen 15 näytettä sykliä kohden ja raportoii 25–50 mittaustulosta sekunnissa 50 Hz järjestelmässä. Laite olettaa tulosignaalin olevan tasainen vaihtovirtasignaali ja laskee sen parametrit kahden syklin mittausikkunasta (Follum ym. 2021, 8).

PMU:t voivat toimia kahdella eri mittaustavalla. Perinteinen faasorimittaus tuottaa synkronifaasoreita, jotka kuvaavat signaalin suuruutta ja vaihekulma. Toinen lähestymistapa on aaltomuotomittaus (Point-on-Wave), joka tallentaa yksittäisiä näytearvoja aaltomuodosta ja mahdollistaa vääristyneiden signaalien tarkan analyysin (Follum ym. 2021, 11).

PMU-verkko koostuu strategisesti sijoitetuista mittausyksiköistä. GPS-pohjaisen aikasykronisoinnin ansiosta etäkohteista otetut mittaukset ovat vertailukelpoisia samalla aika-akselilla mikrosekunnin tarkkuudella.

PMU:t tarjoavat merkittävästi tarkemman mittaustarkkuuden verrattuna perinteisiin SCADA-järjestelmiin. Järjestelmä takaa verkon dynaamisten tapahtumien reaaliaikaisen seurannan ja on merkittävässä roolissa modernin sähköverkon valvonnassa.



Kuvio 9. Siemens IED PMU, laitekuva.

#### 4.5.2 Sähkönlaadun mittauslaitteet

Sähkönlaadun mittauslaitteet ovat järjestelmiä, jotka valvovat sähköverkon laatuparametreja ja tunnistavat häiriöitä. Modernit PQ-analysoijat (Power Quality) mittaavat samanaikaisesti useita parametreja, kuten jännitekuoppia, jännitteen nousuja, taajuuspoikkeamia ja harmonisia yliaaltoja. Standardinmukaiset mittausmenetelmät varmistavat, että eri valmistajien laitteiden tulokset ovat vertailukelpoisia keskenään (What does the IEC N.d.).

Mittaustarkkuus on sähkönlaadun valvonnassa ensiarvoisen tärkeää. Korkealaatuiset PQ-analysoijat saavuttavat mittausepävarmuuden  $\pm 0,1$  % nimellisestä jännitteestä. Laitteet sisältävät tarkan aikaleimauksen tapahtumien synkronointiin useiden mittauspisteiden välillä.

Harmonisten yliaaltomittaukset muodostavat merkittävän osan sähkönlaadun valvonnasta. Harmoniset ovat perustaajuuden kokonaislukukerrannaisia, kun taas interharmoniset ovat muita taajuuskomponentteja. Merkittäviä harmonisia yliaaltoja syntyy kahdesta päälähteestä: suurista teollisuuslaitoksista, jotka käyttävät runsaasti taajuusmuuttajia, sekä uusiutuvan energian tuotantolaitoksista, joissa käytetään inverttereitä.

Mittausmenetelmät perustuvat Fast Fourier Transform (FFT) -algoritmiin, joka analysoi taajuuspektrin. Standardoidut menetelmät käyttävät 10–12 syklin mittausikkunaa riittävän taajuusresoluution saavuttamiseksi. Total Harmonic Distortion (THD) ilmaisee kaikkien harmonisten komponenttien kokonaistehon suhteen perustaajuuteen. Interharmonisten mittaus on erityisen tärkeää, koska ne voivat aiheuttaa resonanssi-ilmiöitä ja häiritä verkon stabiiliutta (What does the IEC N.d.). PQ-mittauslaitteet integroituvat automaatiojärjestelmiin tarjoten reaaliaikaista dataa SCADA-järjestelmille. Jatkuva sähkönlaadun valvonta tukee ennakoivaa huoltoa ja mahdollistaa nopean ja tehokkaan reagoinnin häiriötilanteisiin.



Kuvio 10. Unipower PQM, laitekuva.

### 4.5.3 Erikoismittauslaitteet

Erikoismittauslaitteet täydentävät perussuojaus- ja mittausjärjestelmiä tarjoamalla erikoistuneita toimintoja verkon tilan seurantaan, vikojen paikannukseen ja energiansiirron mittaukseen.

**Kulkuaaltomittarit (TWS)** Kulkuaaltomittaus (Traveling Wave System) perustuu sähköverkon vi-oissa syntyvien korkeataajuisten transienttien havainnointiin. Modernit kulkuaaltomittausjärjestel-mät pystyvät vikojen paikantamiseen jopa 200 metrin tarkkuudella, mikä vastaa yksittäisen pyl-vään tarkkuutta voimajohtolla (TWS FL-8 2023).

Järjestelmä mittaa vian synnyttämien aaltojen kulkuaikoja eri mittauspisteissä mikrosekunnin tark-kuudella. GPS-synkronointi varmistaa aikaleimausten vertailukelpoisuuden. TWS-anturit asenne-taan sähköasemille mittaamaan virta- ja jännitetransientteja ja yksikkö laskee vian sijainnin auto-maattisesti. Verrattuna perinteisiin impedanssimenetelmiin, kulkuaaltomittaus tarjoaa huomattavasti paremman vianpaikannuksen erityisesti pitkillä johdoilla. Järjestelmä kykenee ha-vaitsemaan myös osittaispurkauksia ja muita häiriöitä ennen varsinaista vikaa.



Kuvio 11. Qualitrol kulkuaaltomittari, laitekuva.

## Häiriöntallentimet

Häiriöntallentimet dokumentoivat sähköverkon häiriötilanteet häiriöiden analysointia varten. Ne tallentavat jatkuvasti verkon tapahtumia ja suureita, sekä säilyttävät datan automaattisesti häiriötilanteissa. Tallennettu data helpottaa vikojen syiden selvittämistä, suojauslaitteiden toiminnan verifiointia ja verkon käyttäytymisen analysointia. Häiriöntallentimien ominaisuuksiin kuuluvat korkea näytteenottotaajuus, tarkka aikaleimaus ja standardoidut tallennusformaatit. Sisäänrakennetut analyysityökalut helpottavat häiriöiden tutkimista.

Modernit modulaariset häiriöntallentimet sähköasemakäyttöön voivat tallentaa tyypillisesti jopa 40 analogista kanavaa samanaikaisesti säädettävällä näytteenottotaajuudella 1–16 kHz. Laitteet sisältävät yleensä usean gigatavun massamuistin, jonka käyttäjä voi jakaa eri tallentimille tarpeen mukaan. Nykyaikaiset häiriöntallentimet tukevat COMTRADE-standardia ja sisältävät integroidun PMU-toiminnallisuuden IEEE C37.118 -standardin mukaisesti. GPS-aikaleimaus varmistaa tallenteiden tarkan synkronoinnin, ja IEC 61850 -integraatio tukee toimintaa automaatiojärjestelmien kanssa (Siprotec 7KE85 2023).



Kuvio 12. Siemens IED häiriöntallennin, laitekuva.

**Energiamittauslaitteet** Energiamittauslaitteet muodostavat perustan sähkökaupan laskutukselle ja energiansiirron seurannalle. Kantaverkossa mittaustarkkuus on hyvin tärkeä, sillä pienetkin mittavirheet voivat aiheuttaa merkittäviä taloudellisia vaikutuksia.

Modernit laitteet tarjoavat mittaustarkkuuden luokkaa 0,25 tai parempi ja mittaavat pätö- ja loisteon lisäksi sähkönladun parametreja. Kaksisuuntainen mittaus kattaa sekä kulutuksen että tuotannon seurannan, mikä on välttämätöntä hajautetun tuotannon yleistyessä. Mittausdata siirtyy automaattisesti taseselvitykseen ja laskutukseen.



Kuvio 13. EMH energiamittari, laitekuva.

## 4.6 Järjestelmien integraatio

Toisiojärjestelmien tehokkuus perustuu eri osajärjestelmien integraatioon toimivaksi kokonaisuudeksi. Suojaus-, automaatio-, mittaus- ja tietoliikennelaitteistot muodostavat yhtenäisen järjestelmämärkkitehtuurin, joka tukee reaaliaikaista tiedonkäsittelyä ja automatisoitujen ohjaustoimintojen suorittamista. Toisiojärjestelmät muodostavat sähköaseman toiminnallisen ytimen käsittelemällä mittausdataa ja antamalla ohjauksia primäärilaitteille. Nämä järjestelmät varmistavat sähköasemien toiminnan ilman paikallista henkilökuntaa, kun kantaverkkokeskus valvoo ja ohjaa asemia etäyhteyksien kautta (Hakanpää, L. 2021).

IEC 61850 -standardi muodostaa modernin järjestelmäintegraation perustan määrittelemällä yhtenäisen tietomallin ja viestintäprotokollan. Standardin mukaiset laitteet kykenevät keskinäiseen tiedonvaihtoon valmistajasta riippumatta, mikä varmistaa järjestelmien yhteen toimivuuden ja vähentää toimittajariippuvuutta. Standardi mahdollistaa eri laitetyyppien, kuten IED-laitteiden, RTU:iden ja mittauslaitteiden saumattoman kommunikoinnin millisekuntitason viiveillä.

Järjestelmäintegraatiossa hyödynnetään redundanttisia tiedonsiirtoyhteyksiä viansietokyvyn varmistamiseksi. HSR-, PRP- ja RSTP-protokollat mahdollistavat keskeytymättömän tiedonsiirron myös yksittäisten yhteyksien vikaantuessa. Protokollamuuntimet puolestaan mahdollistavat perinteisten järjestelmien liittämisen moderniin IEC 61850 -pohjaiseen infrastruktuuriin, mikä on keskeistä sähköasemien asteittaisessa modernisoinnissa.

Integroidussa toisiojärjestelmässä eri komponentit tukevat toisiaan muodostaen älykkään kokonaisuuden. Suojalaitteet valvovat verkon tilaa ja erottavat viat, automaatiojärjestelmät toteuttavat ohjaustoiminnot, mittauslaitteet tuottavat tarkkaa dataa päätöksenteon tueksi ja tietoliikenneyhteydet varmistavat tiedonkulun kaikille tasoille. Tämä kokonaisuus mahdollistaa verkon tehokkaan hallinnan ja korkean käytettävyyden, mikä näkyy Fingridin kantaverkon erinomaisena siirtovarmuutena (Hakanpää, L. 2021).

## 5 Omaisuusdatan hallinnan nykytila

### 5.1 Kartoituksen tausta ja toteutus

Opinnäytetyön toimeksiannon taustalla oli yhtiössä havaittu tarve kehittää toisiojärjestelmien omaisuusdatan toimitusprosessia ja ylläpitoa. Prosessissa oli tunnistettu puutteita ja haasteita, jotka vaikuttivat tiedonhallinnan tehokkuuteen ja laatuun. Tämä opinnäytetyö käynnistettiin näiden haasteiden kartoittamiseksi ja ratkaisemiseksi.

Lukujen 5 ja 6 sisältö perustuu laajaan sisäiseen prosessianalyysiin, jonka yksityiskohtaiset tulokset ovat rajattu Fingridin sisäiseen käyttöön liiketoiminnallisista ja tietoturvasyistä. Julkisessa osassa esitetään prosessin nykytilan yleiskuvaus ja keskeiset havainnot yleisellä tasolla.

Nykytilan kartoitus toteutettiin kattavalla tutkimuksella, jossa haastateltiin 15 organisaation sisäistä asiantuntijaa, sekä kahta ulkoista toimittajaa. Haastattelujen lisäksi toteutettiin prosessianalyysi, jossa tarkasteltiin tiedonkulkua urakoitsijoilta organisaation sisäisiin järjestelmiin elinkaaren hallinnan loppuun asti. Tutkimuksessa selvitettiin prosessin eri vaiheita, toimijoiden rooleja ja vastuita, sekä käytössä olevia työkaluja ja toimintamalleja.

Kartoituksen perusteella todettiin, että kokonaisprosessi oli osin epäselvä ja tiedonkulku katkonaista. Erityisesti sidosryhmien välinen kommunikaatio osoittautui ajoittain heikoksi, mikä vaikutti prosessin sujuvuuteen ja tiedon laatuun. Seuraavissa alaluvuissa tarkastellaan tarkemmin nykyisen prosessin toimintaa ja tunnistettuja haasteita.

### 5.2 Nykyisen prosessin analyysi

Kartoitustyö aloitettiin tunnistamalla keskeiset toimijat prosessin eri vaiheissa. Haastateltavien valinta perustui aluksi olemassa olevaan tietooni prosessiin osallistuvista henkilöistä. Ensimmäisten haastattelujen myötä saatiin arvokkaita suosituksia muista relevanteista henkilöistä. Erityisesti kun kartoituksen aikana tunnistettiin mahdollisia pullonkauloja, voitiin kohdentaa haastatteluja juuri näihin kohtiin liittyvien asiantuntijoiden kanssa.

Haastattelut toteutettiin joustavasti tilanteen mukaan ja niiden kesto vaihteli 15 minuutista puoleentoista tuntiin. Lyhyemmät haastattelut keskittyivät tyypillisesti tiettyihin kohdennettuihin kysymyksiin, kun taas pidemmissä keskusteluissa perehdyttiin syvällisemmin prosessin kokonaisuuteen. Kysymykset jakaantuivat kahteen kategoriaan: perehtyviin kysymyksiin, joilla pyrittiin ymmärtämään prosessin kokonaisuus, sekä yksityiskohtaiset kysymykset, jotka kohdistuivat tunnistettuihin ongelmakohtiin.

Toimittajahaastattelut toteutettiin teemahaastatteluina mahdollisimman luontevassa ilmapiirissä, mikä edisti avointa ja rehellistä keskustelua. Tämä lähestymistapa mahdollisti syvällisemmän ymmärryksen toimittajien näkökulmasta ja heidän kohtaamistaan haasteista.

Prosessianalyysissä tarkasteltiin monipuolisesti käytössä olevia järjestelmiä, ohjelmia, sekä dokumentoituja, että dokumentoimattomia käytäntöjä. Analyysi sisälsi myös eri toimijoiden näkemysten ja mielipiteiden kartoittamisen. Prosessista laadittiin visuaalisia kuvauksia, jotka auttoivat hahmottamaan kokonaisuutta ja tiedonkulun katkokohtia.

### **5.3 Tunnistetut haasteet**

Kartoituksen yhteydessä tunnistettiin useita kehityskohteita omaisuusdatan hallintaprosessissa. Haasteet jakautuivat prosessiin, työkaluihin ja organisaatioon liittyviin osa-alueisiin.

Prosessitasolla havaittiin, että tiedonkulussa oli parannettavaa. Eri vaiheiden välillä oli kohtia, joissa tieto ei siirtynyt optimaalisesti, mikä aiheutti tehottomuutta. Viestinnän toimivuudessa tunnistettiin myös kehityskohteita. Käytössä olevat työkalut ja menetelmät eivät kaikilta osin tukenet prosessin tehokasta toteutusta. Osa työkaluista kaipasi päivittämistä vastaamaan paremmin nykyisiä tarpeita.

Organisaation tasolla tunnistettiin tarve selkeyttää prosessia ja parantaa sen dokumentointia. Prosessin riippuvuus yksittäisistä henkilöistä ja heidän osaamisestaan muodosti riskin toiminnan jatkuvuudelle. Lisäksi havaittiin, että asiantuntijoiden osaaminen painottuu usein tarkkoihin teknisiin osaamisalueisiin, mikä rajoittaa kokonaisvaltaista elinkaaren hallintaa. Asiantuntijoilla ei välttämättä ole riittävää näkyvyyttä prosessin edeltäviin tai seuraaviin vaiheisiin, mikä vaikeuttaa tie-

donkulkua ja yhteistyötä eri vaiheiden välillä. Tunnistetut haasteet vaikuttivat prosessin tehokkuuteen ja sujuvuuteen. Kehityskohteiden ratkaiseminen parantaisi merkittävästi omaisuusdatan hallinnan kokonaisuutta.

## **6 Päätelmät ja kehitysehdotukset**

### **6.1 Tutkimuksen yhteenveto**

Tutkimuksen tulokset osoittivat, että toisiojärjestelmien omaisuusdatan hallinnassa on tunnistettavissa sekä hyviä käytäntöjä että kehityskohteita. Prosessin kokonaisuuden tarkastelu toi esiin mahdollisuuksia toiminnan tehostamiseen ja laadun parantamiseen.

Keskeisimpänä havaintona nousi esiin nykyisten tiedonsiirtomenetelmien kehittämistarve. Perinteiset toimintamallit eivät täysin vastaa modernin omaisuudenhallinnan vaatimuksia, erityisesti kun järjestelmien tietomäärät kasvavat.

Prosessin eri vaiheissa tunnistettiin mahdollisuuksia yhtenäistää toimintatapoja ja parantaa tiedonkulkua. Sidosryhmien välisen yhteistyön kehittäminen muodostaa elementin prosessin kokonaisvaltaisessa parantamisessa.

E erityisen tärkeäksi kehityskohteeksi nousi prosessin läpinäkyvyyden lisääminen. Kun asiantuntijat ymmärtävät paremmin toistensa tehtäviä ja prosessiin liittyviä vastuualueita, paranee koko prosessin sujuvuus huomattavasti. Ymmärrys siitä, miten kerätty tieto jalostuu omaisuusdataksi ja miten sitä hyödynnetään elinkaarenhallinnassa, auttaa jokaista osapuolta tuottamaan laadukkaampaa tietoa. Lisäksi selkeä palautejärjestelmä osapuolten välille mahdollistaisi jatkuvan kehittämisen, tällöin pullonkaulat tunnistettaisiin välittömästi ja toimintaa voitaisiin parantaa reaaliaikaisesti käytännön kokemusten pohjalta.

Kehitysehdotukset on jäsennetty kolmelle tasolle, jotka mahdollistavat asteittaisen etenemisen kohti tehokkaampaa toimintamallia. Minimitaso sisältää välttämättömät toimenpiteet prosessin toimivuuden varmistamiseksi. Keskitaso tavoittelee systemaattisempaa ja hallitumpaa kokonaisuutta. Ideaalitaso kuvaa pitkän aikavälin visiota, jossa prosessi on optimoitu ja pitkälle kehitetty.

Tutkimus vahvistaa, että toisiojärjestelmien tiedonhallinta on olennainen osa sähköverkon kokonaisvaltaista omaisuudenhallintaa. Sen kehittäminen tukee organisaation laajempia digitalisaatio-tavoitteita ja operatiivisen toiminnan tehostamista.

Opinnäytetyön sisäisen prosessianalyysin kolmitasoinen kehitysmalli tulee olemaan keskeisessä roolissa Fingridin päätöksenteossa ja prosessien kehittämisessä. Loppuvuodesta 2025 käynnistään projekti, jossa sisäisen tutkimuksen tulosten ja havaintojen perusteella tullaan muokkaamaan nykyistä prosessia vastaamaan paremmin organisaation liiketoiminnallisia tarpeita.

## 6.2 Keskeiset löydökset

Tutkimuksen perusteella toisiojärjestelmien omaisuusdatan hallintaprosessi muodostaa kokonaisuuden, jossa on tunnistettavissa selkeät vaiheet ja toimijat. Prosessin kartoitus toi esiin sen moniulotteisuuden ja eri osapuolten välisen yhteistyön merkityksen.

Tiedonkulku prosessissa tapahtuu useassa eri vaiheessa ja muodossa. Kartoituksessa havaittiin, että tiedon formaatit ja sisällöt vaihtelevat prosessin eri kohdissa, mikä luo tarpeen joustavuudelle ja monipuoliselle osaamiselle. Standardoidut tietoformaatit parantaisivat tiedon laatua ja saatavuutta, kun tulkinnanvaraisuus vähenisi ja tietosisällöt olisivat kattavampia. Monipuolisen osaamisen varmistamiseksi kehitystyöhön tulisi osallistua eri näkökulmia edustavia tahoja. Teknisten asiantuntijoiden ohella käytännön toimijoiden ja sidosryhmien mukanaolo varmistaisi, että ratkaisut palvelevat koko prosessia eivätkä vain yksittäisiä vaiheita. Laaja-alainen osallistaminen edistäisi kokonaisvaltaista prosessikehitystä. Organisaatiossa on vahvaa asiantuntemusta, joka tukee näiden vaihtelevien tilanteiden hallintaa.

Käytössä olevat työkalut ja järjestelmät muodostavat kokonaisuuden omaisuusdatan hallintaan. Niiden välisessä yhteistoiminnassa on tunnistettu mahdollisuuksia prosessin jatkojalostamiseen. Primäärilaitteiden omaisuusdatan hallinnassa toteutetut ratkaisut tarjoavat hyödynnettäviä kokemuksia myös toisiojärjestelmien puolelle.

Analyysin tulokset osoittivat, että prosessissa on merkittävää kehityspotentiaalia. Organisaatiossa on valmiutta ja osaamista toteuttaa tunnistettuja kehitysmahdollisuuksia. Prosessin jatkokehittäminen voi hyödyntää olemassa olevia vahvuuksia ja rakentaa niiden pohjalle entistä tehokkaampaa toimintamallia.

### **6.3 Kehityskohteet ja suositukset**

Tutkimuksen perusteella tunnistettiin useita konkreettisia kehityskohteita, jotka tukevat omaisuusdatan hallinnan tehostamista. Sisäisessä prosessianalyysissä kehitysehdotukset jäsennettiin kolmelle tasolle (minimi-, keski- ja ideaalitaso), mutta työn julkisen luonteen ja liiketoiminnallisten syiden vuoksi näitä yksityiskohtaisia tasoja ei tässä avata. Sisäisen prosessianalyysin laajuudesta saa käsityksen liitteenä olevasta sisällysluettelosta (Liite 1.). Tässä yhteydessä kehityskohteita ja suosituksia käsitellään yleisellä tasolla. Kehitysehdotukset kattavat sekä välittömiä prosessiparannuksia että pitkän aikavälin muutoksia.

Tiedonkeruun standardointi muodostaa keskeisen kehityskohteen. Yhtenäisten tietformaattien ja rakenteiden käyttöönotto edellyttää ohjeiden lisäksi kattavaa koulutusta ja perehdytystä kaikille prosessiin osallistuville tahoille. Kun tiedonhallintaprosessi mallinnetaan selkeästi ja otetaan osaksi päivittäistä toimintaa, paranee sekä tiedon laatu että prosessin tehokkuus.

Jatkuvan kehittämisen mahdollistamiseksi tarvitaan toimiva palautejärjestelmä, joka integroidaan osaksi normaalia toimintaa. Säännölliset sidosryhmätapaamiset tarjoavat luontevan alustan palautteen keräämiselle ja toimintamallien kehittämiseksi. Samalla voidaan käsitellä havaitut puutteet ja sopia tarvittavista parannustoimenpiteistä.

Organisatorisella tasolla keskeistä on roolien ja vastuiden selkeyttäminen. Tiedonhallintatehtävien merkityksen kuvaaminen ja vastuiden määrittely luo perustan tehokkaalle toiminnalle. Erillisen työryhmän perustaminen vastaamaan tiedonhallinnan kehittämisestä varmistaisi jatkuvan parantamisen. Säännölliset koulutukset ja perehdytykset ylläpitävät organisaation osaamista ja sitoutumista muuttuvassa toimintaympäristössä.

Suorituskyvyn johtamisen näkökulmasta tiedonhallinnan suorituskyvyn arviointi ja seuranta tulisi sisällyttää osaksi normaalia raportointia. Vuosittaiset auditoinnit ja määritellyt laatutavoitteet varmistavat, että tiedon laatu säilyy riittävällä tasolla. Johdon sitoutuminen ja selkeät tavoitteet luovat edellytykset pitkäjänteiselle kehittämiselle.

Näiden kehityskohteiden toteuttaminen asteittain mahdollistaisi prosessin hallitun kehittämisen. Ehdotetut toimenpiteet rakentuvat olemassa olevien vahvuuksien päälle ja hyödyntävät organisaation osaamista. Jatkuvan kehittämisen malli varmistaisi prosessin toimivuuden ja kilpailukyvyn myös tulevaisuudessa.

## 6.4 Jatkotutkimusaiheet

Prosessien läpinäkyvyyden merkitys nousi tutkimuksessa keskeiseksi havainnoksi. Jatkotutkimuksena olisi arvokasta selvittää, miten avoimuuden lisääminen vaikuttaa prosessien tehokkuuteen ja tiedon laatuun. Tutkimus voisi kartoittaa konkreettisia menetelmiä läpinäkyvyyden parantamiseksi, sekä arvioida niiden vaikutuksia eri organisaatiotasoilla.

Erityisen kiinnostavaa olisi tutkia, mitkä tekijät edistävät tai estävät prosessien avoimuutta organisaatiossa. Miten rakennetaan toimintakulttuuria, jossa tiedon jakaminen ja yhteistyö ovat luonnollinen osa toimintaa? Millaisia rakenteellisia ja toiminnallisia muutoksia tarvitaan, jotta prosessit olisivat aidosti läpinäkyviä kaikille osapuolille? Tutkimus voisi selvittää myös sitä, miten avoimuus vaikuttaa asiantuntijoiden motivaatioon, sitoutumiseen ja prosessin kehittämiseen.

Läpinäkyvyyden mittaaminen ja arviointi muodostaa oman tutkimusalueensa. Miten määritellään ja mitataan prosessin avoimuutta? Millaisia mittareita voidaan käyttää arvioitaessa läpinäkyvyyden vaikutuksia toiminnan laatuun ja tehokkuuteen? Näihin kysymyksiin vastaaminen voisi luoda pohjan systemaattiselle prosessikehitykselle.

## Lähteet

Accelerating the green transition: the role of digital infrastructures in decarbonising energy and mobility sectors. 2024. European Commission. Viitattu 28.05.2025. <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/news/accelerating-green-transition-role-digital-infrastructures-decarbonising-energy-and-mobility>

Bay Control Unit in an IEC 61850 Environment: A Generalized and Systematic Process Flow for Optimized Configuration. 2022. IEEE Conference Publication. Viitattu 25.06.2025. <https://ieeexplore.ieee.org/document/10000202>

Bay controller – SIPROTEC 6MD85. N.d. Siemens. Viitattu 25.06.2025. <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/protection-relays-and-control/siprotec-5/bay-controller/bay-controller-siprotec-6md85.html>

Digitalisation of energy systems. N.d. European Commission. Viitattu 28.05.2025. [https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/digitalisation-energy-system\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/digitalisation-energy-system_en)

Elovaara, J. & Haarla, L. 2011. Sähköverkot 2. Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Helsinki: Otatieto.

Energy and the Green Deal. N.d. European Commission. Viitattu 28.05.2025. [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_en)

Esittely. 2025. Fingrid. Viitattu 29.05.2025. <https://www.fingrid.fi/yhtio/esittely/>

Fingridin kantaverkon kehittämissuunnitelmassa varaudutaan investointien kasvuun Suomen kilpailukyvyyn edistämiseksi. 2023. Fingrid. Tiedote 23.11.2023. Viitattu 11.08.2025. <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2023/fingridin-kantaverkon-kehittamissuunnitelma-varaudutaan-investointien-kasvuun-suomen-kilpailukyvyyn-edistamiseksi/>

Fingridin sähkönsiirtoverkko. 2025. Fingrid. Viitattu 29.05.2025. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kehittaminen/fingridin-sahkonsiirtoverkko/>

Flyktman, T. 2022. Sähköverkon suojaukset auttavat rajaamaan vikojen vaikutuksia. JAMK Tech to the Future -blogi. Viitattu 16.06.2025. <https://blogit.jamk.fi/techtothefuture/2022/11/16/sahkon-verkon-suojaukset-auttavat-rajaamaan-vikojen-vaikutuksia/>

Follum, J., Miller, L., Etingov, P. & Kirkham, H. 2021. Phasors or Waveforms: Considerations for Choosing Measurements to Match Your Application. PNNL-31215. Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory. Viitattu 11.07.2025. [https://www.naspi.org/sites/default/files/reference\\_documents/pnnl\\_31215\\_follum\\_phasors\\_waveforms.pdf](https://www.naspi.org/sites/default/files/reference_documents/pnnl_31215_follum_phasors_waveforms.pdf)

Hakanpää, L. 2021. Älykkään sähköaseman takana ovat niiden aivot, toisiojärjestelmät. Fingrid-lehti. Viitattu 18.12.2024. <https://www.fingridlehti.fi/alykkaan-sahkoaseman-takana-ovat-niden-aivot-toisiojarjestelmat/>

IEC 61850-3:2013. Communication networks and systems for power utility automation - Part 3: General requirements for substation automation systems. International Electrotechnical Commission.

IED (Intelligent Electronic Device) and advanced functions. N.d. Electrical Engineering Portal. Viitattu 29.05.2025. <https://electrical-engineering-portal.com/ied-intelligent-electronic-device-advanced-functions>

Kantaverkon siirtovarmuus pysyi hyvänä vuonna 2024. 2025. Fingrid. Tiedote 17.1.2025. Viitattu 19.06.2025. <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2025/kantaverkon-siirtovarmuus-pyyi-hyvana-vuonna-2024/>

Korpinen, E. 1997. Sähköverkon suojausjärjestelmät. Helsinki: Otatieto.

Measuring transducers VR 402 for tap changer (resistance). N.d. Hugo Tillquist. Datasheet 362E.3. Viitattu 31.07.2025. HUGO TILLQUIST AB.

MicroSCADA X. 2025. Hitachi Energy. Viitattu 24.06.2025. <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/substation-automation-protection-and-control/products/microscada-x>

NCER: System Defence Plan. 2019. NESO. Issue 2, July 2019. Viitattu 16.06.2025. <https://www.neso.energy/document/147666/download>

OL3. N.d. TVO. Viitattu 30.07.2025. <https://www.tvo.fi/tuotanto/laitosyksikot/ol3.html>

Olkiluoto 3:n järjestelmäsuoja. N.d. Fingrid. Viitattu 30.06.2025. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/olkiluoto-3-kantaverkkoon/olkiluoto-3n-jarjestelmasuoja/>

A review on adaptive power system protection schemes for future smart and micro grids, challenges and opportunities. 2024. ScienceDirect. Viitattu 16.06.2025. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779624001299>

Relion® 670/650 series - Hardware manual. 2024. ABB. Version 650 1.3 IEC and ANSI. Viitattu 16.06.2025. [https://library.e.abb.com/public/3c51f878cc617834c1257cdd0055ebb3/1MRG014097\\_en\\_Relion\\_670-650\\_series\\_Hardware\\_650\\_1.3\\_IEC\\_and\\_ANSI.pdf](https://library.e.abb.com/public/3c51f878cc617834c1257cdd0055ebb3/1MRG014097_en_Relion_670-650_series_Hardware_650_1.3_IEC_and_ANSI.pdf)

RUGGEDCOM Datasheet 19" Ethernet layer 2 switches. 2021. Siemens Industry, Inc. RUGGEDCOM RSG2100 / RSG2100P 19-port modular managed Ethernet switch with Gigabit uplinks. Viitattu 26.06.2025. <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:3ff05d65-1b8b-4194-93a4-d9a86dd6c156/di-pa-ci-rcm-its-19-inch-ethernet-layer-2-switches-datasheet-en.pdf>

SFS 6001:2025. Suurjännitesähköasennukset. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS.

SFS-ISO 55000:2024. Omaisuudenhallinta. Sanasto, yleiskuvaus ja periaatteet. 2. painos. Helsinki: SFS Suomen Standardit ry.

SICAM RTUs - SICAM AK 3 User Manual. 2016. Siemens AG Energy Automation. DC2-028-2.03, Edition 07.2016. Nürnberg: Siemens AG.

SIPROTEC 7KE85 - Fault Recorder. 2023. Siemens AG. Equipment Manual. Version 9.10. Viitattu 15.07.2025.

The good old electromechanical protective relay. N.d. Electrical Engineering Portal. Viitattu 6.8.2025. <https://electrical-engineering-portal.com/the-good-old-electromechanical-protective-relay>

TWS FL-8 Traveling Wave Fault Locator - Technical Manual. 2023. Qualitrol Company LLC. Viitattu 15.07.2025.

Valokaarisuojaus ja relesuojaus. N.d. ABB. Viitattu 16.06.2025. [https://new.abb.com/docs/librariesprovider113/fi\\_buildingspace\\_webinars/valokaarisuojaus-ja-relesuojaus.pdf](https://new.abb.com/docs/librariesprovider113/fi_buildingspace_webinars/valokaarisuojaus-ja-relesuojaus.pdf)

What does the IEC 61000-4-30 Class A standard mean to me? N.d. Fluke. Viitattu 14.07.2025. <https://www.fluke.com/en-gb/learn/blog/power-quality/what-does-the-iec-61000-4-30-class-a-standard-mean-to-me>

What is a protocol gateway? 2023. HMS Networks. Viitattu 11.07.2025. <https://www.hms-networks.com/tech-blog/blogpost/hms-blog/2023/11/13/what-is-a-protocol-gateway>

## Liitteet

### Liite 1. Sisäisen prosessianalyysin sisällysluettelo

- 1 Johdanto
  - 1.1 Analyysin tausta ja tarve
- 2 Nykytilan prosessianalyysi
  - 2.1 Prosessin kokonaiskuva
  - 2.2 Prosessin vaiheet yksityiskohtaisemmalla tas...
  - 2.3 Analyysimenetelmä ja havaintojen taustat
- 3 Ideaaliprosessin määrittely
  - 3.1 Liiketoiminnan tarpeet
  - 3.2 Ideaaliprosessin vaiheet
  - 3.3 Roolit ja vastuut ideaaliprosessissa
  - 3.4 Tiedonkulku ja kommunikaatio
  - 3.5 Laatu- ja aikavaatimukset
  - 3.6 Vertailu POF-primääri laitetietojen toimituks...
- 4 Pullonkaulojen tunnistaminen
  - 4.1 Prosessin tehokkuus
  - 4.2 Keskeiset pullonkaulat
  - 4.3 Ongelmien vaikutukset
- 5 Kehitysehdotukset
  - 5.1 Minimitaso
  - 5.2 Keskitaso
  - 5.3 Ideaalitaso
  - 5.4 Toteutusten priorisointi