



Digitaalisen sähköaseman suojaus- ja ohjausjärjestelmän toiminta

Juho Toiviainen

Opinnäytetyö, AMK

Marraskuu 2023

Sähkö- ja automaatiotekniikka, insinööri (AMK)

Toiviainen Juho

Digitaalisen sähköaseman suojaus- ja ohjausjärjestelmän toiminta

Jyväskylä: Jyväskylän ammattikorkeakoulu. Marraskuu 2023, 95 sivua.

Sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma. Opinnäytetyö AMK.

Julkaisun kieli: suomi

Julkaisulupa avoimessa verkossa: kyllä

Tiivistelmä

Perinteiset sähköasemat käyttävät kuparikaapelointia ja analogisia viestejä kommunikointiin sähköaseman kenttä- ja prosessilaitteiden välillä. Kehittynyt teknologia on mahdollistanut, että perinteinen kommunikaatio korvataan prosessiväylällä, jossa kommunikaatio tapahtuu käyttäen väyläteknikkaa ja viestit ovat digitaalisia. Tällaisen kommunikaation omaavasta sähköasemasta käytetään nimitystä digitaalinen sähköasema. Prosessiväylä sisältää teknologiaa ja laitteita, jotka poikkeavat normaalista järjestelmästä ja joiden tutkimustieto on rajoitettua. Näin ollen oli perusteltua tehdä tutkimusta prosessiväylän toiminnasta.

Opinnäytetyö toteutettiin tutkimuksellisenä kehitystyönä Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin kytkinlaitokselle, jossa oli digitalisoitu kaksi johtolähtökenttää tavanomaisen suojaus- ja ohjausjärjestelmän rinnalle. Työn tavoitteena oli tutkia prosessiväylän ja sen laitteiden toimintaa verkon normaalissa käyttötilanteessa ja erilaisissa häiriötilanteissa. Vuoden ajanjaksolta kerätyn aineiston pohjalta oli tarkoitus analysoida uuden teknologian toimintaa ja tuoda toimeksiantajalle järjestelmän kehitysehdotuksia tulevaisuutta varten.

Digitaalisen sähköaseman rakenteeseen tutustuttiin ensin eri lähteiden avulla, joista käytetyimpänä oli IEC 61850 -standardi, jossa määritellään prosessiväylän käyttämät kommunikaatioprotokollat ja niiden sovellutus järjestelmässä. Aineistoa kerättiin tietyin syklein ja analysoinnissa käytettiin pääsääntöisesti Microsoft Excel -taulukkolaskentaohjelmaa ja Siemens Sigran häiriötallenteiden analysointiohjelmaa. Analysoinnin perusteella tehtiin parannuksia järjestelmään jo tutkimustyön aikana.

Lopputuotoksena Fingrid sai lisää tietoa prosessiväylän mittausten ja laitteiden toiminnasta perinteiseen järjestelmään verrattuna. Tutkimuksessa nähtiin positiivisia tuloksia liittyen optisten virtamuuntajien mitaustarkkuuteen ja harmonisten yliaallojen toistettavuuteen. Prosessiväylän laitteiden stabiilisuus ei kuitenkaan ole vielä kantaverkon vaatimalla tasolla. Tulevaisuudessa laiteintegraatioiden mahdollisuus vähentää prosessiväylän laitemäärää ja edesauttaa siirtymistä kohti vakaampaa järjestelmää.

Avainsanat (asiasanat)

Digitaalinen sähköasema, generic object oriented substation event, merging unit, optinen virtamuuntaja, prosessiväylä, sampled values, sähköasemat, digitaalitekniikka, releet, kuituoptiikka, yliaallot, suurjännite-
linjat, optiset anturit, optiset kuidut, stand alone merging unit, älykäs elektroniikkalaitte, kenttäohjausyksikkö

Muut tiedot (salassa pidettävät liitteet)

-

Toiviainen Juho

Protection and Control System Operation of The Digital Substation

Jyväskylä: JAMK University of Applied Sciences, November 2023, 95 pages.

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

Permission for open access publication: Yes

Language of publication: Finnish

Abstract

Conventional substations use copper cables and analog signals for the communication between the station and process devices. Advancements in technology have made it possible to replace this conventional communication with a process bus, utilizing digital messages and bus technology. The substation that is equipped with this kind of communication system is known as the digital substation. The process bus includes technology and devices that are different compared to the conventional system and there is only little knowledge on them. That's why it was reasonable to do research on the operation of the process bus.

This thesis was carried out as research and development work for the Finnish transmission system operator Fingrid at their switch station where two line feeder bays had been digitalized parallel to a conventional protection and control system. The goal of this thesis was to research the process bus and the operation of the devices in normal use of the grid and in different grid faults. Based on the data that was collected during the year, the aim was to analyze the operating of the new technology and present suggestions for the future development of the system to the client.

The structure of the digital substation was initially established using various source materials, with a key reference being the IEC 61850 standard, which defines communication protocols and their applications of the process bus. The data collection was performed in specific cycles and the analysis was made by using Microsoft Excel and Siemens Sigra fault records analyzer. Based on the analysis, some improvements were already made to the system during the research process.

As the end result, Fingrid got more information through the measurements and operation of the equipment in the process bus compared to the conventional system. Positive outcomes were observed particularly in the measurement accuracy of optical current transformers and the repeatability of harmonic currents. The stability of the process bus equipment has not yet reached the level required by the transmission system. In the future, the possibility of integrating devices will reduce the equipment in the process bus and contribute to the move towards a more stable system.

Keywords/tags (subjects)

Digital Substation, generic object oriented substation event, merging unit, optical current transformer, process bus, sampled values, electric substations, digital technology, relays, fibre optics, harmonic waves, high voltage power lines, optical detectors, optical fibres, stand alone merging unit, intelligent electronic device, bay control unit

Miscellaneous (Confidential information)

-

Sisältö

1	Johdanto	5
1.1	Tutkimuksen lähtökohdat	5
1.2	Fingrid Oyj	6
2	Tutkimusasetelma	8
2.1	Tavoitteet, käsitteet ja tutkimuskysymykset	8
2.2	Tutkimusote ja aineistonkeruumenetelmät	9
2.3	Analysointimenetelmät	10
2.4	Tutkimuksen luotettavuus ja eettisyys	10
3	Perinteinen sähköasema	11
3.1	Mittamuuntajat	11
3.1.1	Konventionaaliset virtamuuntajat	12
3.1.2	Konventionaaliset jännitemuuntajat	12
4	Digitaalinen sähköasema	13
4.1	Sähköasemakommunikaatio	13
4.2	IEC 61850 -standardi	14
4.2.1	Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE)	15
4.2.2	Sampled Values (SV)	16
4.2.3	Manufacturing Message Specification (MMS)	18
4.3	Aikasynkronointi	18
4.3.1	Precision Time Protocol (PTP)	18
4.3.2	Asemakello	19
4.4	Kahdennusarkkitehtuurit	20
4.4.1	Parallel Redundancy Protocol (PRP)	20
4.4.2	High-availability Seamless Redundancy (HSR)	21
4.5	Järjestelmän laitteet	22
4.5.1	Optiset virtamuuntajat	22
4.5.2	Merging Unit -laitteet	22
4.5.3	Suojareleet	24
4.5.4	Ethernet kytkimet	27
4.6	Järjestelmän valvonta	27
5	Tutkimusaineiston analyysi	28
5.1	Mittaukset	29
5.1.1	Mittauksien toiminta normaalissa käyttötilanteessa	29

5.1.2	Mittauksien toiminta verkon häiriötilanteissa	32
5.1.3	Differentiaalisuojan toiminta.....	33
5.2	Optiset virtamuuntajat.....	35
5.3	Lämpötilan ja kosteuden vaikutus järjestelmään	36
5.4	Merging Unit -laitteet.....	38
5.4.1	Arteche (Merging Unit).....	38
5.4.2	Arteche (Stand Alone Merging Unit)	44
5.4.3	Condis	46
5.5	Suojareleet	51
5.5.1	Sprecher.....	52
5.5.2	ABB	53
5.6	Aikasykronointi.....	54
5.6.1	Kytkimet.....	54
5.6.2	Asemakello.....	57
6	Päätelmät ja parannukset	59
6.1	Johtopäätökset.....	59
6.2	Pohdinta	60
6.3	Kehitysehdotukset.....	61
	Lähteet	63
	Liitteet	67
	Liite 1. Tutkimuskohteen väyläkaavio	67
	Liite 2. AE05F1A ja F1B suojareleiden vertailu normaalissa tilassa	68
	Liite 3. AE05F1A ja F1B suojareleiden vertailu AE05-johtolähtökentän 3-vaihe oikosulku häiriössä	72
	Liite 4. AE06F1A ja F1B suojareleiden vertailu toisen johtolähtökentän L1-E maasulku häiriössä	82
	Liite 5. AE06-kentän Merging Unit -laitteiden poisto- ja kytkentäohje	88
	Liite 6. Merging Unit (AE05MU01A) -laitteen testikytkentä.....	95
	Kuviot	
	Kuvio 1. Suomen suurjänniteverkko	7
	Kuvio 2. Opinnäytetyön keskeiset käsitteet	9
	Kuvio 3. Kapasitiivisen jännitemuuntajan piirikavioesitys.....	13
	Kuvio 4. Digitaalisen sähköaseman laite- ja kommunikaatiotasot	14
	Kuvio 5. GOOSE-viestien lähetystaajuudet	16

Kuvio 6. Sampled Values -striimin esimerkkikuva	17
Kuvio 7. Yksivaiheinen kellonajan korjaus	19
Kuvio 8. PRP-protokollan rakenne	21
Kuvio 9. Järjestelmän suurimman sallitun aikavirheen vaikutus sinikäyrän amplitudiin	23
Kuvio 10. Esimerkkikuva mittauksien signaalipoluista suojareleelle	25
Kuvio 11. ABB REL 670 MU1-modulin valvontasignaaleja	26
Kuvio 12. Daneo 400 -hybridimittalaitteen konventionaalisten ja digitaalisten mittausten kytkentäkuva	28
Kuvio 13. AE05-kentän tavanomaisen ja digipuolen A-järjestelmän pätötehomittaukset ajalta 28.7.- 28.8.2023	30
Kuvio 14. AE05-kentän tavanomaisen ja digipuolen A-järjestelmän loistehomittaukset ajalta 28.7.- 28.8.2023	30
Kuvio 15. AE05-kentän tavanomainen kiskojännitemittaus ja digipuolen A-järjestelmän johtojännitemittaus ajalta 28.7.-28.8.2023	31
Kuvio 16. AE06-kentän tavanomaisen ja digipuolen B-järjestelmän pätö- ja loistehomittaukset ajalta 2.1.-2.2.2023	31
Kuvio 17. AE06-kentän tavanomainen kiskojännitemittaus ja digipuolen B-järjestelmän johtojännitemittaus ajalta 2.1.-2.2.2023	32
Kuvio 18. Lyhytkestoinen eroavaisuus virtamittauksissa	33
Kuvio 19. Differentiaalireleen havaitsema erovirta	34
Kuvio 20. Paikallisen ja vasta-aseman vaihekohtaiset virtamittaukset samoissa kuvaajissa	34
Kuvio 21. Paikallisen ja vasta-aseman yliaaltojen graafinen esitys	35
Kuvio 22. Kaksoistermostaatti lämpötilan ylä- ja alarajahälytyksille	37
Kuvio 23. Paikallinen kosteusmittaus Ilmatieteen laitoksen sivuilta	38
Kuvio 24. L1-vaiheen virtamittauksen huomattava nousu	39
Kuvio 25. MU:n vastaanottama optinen valopulssi L1-vaiheelta ennen yhteyden initialisointia	40
Kuvio 26. MU:n vastaanottama optinen valopulssi L1-vaiheelta yhteyden initialisoinnin jälkeen	40
Kuvio 27. L1-vaiheen jännitteen puolittuminen	41
Kuvio 28. ABB REL670 virtamittaukset	42
Kuvio 29. Nollajännitteen syntyminen suojareleen mittauksiin	42
Kuvio 30. A-järjestelmän SAMU-laitteen kiskojännitemittaukset	44
Kuvio 31. Virran suuruus ja virtapiikin kesto aika	47
Kuvio 32. L3-vaiheen virran kulman kääntyminen ja erovirran syntyminen	48
Kuvio 33. A-järjestelmän MU-laitteen tapahtumalistaus	49

Kuvio 34. MU diagnosis -välilehti	50
Kuvio 35. MU Errors -välilehti	50
Kuvio 36. ABB RED670 -suojareleen paikallinen käyttöliittymä	51
Kuvio 37. Havahtumissignaalin näkyvyyden ehdot	53
Kuvio 38. Asetteluerojen vaikutus distanssin laukaisuaikoihin	53
Kuvio 39. Siemens Ruggedcom RST2228 -prosessiväyläkytkimen aiheuttamat aikaviiveet PTP-sanomaan 100 Mbit/s kuituportista.	55
Kuvio 40. Daneon tapahtumalistaukseensa tallentamat aikalähteen menetykset	55
Kuvio 41. GE Reason S20 -prosessiväyläkytkimen aikavirhe 100 Mbit/s kuituportista.....	56
Kuvio 42. Siemens Ruggedcom RST2228 -prosessiväyläkytkimen aikavirhe 100 Mbit/s kuituportista	57
Kuvio 43. Asemakellojen MAC-osoitteiden näkyvyys ennen ohjelmistopäivityksiä.....	58
Kuvio 44. Asemakellojen MAC-osoitteiden näkyvyys ohjelmistopäivitysten jälkeen	58

Taulukot

Taulukko 1. Harmonisten yliaaltojen prosenttiosuuksia suhteutettuna perustaajuiseen komponenttiin	35
Taulukko 2. Käytönvalvontajärjestelmään tulleita hälytyksiä	38
Taulukko 3. AE06-kentän B-järjestelmän MU-laitteen aikasykronoinnin menetyksiä.....	43
Taulukko 4. AE05-kentän B-järjestelmän SAMU-laitteen aikasykronoinnin hetkellisiä menetyksiä	45
Taulukko 5. AE05MU2A-laitteen tapahtumalistauksen latauksen aiheuttamat tapahtumat käytönvalvontajärjestelmään	46
Taulukko 6. Sync lost -tapahtuman vaikutukset differentiaalireleen suojaustoimintoihin.....	49

1 Johdanto

1.1 Tutkimuksen lähtökohdat

Digitaalista sähköasemaa pidettiin muutamia vuosia sitten suurena kehitysaskeleena sähköasema- maailmassa ja aiheesta luennoitiin suuresti esimerkiksi seminaarilaisuuksissa. Digitaalisen sähköaseman nimi rakentuu prosessiväylän pohjalta. Prosessiväylän kehitys sai alkunsa kustannusten ja materiaalien säästömahdollisuuksista ja toisaalta tekniikan kehittymisestä, joka mahdollisti tällaisen järjestelmän toteuttamisen. Prosessiväylä eroaa olennaisesti perinteisestä, analogisilla mittauksilla operoivasta suojaus- ja ohjausjärjestelmästä, koska kenttä- ja prosessilaitteiden välinen kommunikaatio tapahtuu väylän kautta digitaalisin viestein. (Rys 2021, 3-7.) Analogisia mittaus ja ohjauskäskyjä käyttävä asema vaatii huomattavan suuren, yleensä kuparikaapeloinnin kentän ja asemarakennuksen välille, josta käytetään nimitystä kenttäkaapelointi. Prosessiväylätoteutuksessa kuparikaapelien sijasta käytetään valokuitukaapeleita, joka vähentää huomattavasti toteutusvaiheen kaapelointikustannuksia. Kuparikaapeloinnin pois jääminen, lukuun ottamatta järjestelmän laitteiden apusähköjä ja IRF-hälytyskoskettimia (Internal Relay Failure), vaikuttaa myös alentavasti asemarakennuksessa sijaitsevien relekaappien määrään.

Kantaverkkoyhtiöiden pilottihankkeiden pohjalta, myös Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid lähti toteuttamaan digitaalisen sähköaseman pilottiprojektia. Projektissa kahdelle aseman syöttökentälle rakennettiin IEC 61850 -standardin mukainen prosessiväylä, jonka kautta suojaus- ja ohjauslaitteet kommunikoivat. Järjestelmän rinnalla toimii tavanomainen, analogisilla mittauksilla toimiva järjestelmä, johon prosessiväylän toimintaa voitiin vertailla.

Kantaverkkotasolla prosessiväylällä on toteutettu vain pilottiprojekteja. Euroopassa saarivaltio Islanti on poikkeus, mutta siellä sähköverkko onkin kohtalaisen pieni. Loukkalahti (2023) näkee raportissaan, että digitaalisesta sähköasemasta on vielä verrattain vähän toteutuksia ja toimittajilla ei valtakunnallisesti ole juurikaan kokemusta tällaisista järjestelmistä. Käytössä olevissa toteutuksissa järjestelmäratkaisut eivät ole täysin identtisiä, joten yhtenäistä spesifikaatiotakaan ei vielä ole saatavilla. (Loukkalahti 2023, 4.)

Opinnäytetyössä keskityttiin toiminnassa olevan järjestelmän tarkkailuun. Opinnäytetyön tavoitteena oli tuottaa tutkimustietoa pilottikohteen toiminnasta normaalissa käyttötilanteessa sekä häiriötilanteissa ja luoda yleiskuva käytössä olevan prosessiväylän toiminnasta.

1.2 Fingrid Oyj

Fingrid Oyj on Suomen kantaverkkoyhtiö, jonka toiminnan pohjana on sähkön siirtäminen käyttövarmasti tuotantolaitoksilta asiakkaille. Asiakkaat ovat yleisesti teollisuuslaitoksia tai sähköverkkoyhtiöitä. Sähköverkkoyhtiöiden kautta sähkö kulkeutuu yksittäisille kuluttajille. Fingridin ylläpitämä sähköjärjestelmä kytkeytyy yhteispohjoismaiseen sähköjärjestelmään rajasiirtoyhteyksien välityksellä, jotka mahdollistavat verkon vakauden esimerkiksi pitkillä pakkasjaksoilla. (Esittely 2022.)

Fingridin hallinnoiman kantaverkon läpi kulkee noin 75 % kaikesta Suomessa siirretystä sähköstä. Kantaverkkoon kuuluu 400, 220 ja 110 kilovoltin voimajohdot ja sähköasemat, lukuun ottamatta jakeluverkoille kuuluvia suurjännitejohtoja, jotka ovat suurimmilta osin säteittäisjohtoja. Sähköasemat voivat olla muunto- tai kytkinasemia. Kantaverkkoon itsessään kuuluu noin 14 000 km voimajohtoa ja 121 sähköasemaa. (Fingridin sähkönsiirtoverkko n.d.) Suomen sähkönsiirtoverkkoa on havainnollistettu kuviossa 1, jossa sininen, vihreä ja punainen väri kuvaavat kantaverkkoon kuuluvia siirtojohtoja.



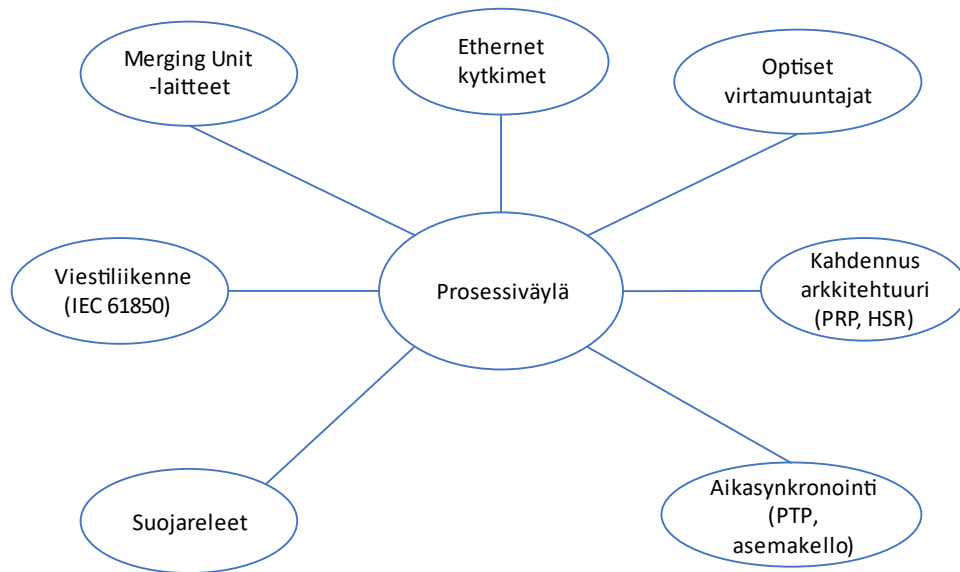
Kuvio 1. Suomen suurjänniteverkko (Fingrid Oyj:n sähkösiirtoverkko 2022)

2 Tutkimusasetelma

2.1 Tavoitteet, käsitteet ja tutkimuskysymykset

Opinnäytetyön tavoitteena oli tuottaa tutkimustietoa pilottikohteen prosessiväylän toiminnasta normaalissa käyttötilanteessa ja verkon häiriötilanteissa sekä luoda näkemys prosessiväylän IED-laitteiden (Intelligent Electronic Device) käytettävyydestä ja luotettavuudesta. Myös aikasykronoinnin täsmällisyyttä ja katkeamattomuutta tarkkailtiin tutkimustyön aikana, koska tällä on olennainen vaikutus mittauksen luotettavuuteen ja näin ollen suojaustoimintojen käytettävyyteen. Opinnäytetyön aikana prosessi oli tarkoitus saada stabiiliin tilaan, jotta sitä voitaisiin tulevaisuudessa käyttää testaus- ja opetuskäytössä. Analysoinnin sivutuotteena pyrittiin löytämään kehityskohteita tulevaisuuden toteutuksia silmällä pitäen.

Opinnäytetyön käsitteet on mallinnettu kuviossa 2. Opinnäytetyön varsinainen teoriaperusta rajautui käsitteiden mukaisesti. Käsitteet oli rajattu prosessiväylän laitteisiin ja sen kommunikaatioon. Käsitteiden rajaus perustui vähäiseen tutkimustietoon prosessiväylästä, siihen kytkeytyvistä laitteista ja väylän viestiliikenteen toiminnasta. Tutkimuskohteessa prosessiväylän laitteet olivat hajautettu eli järjestelmä sisälsi monta yksittäistä elektroniikkalaitetta, jotka vuorovaikuttivat keskenään. Näin ollen oli tärkeää, että seurattiin kaikkia prosessiin vaikuttavia suojaus- ja ohjausjärjestelmään liittyviä laitteita.



Kuvio 2. Opinnäytetyön keskeiset käsitteet

Opinnäytetyön tutkimuskysymykset muodostuivat työn tavoitteiden perusteella. Opinnäytetyön tutkimuskysymykset olivat:

- Miten digitaalisen sähköaseman prosessiväylä toimii normaalissa käyttötilanteessa?
- Miten digitaalisen sähköaseman prosessiväylä toimii verkon häiriötilanteissa?
- Minkälainen on IED-laitteiden käytettävyys ja luotettavuus?
- Miten järjestelmän aikasynkronointi toimii?

Tutkimuskysymykset olivat mukana koko konkreettisen toteutuksen ajan. Kehitysehdotukset rakentuivat tutkimuskysymyksistä johdetun analysoinnin pohjalta.

2.2 Tutkimusote ja aineistonkeruumenetelmät

Opinnäytetyön tyyppi oli tutkimuksellinen kehitystyö, koska tarkoituksena oli prosessiväylän tutkiminen ja sen perusteella väylän kehittäminen. Kehittämiprojekteissa on myös oleellista käyttää kohteelle sopivaa tutkimusmenetelmää. Opinnäytetyön tutkimusmenetelmänä käytettiin määrällisen ja laadullisen tutkimuksen yhdistelmää. Pohjana käytettiin eri ohjelmistojen ja järjestelmien

avulla pitkältä aikaväliltä kerättyä aineistoa. Aineistonkeruu pystyttiin toteuttamaan sähköasemalta pääsääntöisesti etänä, mutta laitteistopäivitykset ja järjestelmään tehtävät muutostyöt täytyi tehdä fyysisesti asemalla.

Aineistonkeruumenetelmänä käytettiin systemaattiseen havainnointiin perustuvaa määräaikaista havainnointia. Määräaikainen havainnointi perustui tietyin ajanjaksoin kerätyn aineiston tarkasteluun, jonka jälkeen huomiot raportoitiin. (Leinonen 2019.) Tutkimusaineiston keräykseen laadittiin tietty näytteiden keräysväli, jonka analysoinnin ja raportoinnin jälkeen voitiin tehdä myös järjestelmään parantavia muutoksia.

2.3 Analysointimenetelmät

Puhtaasti numeeriset pidemmän ajanjakson mittaustulokset voitiin analysoida tilastollisia menetelmiä käyttäen ja johtaa graafeiksi, mutta laitteilta ja käytönvalvontajärjestelmästä saadut tapahtumat piti havainnoida tapahtuma kerrallaan ja peilata laajempaan kokonaisuuteen. Myös häiriötallenteita piti tulkita laadullisesti, koska hetkelliset mittaustulokset eivät kertoneet tarkkaa informaatiota häiriöstä.

Määrällisten muuttujien analysoinnissa pärjättiin suurilta osin yhden muuttujan menetelmällä. Muuttujan arvon jakaumaa voitiin käsitellä graafisilla taulukoilla, keskiluvuilla ja hajontaluvuilla. Näitä havainnointitapoja käytettiin paljon opinnäytetyön aikana. (Mattila 2021.)

Pääasiallinen työkalu analysoinnille oli Microsoft Excel, mutta häiriötallenteiden analysoinnissa käytettiin myös Siemens Sigran -ohjelmaa. Analysoinnin pohjalta tehtävän raportoinnin kirjaamisessa käytettiin pdf- ja docx-tiedostoformaatteja. Kummankin tutkimusmenetelmän tukena käytettiin teoriaperustaa, jonka avulla pystyttiin perustelemaan analysoinnin tuloksia.

2.4 Tutkimuksen luotettavuus ja eettisyys

Ennen opinnäytetyön aloitusta huolehdittiin, että opinnäytetyöntekijällä oli riittävät edellytykset toteuttaa opinnäytetyö digitaalisen sähköaseman suojaus- ja ohjausjärjestelmän toiminnasta, niin opintojen, kuin itse hankkimansa tiedon takia. Opinnäytetyön aikana konsultoitiin oppilaitoksen ja toimeksiantajan ohjaajaa tarvittaessa. Opinnäytetyöaihe rajattiin suhteessa käytettävissä oleviin

resursseihin ja varmistettiin, että työn aikana tarvittavat työvälineet olivat saatavilla. Teoriamateriaalin etsinnässä kiinnitettiin huomiota lähdekriittisyyteen ja suosittiin luotettavia lähdemateriaaleja.

Työ toteutettiin eettisesti oikein noudattamalla tutkimuksellisen kehittämistyön periaatteita, alaan kohdistuvia ohjeita sekä ajankohtaista lainsäädäntöä soveltuvien osien. Opinnäytetyön aikana tutustuttiin tarvittavissa määrin tutkimuseettisen neuvottelukunnan (TENK) hyvän tieteellisen käytännön julkaisuun (HTK) (Näreaho, Kettunen, Kärki & Päällysaho 2020.)

Ennen opinnäytetyön aloittamista varmistettiin, että opinnäytetyösopimus oli kunnossa ja sen olivat allekirjoittaneet kaikki osapuolet. Sopimuksessa sovittiin opinnäytetyön aikaisista yleisistä käytänteistä sekä mahdollisesti salassa pidettävän tai muulla tavoin arkaluontoisen materiaalin käsittelystä.

3 Perinteinen sähköasema

Sähköasema on sähköenergian siirto- tai jakeluverkon solmukohta, jossa voidaan suorittaa kytkentätoimenpiteitä, muuntaa käytettävää jännitettä tai jakaa siirrettävää sähköenergiaa eri johdoille. Sähköaseman primäärilaitteista tärkeimpiä ovat muuntajat, katkaisijat, erottimet ja mittamuuntajat. Suur- ja keskijännitteen suojauksessa käytettävät suojareleet liittyvät sähköverkkoon mittamuuntajien kautta. (Elovaara & Haarla 2015, 76.) Sähköaseman rakenteeseen vaikuttaa keskeisesti sen käyttötarkoitus. Sähköasemat voidaan jakaa käyttötarkoituksen mukaisesti kytkinlaitoksiin ja muuntoasemiin. Teoriaperustassa tarkastellaan perinteisen sähköaseman laitteista tarkemmin vain mittamuuntajia, koska ne nähdään tarpeelliseksi työn kannalta.

3.1 Mittamuuntajat

Mittamuuntajia käytetään jännitteen tai virran mittauksessa ja ne on suunniteltu galvaanisesti erottamaan mittauspiiri päävirtapiiristä. Valtaosa markkinoiden mittamuuntajista perustuu sähkömagneettiseen induktioon, mutta myös kapasitiivisia jännitemuuntajia sekä kapasitiivisia virtamuuntajien väliulosottoja käytetään. Mittamuuntajat muuttavat mitta-alaa, mikä mahdollistaa mitta- ja suojalaitteiden standardisoinnin. Suojalaitteet voidaan myös sijoittaa etäälle varsinaisesta mittauspisteestä, koska jännitehäviöt ovat pieniä. (Elovaara & Haarla 2015, 198.) Toisistaan eriävät

nimelliset primäärivirrat tai jännitteet voidaan mittamuuntajilla muuttaa vastamaan samansuuruisia toisiovirtaa tai jännitettä. Mittamuuntajien muuntosuhde asetellaan erikseen suojalaitteelle, jolloin suojalaitteen mittaussuureet saadaan vastaamaan primäärivirtaa tai jännitettä.

3.1.1 Konventionaaliset virtamuuntajat

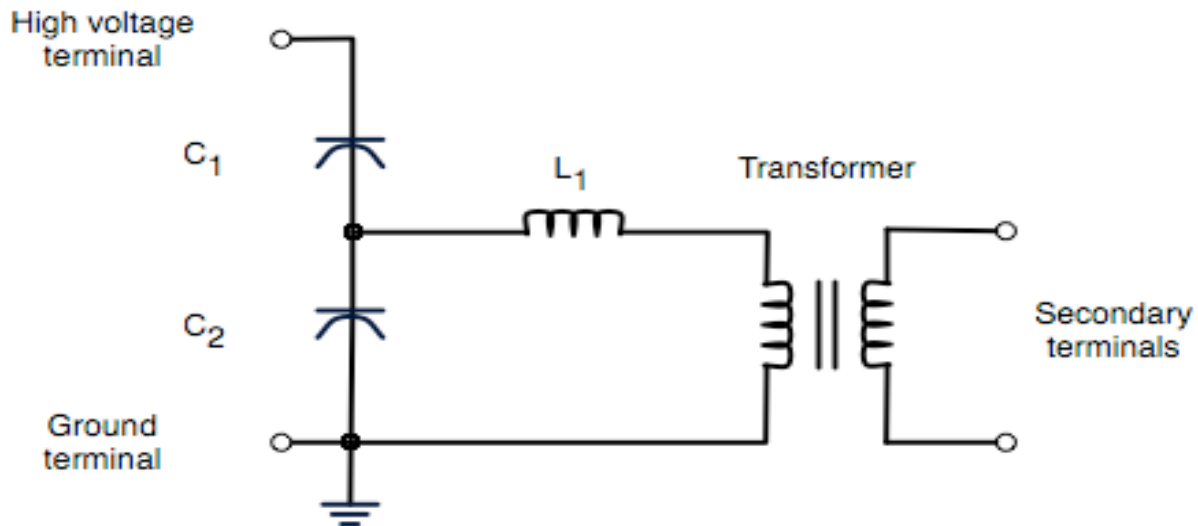
Virtamuuntajat voidaan jakaa käyttötarkoituksensa mukaisesti mittaus- ja suojaustarkoituksiin valmistettuihin virtamuuntajiin. Suojaustarkoitukseen käytetyt virtamuuntajat mittaavat suuriakin virtoja tarkasti ja niiden kyllästyminen tapahtuu huomattavasti suuremmilla virroilla kuin mittauskäyttöön rakennetuilla virtamuuntajilla. (Elovaara & Haarla 2015, 198-199.)

Laitteille on ominaista, että yksi rautasydäminen virtamuuntaja voi sisältää useita eri toisiosydämiä. Suojaus- ja mittauks tarkoituksiin ei näin ollen tarvita erillisiä virtamuuntajia, vaan toisiosydämien rakenne-eroilla päästään haluttuihin tarkkuusluokkiin. Eristeaineena perinteisillä virtamuuntajilla on tavallisesti öljy tai SF6-kaasu. (Mts. 211-212.)

3.1.2 Konventionaaliset jännitemuuntajat

Jännitemuuntajat jaetaan virtamuuntajien tavoin myös mittaus- ja suojauskäyttöisiin rakenteensa perusteella. Tavallisesti jännitemuuntajat rakennetaan yksivaiheisiksi. Jännitemuuntajat voivat olla joko induktiivisia tai kapasitiivisia. Induktiiviset jännitemuuntajat ovat yleisiä käyttöjännitteellä ≤ 245 kV. Suuremmilla käyttöjännitteillä kapasitiivinen jännitemuuntaja tulee edullisemmaksi. (Elovaara & Haarla 2015, 215-217.)

Kapasitiivisen jännitemuuntajan rakenne koostuu kapasitiivisesta jännitteenjakajasta ja induktiivisesta jännitemuuntajasta. Kapasitiivisen jännitemuuntajan piirikaavio on esitetty kuviossa 3. Induktiivisen jännitemuuntajan rakenne vastaa induktiivista virtamuuntajaa. Suurjännitteisten jännitemuuntajien eristysaineena toimii myös virtamuuntajien tavoin öljy tai SF6-kaasu. (Mts. 218.)



Kuvio 3. Kapasiivisen jännitemuuntajan piirikavioesitys (The circuit diagram for a simple capacitor voltage transformer)

4 Digitaalinen sähköasema

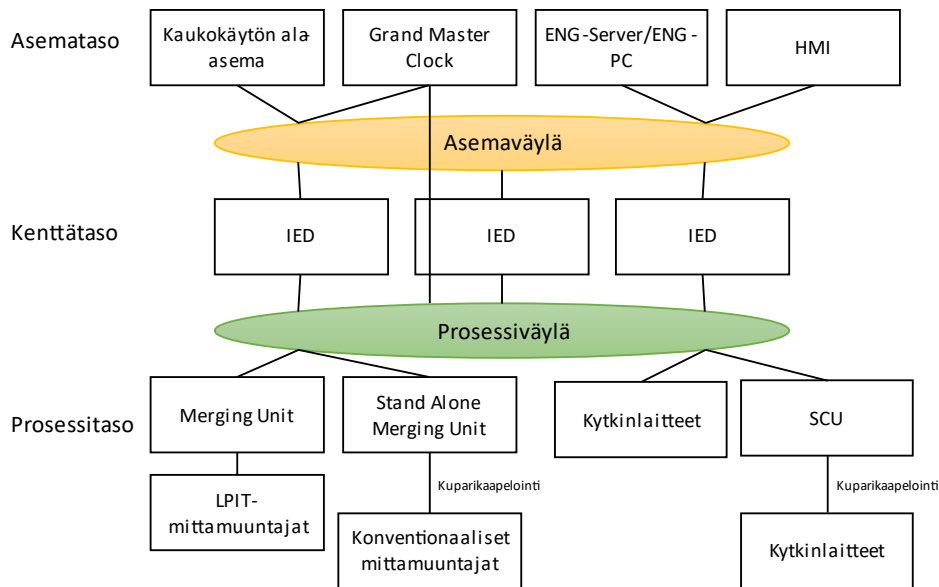
Digitaalinen sähköasema on verrattain uusi konsepti. Järjestelmä sisältää rakenteeltaan paljon perinteiseen sähköasemaan verrattavia laite- ja kommunikaatiotapoja, mutta myös kehittyneen teknologian mahdollistamia IED-laitteita.

4.1 Sähköasemakommunikaatio

Perinteisillä sähköasemilla suojaus- ja ohjausyksiköiden yhdistäminen paikallisvalvomoon ja käytönvalvontajärjestelmään tapahtuu asemaväylän kautta. Käytettäviä protokollia ja verkkorakenteita on useita. Nykyaikaisilla asemilla käytössä on yleisesti TCP/IP eli pakettipohjainen kommunikaatio vanhojen sarjaliikenneväylien sijasta. Asemaväylä kuuluu myös digitaalisen sähköaseman rakenteeseen, mutta tämän lisäksi kommunikaatiossa käytetään prosessiväylää.

Prosessiväylä yhdistää sähköaseman primäärilaitteet kenttäkohtaisiin IED-laitteisiin. Prosessiväylätoteutuksissa käytetään väyläpohjaista kommunikaatiotapaa, joka kytkee toisiinsa sähköaseman ensilaitteet ja kenttätason IED-laitteet. Käytettäviä kommunikaatioprotokollia ovat SV (Sampled Values), GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) ja yleisesti myös MMS (Manufacturing

Message Specification). Digitaalisen sähköaseman laite- ja kommunikaatiotasot on esitetty kuviossa 4. (IEC 61850-90-4, 37-38.)



Kuvio 4. Digitaalisen sähköaseman laite- ja kommunikaatiotasot (IEC 61850-90-4, 38, muokattu)

Valokuitukaapeli on suositeltu kaapelityyppi prosessiväyläliikenteen välitykseen, koska sen kautta voidaan siirtää pitkiä matkoja ja suuria määriä dataa. Valokuitu mahdollistaa suuret 1 Gbps (Giga Bit Per Second) siirtonopeudet ja näin ollen lyhyet viiveet viestiliikenteeseen. (Top 10 Advantages of Fiber Optic Internet Connections 2020.) Tämän lisäksi valokuitukaapelit ovat immuuneja elektromagneettisille- ja suurjännitekentällä syntyville häiriöille.

4.2 IEC 61850 -standardi

IEC 61850 on kansainvälinen standardi, joka määrittelee tarkemmin kommunikaatiotavat ja näiden mallinnuksen sähköasemalla käytettävien älykkäiden elektronisten laitteiden välille. Standardista on rakennettu yleispätevä kaikille laitevalmistajille, mikä mahdollistaa laajan eri laitekombinaatioiden yhteensovittamisen sähköasemalla. Standardista löytyy mm. kommunikaatioprotokollien referenssiarvoja datan vaihtoon ja viestiliikenteen aikavaatimuksiin liittyen. (IEC 61850-1, 12.)

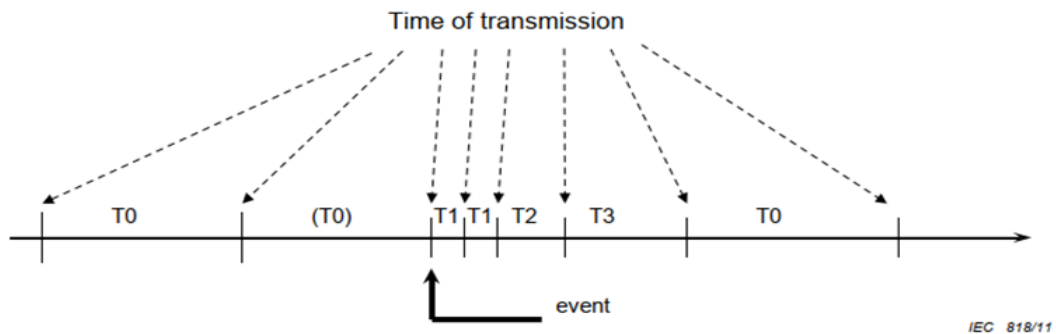
Standardissa käytetty kommunikaatioprofiili perustuu MMS-standardiin, jossa käytetään TCP/IP arkkitehtuuria tiedonvälityksessä. Lisäksi standardi määrittelee erikseen aikakriittisen tiedonvaihtoon liittyvät viestintäpalvelut. (IEC 61850-8-1, 14.)

Standardissa määritellyistä informaation mallinnuksen luokista käytetään lyhennystä ACSI (Abstract Communication Service Interface). Määriteltyjä luokkia ovat palvelin, looginen laite, looginen solmu ja dataobjektit. Dataobjekti pitää edelleen sisällään attribuutin, johon voidaan sisällyttää esimerkiksi katkaisijan tilatieto. (IEC 61850-7-2, 17.) Abstraktit mallit ja näiden sisältämät palvelut saadaan käyttöön määrittämällä ne tiettyyn tiedonsiirtoprotokollaan SCSM:n (Specific Communication Service Mapping) avulla, josta ne voidaan edelleen johtaa Ethernet-protokollan mukaisiksi paketeiksi. (Ahonen 2021, 19.)

4.2.1 Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE)

Ennen nykyaikaisia GOOSE-viestejä kommunikaatio suojarleiden välillä toteutettiin binäärisillä tulo- ja lähtökoskettimilla. Tämä tapa tarjosi vain pienen kaistanleveyden, joten releiden välillä pystyi yhtäaikaaisesti siirtämään vain muutamia tavuja. (Steinhauser 2016.)

IEC 61850 -kommunikaatiota käyttävällä sähköasemalla GOOSE-protokolla mahdollistaa nopean ja luotettavan tulo- ja lähtötietojen jakamisen sähköaseman väyläliikenteessä. Protokollan avulla voidaan välittää IED-laitteiden välisiä tilatietoja, laukaisusignaaleita sekä sisäisiä lukituksia. GOOSE-protokolla toimii periaatteella, jossa lähettäjä lähettää viestejä kaikille väylässä toimiville laitteille ja ne voivat halutessaan vastaanottaa viestin. Tätä nimetään ryhmälähetysprotokollaksi. Tietyn tapahtuman synnyttämä viesti lähetetään useasti peräkkäin, jotta mahdollinen kommunikaatiokatkos ei estä viestin saavutettavuutta. Yhteyttä pidetään yllä lähettämällä ”ylläpitoviestiä” tietyllä intervallilla. GOOSE-protokolla toimii OSI-mallissa verkkokerroksella 2 (siirtokerros), joten viestejä ei lähetetä reitittimien ylitse. Kuviossa 5 on määritelty GOOSE-viestien lähetystaajuudet. T0 viestiväli on yhteyden ylläpitoviestin lähetysväli, joka mahdollisesti lyhentyy sähköasematapahtuman aktivoituessa. T1 aika on lyhin mahdollinen viive viestin uudelleenlähetyksessä. T2 ja T3 ovat viestin lähetysvälien pituuksia, jotka ovat sovelluskohteesta riippuvaisia. (IEC 61850-90-4, 34–35.)



Kuvio 5. GOOSE-viestien lähetystaajuuudet (IEC 61850-8-1, 93)

4.2.2 Sampled Values (SV)

SV-protokolla määrittelee viestiliikenteen, jolla ensilaitteilta tulevat mittaviestit siirretään kenttätason IED-laitteille. Protokolla käyttää viestien lähetyksessä ryhmälähetystä. Standardi määrittelee myös täsmälähetyksen viestien lähetyksimuotona, mutta se on harvemmin käytetty. Viestit identifioidaan MAC-osoitteella (Media Access Control) ja verkkorakenteen mukaan myös VLAN (Virtual Local Area Network) ID:llä sekä erillisellä viestin runkoon liitettävällä yksilöivällä tunnisteella. (IEC 61850-90-4, 36.) Yksilöivän tunnisteiden avulla voidaan erottaa aikakriittinen ja korkean prioriteetin omaava väyläliikenne pienemmän prioriteetin omaavasta liikenteestä. Tällä voidaan varmistaa luotettava SV-viestien välitys suojalaitteille. Oletuksena arvo on 4. Pienemmän prioriteetin kehyksellä arvon pitäisi olla välillä 1-3 ja suuremman prioriteetin kehyksellä 4-7. (IEC 61850-9-2, 15.)

SV-viesteille on määritelty kaksi eri lähetystaajuutta. Viestejä lähetetään jaksossa joko 80 tai 256, joka tarkoittaa 50 Hz verkossa 4000 tai 12800 näytettä yhdessä sekunnissa. SV-mittaukset vaativat aikasykronoinnilta nanosekuntiluokan tarkkuutta. Aikalähteen tarkkuuden pitää pysyä $\pm 1 \mu\text{s}$ sisällä ja näytteiden sisältämän aikaleiman pitää pysyä $\pm 4 \mu\text{s}$ tarkkuusluokassa. (Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2 2004.)

SV-viestien eheyteen vaikuttaa olennaisesti palvelimen (MU/SAMU) ja asiakaslaitteen (IED) aikasykronointi. SV-striimin mukana välitetään smpSynch-tavu, joka määrittää striimin käyttämän ajan. Tavulla on kolme tilaa. Striimi voi olla synkronoimaton eli aikareferenssi tulee laitteen sisäiseltä kellolta, striimi on synkronoitu asemakelloon, mutta kello ei ole yhteydessä GPS-satelliittiin

tai laite on yhteydessä asemakelloon, jolla on yhteys GPS-satelliittiin. (SIPROTEC 5 Process Bus V9.60 and higher manual, 92-95.)

SV-striimissä voidaan välittää näytteenottotaajuuden mukaan 1 tai 8 näytettä. Jokainen näyte on identifioitu omalla yksilöivällä tunnisteellaan. Näytteiden mukana välitetään aina näytelaskurin arvo, konfiguraation revisio ja edellisen kappaleen smpSynch-tavu. Optioina on mahdollista lähettää näytteen referenssiaika. Jokainen näyte sisältää striimin datamallissa määritellyn määrän mittausarvoja. (Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2 2004.) Lisäksi jokainen mittausarvo sisältää laatuun liittyviä parametrejä, jotka ovat luettavissa asiakaslaitteella sen ominaisuuksien mukaan. Kuviossa 6 on nähtävillä prosessiväylästä luetun SV-striimin näytteen sisältö, jossa on välitetty 3-vaiheen virta- ja jännitemittaukset sekä nollavirta ja nollajännite.

```

▼ IEC61850 Sampled Values
  APPID:
  Length: 111
  Reserved 1: 0x0000 (0)
  Reserved 2: 0x0000 (0)
  ▼ savPdu
    noASDU: 1
    ▼ seqASDU: 1 item
      ▼ ASDU
        svID:
        smpCnt: 968
        confRef: 1
        smpSynch: global (2)
        ▼ PhsMeas1
          value: 9917
          > quality: 0x00000000, validity: good, source: process
            value: -335640
          > quality: 0x00000000, validity: good, source: process
            value: 325005
          > quality: 0x00000000, validity: good, source: process
            value: -718
          > quality: 0x00000000, validity: good, source: process
            value: -539644
          > quality: 0x00000000, validity: good, source: process
            value: 8565051
          > quality: 0x00000000, validity: good, source: process
            value: -8006141
          > quality: 0x00000000, validity: good, source: process
            value: -1452
          > quality: 0x00000000, validity: good, source: process

```

Kuvio 6. Sampled Values -striimin esimerkkikuva

4.2.3 Manufacturing Message Specification (MMS)

MMS-protokollaa käytetään prosessidatan välittämisessä verkon ylitse. Protokolla toimii asiakas-palvelin periaatteella, joka perustuu kahteen eri toimintamalliin.

Vahvistetussa palvelussa asiakas lähettää IP-osoitteella spesifioidulle palvelimelle datakyselyn, johon palvelin vastaa välittämällä halutun tiedon. Vahvistamattomassa palvelussa palvelin lähettää asiakkaalle viestin, esimerkiksi tietyn käyttäjän palvelimelle konfiguroidun tapahtuman aktivoitu-essa. (IEC 61850-90-4, 33.) MMS-palvelun kautta voidaan suorittaa datanvaihtoa laitteiden välillä, esimerkiksi ajankohtaista laitedataa, indikointitietoja, ohjaustoimintoja ja tapahtumaviestejä (IEC 61850-8-1, 14).

4.3 Aikasynkronointi

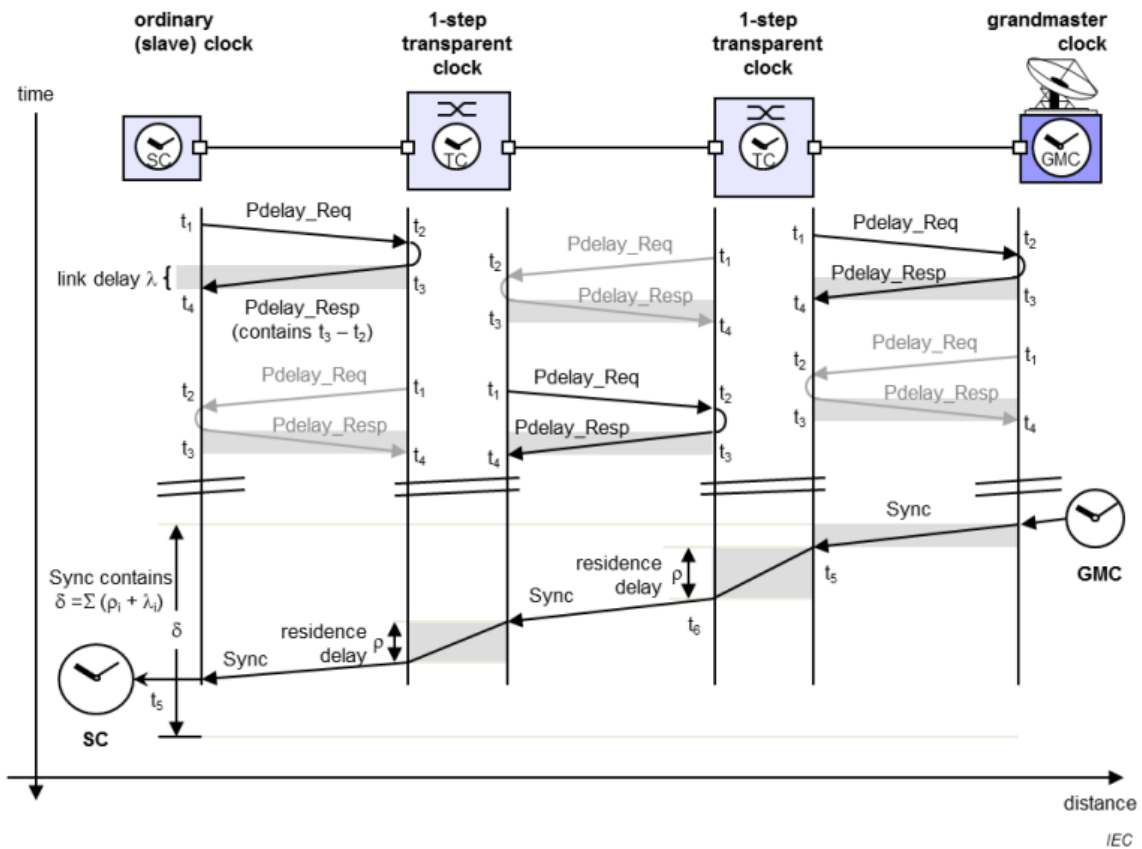
Tarkkaa aikasynkronointia tarvitaan sähköasemaympäristössä moniin eri toiminnallisiin, mutta ajan täsmällisyyden kannalta kriittisiin sovelluksiin ovat differentiaalisuojaus ja SV-viestiliikenne (Hurta 2020, 32). Kohteesta riippuen, jännite- ja virtamittaukset voivat tulla eri Merging Unit -laitteilta, joten aikasynkronoinnin epätarkkuus mahdollistaa myös distanssisuojan virheellisen toiminnan.

4.3.1 Precision Time Protocol (PTP)

PTP-protokollassa pääkello lähettää jaksottaisesti 1 sekunnin intervallilla synkronointiviestin, joka sisältää aikareferenssin. Synkronointiviestiin lisätään kytkinten välinen viestiviive ja kytkinten sisäinen viive, ennen kuin lopullinen synkronointiviesti saavuttaa tavallisen kellon eli loppulaitteen. Kytkimet ovat yleisesti läpinäkyviä kelloja eli ne lisäävät viestiliikenteen viiveen, sisältäen laitteiden sisäisen ja viestiliikenteestä johtuvan viiveen. Kytkimien aiheuttama aikavirhe viestiliikenteeseen saa olla suurimmillaan ± 50 ns. Päätelaitteet vastaanottaa referenssiajan ja kompensoi ajan verkkoyhteyden viiveellä. PTP-viestiliikenteeltä vaaditaan ± 1 μ s luokan tarkkuutta pääkelloilta loppulaitteelle. (IEC 61850-90-4, 158–165.)

Yksivaiheisessa kellonajan korjauksessa, jokainen verkonosan solmu lähettää viivepyynnön kaikkiin portteihinsa, mutta käyttää viiveinformaatiota vain suuntaan, josta on tullut viivekysely. Yksivai-

heisen kellonajan korjauksen periaatekuva on esitetty kuviossa 7. Kytkin lisää tässä tavassa laske-
 mansa viestiviiveen ”lennosta” viestin runkoon, kun osa viestistä on jo lähetetty eteenpäin. Kaksi-
 vaiheinen kellonajan korjaus toimii samalla periaatteella kuin edellinen, mutta tässä toteutuksessa
 lähetetään Follow_Up -viesti ensimmäisen synkronointiviestin jälkeen, johon kytkin on laskenut
 päivitetyyn viiveen korjauskertoimen. Tässä toteutuksessa kytkimen pitää muistaa aika, miten
 kauan synkronointiviesti on ollut laitteella. (Mts. 159–162.) Molempia toteutusmalleja on käytössä
 ja näitä voidaan myös yhdistää keskenään.



Kuvio 7. Yksivaiheinen kellonajan korjaus (IEC 61850-90-4, 162)

4.3.2 Asemakello

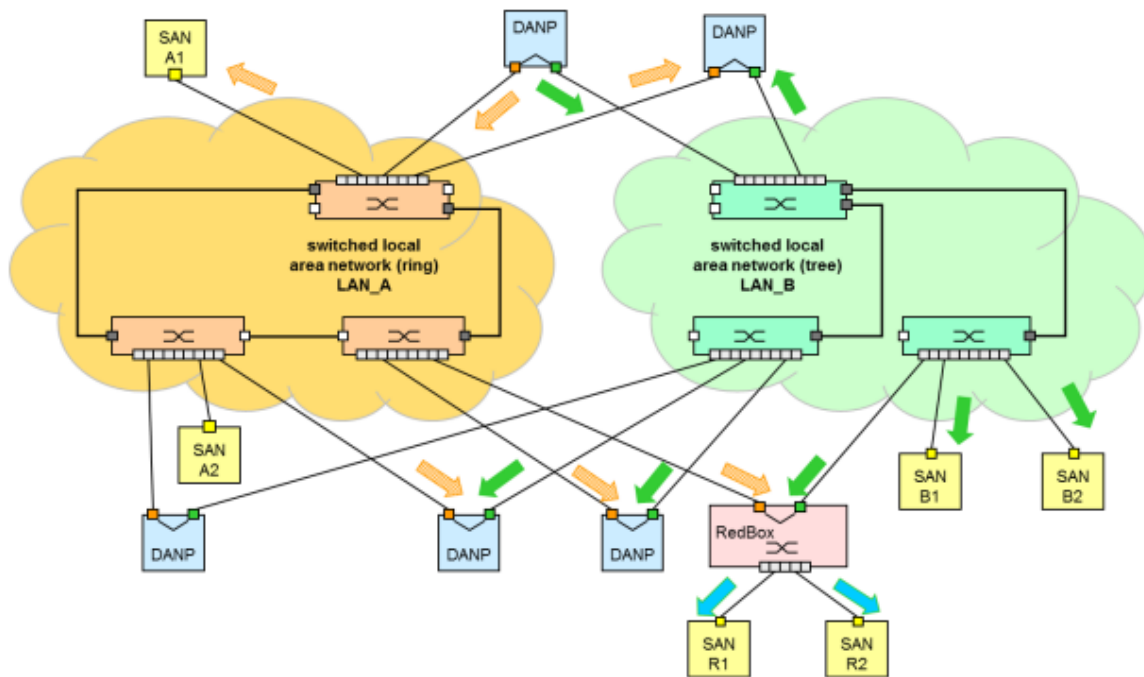
PTP-protokollaa käyttäviltä järjestelmiltä vaaditaan tarkkaa ja stabiilina pysyvää aikalähdettä, jotta aikakriittistä tietoa käyttävät järjestelmät kommunikoivat halutulla tavalla. Asemakelloa voidaan käyttää jakamaan tarkkaa reaaliaikaista aikatietoa muille järjestelmän kelloille. Asemakellojen pi-

tää olla kyvykkäitä varmistamaan aikälähteen tarkkuus ja stabiilisuus myös tilanteissa, jossa ulkoista aikälähdettä ei ole pystytty lukitsemaan tai sen signaali on hävitetty kokonaan. (What are grandmaster clocks n.d.)

4.4 Kahdennusarkkitehtuurit

4.4.1 Parallel Redundancy Protocol (PRP)

PRP on kahdennusprotokolla, jota käytetään Ethernet-verkkoliikenteessä. Vanhempiin kahdennusprotokoliin verrattuna PRP:n etuna on viiveetön viestiliikenteen välitys. Vanhemmassa RSTP-protokollassa (Rapid Spanning Tree Protocol) viestiliikenne on kahdennettu, mutta normaalissa tilassa verkkorengas on avoinna. Yhteyden vioittuessa rengas suljetaan ja tämä aiheuttaa viiveen viestiliikenteeseen. Viiveen syntyminen samanaikaisesti sähköverkossa tapahtuvat häiriön seurauksena saattaa aiheuttaa suojalaitteiden toimimattomuutta. (SIPROTEC 5 communication protocols V9.60 and higher manual, 309.) PRP-protokollan rakenne on esitetty kuviossa 8. Kuvion SAN-laitteet (Singly Attached Nodes) ovat verkon laitteita, joilla ei ole PRP-mahdollisuutta, esimerkiksi kannettava tietokone. Näiden laitteiden kommunikaatio voidaan kuitenkin varmentaa erillisen RedBoxin (Redundancy Box) avulla. DANP-laitteet (Doubly Attached Node) ovat verkon laitteita, joilla on kaksi porttia, jotka voidaan kytkeä esimerkiksi kahden itsenäisen järjestelmän kytkimiin. (IEC61850-90-4, 61-62.)



Kuvio 8. PRP-protokollan rakenne (IEC 61850-90-4, 61)

PRP:n käyttöön tarvitaan päätelaite, joka tukee kahta Ethernet-rajapintaa. Laitteen vastaanottama viestikehys lähetetään kahdesti eri kytkinten kautta ja ensimmäisenä laitteelle saapuva viestikehys otetaan vastaan. Toinen viesti hylätään laitteen toimesta. PRP:n avulla vältetään viestiliikenteen viiveet ja mahdollistetaan korkea käyttövarmuus mm. digitaalisilla sähköasemilla. (SIPROTEC 5 communication protocols V9.60 and higher manual, 309.)

4.4.2 High-availability Seamless Redundancy (HSR)

HSR-protokollaa voidaan PRP:n tavoin käyttää verkkoliikenteen kahdentamisessa ja se tarjoaa myös viiveettömän viestien välityksen verkkovioissa. Järjestelmän laitteet tarvitsevat edellisen tavoin kaksi erillistä porttia Ethernet-liikenteelle. Laitteet ovat kytkettyinä toisiinsa renkaan muotoisesti, josta käytetään nimitystä rengastopologia. Jokainen verkon laite lähettää saman viestin kumpaankin suuntaan verkkoa, jolla pystytään varmistamaan katkeamaton viestien välitys. PRP-protokollan tavoin SAN-laitteet voidaan kytkeä järjestelmään RedBoxien kautta. HSR-protokolla voi toimia ilman erillisiä Ethernet kytkimiä, joka vähentää järjestelmän laitteistomäärää. Verkkorakenteen takia protokolla asettaa rajoituksia järjestelmän suuruudelle. (IEC61850-90-4, 62-63.) Mahdollisten laitevaihtojen aikana pitää myös varmistua verkon eheydestä.

4.5 Järjestelmän laitteet

4.5.1 Optiset virtamuuntajat

Optiset virtamuuntajat koostuvat sensorista, eristimestä ja kytkentäkotelosta. Optisilla virtamuuntajilla sisäisenä eristeaineena on puhdas ilma, joten näiden käytöllä voidaan estää ympäristölle haitalliset öljy- ja kaasuvahingot. Etuna tavanomaiseen virtamuuntajaan on myös kevyempi rakenne. Kehittyneellä teknologialla saadaan myös parannettua henkilöturvallisuutta, kun mittaus-tieto siirretään valokuitukaapelin välityksellä. Optisilla virtamuuntajilla vältetään myös tavan-omaisten virtamuuntajien rautasydänhäviöt ja mittaussydämen saturaatio eli kyllästymisen. Saturaatiopisteen ylittymisen jälkeen mittamuuntajan mittauksista tulee epärelevantit. (Optical Current Transformers n.d.)

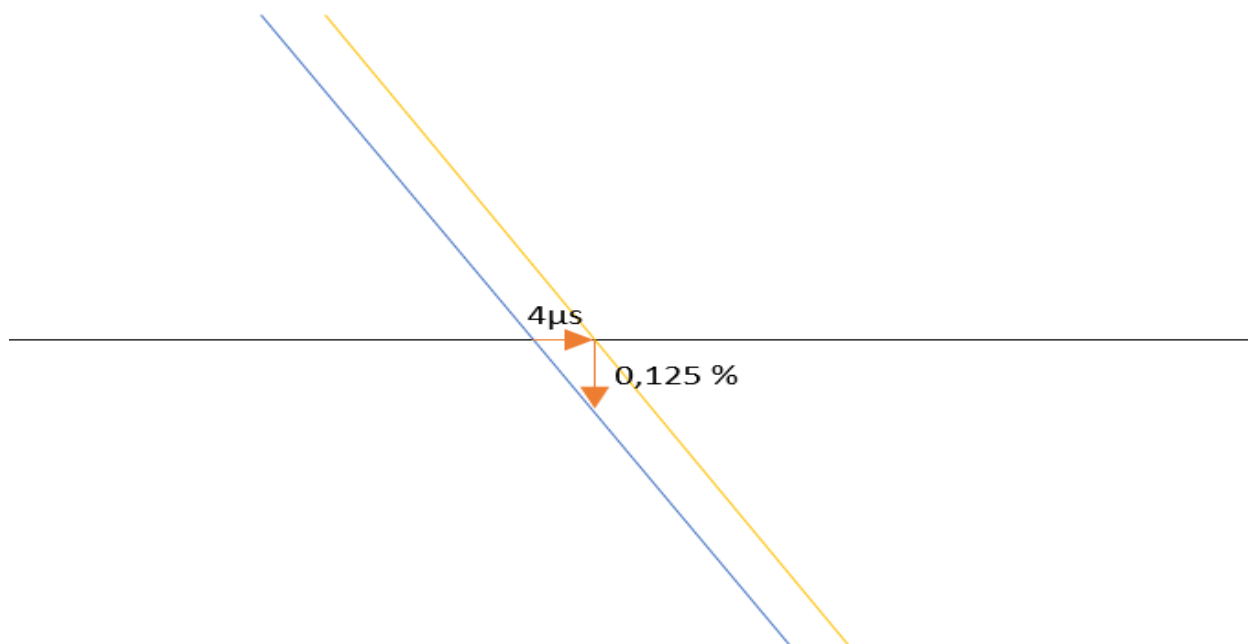
Optisilla mittamuuntajilla virran mittaus voidaan perustaa Faraday-ilmiöön. Faraday-ilmiöllä tarkoitetaan polarisoidun valonsäteen taittumista magneettikentässä, siihen sopivassa väliaineessa. Ilmiön käyttöön perustuva virtamuuntaja voidaan rakentaa esimerkiksi kiertämällä valokuitukaapelia voimajohdon ympärille. Merging Unit hoitaa kyseisessä tilanteessa signaalin käsittelyn ja muuttaa mittaviestin suojareleelle analysoitavaan muotoon. (Länsman 2019, 24-25.) Optisen virtamuuntajan ja MU-laitteen välistä yhteyttä ei ole standardisoitu, joten MU-laite täytyy olla optisen virtamuuntajan valmistajalta.

Verdetin vakio on optinen vakio, joka kuvaa materiaalin herkkyyttä Faradayn-ilmiölle. Vakion suuruus on riippuvainen syötettävän valon aallonpituudesta ja optisen väliaineen lämpötilasta. (Verdetin vakio n.d.) Tämän takia optisen virtamuuntajan sensorissa käytetty magneto-optinen materiaali on herkkä lämpötilamuutoksille. Kyseisen käyttäytymisen sivuuttaminen voi aiheuttaa perustavanlaatuisia virheitä mittaustuloksiin. Ongelman ratkaisemiseksi voidaan mitattua virtaa kompensoida lämpötilan mukaisesti, odotettujen virhemarginaalien perusteella. (Oppegård 2022, 43.)

4.5.2 Merging Unit -laitteet

Merging Unit yksikön tehtävä on melko yksiselitteinen. LPIT (Low-Power Instrument Transformer) ja tavanomaisten mittamuuntajien mittaukset jaetaan SV-viesteiksi prosessiväylään kahden eri-

tyyppisen Merging Unit -laitteen kautta. MU toimii rajapintana epäkonventionaalisten mittamuuntajien ja prosessiväyläliikenteen välillä. Mittaviestin muunnos tehdään tässä tapauksessa itsenäisen, esimerkiksi ulkokentän tapauksessa jakokaapissa sijaitsevan laitteen kautta. Laitteet vaativat mikrosekuntiluokan tarkkuutta aikasykronoinnilta, jotta SV-mittaviesteihin jää oikea aikaleima. Kuviossa 9 on havainnollistettu prosessiväylän aikasykronoinnin epätarkkuuden vaikutus mittauksiin. PTP-protokolla on suositeltu ajan jakamisen protokolla. (Antonova & Vasudevan 2021.)



Kuvio 9. Järjestelmän suurimman sallitun aikavirheen vaikutus sinikäyrän amplitudiin (Antonova & Vasudevan 2021, 13, muokattu)

SAMU (Stand Alone Merging Unit) on laite, joka mahdollistaa IEC 61850 -standardin mukaisen prosessiväylätoteutuksen konventionaalisten virtamuuntajien kanssa, käyttäen analogisia virta- ja jännitemittauksia. Laite muuttaa analogisen mittaviestin prosessiväyläliikenteeseen sopivaksi Sampled Values -viestiksi. (IEC 61850 Stand Alone Merging Units n.d.) Rianin (2018)

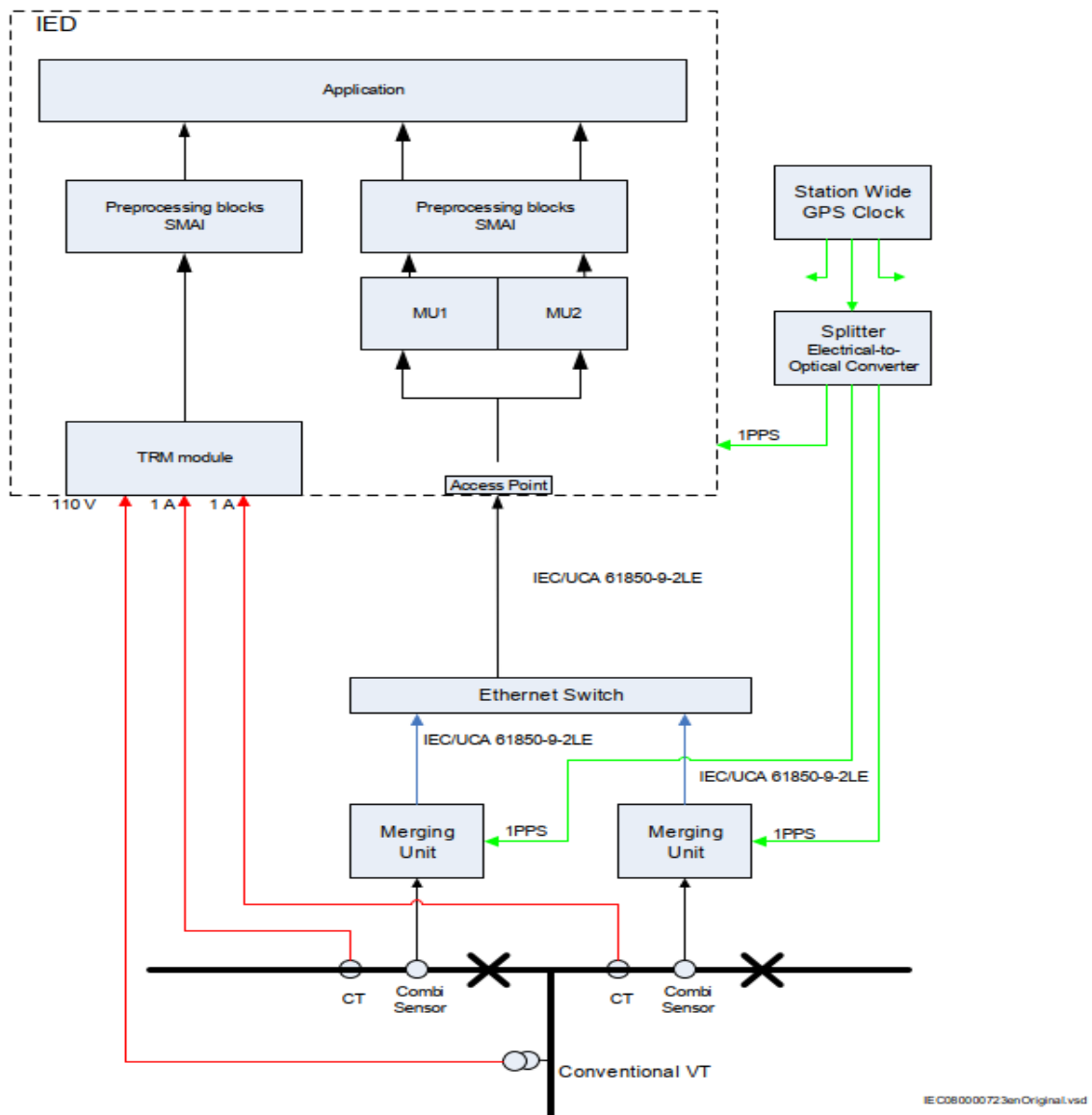
laboratoriotutkimuksen yhteenvedosta selviää, että SAMU-laitteilla on hyvä tarkkuus, niin normaalin tilan, kuin transienttien mittaukseen. Suoritettujen testien perusteella havaittiin, että

SAMU-laitteen mittaus on hieman epätarkka, jos laitteelle syötetty virta on pienempi kuin laitteelle määritetty nimellisvirta. Todettiin kuitenkin, että tämä mittausepätarkkuus ei vaikuta differentiaalireleen toimintaan. Positiivisena asiana nähtiin myös se, että tutkimuksessa käytetyn SAMU-laitteen kautta johdettu virtamittaus mittasi tarkemmin verkon transientteja kuin perinteiset analogiset mittauskanavat. DC-komponenttien toistettavuus vastasi lähes täydellisesti syötettyjä virtoja. Tämä pitää ottaa huomioon varsinkin muuntajasuojissa, jos ylä- ja alajännitepuolella on yhdistetty kuparikaapelointi sekä prosessiväylätoteutus, jotta vältetään differentiaalireleen virheelliseltä toiminnalta. (Rian 2018, 101-102.)

4.5.3 Suojareleet

Suojarele on sähköjakelujärjestelmissä käytettävä laite, jonka tarkoitus on suojata sähköverkkoa sen vikatilanteissa. Suojareleille voidaan asettaa useita eri suojausfunktioita ja näille omat toiminta-arvonsa. Toiminta-arvon täytyessä suojaustoiminto toteutetaan viiveettömästi tai aikaviiweellä. Suojausfunktion toimiessa suojarele indikoi tapahtuman sisäiseen tapahtumalistaukseensa sekä yleisesti myös käytönvalvontajärjestelmään. Nykyaikaisista elektronisista suojareleistä löytyy myös häiriöntallennus toiminto. Suojarele muodostaa vikatilanteesta tallenteen ajan funktiona, joka voidaan lukea häiriötallenteen analysointiohjelmalla. (Holm & Vedenjuoksu 2017.) Suojareleistä löytyy suojausfunktioiden laajuuden mukaan eriävä määrä virta- ja jännitetuloja sekä binäärituloja ja lähtöjä.

Prosessiväylätoteutuksissa suojareleet analysoivat mittaukset sekä tulo- ja lähtösignaalit digitaalisessa muodossa. Laitteet ovat vielä kehitysvaiheessa ja samoja laitemalleja käytetään myös konventionaalisten mittausten kanssa. Hitachin suojareleille prosessiväylämittaukset tuodaan laitteen takaporttien kautta ja mittaukset näkyvät käyttäjälle samalla tavoin, kuin konventionaaliset analogimittaukset. Kuviosta 10 nähdään prosessiväylämittausten ja konventionaalisten mittausten signaalipolut Hitachin REL670 suojareleelle. (Line distance protection REL670, 1292-1298.)



Kuvio 10. Esimerkkikuva mittauksien signaalipoluista suojarielelle (Line distance protection REL670, 1299)

Osalla valmistajista löytyy myös jo esimerkiksi SV-striimiin liittyviä valvontasignaaleita. Kuvioista 11 on nähtävissä Hitachin REL670 MU1-modulin mahdollistamia suojarieleen ja MU-laitteen viestiliikenteen valvontaan liittyviä signaaleja.

Table 1021: MU1_HW Monitored data

Name	Type	Values (Range)	Unit	Description
MUDATA	BOOLEAN	0=Ok 1=Error	-	Fatal error, data not received, transmission errors, time-sync issues or inconsistent sample rate
SYNCH	BOOLEAN	0=Ok 1=Error	-	Operational mode on ethernet link
SMPLLOST	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	Fatal error or recovery state after fatal error. High if any subscribed channel has bad quality or TEST while IED not in test mode.
MUSYNCH	BOOLEAN	0=Ok 1=Error	-	MU not synced or MU clock not synced to same clock as IED
TESTMODE	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	Quality of one or more subscribed analogue channels is TEST
SIMMODE	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	MU delivers simulated data accepted by IED
BadReference	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	BadReference indication output for I1
Derived	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	Derived indication output for I1
Failure	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	Failure indication output for I1
Inaccurate	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	Inaccurate indication output for I1
Inconsistent	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	Inconsistent indication output for I1
OldData	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	OldData indication output for I1
OperatorBlocked	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	OperatorBlocked indication output for I1
Oscillatory	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	Oscillatory indication output for I1
OutOfRange	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	OutOfRange indication output for I1
Overflow	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	Overflow indication output for I1
Source	BOOLEAN	0=Process 1=Substituted	-	Source indication output for I1
Test	BOOLEAN	1=Yes 0=No	-	Test indication output for I1
Validity	INTEGER	0=Good 2=Reserved 1=Invalid 3=Questionable	-	Validity indication output I1

Kuvio 11. ABB REL 670 MU1-modulin valvontasignaaleja (Line distance protection REL670, 1294)

Distanssireleen suojausfilosofia perustuu virta- ja jännitemittauksiin, joiden avulla rele laskee sijoituspaikan ja vikapaikan välistä impedanssia. Impedanssimittausten perusteella distanssirele pystyy määrittämään etäisyyden vikapaikkaan. Impedanssiarvo pienenee lähestyessä mittamuuntajien sijoituspaikkaa, koska vikavirta kasvaa ja jännite pienenee lähellä tapahtuvissa vioissa. Distanssirele toimii oiko- ja maasulkusuojana ja sen selektiivisen toiminnan mahdollistaa releeseen aseteltavat vyöhykeasettelut. (Korpinen 1997.)

Differentiaalireleen toiminta perustuu virtojen mittaamiseen vähintään kahdesta eri pisteestä. Rele tarkkailee virtojen eroarvoja vaihekohtaisesti ja antaa nopean laukaisukäskyn, jos eroarvo ylittää asetellun. Johdon kuormitettavuus vaikuttaa differentiaalireleen toimintaan releen vaka-

vointikäyrän mukaisesti. Suurempi johdon kuormitettavuus vaikuttaa laukaisuun vaadittavaan ero-virtaan, kasvattamalla tätä. Mittauksien jakaminen eri laitteiden välillä tapahtuu viestiyhteyden kautta.

4.5.4 Ethernet kytkimet

Kytkimien avulla voidaan liittää lähiverkossa useita laitteita keskenään fyysisillä kaapeleilla. Laitteet mahdollistavat nopean ja sujuvan kommunikaation verkon eri laitteisiin yhdeltä päätelaitteelta. Kytkimet voivat ohjata eri porttien liikennettä niiden viestiliikennettä mukailleen, jolloin verkon ylikuormittamiselta vältytään. Tämä on hyödyllinen toiminto etenkin lähiverkoissa, jotka sisältävät useita aktiivilaitteita. Nykyaikaisia kytkimiä voidaan hallita myös etäyhteydellä. (What is an Ethernet Switch n.d.) Digitaalisissa sähköasemissa on tärkeää, että prosessiväyläliikenne on valvottua, joten kytkimien etäyhteys nopeuttaa esimerkiksi porttivikojen paikallistamista ja korjausta.

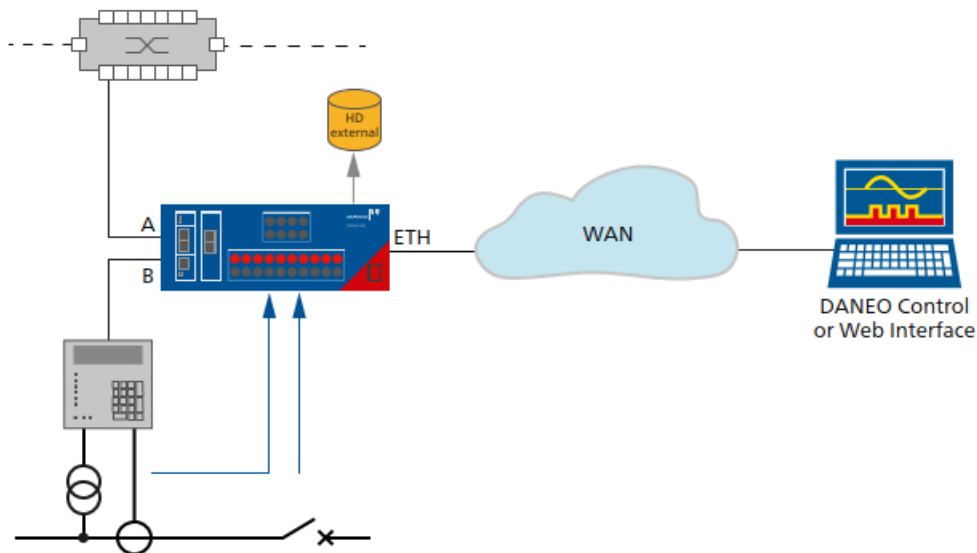
Kytkin välittää verkossa esiintyvän liikenteen kohdelaitteelle MAC-osoitetaulunsa mukaisesti. Vertaus tapahtuu vertailemalla viestin kohteena olevaa MAC-osoitetta ja kytkimen osoitetaulun mukaisia osoitteita. Kytkin voi lähettää viestin myös ryhmälähetyksenä kaikkiin portteihinsa, jos se ei löydä kohdelaitteen MAC-osoitetta. (What Is an Ethernet Switch n.d.)

4.6 Järjestelmän valvonta

IEC 61850 -standardiin perustuvalta sähköasemalta vaaditaan valvontaa, koska väylässä kulkee suojaustoimintojen toimivuuden kannalta kriittistä tietoa. Nykyaikainen verkon mittalaite seuraa verkossa kulkevaa liikennettä ja tallentaa lokiinsa verkon tapahtumat sekä tapahtuman syyn. Logikirjauksien syitä voivat esimerkiksi olla Sampled Values -protokollaan liittyvä näytteiden hävitys, GOOSE-protokollan ylläpitoviestin puuttuminen ja PTP-protokollan aikasynkronointiin liittyvät virheet. (Steinhauser & Wehinger 2018.)

Daneo 400 on hybridimitta- ja tallennuslaite, jota voidaan käyttää testilaitteena, valvonnassa ja vianmäärityksen apuna. Laitteella on mahdollista analysoida konventionaalisia mittauksia sekä myös analogisia tulo- ja lähtötietoja. Laitteella voi tarkastella IEC 61850 -standardin mukaisia SV-mittauksia, GOOSE-liikennettä ja aikasynkronoinnin toimintaa. Laitetta käytetään Daneo Control

Softwarin kautta, jonka avulla voidaan analysoida useita eri laitteita ja saada kootusti tietoa tarkasteltavien kohteiden toiminnasta. Konventionaalisten ja digitaalisten mittausten yhteensovittaminen mahdollistaa hybriditoteutusten sähköasemilla eri mittausten tarkan vertailun. (Daneo 400 User Manual, 10-11.) Kuviossa 12 on esitetty Daneo 400 -mittalaitteen esimerkkikytkentä, jolla voidaan analysoida digitaalisia ja konventionaalisia mittauksia.



Kuvio 12. Daneo 400 -hybridimittalaitteen konventionaalisten ja digitaalisten mittausten kytkentäkuva (Daneo 400 brochure, 4)

5 Tutkimusaineiston analyysi

Opinnäytetyöhön liittyvän tutkimusaineiston kerääminen järjestelmästä aloitettiin syksyllä 2022 ja aineiston lopullinen analyysi suoritettiin syksyllä 2023. Vuoden mittaisella ajanjaksolla järjestelmän toimintaa havainnoitiin tietyn väliajoin, jonka perusteella muodostettiin välianalyseja järjestelmän toiminnasta. Aineiston lopulliseen analyysiin on tuotu poimintoja tutkimuksen aikana kohdattuista haasteista, mahdollisista ratkaisuista ja avoimeksi jääneistä kysymyksistä. Liitteessä 1 on esitetty tutkimuskohteen väyläkaavio, josta nähdään järjestelmän rakenne.

5.1 Mittaukset

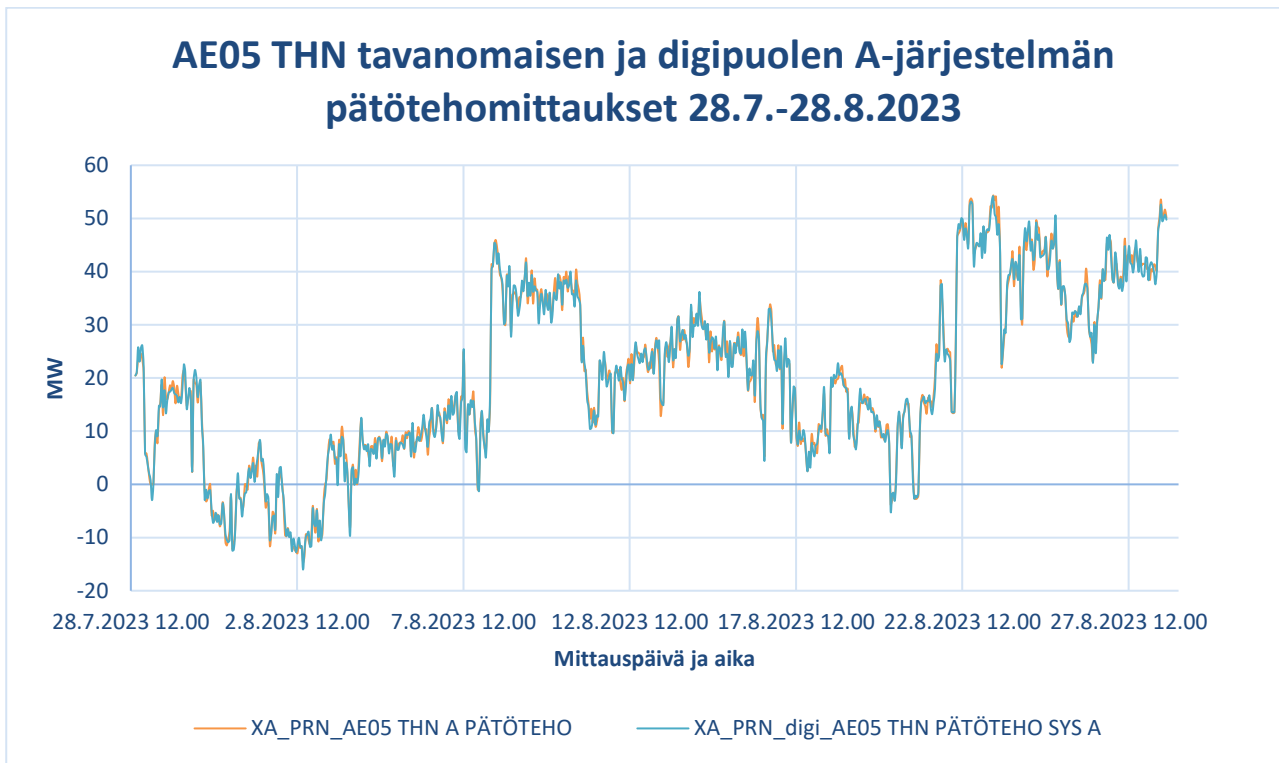
Digitaalisen järjestelmän mittauksissa havaittiin poikkeavuuksia tavanomaiseen, vertailukohtana käytettyyn järjestelmään. Tarkastelujakson aikana nämä liittyivät pääsääntöisesti Merging Unit -laitteiden sisäisiin (ohjelmisto/rautapuolen) ongelmiin. MU-laitteiden ongelmia on käsitelty omassa luvussaan.

5.1.1 Mittauksien toiminta normaalissa käyttötilanteessa

Normaalissa käyttötilanteessa mittaukset toimivat pääsääntöisesti toivotulla tavalla. Suojareleiden havahtumisasetteluissa oli eri valmistajien välillä keskinäisiä eroja. Tämä sai tutkimuksen aikana pohtimaan, onko havahtuneen suojauksen mittaukset todenmukaiset, koska toinen suojista ei reagoi virtamittauksien muutokseen. Mittauksia saatiin lopulta verrattua tilanteessa, jossa sähköverkossa oli mahdollisesti asiakkaan suur- tai keskijännitejohdolla häiriö. Liitteestä 2 nähdään, että mittaukset toimivat kummallakin suojareleellä samankaltaisesti, vaikka vain toinen suojista havahtui.

Mittausaineistoa kerättiin tietyn väliajoin PI Vision -työkalun avulla, joka sai mittaukset kenttä- ja järjestelmäkohtaisesti järjestelmän kenttäohjausyksiköiltä. Työkalun avulla saatiin kerättyä järjestelmästä pätöteho-, loisteho- ja jännitemittaukset. Seuraavissa kuvaajissa on esitetty edellä mainitut mittaukset normaalissa käyttötilanteessa, AE05-kentän A-järjestelmästä ja AE06-kentän B-järjestelmästä eri ajankohtina. Mittausajanjaksoilla ei ollut havaittavissa suuria mittauspoikkeamia tavanomaiseen järjestelmään verrattuna. Mittauksien näytteenottoväli oli 1 h, joten näytteenottohetkellä vaihtuva mittausarvo aiheutti mahdollisesti pieniä eroavaisuuksia mittauksiin. Myös tiedonsiirto aiheutti pienen viiveen mittaviestien siirtymisessä käytönvalvontajärjestelmään.

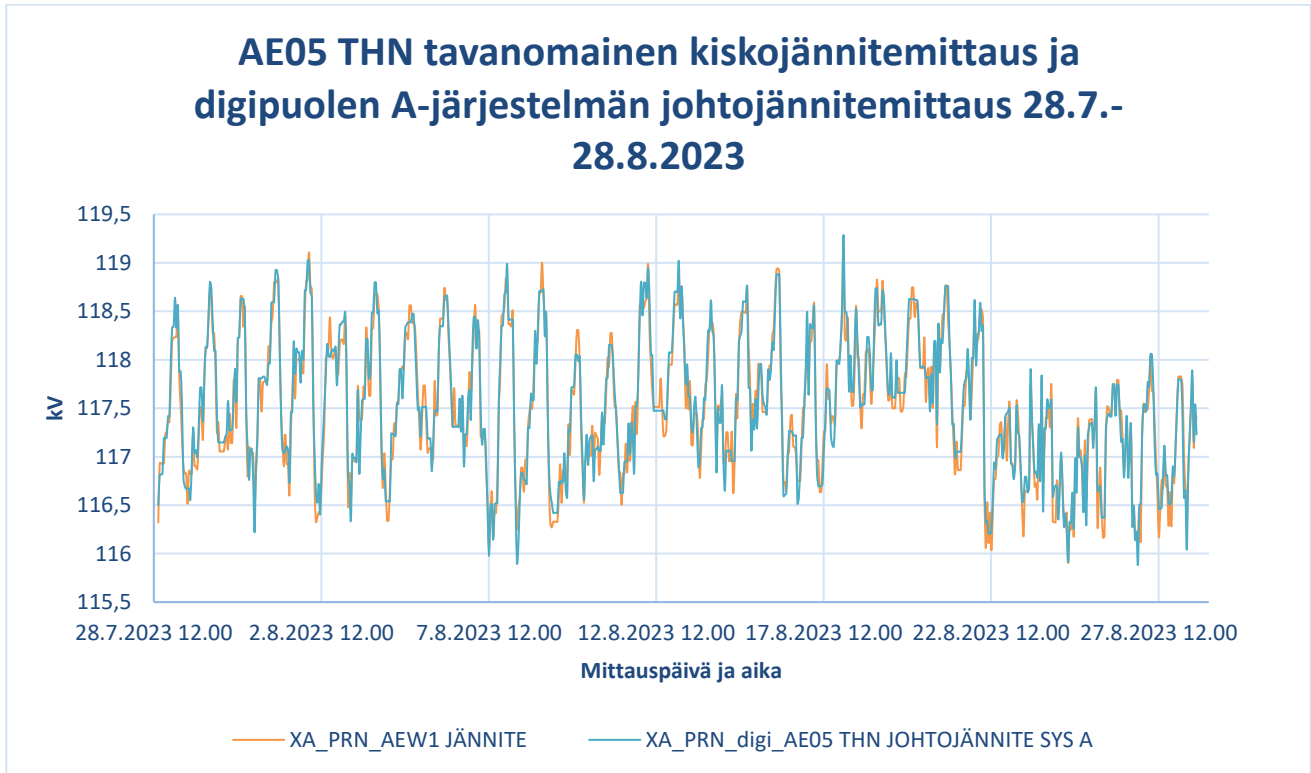
Tavanomaisen ja digitaalisen järjestelmän kenttäohjausyksiköillä oli asetellut, jotka määrittivät mittausarvojen päivittymisille tietyt ehdot. Pätöteho-, loisteho- ja jännitemittauksille vaadittiin 1 % muutos, jotta mittaukset päivittyivät viiveettä. Poikkeuksena jatkuvasti vaihteleva mittausarvo, joka raportoitiin korkeintaan kerran sekunnissa. Lisäksi oli asetellut, joka mahdollisti alle 1 % muutoksen päivittämisen, jos muutos on pysyvä ja kumulatiivinen ero ylittää 10 %. Integraaliaika vaikutti viiveen suuruuteen. Esimerkiksi 0,5 % pysyvä muutos 250 ms integraaliajalla raportoitiin käytönvalvontajärjestelmään 5 s jälkeen, kaavan $20 * 250 \text{ ms} = 5 \text{ s}$ mukaisesti.



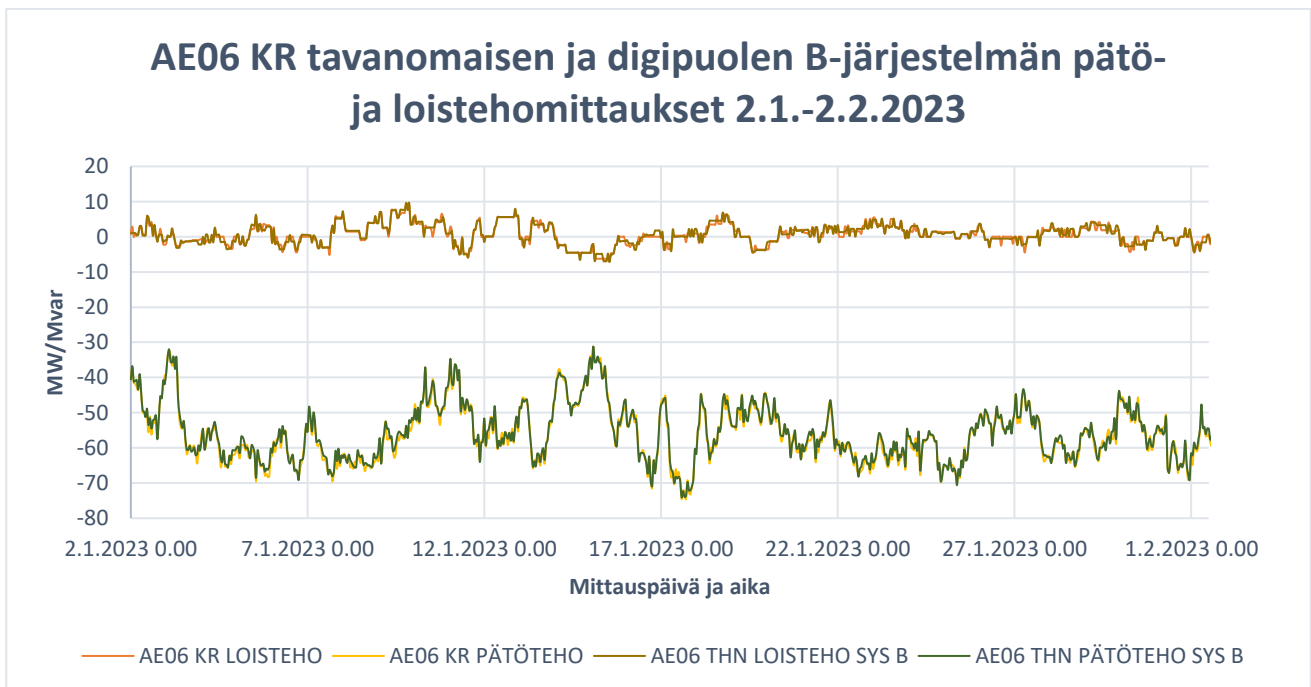
Kuvio 13. AE05-kentän tavanomaisen ja digipuolen A-järjestelmän pätötehomittaukset ajalta 28.7.-28.8.2023



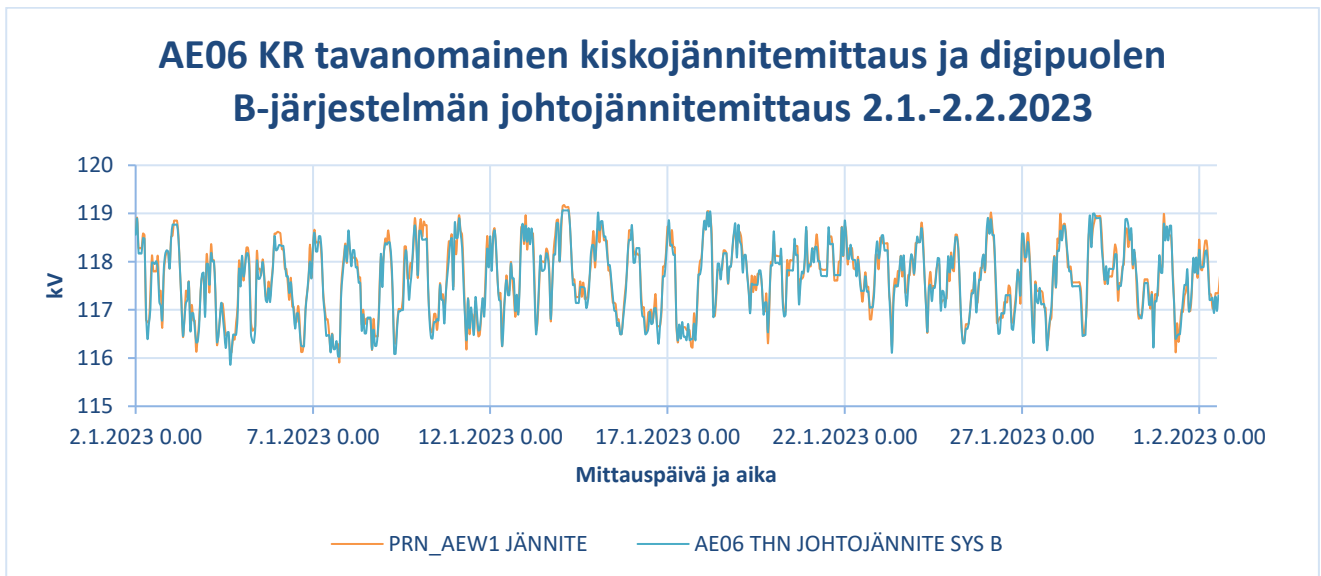
Kuvio 14. AE05-kentän tavanomaisen ja digipuolen A-järjestelmän loistehomittaukset ajalta 28.7.-28.8.2023



Kuvio 15. AE05-kentän tavanomainen kiskojännitemittaus ja digipuolen A-järjestelmän johtojännitemittaus ajalta 28.7.-28.8.2023



Kuvio 16. AE06-kentän tavanomaisen ja digipuolen B-järjestelmän pätö- ja loistehomittaukset ajalta 2.1.-2.2.2023



Kuvio 17. AE06-kentän tavanomainen kiskojännitemittaus ja digipuolen B-järjestelmän johtojännitemittaus ajalta 2.1.-2.2.2023

5.1.2 Mittauksien toiminta verkon häiriötilanteissa

Tarkastelujakson aikana sattui kaksi suojattavilla johdoilla olevaa verkkohäiriötä, joista yksi kummallekin tutkimuksen kohteena olevista kentistä. Häiriöt tapahtuivat syksyllä 2023. AE06-kentän häiriöstä ei onnistuttu saamaan tietoa digijärjestelmän suojarleiden käyttäytymisestä, koska kentän Merging Unit -laitteet olivat kyseisenä ajankohtana valmistajalla huollettavana.

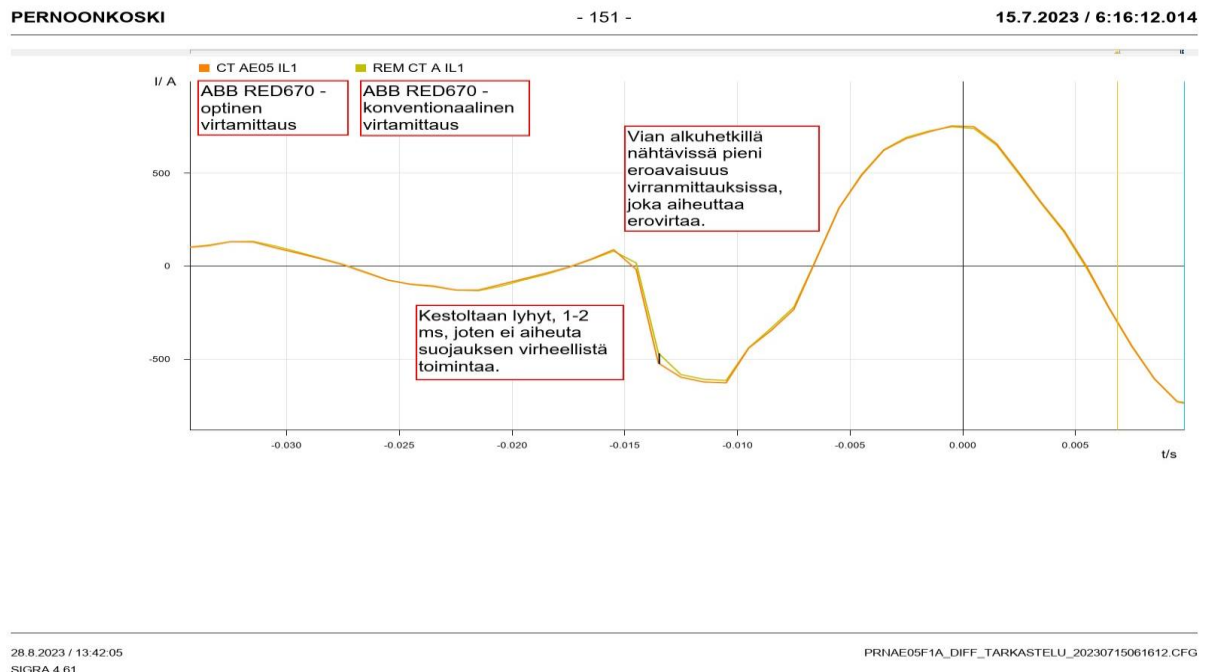
AE05-kentän häiriöstä kerättiin mittaus- ja signaalidataa. Suojareleiden mittaukset toimivat häiriössä toivotulla tavalla. Signaaleita tarkkaillessa huomiota herätti toisen valmistajan laitteen puuttuva distanssin vyöhykehavahtuminen. Liitteessä 3 on vertailtu vyöhykkeiden havahtumisia digijärjestelmän suojarleiden välillä. Suojarele havahtui kentän toisen suojarleen tavoin vyöhykkeellä 2, mutta havahtumista ei tullut näkyville releen häiriötallenteeseen. Havahtumissignaalin puuttuminen johtui releen yksilöllisestä asettelusta, joka mahdollisti kyseisenlaisen toiminnan. Tästä tarkemmin suojarleisiin liittyvässä luvussa. Edellä mainitusta liitteestä on myös nähtävillä kummankin suojarleen mittausten toimintaa häiriön alkuhetkillä. Vertailukohteena oli oikeassa prosessissa suojarlaitteena oleva Siemens 7SA612 -distanssirele. ABB:n digipuolen differentiaalirele teki kyseisessä häiriössä nopean laukaisun, koska se havaitsi suuren erovirran. Virtaa häviää häiriössä huomattavasti johdolle, joten erovirta paikallisen ja vasta-aseman suojarleen välillä kasvaa.

Joulukuussa 2022 tutkimuskohteessa sattui häiriö johdolla, jonka kenttä ei ollut digitalisoitu. Tämä aiheutti kuitenkin hetkellisesti suuren vikavirran myös tutkimuskohteena oleville kentille ja tilanetta analysoitiin AE06-kentästä mittausten osalta. Kummankin releen mittaukset vaikuttivat normaaleilta verrattuna Siemens 7SA612 -distanssireleeseen, joka oli suojaamassa myös AE06-kentän johtolähtöä. Tästä on tarkempi yhteenveto liitteessä 4.

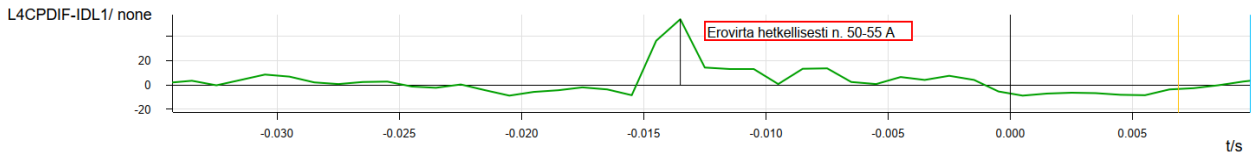
5.1.3 Differentiaalisuojan toiminta

Tutkimuskohteessa AE05-kentän ABB:n suojareleellä oli differentiaalisuojaus toiminto. Tämä mahdollisti aseman optisen virtamittauksen vertaamisen vasta-aseman perinteiseen virtamittaukseen. Reletyypit olivat identtiset.

Mittausten toimintaa seurattiin verkon maasulku- ja oikosulkuvioissa. Kuvista 18 nähdään, että L1-vaiheen maasulkuvika aiheutti hetkellistä erovirtaa optisen ja konventionaalisen mittauksen välillä vian alkuhetkillä. Kuviossa 19 on esitetty differentiaalireleen havaitsema hetkellinen erovirta. Differentiaalisuoja ei havahtunut tilanteessa erovirrasta. Tyypillisesti erovirtasuojan laukaisu-arvot ovat satoja ampeereita.

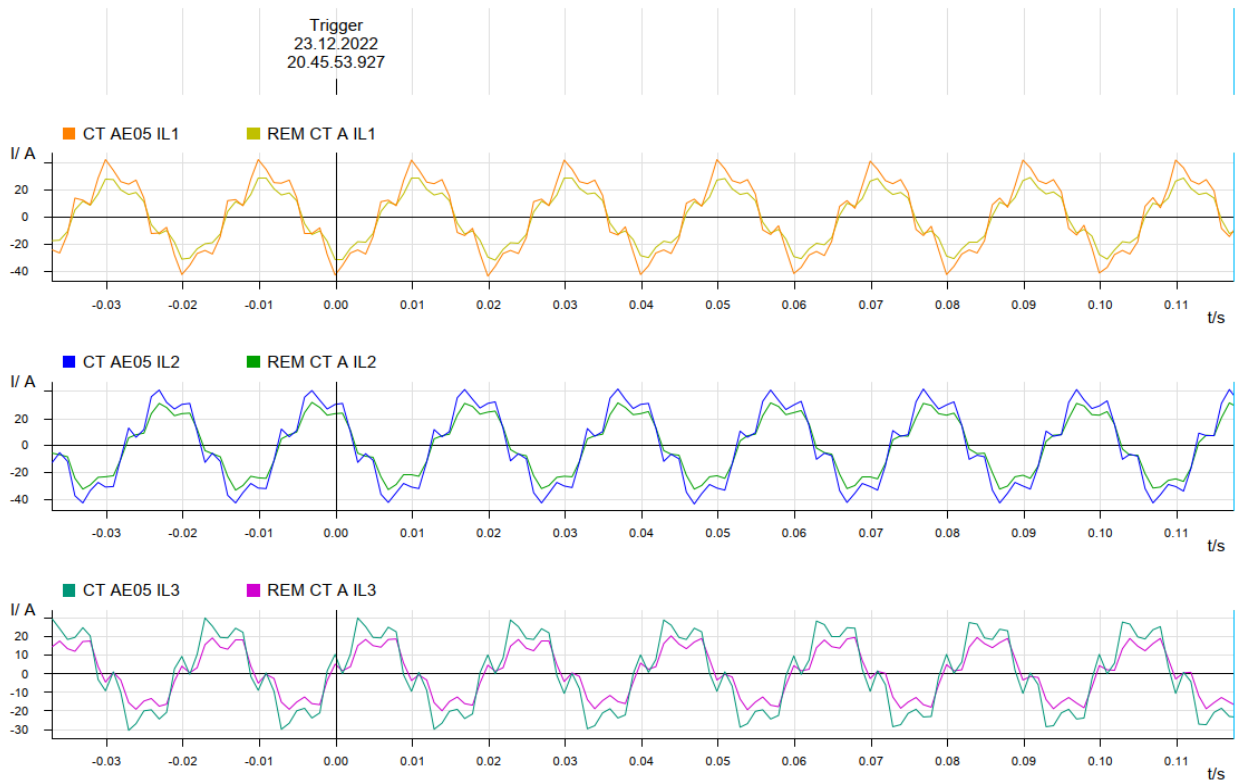


Kuvio 18. Lyhytkestoinen eroavaisuus virtamittauksissa



Kuvio 19. Differentiaalireleen havaitsema erovirta

Optisten ja konventionaalisten virtamittausten eroja seurattiin myös normaalissa käyttötilanteessa. Havaintona oli, että pienillä virroilla mittaukset eroavat toisistaan. Optinen virtamittaus mittasi 250 Hz ja 350 Hz taajuisia yliaaltoja suuruudeltaan enemmän kuin konventionaalinen. Myös perustaajuisen virran osuus oli hieman suurempi. Tämä aiheutti pientä erovirtaa, mutta se ei vaikuttanut suojalaitteiden toimintaan. Kuviossa 20 on esitetty mittauksien vaihekohtaisia eroavaisuuksia ja erillisessä taulukossa 1 harmonisten yliaaltojen osuutta kokonaisvirrasta liipaisun (trigger) kohdalta. Taulukon virtamittausten mittausarvot sisältävät vain virran 50 Hz osuuden, yliaaltoja ei näissä mittauksessa ole huomioitu. Lisäksi taulukosta on nähtävillä vaihevirtojen lisäksi nollavirtojen mittaukset.



Kuvio 20. Paikallisen ja vasta-aseman vaihekohtaiset virtamittaukset samoissa kuvaajissa

Taulukko 1. Harmonisten yliaaltojen prosenttiosuuksia suhteutettuna perustaajuiseen komponenttiin

Measuring Signal	Fundamental / Sub-Harm.	Phase	Extremum DC	2. Harm. /	3. Harm. /	5. Harm. /	7. Harm. /	
CT SUM IL1	24,370 A	0,0°	42,664 A	0,10 %	0,60 %	2,40 %	28,40 %	7,70 %
CT SUM IL2	26,123 A	-127,0°	-27,222 A	1,30 %	1,00 %	0,20 %	26,50 %	8,00 %
CT SUM IL3	17,558 A	110,4°	-10,313 A	1,10 %	1,40 %	2,30 %	37,00 %	11,70 %
CT SUM IN	5,0697 A	-60,3°	-5,0688 A	2,40 %	1,20 %	13,10 %	9,20 %	3,10 %
REM CT A IL1	18,596 A	178,8°	-10,243 A	3,90 %	1,40 %	2,50 %	21,50 %	3,60 %
REM CT A IL2	20,504 A	49,5°	22,459 A	1,10 %	2,30 %	1,10 %	20,30 %	2,90 %
REM CT A IL3	12,024 A	-78,7°	5,2630 A	2,20 %	1,80 %	4,90 %	34,30 %	6,00 %
REM CT A IN	4,6068 A	124,1°	7,1040 A	3,70 %	5,60 %	18,30 %	3,60 %	1,50 %

Kuviossa 21 on havainnollistettu edellisen taulukon yliaaltojen prosenttiosuuksia pylväsdiagrammeilla, joissa perustaajuiseen komponenttiin osuus on asetettu 100 % ja yliaallot ovat suhteutettuna tähän.



Kuvio 21. Paikallisen ja vasta-aseman yliaaltojen grafinen esitys

5.2 Optiset virtamuuntajat

Yksi tutkimuksen pääkohteista oli tutkia perinteisistä virtamuuntajista poikkeavien optisten virtamuuntajien mittausten toimintaa ja tarkkuutta. Järjestelmän optiset virtamuuntajat olivat samoilta

valmistajilta, kuin Merging Unit -laitteet. Tämä oli pakollista, koska ei ole kehitetty standardia MU-laitteen ja optisen virtamuuntajan väliselle kuituyhteydelle. Tarkasteltaessa järjestelmän tehomitauksia luvussa 5.1.1 pidemmältä aikaväliltä voidaan todeta, että järjestelmän laitteiden toimiessa virheettömästi, optiset virtamittaukset olivat lähes identtiset kuin tavanomaisilla virtamuuntajilla. Tutkimuksen aikana ei nähty kummallakaan valmistajalla ulkolämpötilojen vaikuttavan mittausten tarkkuuteen.

Optiset virtamuuntajat mittasivat edellisen luvun perusteella hyvin myös harmonisia yliaaltoja. Hetkelliset mittaukset maasulkuvian alkuhetkillä olivat hieman suuremmat kuin konventionaalisten virtamuuntajien mittaukset. Mittaustarkkuuteen pitää suhtautua kuitenkin pienellä kriittisyydellä, koska suojusteiden näytteenottotaajuus oli pienempi kuin keskitetyillä häiriötallentimilla tai Daneo-hybridimittalaitteella. Digitaalisen ja tavanomaisen järjestelmän suojusteiden näytteenottotaajuus oli 1 kHz. Mitattavan signaalin taajuuden ollessa ≤ 500 Hz voidaan välttää laskostumisesta aiheutuvat mittauksen vääristymät. Optisten virtamuuntajien harmonisten yliaaltojen hyvä toistettavuus voitiin siis nähdä luotettavana tuloksena.

5.3 Lämpötilan ja kosteuden vaikutus järjestelmään

Elektroniset IED-laitteet, jotka sijaitsivat sähköaseman ulkokentällä, olivat alttiita erilaisille sääilmiöille. Optisilta virtamuuntajilta suojusteille johdetut mittaukset kulkivat jakokaappien IED-laitteille, joista ne edelleen jatkettiin prosessiväylää pitkin suojusteille. Tästä syystä jakokaapeille oli aseteltu raja-arvot lämpötilan ja kosteuden suhteen, jotta elektroniikka laitteiden sisällä ei viikaannu.

Sähköaseman ulkokentällä olevat digijärjestelmän jakokaapit lämpenivät kesäisin, joka oli otettu huomioon projektin toteutusvaiheessa tekemällä kaappien oviin tuuletusaukot. Kesällä 2023 järjestelmään kuuluvilta AE05-kentän jakokaapeilta tuli kuitenkin lämpötilan ylärajahälytyksiä käytönvalvontajärjestelmään. Lämpötila-anturin yläraja oli jakokaapeilla aseteltu 40 °C, joka muutettiin asemalla fyysisesti 45 °C kuvion 22 termostaattia säätämällä. Asemakäynnillä tehty tarkempi digijärjestelmän kaappien suuntauksen tarkastelu osoitti, että iltapäiväaurinko osuu kohtisuoraan AE05-kentän jakokaappeihin, joka vaikutti lämpötilan nousuun. AE06-kentän digijärjestelmän jakokaappien lämpötilan yläraja pidettiin 40 °C, koska täältä ei hälytyksiä havaittu. AE05-kentän Merging Unit -laitteilta oli tullut samoihin aikoihin sisäisen vian hälytyksiä. Laitteen hälytys aktivoituu

lämpötilan ylittäessä 60 °C. Ulkolämpötilojen laskiessa lämpötilaongelmat poistuivat, mutta tulevina kesinä voivat muodostua taas ongelmaksi. Kaappeihin asennetut lämmittimet ylläpitivät hyvin kaappien lämpötilaa talven pakkasjaksoilla.



Kuvio 22. Kaksoistermostaatti lämpötilan ylä- ja alarajahälytyksille

Digijärjestelmän jakokaapeissa oli otettu myös kosteustason hallinta huomioon. Järjestelmään oli asennettu erillinen termostaatti kosteushälytykselle, jonka lisäksi toinen termostaatti ohjasi erillistä lämmitintä lämpö- ja kosteusasetteluiden mukaisesti. Kesällä 2023 käytönvalvontajärjestelmästä havaittiin AE06-kentän jakokaapeilla kosteushälytyksiä, jotka pystyttiin paikallisen kosteusmittauksen ja käytönvalvontajärjestelmän hälytystietojen perusteella yhdistämään kosteudesta johtuvaksi. Kuviosta 23 ja taulukosta 2 on havaittavissa Ilmatieteen laitoksen sivuilta nähtävän paikallisen kosteusmittauksen ja käytönvalvontajärjestelmään tulleiden kosteushälytysten yhteys. Tutkimuksen loppuvaiheessa toteutetulla asemakäynnillä huomattiin, että jostain syystä lämpötilan ja kosteuden mukaan lämmitystä ohjaava termostaatti toimii vain lämpötila-asettelulla → ilman kosteus ei vaikuta lämmityksen kytkeytymiseen. Tämä todennettu asettelemalla kosteusrajahälytys arvoon, jossa hälytys aktivoituu ja säätämällä lämmityksenohjauksen kosteusasettelu

vielä hieman tätä pienemmäksi → ei vaikutusta lämmityksen ohjaukseen. Toimii vastaavasti myös AE05-kentän jakokaapeilla.



Kuvio 23. Paikallinen kosteusmittaus Ilmatieteen laitoksen sivuilta

Taulukko 2. Käytönvalvontajärjestelmään tulleita hälytyksiä

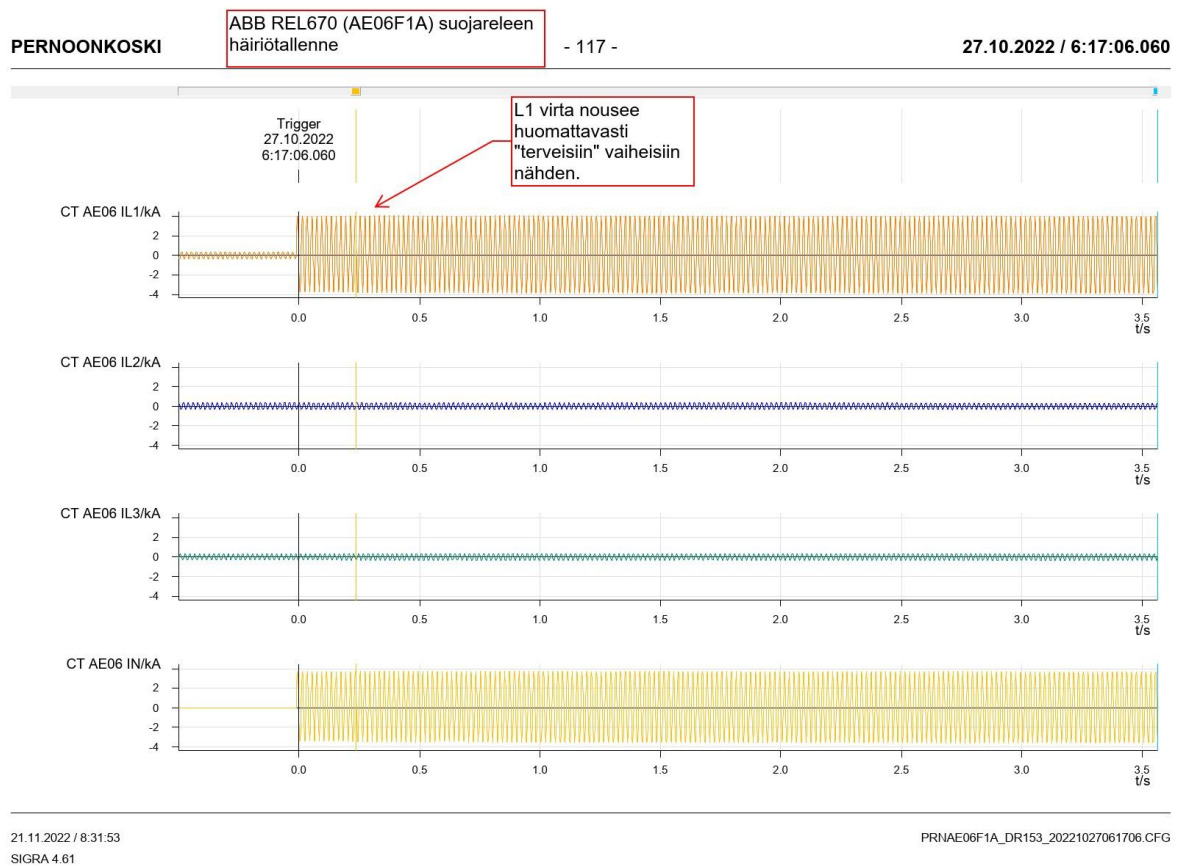
Time	Station Name	Point Name	Description
04.07.23 08:09:03.000 K	PRN_digi	AE06 DJK1A KOSTEUS YLÄRAJA	Ei hälytä
04.07.23 08:04:38.000 K	PRN_digi	AE06 DJK1B KOSTEUS YLÄRAJA	Ei hälytä
04.07.23 01:35:49.000 K	PRN_digi	AE06 DJK1B KOSTEUS YLÄRAJA	Hälyttää
04.07.23 01:22:54.000 K	PRN_digi	AE06 DJK1A KOSTEUS YLÄRAJA	Hälyttää

5.4 Merging Unit -laitteet

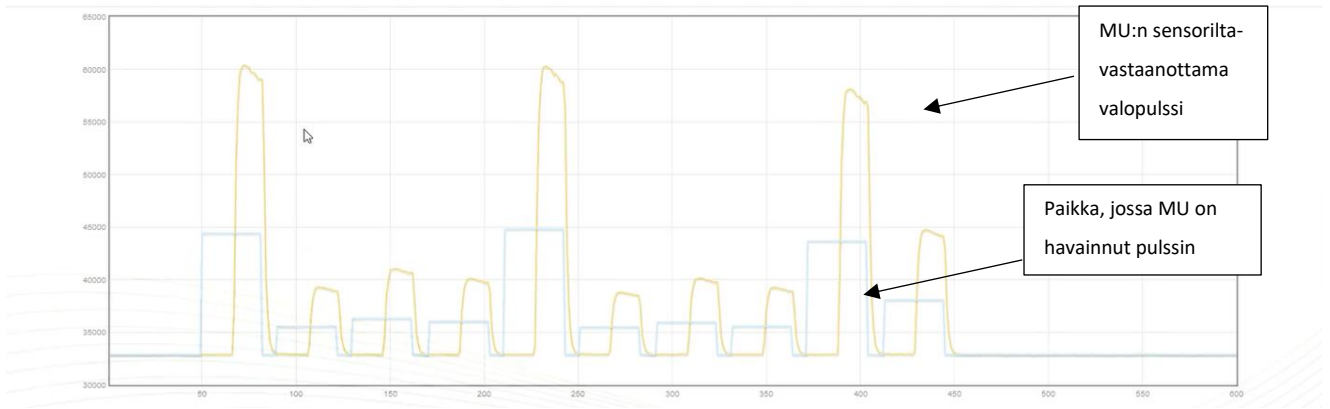
5.4.1 Artech (Merging Unit)

AE06-kentän A-järjestelmässä operoiva Artechin Merging Unit toimi virheellisesti suurimman osan tarkastelujaksosta. Laitteen ainoa stabiili ajanjakso ajoittui vuoden 2022 lopusta, vuoden 2023 alkupuolisolle. Virheellisistä toiminnoista on tehty alla listausta:

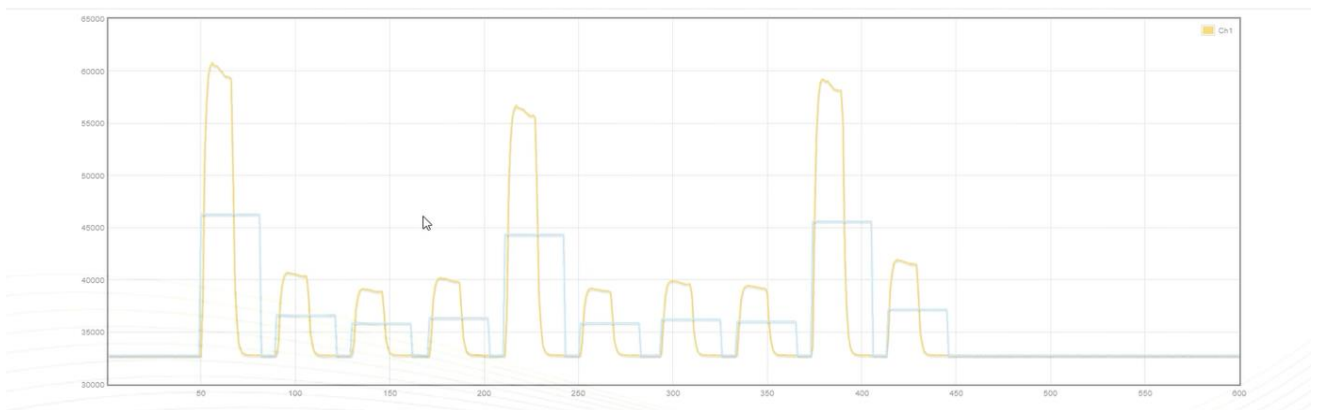
- 1) Syksyllä 2022 L1-vaiheen virtamittaus kasvoi kuvion 24 mukaisesti moninkertaiseksi verrattuna kahteen muuhun vaihevirtaan. Tilanne aiheutui MU-laitteen ja optisen virtamuuntajan välisestä kuituyhteydestä. Tämä ratkaistiin tekemällä MU:n ja optisen virtamuuntajan sensorin välisen yhteyden initialisointi, jonka jälkeen optinen pulssi osui oikeaan kohtaan ja virheellisesti toiminut virtamittaus asettui normaaliksi. Mittauksen toimiessa oikein, keltaisen pulssin täytyy asettua sinisen pulssin sisälle. Kuvioissa 25 ja 26 on havainnollistettu tilanne laitteen web-käyttöliittymältä.



Kuvio 24. L1-vaiheen virtamittauksen huomattava nousu

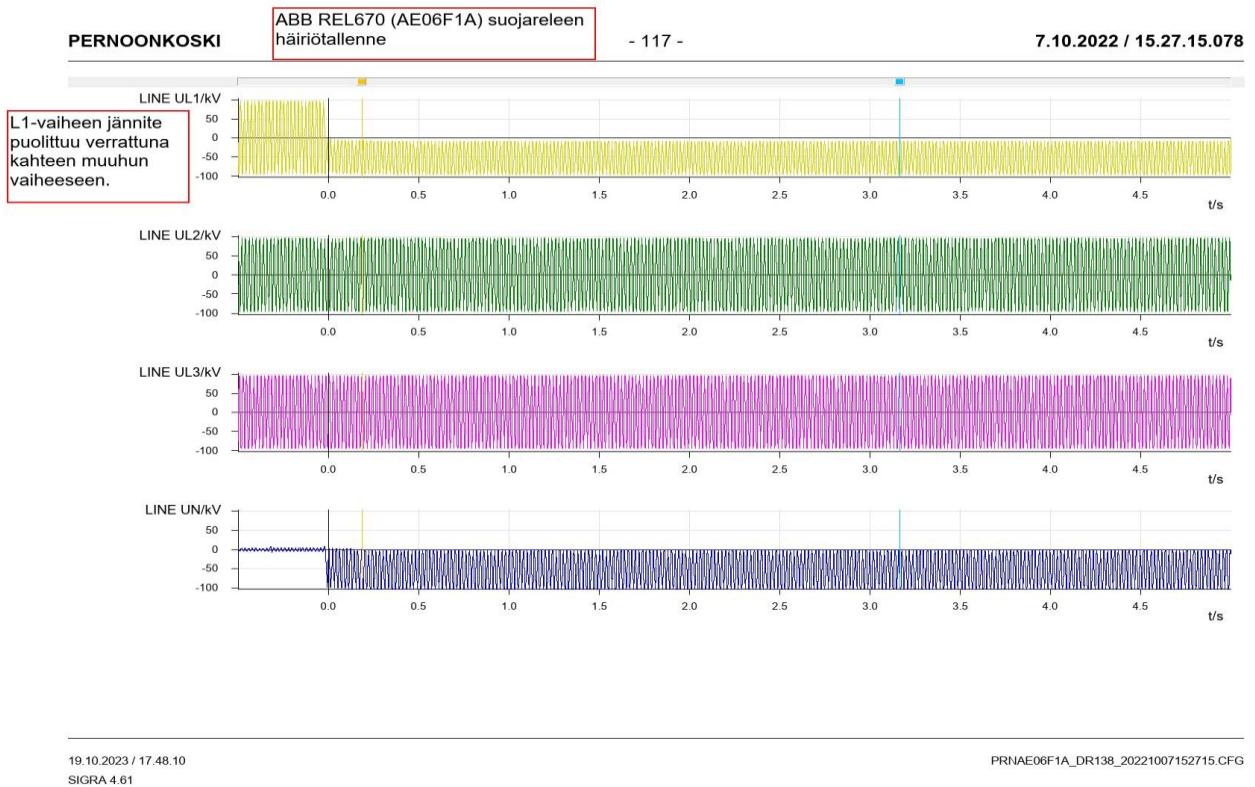


Kuvio 25. MU:n vastaanottama optinen valopulssi L1-vaiheelta ennen yhteyden initialisointia



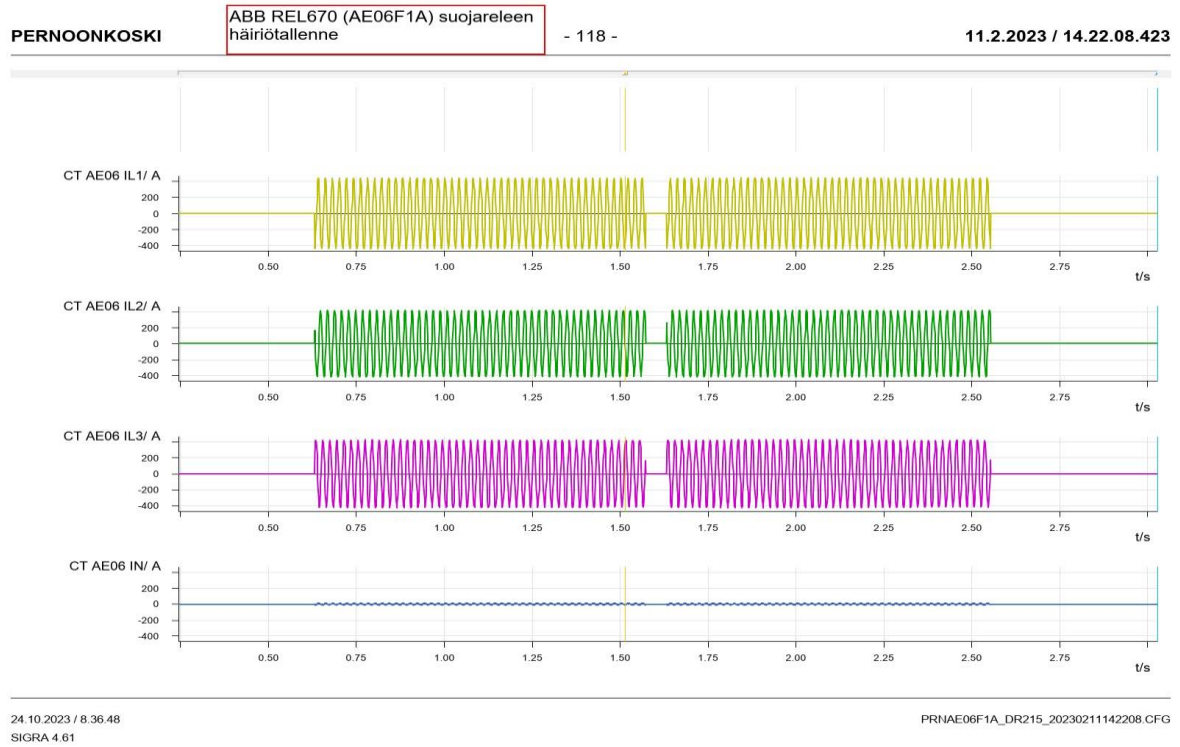
Kuvio 26. MU:n vastaanottama optinen valopulssi L1-vaiheelta yhteyden initialisoinnin jälkeen

- 2) Syksyllä 2022 A-järjestelmän L1-vaiheen jännite asettui välillä x-akselin alapuolelle ja jännitteen tehollisarvo puolittui. Kyseistä toimintaa ei havaittu enää optisen yhteyden initialisoinnin jälkeen. Näillä ei pitäisi kuitenkaan olla yhteyttä toisiinsa, koska jännitemittaukset ovat analogisia. Jännite- ja virtamittaukset käyttävät kuitenkin samaa laitetta Sampled Values -muunnoksessa ja optisten pulssien initialisoinnin aikana tehty laitteen uudelleenkäynnistys poisti mahdollisesti virheellisen toiminnan. Kuviossa 27 on havainnollistettu L1-vaiheen jännitteen puolittuminen.

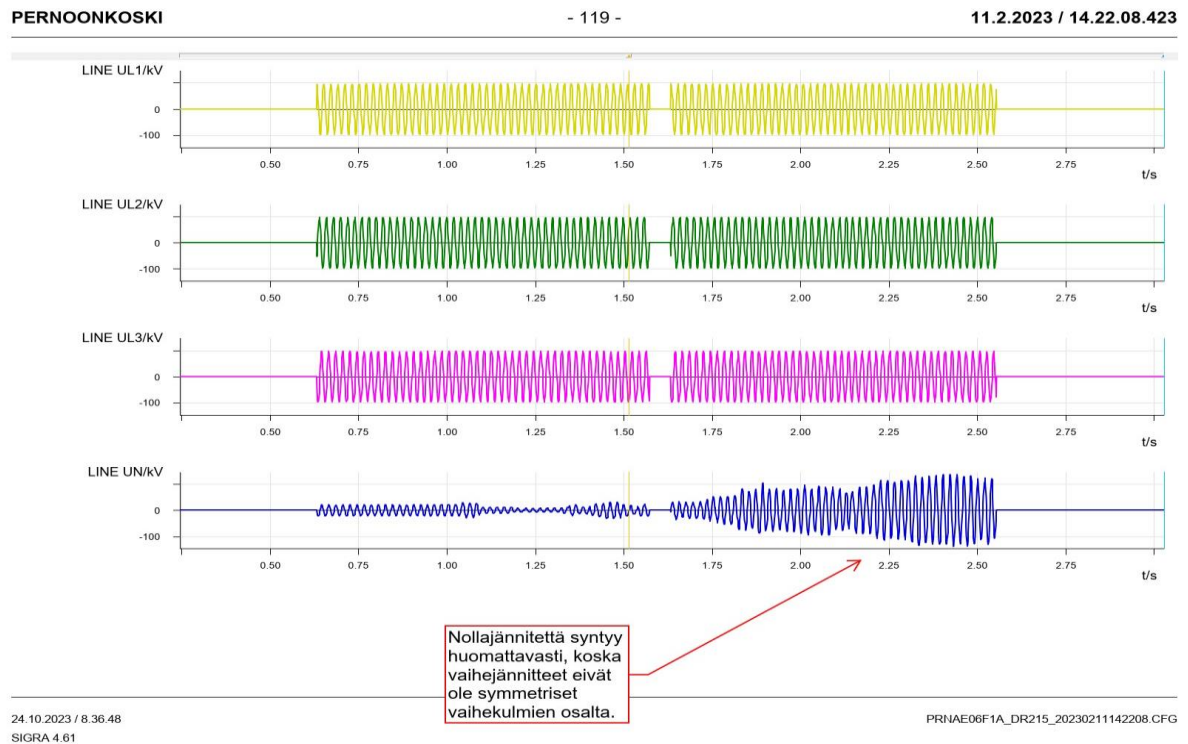


Kuvio 27. L1-vaiheen jännitteen puolittuminen

- 3) A-järjestelmän laitteen virheellinen toiminta oli vuoden 2023 alusta vähentynyt, mutta keväällä 2023 oli kuitenkin joitain mittausvikoja, jolloin virta- ja jännitemittaukset pätkivät, joka on nähtävissä kuvioissa 28 ja 29. Myös jännitteiden vaihekulmat kääntyivät, joka aiheutti nollajännitettä. Virtojen vaihekulmien muuttumattomuus varmistettiin laskemalla pätö- ja loisteho käyttäen digipuolen kiskojännitemittauksia. Samanlaista laitteen virheellistä toimintaa oli ollut jo syksyllä 2022.



Kuvio 28. ABB REL670 virtamittaukset



Kuvio 29. Nollajännitteen syntyminen suojareleen mittauksiin

Keväällä 2023 kummallakin Merging Unit -laitteella havaittiin aikasynkronointiin liittyvää ongelmaa, joka voitiin todentaa tapahtumalistauksien avulla. A-järjestelmän MU-laitteen ja optisen virtamuuntajan välisestä kuituyhteydestä tuli myös useita tehotasoon liittyviä tapahtumia. Kummankin järjestelmän laitteessa oli tarkemmassa tutkimuksessa todettavissa konfiguraatiovirheitä liittyen optisten virtamuuntajien sensoripäiden kalibrointiin, joka mahdollisesti aiheutti epätarkkuutta mittauksiin. Myös kahden optisen kanavan vastusarvot olivat virheelliset, mikä voi aiheuttaa laitteella virheellistä tehotason laskentaa.

B-järjestelmän MU-laitteen toiminta oli normaalia ennen AE06-kentän MU-laitteiden, asemakellojen ja B-järjestelmän kytkimien ohjelmistopäivityksiä. Aikasynkronoinnin toiminnan ei olisi pitänyt muuttua päivitysten yhteydessä, joten B-järjestelmän laitteen aikasynkronoinnin toimimattomuus päivitysten jälkeen jää tutkimuksessa avoimeksi. Taulukossa 3 on esitetty B-järjestelmän laitteen tapahtumalistaukseensa tallentamia aikasynkronoinnin menetyksiä.

Taulukko 3. AE06-kentän B-järjestelmän MU-laitteen aikasynkronoinnin menetyksiä

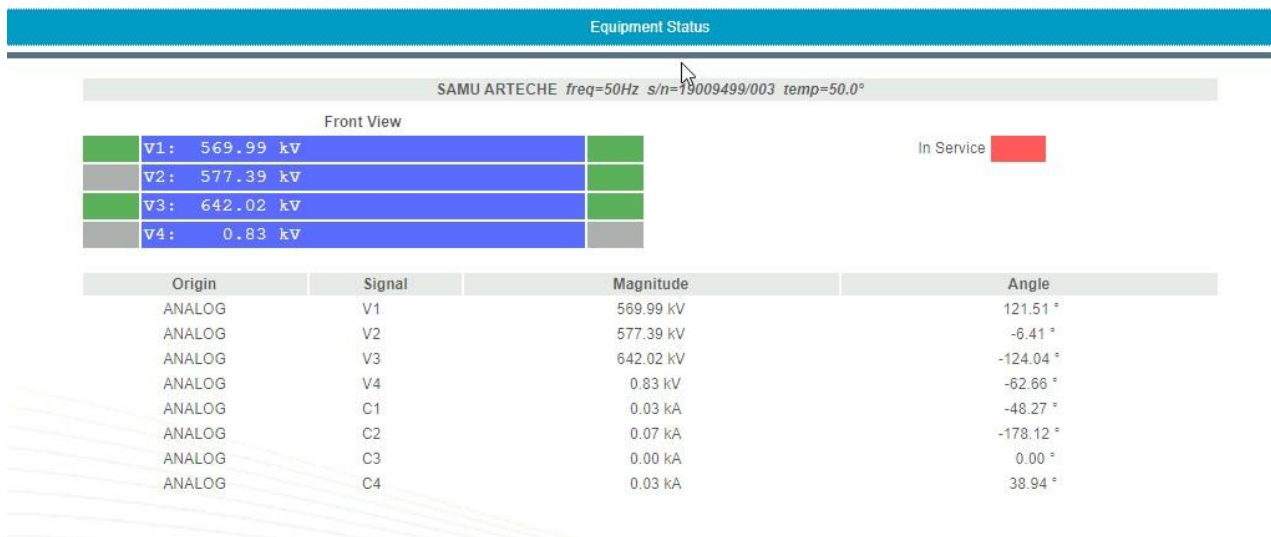
Index	UTC Date	Identifier	Status	Additional Information
68	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	DEACTIVATED	PTP 1588
69	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	ACTIVATED	PTP 1588
70	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	DEACTIVATED	PTP 1588
71	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	ACTIVATED	PTP 1588
72	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	DEACTIVATED	PTP 1588
73	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	ACTIVATED	PTP 1588
74	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	DEACTIVATED	PTP 1588
75	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	ACTIVATED	PTP 1588
76	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	DEACTIVATED	PTP 1588
77	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	ACTIVATED	PTP 1588
78	24.5.2023 22:14	SYNCHRONIZATION	DEACTIVATED	PTP 1588
79	24.5.2023 22:15	SYNCHRONIZATION	ACTIVATED	PTP 1588

B-järjestelmän MU-laitteella havaittiin myös web-käyttöliittymän jäätyminen virta- ja jännitemittausten suhteen. Mittausten jäätyminen oli havaittavissa myös laitteen paikalliselta käyttöliittymältä. Laite välitti kuitenkin mittauksia prosessiväylään oikein. Tapahtumalistaus ei myöskään päivittynyt. Tilanne ei korjaantunut laitteen ohjelmistobootilla, vaan laitteelle piti tehdä asemalla uudelleenkäynnistys käyttämällä laitteen apusähköt hetkellisesti pois, joka palautti tilan takaisin normaaliksi.

Kesän 2023 yli jatkuneet laitteiden ongelmat eivät ratkenneet etäyhteyden välityksellä, joten kumpikin liitännäyksiköistä (MU) päätettiin toimittaa valmistajalle tarkasteltavaksi, jonka seurauksena päädyttiin vaihtamaan kummankin laitteen prosessikortit. Laitteet toimivat prosessorikorttien ja aiemmin mainittujen konfiguraatiomuutosten jälkeen hyvin. Laitteiden poistosta ja takaisinkytkennästä on tehty erillinen ohjeistus, joka on esitetty liitteessä 5.

5.4.2 Artech (Stand Alone Merging Unit)

Huhtikuussa 2023 edellisessä luvussa mainittujen asemakellojen ja B-järjestelmän kytkimien ohjelmistopäivitysten jälkiseurauksena, yksi SAMU-laite, joka on kytketty A-järjestelmän kiskojännitemittaukseen, mittasi kuvion 30 mukaisesti huomattavan suuria jännitteitä. Tämän epäiltiin johtuvan laitteen aikasynkronoinnin virheellisestä toiminnasta asemakellojen laitepäivitysten jälkeen. Laite ei kuitenkaan indikoinut virheellisistä mittauksista mitään tapahtumaa tapahtumalistaukseensa, joten todellinen syy jää tutkimuksessa avoimeksi.



Kuvio 30. A-järjestelmän SAMU-laitteen kiskojännitemittaukset

Samankaltainen, mahdollisesti aikasynkronointiin liittyvä ongelma havaittiin myös AE05-kentässä B-järjestelmän johtojännitemittauksia välittävällä SAMU-laitteella, joka aiheutti taulukon 4 mukaisia tapahtumia. Tämä aiheutti mittauksien toimimattomuutta niin kenttäohjausyksiköllä, kuin suojareleelläkin. Suojareleelle tulevat virta- ja jännitemittaukset tulevat eri MU/SAMU-laitteilta, joten

nämä mittausstriimit ovat vuorovaikutuksessa keskenään. Toisen striimin puuttuminen estää distanssisuojan virheettömän toiminnan. Laitteiden virheellisen toiminnan voidaan nähdä alkaneen asemakellojen ohjelmistopäivitysten jälkeen, koska samantapaiset mittausongelmat liittyivät kumpaankin järjestelmään. Lopputulemana päädyttiin tekemään web-käyttöliittymän kautta ohjelmistobootit kaikille Artechen SAMUille, joka palautti mittauksen toiminnan normaaliksi.

Taulukko 4. AE05-kentän B-järjestelmän SAMU-laitteen aikasykronoinnin hetkellisiä menetyksiä

Index	UTC Date	Identifier	Status
68	23.5.2023 10:46	1588 SYNC	ON
69	23.5.2023 12:06	EQUIPMENT LOGIN	ON
70	24.5.2023 7:01	1588 SYNC	OFF
71	24.5.2023 7:01	1588 SYNC	ON
72	24.5.2023 7:36	EQUIPMENT LOGIN	ON
73	24.5.2023 14:44	1588 SYNC	OFF
74	24.5.2023 14:46	1588 SYNC	ON

Kevään 2023 asemakäynnillä havaittiin, että AE05MU2A-laite menettää aikansa, kun laitteen toinen aikälähteistä on ollut irti ja aikälähteen palauttaa. Satunnaisesti laite palautui itsestään, mutta välillä vaati laitteen uudelleenkäynnistyksen. Tutkimuksen aikana huomattiin myös, että ladattaessa web-käyttöliittymän kautta kyseiseltä laitteelta tapahtumalistausta, laite menetti aikälähteensä hetkellisesti. Taulukossa 5 esitetyssä käytönvalvontajärjestelmän tapahtumalistauksessa huomattiin, että hetkellinen aikälähteen menetys aiheutti SV-mittausvian suojarielelle noin 30 sekunnin ajaksi. Laite mahdollisesti jumittui hetkeksi tapahtumien latauksen yhteydessä ja aikälähteen palautuminen aiheutti hetkellisen aikälähteen menetyksen, joka palautui itsestään. Kappaleessa mainituilla tapahtumilla voitiin nähdä olevan yhteys, mutta tarkempaa testikytkentää ei ehditty tutkimuksen aikana toteuttaa.

Taulukko 5. AE05MU2A-laitteen tapahtumalistauksen latauksen aiheuttamat tapahtumat käytönvalvontajärjestelmään

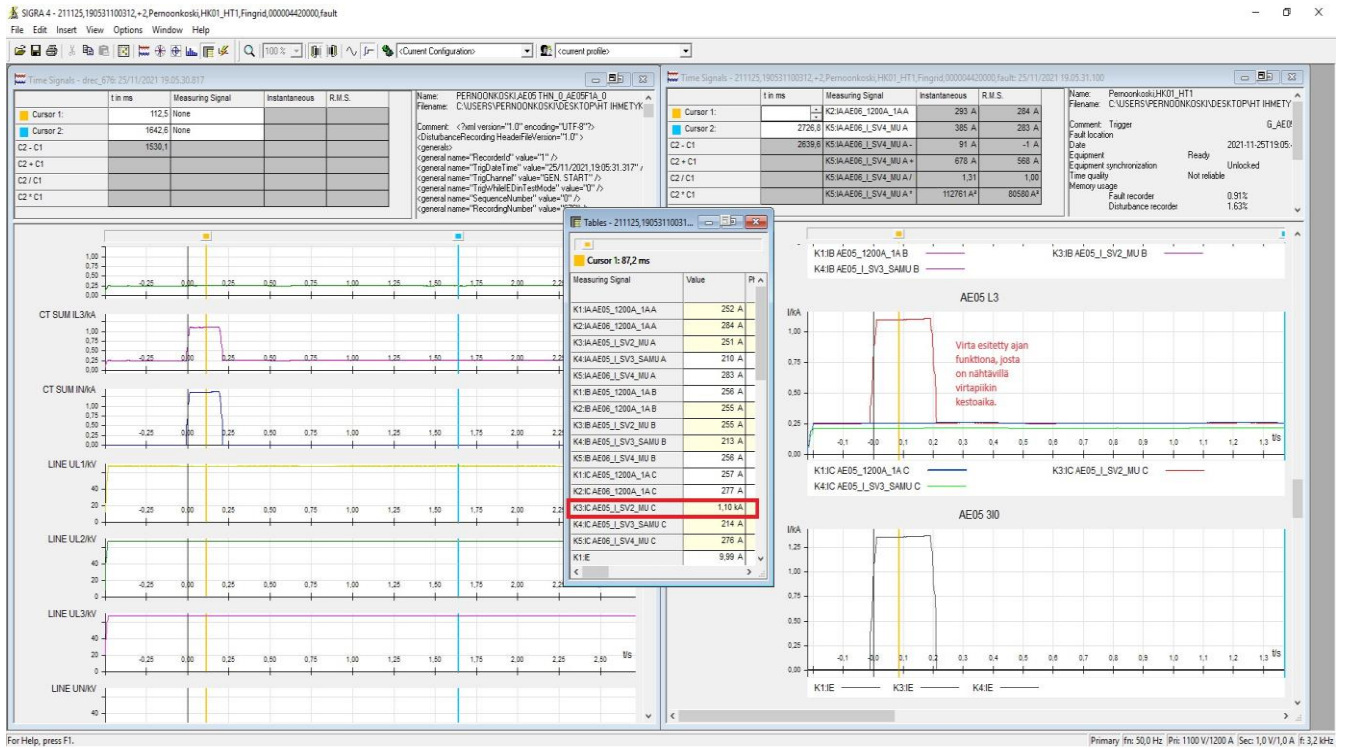
Time	Station Name	Point Name	Description
19.10.23 10:24:08.000 K	PRN_digi	AE05 DRK1 -F1A SV-MITTAUS AE05MU2A SAMU (U)	Normaali
19.10.23 10:24:06.000 K	PRN_digi	AE05 THN SYSTEM A MERGING UNIT -MU2A	Normaali
19.10.23 10:23:37.000 K	PRN_digi	AE05 DRK1 -A1A SV-MITTAUS	Vika
19.10.23 10:23:33.000 K	PRN_digi	AE05 DRK1 -F1A SV-MITTAUS AE05MU2A SAMU (U)	Vika
19.10.23 10:23:32.000 K	PRN_digi	AE05 DRK1 -F1A DISTANSSISUOJA LUKITTU	Hälyttää
19.10.23 10:23:32.000 K	PRN_digi	AE05 THN SYSTEM A MERGING UNIT -MU2A	Vika

Tutkimuksen aikana otettiin kaikille Artechin SAMU-laitteille tapahtumalistaukset käyttöön valmistajan edustajan toimesta.

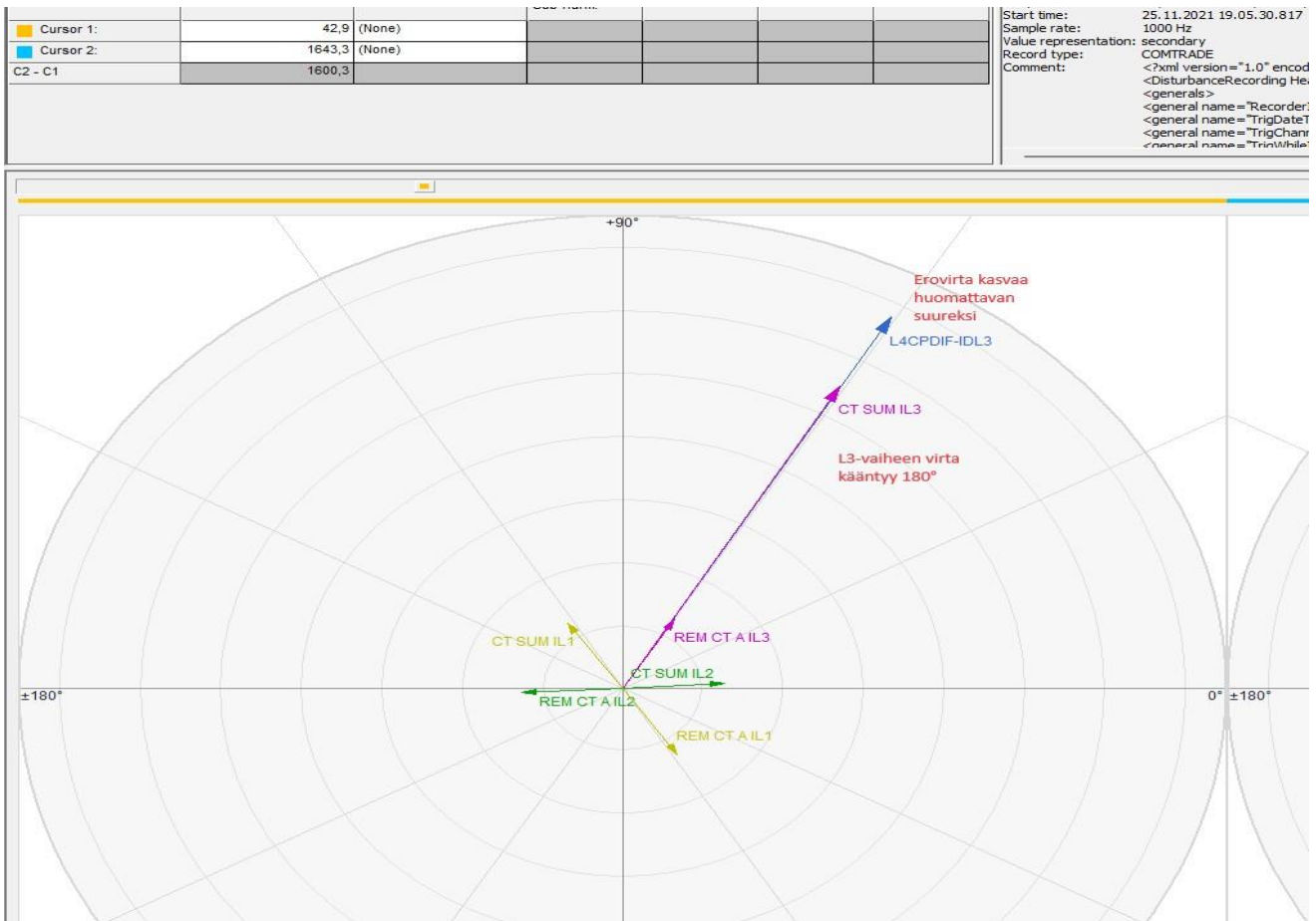
5.4.3 Condis

Condisin Merging Unit -laitteiden toiminta prosessiväylässä oli tutkimuksen aikana vakaata. Laitteet eroavat Artechin vastaavista laitteista sillä, että laitteisiin tulee vain virtamittaukset optisilta virtamuuntajilta. Analogiset jännitemittaukset suojarieleille tulevat erillisten SAMU-yksiköiden kautta. Laitteiden mittaukset toimivat tarkastelujaksolla toivotulla tavalla.

Ennen tutkimuksen alkamista, vuoden 2021 vuoden lopulla, toinen Merging Unit oli toiminut virheellisesti ja aiheuttanut suojarielelle virhelaukaisuja. Kuviosta 31 nähdään, kuinka L3-vaiheen virta kasvaa noin nelinkertaiseksi muihin vaiheisiin nähden. Verkossa ei ollut tilanteessa häiriötä, joka olisi voinut aiheuttaa kyseisen virrannousun. Viallinen toiminta kesti noin 200 ms. Tämän lisäksi kyseisen vaiheen virran kulma muuttui 180°, joka aiheutti differentiaalireleen nopean laukaisun. Kulman kääntyminen ja erovirran suuruus on nähtävissä kuvion 32 vektoriesityksestä.



Kuvio 31. Virran suuruus ja virtapiikin kestoaika



Kuvio 32. L3-vaiheen virran kulman kääntyminen ja erovirran syntyminen

A-järjestelmässä operoiva laite aiheutti välillä differentiaalireleen lukkiutumista, joka pystyttiin testauskytkennän avulla määrittämään aikälähteen hetkellisestä menetyksestä johtuvaksi. Laite toimi vielä järjestelmän testausvaiheessa oikein, mutta edellisessä kappaleessa mainitun virheellisen toiminnan vuoksi, kummallekin laitteelle suoritettiin vuoden 2022 alussa valmistajan kehotuksesta IEC 61850 -ohjainkorttivaihdot ja ohjelmistopäivitykset, jotka ilmeisesti muuttivat laitteiden toimintaa.

Aikalähteen hetkellinen menetys ja palautuminen aiheuttivat aikälähteen palautumisvaiheessa satunnaisesti laitteelle n. 4-5 s pituisen Sync lost -tapahtuman, joka on nähtävillä kuviossa 33. Tämän tapahtuman aikana suojarleen differentiaali- ja distanssitoiminnot lukkiutuvat ja käytönvalvontajärjestelmään tuli taulukon 6 mukaiset hälytykset. Sync lost -tapahtuma ja suojoitointojen lukkiutuminen tapahtuivat melko tarkasti samalla aikaleimalla.

715	19 Mar 2023 12:5:40	17	Sync captured
716	19 Mar 2023 12:5:35	20	Sync lost

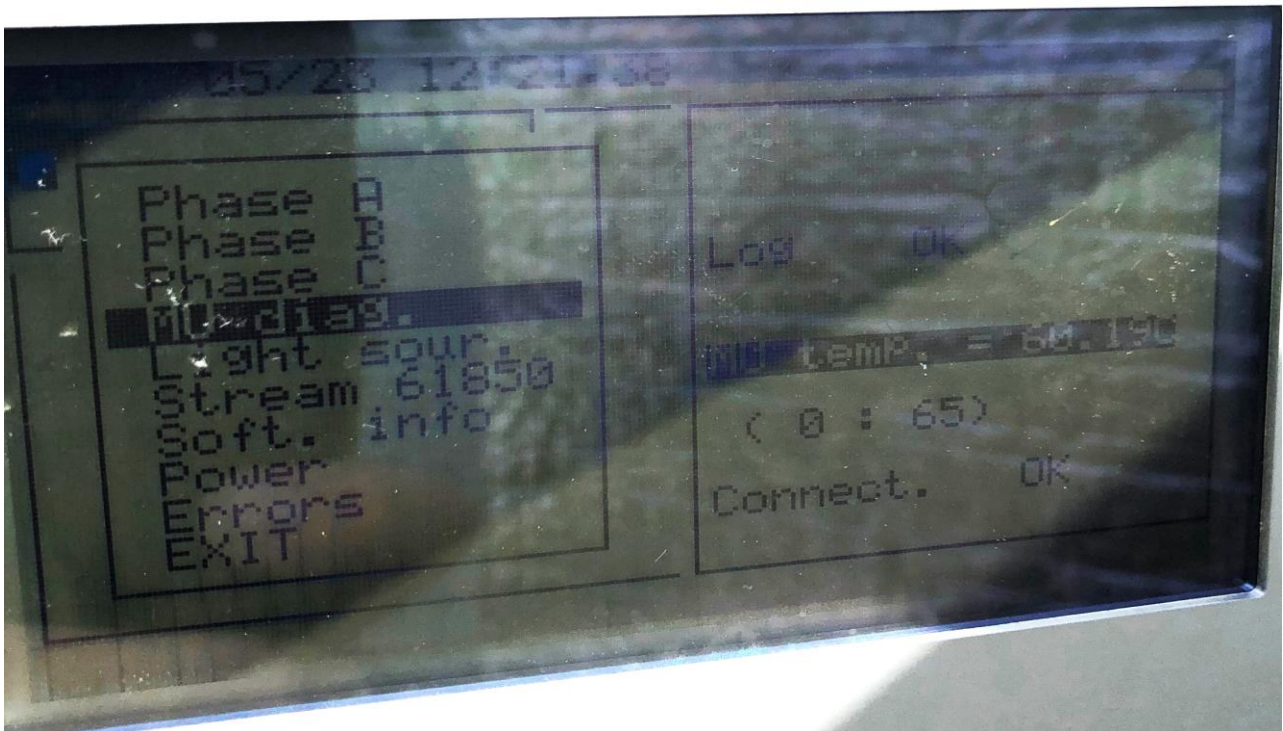
Kuvio 33. A-järjestelmän MU-laitteen tapahtumalistaus

Taulukko 6. Sync lost -tapahtuman vaikutukset differentiaalireleen suojaustoimintoihin

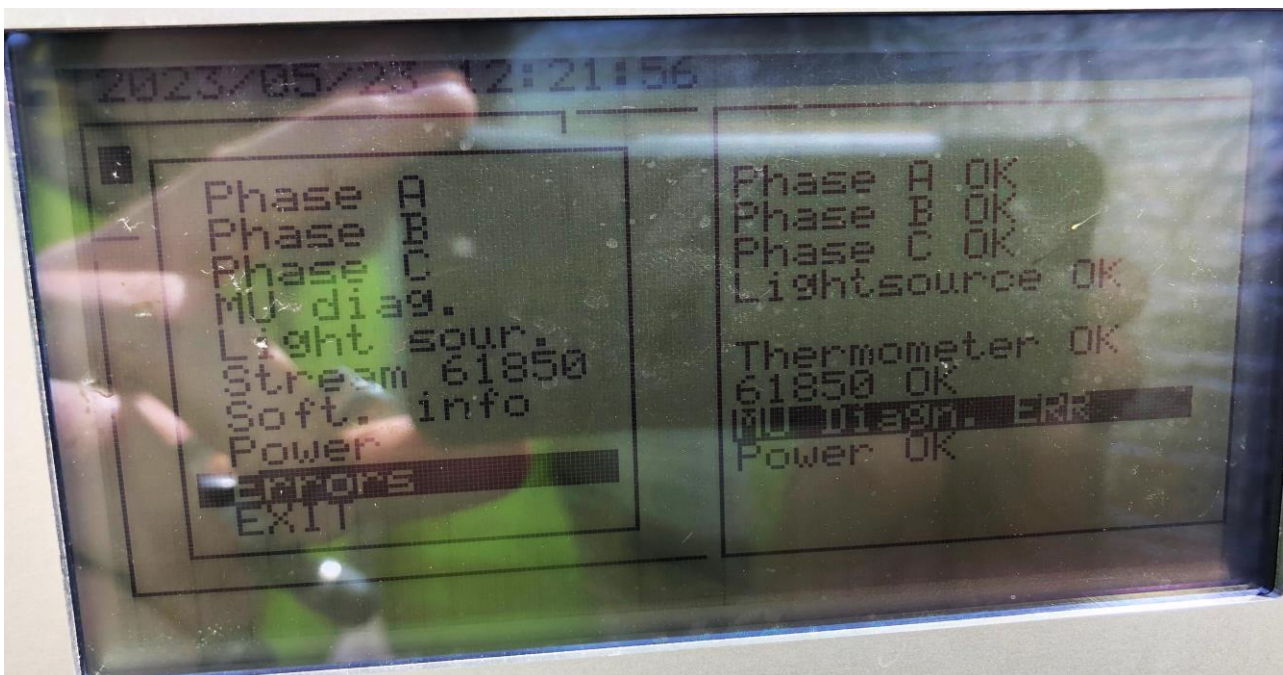
Time	Station Name	Point Name	Description
19.03.23 12:05:40.000 T	PRN_digi	AE05 DRK1 -F1A DISTANSSISUOJA LUKITTU	Ei hälytystä
19.03.23 12:05:40.000 T	PRN_digi	AE05 DRK1 -F1A DIFFERENTIAALI EROVIRTA/LUKITTU	Ei hälytystä
19.03.23 12:05:36.000 T	PRN_digi	AE05 DRK1 -F1A DISTANSSISUOJA LUKITTU	Hälyttää
19.03.23 12:05:36.000 T	PRN_digi	AE05 DRK1 -F1A DIFFERENTIAALI EROVIRTA/LUKITTU	Hälyttää

Asemakäynnillä rakennettu liitteestä 6 nähtävä testiskenaario osoitti, että MU-laitteen prosessivälään lähetettävä smpSynch-parametri ei muuttunut aikälähteen menetyksestä arvoon not synchronized. Parametri muuttui satunnaisesti ei synkronoituun tilaan palauttaessa aikälähde laitteelle, josta aiheutui aikasyntronoinnin menettäminen hetkellisesti. Laitteen holdover-toiminto toimi kuitenkin välillä vaaditulla tavalla. Samaa ongelmaa oli tapahtumalistauksen perusteella myös B-järjestelmän laitteella, mutta Sprecherin suojaus ei tästä lukkiutunut. Keväällä 2023 asemakelloille asennettiin uusi ohjelmistopäivitys, jonka jälkeen aikälähteen menetyksiä ei laitteilla ilmennyt.

Lisäksi jakokaapin liiallinen lämpötilannousu aiheutti kummaltakin laitteelta sisäisen vian hälytyksiä. Kuviossa 34 on kuva Condisin MU-laitteen paikalliselta käyttöliittymältä lämpötilan ylittäessä 60 °C. Lämpötila-arvon pohjalle syntyi musta vilkkuva tausta ja errors-välilehdelle kuvion 35 mukainen virheviesti. Laitteen toiminnassa ei havaittu poikkeavuuksia lämpötilahälytyksen aikana.



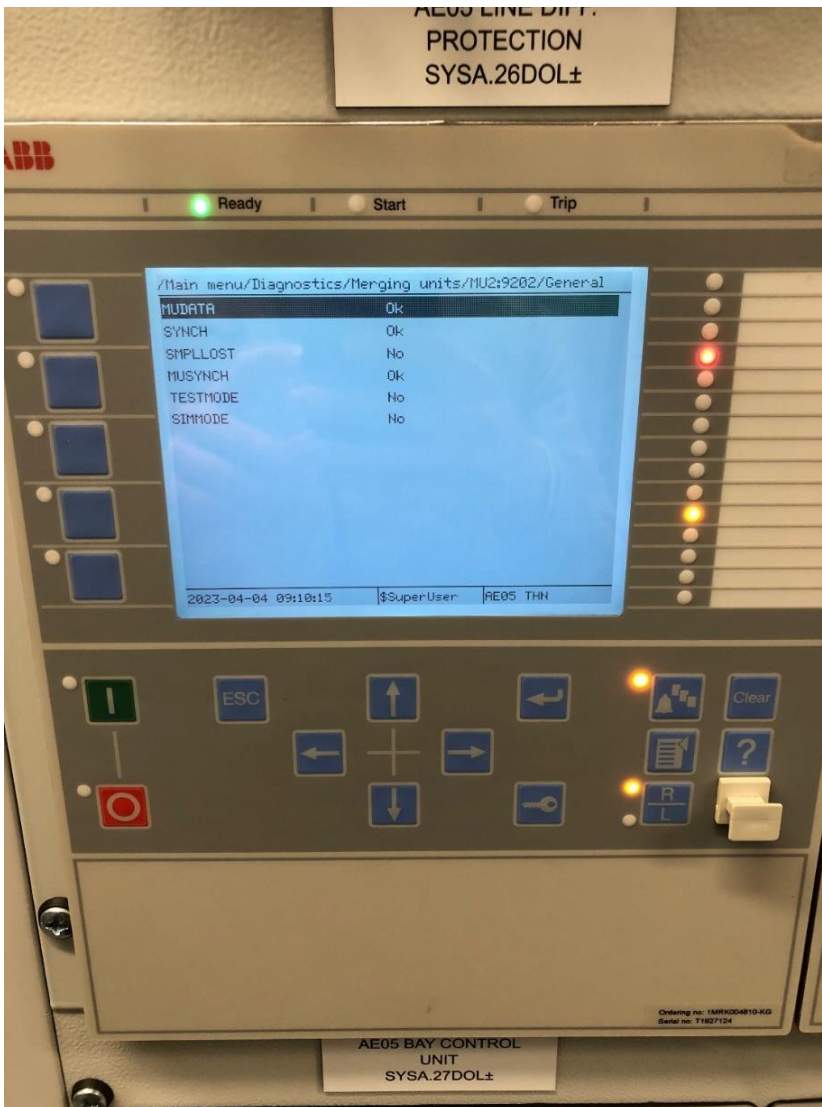
Kuvio 34. MU diagnosis -välilehti



Kuvio 35. MU Errors -välilehti

5.5 Suojareleet

Ruotsissa valmistettujen ABB:n suojareleiden enemmistöomistus on siirtynyt Hitachille, joka aiheuttaa ristiriidan teoriaperustan ja tutkimuskohteen laitteiden nimeämisen välille. Tutkimuskohteen suojareleinä oli käytetty Sprecherin ja ABB:n suojareleitä. ABB:n suojareleille on mahdollista konfiguroida laajemmalla skaalalla hälytyksiä ja häiriötallenteiden käynnistyksiä. ABB:n suojareleet antoivatkin enemmän informatiivista tietoa suojareleen ja väyläliikenteen toiminnasta kuin Sprecherin. Kuvioista 36 nähdään, kuinka ABB:n suojarele välittää ajankohtaista SV-striimiin liittyvää tietoa. Suojarele tarkkailee SV-striimin tilaa, omaa aikasynkronointiaan ja näytteiden laatua sekä itse SV-striimiä lähettävän laitteen aikälähdettä. SV-striimiä lähettävän laitteen ja suojareleen täytyy olla samassa aikälähteessä, jotta varmistutaan releen mittaustuloksen virheettömyydestä.



Kuvio 36. ABB RED670 -suojareleen paikallinen käyttöliittymä

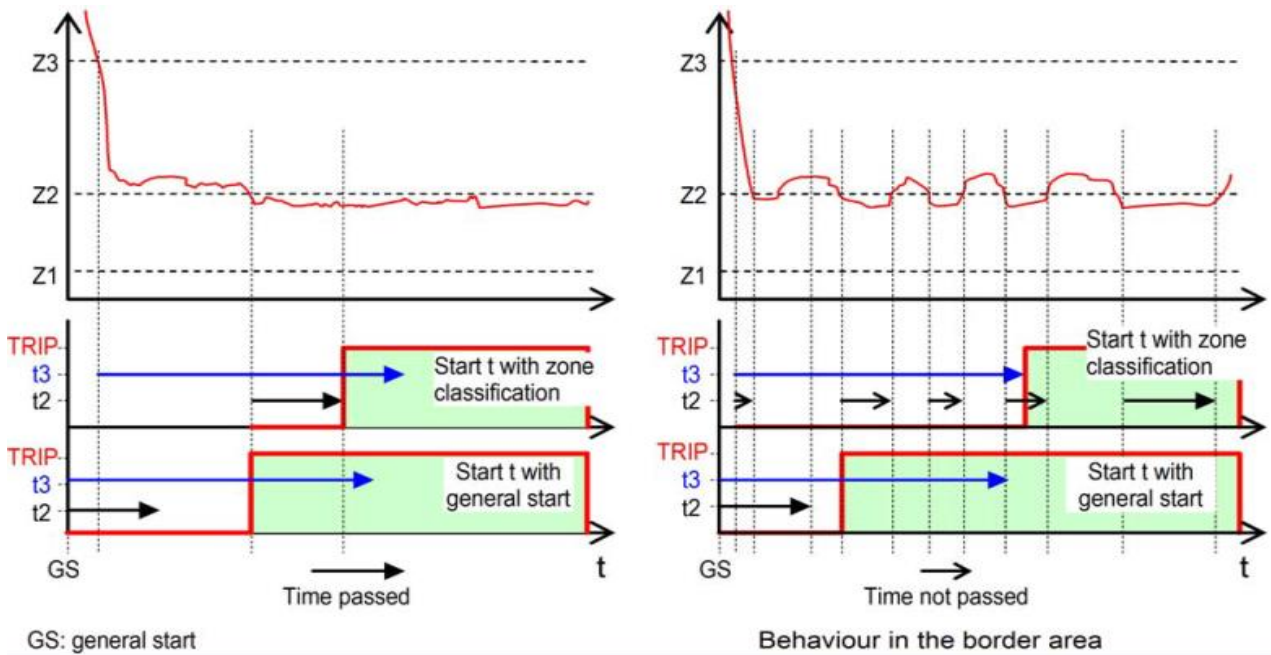
5.5.1 Sprecher

Puutteellinen releen itsevalvonta vaikeuttaa huomattavasti vikatilanteiden selvittämistä. Syksyllä 2022 Sprecherin Sprecon -suojareleet eivät aiheuttaneet mitään hälytystä mittauksien puuttumisesta. Releiden mittaukset ja suojatoiminnot olivat kuukausia toimimattomat, koska suojareleet eivät aiheuttaneet Sampled Values -mittaus vikahälytystä, joka järjestelmän signaalilistassa oli suunniteltu lähetettäväksi käytönvalvontajärjestelmään. Kenttäohjausyksikön mittaus toimi kummallakin kentällä normaalisti, joten mittaukset päivittyivät oikein käytönvalvontajärjestelmään. Ihmetystä herätti, että toisen laitevalmistajan releet toimivat oikein sähköverkon häiriöissä, mutta Sprecherin suojareleet eivät havahtuneet näihin millään lailla. Havahtumattomuuden syy selvisi vasta käynnistämällä manuaalisesti releiden tallennus, joista analysoimalla pystyi varmistumaan mittausten toimimattomuudesta. Suojareleiltä puuttui ajankohtainen SV-mittauksien konfiguraatiotiedosto, jonka päivittäminen palautti mittaukset. Tämä aiheutti mahdollisesti myös SV-mittaushälytyksen puuttumisen, koska tutkimuksen loppupuolella ainakin AE05-kentän osalta suojarele ilmoitti SV-mittausviasta. Havainto osoitti, että nykyaikaisten suojareleiden käyttö prosessivälä-toteutuksissa vaatii vielä kehitystyötä, jotta kaikki tarpeelliset hälytykset ja indikoinnit ovat luotettavasti saatavilla.

AE05-kentän johtohäiriössä Sprecher Sprecon -suojarele ei signaalilistauksen mukaan havahtunut millään distanssin vyöhykkeellä. Tämä johtui laitteen asettelusta, jossa oli määritelty, että vyöhykkeiden havahtumissignaali aktivoituvat ainoastaan, jos kuvion 37 mukaisesti ”5030 Time Start” asetteluksi on valittu ”with Zone Start” eli vyöhykeaikojen laskenta alkaa vyöhykehavahtumisesta. Oletuksena tämä kyseinen asettelu on ”with General Start”, joten havahtumissignaali ei tule häiriötallenteeseen näkyville. Tämä asettelu aloittaa vyöhykkeiden toiminta-aikojen laskennan distanssin yleisestä havahtumisesta, mutta laukaisukäsky annetaan vain, jos vyöhykkeen toiminta-ajan kuluttua suojarele on havahtuneena kyseisellä vyöhykkeellä. Kuviosta 38 voi nähdä eri asettelujen vaikutuksen distanssin laukaisuaikoihin.

Siirtoverkossa voidaan käyttää kumpaakin asettelua. Muuttuvissa vioissa distanssireleen vyöhykehavahtumisesta käynnistyvä toiminta-ajan laskenta voi johtaa pidempiin vika-aikoihin.

Kuvio 37. Havahtumissignaalin näkyvyyden ehdot (Sprecon-E-P DD..6-Series. Distance protection DD6-DDE6-DDEY6, 778)



Kuvio 38. Asetteluerojen vaikutus distanssin laukaisuaikoihin (Sprecon-E-P DD..6-Series. Distance protection DD6-DDE6-DDEY6, 126)

5.5.2 ABB

ABB:n RED670 suojarleellä havaittiin satunnaisesti differentiaali- ja distanssitoiminnon lukkiutuminen, noin 4-5 sekunnin ajaksi, joka toistui tietyin väliajoin. Releen häiriötallennus oli kytketty käynnistymään differentiaalilukkiutumisesta, josta pääteltiin, että tapahtuma ei liity eri asemien väliseen viestiyhteyteen tai suojarleen näkemään erovirtaan. Vika liittyi kyseiselle releelle virtamittauksia jakavaan Merging Unit -laitteeseen, josta tarkemmin laitteita käsittelevässä luvussa. Myös suojarleen varaylivirtatoiminnot lukkiutuivat kyseisellä hetkellä, koska mittauksia jakavan laitteen aikasykronoinnin virheellisyys lukitsee kaikki suojarleen suojoitoiminnot. Suuntaamaton varaylivirtasuojaja ei tarvitse mittauksien osalta niin tarkkaa kulmatietoa, kuin distanssi- ja differentiaalisuojaja, joten se olisi voinut olla toiminnassa edellä mainittujen suojien ollessa lukittuna.

Toisessa kentässä operoiva saman valmistajan REL670 jumiutui välillä selittämättömästi ja sen tietomallia ei pystynyt väylästä lukemaan. Tämä johtui todennäköisesti AE06-kentän MU-laitteen virheellisestä toiminnasta. Releelle tuli tämän takia suuri määrä tapahtumia ja häiriötallenteita lyhyellä ajanjaksolla. Jumiutuneesta tilasta laitteen toiminnan palauttaminen korjautui ainoastaan laitteen uudelleenkäynnistyksellä.

Tutkimuksen aikana lisättiin ABB:n suojarelleille indikoinnit häiriötallenteisiin kaikista tarpeelliseksi nähtävistä valvontasignaaleista Sampled Values -striimien laatuun liittyen. Lisäksi häiriötallennuksen käynnistys aktivoitiin tapahtumaan mittausarvon laadun ollessa questionable tai invalid.

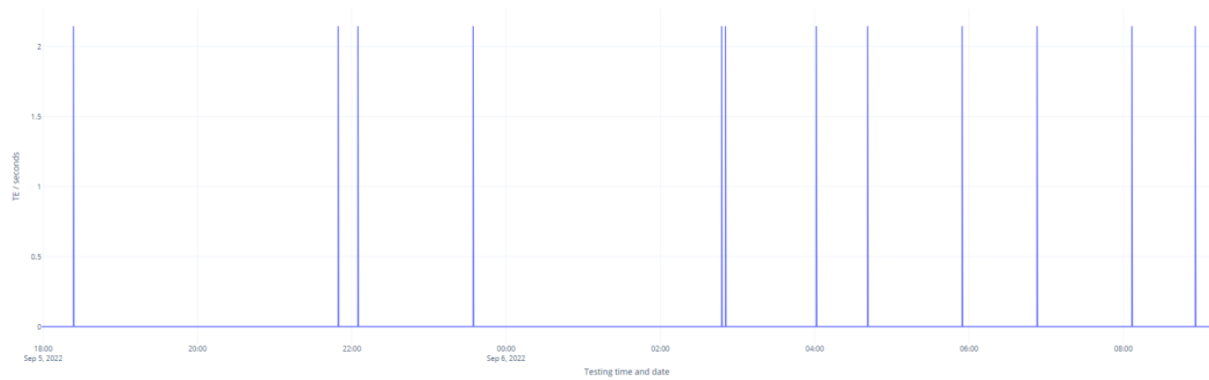
5.6 Aikasynkronointi

Tutkimuksen aikana huomattiin aikasynkronoinnin tärkeys prosessiväyläliikenteen virheettömälle toiminnalle. Järjestelmän asemakelloissa ei törmätty ongelmiin, jotka olisivat vaikuttaneet aikasynkronoinnin toimivuuteen. PTP-aikaa jakavat prosessiväyläkytkimet toimivat myös kytkinvaihdosten ja ohjelmistopäivitysten jälkeen toivotulla tavalla. Suojareleet eivät myöskään menettäneet tutkimuksen aikana aikasynkronointiaan tai aiheuttaneet kyseistä hälytystä käytönvalvontajärjestelmään.

5.6.1 Kytkimet

Tutkimuksen alkuvaiheessa, A-järjestelmään vaihdettiin Siemens Ruggedcom RST2228 -prosessiväyläkytkinten tilalle GE Reason S20 -kytkimet. Ennen kytkinten vaihtoa oli tiedossa, että Siemensin kytkimien viiveenkompensointi ei toimi halutulla tavalla, mikä todennettiin yön yli toteutetulla mittauksella toiselta prosessiväyläkytkimeltä. Kytkin aiheutti vaadittua suuremman viiveen PTP-sanomaan. Prosessiväyläkytkinten maksimi aikavirhe PTP-sanomaan on määritelty 50 ns. Kuviosta 39 huomataan selvästi suurempia hetkellisiä aikavirheitä. Myös Daneo-hybridimittalaite menetti useasti oman PTP-aikatahdistuksensa ollessaan liitettynä kyseiseen kytkimeen, mikä on nähtävillä kuviosta 40.

Time Error

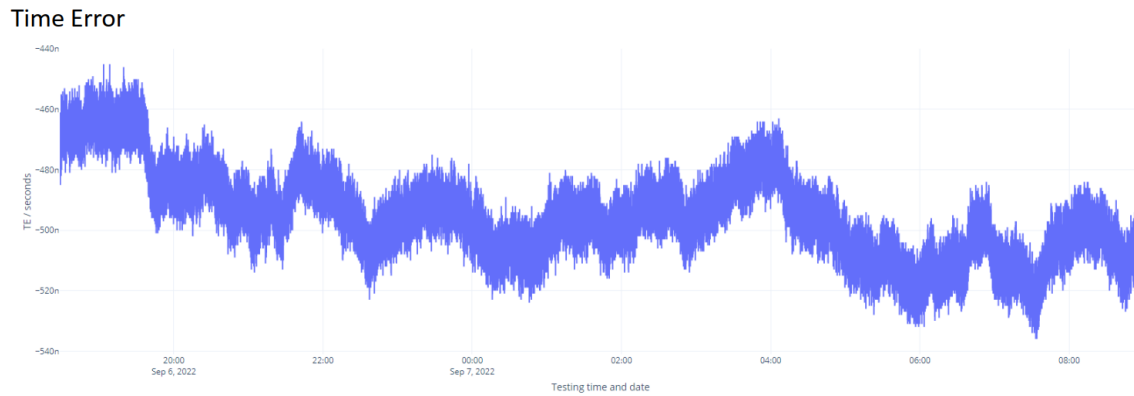


Kuvio 39. Siemens Ruggedcom RST2228 -prosessiväyläkytkimen aiheuttamat aikaviiveet PTP-sanomaan 100 Mbit/s kuituportista.

Date and time	Device	Category	Type	Description
06/09/2022 8:05:15,100	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization established	
06/09/2022 8:05:07,094	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization lost	
06/09/2022 6:49:30,980	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization established	
06/09/2022 6:49:22,973	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization lost	
06/09/2022 6:39:38,270	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization established	
06/09/2022 6:39:30,264	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization lost	
06/09/2022 5:53:45,170	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization established	
06/09/2022 5:53:37,162	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization lost	
06/09/2022 4:46:53,627	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization established	
06/09/2022 4:46:45,620	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization lost	
06/09/2022 3:35:05,739	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization established	
06/09/2022 3:34:57,727	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization lost	
06/09/2022 2:52:24,905	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization established	
06/09/2022 2:52:17,900	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization lost	
06/09/2022 1:37:54,803	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization established	
06/09/2022 1:37:46,796	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization lost	
06/09/2022 1:13:43,090	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization established	
06/09/2022 1:13:35,080	Daneo 400 (GH282H)	PTP	Synchronization lost	

Kuvio 40. Daneon tapahtumalistanaukseen tallentamat aikalähteen menetykset

Toiselle GE:n kytkimistä tehtiin myös Albedo Zeus -tietoliikenneverkkoesterillä yön yli kestävä testimittaus, jonka tulokset nähtiin positiivisina. Kytkimen aiheuttama aikaviive oli sallittua suurempi, mutta viiveen vaihteluväli oli noin 80 ns. Myöskään Daneo-mittalaite ei menettänyt aikalähdettään testijakson aikana. PTP-protokollassa aikasykronoinnille on määritetty 1 mikrosekunnin tarkkuusvaatimus (aikalähteeltä loppulaitteelle), joka Pernoonkosken tapauksessa GE:n kytkimillä täyttyy, koska järjestelmän PTP-sanomat kulkevat vain yhden kytkimen läpi. Kytkimen aiheuttama aikaviive asettuu kuvion 41 mukaisesti noin 0,5 μ s.



Kuvio 41. GE Reason S20 -prosessiväyläkytkimen aikavirhe 100 Mbit/s kuituportista

Lopuksi tehtiin vielä mittaus kytkimeltä 1 Gbit/s liittynällä, joka mahdollisti toivotun alle 50 ns aikavirheen. Suurin osa järjestelmän IED-laitteista kuitenkin operoi 100 Mbit/s nopeudella, joten tästä ei ole vielä hyötyä järjestelmän toiminnan kannalta. (Lehtimäki 2022.)

Huhtikuussa 2023 B-järjestelmässä operoiville Siemensin prosessiväyläkytkimille tehtiin ohjelmistopäivitys, jonka jälkeen todettiin mittalaitteella, ettei kytkin aiheuta enää PTP-liikenteeseen aikavirhettä, joka vaikuttaisi järjestelmän aikasynkronoinnin toimivuuteen. Kuviossa 42 on esitetty Albedo-tietoliikennetesterin näytöltä aikavirheen suuruus ajan funktiona, jossa vertikaaliset apuviivat on jaettu tunnin pituisiin aikaikkunoihin.



Kuvio 42. Siemens Ruggedcom RST2228 -prosessiväyläkytkimen aikavirhe 100 Mbit/s kuituportista

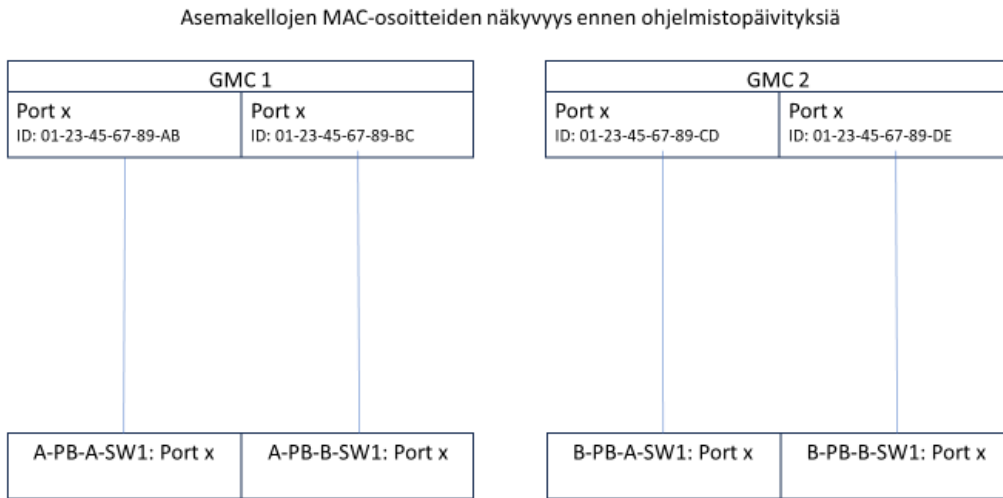
Kummatkin prosessiväyläkytkimet ilmoittivat aiheellisesti myös havaitsemistaan porttien yhteysongelmista. Kytkimillä oli myös monipuoliset hälytystoiminnot. GE:n kytkimeltä tuli esimerkiksi prosessorin lämpötilahälytyksestä indikointi käytönvalvontajärjestelmään. Signaalin nimestä ei voi tarkempaa vian syytä nähdä, mutta eri viat pystyi merkkamaan tallennettavaksi järjestelmälokiin, josta tarkempi viankuvaus oli luettavissa. Myös Siemensin kytkimessä oli erillinen hälytysrele, joka kytketään takapaneeliin. Kytkennän jälkeen hälytykset ovat konfiguroitavissa web-selaimen kautta.

SNMP-protokollan avulla kytkimien hälytykset olivat luettavissa Kiwi Syslog Serverille, josta käytönvalvontajärjestelmään tulleen hälytyksen pystyi yhdistämään tiettyyn tapahtumaan ilman erillistä etäyhteydenottoa kytkimelle.

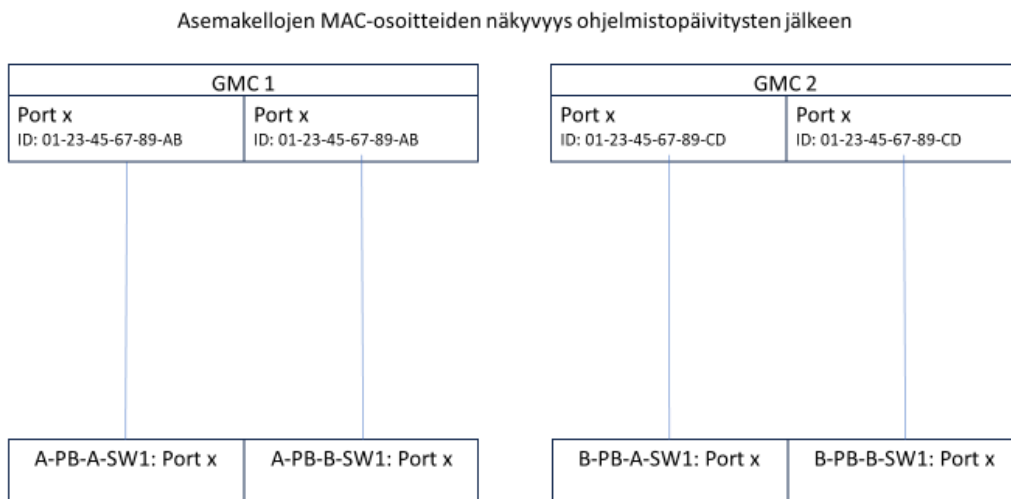
5.6.2 Asemakello

Asemalla käytössä olevat Meinbergin asemakellot toimivat järjestelmässä hyvin. Asemakelloille tehtiin keväällä 2023 ohjelmistopäivitys, joka toi prosessilaitteiden ajan välitykseen PRP-tuen. Tämä mahdollisti, että asemakellon jakamat aikälähteet käyttävät samaa MAC-osoitetta. Tämän

päivityksen jälkeen Condisin MU-laitteet eivät enää menettäneet aikaansa. Kuvioissa 43 ja 44 on esitetty ohjelmistopäivitysten vaikutus kellojen MAC-osoitteisiin.



Kuvio 43. Asemakellojen MAC-osoitteiden näkyvyys ennen ohjelmistopäivityksiä



Kuvio 44. Asemakellojen MAC-osoitteiden näkyvyys ohjelmistopäivitysten jälkeen

6 Päätelmät ja parannukset

6.1 Johtopäätökset

Tutkimuksen kohteena ollut digitaalisen sähköaseman prosessiväylän toiminta saatiin tutkimuksen aikana huomattavasti stabiilimpaan tilaan, kuin mitä se oli lähtötilanteessa. Tutkimuskysymyksiin löydettiin myös kattavasti vastauksia. Pilottikohteen järjestelmän tarkkailua ja kehittämistä pitää jatkaa vielä opinnäytetyön päättymisen jälkeen, koska järjestelmää ei ole vielä päästy seuraamaan vakaassa tilassa niin, että kaikki järjestelmän laitteet olisivat käytössä. Käytönvalvontajärjestelmään tuli digijärjestelmästä tutkimuksen aikana välillä satoja tapahtumia päivässä, joka vaikeutti järjestelmän toiminnan analysointia.

Prosessiväylän mittaukset toimivat lähes identtisesti tavanomaisten mittausten kanssa, kun järjestelmä oli stabiili. Erinäiset prosessiväylän IED-laitteiden virheelliset toiminnat johtivat mittausten eroavaisuuteen ja jopa releiden virhelaukaisuihin. Mittausdataa saatiin kerättyä normaalissa käyttötilanteessa sekä johtohäiriössä toisen tutkittavan kentän osalta. Mittaukset toimivat näissä tilanteissa tavanomaisen järjestelmän tavoin. Differentiaalireleen mittaustulokset osoittivat, että optiset virtamuuntajat mittaavat hyvin harmonisia yliaaltoja ja virtamittaukset oikosulun alkuhetkillä ovat hieman konventionaalisia virtamuuntajia suuremmat. Tämä pitää ottaa huomioon varsinkin differentiaalisuojaa käyttävissä toteutuksissa, jossa käytetään kombinaatiota optisista ja konventionaalisista virtamuuntajista. Optisten virtamuuntajien kyllästymättömyys olisi kyseisissä toteutuksissa pidettävä mielessä differentiaalisuojan vakavointimäärityksessä. Myös distanssireleiden kohdalla optisten virtamuuntajien käyttö voi aiheuttaa virhetoimintoja, jos laitteen algoritmeissa ei ole huomioitu määrällisesti suurempia yliaaltojen määriä.

Tutkimuksen aikana nähtiin, että järjestelmän vikaherkin kohta olivat Merging Unit -laitteet, joista kolmessa järjestelmän neljästä laitteesta havaittiin jonkinlainen normaalista poikkeava toiminta tutkimusjakson aikana, joka heijastui järjestelmän muihin laitteisiin. Laitteiden poikkeava toiminta vaikutti kahden laitteen osalta suoraan prosessiväylän Sampled Values -mittauksiin, joka aiheutti virheellisiä mittauksia suojarelleille. Yhden laitteen osalta puutteellinen holdover-parametrin toiminta johti suojarelleen suojaustoimintojen hetkelliseen lukkiutumiseen.

Stand Alone Merging Unit -laitteet toimivat tutkimuksen aikana pääsääntöisesti hyvin. Ainoa usean laitteen mittauksien virheellinen toiminta aiheutui keväällä 2023 suoritettujen B-järjestelmän kytkinten ja asemakellojen ohjelmistopäivitysten jälkeen. Tämän analysoitiin johtuvan laitteiden aikasynkronoinnin virheellisestä toiminnasta, jonka jälkeen laitteiden ohjelmiston uudelleenkäynnistys palautti laitteiden tilan normaaliksi. Kaikille SAMU-laitteille saatiin lisättyä tapahtumalistaukset web-käyttöliittymille, joista oli hyötyä jo tutkimuksen aikana.

Järjestelmän aikasynkronoinnin toiminnassa ei havaittu puutteita huhtikuussa 2023 tehtyjen B-järjestelmän kytkinten ohjelmistopäivitysten jälkeen. MU- ja SAMU-laitteiden aikasynkronointiongelmien paikallistettiin laitteiden sisäisiksi ongelmiksi, koska muut IED-laitteet, kuten suojarieleet eivät indikoineet aikasynkronointiin liittyvistä ongelmista tutkimuksen aikana.

6.2 Pohdinta

Voidaan todeta, että tutkimuksen aikana vain AE05-kentän toinen suojariele toimi mittauksien osalta todelliseen prosessiin liitettyjen laitteiden tavoin. Mittauksien poikkeavuus ei ole toisaalta itse suojarieleden syytä, vaan oli optisten ja konventionaalisten mittamuuntajien mittaussignaalin virheellisestä käsittelystä aiheutuva. On selvää, että näin epävarmaa järjestelmää ei voida vielä liittää todelliseen prosessiin. Järjestelmältä puuttuu kantaverkkotasolla vaadittu käyttövarmuus ja stabiilisuus, joten kehitystyötä vaaditaan vielä.

Järjestelmän täytyy tulevaisuudessakin olla kahdennettu, mutta olisiko tulevaisuudessa mahdollista tuoda yhdelle suojalaitteelle redundanttiset virtamittaukset kahden itsenäisen MU-laitteen kautta. Kummankin valmistajan optisissa virtamuuntajissa on kahdennetut mittauskelat, jotka ovat tällä hetkellä eriytetty A- ja B-järjestelmiin. SV-striimit jaetaan kahdennettuna väylään, mutta olisiko kumpaankin järjestelmään mahdollista jakaa kahdelta itsenäiseltä laitteelta omat mittausstriimit. Tällä voitaisiin mahdollisesti sulkea pois suojalaitteiden toimimattomuus, jos toinen laitteista vikaantuu. Nykyisessä toteutuksessa kentän toisen Merging Unit -laitteen vikaantuminen vaikuttaa suoraan toisen pääsuojan toimintaan ja kokonaisen aseman kattavassa järjestelmässä myös kisko-suojan käytettävyyteen.

6.3 Kehitysehdotukset

Pernoonkosken digitaaliseen sähköasemaan kohdistuneessa tutkimuksessa törmättiin tutkimuksen aikana useisiin kehittämistä vaativiin järjestelmän osiin ja perehdyttiin tulevaisuuden mahdollisuuksiin. Järjestelmän tarkastelua pitää jatkaa tulevaisuudessa ja keskittyä eritoten AE06-kentän Merging Unit -laitteiden toimintaan, jotka on asennettu tehdaskorjauksien jälkeen takaisin järjestelmään. Myös Daneo 400 -mittalaite on kytketty järjestelmään. Laitteella voidaan seurata analogisia ja digitaalisia mittauksia valmistajasta riippumattomalla tallentimella, joka mahdollistaa mittausten tasavertaisen tarkastelun.

Tulevaisuuden päivitysehdotuksina olisi tutkia eri laitevalmistajien laiteintegraatioiden kehitystä, joka mahdollistaisi pienemmän laitemäärän asemalla ja pienentäisi vikapaikkojen mahdollisuuksia järjestelmässä. Nykyisin löytyy jo suojarkeitä, joihin on integroitu SAMU-laite. Pernoonkoskella optisten virtamuuntajien laitevalmistajat, voivat mahdollisesti rajoittaa järjestelmän muokattavuutta, joka pitää ottaa huomioon. Nykyisin ei ole vielä kehitetty standardia Merging Unit -laitteiden ja optisten virtamuuntajien väliselle yhteydelle, joka luo epävarmuuden mittausten luotettavuudesta, mutta myös estää eri valmistajien välisen laitekombinaation. Järjestelmän rakenne on liian monimutkainen ja itsenäisesti toimiviin A- ja B-järjestelmiin tehty kahdentaminen on mielestäni liian monimutkainen. Tulevaisuudessa A- ja B-järjestelmät voisivat toimia itsenäisesti, mutta järjestelmien kahdennus poistettaisiin.

MU/SAMU-laitteille täytyisi tulevaisuudessa kehittää mittausten toimimattomuudesta, normaalia poikkeavista arvoista ja näytteiden puuttumisesta indikointi, joka voitaisiin johtaa laitteen tapahtumalistaukseen ja esimerkiksi laitteen IRF-koskettimen kautta käytönvalvontajärjestelmään. Tutkimuksen aikana laitteet ilmoittivat aikasykronointiin ja optisten virtamuuntajien välisen kuituyhteyden virheistä, mutta Sampled Values -striimeistä ei ollut johdettu tapahtumia, jotka indikoisivat mittausstriimien virheistä. Pelkkä laitteen virrehälytys käytönvalvontajärjestelmään riittäisi, koska hälytys saisi operaattorin havahtumaan ja aloittamaan viankorjaustoimet kohälytykseen liittyen. Tarkempi viankuvaus olisi viankorjaajan luettavissa laitteen käyttöliittymältä. Digijärjestelmässä on myös paljon tavanomaisesta poikkeavia hälytyksiä, joiden merkitys pitäisi saada käytönvalvonnan operaattorien ja kunnossapitäjien tietoisuuteen. Vikatilanteessa operaattori saisi hälytysten perusteella yleiskuvan suojaus- ja ohjausjärjestelmän käytettävyydestä.

Tulevaisuudessa kaikille järjestelmän IED-laitteille olisi tärkeää saada uudelleenkäynnistyksen mahdollisuus etäyhteydellä. Nykyisillä järjestelmän laitteilla, tämä ei ole kaikilla mahdollista. ABB:n suojarieheen osalta tutkimuksen aikana pyrittiin löytämään asettelumuutos, joka aiheuttaisi laitteen uudelleenkäynnistyksen, mutta tuloksetta. Kaikille järjestelmän SAMU-laitteille pitäisi tehdä lisäksi testikytkentä, jolla testattaisiin laitteiden käyttäytyminen aikalähteen menetyksessä.

Digijärjestelmän jakokaappien lämpötilaongelmien korjaamiseksi, kaapeissa olisi optiona tuuletinpaikat, joten mahdollisesti ainakin yhden poistopuhaltimet voisi olla järkevää lisätä. Tämä vaatisi mahdollisesti myös termostaattien lisäykset. Toinen mahdollisuus olisi nostaa jakokaappien kattoja ja muodostaa ilmarako jakokaapin ja sen katon väliin. Jakokaappien kosteusongelman korjaamiseksi lämmitystä ohjaavien termostaattien kosteusasettelun puutteellinen toiminta pitäisi analysoida ja korjata.

Lähteet

Ahonen, M. 2021. IEC 61850 pohjaisen sähköasema-automaation testaaminen. Opinnäytetyö. Jyväskylän ammattikorkeakoulu, insinööri (AMK) sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma. Viitattu 20.10.2023. https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/511694/Opinnaytetyo_Ahonen_Mika.pdf?sequence=2&isAllowed=y.

Antonova, G. & Vasudevan, B. 2021. Process Bus Fundamentals: Merging Units. Hitachi ABB Power Grids presentation material. Viitattu 12.07.2023. https://www.naspi.org/sites/default/files/2021-02/20210127_Hitachi_ABB_Merging_Unit.pdf.

Daneo 400 Brochure. N.d. Omicron. Viitattu 20.10.2023. <https://www.omicronenergy.com/download/document/57089F60-2D95-43ED-A9C7-558E841776FA/>.

Daneo 400 User Manual. N.d. Omicron. Viitattu 10.09.2023. https://www.ucaiug.org/Meetings/CIGRE_2014/USB%20Promo%20Content/OMICRON/Extras/DANEO-400-User-Manual-ENU.pdf.

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

Esittely. N.d. Artikkelit Fingrid Oyj:n verkkosivustolla. Viitattu 13.09.2023. <https://www.fingrid.fi/sivut/yhtio/esittely/>.

Fingrid Oyj:n sähkönsiirtoverkko. 2022. Liitetiedosto Fingrid Oyj:n verkkosivustolla. Viitattu 13.09.2023. https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/sahkonsiirto/a3_kartta_selite_22.pdf.

Fingridin sähkönsiirtoverkko. N.d. Artikkelit Fingrid Oyj:n verkkosivustolla. Viitattu 13.09.2023. <https://www.fingrid.fi/sivut/yhtio/kuluttajatietoa/fingridin-sahkonsiirtoverkko/>.

Holm, S. & Vedenjuoksu, T. 2017. Älykäs sähköverkko kiinteistöissä. ABB esitysmateriaali. Viitattu 12.07.2023. https://new.abb.com/docs/librariesprovider113/fi_buildingspace_webinars/valokaa-risuojaus-ja-relesuojaus.pdf?sfvrsn=2b074d14_2.

Hurta, J. 2020. Digitaalisen sähköaseman testaus- ja valvontaratkaisut. Diplomityö. Aalto-yliopisto, sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma, sähköenergiatekniikka. Viitattu 12.07.2023. https://aaltodoc.aalto.fi/bitstream/handle/123456789/47185/master_Hurta_Joonas_2020.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

IEC 61850-1. 2013. Communication networks and systems for power utility automation - Part 1: Introduction and overview. Geneve: International Electrotechnical Commission. Viitattu 12.07.2023. https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61850-1%7Bed2.0%7Db.pdf.

IEC 61850-7-2. 2010. Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-2: Basic information and communication structure - Abstract communication service interface

(ACSI). Geneve: International Electrotechnical Commission. Viitattu 20.10.2023. https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61850-7-2%7Bed2.0%7Den.pdf.

IEC 61850-8-1. 2011. Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3. Geneve: International Electrotechnical Commission. Viitattu 12.07.2023. https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61850-8-1%7Bed2.0%7Db.pdf.

IEC 61850-9-2. 2011. Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3. Geneve: International Electrotechnical Commission. Viitattu 20.10.2023. https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61850-9-2%7Bed2.1%7Den.pdf.

IEC 61850-90-4. 2020. Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-4: Network engineering guidelines. Geneve: International Electrotechnical Commission. Viitattu 12.07.2023. https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61850-90-4%7Bed2.0%7Den.pdf.

IEC 61850 Stand Alone Merging Units. N.d. Technical document of Artech. Viitattu 12.07.2023. <https://www.artech.com/en/iec-61850-stand-alone-merging-units>.

Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2. 2004. Raleigh: International Users Group. Viitattu 12.07.2023. http://iec61850.ucaug.org/implementation%20guidelines/digif_spec_9-2le_r2-1_040707-cb.pdf.

Korpinen, L. 1997. Sähköverkon automaatio ja suojaus. Julkaisussa Sähkövoimatekniikkaopus. Viitattu 12.07.2023. http://www.leenakorpinen.fi/archive/svt_opus/5sahkoverkon_automatio_ja_suojaus.pdf.

Lehtimäki, S. 2022. PRN DSAS: Asemakäynti vko 36. Sähköpostiviesti 9.9.2022. Vastaanottaja Juho Toiviainen. Palveluntoimittajan yhteenveto asemakäynniltä.

Leinonen, R. 2019. Määrällisen tutkimuksen aineistonkeruumenetelmät. Artikkelin sivuilta. Viitattu 12.07.2023. <https://spoken.fi/maarallisen-tutkimuksen-aineistonkeruumenetelmät/>.

Line distance protection REL670 Version 2.2 IEC. N.d. Technical manual. Hitachi. Viitattu 20.10.2023. <https://publisher.hitachienergy.com/preview?DocumentID=1MRK506370-UUS&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>.

Loukkahti, M. 2023. Digitaalinen sähköasema Helen Sähköverkko Oy:lle. Julkinen raportti. Viitattu 12.07.2023. <https://www.helensahkoverkko.fi/globalassets/hsv/dokumentit/2023-02-digitaalisen-s%C3%A4hk%C3%B6aseman-selvityksen-yhteenveto.pdf>.

Länsman, H. 2019. 110 kV digitaalisen sähköaseman toteutusvaihtoehdot. Diplomityö. Vaasan yliopisto, sähkö- ja energiatekniikan tutkinto-ohjelma, sähkötekniikka. Viitattu 12.07.2023. https://osuva.uwasa.fi/bitstream/handle/10024/10276/UniVaasa_2019_Heija_Lansman.pdf?sequence=2&isAllowed=y.

Mattila, M. 2021. Menetelmien tyyppejä ja soveltuvan menetelmän valinta. Julkaisussa Kvantitatiivisen tutkimuksen verkkokäsikirja. Viitattu 12.07.2023. <https://www.fsd.tuni.fi/fi/palvelut/menetelmaopetus/kvanti/menetelma/menetelmatyypit/>.

Näreaho, S., Kettunen, J., Kärki, A. & Päällysaho, S. 2020. Vastuullinen opinnäytetyö. Esitysmateriaali Arenen sivuilta. Viitattu 12.07.2023. <https://arene.fi/wp-content/uploads/Raportit/2020/Arenen%20ONT%20eettiset%20ohjeet%20esitysmateriaali%202020.pdf?t=1578486373>.

Oppegård, A. 2022. Modeling Optical Current Transformers in a Digital Substation. Master's thesis. Norwegian University of Science and Technology, Electrical Power Engineering. Viitattu 20.10.2023. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/3018239/no.ntnu:in-spera:108947285:64629442.pdf?sequence=1>.

Optical Current Transformers. N.d. Technical document of Trench Group. Viitattu 12.07.2023. https://trench-group.com/wp-content/uploads/2022/08/Optical-Current-2022_web.pdf.

Rian, I. U. 2018. Application of Optical Current Transformers in Digital Substation. Master's thesis. Norwegian University of Science and Technology, Electrical Power Engineering. Viitattu 18.08.2023. https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/2563522/18823_FULLTEXT.pdf?sequence=1.

Rys, R. 2021. The Next-Generation Digital Substation. White paper of ARC Advisory Group. Viitattu 12.07.2023. https://library.e.abb.com/public/b9069ee91b1e444b9291af59a2effc71/Digital-Substation-APM_v4_ARC.pdf?x-sign=v3i7xvj5Pp/H/4cCAzwenyAeESobfMsbM9aUnhR/oFoP+wFrX6BU5X2Jgsc/zwz5.

SIPROTEC 5 Process Bus V9.60 and higher manual. 2023. Siemens. Viitattu 17.10.2023. https://cache.industry.siemens.com/dl/files/460/109742460/att_1150300/v1/SIP5_Processbus_V09.60_Manual_C054-E_en.pdf.

SIPROTEC 5 communication protocols V9.60 and higher manual. 2023. Siemens. Viitattu 17.10.2023. https://cache.industry.siemens.com/dl/files/443/109742443/att_1150396/v1/SIP5_ComProt_V9.60_Manual_C055-H_en.pdf.

Sprecon-E-P DD..6-Series. Distance protection DD6-DDE6-DDEY6. 2018. Sprecher Automation. Viitattu 20.10.2023. <https://download.sprecher-automation.com/index.php?eID=dump-File&t=f&f=15807&token=f921f676097640321030ce1360f3873680f6c20a&download=>.

Steinhauser, F. 2016. Did you know that Goose accelerates your communication aided protection scheme? Paper from PAC World Conference. Viitattu 10.09.2023. <https://www.scribd.com/document/658230648/GOOSE-Accelerates-Your-Protection-Scheme-Paper-PACworld-Lj-2016-Steinhauser-ENU#>.

Steinhauser, F. & Wehinger, M. 2018. Verification and supervision of communication networks for utility automation. Article of EPR Magazine. Viitattu 10.09.2023. <https://www.eprmaga-zine.com/tech-view/verification-and-supervision-of-communication-networks-for-utility-automation/>.

The circuit diagram for a simple capacitor voltage transformer. N.d. Piirikaaviopiirros Wikipediasta. Viitattu 17.10.2023. https://en.wikipedia.org/wiki/Voltage_transformer#/media/File:Cvt.png.

Top 10 Advantages of Fiber Optic Internet Connections. 2020. Article of Hewlett-Packard. Viitattu 12.07.2023. <https://www.hp.com/us-en/shop/tech-takes/top-10-advantages-fiber-optic-internet-connections>.

Verdetin vakio. N.d. Wikipedia. Viitattu 20.10.2023. https://fi.wikipedia.org/wiki/Verdetin_vakio.

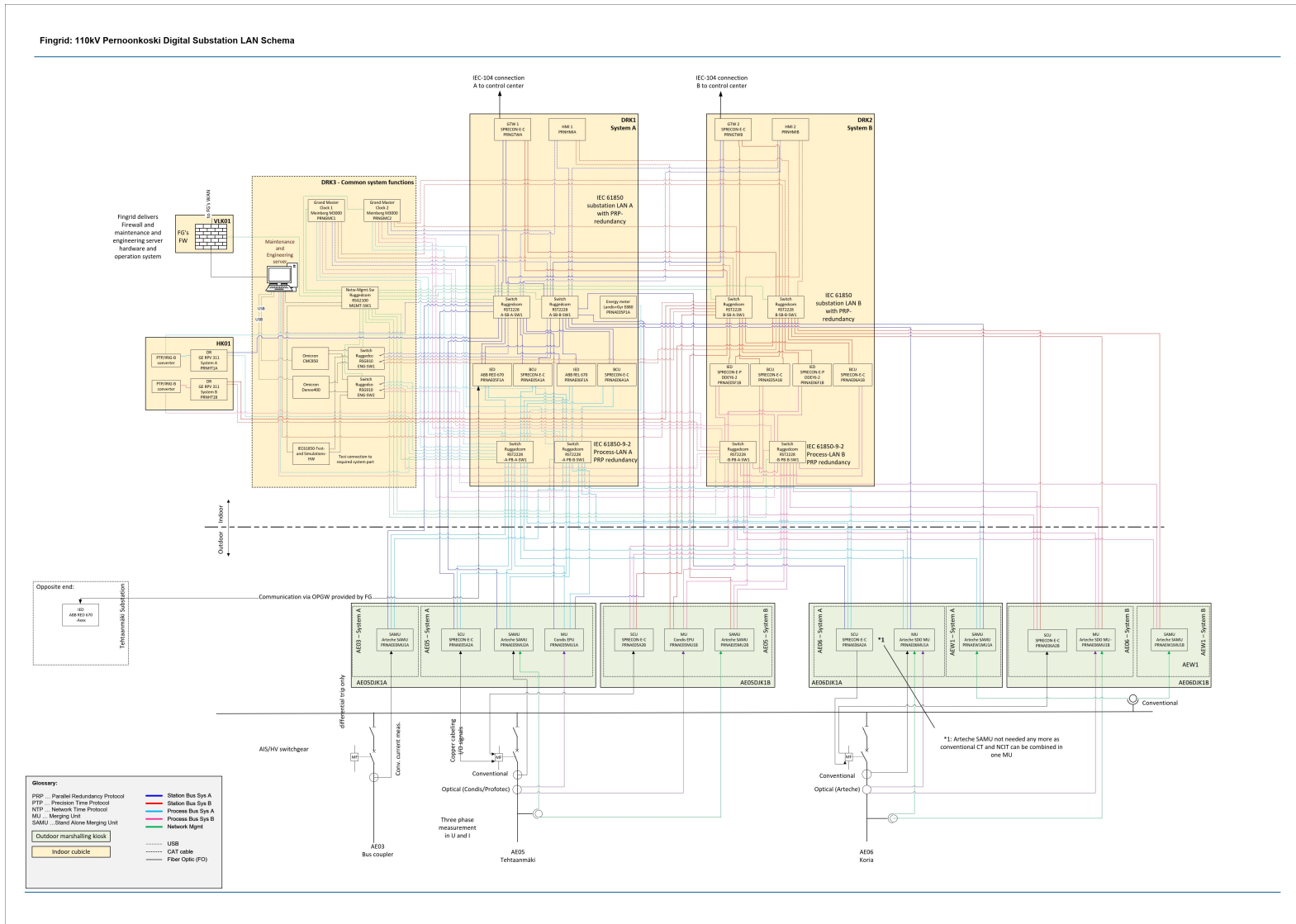
What are grandmaster clocks. N.d. Article of Oscilloquartz. Viitattu 20.10.2023. <https://www.oscilloquartz.com/en/products-and-services/technology/what-are-grandmaster-clocks>.

What is an Ethernet Switch. N.d. Article of Fortinet. Viitattu 20.10.2023. <https://www.fortinet.com/resources/cyberglossary/what-is-ethernet-switching>.

What Is an Ethernet Switch. N.d. Article of Cisco. Viitattu 20.10.2023. <https://www.cisco.com/c/en/us/products/switches/what-is-an-ethernet-switch.html#~how-ethernet-switches-work>.

Liitteet

Liite 1. Tutkimuskohteen väyläkaavio



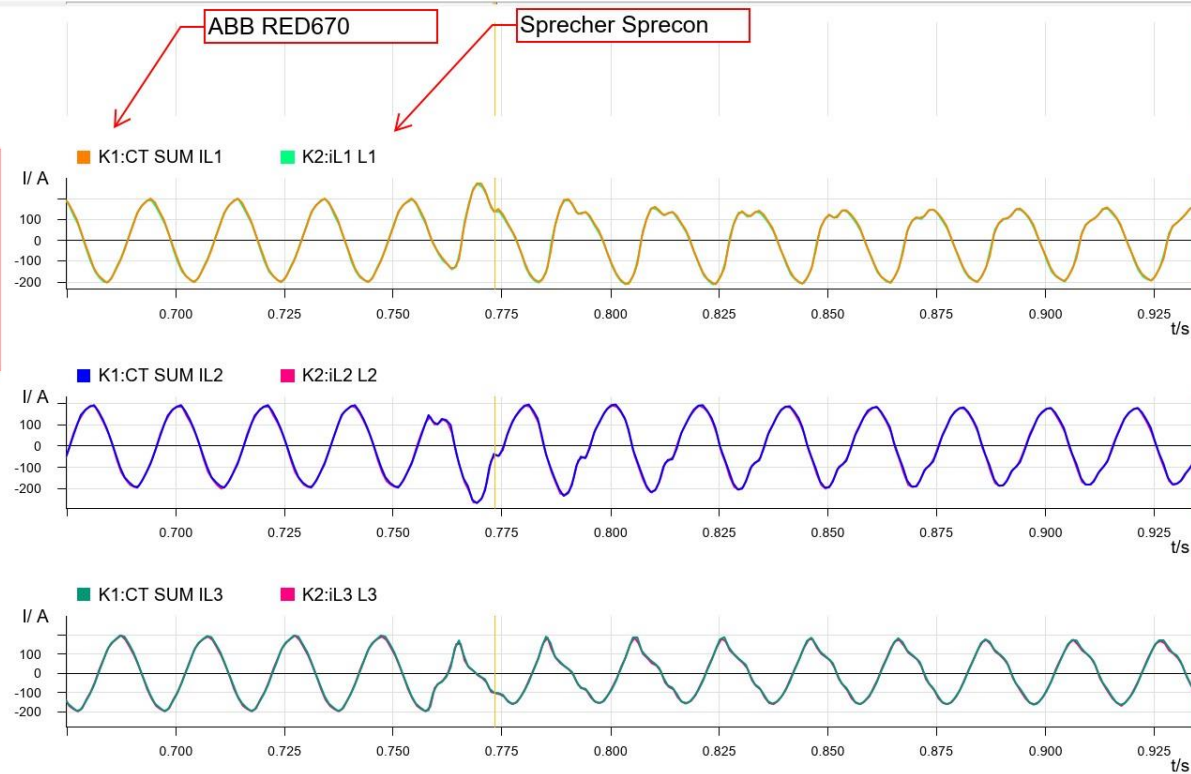
Liite 2. AE05F1A ja F1B suojarleiden vertailu normaalissa tilassa

PERNOONKOSKI

- 146 -

10.9.2023 / 9.54.44.057

Kummankin suojarleiden mittaukset ovat identtiset, tilanteessa jossa vain toinen suojista havahtui. Tämä johtuu Sprecherin releen pidemmälle ulottuvasta havahtumisvyöhykkeestä.



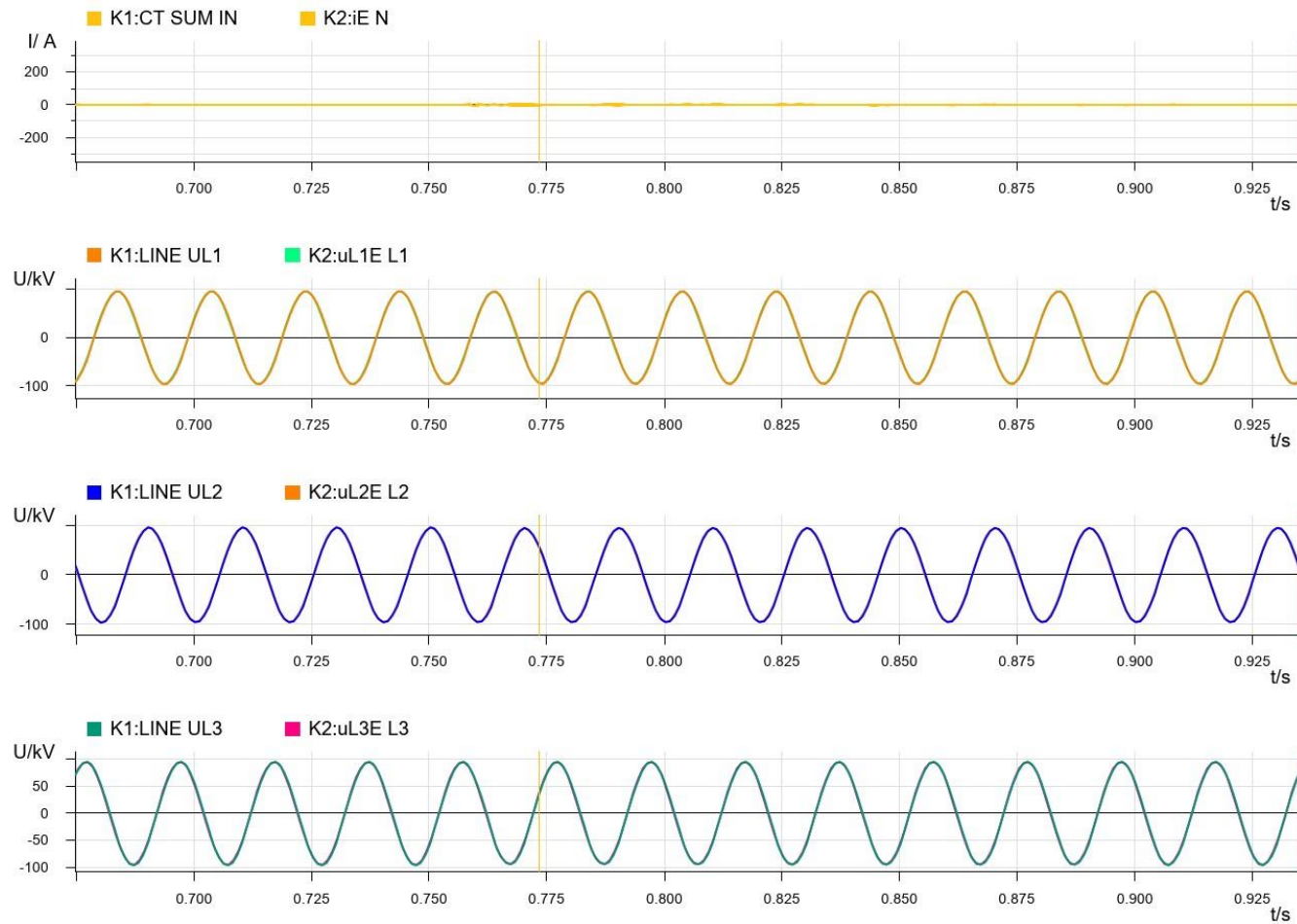
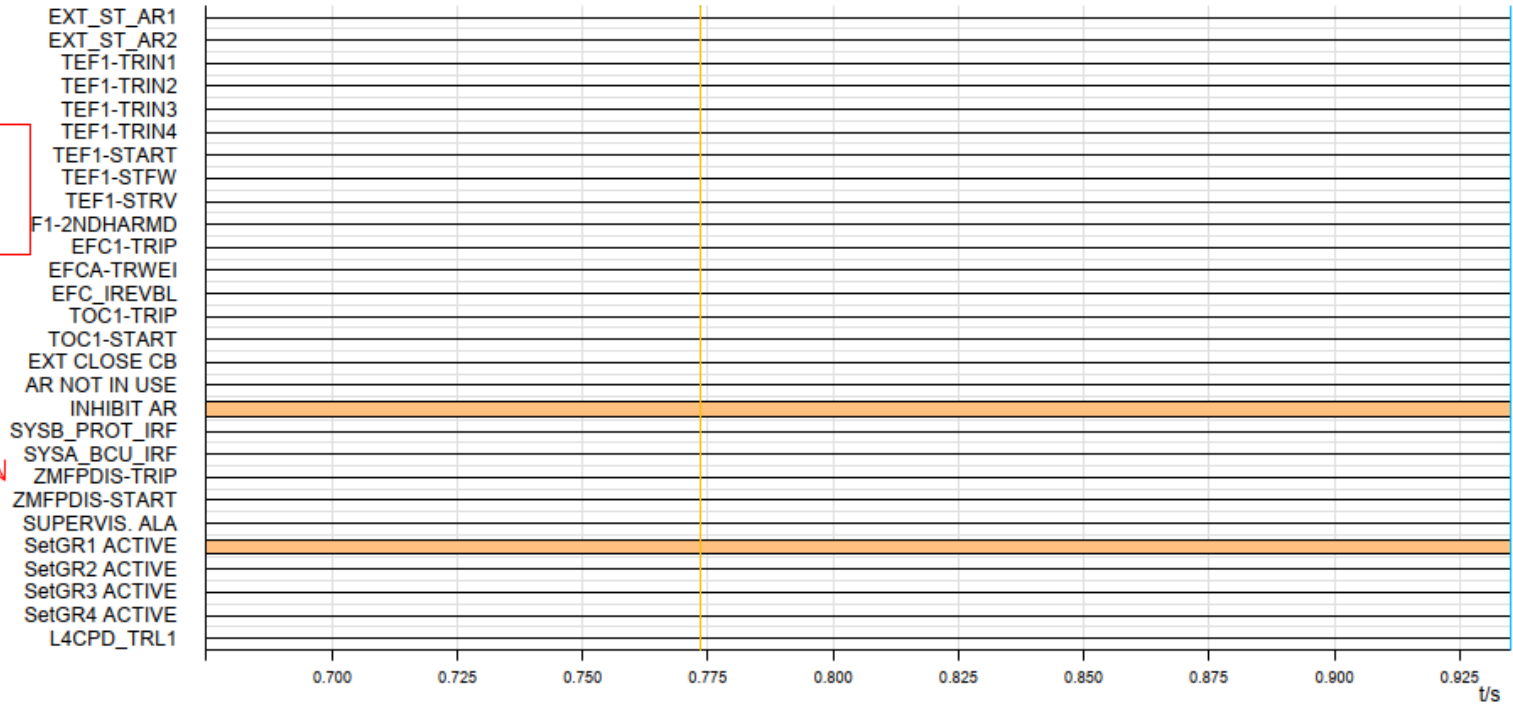


ABB RED670
suojareleen
distanssitoiminto ei
havahdu

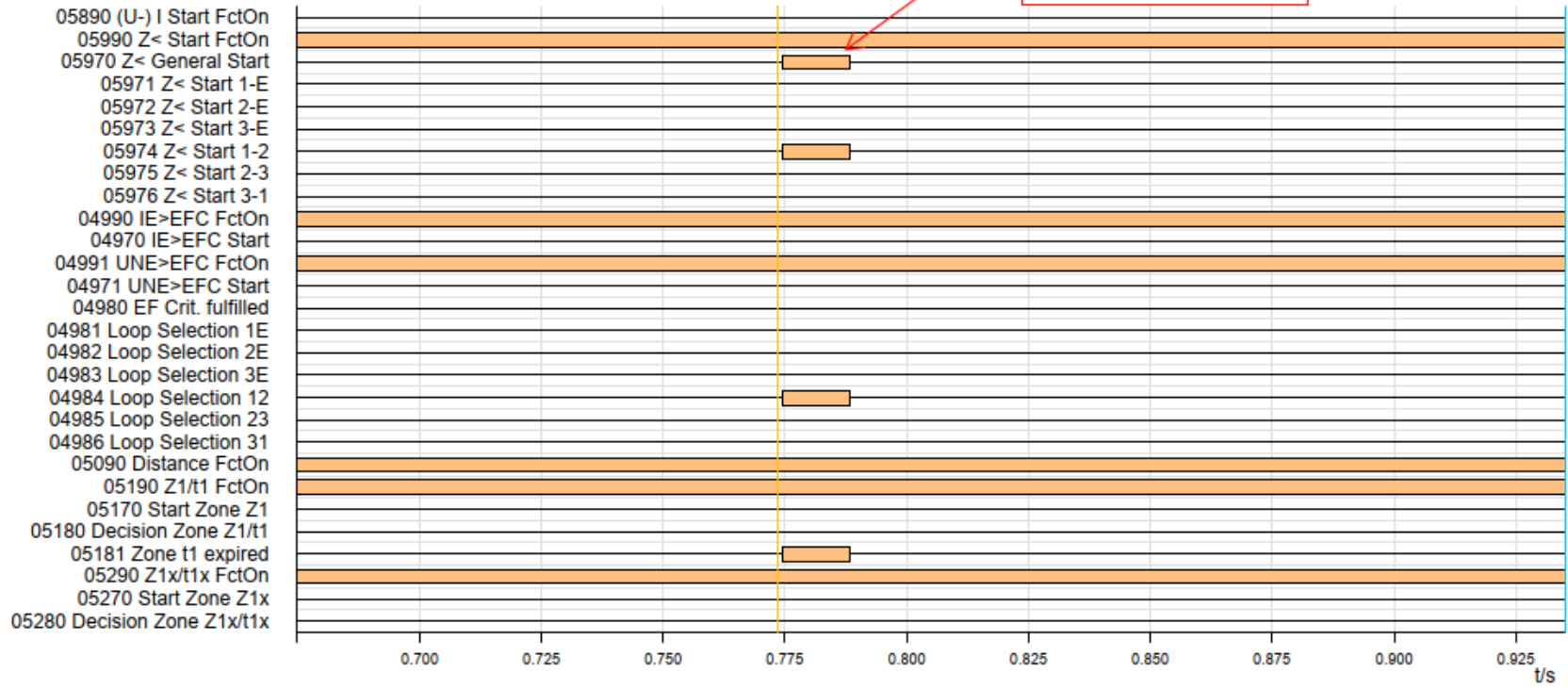


PERNOONKOSKI

- 156 -

Sprecher Sprecon-E-P
DDEY6-2 suojareleen
distanssitoiminto
havahtuu

10.9.2023 / 9.54.44.057



Liite 3. AE05F1A ja F1B suojarleiden vertailu AE05-johtolähtökentän 3-vaihe oikosulku häiriössä

PERNOONKOSKI

- 150 -

28.9.2023 / 12.33.13.142

	Time in ms	Measuring Signal	Instantaneous	R.M.S.
Cursor 1:	13,0	K1:CT SUM IL1	6,4713 kA	9,4508 kA
Cursor 2:	13,0	K2:iL1	7,1462 kA	9,2719 kA
C2 - C1	0,0	K2:iL1 - K1:CT SUM IL1	0,6750 kA	-0,1789 kA

L1-vaiheen virtojen tehollisarvoissa pientä eroa, digipuolen rele mittaa hieman suurempaa virtaa. Mittaukset otettu sinisen kursorin kohdalta. Tässä kaikki virran taajuudet ja DC-komponentti mukana.

Siemens 7SA612 + analoginen virtamittaus

ABB RED670 (AE05F1A) + optinen virtamittaus ja MU-laite

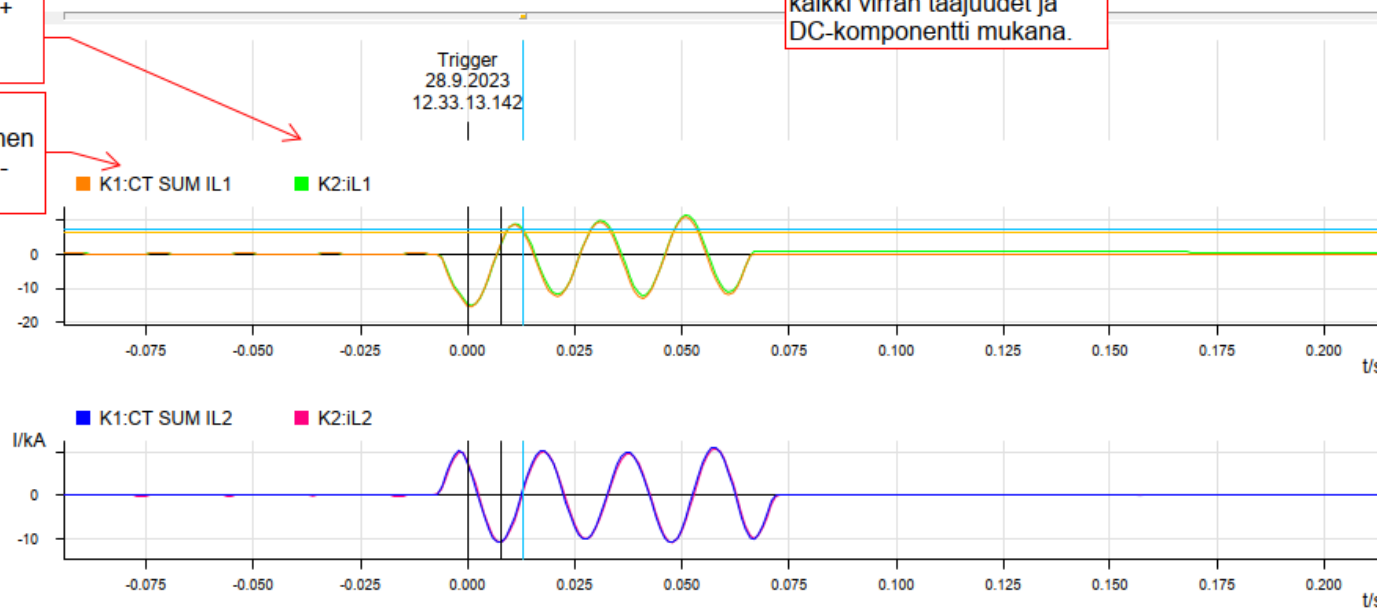


ABB RED670
(AE05F1A) +
analoginen
kiskojännitemittaus ja
SAMU-laite

Siemens 7SA612 +
analoginen
kiskojännitemittaus

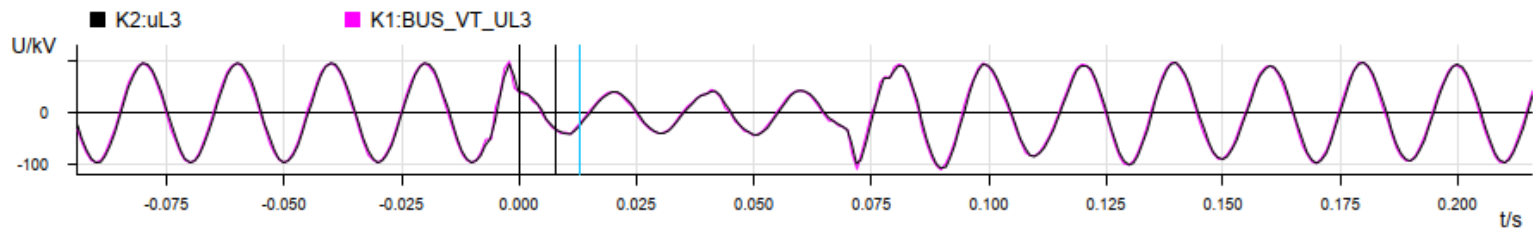
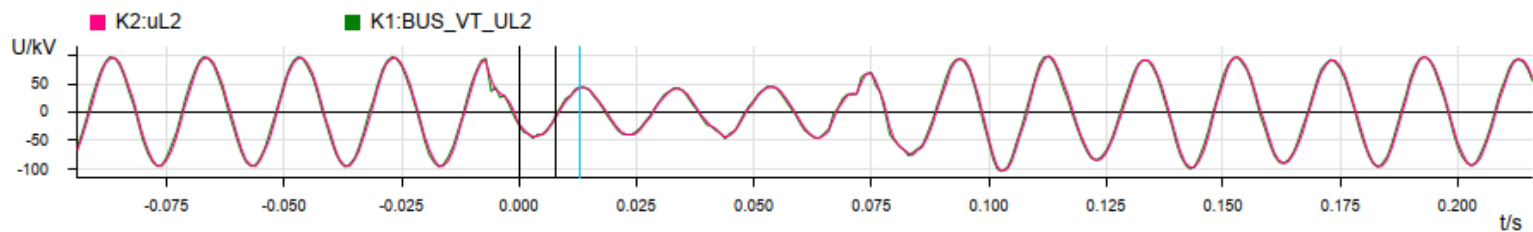
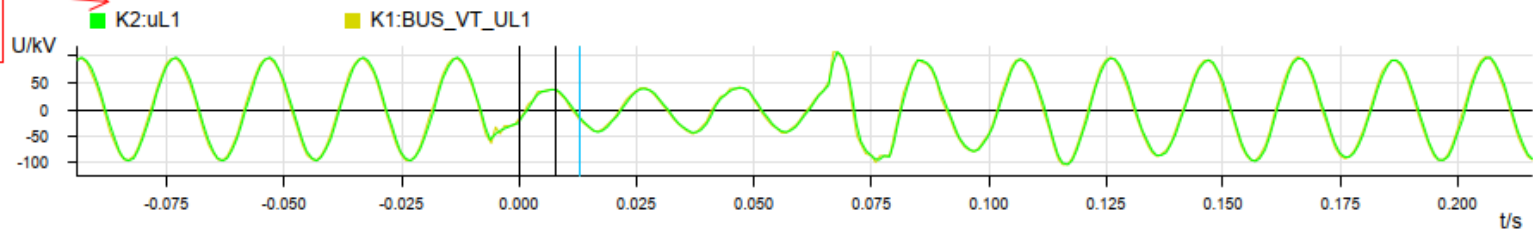
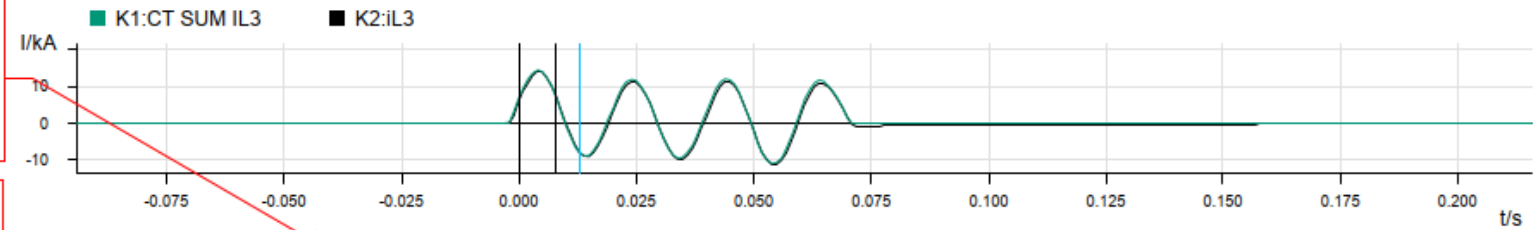


ABB RED670 ja Siemens 7SA612 mittaukset sinisen kursorin kohdalta. Huom. mittausravot sisältävät vain 50 Hz osuuden virroista ja jännitteistä.

Measuring Signal	Fundamental / Sub-Harm	Phase	Extremum	DC	2. Harm. /	3. Harm. /	5. Harm. /	7. Harm. /
K1:CT SUM IL1	8,3812 kA	0,0°	8,5681 kA	50,10 %	9,80 %	7,40 %	2,90 %	2,80 %
K2:iL1	8,2812 kA	-2,8°	8,8031 kA	48,00 %	10,30 %	7,50 %	2,70 %	2,40 %
K1:CT SUM IL2	7,2874 kA	-129,4°	-10,991 kA	8,00 %	7,30 %	4,90 %	1,40 %	1,70 %
K2:iL2	7,1468 kA	-133,5°	-10,943 kA	9,50 %	7,00 %	4,40 %	1,10 %	1,20 %
K1:CT SUM IL3	6,5115 kA	122,6°	14,346 kA	65,90 %	22,30 %	15,90 %	5,80 %	5,90 %
K2:iL3	6,2700 kA	119,4°	13,885 kA	66,90 %	24,00 %	15,60 %	5,00 %	5,00 %
K1:BUS_VT_UL1	29,313 kV	75,6°	36,899 kV	6,60 %	8,80 %	11,70 %	7,00 %	9,00 %
K2:uL1	29,654 kV	71,2°	37,618 kV	7,70 %	10,20 %	12,40 %	6,30 %	6,90 %
K1:BUS_VT_UL2	30,979 kV	-54,1°	43,222 kV	0,40 %	4,90 %	4,50 %	1,10 %	3,30 %
K2:uL2	32,372 kV	-59,4°	-43,170 kV	3,40 %	3,10 %	0,60 %	4,90 %	2,80 %
K1:BUS_VT_UL3	37,692 kV	-160,8°	-39,927 kV	17,40 %	29,00 %	30,00 %	8,40 %	11,30 %
K2:uL3	37,866 kV	-166,8°	-40,005 kV	16,50 %	29,00 %	28,40 %	5,60 %	7,30 %

Fingrid-110kV Pernoonkoski

28.9.2023 / 12.33.13.142

ABB RED670
havahtui distanssin
vyöhykkeillä 2,3 ja 5

TRIP
GEN. START
ZMFPDIS-STPE
ZMFPDIS-TRZRV
ZMFPDIS-STZRV
ZCOM CS
ZM01-TRIP
ZM01-START
ZM02-TRIP
ZM02-START
ZM03-TRIP
ZM03-START
ZM04-TRIP
ZM04-START
ZM05-TRIP
ZM05-START
SOTF-TRIP
ZCOM-TRIP
ZCAL-TRWEI
ZCAL_IREVBL
ZMFPDIS-STFWL
ZMFPDIS-STFWL
ZMFPDIS-STFWL
ZMFPDIS-STFWP
PSD1-START
IEF-TRIP
IOC1-TRIP
PSD-ZOUT

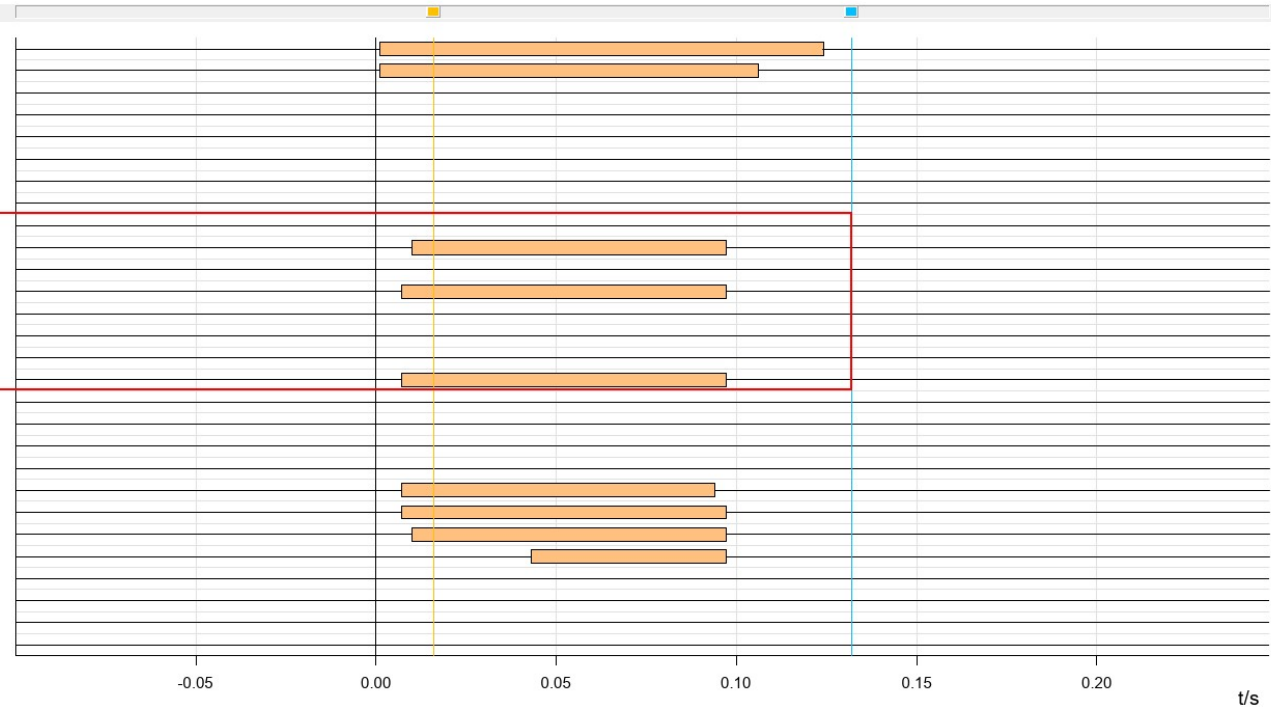
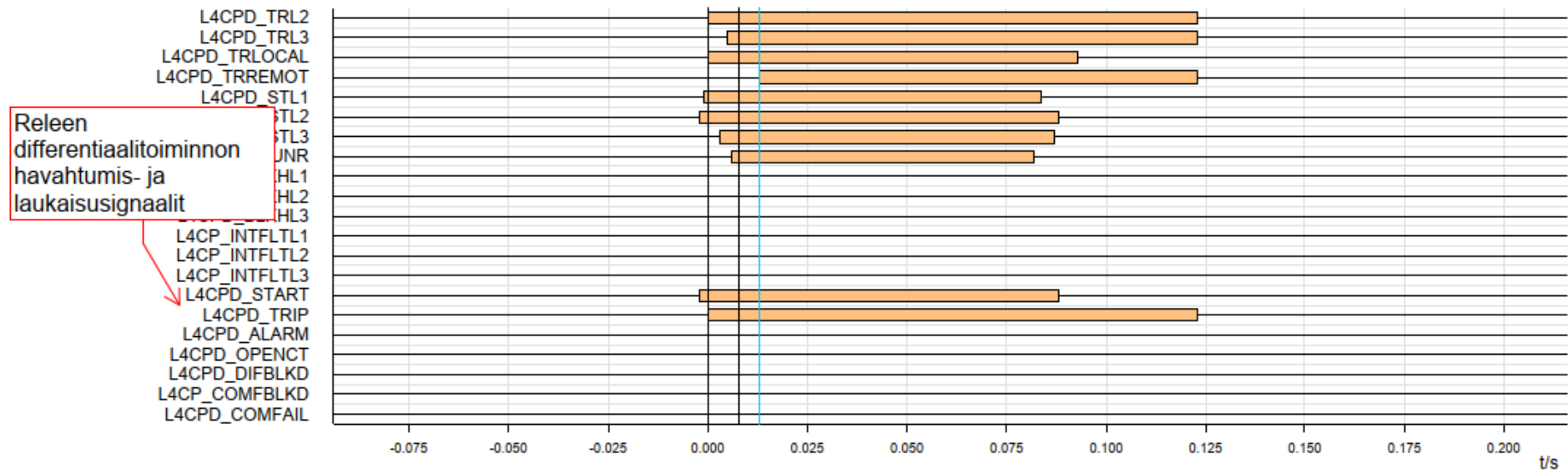


ABB RED670 (AE05F1A)
signaalit

PERNOONKOSKI

- 155 -

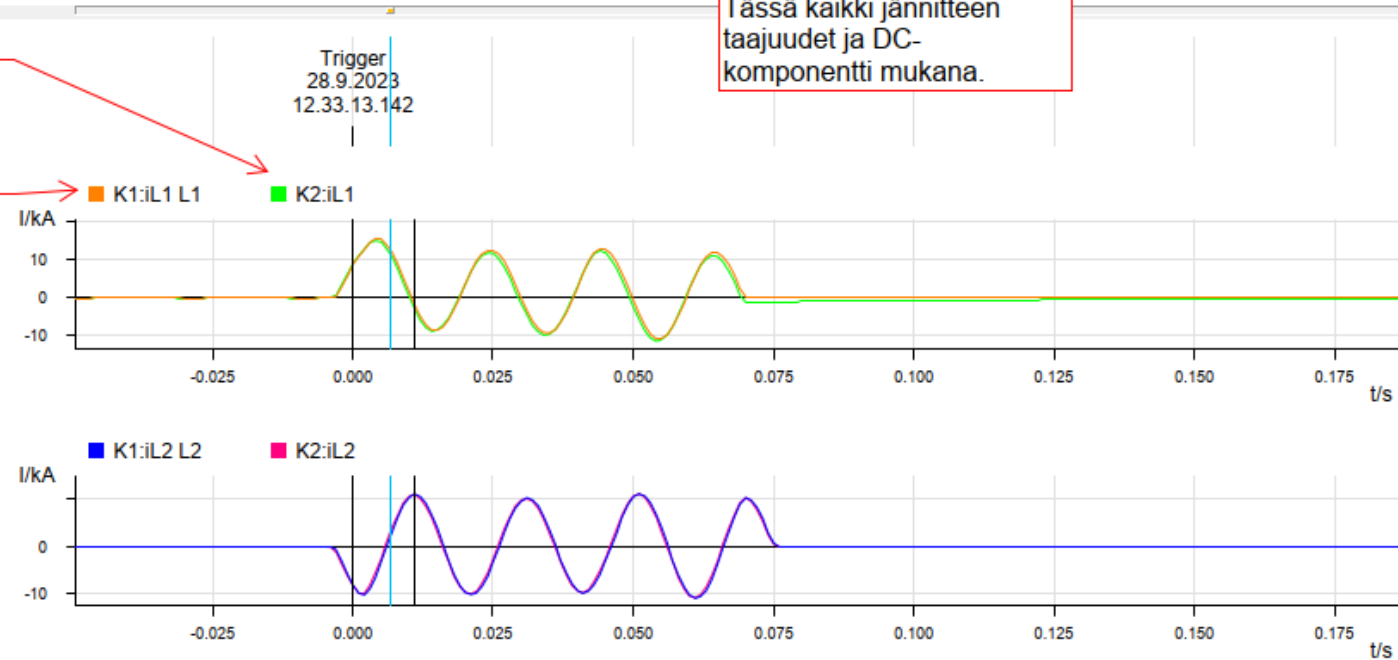
28.9.2023 / 12.33.13.142



	Time in ms	Measuring Signal	Instantaneous	R.M.S.
Cursor 1:	6,8	K1:uL1E L1	-20,176 kV	52,920 kV
Cursor 2:	6,8	K2:uL1	-23,035 kV	52,727 kV
C2 - C1	0,0	K2:uL1 - K1:uL1E L1	-2,859 kV	-0,193 kV

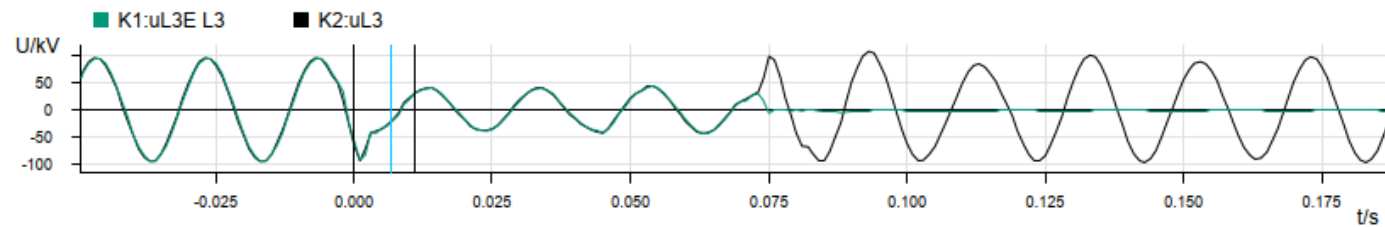
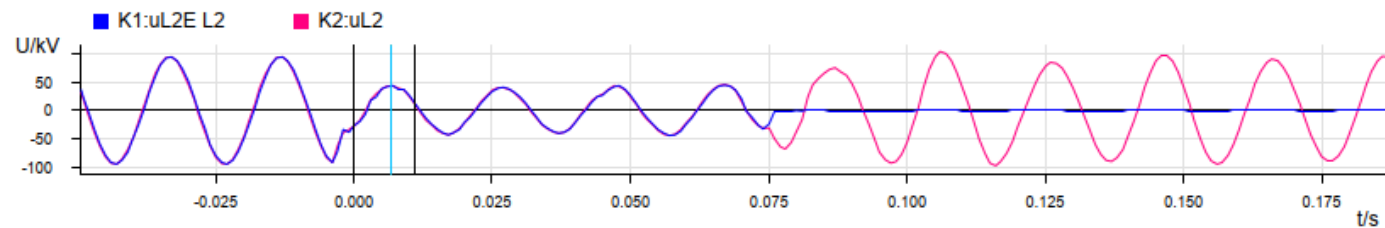
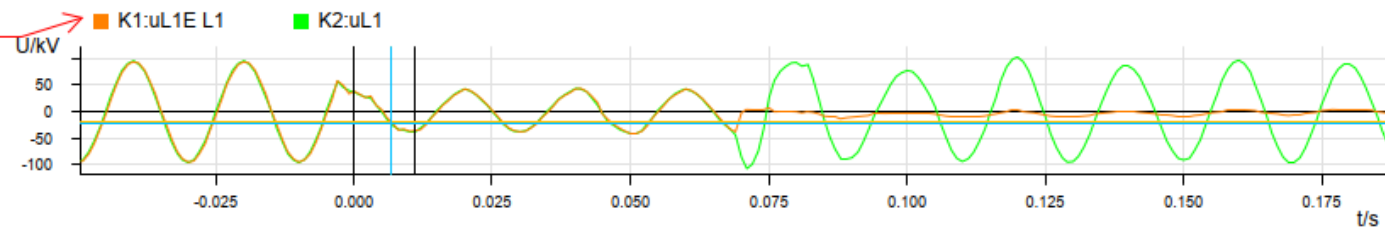
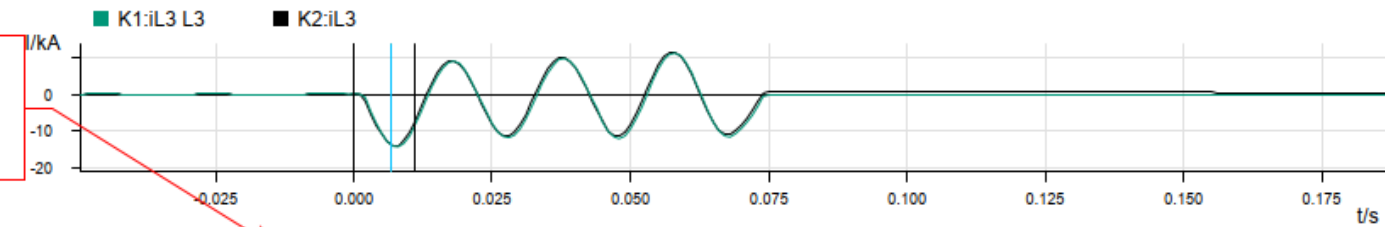
L1-vaiheen jännitteiden tehollisarvoissa pientä eroa, digipuolen rele mittaa hieman suurempaa jännitettä. Mittaukset otettu sinisen kursorin kohdalta. Tässä kaikki jännitteen taajuudet ja DC-komponentti mukana.

Siemens 7SA612 + analoginen virtamittaus
Sprecher Sprecon-E-P DDEY6-2 (AE05F1B) + optinen virtamittaus ja MU-laite



Siemens 7SA612 +
analoginen
kiskojäännitemittaus

Sprecher Sprecon-E-
P DDEY6-2
(AE05F1B) +
analoginen
johtojännitemittaus ja
SAMU-laite



Sprecher Sprecon-E-P DDEY6-2 ja Siemens

7SA612 mittaukset sinisen kursorin kohdalta.

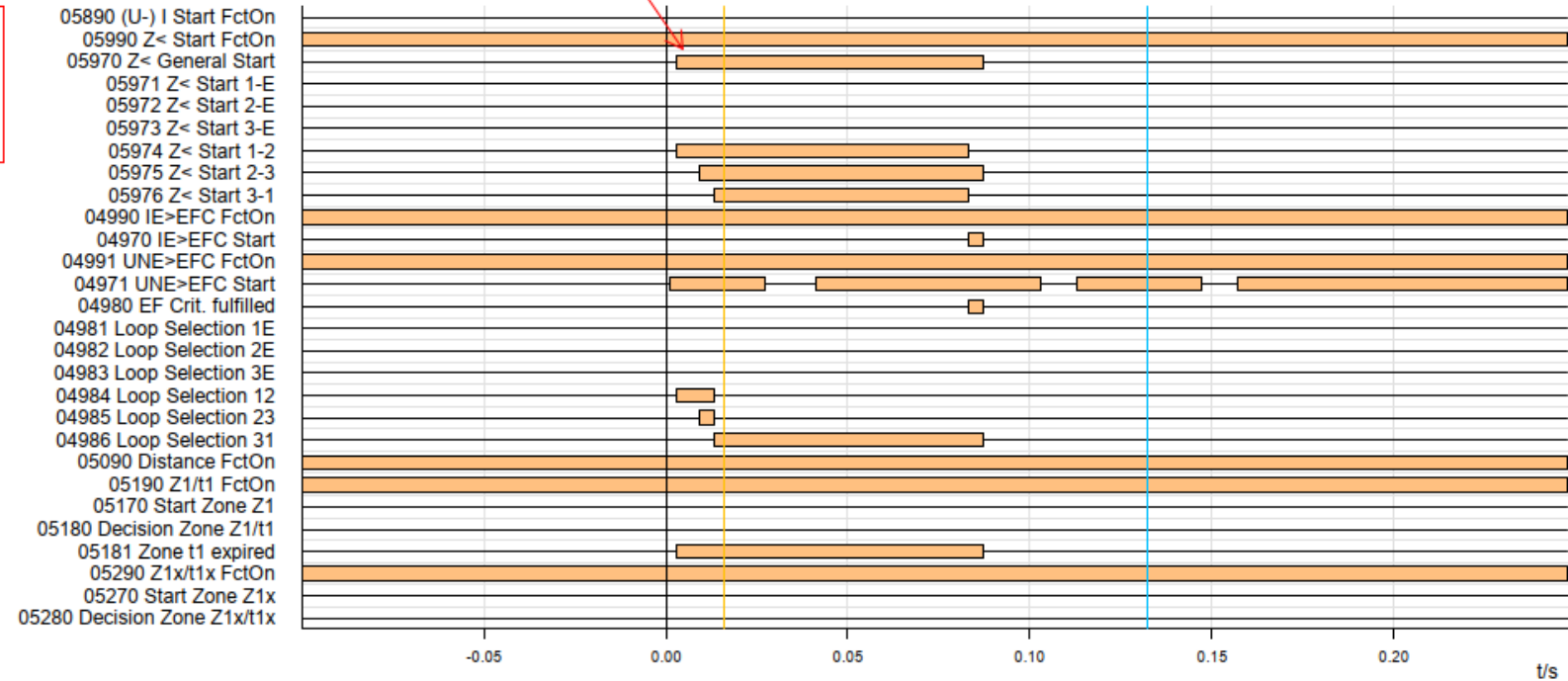
Huom. mittausravot sisältävät vain 50 Hz osuuden virroista ja jännitteistä.

Measuring Signal	Fundamental / Sub-Harm	Phase	Extremum	DC	2. Harm. /	3. Harm. /	5. Harm. /	7. Harm. /
K1:iL1 L1	5,7240 kA	0,0°	15,336 kA	94,80 %	32,30 %	17,50 %	7,90 %	5,80 %
K2:iL1	5,6043 kA	2,9°	14,991 kA	96,10 %	30,30 %	16,90 %	7,40 %	4,70 %
K1:iL2 L2	3,4091 kA	-144,6°	-10,374 kA	80,50 %	55,90 %	11,10 %	3,80 %	3,40 %
K2:iL2	3,3487 kA	-138,5°	-9,8759 kA	77,90 %	57,40 %	11,40 %	5,00 %	4,10 %
K1:iL3 L3	3,1768 kA	143,6°	0,1080 kA	74,60 %	73,60 %	43,70 %	17,80 %	13,30 %
K2:iL3	3,2872 kA	145,6°	0,08294 kA	75,50 %	71,10 %	39,70 %	17,40 %	11,00 %
K1:uL1E L1	48,900 kV	58,7°	29,469 kV	26,20 %	28,30 %	5,60 %	2,40 %	3,40 %
K2:uL1	48,878 kV	61,4°	57,242 kV	25,80 %	28,10 %	4,70 %	1,50 %	1,50 %
K1:uL2E L2	48,502 kV	-65,2°	-39,052 kV	6,30 %	29,60 %	4,30 %	1,10 %	2,90 %
K2:uL2	48,010 kV	-61,8°	43,170 kV	7,50 %	29,40 %	5,60 %	1,90 %	3,30 %
K1:uL3E L3	56,864 kV	-177,8°	-42,973 kV	16,90 %	22,60 %	18,00 %	4,30 %	5,00 %
K2:uL3	56,957 kV	-174,5°	-93,729 kV	17,10 %	22,20 %	17,10 %	4,00 %	3,10 %

Fingrid-110kV Pernoonkoski D/S01-DRK2 AE05F1B EP94|FitNo24895-SPRECON/DDEY6-5608

28.9.2023 / 12.33.13.142

Sprecher
Sprecon-E-
P DDEY6-2
(AE05F1B)
signaalit

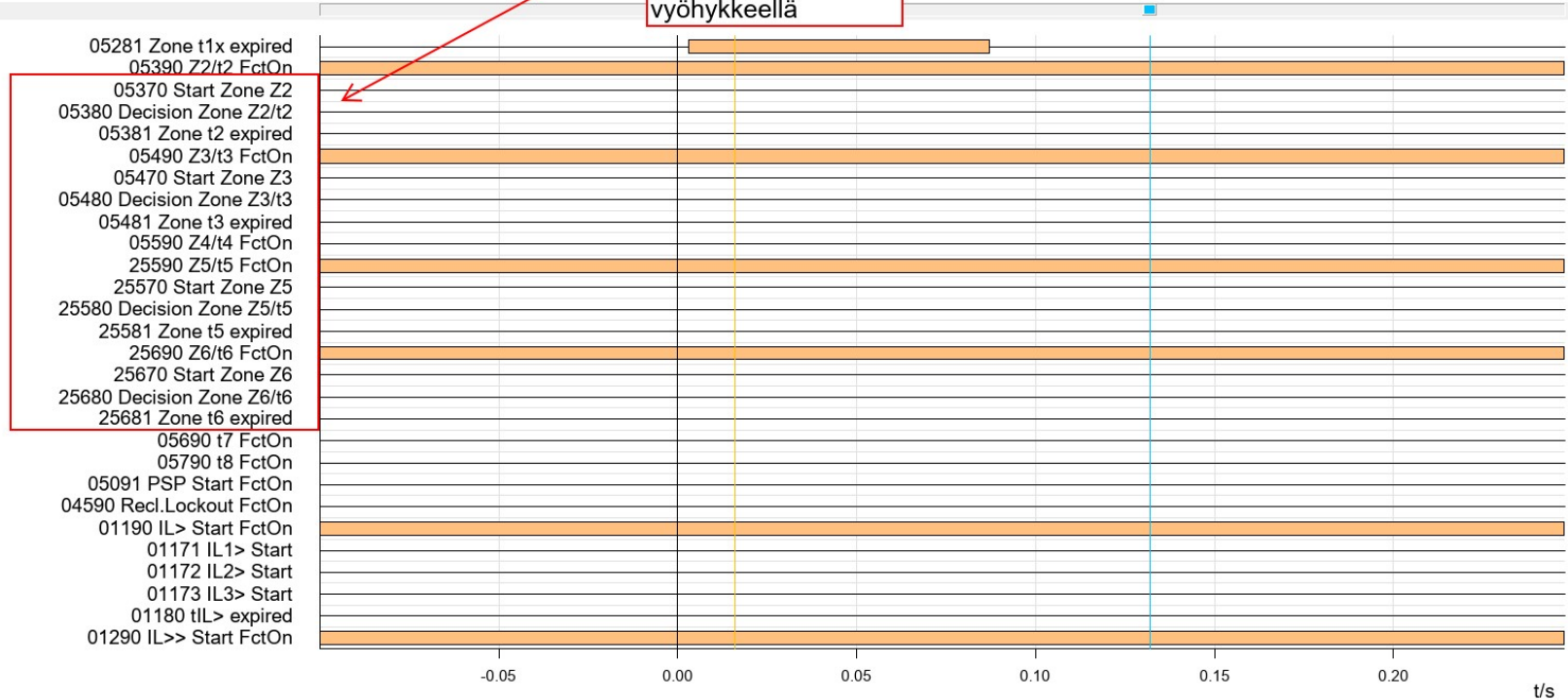


Fingrid-110kV Pernoonskoski D/S01-DRK2 AE05F1B EP9

Sprecher Sprecon-E-
P DDEY6-2 ei
tallenteen mukaan
havahtunut millään
vyöhykkeellä

ON/DDEY6-5608

28.9.2023 / 12.33.13.142



Suojarele havahtui kentän toisen suojareleen tavoin vyöhykkeellä 2, mutta havahtumista ei tullut näkyville releen häiriötallenteeseen. Havahtumissignaalin puuttuminen johtui releen yksilöllisestä asettelusta, joka mahdollisti kyseisen toiminnan.

Liite 4. AE06F1A ja F1B suojarleiden vertailu toisen johtolähtökentän L1-E maasulku häiriössä

PERNOONKOSKI

- 118 -

12.12.2022 / 13.52.21.504

	Time in ms	Measuring Signal	Instantaneous	R.M.S.
Cursor 1:	757,9	K1:CTAE06 IL1	0,5072 kA	0,9330 kA
Cursor 2:	757,9	K2:iL1	0,5917 kA	0,9347 kA
C2 - C1	0,0	K2:iL1 - K1:CTAE06 IL1	0,0844 kA	0,0017 kA

Maasulkuvian kohteena olevan L1-vaiheen virtojen tehollisarvoissa ei juurikaan eroa. Mittaukset otettu sinisen kursorin kohdalta. Tässä kaikki virran taajuudet ja DC-komponentti mukana.

Siemens 7SA612 + analoginen virtamittaus

ABB REL670 (AE06F1A) + optinen virtamittaus ja MU-laite

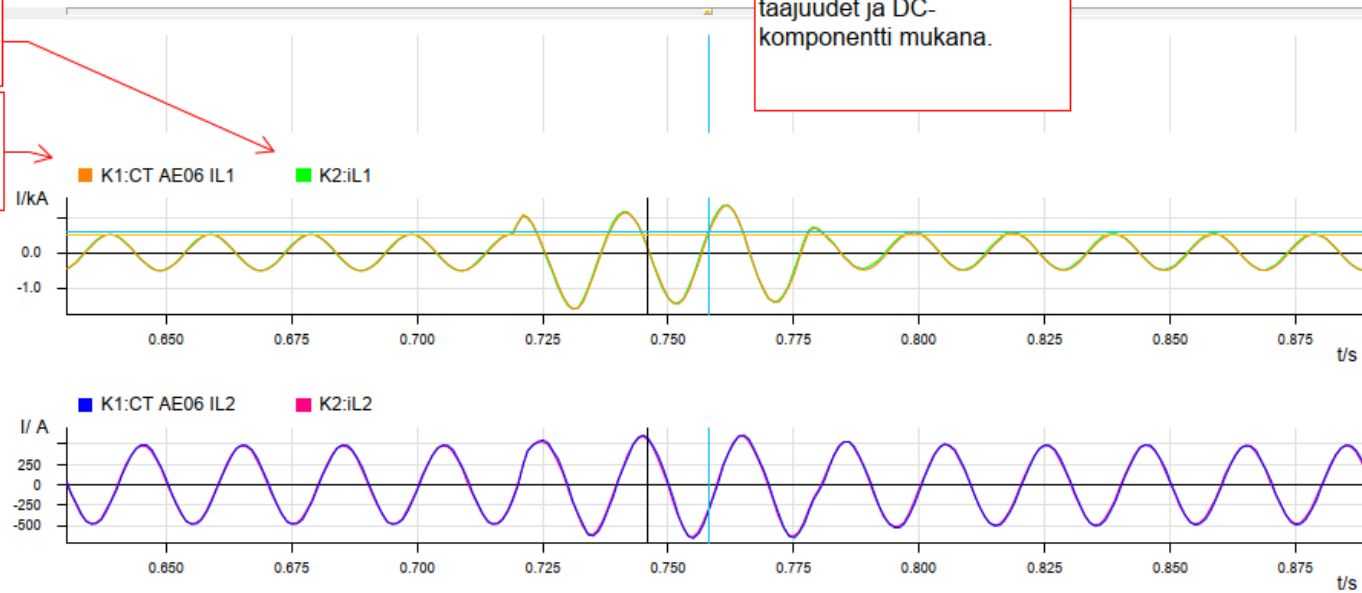


ABB REL670
(AE06F1A) +
analoginen
kiskojännitemittaus ja
SAMU-laite

Siemens 7SA612 +
analoginen
kiskojännitemittaus

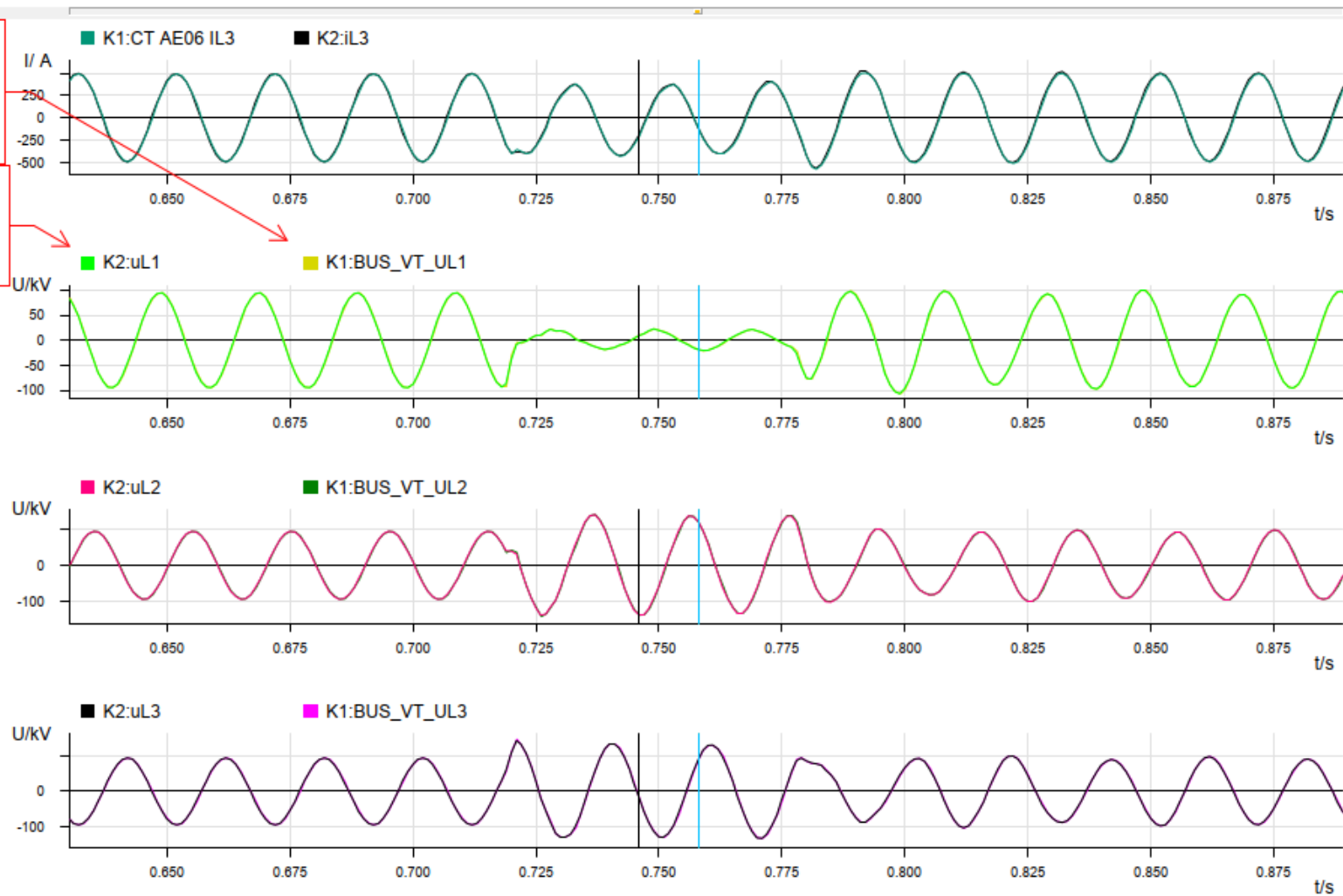


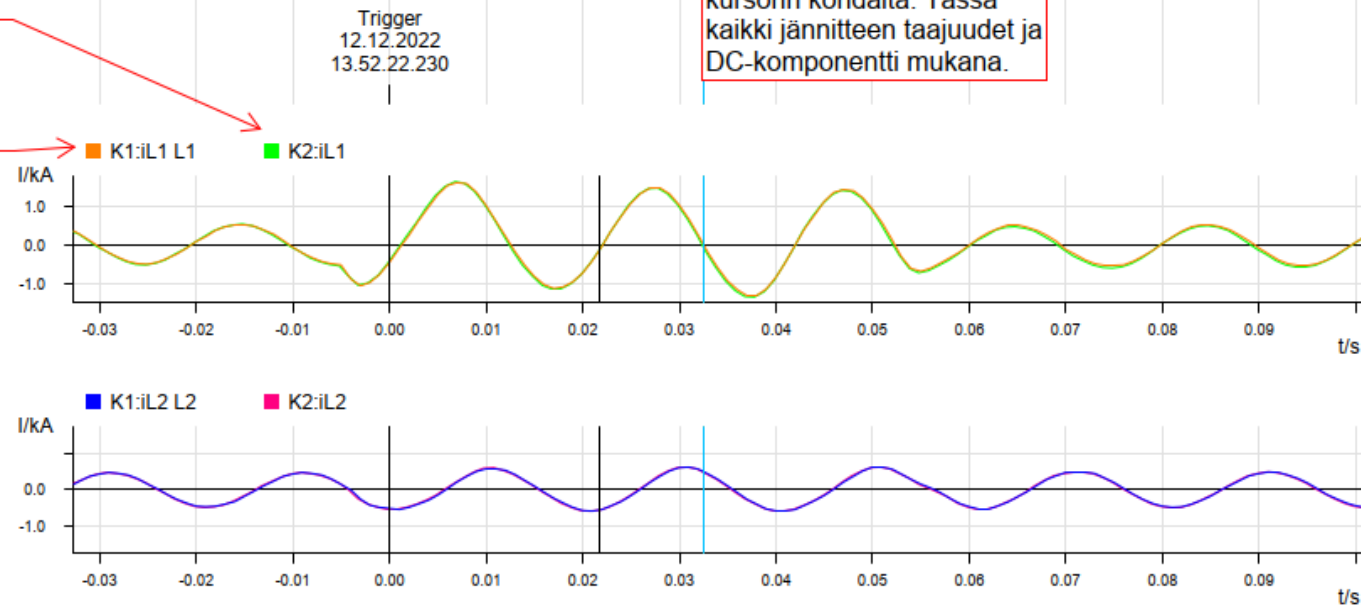
ABB REL670 ja Siemens 7SA612 mittaukset sinisen kursorin kohdalta. Huom. mittausarvot sisältävät vain 50 Hz osuuden virroista ja jännitteistä.

Measuring Signal	Fundamental / Sub-Harm.	Phase	Extremum	DC	2. Harm. /	3. Harm. /	5. Harm. /
K1:CT AE06 IL1	0,9241 kA	0,0°	-1,4643 kA	13,30 %	3,90 %	0,90 %	0,50 %
K2:iL1	0,9282 kA	2,7°	-1,4488 kA	11,20 %	3,90 %	1,00 %	0,60 %
K1:CT AE06 IL2	436,03 A	-61,6°	-653,31 A	0,40 %	4,30 %	2,90 %	0,10 %
K2:iL2	427,05 A	-58,5°	-641,43 A	0,80 %	4,20 %	2,40 %	0,10 %
K1:CT AE06 IL3	289,11 A	164,8°	372,74 A	11,00 %	1,50 %	1,40 %	0,50 %
K2:iL3	289,74 A	167,2°	381,54 A	8,70 %	1,30 %	1,30 %	0,40 %
K1:BUS_VT_UL1	13,795 kV	-139,5°	22,603 kV	3,80 %	6,00 %	3,90 %	2,70 %
K2:uL1	13,814 kV	-138,1°	22,166 kV	3,70 %	5,80 %	3,60 %	2,00 %
K1:BUS_VT_UL2	97,494 kV	90,1°	138,48 kV	0,60 %	1,80 %	1,00 %	0,70 %
K2:uL2	97,409 kV	91,5°	137,34 kV	0,60 %	1,80 %	0,90 %	0,60 %
K1:BUS_VT_UL3	94,528 kV	16,4°	-130,73 kV	0,60 %	1,80 %	0,90 %	0,50 %
K2:uL3	94,465 kV	17,8°	-131,01 kV	0,60 %	1,80 %	0,90 %	0,50 %

	Time in ms	Measuring Signal	Instantaneous	R.M.S.
Cursor1:	32,47905	K1:uL1E L1	12,823 kV	13,590 kV
Cursor2:	32,47905	K2:uL1	13,092 kV	13,699 kV
C2 - C1	-0,00000	K2:uL1 - K1:uL1E L1	0,269 kV	0,109 kV

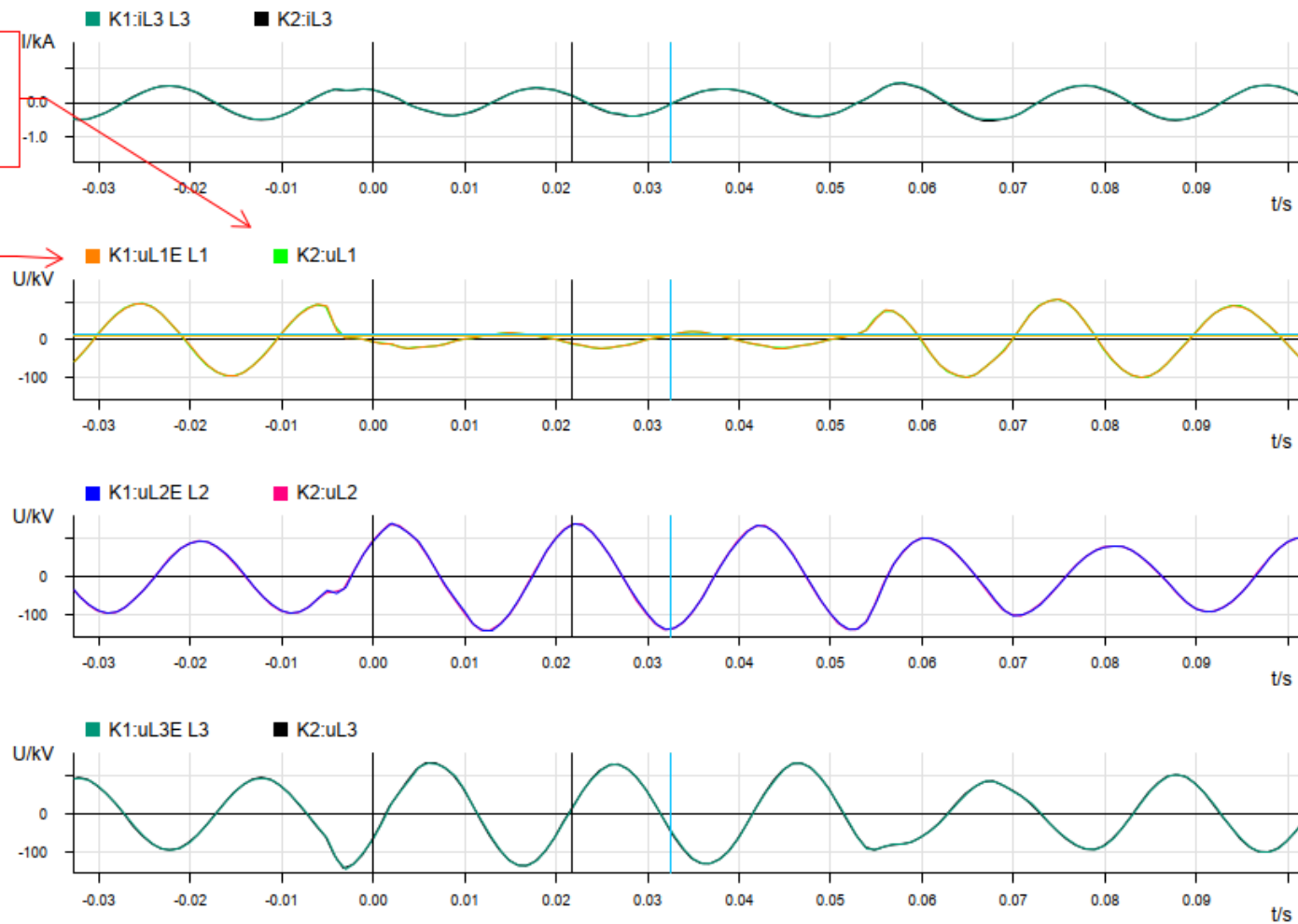
Maasulkuvian kohteena olevan L1-vaiheen jännitteiden tehollisarvoissa pientä eroa, tavanomainen suojariele mittaa hieman suurempaa jännitettä. Mittaukset otettu sinisen kursorin kohdalta. Tässä kaikki jännitteen taajuudet ja DC-komponentti mukana.

Siemens 7SA612 + analoginen virtamittaus
Sprecher Sprecon-E-P DDEY6-2 (AE06F1B) + optinen virtamittaus ja MU-laite



Siemens 7SA612 +
analoginen
kiskojäännitemittaus

Sprecher Sprecon-E-
P DDEY6-2
(AE06F1B) +
analoginen
johtojännitemittaus ja
MU-laite



Sprecher Sprecon-E-P DDEY6-2 ja Siemens

7SA612 mittaukset sinisen kursorin kohdalta.

Huom. mittausrvot sisältävät vain 50 Hz osuuden virroista ja jännitteistä.

Measuring Signal	Fundamental / Sub-Harm.	Phase	Extremum	DC	2. Harm. /	3. Harm. /	5. Harm. /
K1:iL1 L1	0,9174 kA	0,0°	1,4520 kA	13,90 %	3,40 %	0,80 %	0,50 %
K2:iL1	0,9259 kA	2,1°	1,4488 kA	11,60 %	3,40 %	0,90 %	0,40 %
K1:iL2 L2	422,99 A	-61,2°	636,00 A	0,80 %	4,30 %	3,00 %	0,40 %
K2:iL2	425,98 A	-58,7°	641,43 A	0,50 %	4,40 %	2,80 %	0,30 %
K1:iL3 L3	287,22 A	164,8°	-366,00 A	11,40 %	1,30 %	1,30 %	0,50 %
K2:iL3	289,68 A	166,7°	-381,54 A	8,50 %	1,20 %	1,20 %	0,50 %
K1:uL1E L1	13,532 kV	-139,2°	-22,275 kV	4,50 %	6,20 %	3,20 %	2,70 %
K2:uL1	13,646 kV	-138,9°	-22,166 kV	4,80 %	6,10 %	2,90 %	2,00 %
K1:uL2E L2	97,281 kV	90,2°	-138,48 kV	0,90 %	2,00 %	1,30 %	0,40 %
K2:uL2	97,765 kV	91,0°	-137,34 kV	0,90 %	1,90 %	1,00 %	0,30 %
K1:uL3E L3	94,443 kV	16,7°	130,67 kV	0,90 %	1,80 %	0,60 %	0,30 %
K2:uL3	94,691 kV	17,6°	131,01 kV	0,80 %	1,80 %	0,50 %	0,30 %

Liite 5. AE06-kentän Merging Unit -laitteiden poisto- ja kytkentäohje

AE06-kentän Artech Merging Unit -laitteiden poisto-ohje

Laitteen irrotus:

1. Laitteen poisto aloitettiin katsomalla piirikaavioista ja johdotusluetteloista, mistä analogiset jännitemittaukset saadaan jännitteettömäksi. Oikea jakokaappi löytyi kuvien perusteella, jonka jälkeen AE06-kentän johtojännitemuuntajien suojakytkimet avattiin. Suojakytkinten avaamisen jälkeen jakokaappiin lisättiin ”älä kytke” -varoituskilpi kuvan 1 mukaisesti.



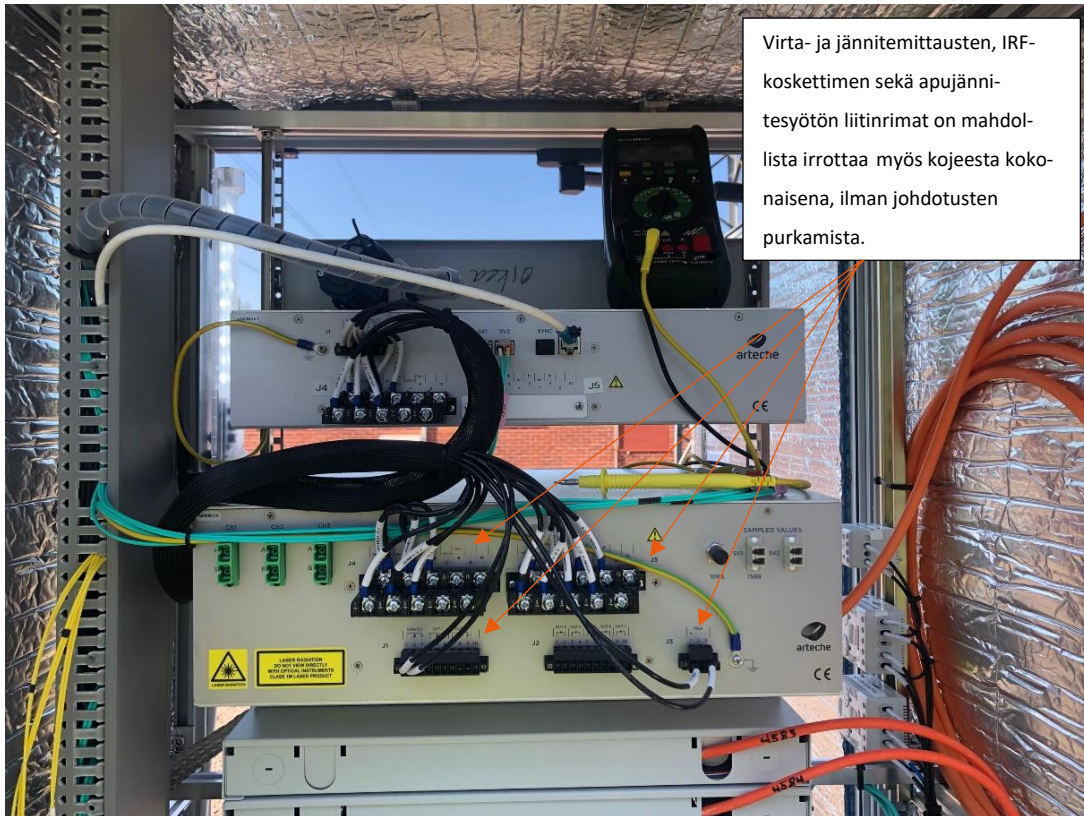
Kuva 1. Älä kytke -varoituskilven asennus

2. Seuraavaksi avattiin vielä MU-laitteiden apujännitesyöttöjen johdonsuojakytkimet, sekä IRF-koskettimen (Internal Relay Failure) riviliitin. IRF-koskettimen apujännitesyöttöä ei saanut johdonsuojakytkimeltä jännitteettömäksi, koska samasta lähdöstä oli haaroitettu syöttöjä muillekin laitteille.

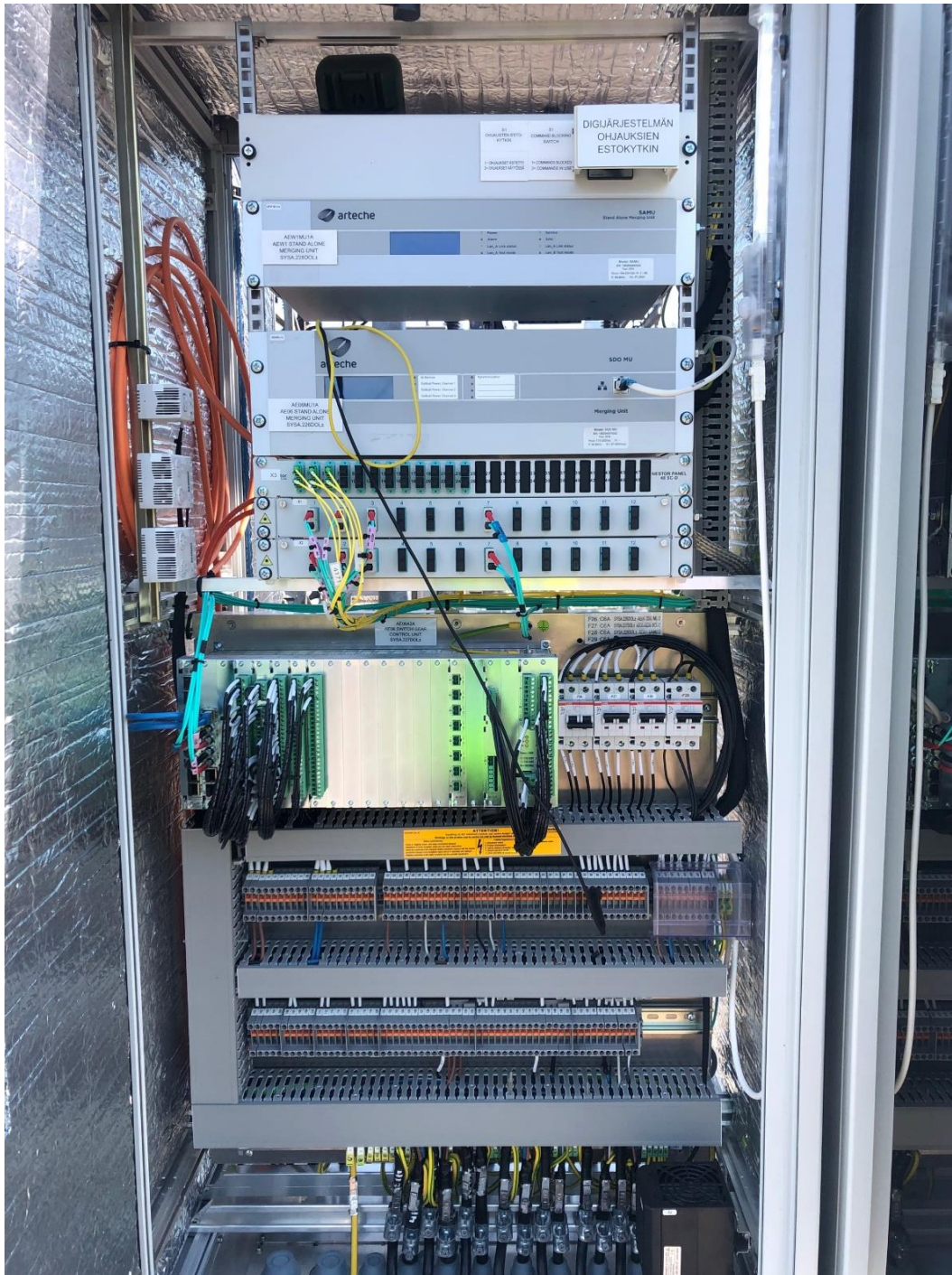


Kuva 2. Laitteiden apujännitesyöttöjen avaus ja älä kytke -kilven asennus

3. Ennen laitteen takapaneelin johdotusten irrotusta varmistettiin vielä apujännitesyötön, IRF-koskettimelle tulevan apujännitesyötön sekä jännitemittauspiirin jännitteettömyys yleismittarilla. AE06MU1A-laitteella takapaneeliin tuli myös analogisiin virtakanaviin johdotukset. Laitteen virranmittaus tulee optisilta mittamuuntajilta kuituja pitkin. Tarkemman tarkastelun perusteella selvisi, että virtakanavien johdotukset oli viety vain riviliittimille asti, mutta kentältä ei kaapelia liittimille tullut. Virtamittausoptio tulevaisuutta ajatellen kuitenkin löytyy. Käyttämättömät virtakanavien riviliittimet varmistettiin vielä yleismittarin jatkuvuusmittauksella.

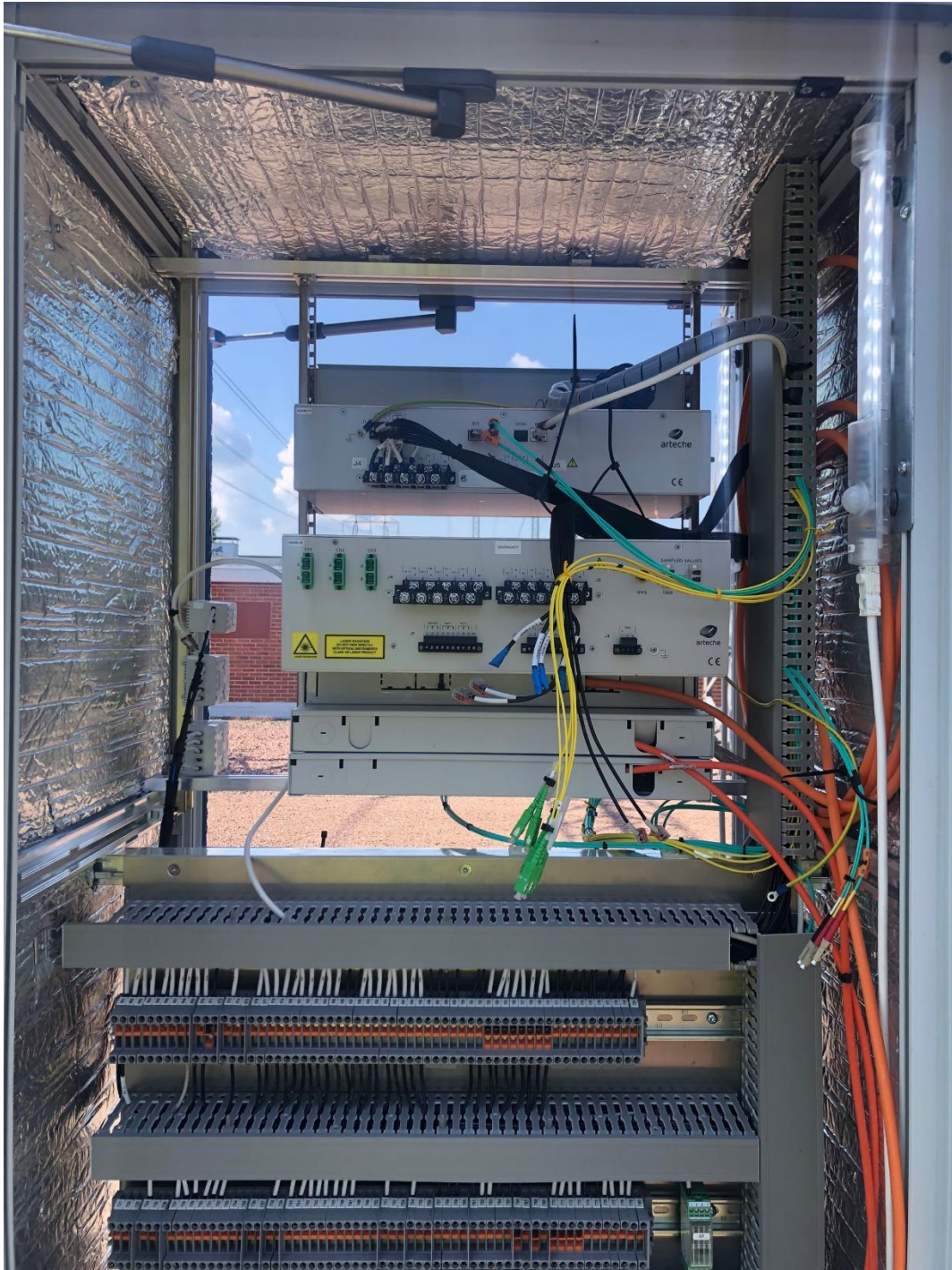


Kuva 3. Laitteen takapaneelin jännitteettömyyden toteaminen yleismittarilla



Kuva 4. Jatkuvuusmittaus virtakanavilta riviliittimille

4. Jännitteettömyyden toteamisen jälkeen laitteen takapaneelin johdotukset poistettiin. Kuitukaapelit tulpattiin kaapeleihin sopivilla tulpilla, jännite- ja virtamittaukset teipattiin sekä IRF-koskettimen ja laitteen apujännitesyötön johdotukset tulpattiin Wago-liittimillä.

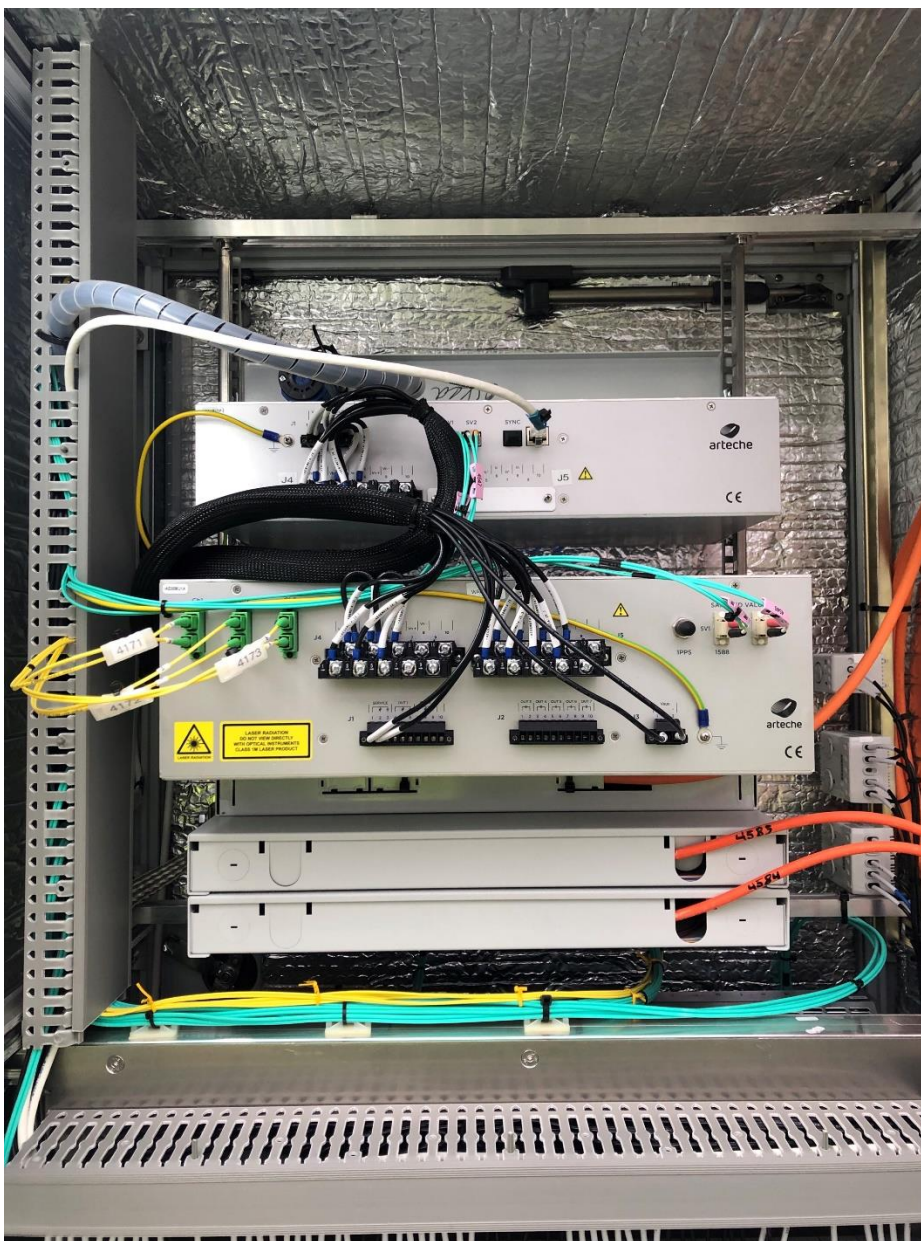


Kuva 5. Laitte valmis poistettavaksi.

AE06-kentän Artechen Merging Unit -laitteiden kytkentäohje

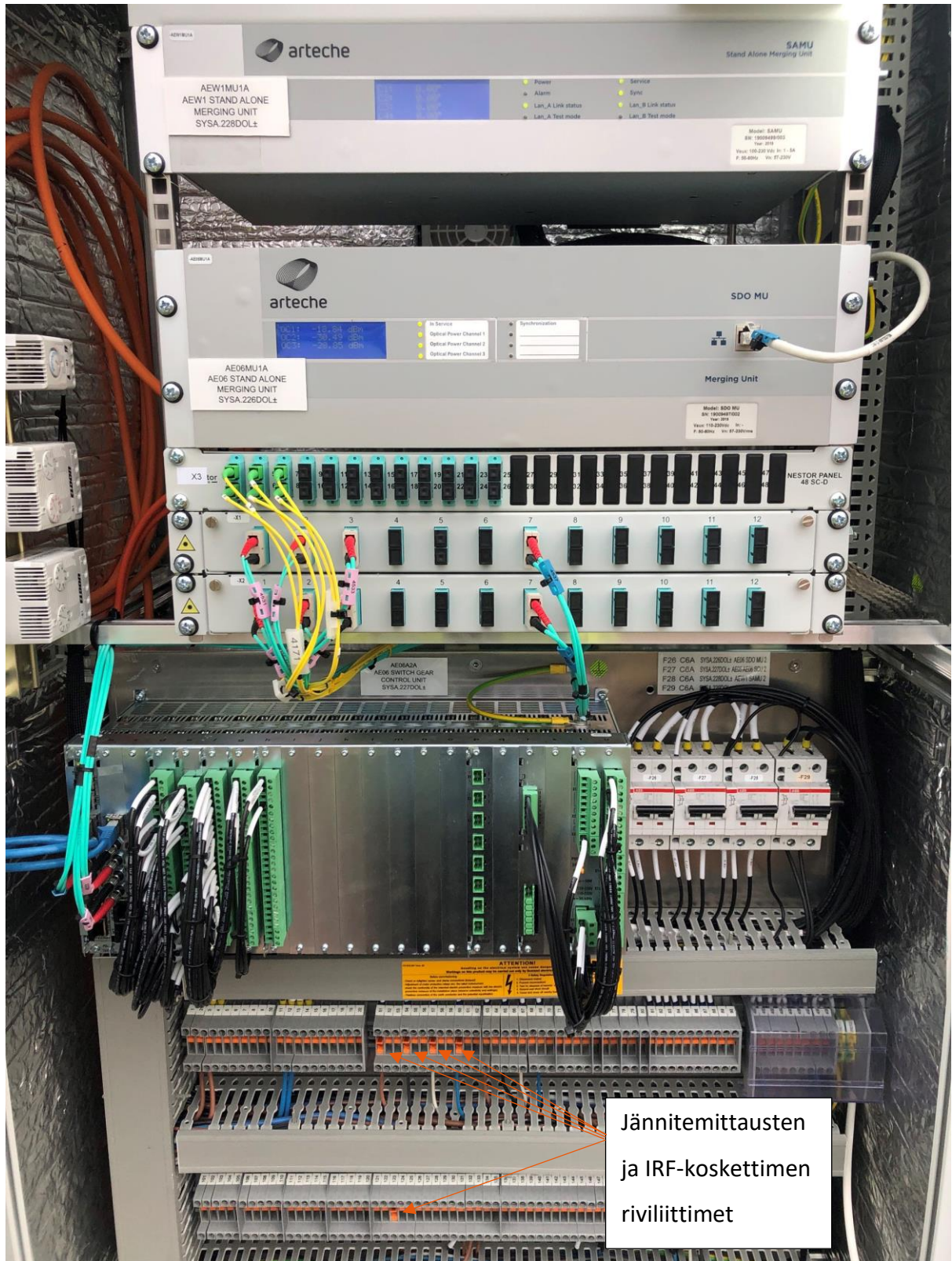
Laitteen kytkentä:

1. Laitteen takaisinkytkentä aloitettiin varmistamalla johtojännitemuuntajien ja laitteiden apujännitysyöttöjen suojakytkinten, sekä IRF-koskettimen riviliittimen auki asento.
2. Kytkentätilanteen muuttumattomuuden toteamisen jälkeen laitteen takapaneelin johdotukset kytkettiin takaisin. Kytkennät varmistettiin poistovaiheessa otetuilla kuvilla. Kytkentätilanteessa säästää aikaa, jos liitinrimat irrottaa poistovaiheessa kokonaisina. Näitä ei tarvitse yleensä tehtaalle lähettää. Kuitukaapelien kytkennät täytyy silti varmistaa.



Kuva 6. Laitteen takapaneelin johdotukset kytkettyinä

3. Kytkenän oikeellisuuden varmistamisen jälkeen kytkettiin laitteelle apujännitesyöttö, jonka jälkeen laite oli konfiguraation lataamisen jälkeen valmis käytettäväksi.
4. Lopuksi suljettiin jännitemittausten ja IRF-koskettimen riviliittimet, jonka jälkeen otettiin johtojohtimien jakokaapilla jännitemittauspiirit takaisin käyttöön.



Kuva 7. MU-laite (keskellä) kytkettynä takaisin prosessiväylään

Liite 6. Merging Unit (AE05MU01A) -laitteen testikytkentä

Testauskytkennän toteutus:

1. Aloitettiin 1 min pituinen verkkoliikenteen nauhoitus
2. Pakotettiin PTP-aikasykronointi LANiin A
3. Irtyttiin Merging Unit (AE05MU01A) LANista A, jolloin laitteella ei ollut enää aikasykronointia.
4. Jatkettiin tallennetta yli laitteen holdover ajan (16 s) ja lopetettiin tallennus.

Lopputulokset: Holdover ajan jälkeen (smpSync) synkronointiparametrin piti muuttua arvosta 2 (synkronoitu) → arvoon 0 (synkronoimaton), joka ei tapahtunut.

Yhteenveto: Palauttaessa laitteelle aikälähteen, se menetti omasta mielestään aikälähteen ja muutti (smpSync) synkronointiparametrin arvoon 0 ja tämän jälkeen differentiaalirele (AE05F1A) lukkiutui. Tämä ei tapahtunut aina aikälähteen menettämisen jälkeen.

