

**SUOJAUSJÄRJESTELMÄ JA KOESTAMINEN IEC-61850
DIGITAALISELLA SÄHKÖASEMALLA**

Huotari Jarkko

Opinnäytetyö
Sähkö- ja automaatiotekniikka
Insinööri (AMK)

2022

Sähkö- ja automaatiotekniikka
Insinööri (AMK)

Tekijä	Huotari Jarkko	Vuosi	2022
Ohjaaja	Ins. (YAMK) Aila Petäjäjärvi		
Toimeksiantaja	Omexom		
	DI Petteri Mikander		
Työn nimi	Suojausjärjestelmä ja koestaminen IEC-61850 digitaalisen sähköasemalla		
Sivu- ja liitesivumäärä	49 + 2		

Tässä opinnäytetyössä perehdyttiin digitaalisiin sähköasemiin. Keskeisinä asioina oli selvittää, miten digitaalinen sähköasema eroaa perinteisestä sähköasemasta ja mitä muutoksia se asettaa sähköasemilla tehtäviin koestuksiin. Olen-naista oli myös selvittää uuden toteutustavan tuomat hyödyt ja haitat. Opinnäytetyön toimeksiantaja oli Infratek Finland Oy:n sähköasemapalvelut-yksikkö, joka toimii Omexom-brändin alla.

Työn tavoitteena oli hankkia toimeksiantajalle lisää tietoa digitaalisista sähköasemista ja niiden koestamisesta. Koestuksilla varmistetaan laitteiden vaatimustenmukaisuus ja oikeanlainen toiminta eri tilanteissa. Digitaalisiin sähköasemiin liittyvien standardien syvempi tarkastelu ja testilaitteiston suunnittelu rajattiin jo alkuvaiheessa opinnäytteen ulkopuolelle aiheen kokonaislaajuuden vuoksi.

Työn tuloksena saatiin toimeksiantajalle lisätietoa digitaalisista sähköasemista. Työhön on kerätty tietoa keskeisimmistä standardeista ja merkittävimmistä muutoksista perinteisiin aseemiin verrattuna sekä esitelty koestuksiin tarvittavaa laitteistoa. Opinnäytetyötä voidaan käyttää yrityksen uusien tai aiheeseen perehtyvien henkilöiden koulutuksen tukena.

Avainsanat IEC-61850, prosessiväylä, digitaalinen sähköasema, sampled values

Electrical Engineering
Bachelor of Electrical Engineering

Author	Huotari Jarkko	Year	2022
Supervisor	Aila Petäjäjärvi, M.Sc		
Commissioned by	Omexom		
	Petteri Mikander, M.Sc		
Subject of thesis	Protection System and Commissioning in IEC-61850 Digital Substation		
Number of pages	49 + 2		

This thesis studied digital substations. The main themes were to find out how digital substations differ from conventional substations and its requirements for secondary testing procedures. Essential part was also to find out the pros and cons of digital substations. The client of this thesis was Infratek Finland Oy. The company provides substation services in Finland under the Omexom brand.

The goal of the thesis was to provide the client with more knowledge of digital substations and secondary testing methods. The secondary tests ensure the equipment compliance and correct operation in all circumstances. A deeper examination of the standards related to digital substations and the design of the test equipment were limited outside the thesis in the initial stages due to the overall scope of the topic.

As a result of the thesis more information of digital substations was gathered. The thesis contains information of the most important standards and the most significant changes compared to conventional substations. Test equipment needed for commissioning are also presented. The thesis can be used as training material for new employees.

Key words IEC-61850, process bus, digital substation, sampled values

SISÄLLYS

1	JOHDANTO	8
2	OMEXOM	9
3	PERINTEINEN SÄHKÖASEMA.....	10
3.1	Sähköasemien suojausjärjestelmät	11
3.2	Konventionaaliset mittamuuntajat	12
3.3	Ensiö- ja toisilaitteiden väliset kaapeloinnit	14
3.4	Sähköasema-automaatio	16
4	DIGITAALINEN SÄHKÖASEMA.....	18
4.1	Keskeiset standardit	18
4.2	Kommunikointiprotokollat.....	19
4.2.1	Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE)	19
4.2.2	Sampled Values (SV).....	21
4.2.3	Manufacturing Message Specification (MMS).....	21
4.3	Asema- ja prosessiväylä	22
4.3.1	RSTP-, PRP- ja HSR-väyläprotokollat.....	24
4.3.2	Aikasynkronointi	26
4.4	Epäkonventionaaliset mittamuuntajat	27
4.5	Ensiö- ja toisilaitteiden väliset kaapeloinnit	30
4.6	Merging Unit	31
5	DIGITALISOINNIN VAIKUTUS SUOJARELEIDEN KOESTAMISEEN	34
5.1	Tehdas-, käyttöönotto- ja määräaikaiskoestukset.....	34
5.2	Koestusratkaisut digitaalisilla sähköasemilla	36
5.2.1	Omicronin testilaitteet ja -ohjelmistot.....	36
5.2.2	Käyttöönotto-koestuksiin tarvittava laitteisto	38
5.2.3	Kausikoestukseen tarvittava laitteisto.....	40
6	DIGITAALISTEN SÄHKÖASEMIEN EDUT JA HAASTEET	42
6.1	Toteutuneita hankkeita.....	42
6.2	Edut	43
6.3	Haasteet	45
7	POHDINTA.....	47

LÄHTEET	48
LIITTEET	50

ALKUSANAT

Haluan kiittää työnantajaani tämän opinnäytetyön mahdollistamisesta ja resursseista työn aikana. Kiitän myös työn ohjaaja Aila Petäjäjärveä hyvistä neuvoista ja materiaalihankinnoista.

Lisäksi haluan erityisesti kiittää työnantajan puolelta opinnäytetyöni edistymistä seurannutta Petteri Mikanderia arvokkaista neuvoista ja tuesta työn aikana. Kiitos kuuluu myös läheisilleni, jotka ovat kannustaneet minua eteenpäin haastavimpina hetkinä.

Rovaniemi 28.9.2022

Jarkko Huotari

KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET

AIS	Air Insulated Switchgear
DAN	Dual Attached Nodes
FAT	Factory Acceptance Test
GIS	Gas Insulated Switchgear
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
HSR	High-availability Seamless Redundancy
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device
IRIG-B	Inter-Range Instrumentation Group timecode B
LAN	Local Area Network
LPIT	Low Power Instrument Transformer
MU	Merging Unit
MMS	Manufacturing Message Specification
PPS	Pulse Per Second
PRP	Parallel Redundancy Protocol
RSTP	Rapid Spanning Tree Protocol
PTP	Precision Time Protocol
Retrofit	Toteutusmalli, jossa lisätään uutta tekniikkaa olemassa olevaan kokonaisuuteen
RTU	Remote Terminal Unit
SAN	Single Attached Nodes
SAT	Site Acceptance Test
SAMU	Sand Alone Merging Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SNTP	Simple Network Time Protocol
SV	Sampled Value

1 JOHDANTO

Sähköasemien kehitys on viime vuosina suuntautunut digitaalisiin sähköasemiin. Digitaaliset sähköasemat käsitetään toteutuksina, joissa kaikki tiedon- ja signaaliensirto tapahtuu digitaalisesti standardisarjan IEC-61850-mukaisissa asema- ja prosessiväylissä. Perinteisillä sähköasemilla on ollut pitkään käytössä asema- väyliä muun muassa suojarleiden välisessä viestiliikenteessä. Prosessiväylän myötä myös primäärilaitteiden ja suojarleiden väliset analogiset mittaus- ja ohjauksignaalit voidaan digitalisoida.

Tekniikkaa asemien toteutukseen on ollut jo pitkään olemassa, mutta vähäinen kokemus ja laitteiden investointihinnat sekä huoli kunnossapidon osaamistasosta ovat osaltaan hidastaneet kehityksen kulkua. Kansainväliset standardointijärjestöt ovat luoneet yhteisen pohjan toteutusten ja laitteistojen suunnitteluun, mutta laitevalmistajien hieman eriävät tulkinnat standardeista ovat aiheuttaneet laitteistojen yhteensopivuusongelmia. Standardeja on hiljalleen päivitetty korjaamaan näitä tulkintaeroja. Useat laitevalmistajat tarjoavat ratkaisuja digitaalisten sähköasemien toteutukseen ja käytännön kokemuksia on haettu pilottiprojekteilla niin ulkomaille kuin Suomessakin.

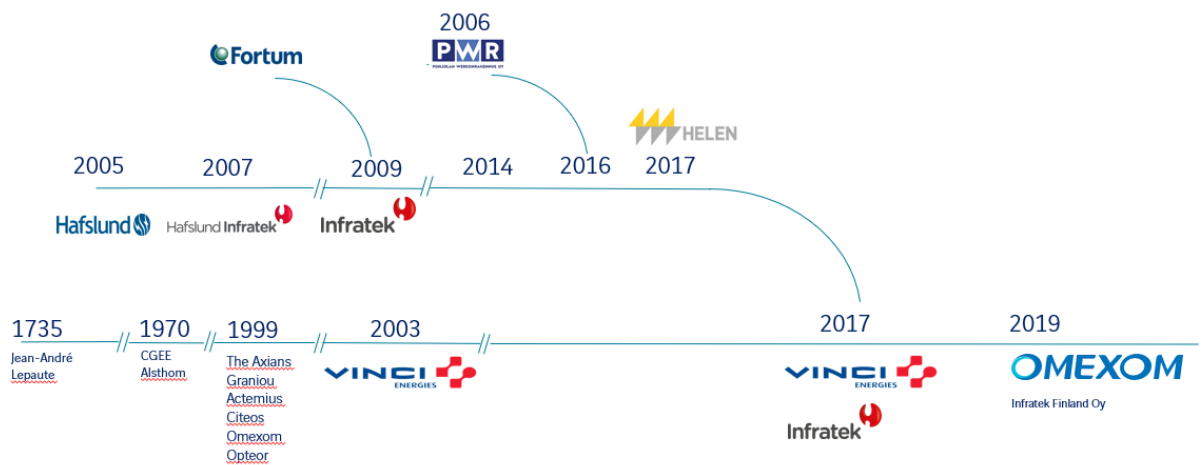
Tämän opinnäytetyön tarkoituksena on perehtyä perinteisen ja digitaalisen sähköaseman eroihin mittaussignaalien käsittelyssä. Työssä selvitetään, mitä laitteistoa mittaussignaalien käsittelyyn tarvitaan sekä mitä muutoksia tämä tarkoittaa suojarleiden koestusten kannalta. Olennainen asia on myös selvittää, mitä etuja ja haasteita asemien digitalisointi toisi. Opinnäytetyössä esitellään yleisellä tasolla sähköasemien suojausjärjestelmät ja tärkeimmät digitaalisiin sähköasemiin liittyvät standardit, mutta tarkempi standardien sisältöihin perehtyminen on rajattu aiheen ulkopuolelle.

2 OMEXOM

Omexom on yksi kansainvälisesti toimivan VINCI Energies-konsernin tuotemerkeistä, joka on erikoistunut tuottamaan palveluita koko energianjakelun arvoketjussa. Tällä hetkellä Omexom koostuu yli 400 liiketoimintayksiköstä 32 maassa. (Omexom 2021.)

VINCI Energies toimii maailmanlaajuisesti infrastruktuurin, teollisuuden, palvelujen ja ICT:n aloilla. Sillä on yli 80 000 työntekijää 55 maassa ja sen liikevaihto oli vuonna 2020 13,7 miljardia euroa. VINCI Energies kuuluu VINCI-konserniin, joka on listattu Pariisin pörssiin. (VINCI Energies 2021.)

Suomessa Omexomilla on viisi liiketoiminta-aluetta: jakeluverkkoprojektit, jakeluverkkopalvelut, sähköasemaprojektit, sähköasemapalvelut ja teollisuuspalvelut. Yhtiön liikevaihto oli vuonna 2020 64 miljoonaa euroa ja sillä on 260 työntekijää sen 12 toimipaikalla. (Omexom 2021.)

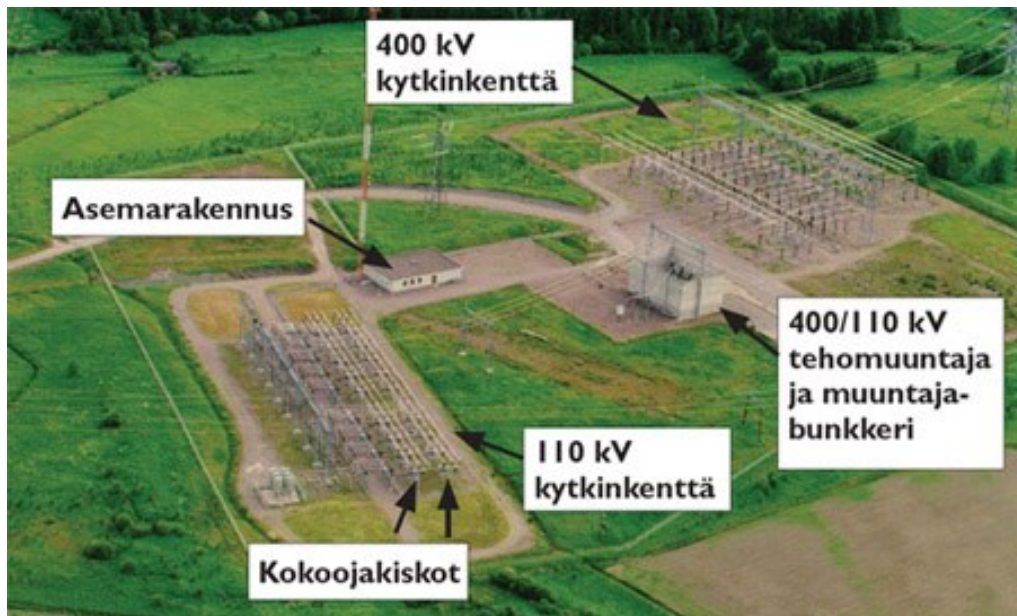


Kuva 1. Omexom Suomen historia (Omexom 2021)

Omexomin toiminta alkoi Suomessa, kun VINCI Energies osti Infratekin vuonna 2017 ja vuotta myöhemmin ruotsalaisen Eitech AB:n. Vuonna 2019 otettiin yhteisesti käyttöön brändinimi Omexom (Kuva 1). Suomen toimintojen juridisena nimenä säilyi kuitenkin Infratek Finland Oy. (Omexom 2021.)

3 PERINTEINEN SÄHKÖASEMA

Sähköasemat ovat sähkön siirto- ja jakeluverkkojen solmukohtia, joissa voidaan suorittaa kytkentöjä, keskittää ja jakaa energiansiirtoa eri johdoille sekä muuntaa jännitetasoa. Rakenteeltaan sähköasemat koostuvat ensiö- ja toisiolaitteista sekä kiinteistä rakenteista, kuten kytkinkentästä, asemarakennuksesta, muuntajabunkkereista ja aitauksesta. Ensiölaitteita ovat aseman kaikki komponentit, joiden kautta sähköenergia kulkee (Kuva 2). Näitä ovat muun muassa muuntajat, kiskostot, kompensointiyksiköt ja kytkinlaitteet, kuten erottimet ja katkaisijat. Toisiolaitteiden tehtävä on ohjata, valvoa ja suojata ensiöjärjestelmää sekä syöttää apusähköä ensiölaitteille. (Heikkilä 2004; Elovaara & Haarla 2011.)



Kuva 2. 440/110 kV sähköasema (Fingrid 2022)

Sähköasemat ovat monimutkaisia kokonaisuuksia, joiden rakenteeseen ja suunnitteluun vaikuttaa oleellisesti niiden käyttötarkoitus rakentamishetkellä ja tulevaisuuden mahdollisesti asettamat laajennustarpeet. Asemat voidaan rakentaa ilmaeristeisiksi avokytkinlaitoksiksi (AIS) tai kaasueristeisiksi kytkinlaitoksiksi (GIS), jolloin päästään huomattavasti kompaktimpaan kokoon kytkinlaitteistojen osalta. (Elovaara & Haarla 2011.)

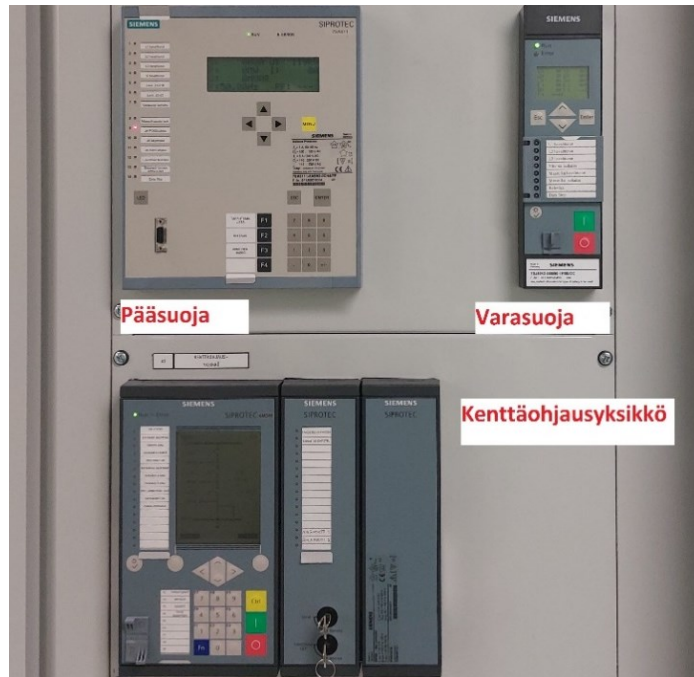
Perinteisellä sähköasemalla tarkoitetaan tässä opinnäytetyössä sähköasemaa, jossa ensiö- ja toisiopiirien väliset mittaus- ja ohjaussignaalit on toteutettu analogisina piireinä kuparikaapeloinnilla. Vaikka tällaiset asemat ovatkin pitkälle automatisoituja ja iso osa viesteistä liikkuu digitaalisessa muodossa asemaväylien kautta laitteilta toisille, ei niitä käsitetä digitaalisina asemina. Seuraavissa kappaleissa esitellään tarkemmin perinteisiä sähköasemia suojausjärjestelmien ja toisiojärjestelmien osalta.

3.1 Sähköasemien suojausjärjestelmät

Sähköasemien suojausjärjestelmät ovat tärkeä ja kriittinen osa sähkön siirto- ja jakeluverkkoja. Suojauksen tehtävänä on valvoa verkon tilaa ja erottaa vikaantunut verkon osa vian tai muun poikkeavuuden ilmaantuessa muusta verkosta. Joissakin tapauksissa, kuten avojohtoverkoissa, suojausjärjestelmä voi suorittaa myös automaattisen jälleenkytkennän häiriön poistamiseksi. Koko suojausjärjestelmän tulee toimia nopeasti, luotettavasti, selektiivisesti ja riittävän herkästi, huomioiden kaikki mahdolliset verkon kytkentätilanteet. (Elovaara & Haarla 2011.)

Suojausjärjestelmällä käsitetään suojauslaitteiden, mittamuuntajien, johdotuksen, laukaisupiirien, teholähteiden, tiedonsiirtojärjestelmien ja jälleenkytkentäautomatiikan muodostamaa kokonaisuutta. Vaikka suojausjärjestelmän yhtenä tehtävänä on antaa katkaisijalle avautumis- tai sulkeutumiskäsky, ei katkaisijoita määritellä varsinaisesti suojausjärjestelmän osaksi. (Elovaara & Haarla 2011.)

Sähköasemien suojaus- ja ohjauslaitteet ovat sijoitettu asemarakennuksen kenttäkohtaisiin relekaappeihin (Kuva 3). Laitteistojen kokoonpanot vaihtelevat suuresti suojaustarpeiden mukaan. Tyypillisesti suojattavassa kohteessa (esimerkiksi johtolähtö) on vähintään pää- ja varasuojaus. Näiden lisäksi sähköasemilla on käytössä muun muassa erilaisia kiskosuojia, kenttäohjausyksiköitä, jännitteensäätäjiä ja häiriöntallentimia.



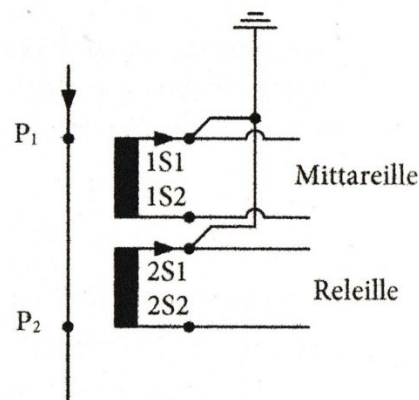
Kuva 3. 110 kV:n johtolähdön suojaus- ja ohjausyksiköt

3.2 Konventionaaliset mittamuuntajat

Mittamuuntajien tehtävänä on erottaa galvaanisesti päävirtapiirit mittaussiireistä ja muuntaa jännite- ja virta-arvot toisilaitteille sopiviin arvoihin. Oikein mitoitetut muuntajat suojelevat toisilaitteita ylikuormitukselta esimerkiksi päävirtapiirin oikosuluissa ja mahdollistavat näiden laitteiden keskittämisen etäämmälle mittauspaikasta. Toisiopiirien erottaminen päävirtapiiristä ja jännitetasojen alentaminen parantaa myös oleellisesti asemilla työskentelevien ihmisten turvallisuutta. (Elovaara & Haarla 2011.)

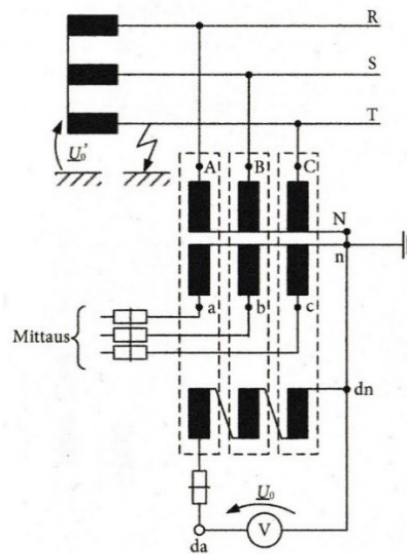
Perinteiset eli konventionaaliset mittamuuntajat perustuvat sähkömagneettiseen induktioon, joissa ensiöpiirin virta synnyttää rautasydämeen magneettivuon, joka puolestaan indusoi toisiopiiriin toisiovirran. Muuntajat ovat öljy-, SF6- tai valuhartsieristeisiä. Perinteisten muuntajien huonoina puolina pidetään rautasydämien kyllästymistä virtapiikkien aikana ja muuntajien sähköisistä ominaisuuksista johtuvia mittausrvo- ja kulmavääristymiä. Muuntajan käyttötarkoitus vaikuttaa oleellisesti sille asetettuihin vaatimuksiin mittaustarkkuuden ja muiden ominaisuuksien osalta. Nämä vaatimukset on esitelty IEC-standardisarjassa 61869. (Elovaara & Haarla 2011.)

Virtamuuntajat valmistetaan tyypillisesti erikseen mittaus- ja suojauskäämeillä (Kuva 4). Näin menetellään, koska suojaus- ja mittauskoiminoille asetetaan erilaiset vaatimukset mittausalueen ja -tarkkuuden osalta. Mittauskäämityksen tarkoituksena on mitata mahdollisimman tarkasti nimellialueella ja suojata siihen liitettöjä laitteita kyllästymlä ensioarvojen noustessa liian suuriksi. Suojauskäämitykselle taas on tärkeää kyetä mittaamaan myös nimellisarvojen monikerrota kyllästymlä, jotta suoja-releet pystyvät toimimaan oikein. Virtamuuntajat voidaan lisäksi varustaa kapasitiivisella jänniteulostulolla jännitemuodon mittausta varten. (Elovaara & Haarla 2011.)



Kuva 4. Virtamuuntajan suojaus- ja mittauskäämien kytkentäesimerkki. (Elovaara & Haarla 2011)

Jännitemuuntajat rakennetaan tavallisesti yksivaiheisiksi. Muuntajat mittaavat joko vaihejännitettä vaiheen ja maan väliltä tai pääjännitettä kahden vaiheen väliltä. Muuntajat toimivat yleensä induktiivisesti, mutta etenkin korkeimmilla suurjännitteillä kapasitiiviseen jännitteenjakoon perustuvat muuntajat voivat olla edullisempi vaihtoehto. Jännitemuuntajat voidaan varustaa myös ylimääräisellä avokolmiokäämityksellä nolajännitteen mittausta varten (Kuva 5). (Elovaara & Haarla 2011.)

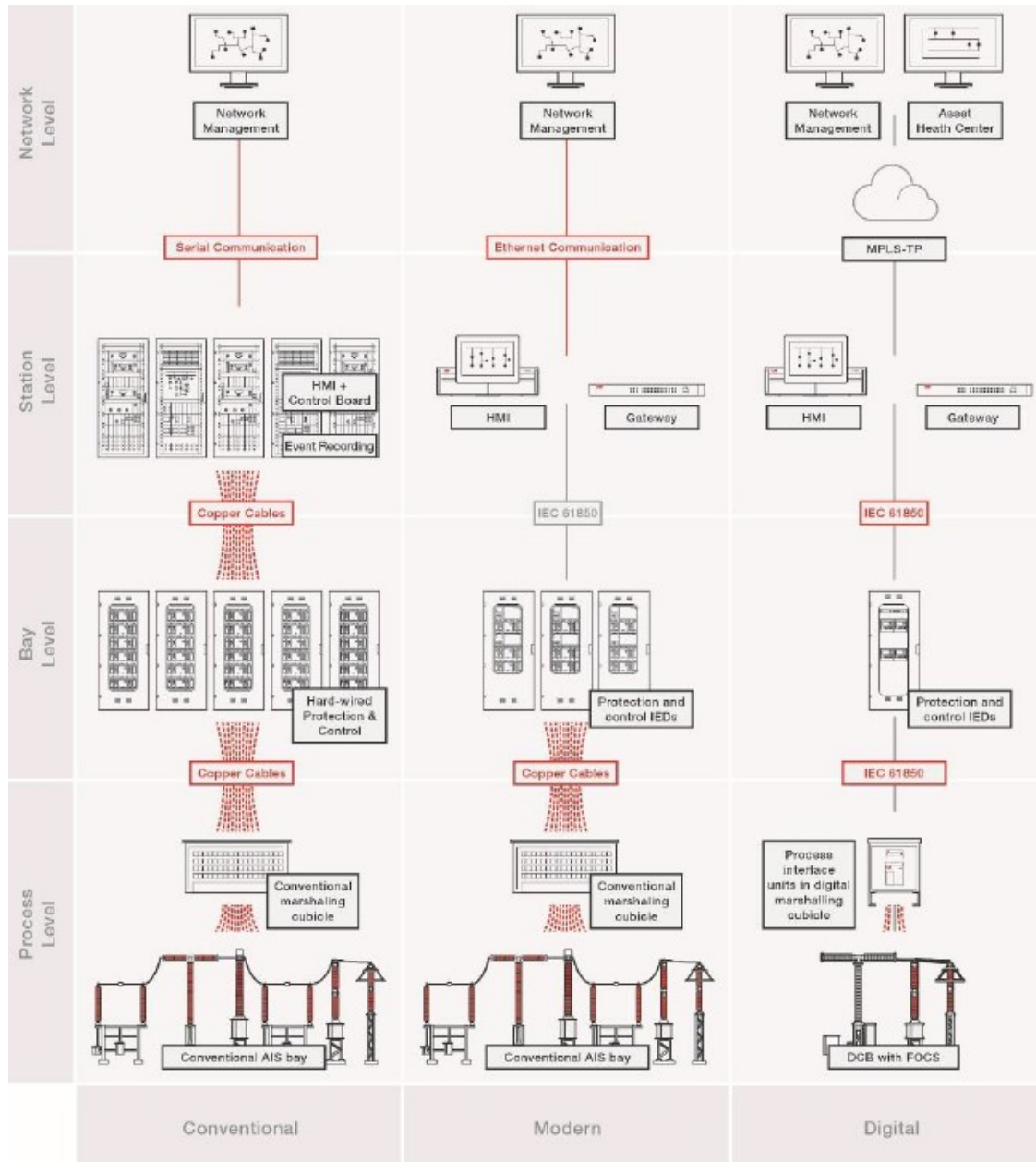


Kuva 5. Yksivaiheisten jännitemuuntajien ja avokolmiokäämityksen (da – dn) kytkentäesimerkki (Elovaara & Haarla 2011)

3.3 Ensiö- ja toisilaitteiden väliset kaapeloinnit

Sähköasemien laitteet jaotellaan ensiö- ja toisilaitteisiin. Ensiölaitteet ovat päävirtavirtapiirin kuuluvia kojeistoja, kuten kiskostot, katkaisijat, erottimet ja muuntajat. Toisilaitteet ovat galvaanisesti ensiöpiireistä erotettuja laitteita, joiden tehtävänä on ohjata, mitata ja suojata päävirtajärjestelmää. Toisilaitteet sijaitsevat AIS-laitoksissa erillisessä asemarakennuksessa, jonka kautta voidaan keskitetysti ja turvallisesti hoitaa koko asemajärjestelmän valvonta ja ohjaus. GIS-laitoksissa kojeistot ovat huomattavasti kompaktimman kokoisia ja ne voidaan sijoittaa toisilaitteiden kanssa samaan tilaan asemarakennukseen. (Elovaara & Haarla 2011.)

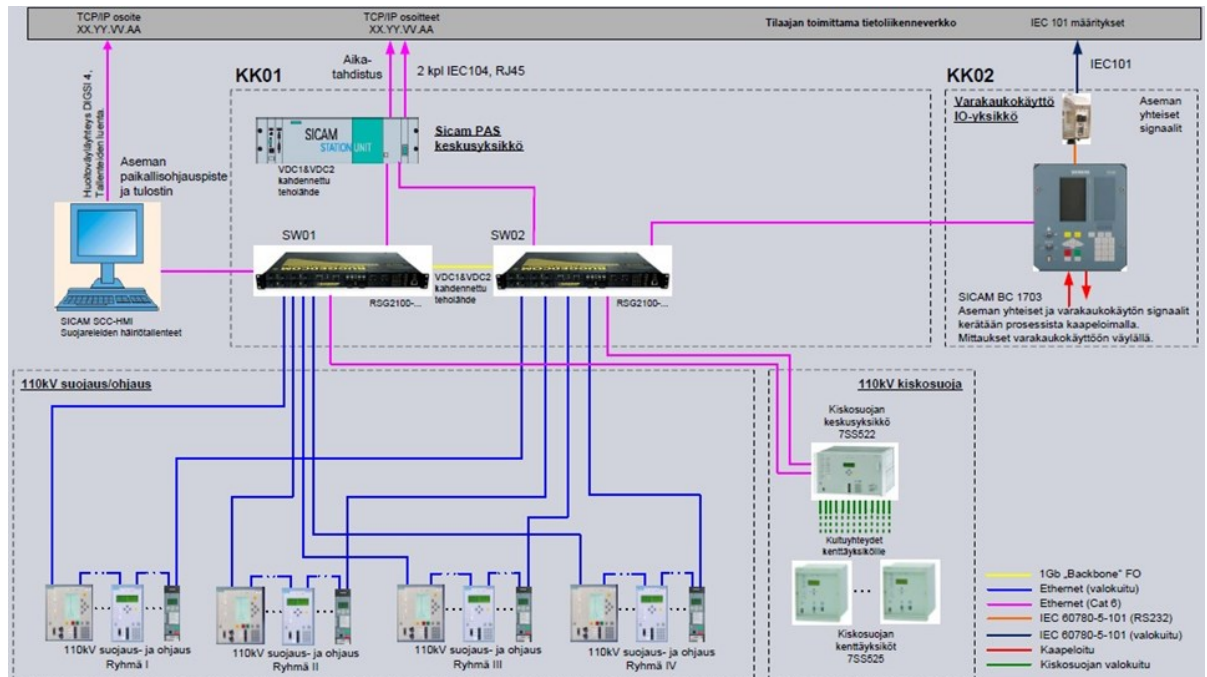
Ensiö- ja toisilaitteiden väliset tiedonsiirtosignaalit on perinteisesti toteutettu kuparikaapeloinnilla. Kuvassa 6 on havainnollistettu tiedonsiirtoon käytettyjen kaapelointien kehityskulku perinteisestä digitaaliseen sähköasemaan.



Kuva 6. Ensio- ja toisilaitteiden väliset kaapeloinnit perinteisessä, modernissa ja täysin digitaalisessa sähköasemassa (ABB 2018a)

Perinteiseen tapaan toteutetulla sähköasemalla ensio- ja toisilaitteiden väliset piirit on toteutettu kuparikaapeloinnilla. Kaapeloinnilla toteutetut piirit voidaan jakaa kolmeen kategoriaan: analogiset mittaussignaalit mittamuuntajilta toisilaitteille, analogiset/binääriset suojaus- ja ohjaussignaalit sekä laitteiden tarvitsemat apujännitteet (Janssen & Apostolov 2008). Avokytinasemalla kaapelointi toteutetaan ensiolaitteilta kytkinkentillä sijaitseviin jakokaappeihin, joista kaapelit tuo-

kaappien kautta. Joissakin tapauksissa, kuten kiskosuojauksessa, voidaan samaan kaappiin tuoda useamman kentän tietoja suojausta varten. Näistä kaapeista, tarvittavat tiedot viedään eteenpäin ala-aseman päätelaitteelle, kaukokäyttöön (RTU- Remote Terminal Unit) ja edelleen ulkoisiin järjestelmiin (SCADA - Supervisory Control And Data Acquisition). (Elovaara & Haarla 2011.)



Kuva 8. Esimerkki sähköaseman asemaväyläratkaisusta (Omexom 2022a)

Kuvassa 8 on esitetty kaavio perinteisen, asemaväylällä toteutetun ala-aseman automaatiojärjestelmän rakenteesta. Aseman suojarieleet ja ohjausyksiköt on yhdistetty kahden väyläkytkimen (SW01 ja SW02) kautta aseman HMI:lle, kaukokäytön keskusyksikölle (KK01) ja kaukokäytön varayhteydelle (KK02). Lisäksi varakaukokäytön kautta on tuotu prosessista aseman yhteiset ja varakäytön signaalit kuparikaapeloinnilla. Kahden väyläkytkimen toteutuksella kaikki aseman väylään liitettävien laitteiden yhteydet on kahdennettu. Tällä tavoin verkon vikasietoisuus on parempi, eikä yksittäisen laitteen rikkoontuminen katkaise tietoliikennettä, vaan kaikki viestit voivat kulkea vikatilanteessa vaihtoheitoista reittiä.

4 DIGITAALINEN SÄHKÖASEMA

Sähköasemat jaetaan tämän työn yhteydessä karkeasti perinteisiin ja digitaalisiin sähköasemiin. Koska määritelmien rajanveto voi olla toisinaan häilyvää, tarkoitetaan tässä yhteydessä digitaalisella sähköasemalla kohdetta, jossa kaikki suojausjärjestelmässä kulkevat mittaus-, ohjaus- ja suojaussignaalit käsitellään ja siirretään digitaalisina IEC-61850-standardin mukaisissa asema- ja prosessiväylissä. Seuraavissa kappaleissa käsitellään keskeisimmät käsitteet ja eroavaisuudet siirryttäessä perinteisestä digitaaliseen sähköasemaan.

4.1 Keskeiset standardit

Sähköasemien suunnittelua ja laitevalmistajia varten on julkaistu useita eri standardisarjoja, joiden tarkoituksena on luoda yhtenäinen pohja teknisille ratkaisuille ja varmistaa eri valmistajien laitteiden yhteensopivuus keskenään. Standardien määrä on niin suuri ja aihealueena laaja, että niiden syvempi tarkastelu on rajattu tämän työn ulkopuolelle. Seuraavassa esitellään kuitenkin lyhyesti kahta keskeisintä standardisarjaa, IEC-61850 ja IEC-61869, jotka määrittelevät peruslähtökohdat digitaalisten sähköasemien suunnitteluun.

IEC-61850 standardin tarkoituksena on mahdollistaa kommunikointi eri valmistajien älykkäiden sähköisten laitteiden (IED - Intelligent Electronic Device) välillä. Käytännössä standardi kattaa kaiken digitaalisten signaalien käsittelyn ja siirron sähköasemien ohjaus-, suojaus- ja automaatiolaitteiden välillä. Standardi jakaa sähköasemien kommunikaation kolmeen eri tasoon (asema-, kenttä- ja prosessitaso), joiden välillä tieto liikkuu kahdessa väylässä (asema- ja prosessiväylä). Lisäksi se määrittelee tiedonsiirrossa käytettävät kommunikointiprotokollat. Kommunikointiprotokollat ja väyläratkaisut esitellään tarkemmin luvuissa 4.2 ja 4.3.

Mittamuuntajien standardointia varten on julkaistu IEC-61869-standardisarja ja se korvaa kokonaisuudessaan vanhemman IEC-60044-standardin. Standardi määrittelee analogisille ja digitaalisille mittamuuntajille sekä näiden lisälaitteille asetetut yleiset vaatimukset. Kyseisen standardisarjan osat IEC-61869-9 ja IEC-61869-13 ovat keskeisiä digitaalisten sähköasemien suunnittelussa, sillä ne määrittelevät epäkonventionaalisten virtamuuntajien (LPIT - Low Power Instrument

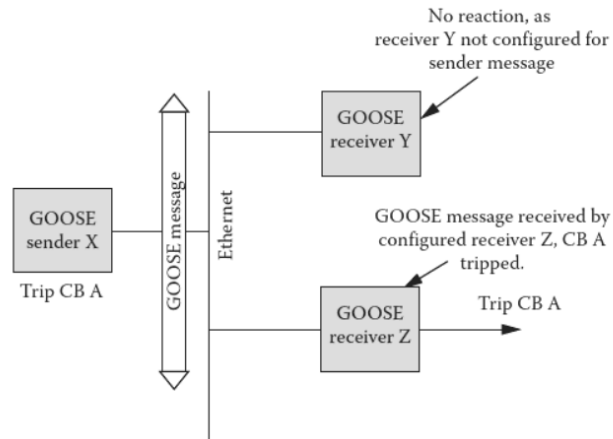
Transformer) ja mittaussignaalien liityntäyksiköiden (MU - Merging unit) vaaditut ominaisuudet digitaalisten signaalien käsittelyyn ja lähetykseen eteenpäin.

4.2 Kommunikointiprotokollat

Kommunikointiprotokollia käytetään sähköasemien laitteiden väliseen viestiliikenteeseen. IEC-61850-standardi määrittelee viestien välityksen kolme eri protokollaa. Mittaussignaalien käsittelyyn käytetään SV (Sampled Values) -protokollaa ja kaikkeen muuhun viestiliikenteeseen GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) ja MMS (Manufacturing Message Specification) -protokollia. Käytettävä välitystapa on riippuvainen viestien tyypistä ja siitä, minkä tasojen laitteiden välillä viesteillä kommunikoidaan. Standardi jakaa protokollat vertikaalisesti ja horisontaalisesti kulkeviin viesteihin. Horisontaaliset GOOSE- ja SV-viestit kulkevat esimerkiksi kenttätasolla suojauslaitteiden välillä. MMS-viestit ovat vertikaalisia ja niitä käytetään tasojen väliseen kommunikointiin. Seuraavaksi esitellään tarkemmin kyseisiä protokollia. (VAMK 2018.)

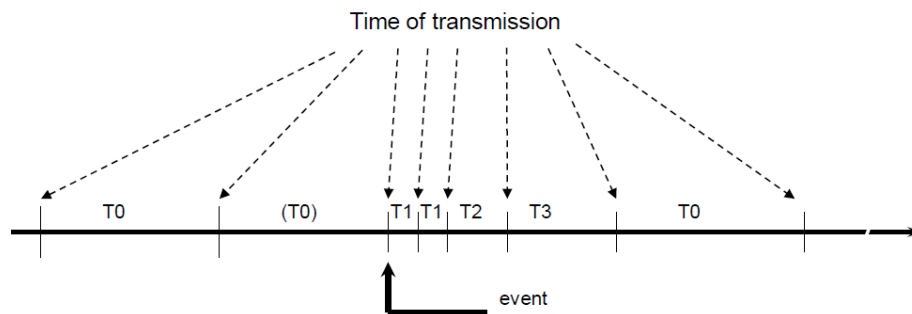
4.2.1 Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE)

GOOSE-protokolla on määritelty IEC-61850-standardin mukaan sähköasemien IED-laitteiden väliseen nopeaan ja aikakriittiseen viestien vaihtoon. Aikakriittisyydellä tarkoitetaan viestintää, joka tapahtuu mahdollisimman viiveettömästi. Tällaisia viestejä ovat muun muassa laukaisukäskyt, lukitukset, tilatiedot ja muut tapahtumatiedot. Kuvassa 9 on esitetty yksinkertaistettu kuvaus GOOSE-viestin toiminnasta. Laite X lähettää laukaisukäskyn (Trip CB A) väylään kaikille siihen liitetuille laitteille. Vastaanottajat Y ja Z näkevät molemmat viestin, mutta ainoastaan kyseisen viestityypin vastaanottoon määritelty laite Z toteuttaa kyseisen laukaisukäskyn. (Das 2018.)



Kuva 9. GOOSE-viestin toimintaperiaate (Das 2018)

Viestit perustuvat ryhmälähetysprotokollaan, jossa lähettäjä lähettää viestejä väylään kaikkien siihen liitettyiden laitteiden saataville ilman, että lähettäjä saa tietoa vastaanoton onnistumisesta. Perustilassa laite lähettää harvakseltaan viestejä yhteyden varmistamiseksi. Tapahtumassa (Kuva 10), kuten laukaisuehdon toteutuessa, laite lähettää useamman viestin peräkkäin lyhyemmillä aikaväleillä (T1-T3) viestin perille saamisen varmistamiseksi ja palautuu tämän jälkeen takaisin perustilaan (T0). (IEC 2011.)



Kuva 10. GOOSE-viestien lähetysvälit (IEC 2011)

Standardi myös jaottelee viestit seitsemään eri kategoriaan niiden kriittisyyden ja vaaditun välityksajan (TT0-TT6) mukaan. Laukaisukäskyt ja lukitukset kuuluvat

kriittisimpään TT6-luokkaan, näin ollen niiden tulee toimia ≤ 3 ms viiveellä. Lokitiedostot ja muut yleiset tapahtumatiedot kuuluvat TT0-luokkaan, jolloin näille riittää ≥ 1000 ms viive. (IEEE 2017.)

4.2.2 Sampled Values (SV)

IEC-61850-9-2 standardi määrittelee Sampled Values-protokollan, joka on tarkoitettu pääasiassa mittamuuntajien mittaussignaalien lähetykseen toisilaitteille. Protokolla on GOOSE:n tapaan ryhmälähetysprotokolla, mutta se ei lähetä viestejä missään vaiheessa vastaanottajille uudelleen, vaan saapuva viesti korvaa aina edellisen. (VAMK 2018.)

Protokolla kerää näytteitä mittausarvoista halutun taajuuden välein ja lähettää näistä kootun datapaketin ennalta määritellyn näytemäärän mukaan. Alkuperäinen 9-2-standardi antaa laajat konfigurointimahdollisuudet SV-viestien lähetykseen, mutta tästä koitui haasteita eri valmistajien laitteiden yhteensopivuuteen. Tämän vuoksi, myöhemmin julkaistu ohjeistus 9-2LE rajasi näytteiden keräysvälit kahteen sovellukseen. Suojaussovelluksiin protokolla kerää näytteen mittausarvoista 80 kertaa jakson aikana, eli tämä tarkoittaa 50 Hz järjestelmässä 4000 SV-viestiä sekunnissa. Mittaussovelluksiin näytteitä kerätään 256 kertaa jakson aikana ja SV-viestit lähetetään 8 näytteen erissä, eli 1600 kertaa sekunnissa. (VAMK 2018.)

Myös SV-viestiliikenne on aikakriittistä ja se asettaa laitteistolle tiettyjä vaatimuksia. Kaikkien viestintään osallistuvien laitteiden, kuten suojarleiden ja MU-yksiköiden, tulee olla aikasykronisoituja. Kokonaisaikavirheen tulee pysyä ± 4 μ s rajoissa ja itse aikälähteen pystyä ± 1 μ s tarkkuuteen. Aikasykronoinnista on kerrottu tarkemmin kappaleessa 4.2.2. (VAMK 2018.)

4.2.3 Manufacturing Message Specification (MMS)

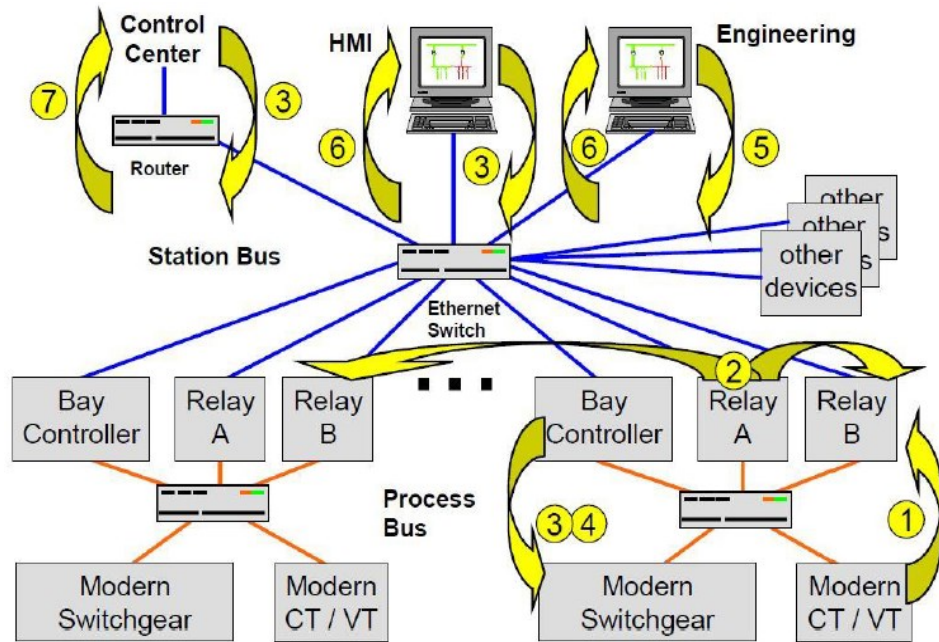
Standardin kolmas määrittelemä kommunikointiprotokolla on MMS-protokolla. MMS-viestejä käytetään asematasojen väliseen kommunikointiin, tyypillisesti IEDn ja SCADAn välillä. GOOSE- ja SV-viesteistä poiketen, MMS-viestejä ei lähetetä kaikille vastaanottajille, vaan jokainen viesti on osoitettu yhdelle vastaan-

ottajalle. Kyseessä on client-server-mallinen IP-osoitteisiin perustuva täsmälähetysprotokolla. Viestintä toimii siten, että vastaanottaja (client) muodostaa yhteyden lähettäjään (server) ja pyytää tätä lähettämään halutun dataobjektin. Lähettäjä tunnistaa vastaanottajan esimerkiksi osoitteen perusteella ja lähettää pyydetyn viestin. (VAMK 2018.)

4.3 Asema- ja prosessiväylä

Digitaalisten mittaussignaalien käyttöönotto asettaa omat vaatimuksensa sähköaseman väylä- ja lähiverkkoratkaisuihin, sillä SV-protokollan mukainen viestiliikenne aiheuttaa merkittävää datamäärän kasvua. Tämä edellyttää huomattavasti lisää lähiverkon (LAN, Local Area Network) kaistanleveyttä. IEC-61850-standardi esittää ratkaisuksi erillisiä asema- ja prosessiväyliä. Standardi jakaa sähköaseman asema-, kenttä-, ja prosessitason laitteisiin, joiden välillä asema- ja prosessiväylät välittävät viestejä laitteilta toisille. (IEEE 2017.)

Molemmat väylät toteutetaan erillisillä väyläkytkimillä, jotta väylien viestiliikenteet eivät kuormita toisiaan. Asemaväylää käytetään kaikkien asematason ja kentätason laitteiden väliseen kommunikointiin. Näitä laitteita ovat kenttäkohtaiset suoja- ja ohjauslaitteet, GPS-kellot, yhteiset datankeräyslaitteet ja ala-aseman käyttöön liittyvät laitteet. Asemaväylän tietoliikenteessä käytetään kaikkia kolmea tiedonsiirtoprotokollaa. Prosessiväylä puolestaan mahdollistaa prosessi- ja kentätasojen laitteiden välisen kommunikoinnin. Käytännössä tämä tarkoittaa ensiölaiteiden mittaus-, tila, ja ohjaustietojen välitystä suoja-releille. (IEEE 2017.)



Kuva 11. Asema- ja prosessiväylän arkkitehtuuri standardin IEC-61850-7-1 mukaisesti (Cigre 2019)

Kuvassa 11 on havainnollistettu digitaalisen sähköaseman väyläarkkitehtuuri ja viestiliikenne seuraavasti:

1. IEC 61850-9-2 SV-viestiliikenne
2. Aikakriittiset suojaus- ja ohjaukset
3. IEC 61850-8-1 GOOSE-protokolla
4. Konfigurointi- ja diagnostiikkaviestintä
5. IEC 61850-8-1 MMS – valvontaviestit
6. IEC 61850-8-1 MMS - kommunikointiviestit
7. IEC 61850-9-3 (IEEE 1588) aikasykronointi.

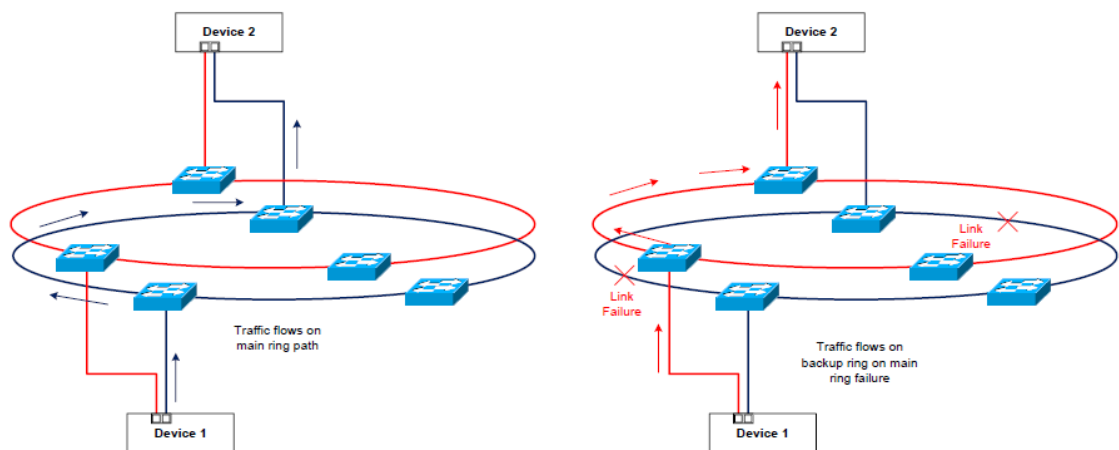
Väyläratkaisuja suunniteltaessa on otettava huomioon myös tarvittava kaistanleveys. Esimerkiksi, jos yksi kytkinkenttä tuottaa prosessiväylään pelkästään mittausdatan osalta 5 Mbit/s viestiliikenteen, on 100 Mbit/s -väyläratkaisuun liitettävien kenttien teoreettinen maksimimäärä tällöin 20 ottamatta huomioon muuta viestiliikennettä. Tietoliikenneväyliä ei kuitenkaan tulisi kuormittaa lähelle

maksimikapasiteettia. Tämän vuoksi todellinen laitemäärä jää teoreettista maksimia huomattavasti pienemmäksi ja varsinkin suuremmilla sähköasemilla tietoliikenneväylän suositeltava nopeus on 1 Gbit/s. (Hurta 2020.)

4.3.1 RSTP-, PRP- ja HSR-väyläprotokollat

Digitaalisten sähköasemien viestiliikenteessä on erittäin tärkeää huomioida tietoliikenneverkon rakenteen redundanttisuus. Redundanttisuudella tarkoitetaan kahdennettua verkkoa. Tällöin verkon toiminta on varmennettu, kun viesteillä on vaihtoehtoisia reittejä vikatilanteiden ja laiterikkojen varalle. IEC-61850-standardi esittää kolmea eri vaihtoehtoa digitaalisen aseman väyläprotokollaksi. (IEEE 2017.)

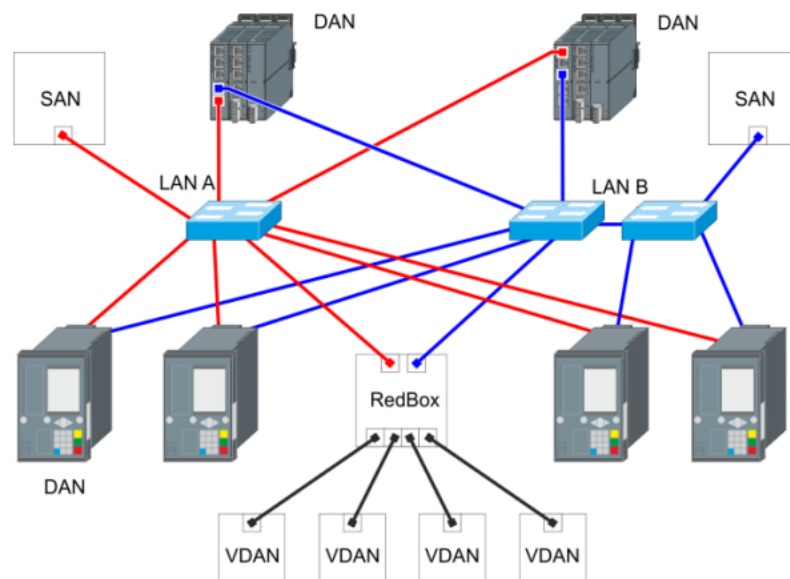
Yksi tapa parantaa verkon luotettavuutta on RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol). Protokolla muodostaa verkkokytöiden porttien avulla yhteysvälit laitteiden välille parhaan mahdollisen reitin mukaan. Vian ilmaantuessa protokolla laskee ja suorittaa uudelleenreititykset olemassa olevien yhteyksien kautta (Kuva 12). Uudelleenreititys kuitenkin aiheuttaa hetkittäisiä katkoksia tietoliikenteeseen ja osa viestipaketeista voi jäädä toimittamatta perille. Tämän vuoksi pelkästään RSTP:n käyttö ei ole paras vaihtoehto aikakriittisten viestien välitykseen. (IEEE 2017; Cigre, 2019.)



Kuva 12. RSTP muodostaa vian ilmaantuessa uuden yhteysvälin (Cigre 2019)

PRP:n (Parallel Redundancy Protocol) varmennus perustuu kahteen rinnakkaiseen lähiverkkoon ja viestiliikenne lähetetään laitteilta molempien verkkojen kytkeinten kautta vastaanottajille. Vastaanottaja hyväksyy ensimmäisen perille saapuneen viestin ja hylkää jälkimmäisen. Protokollan käyttö edellyttää laitteilta yhteensopivuutta rinnakkaisten lähiverkkojen käyttöön (DAN, Dual Attached Nodes). Mikäli käytössä on laitteita, jotka tukevat vain yhteen lähiverkkoon kytkentää (SAN, Single Attached Nodes), voidaan varmennus toteuttaa käyttämällä RedBoxia (Redundancy Box). RedBox toimii reitittimen tapaan kahden lähiverkon ja yhdistettävän SAN-laitteen välillä, mahdollistaen laitteen kommunikoinnin useampaa kuin yhtä reittiä (Kuva 13). (Cigre 2019.)

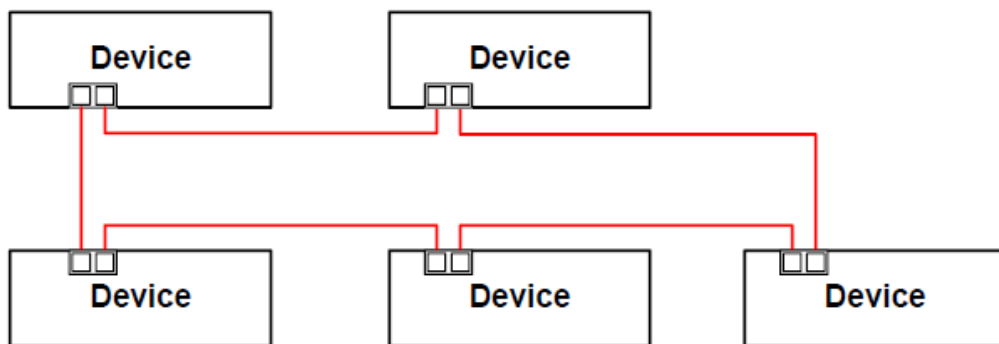
PRP tarjoaa protokollista korkeimman suorituskyvyn ja yksittäinen vikatapahtuma ei aiheuta katkoksia sen tietoliikenteeseen, joten se soveltuu hyvin GOOSE- ja SV-viestiliikenteeseen. Vaadittavan laitemäärän vuoksi se on kuitenkin vaihtoehtoisista kallein toteuttaa. (IEEE 2017.)



Kuva 13. PRP-verkon rakenne. VDAN (Virtual DAN) -laitteet muodostavat yhteyden molempiin lähiverkkoihin RedBoxin kautta (Siemens 2018)

HSR (High-availability Seamless Redundancy) -protokollassa laitteet kytketään toisiinsa rengastopologiaksi (Kuva 14) ja laitteet toimivat myös kytkiminä. Redundantisuus saavutetaan lähettämällä viestit molempiin suuntiin rengasta, jolloin vian ilmaantuessa viesteillä on olemassa vaihtoehtoinen reitti vastaanottajille.

PRP:n tavoin, ensimmäiseksi perille saapunut viesti käsitellään ja jälkimmäinen jätetään käsittelemättä. Kahdensuuntaisen viestiliikenteen vuoksi HSR-protokolla kuluttaa myös kaksinkertaisesti verkon kaistanleveyttä. Tämän vuoksi väylään kytkettävien laitteiden lukumäärä on pienempi kuin PRP:lla ja soveltuu paremmin käytettäväksi pienemmillä sähköasemilla ja asemaväylässä. HSR-protokollaa voidaan käyttää myös osana PRP-verkkoa, esimerkiksi lisävarmennukseen prosessiväylässä. (Cigre 2019.)



Kuva 14. HSR-verkossa laitteet kytketään toisiinsa renkaaksi ja viestit voivat kulkea molempiin suuntiin laitteiden välillä (Cigre 2019)

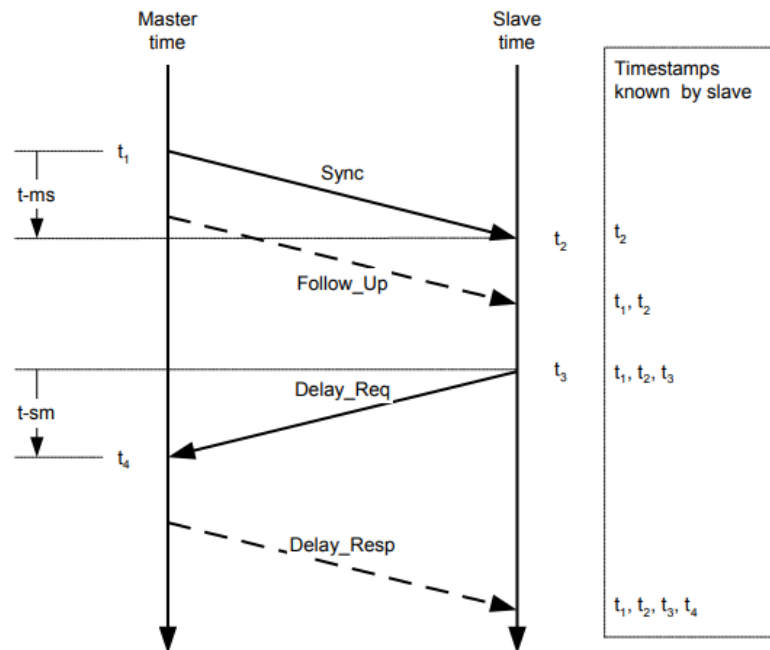
4.3.2 Aikasykronointi

Useat sähköaseman toiminnot vaativat laitteistojen aikasykronointia. Aikasykronoinnilla saadaan laitteiden keskinäinen ajan määrittäminen mahdollisimman tarkaksi. Tämä on erityisen tärkeää aikakriittisessä tiedonsiirrossa, kuten differentiaalisuojauksessa ja SV-viestiliikenteessä. (IEEE 2010.)

Aikasykronointi on mahdollista toteuttaa PTP-, PPS-, IRIG-B- tai SNTP-protokollilla. Standardit eivät suoraan määrittele käytettävää protokollaa, mutta PTP (Precision Time Protocol) täyttää parhaiten standardien asettamat tiukimmat vaatimukset maksimiviiveelle ja on yleisimmin suositeltu protokolla digitaalisten asemien toteutukseen. (IEEE 2010.)

PTP jakaa laitteet aikalähteisiin (master) ja vastaanottajiin (slave). Synkronointi tapahtuu säännöllisillä synkronointiviesteillä lähteen ja vastaanottajan välillä (Kuva 15). Viestiketjun aikana syntyy viivettä, joka lasketaan aikaleimojen perusteella (t_1 - t_4) ja otetaan huomioon vastaanottajien aikakorjauskertoimissa. Kaikkia

järjestelmän kelloja verrataan pääaikalähteeseen, joka saa yleensä aikasisignaalinsa ulkoisesta lähteestä, kuten GPS-signaalista. (IEEE 2008b.)

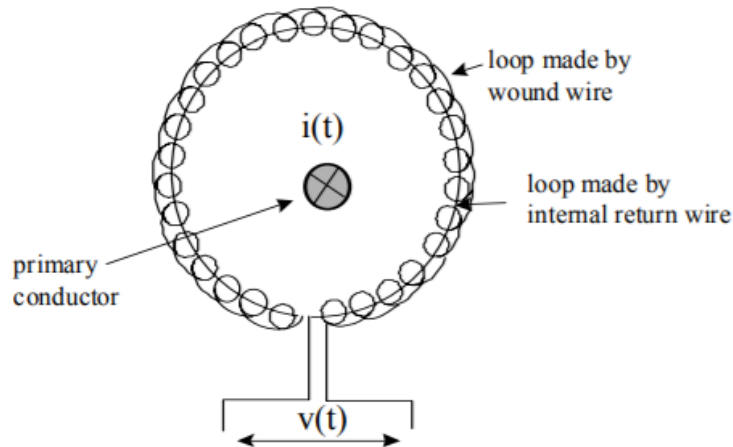


Kuva 15. PTP-protokollan aikasyntonointi (IEEE 2008b)

4.4 Epäkonventionaaliset mittamuuntajat

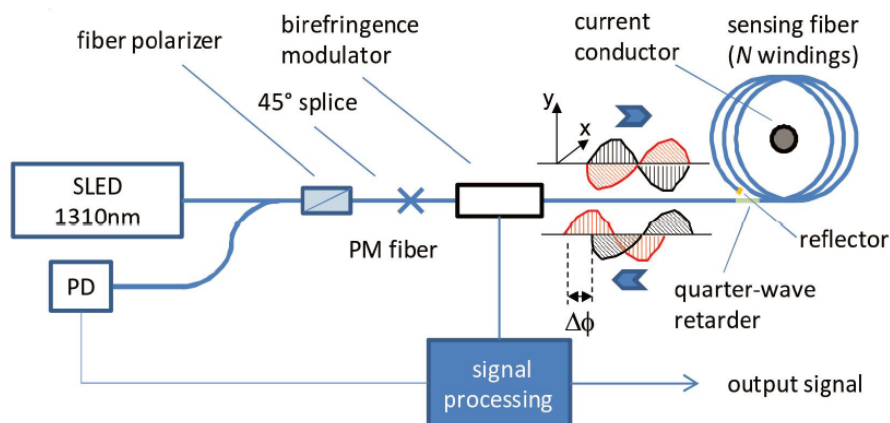
Digitaalitekniikan lisääntymisen myötä on markkinoille tullut viimeisen parinkymmenen vuoden aikana myös uuden tyyppisiä mittalaitteita, LPIT- mittamuuntajia. Näiden mittamuuntajien / -antureiden toiminta perustuu optoelektronikkaan, Rogowskin kelaan ja resistiiviseen tai kapasitiiviseen jännitteenjakoon. Näiden muuntajien tärkeimpinä etuina perinteisiin mittamuuntajiin nähden voidaan pitää rautasydämen puuttuminen, laajemmat mitta-alueet ja toisosignaalien putoaminen mV- ja mA-tasoon. Oikosulkutilanteiden ja kytkentävirtasysäysten aiheuttamia rautasydämen kyllästymisiä ei ilmene LPIT-muuntajilla, jonka vuoksi niiden käyttöalueet ovat laajemmat. Matalammat toisiojännitteet- ja virrat parantavat myös turvallisuutta käytön ja huollon näkökulmasta. (Elovaara & Haarla 2011.)

Yleisin nykyään virtamittaukseen käytetty, ei-rautasydäminen mittamuuntaja, on Rogowskin kela. Mittaus perustuu primäärijohtimen ympärille kiedottuun johtimeen, johon primäärijohtimessa kulkeva virta indusoi jännitteen (Kuva 16). Tavallisimpia käyttökohteita ovat vaihevirtasensarit ja kaapelivirtamuuntajat.



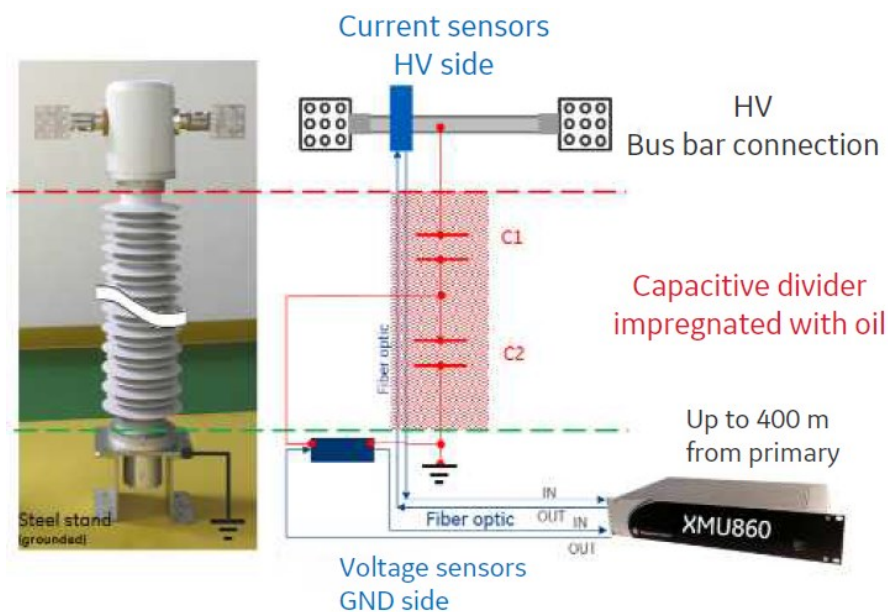
Kuva 16. Rogowskin kelan toimintaperiaate: primäärijohtimen virta $i(t)$ indusoi johtimen ympärille kiedottuun kelaan jännitteen $v(t)$ (IEEE 2008a)

Optiseen virranmittaukseen voidaan hyödyntää Faradayn ilmiötä, jossa voimakas magneettikenttä aiheuttaa polarisoituneen valonsäteen polarisaatiotason kääntymisen. Tämä kääntymiskulma on verrannollinen magneettikentän voimakkuuteen ja valonsäteen kulkemaan matkaan. Käytännössä johtimen ympärillä kiertää kuitukaapeli, jolloin johtimessa kulkeva sähkövirran muodostama magneettikenttä vaikuttaa sen ympärillä kulkevaan polarisoituun valonsäteeseen (Kuva 17). Lopuksi valodiodi muuttaa tämän valonsäteen sähkövirraksi, joka voidaan prosessoida ja vahvistaa eteenpäin mittauslaitteiden käsiteltäväksi. (Elovaara & Haarla 2011.)



Kuva 17. Optisen virtamittauksen toimintaperiaate (Thomas, Vujanic, Xu, Sjödin, Salazar, Yang & Powers 2016)

Digitaaliseen jännitemittaukseen on kehitetty kapasitiivista jännitteenjakoa ja Pockelsin ilmiötä hyödyntäviä ratkaisuja (Kuva 18). Kapasitiivisella jännitteenjakoilla saadaan primäärijännite alennettua joko suoraan millivolttitasoon mittaussignaaleja varten tai alentamalla jännite optiselle mittaukselle sopivaksi. Optinen mittaus perustuu Pockelsin ilmiöön, jossa sähkökenttä aiheuttaa tietyssä materiaalissa kulkevan polarisoituneen valonsäteen jakaantumisen kahdeksi säteeksi. Syntyneiden säteiden ominaisuuksien perusteella voidaan määrittellä ilmiön aiheuttaneen jännitteen aaltomuoto ja suuruus. (Elovaara & Haarla 2011.)

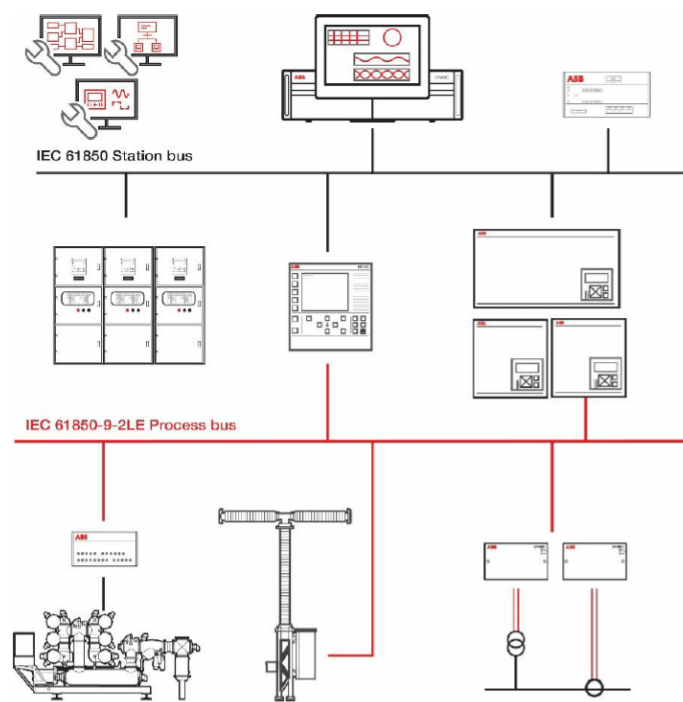


Kuva 18. Optinen, yhdistetty jännite- ja virtamuuntaja (GE 2018)

Vaikka uusia tekniikoita on ollut jo jonkin aikaa markkinoilla ja niitä kehitetään maailmalla aktiivisesti, on näiden mittaustekniikoiden siirtyminen verkkoyhtiöiden käyttöön ollut varsin hidasta.

4.5 Ensiö- ja toisilaitteiden väliset kaapeloinnit

Digitaalisten sähköasemien etuna perinteisiin verrattuna on kaapeloinnin oleellinen väheneminen. Digitaalisella asemalla mittaus-, ohjaus- ja tilatiedot siirtyvät kuitukaapelointia pitkin prosessiväylässä, jolloin perinteistä kuparikaapelointia ei näiden signaalien siirtoon tarvita (Kuva 19). Perinteistä kaapelointia tarvitaan vielä kuitenkin primäärlaitteita ohjaavien laitteiden apusähköistykseen sekä MU-yksikön ja mittamuuntajien välillä, mikäli käytössä on vielä perinteisiä mittamuuntajia.



Kuva 19. Digitaalisen sähköaseman asema- ja prosessiväylä. Punainen viivoitus osoittaa kuidulla korvattavan kuparikaapeloinnin osuuden (ABB 2018a)

Kuitukaapelointi säästää tilaa myös relekaapeissa. Riviliittimien ja kaapelinippujen vaatima tila vähenee olennaisesti ja useiden IED-laitteiden asentaminen samaan kaappiin on mahdollista. Digitalisoinnin vaatimat MU:t ja muut lisälaitteet voidaan sijoittaa lähelle prosessilaitteita, joten ne eivät vaadi lisätilaa kaapeilta ja kuparikaapeloinnit jäävät lyhyemmiksi.

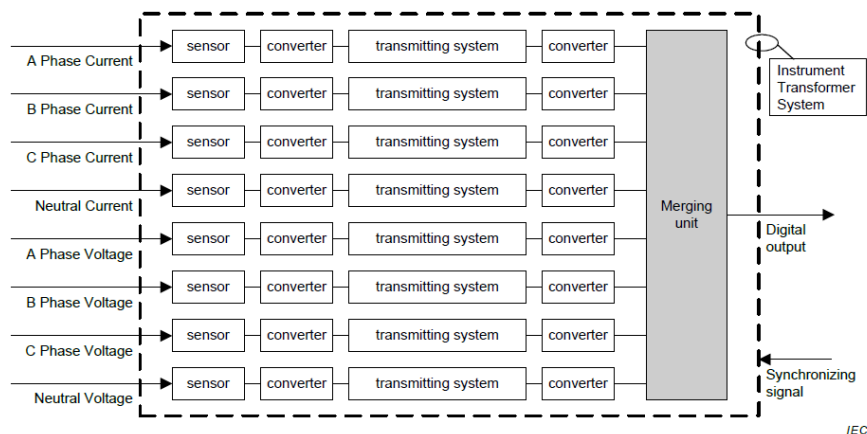
4.6 Merging Unit

SV-protokolla edellyttää erillisen liityntälaitteen käyttöönottoa mittamuuntajien ja prosessiväylän välille. Standardisarjat IEC-61850 ja IEC-61869 määrittelevät tähän tarkoitukseen laitteen nimeltä Merging Unit (Kuva 20), joka kyseisen standardin mukaisesti vastaanottaa mittamuuntajien analogiset tai digitaaliset signaalit, muuntaa ne SV-protokollan mukaiseen muotoon ja lähettää mittausdatan aikasykronoituna prosessiväylään. (Janssen & Apostolov 2008.)



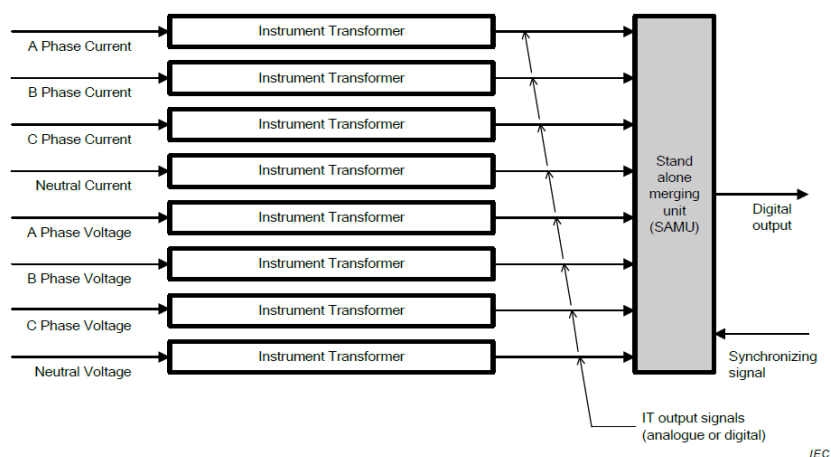
Kuva 20. Siemensin SIPROTEC 5- sarjan MU (Siemens 2021)

Standardit esittävät kaksi eri toteutustapaa MU:lle. Ensimmäisessä, MU voidaan integroida LPIT-mittamuuntajan kanssa samaan laitteeseen. Kuvassa 21 on esitetty kaaviona tällaisen laitteen toimintaperiaate. Laite voi standardin mukaan olla yksi fyysinen kokonaisuus primäärilaiterajassa tai se voi koostua useammasta fyysisestä yksiköstä. Useamman yksikön toteutuksella tarkoitetaan sitä, että mitaussensorit ja primäärimuuntimet voivat olla vaihekohtaisia. Vaihekohtaiset signaalit kerätään lopulta yhteen yksikköön, joka sisältää sekundäärimuuntimet ja MU:n. (IEC 2019.)



Kuva 21. Yhdistetyn LPIT-muuntajan ja MU:n konseptiesimerkki IEC-61869-9 standardin mukaan (IEC 2019)

Toinen vaihtoehto on käyttää kokonaan erillistä MU-yksikköä (SAMU), joka voidaan sijoittaa esimerkiksi asemarakennukseen relekaappeihin. Erona edelliseen on, että mittamuuntajat ja MU eivät ole samaa kokonaisuutta vaan jännite- ja virtasignaalit tuodaan kaapeloinnilla muuntajien lähtöporteista MU:n tuloportteihin (Kuva 22). SAMU-yksikköön voidaan syöttää analogisia ja digitaalisia signaaleja, joten se soveltuu käytettäväksi niin perinteisten kuin uudentyyppisten muuntajien kanssa. (IEC 2019.)

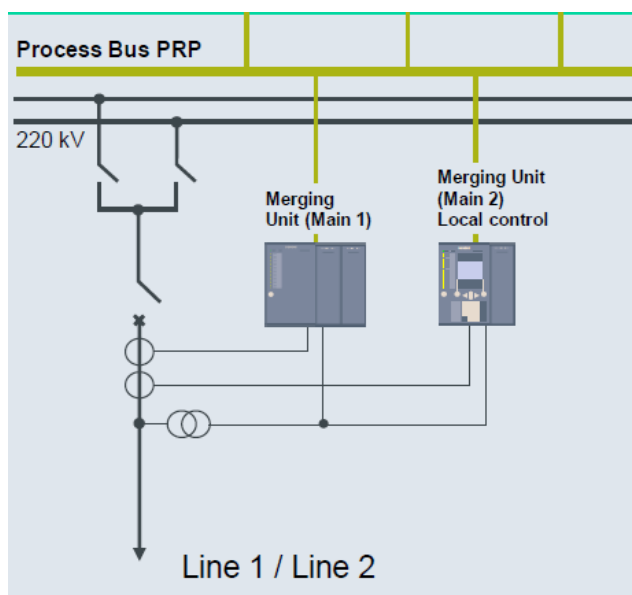


Kuva 22. Jännite- ja virtasignaalit kaapeloidaan perinteiseen tapaan mittamuuntajilta SAMU:lle (IEC 2019)

SAMU tarjoaa edellä mainituista joustavamman ratkaisun mittaussignaalien käsittelyyn. Se voidaan liittää esimerkiksi saneerauskohteissa olemassa oleviin perinteisiin mittamuuntajiin ja kaapelointeihin, jolloin säästytään kalliilta mittamuuntajien uusimiselta.

Suurin osa tällä hetkellä markkinoilta löytyvistä MU-laitteista ovat tällaisia erillisiä yksiköitä, niiden laajan soveltuvuuden vuoksi. Kyseiset laitteet sisältävät SV-toimintojen lisäksi muun muassa varasuojaustoimintoja ja katkaisijan ohjaus- sekä valvontatoimintoja, joten ne pystyvät toimimaan varasuojina perinteisten releiden rinnalla. (Siemens 2021.)

Mittaussignaalien kahdentaminen tulee ottaa huomioon myös digitaalisilla sähköasemilla. Perinteisesti virtamuuntajalta on kaapeloitu mittaussignaalit energiamittaukseen ja suojareleille eri mittaussydämiltä (esimerkiksi 1. sydän energiamittaukselle, 2. sydän pääsuojalle ja 3. sydän varasuojalle). Tällöin suojauksen kannalta yhden virtasydämen hajoaminen ei aiheuta koko suojauksen lamaantumista. Samalla periaatteella tulisi suunnitella myös MU:ien määrä kenttäkohtaisesti (Kuva 23). (Omexom 2022b.)



Kuva 23. Suojauksen virtamittaus voidaan kahdentaa esimerkiksi kahdella MU-yksiköllä, jotka saavat mittaussignaalit perinteisen virtamuuntajan suojauskäämeiltä tai kahdelta erilliseltä LPIT-muuntajalta (Siemens 2022)

5 DIGITALISOINNIN VAIKUTUS SUOJARELEIDEN KOESTAMISEEN

Prosessiväylän käyttöönotto ja mittaussignaalien digitalisointi vaikuttaa olennaisesti suojarleiden käyttöönottoon ja koestukseen. Tehdas- ja käyttöönottokoestuksissa testit keskittyvät suojaustoimintojen lisäksi väylätekniikan toimivuuteen ja testattavat osakokonaisuudet voivat olla laajempia ja teknisesti monimutkaisempia kuin perinteisellä sähköasemalla. Suojauslaitteiden määräaikaiskoestukset muuttuvat perinteisestä riviliitimien kautta tapahtuvasta koestamisesta simuloitujen SV- ja GOOSE-viestien lähettämiseen väylään ja releiden toimintaviestien vastaanottamiseen väylästä. Uusien suojarleiden itsevalvonta ja diagnostiikkatoiminnot vähentävät määräaikaiskoestuksen tarvetta, kun releet pystyvät valvomaan itseään ja indikoimaan mahdollisesti ilmaantuvista toimintahäiriöistä. Edellä mainitut muutokset asettavat merkittävää koulutustarvetta niin suunnittelijoille kuin järjestelmien kanssa työskenteleville henkilöille, kun toiminnot muuttuvat entistä enemmän perinteisestä sähkötekniikasta tietotekniikkaan. (Cigre 2019; Hurtta 2020.)

5.1 Tehdas-, käyttöönotto- ja määräaikaiskoestukset

Tehdaskoestuksilla (FAT – Factory Acceptance Test) pyritään varmistamaan, että asennettavien laitteiden ominaisuudet ja toiminnot vastaavat niille asetettuja vaatimuksia. Testaamisella pyritään löytämään puutteet ja viat ennen kuin laitteet päätyvät asennusvaiheeseen. Näin säästytään kalliilta ja työläiltä korjaustoimilta myöhemmässä vaiheessa. FAT-testit tehdään tyypillisesti toimittajan tiloissa ennen laitteiden toimitusta sähköasemalle. Uuden tekniikan myötä järjestelmästä tulee monimutkaisempi ja testattavista osa-alueista laajempia jo FAT-vaiheessa. Järjestelmän viestiliikenteen toimivuuteen ja väylään kohdistuvaan kuormitukseen on syytä kiinnittää huomiota tässä vaiheessa. Edellä mainittujen asioiden vuoksi on suositeltavaa, että testausmallina on niin sanottu ”top-down”-malli. Tämä tarkoittaa, että testaus aloitetaan laajempien kokonaisuuksien toiminnan testauksesta ja toimintavirheen ilmaantuessa siirrytään alempien tasojen testaukseen, kunnes virheen lähde löydetään. (Cigre 2019.)

Ennen sähköaseman käyttöönottoa koko asennetulle suojausjärjestelmälle on suoritettava käyttöönottokoestukset (SAT- Site Acceptance Test). SAT-vaiheessa koko järjestelmä testataan suojausfunktioiden, kaapeloitujen signaalien, viestiliikenteen ja ohjaustoimintojen osalta. Primäärilaitteille menevät signaalit, kuten katkaisijan laukaisut, testataan perille asti. Lisäksi virta- ja jännitemuuntajien toimivuus ja muuntosuhteet testataan primäärikokein. Digitaalisilla sähköasemilla voidaan säästää SAT-testeihin kuluva aikaa, kun kaapeloitujen signaalien soittelu jää pois. Toisaalta käyttöönotossa on huomioitava FAT-testien tapaan väylätekniikkaan liittyvät tekijät, joista osa on kriittisiä järjestelmän toiminnan kannalta. Suojaus- ja ohjaustoimintojen lisäksi digitaalisten asemien käyttöönotossa on testattava tarkkaan myös seuraavat osa-alueet:

- aikasykronointi
- väylien konfiguroinnit
- redundanttisuus
- MU:t
- väylien suorituskyky (kaistanleveyden kuormitus ja viive). (Cigre 2019; Hurtta 2020; Landsnet 2022.)

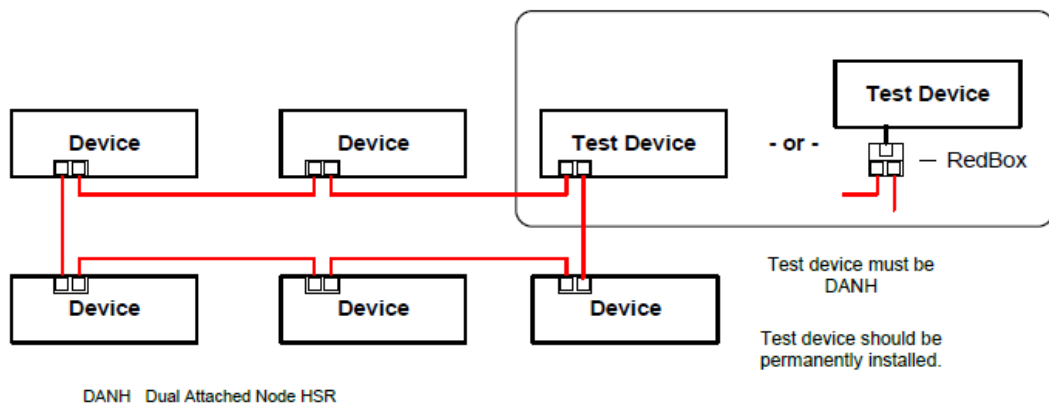
Määräaikaiskoestuksilla varmistetaan suojauslaitteiden vaatimusten mukainen toiminta ja kunto käyttöönoton jälkeen. Määräajoin tehtävillä koestuksilla pyritään löytämään laitteiden elinkaaren aikana mahdollisesti ilmaantuvat häiriöt ja viat ennen kuin ne aiheuttavat ongelmia suojausjärjestelmään. Laitteiden elinkaaret voivat vaihdella suuresti ja tämä tulisi ottaa huomioon koestusväliä määritettäessä. Tyypillisesti määräaikaiskoestuksia tehdään 2-10 vuoden välein, mutta itsevalvontatoimintojen lisääntyminen vaikuttanee koestustarpeeseen ja sen luonteeseen. Koestuksia tarvitaan edelleen niiden toimintojen osalta, jotka eivät kuulu itsevalvonnan piiriin. Itsevalvontaominaisuuksissa voi olla suuria eroavaisuuksia eri laitteiden ja valmistajien välillä. (Cigre 2019; Hurtta 2020.)

Prosessiväylä ja digitaalitekniikka mahdollistavat koestuslaitteiden integroimisen sähköasemille. Teoriassa, koestukset voidaan suorittaa etäyhteyksin, kun lait-

teita ei tarvitse enää erottaa fyysisesti järjestelmästä. IEC-61850-standardin mukaan erotus voidaan tehdä asettamalla koestettavat laitteet testi -tilaan, jolloin ne eivät ole toiminnassa muun järjestelmän kanssa. Etäkäyttöä suunniteltaessa on selvitettävä järjestelmän mahdollisesti asettamat rajoitteet ja tietoturvakysymykset. (Cigre 2019; Hurta 2020.)

5.2 Koestusratkaisut digitaalisilla sähköasemilla

Kuten edellisissä luvuissa todettiin, vaikuttaa digitalisointi koestuksissa käytettäviin menetelmiin ja laitteistoihin. Sähköasemasuunnittelussa on otettava huomioon, kuinka käytönaikainen koestaminen voidaan tehdä ongelmitta. Esimerkiksi väyläprotokollan (HSR ja PRP) ja väyläkytkinten valinnat vaikuttavat testilaitteiden liityntämahdollisuuksiin. Väyläkytkinten on tuettava käytössä olevia protokollia ja väyläprotokolla vaikuttaa siihen, kuinka testilaitte voidaan kytkeä käytön aikana järjestelmään aiheuttamatta katkoksia tietoliikenteessä. Esimerkiksi HSR-protokollalla toteutetun järjestelmän testaaminen vaatii, että testilaitte on asennettu kiinteäksi osaksi rengasta tai järjestelmään on asennettu RedBox ulkoista liityntää varten (Kuva 24). (Cigre 2019.)

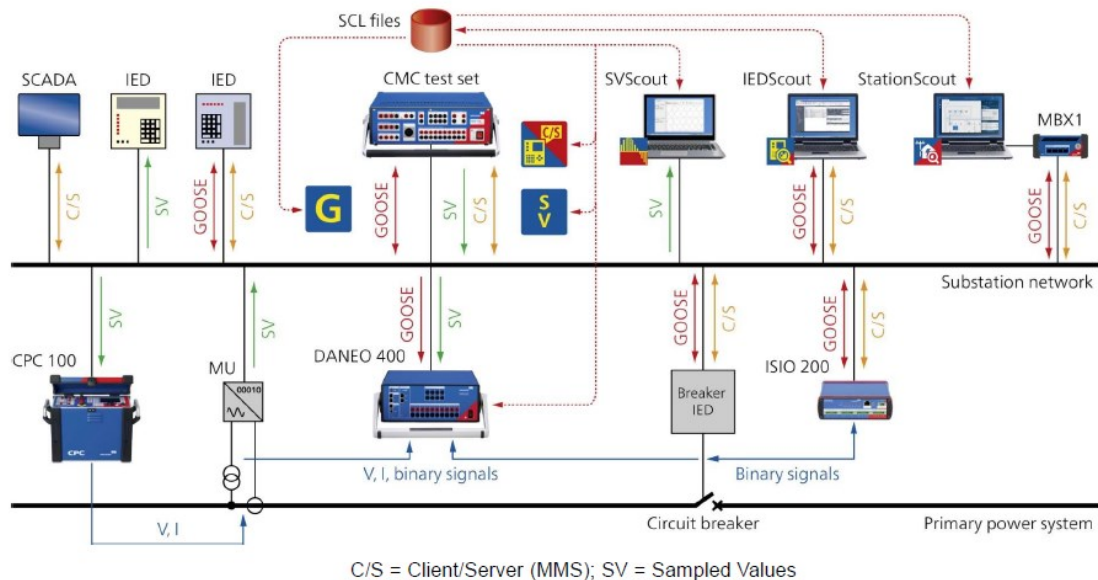


Kuva 24. HSR-verkon testaaminen edellyttää kiinteää testilaitetta tai RedBox-yksikköä (Cigre 2019)

5.2.1 Omicronin testilaitteet ja -ohjelmistot

Itävaltalainen testauslaittevalmistaja, Omicron, tarjoaa useita ratkaisuja digitaalisen sähköaseman eri osa-alueiden testaamiseen. Eri testisovelluksilla voidaan

koestaa tarvittavia osia sähköaseman suojausjärjestelmästä ja analysoida väylissä tapahtuvaa viestiliikennettä kaikilla tasoilla. Kuvassa 25 on esitetty digitaalisen sähköaseman testaukseen saatavilla olevia testilaitteita ja -ohjelmistoja. (Omicron 2022.)



Kuva 25. Omicronin laite- ja ohjelmistotarjonta digitaalisen sähköaseman testaukseen (Omicron 2022)

Sähköaseman MMS- ja GOOSE-viestinnän testaukseen valikoimasta löytyy IEDScout- ja StationScout-ohjelmistot, yhdessä MBX1-laitteen kanssa. Ensin mainittu soveltuu yksittäisten laitteiden syvällisempään testaukseen ja jälkimmäinen on tarkoitettu esimerkiksi kokonaisen sähköaseman viestiliikenteen testaukseen. SVScoutilla voidaan nimensä mukaisesti tarkkailla pelkästään SV-viestien liikennettä väylässä. (Omicron 2022.)

CPC 100 on tarkoitettu virta- ja jännitemuuntajien primääritestaukseen. Sillä voidaan syöttää haluttuja arvoja muuntajien ensiöpuolelle ja lukea toisioarvoja joko analogisina signaaleina tai väylästä SV-muodossa. Kyseinen laite on ollut pitkään käytössä myös perinteisten asemien testauksessa. (Omicron 2022.)

Suojareleiden ja MU-yksiköiden testaukseen soveltuvat CMC- ja DANE0 400-laitteet. CMC soveltuu GOOSE- ja MMS-viestinnän testaukseen sekä SV-arvojen

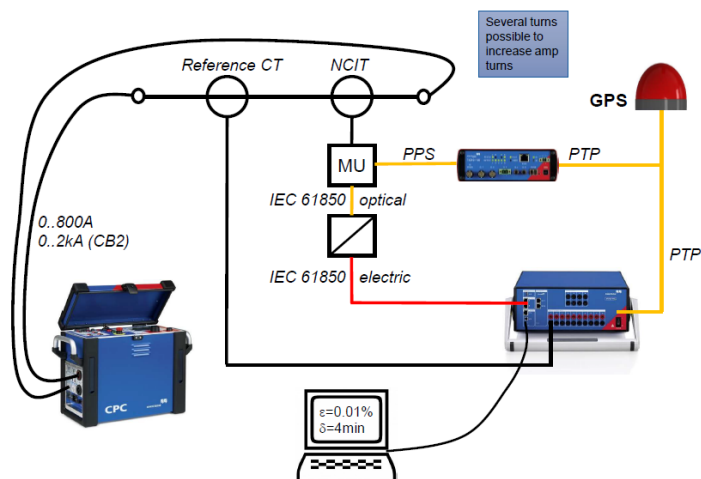
lähettämiseen väylään. DANEO:lla taas voidaan analysoida monipuolisesti prosessiväylän viestiliikennettä. Laite pystyy vastaanottamaan sekä digitaalisia että analogisia signaaleja, joten se soveltuu esimerkiksi MU-yksiköiden ja väylässä liikkuvien ohjaus- ja suojauskäskyjen toiminta-aikojen testaukseen. SV-viestejä DANEO:lla ei puolestaan voi lähettää. Edellä mainittujen laitteiden binääriporttien määrää voidaan tarpeen mukaan laajentaa ISIO 200-yksiköillä. (Omicron 2022.)

5.2.2 Käyttöönottokoestuksiin tarvittava laitteisto

Digitaalisen sähköaseman käyttöönottokoestusten suorittaminen edellyttää useamman testilaitteen ja ohjelmiston käyttöä, jotta koko järjestelmä saadaan asianmukaisesti testattua. Alla on esitelty tyypillisiä koestustilanteita ja näiden suorittamiseen tarvittava laitteisto.

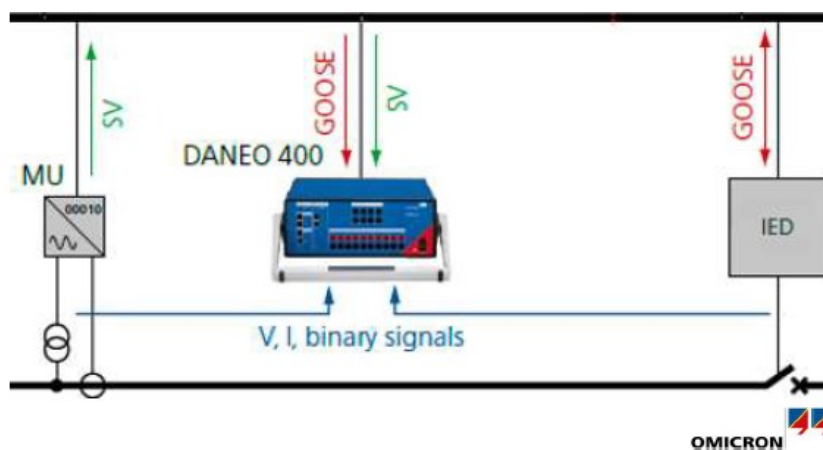
Mittamuuntajien muuntosuhteiden testaamiseen käytetään CPC 100 -laitetta. Laite syöttää virtaa tai jännitettä muuntajan ensiöpuolelle, jonka jälkeen laite mittaa koestettavan muuntajan lähettämiä analogisia- tai SV-signaaleja toisiopuolelta. (Omicron 2022.)

Epäkonventionaalisten mittamuuntajien ja MU-yksikön monipuoliseen testaukseen voidaan käyttää CPC 100 ja Daneo 400 testilaitteita. Näiden lisäksi tarvitaan referenssimuunnin ja soveltuva GPS-aikalähde SV-viestien synkronointiin (Kuva 26). CPC:lla syötetään ensiövirtaa tai -jännitettä mittamuuntajille, jonka jälkeen DANEO vertaa referenssimuuntajan analogista mittaussignaalia ja koestettavan muuntajan SV-viestiliikennettä keskenään. (Omicron 2022.)



Kuva 26. Epäkonventionaalisen virtamuuntajan koestaminen (Omicron 2022)

DANEO 400:lla voidaan koestaa myös perinteisiin mittamuuntajiin yhdistettyjä MU-yksiköjä. Laite vertaa mittamuuntajan lähettämää analogista signaalia ja MU:n lähettämää SV-viestiliikennettä väylästä (Kuva 27). DANEO soveltuu monipuolisesti myös muun analogisen ja digitaalisen viestiliikenteen analysointiin. (Omicron 2022.)



Kuva 27. MU:n ja katkaisijan ohjainlaitteen koestaminen DANEO 400:lla (Omicron 2022)

Suojareleiden ja ohjausyksiköiden testaukseen soveltuu puolestaan CMC. Laitteen ohjaukseen käytetään Test Universe -ohjelmistoa, jolla voidaan luoda moni-

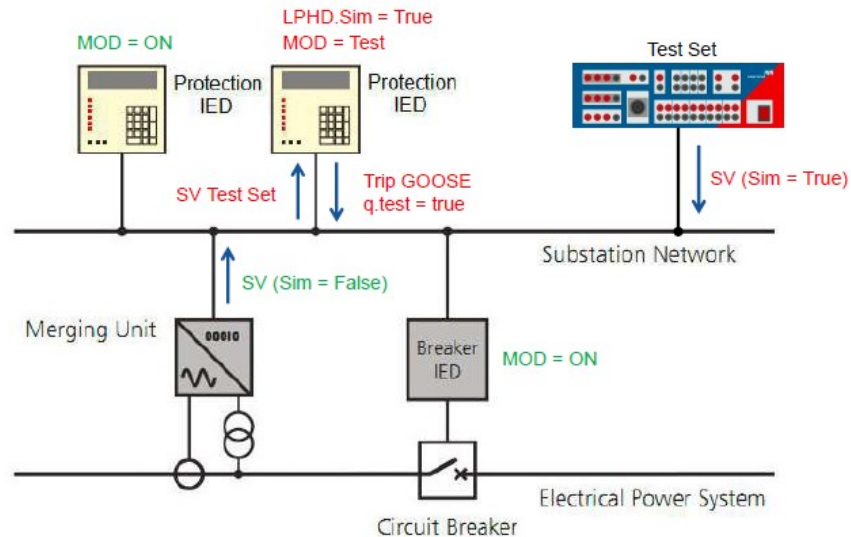
puoliset koestusohjelmat tarpeiden mukaan. Laitteella saadaan simuloitua erilaisia käyttötilanteita prosessiväylään SV- ja GOOSE-viestien muodossa. Se kykenee lukemaan myös ylemmän tason MMS-viestiliikennettä, joten sillä saadaan seurattua myös HMI:lle ja SCADA:lle menevä viestiliikenne. (Omicron 2022.)

Käyttöönottovaiheessa hyödyllisiä lisäsovelluksia on myös IED- ja StationScout-ohjelmat. IEDScoutilla voidaan tarkastella yksittäisten releiden toimintaa ja viestiliikennettä väylässä sekä päästään käsiksi releen koko datamalliin tarvittaessa. StationScout, yhdessä MBX1-laitteen kanssa, on työkalu koko sähköaseman viestiliikenteen analysointiin GOOSE- ja MMS-viestien osalta. Ohjelmalla voidaan simuloida erilaisia käyttötilanteita ja ohjata koko käytössä olevaa järjestelmää. (Omicron 2022.)

5.2.3 Kausikoestukseen tarvittava laitteisto

Kausikoestukset keskittyvät yleensä yksittäisten suojarелеiden toimintafunktioiden testaamiseen. Tällöin koestuslaitteen on kyettävä lähettämään SV- ja GOOSE-viestejä sekä lukemaan releiden lähettämiä käskyjä prosessiväylästä.

Yksittäisen suojarелеen toimintafunktioiden koestamiseen soveltuu CMC 356 -testilaitte ja sen ohjaukseen käytettävä Test Universe -koestusohjelmisto. Koestettava suojarеле asetetaan testitilaan, jolloin rele lukee ja lähettää pelkästään testitunnuksella merkittyä viestiliikennettä (Kuva 28). CMC lähettää simuloituja SV-viestejä väylään ja lukee releen lähettämän viestiliikenteen väylästä. Suojarелеen koestus voidaan näin ollen tehdä myös käytön aikana, sillä muut järjestelmään liitetyt ja normaalitilassa olevat laitteet eivät testin viestiliikenteeseen reagoi. (Omicron 2022.)



Kuva 28. Suojareleen koestaminen CMC 356:lla (Omicron 2022)

On kuitenkin huomioitava, että tulevaisuudessa mahdollisesti myös MU-yksiköt halutaan osaksi kausikoestuksia. Tällöin vaaditaan myös DANEO 400:n kaltaista laitetta, joka kykenee vertailemaan mittamuuntajan ja MU:n lähettämiä signaaleja.

Perinteisiin sähköasemiin verrattuna digitaalisten sähköasemien koestaminen edellyttää joidenkin lisälaitteiden ja sovellusten hankintaa. Koestukseen kuluva aika tulee todennäköisesti pienenemään, kun aikaa vievä kytkentöjen rakentaminen koestuslaitteen ja riviliittimien välillä jää kokonaan pois. Koska testausmenetelmät ja vianhaku muuttuvat digitaalisuuden myötä, on erityisesti koestuksia suorittavien henkilöiden perehdyttämiseen panostettava muutoksen alkuvaiheessa.

6 DIGITAALISTEN SÄHKÖASEMIEN EDUT JA HAASTEET

Vaikka kiinnostus digitaalisia sähköasemia kohtaan on kasvanut jatkuvasti, on niiden käyttöön asti päätyneet toteutukset jääneet toistaiseksi vähiin, etenkin suurjännitepuolella. Maailmalla on tehty vuosien mittaan pilottiprojekteja, mutta suuri osa näistä on jäänyt testikäyttöön. Jotkin yhtiöt ovat toteuttaneet niin sanottuja siirtymävaiheen sähköasemia, joissa on käytössä joko mittamuuntajien sensoritekniikkaa tai prosessiväylä on toteutettu perinteisten mittamuuntajien kanssa (retrofit).

6.1 Toteutuneita hankkeita

Yksi tällainen perinteisen ja uuden tekniikan yhdistävä ratkaisu on perulaisen jakeluverkkoyhtiö, Luz del Surin, toteuttama prosessiväylä 220 kV:n sähköasemalleen. Yhtiö toteutti hankkeen vuonna 2020 yhteistyössä Siemensin kanssa. Aseman jännite- ja virtamittaukset on toteutettu perinteisillä mittamuuntajilla, joista signaalit on kaapeloitu muuntajien läheisyyteen sijoitettuihin MU-yksiköihin. MU:t jakavat mittaustiedot kuitukaapelointia pitkin SV-viesteinä PRP-protokollan mukaisesti toteutettuun prosessiväylään (Liite 1). Tilaajan mukaan, toteutuksella saavutettiin kustannussäästöjä kaapeloinnissa ja suojauslaitteet voitiin asentaa pienempään tilaan (Kuva 29). Lisäksi SAT-vaiheen testaukset painottuivat pääasiassa primäärilaitteisiin, kun kaikki suojaus- ja ohjaustoiminnot voitiin testata jo FAT-vaiheessa toimittajan tiloissa. (Siemens 2022.)



Kuva 29. Los Saucesin sähköasemalla saatiin uuden tekniikan myötä sijoitettua yhteen relekaappiin jopa kolmen kentän suojaruleistys (Siemens 2022)

Islannin siirtoverkkoyhtiö Landsnet, teki vuonna 2019 päätöksen, jonka mukaan se toteuttaa tulevaisuudessa kaikki uudet ja saneerattavat sähköasemat täysin digitaalisina. Ensimmäinen digitaalinen sähköasema otettiin käyttöön kesällä 2021 ja kesällä 2022 käytössä oli jo 7 asemaa. Tavoitteena on toteuttaa vuoteen 2024 mennessä yhteensä 20-24 asemaa täysin digitaalisiksi. Yhtiön mukaan uusi tekniikka on asettanut haasteita ensimmäisten toteutusten kohdalla, mutta projektien myötä tietotaito lisääntyy jatkuvasti. (Landsnet 2022.)

Suomessa on toteutettu muutamia digitaalisten sähköasemien pilottihankkeita. Kantaverkkoyhtiö Fingridillä on Kotkan Pernoonkoskella pilottiasema, joka tehtiin vuonna 2020. Projektissa toteutettiin kahden johtolähtökentän suojaus- ja ohjausjärjestelmät digitaalisina, perinteisten järjestelmien lisäksi. Tämän lisäksi, Helen sähköverkko Oy:llä on yksi täysin digitaalisesti toteutettu ABB:n keskijännitekojeisto Helsingin Kalasatamassa. Kojeisto on ollut käytössä vuodesta 2018 lähtien. (Hurttu 2020; HSV 2022.)

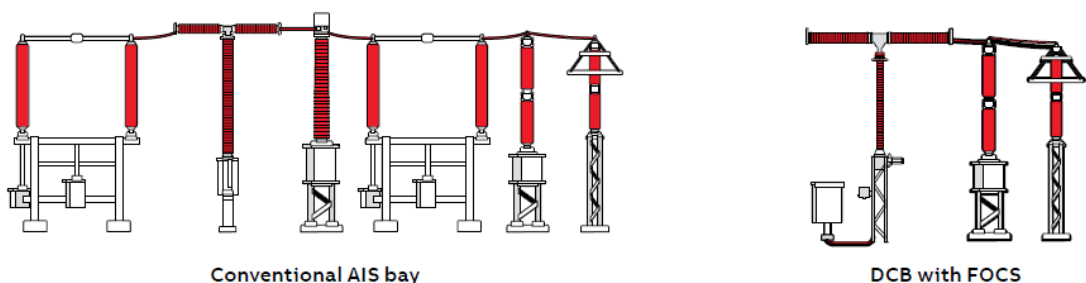
6.2 Edut

Siirtyminen digitaalisiin sähköasemiin tuo mukanaan monia etuja ja mahdollisuuksia verrattuna perinteisiin asemiin. Potentiaalisia kustannussäästöjä voidaan saavuttaa niin rakentamis-, käyttöönotto- kuin ylläpitovaiheessa ja uusi tekniikka tarjoaa käytön kannalta uusia mahdollisuuksia järjestelmän kunnonvalvonnan

osalta. Mittaussignaalien digitalisointi parantaa myös työturvallisuutta asemalla työskenteleville, sillä LPIT-muuntajien mittauspiirien toisiovirrat ja -jännitteet ovat mA ja mV-tasolla.

Kuitukaapeloinnilla voidaan saada merkittäviä kustannussäästöjä, kun muuttamalla kuitukaapelilla korvataan kilometrikaupalla kuparikaapelia. Yleisesti arvioidaan, että esimerkiksi avokytkinlaitoksilla kaapelointimäärä vähenee digitalisoinnin myötä noin 80 % (ABB 2018b). Kaapeloinnin kautta saavutetut säästöt korostuvat varsinkin avokytkinlaitoksilla, sillä niissä kaapelivedot ovat usein jopa satoja metrejä. GIS-laitoksilla kaapelointikustannusten merkitys pienenee huomattavasti lyhyempien etäisyyksien vuoksi.

Uuden tekniikan myötä laitteistojen tilantarve pienenee niin sähköasemarakennuksen kuin ensiolaitteiston osalta. Asemarakennuksen osalta tilaa voidaan säästää relekaappien määrässä. Perinteisesti yhteen kaappiin on mahtunut vain yhden kentän suojarleet, koska kaapeloinnit ja niiden kytkennät ovat vieneet käytännössä kaiken tilan. Keskitettyjen suojausratkaisuiden ja kaapeloinnin vähentämisen myötä yhteen relekaappiin voidaan digitaalisilla asemilla asentaa useamman suojauskohteen suojarleet. Virta- ja jännitemuuntajien vaihtaminen perinteisestä LPIT-tekniikkaan säästää tilaa ensiolaitteistossa. Uudet muuntajat ovat kooltaan huomattavasti pienempiä kuin perinteiset muuntajat. Kuvassa 30 on esitetty yhden valmistajan tarjoama ratkaisu uuden tyyppisestä ilmaeristeisestä kentästä. Virtamuuntaja, eristimet ja katkaisija voidaan korvata yhdellä erottavalla katkaisijalla, jossa on integroitu virtamittaus. (ABB 2018b; Siemens 2022.)



Kuva 30. Perinteinen AIS-kenttä voidaan korvata kompaktimmalla ratkaisulla uuden tekniikan myötä (ABB 2018b)

Väyläpohjainen kommunikaatio ja kuitukaapelointi vaikuttaa merkittävästi sähköasemien asennus- ja huoltokustannuksiin. Asennusvaiheen aikaa vievät kaapelointityöt jäävät pois ja suoja-alueiden toimintatellit voidaan tehdä tehdastarkastusvaiheessa (FAT), jolloin säästetään aikaa käyttöönotto- ja testivaiheissa. Nämä asiat vaikuttavat suoraan järjestelmän joustavuuteen tulevaisuudessa. Järjestelmän laajentaminen ja vikaantuneiden laitteiden korvaaminen onnistuu jatkossa huomattavasti vähemmällä työllä. Väyläpohjaiseen järjestelmään voidaan liittää kiinteäksi osaksi testaus- ja simulointilaitteita. Näin voidaan esimerkiksi suoja-alueet tarvittaessa koestaa etäyhteyksien avulla. Digitaalisen sähköaseman laitteet tuottavat mittavasti dataa, jonka hyödyntäminen järjestelmän kunnonvalvonnassa parantaa luotettavuutta. Analysoidusta datasta voidaan huomata laitteen toiminnan heikkeneminen. Näin kyseinen laite voidaan vaihtaa ennen kuin se aiheuttaa häiriön järjestelmän toimintaan. (Hurttu 2020.)

6.3 Haasteet

Digitaalisten sähköasemien yleistymiseen liittyy luonnollisesti myös haasteita. Käyttöön asti päätyneitä toteutuksia on maailmankin mittakaavassa vielä vähän ja laitteistojen osalta ollaan vielä osittain kehitysvaiheessa. Eri valmistajien tulkin- taerot ja laitteiden yhteensopivuus oli ongelma ennen IEC-61850-standardin viimeisimpiä päivityksiä.

Yhtenä isona tekijänä ja kehityksen jarruna on tällä hetkellä osaamisen puute, koska digitalisoinnin myötä järjestelmät tulevat aiempaa monimutkaisemmiksi. Henkilöstön koulutustarve kasvaa, kun rakennus- ja ylläpitovaiheissa tarvitaan erityisosaamista perinteisen sähkötekniikan lisäksi tietoliikenne- ja väylätekniikasta. (Hurttu 2020.)

Digitaalisten sähköasemien luotettavuus on käsitteenä laaja ja siihen vaikuttaa monien eri osa-alueiden summa. Koska toteutuksia ja kokemusta on vielä vähän, on myös saatavilla olevan tiedon määrä vähäistä. Olennaisia kysymyksiä luotettavuuden osalta on kuitenkin uusien elektronisten laitteiden kestävyys ja prosessiväylän tuomat muutokset. Uusia laitteita asennetaan mahdollisesti lähelle kytkinlaitteistoa, jolloin ne joutuvat alttiiksi ulkoilman aiheuttamille olosuhdemuutok-

sille. Lämpötilan vaihtelut ja kosteus voivat merkittävästi lyhentää laitteiden elinikää. Prosessiväylästä ei ole pitkän aikavälin kokemusta, joten sen luotettavuus on iso kysymys. Väylää hyödyntävän järjestelmän vikaherkkyyteen vaikuttaa ainakin aikatahdistukseen, väyläprotokolliin ja laitteiden tekniseen laatuun liittyvät kysymykset. Nämä asiat tulee huomioida tarkkaan digitaalisia sähköasemia suunniteltaessa. (Hurttu 2020.)

Suuret datamäärät ja lisääntyneet etähallintamahdollisuudet asettavat haasteita myös tietoturvallisuuden näkökulmasta. Prosessiväylä mahdollistaa tulevaisuudessa laajemman kunnonvalvonnan ja laitteiden etähallinnan. Käytännössä tämä tarkoittaa myös käyttäjämäärän lisääntymistä sähköaseman verkossa, jolloin tietoturvariskit kasvavat huomattavasti. (Hurttu 2020.)

7 POHDINTA

Opinnäytetyön tarkoituksena oli hankkia tietoa digitaalisista sähköasemista ja sen tuomista muutoksista koestusten kannalta. Tutkittavan aihealueen laajuus tuli hieman yllätyksenä. Tämän myötä käsiteltävien aiheiden rajaaminen osoitautui ajoittain hankalaksi ja tiedon hankkimiseen kului todella paljon aikaa. Kirjallisuuslähteitä löytyi hyvin perinteisten sähköasemien osalta, mutta digitaalisia sähköasemia käsittäviä ajantasaisia teoksia ei juurikaan vielä ole. Edellä mainittujen seikkojen vuoksi testilaitteiston suunnittelu jätettiin pois tästä työstä. Tiedon etsimiseen käytettiin paljon alan järjestöjen julkaisuja, laitevalmistajien esityksiä ja aiheeseen liittyviä lopputöitä.

Digitaalisten sähköasemien yleistyminen laajemmin on vielä edessä. Suurin osa tähän mennessä toteutuneista hankkeista on jäänyt pilottivaiheeseen ja verkko-yhtiöiden siirtyminen luotetusta tekniikasta uuteen vaatii luotettavuuden, kustannuskysymysten ja osaajapulan ratkaisemista. Mielenkiintoista on nähdä, miten Islannin siirtoverkkoyhtiö Landsnet onnistuu kunnianhimoisessa hankkeessaan. Tämä toisi alalle varmasti paljon lisätietoa digitaalisten asemien luotettavuudesta isossa mittakaavassa ja saattaisi edesauttaa muidenkin digiasemaprojektien käynnistymistä maailmalla.

Työn tuloksena saatiin lisätietoa digitaalisista sähköasemista ja niiden koestamiseen tarvittavista resursseista, jota voidaan käyttää yrityksessä työntekijöiden aiheeseen perehdytyksen tukena. Työ antaa myös pohjaa jatkotutkimusaiheisiin, sillä digitaalisissa sähköasemissa riittää vielä paljon tutkittavia aiheita. Jatkotutkimusaiheina voisi olla esimerkiksi testilaitteiston suunnittelu ja koestusohjeiden luonti sekä syvempi perehtyminen luotettavuuskysymyksiin yksittäisten osakokonaisuuksien osalta.

LÄHTEET

ABB 2019. ABB Oy Distribution solutions. Relesuojaus keskijänniteverkossa. Luento 25.1.2022.

ABB 2018a. Enabling digital substations, SAM600-IO switchgear control unit. Webinaari 15.2.2018.

ABB 2018b. We are bridging the gap. Enabling Digital Substations. Viitattu 8.6.2022. https://library.e.abb.com/public/60353dfb50bd4d3d8e0fcefb8f1d4c29/ABB%20Digital%20Substation_9AKK107045A8458_180112.pdf.

Cigre WG B5 2019. Test strategy for Protection, Automation and control (PAC) functions in a fully digital substation based on IEC 61850 applications. Paris: Cigre.

Das, J.C. 2018. Power Systems Handbook Volume 4: Power Systems Protective Relaying. Boca Raton, USA: Taylor & Francis Group, LLC.

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

Fingrid 2022. Sähköasemat. Viitattu 4.3.2022 <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/kunnossapito/sahkoasemat/>

GE 2018. COSI_CTO_VTO_CMO-Brochure-EN-2018-08-Grid-GA-1653. General Electric Company.

Heikkilä, J. 2004. Sähköasemat ja niiden tärkeimmät laitteet. Fingrid-lehti 1/2004, 25.

HSV 2022. Sisäinen esitysmateriaali.

Hurtta, J. 2020. Digitaalisen sähköaseman testaus- ja valvontaratkaisut. Aalto-yliopisto, Sähkötekniikan korkeakoulu. Diplomityö. Espoo.

IEC 2011. IEC-61850. 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: IEC.

IEC 2019. IEC-61869-9. Instrument transformers – Part 9: Digital interface for instrument transformers. Geneve: IEC.

IEEE 2008a. IEEE Guide for the Application of Rogowski Coils Used for Protective Relaying Purposes. USA: IEEE, Inc.

IEEE 2008b. IEEE Std 1588-2008. IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems. USA: IEEE.

IEEE 2010. Practical Experience with IEEE 1588 High Precision Time Synchronization in Electrical Substation based on IEC 61850 Process Bus. IEEE.

IEEE 2017. IEEE Recommended Practice for Implementing an IEC 61850-Based Substation Communications, Protection, Monitoring, and Control System. USA: IEEE, Inc.

Dolezilek, D. 2006. IEC 61850: What You Need to Know About Functionality and Practical Implementation. IEEE.

Janssen, M.C. & Apostolov, A. 2008. IEC 61850 Impact on Substation Design. Chicago, IL, USA. IEEE.

Landsnet 2022. Digital substations. Esittelymateriaali. The 500 Club in Helsinki, Finland, June 1-2, 2022.

Omexom 2021. Keitä me olemme. Viitattu 28.12.2021
<https://www.omexom.fi/yhtiomme/keitameolemme/>

Omexom 2022a. Sisäinen koulutusmateriaali.

Omexom 2022b. Sisäinen asiantuntijapalaveri.

Omicron 2022. Solutions for Digital Substations. Power Utility Communication (PUC). Laite-esittely, Teams. 4.2.2022.

Promaint 2014. Digitaalisuus parantaa asemien luotettavuutta. Viitattu 10.3.2022 <https://promaintlehti.fi/Kunnonvalvonta-ja-kayttovarmuus/Digitaalisuus-parantaa-asemien-luotettavuutta>.

Siemens 2018. SICAM A8000 with HSR, PRP. Viitattu 5.5.2022 <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:af86fb74-e3bc-4e96-94f3-91c9256709a0/sicama8000prphsprofile.pdf>.

Siemens 2021. Merging unit. Viitattu 29.12.2021 <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/protection-relays-and-control/siprotec-5/merging-unit/merging-unit-siprotec-6mu85.html>.

Siemens 2022. Process Bus in transmission substations - grid operators experience. Saksa: Siemens.

VAMK 2018. DEMVE training material. IEC 61850 Communication Between Devices. VAMK.

Vardhan, H., Ramlachan, R., Szela, W. & Gdowik, E. 2017. Deploying Digital Substations: Experience with a Digital Substation Pilot in North America. USA. IEEE.

VINCI Energies 2021. About us. Viitattu 28.12.2021 <https://www.vinci-energies.com/en/accelerating-the-energy-transition-and-digital-transformation/>

LIITTEET

Liite 1. Los Sauces substation process bus solution

Liite 1. Los Sauces substation process bus solution

