



Automaation edut ja vaikeudet keskijänniteverkon muuntamoissa

Arto Vitkala

Opinnäytetyö
Marraskuu 2012
Sähkötekniikan koulutusohjelma
Automaatiotekniikka

TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu
Sähkötekniikan koulutusohjelma
Automaatiotekniikka

VITKALA, ARTO:

Automaation edut ja vaikeudet keskijänniteverkon muuntamoissa

Opinnäytetyö 54 sivua, joista liitteitä 5 sivua
Marraskuu 2012

Tampereen Sähköverkko Oy:llä sähköjakeluverkon automaatio on keskittynyt sähköasematasolle lukuun ottamatta Teiskon maaseudun ilmajohtoverkkoaluetta ja muutamia muuntajia Tampereen keskustassa. Tässä opinnäytetyössä tutustuttiin erityyppisiin muuntamo- ja verkkoerotinkojeistoihin, koska muuntamoautomaatioprojektin tarkoituksena on alkaa rakentaa näitä kojeistoja automatisoiduiksi. Kyseisen projektin pääpainotus pysyy kuitenkin kaapeliverkon automatisoinnissa. Projektin aloittamisen yhtenä syynä ovat energiamarkkinaviraston määräämät toimitusvarmuuskriteeristön suositusarvot, jotka täytyy saavuttaa vuoteen 2030 mennessä.

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena on helpottaa Tampereen Sähköverkko Oy:n hankintapäätöstä muuntamoautomaatioprojektin laitteistoista ja tietoliikenteestä. Opinnäytetyöhön on otettu pari esimerkkitalannetta vuodelta 2012, joissa valmiista muuntamoautomaatioverkostosta olisi ollut suuresti apua. Työssä on ehdotus muuntamoautomaatiolaitteista, joista valinta jouduttiin tekemään ilman laitteiden hintatietoja. Tämän lisäksi on verrattu kahden tietoliikenteeseen perehtyneen yrityksen ehdottamia tietoliikennetarkaisuja, joista on kerätty tärkeimmät eroavaisuudet ja edut.

Opinnäytetyö sisältää määritykset muuntamoautomaatiolle. Tämän lisäksi työssä on esitelty muuntamoilta ja muuntajilta automaatiolla saavutettavat hyödyt sekä Tampereen Sähköverkko Oy:n asettamat automaatiolaitteistojen vaatimukset. Opinnäytetyö toimii opastavana materiaalina Tampereen Sähköverkolle muuntamoautomaatiosta kehittäessä.

ABSTRACT

Tampere University of Applied Sciences
Degree Programme in Electrical Engineering
Automation technology

VITKALA, ARTO:

Benefits and Difficulties of Automation in Medium Voltage Transformers

Bachelor's thesis 54 pages, appendices 5 pages
November 2012

Power distribution automation at Tampere Sähköverkko Ltd is focused on the substation level with the exceptions of Teisko rural overhead distribution network domain and a few transformers stations at the center of the City of Tampere. This thesis introduces different types of ring main units and overhead power line disconnectors as transformer automation project purpose is to start to build such switchgear to automate. However, the main focus of the project remains at the cable network automation. The project was commenced because the Energy Market Authority imposed the criteria for reliability of supply of electricity recommended values, which must be achieved by the end of the year 2030.

The aim of this bachelor's thesis is to facilitate Tampere Sähköverkko Ltd's purchase decision for transformer automation project in terms of devices and telecommunications. This thesis includes a couple of example situations from year 2012 where completed transformer automation network would have been very helpful. Thesis is proposing the author's opinion for the best automation devices for transformer automation project. The decision has been made without knowledge on the equipment prices. In addition to this, comparison has been made between two data traffic experienced companies and their telecommunication solutions, the most important of these differences and benefits have been listed in this thesis.

The thesis includes proposal definitions of transformer automation and SCADA functions. In addition to this, the thesis outlines the benefits of automation in terms of transformer substations and transformers, as well as the automation requirements set by Tampere Sähköverkko Ltd. The thesis serves as guidance material for Tampere Sähköverkko Ltd's transformer automation.

Key words: cable network, transformer substation, transformers, power distribution, grids, telecommunication

SISÄLLYS

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | JOHDANTO..... | 6 |
| 2 | YRITYS..... | 8 |
| 2.1 | Tampereen Sähkölaitos Oy..... | 8 |
| 2.2 | Tampereen Sähköverkko Oy..... | 9 |
| 3 | TAMPEREEN ALUEEN KÄYTTÖKESKUS..... | 10 |
| 3.1 | ABB MicroSCADA -käytönvalvontajärjestelmä..... | 10 |
| 3.2 | Tekla DMS -käytöntukijärjestelmä..... | 11 |
| 4 | MUUNTAMOAUTOMAATION TARVEKARTOITUS..... | 12 |
| 4.1 | Verkon hallinnan tarpeet..... | 12 |
| 4.1.1 | Sähköverkon keskeytyksen hallinta..... | 13 |
| 4.1.2 | Omaisuuuden hallinnan näkökulma..... | 14 |
| 4.1.3 | Kaukokäyttö ja etäohjelmointi..... | 14 |
| 4.2 | Muuntamoautomaation hyötyjä..... | 15 |
| 4.2.1 | Keskeytyksestä aiheutuva haitta (KAH)..... | 15 |
| 4.2.2 | Esimerkki vikatilanteesta..... | 18 |
| 4.2.3 | Kaukokäyttöliityntä..... | 19 |
| 4.2.4 | Kytkentöjen suunnittelu..... | 21 |
| 4.2.5 | Laatumittaus automaation avulla..... | 22 |
| 4.2.6 | Mittausdatan hyödyn maksimointi..... | 24 |
| 5 | KENTTÄLAITTEET..... | 25 |
| 5.1.1 | Muuntamo..... | 25 |
| 5.1.2 | Verkkoerotin..... | 28 |
| 6 | PAIKALLISAUTOMAATIOLAITTEET..... | 30 |
| 6.1.1 | ABB REC603..... | 30 |
| 6.1.2 | SIEMENS TM 1703..... | 32 |
| 6.1.3 | AJECO AM08M..... | 33 |
| 6.1.4 | Netcon 100..... | 34 |
| 7 | TIETOLIIKENNEJÄRJESTELMÄ..... | 36 |
| 7.1 | Tietoliikennejärjestelmä vaatimukset..... | 36 |
| 7.1.1 | ABB MicroSCADA:n ja ala-asemien kommunikointi..... | 36 |
| 7.1.2 | Ala-aseman ja paikallislaitteiston kommunikointi..... | 37 |
| 7.2 | Tietoliikenteen hallinta palveluna..... | 39 |
| 7.2.1 | Emtelen ratkaisu..... | 39 |
| 7.2.2 | AJECO Oy..... | 41 |
| 8 | POHDINTAA..... | 43 |
| 8.1 | Mahdollisen projektin aloitus..... | 43 |
| 8.2 | Muuntamoiden rakentaminen..... | 45 |
| 8.3 | Investoinnin kannattavuusnäkökulma..... | 45 |
| 8.4 | Muuntamoautomaatiopaketti..... | 46 |
| 8.5 | Muuntamoautomaation tulevaisuuden mahdollisuuksia..... | 46 |
| 8.6 | Loppusanat..... | 47 |
| | LÄHTEET..... | 48 |
| | LIITTEET..... | 50 |
| | Liite 1. Tampereen Sähköverkolla olevia muuntamokojeistoja..... | 50 |
| | Liite 2. PowerQ:n esimerkkiraportti..... | 51 |

LYHENTEET JA TERMIT

| | |
|--------------|---|
| DMS | Distribution Management System, käytöntukijärjestelmä |
| DSiP | Distributed Systems intercommunication Protocol, AJECON kehittämä ohjelmistopohjainen monikanavainen protokolla |
| EMV | Energiamarkkinavirasto |
| GOOSE | Generic Object Oriented Substation Event, IEC 61850 -standardin määrittelemä kommunikaatioprotokolla |
| GPRS | General Package Radio Service, GSM-verkon pakettikytkenäinen tiedonsiirtopalvelu |
| IEC | International Electrotechnical Commission, kansainvälinen sähköteknillinen komissio |
| IEC 101 | sarjaliikenteinen käytönvalvontaprotokolla. Lyhenne IEC 60870-5-101 -protokollasta |
| IEC 104 | nykyaikaisissa IP-verkoissa käytettävä käytönvalvontaprotokolla. Lyhenne IEC 60870-5-104 -protokollasta |
| IED | Intelligent Electronic Device, älykäs sähköverkon suojalaite |
| KAH | keskeytyksestä aiheutunut haitta |
| keskeytys | jännite laskee alle 1 %:iin nimellisjännitteestä |
| KJ | keskijännite, jännite välillä 1 000 V ... 35 000 V |
| LON | Local Operating Network. Echelonin kehittämä kenttäväylä |
| MicroSCADA | ABB:n käytönvalvontajärjestelmä |
| NIS | Network Information System, verkkotietojärjestelmä |
| PCLTA | PC LonTalk Adapter, tietokoneen kommunikointikortti |
| pilvipalvelu | palvelu sijaitsee fyysisesti muualla |
| PJ | pienjännite, alle 1 000 V jännite |
| PQ | Power Quality, sähkön laatu |
| RTU | Remote Terminal Unit. Yleisnimitys käytönvalvontajärjestelmien ala-aseille |
| SCADA | Supervision Control and Data Acquisition, yleisnimitys kaukokäyttöjärjestelmästä |
| SPA | ABB:n kehittämä asematason liikennöinti-protokolla |
| TEM | Työ- ja elinkeinoministeriö |
| TSV | Lyhenne Tampereen Sähköverkko Oy:stä |
| verkkoyhtiö | sähkön asiakkaalle siirtävä yhtiö |

1 JOHDANTO

Opinnäytetyön lähtökohtana on Tampereen Sähköverkko Oy:n (TSV) suunnitelma ryhtyä kehittämään muuntamoautomaatiota. Työssä perehdyttiin TSV:lla käyneiden yritysten esiteaineistoihin ja koottiin näistä opinnäytetyöhön keskeisimmät asiat, joita ainakin käsitellään muuntamoautomaatioprojektissa.

TSV:lla on ennestään olemassa ilmajohdoverkolla maaseutualueella verkostoautomaatiota erotinkäytössä, josta on noin kymmenen vuoden ajalta positiivisia käyttökokemuksia. Tämä muuntamoautomaatioprojekti keskittyy ensisijaisesti kaapeliverkoston muuntamoiden automatisointiin, koska sähköverkkoyhtiöt ovat ottamassa käyttöön Sähkön toimitusvarmuuskriteeristö 2030 -suosituksen (Partanen, Honkapuro, Lassila, Kaipia, Verho, Järventausta, Strandén & Mäkinen 2010, 58), joka määrittää tavoitetasot jakelun palautumiselle. Toimitusvarmuuskriteeristön arvot ovat tulossa velvoitteenakin eteen, koska vuoden 2013 alussa tulee sähkömarkkinalakiin muutos, johon nämä kriteerit tullaan portaittain sisällyttämään. Esimerkiksi vuonna 2030 kaupunkialueella keskeytysaika saisi olla enintään yksi tunti vuodessa asiakasta kohden ja lyhyitä keskeytyksiä ei saisi olla ollenkaan. Näihin suosituksiin pyritään TSV:lla kehittämällä yhtenä osana muuntamoautomaatiota. Tällöin saataisiin vikatilanteessa keskeytyksen pituudet pienennettyä nykyisistä tunneista vain muutamien minuuttien pituisiksi, kun saadaan muuntamoautomaatioverkosto riittävän kattavaksi.

Tämän työn päätavoitteena on helpottaa TSV:n hankintapäätöstä muuntamoautomaatiosta ja selvittää, kenen valmistajan ala-asekalaite olisi sopivin TSV:n kannalta. Työssä kerrotaan myös muuntamoautomaation hyödyistä vikatilanteissa, ja mitä muita hyötyjä saavutetaan tai voidaan saavuttaa muuntamoautomaatiolla tai verkostoautomaatiolla. Käydään läpi tietoliikenneprotokollat, jotka ovat TSV:lla käytössä. Työssä tutkitaan vaihtoehtoja, joilla saataisiin kaikki laitteet kommunikoimaan keskenään sujuvasti ilman ristiriitoja sekä saataisiin tietoliikenteelle helppokäyttöinen diagnostiikka- ja etähallintatyökalu.

Nykypäivänä lähes kaikki päivittäiset pienetkin asiat hoidetaan tietokoneella tai muuten sähköä vaativilla laitteilla, ja tämän vuoksi asiakkaiden odotukset sähkönjakelun käyttövarmuudelle kasvavat jatkuvasti, ja tähän sähköverkkoyhtiöiden on otettava kantaa

tulevaisuutta ajatellen. Vuoden 2011 Tapani- ja Hannu-myrskyt, jotka aiheuttivat pitkiä sähkönjakelun keskeytyksiä ympäri Suomea, nostivat sähkönjakelun luotettavuuden taas keskustelun aiheeksi.

TSV:llä nyt jo olemassa olevat muuntamot poikkeavat keskenään kooltaan, mutta työssä on esitelty peruskokoisen muuntamon keskijännitekojeisto, jonka mukaan on määritetty muuntamoiden vaatimukset. Työhön on kerätty eri valmistajien laitemallit, joilla saadaan täytettyä TSV:n kaukokäytön mittauksiin, ohjauksiin sekä suojauksiin asettamat vaatimukset. Tämän työn tarkoituksena oli lisäksi tuottaa alustava muuntamoautomaatiokokoonpano, jonka perusteella voitaisiin TSV:lla päättää varsinaisesta kokoonpanosta, kun on tutustuttu mahdollisiin vaihtoehtoihin.

Sähkön laadun mittaaminen on myös suhteellisen uusi asia TSV:lle. Sähkön laatua mitataan nyt pelkästään sähköasematasolla ja siirrettävillä mittareilla tarpeen mukaan. Laadun mittausta harkitaan kuuluvaksi osaksi muuntamoautomaatioprojektia, koska ei tiedetä, vaaditaanko tulevaisuudessa jokaisella muuntamolla olemaan sähkön laatua mittaavat laitteet vai riittäisikö toistaiseksi, että tämä olisi lisättävissä muuntamoille tarvittaessa.

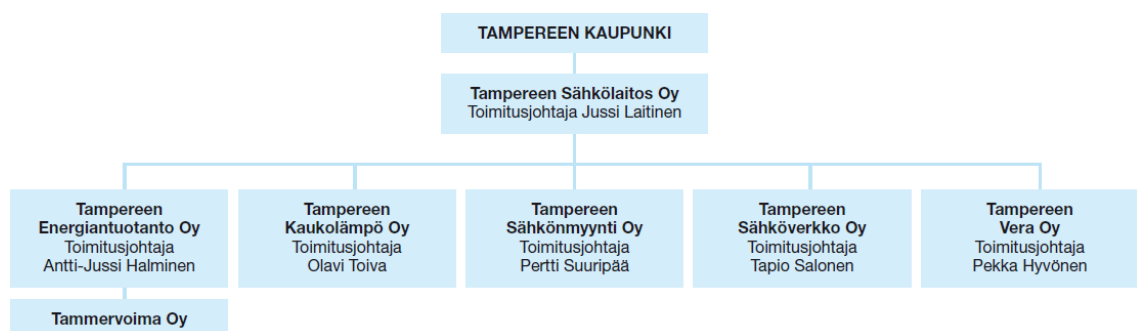
Yhtenäisellä laadunmittauksella sähköasemalta asiakkaalle asti saataisiin tarkasti selvitettyä mahdolliset verkon ongelmakohdat. Sähkön laadun mittaamisella pystyttäisiin ennakoimaan mahdollisia huollon tarpeita sekä saataisiin tarkkaa tietoa tarvittavasta muuntamokapasiteetin määrästä. Mittauksien historiatietoja voitaisiin kerätä käytönvalvontajärjestelmään, jonka avulla pystyttäisiin selvittämään muuntopiirin säröä, muuntajan kuormitusta, yliaaltoja tai loistehon määrää. Näitä mittauksia täytyisi seurata pidemmällä aikajaksolla, jotta niitä pystyttäisiin analysoimaan.

2 YRITYS

2.1 Tampereen Sähkölaitos Oy

Sähkövalo syttyi Tampereella, Finlaysonin kutomosalissa Plevnassa 15.3.1882. Tampereen Sähkölaitos Oy toimi vuodesta 1888 vuoden 2008 loppuun asti Tampereen kaupungin omistamana energialiikelaitoksena. Vuoden 2009 alusta lukien Tampereen Sähkölaitos yhtiöitettiin muodostamalla Tampereen kaupungin omistama emoyhtiö Tampereen Sähkölaitos Oy. Tämän konsernin tytäryhtiöitä ovat sähköä ja lämpöä tuottava Tampereen Energiantuotanto Oy, kaukolämpöä ja maakaasua myyvä ja jakeleva Tampereen Kaukolämpö Oy, sähköä myyvä ja välittävä Tampereen Sähkönmyynti Oy. Vuonna 2005 sähkölaitoksesta yhtiöitettiin jo sähköverkkotoimintaa harjoittava Tampereen Sähköverkko Oy sekä sähkö- ja ulkovalaistusverkkojen rakentamista ja kunnossapitotoimintaa harjoittava Tampereen Vera Oy. Tampereen Sähkölaitoksella vuoden 2011 lopulla oli töissä yhteensä 420 henkeä.

Energiatuotantoa on mm. Naistenlahden ja Lielahden voimalaitoksilla ympäristövas- tuullisesti sähkön ja lämmön yhteistuotantona. Rakenteilla ovat Tammervoiman hyöty- voimalaitos Tarastenjärvelle, jossa se tuottaa sähköä ja lämpöä vuonna 2015 sekä Pohjoismaiden suurin pellettilämpölaite Sarankulmaan. Tampereen Sähkölaitos toimittaa sähköä, kaukolämpöä ja maakaasua yksityis- ja yritysasiakkaille pääasiassa Pirkanmaal- la. Tavoitteena on lisätä uusiutuvan energian käyttöä 30 prosenttiin vuoteen 2020 men- nessä. Vuonna 2012 Tampereen Sähkölaitos aloitti kaukojäähdytysliiketoimintaa, jossa rakennuksia jäähdytetään Näsijärven syvänteistä saatavalla uusiutuvalla energialla. (Tampereen Sähkölaitos 2012)

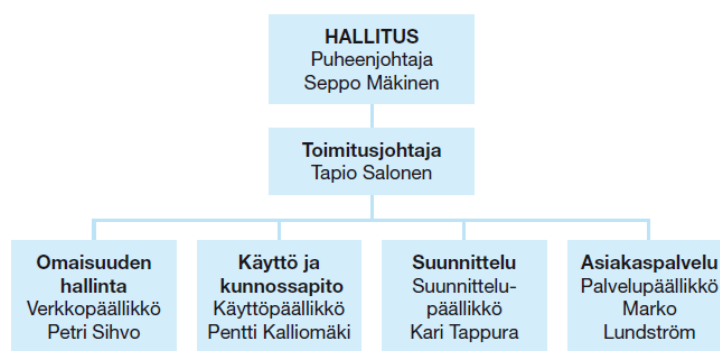


KUVA 1. Tampereen Sähkölaitos Oy:n konserni (Tampereen Sähkölaitos 2012)

2.2 Tampereen Sähköverkko Oy

Tampereen Sähköverkko Oy omistaa 110 kV:n suurjännitteistä jakeluverkkoa ja 20 kV:n keskijänniteverkkoa sekä alle 1 000 V:n PJ-verkkoa (Pienjännite). TSV:lla on suurjännitteistä jakeluverkkoa 110 kV:n jännitetasolla 62 km ja suoraan tähän verkkoon on liitettynä kaksi asiakasta. Pienempää 20 kV:n keskijännitteen johtoa oli Tampereella vuonna 2011 yhteensä 942 kilometriä ja 400 V:n PJ-verkkoa noin 2700 km. Jakelun keskeytyksiä esiintyi vuonna 2011 TSV:lla 0,92 tuntia asiakasta kohden ja kyseisten keskeytysten määrää seuraa EMV (Energiamarkkinavirasto). Liikevaihto oli TSV:lla 45,9 miljoonaa euroa vuonna 2011 ja vakituista henkilöstöä oli yhteensä 51 henkeä. TSV:n päätoimipiste sijaitsee Ratinan stadionin lähetyvillä osoitteessa Voimakatu 10.

TSV on jo pitkään ollut mukana kymmenen kaupunkiyhtiön niin sanotussa EK12-yhteistyössä. Kesällä 2011 valmistui yhteistyön tuloksena yhtiökohtainen Verkostostrategia 2030, jonka painopiste nimestä huolimatta on tällä vuosikymmenellä. Valmistelutyön aikana arvioitiin verkkoliiketoiminnan toimintaympäristön yleisiä muutostrendejä vuosien 2010 ja 2030 välillä ja niiden vaikutuksia erityisesti omalla jakelualueella. Niiden perusteella laadittiin muun muassa kuormitusennusteita, tarkistettiin laskentaparametreja ja arvioitiin tulevaisuuden verkostotekniikkaa. Tavoitteena oli löytää tulevien vuosien kehittämisen pääsuuntaviivat, joiden perusteella päivitetään vuotuiset investointitarpeet. (Tampereen Sähköverkko 2012)



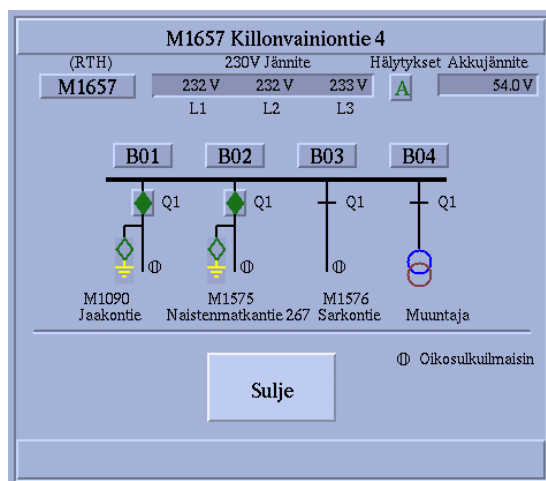
KUVA 2. Tampereen Sähköverkko Oy:n organisaatio (Tampereen Sähköverkko 2012)

3 TAMPEREEN ALUEEN KÄYTTÖKESKUS

3.1 ABB MicroSCADA -käytönvalvontajärjestelmä

TSV:lla käytönvalvontajärjestelmänä on ABB MicroSCADA, jonka avulla hallinnoidaan sähköverkkoa, sähköasemia, Teiskon erotinasemia ja muutamia muuntamoja. Tämä järjestelmä toimii TSV:lla pääsijaisena valvontajärjestelmänä, josta valvotaan verkon kuormituksia, tapahtumia ja hälytyksiä sekä tehdään tarvittavat ohjaukset kauko-ohjattaville katkaisijoille ja erottimille. MicroSCADA järjestelmä toimii kokonaan kahdennettuna järjestelmänä eli kaikki toiminnot on kahdennettu ja tietoliikenne on varmistettu, jotta saavutetaan riittävän luotettava toimintavarmuus. Järjestelmän tietokoneet ja ohjelmistot toimivat kuumavarmennettuna niin, että vikatilanteessa varatoiminnot aktivoituvat automaattisesti. Kaikille TSV:n sähköasemille on pääyhteytenä valokuituyhteys, ja varayhteydet on toteutettu kuparikaapeleissa. Näiden lisäksi TSV:lla on käytössä vielä erillinen ”reservijärjestelmä”, jolla saadaan kriittiset asemahälytykset valvomoon, jos kaukokäyttöjärjestelmä jostain syystä vikaantuisi.

Kuvassa 3 näkyy ABB MicroSCADA käytönvalvontajärjestelmästä kaapattu näkymä kauko-ohjattavasta M1657-muuntamosta. Samanlainen näkymä voisi olla mahdollista toteuttaa muuntamoautomaatioprojektin muuntamoille, mutta ennen projektin alkamista pitää muuntamoita varten suunnitella käyttökelpoinen koontikuva, josta voidaan selkeästi tarkkailla ja hallinnoida yhtä aikaa useita muuntamoita.



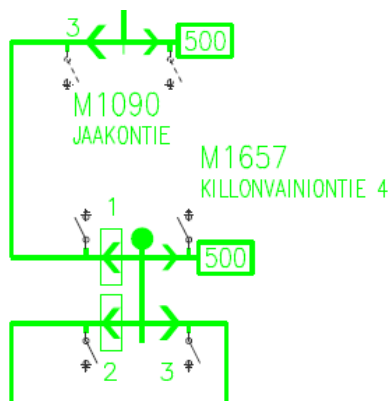
KUVA 3. ABB MicroSCADA -valvomokuva kauko-ohjattavasta muuntamosta

3.2 Tekla DMS -käyttötukijärjestelmä

Teklan DMS -käyttötukijärjestelmää (DMS, Distribution Management System) käytetään päätoimisesti TSV:lla kytkentöjen suunnitteluun, koska ohjelmalla pystytään simuloimaan kytkentöjä nykyisestä verkon tilasta. Tämän ansiosta pystytään toteuttamaan varmat kytkennät, joilla vältetään sähkökatkokset. Teklan ohjelmistoratkaisu koostuu Tekla DMS -käyttötukijärjestelmästä ja Tekla NIS -verkkotietojärjestelmästä (NIS, Network Information System), joilla on reaaliaikainen sovellustason tiedonsiirtorajapinta ABB MicroSCADA -järjestelmään. Tämä mahdollistaa sähköverkon komponenttien ohjauksen Tekla DMS -järjestelmästä. Tiedonsiirtorajapinnan ansiosta saadaan toteutettua mm. reaaliaikainen vianpaikannus, joka perustuu oikosulkuun ja/tai reaktanssiin perustuvaan laskentaan ja käytönvalvontajärjestelmän automaattisesti lähettämiin ”vikapaketteihin”. Tekla DMS -käyttötukijärjestelmän toimintoja ovat muun muassa

- kytkentätilan hallinta
- kytkentöjen simulointi
- kytkentäsuunnitelmien teko
- keskeytyksen hallinta, raportointi ja simulointi
- PJ-vikailmoitusten hallinta.

Kuvassa 4 näkyy aiemmassa luvussa esitetty M1657-muuntamo, mutta tämä näkymä on Tekla DMS -käyttötukijärjestelmästä. DMS-järjestelmän verkkotopologia sisältää tällä hetkellä kaikki muuntamot, joten uusien kauko-ohjattavien toimintojen tai kokonaan uusien muuntamojen lisääminen ei vaadi itse järjestelmään suuria muutoksia.



KUVA 4. Tekla DMS -näkökulma kauko-ohjattavasta muuntamosta

4 MUUNTAMOAUTOMAATION TARVEKARTOITUS

4.1 Verkon hallinnan tarpeet

Sähköverkkoyhtiöt ovat ottamassa käyttöön Sähkön toimitusvarmuuskriteeristö 2030 -suosituksen, jossa vuoteen 2030 mennessä pyritään saavuttamaan taulukossa 1 näkyvät tavoitetasot. Toimitusvarmuuskriteeristö pohjautuu aluejaotteluun, jossa alueita ovat ”city”, taajama ja maaseutu. Jokainen asiakas määritetään kuuluvaksi johonkin edellä mainituista alueista. Sähkömarkkinalakiin tulee muutos vuoden 2013 alussa, jossa on sovellettu portaittain kyseisiä toimitusvarmuuskriteeristön arvoja. Tavoitearvoihin pääsemiseen ei ole yhtä yksinkertaista tapaa, mutta muuntamoautomaatio toimii yhtenä välineenä, jolla näitä tavoitetasoja pyritään saavuttamaan.

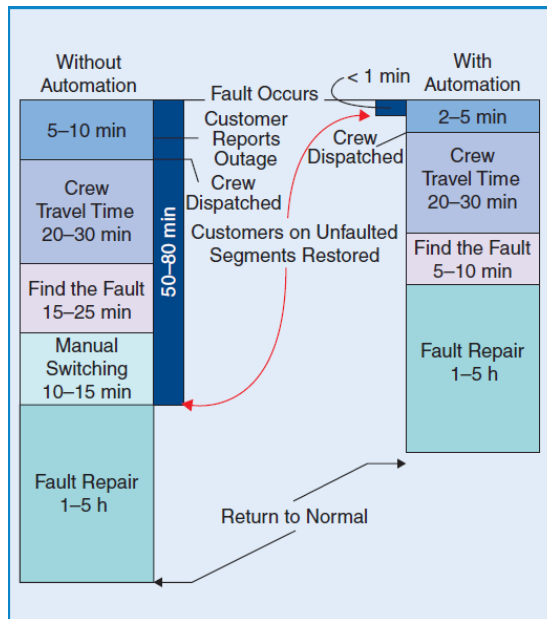
TAULUKKO 1. Toimitusvarmuuskriteeristön suositukset 2030

| Toimitusvarmuuden tavoitetaso kaupunkikeskustoissa (”city-alueilla”): | |
|--|----------------------------|
| Kokonaiskeskeytysaika: | Enintään 1 tunti vuodessa |
| Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä: | Ei lyhyitä katkoja |
| Toimitusvarmuuden tavoitetaso taajamissa: | |
| Kokonaiskeskeytysaika: | Enintään 3 tuntia vuodessa |
| Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä: | Enintään 10 kpl vuodessa |
| Toimitusvarmuuden tavoitetaso maaseudulla: | |
| Kokonaiskeskeytysaika: | Enintään 6 tuntia vuodessa |
| Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä: | Enintään 60 kpl vuodessa |

Verkoston suunnittelukriteerinä tavoitetasot tarkoittavat periaatetta, jossa kolmen vuoden aikajaksolla sallitaan enintään yksi tavoitearvon ylitys. Toimitusvarmuustavoitteet koskevat sähköjakeluverkoissa tapahtuneiden vikojen aiheuttamia keskeytyksiä. Jakeluverkolla tarkoitetaan tässä yhteydessä sähköasemien, keskijänniteverkkojen ja pienjänniteverkkojen muodostamaa kokonaisuutta. Sähköasemilla rajana on päämuuntajan yläjänniteliityntäpiste (Partanen 2010, 58). Syynä uudistuksille sähköjakelussa ja sen toimintavarmuudessa ovat EMV:n ja TEM:n (Työ- ja elinkeinoministeriö) määräykset tehdä sähköjakelusta entistä nykyaikaisempaa ja luotettavampaa.

4.1.1 Sähköverkon keskeytyksen hallinta

Muuntamoautomaation avulla pyritään lyhentämään pahimmillaan tuntien kestäviä keskeytyksiä minuuttien pituisiksi, jotta saavutettaisiin Sähkönjakelu toimitusvarmuuskriteeristö 2030 -suositukset. Kuvassa 5 on vertailu, josta havaitaan, miten paljon muuntamoautomaatiolla voidaan vikatilanteissa pienentää asiakkaaseen kohdistuvaa keskeytyksen pituutta.



KUVA 5. Katkosten hallinnan hyödyt (Staszeky, Craig, Befus 2005, 58)

Vikatilanteessa automaatio tunnistaisi oikosulkuilmaisimien ja laskennan avulla viallisen kohdan linjalta sekä eristäisi sen muuntamoiden KJ-kojeistojen (keskijännite) erottimilla. Tällöin saadaan muille asiakkaille sähköt palautettua nopeasti ja ainoastaan vialliselalla osalla olevat asiakkaat jäisivät sähköttömään odottamaan, että vian syy saadaan selvitettyä ja vikatilanteesta syntyneet mahdolliset vahingot korjattua.

Eniten säästetään nykyiseen tilanteeseen verrattuna aikaa vikapaikan eristämässä, koska paikanpäällä kytkemistä ei vaadita ja vian sijainti saadaan selville ala-asemilta saaduilla oikosulku- ja maasulkuilmaisimien toimintatiedoista. Lisäksi vian kokonaisaika lyhenee automaation ansiosta, koska vian sijainti saadaan suoraan käytöntukeen ja automaatio hoitaa vian eristämisen. Muuntamoilta saaduilla tiedoilla voidaan lähettää ryhmä suoraan vialliseen paikalle. Käytöntuesta voidaan automaation toteuttamien katkosten rajauksen lisäksi vielä kauko-ohjauksella rajata tarkemmin viallista osuutta johdolta, kun saadaan viasta tarkempaa sijaintitietoa vikakohteelle lähteneeltä ryhmältä.

4.1.2 Omaisuu den hallinnan näkökulma

Automaation avulla voidaan parantaa myös omaisuuden hallintaa. Muuntajan öljyn lämpötilaa seurataan, jotta keskilämpötilan noustessa pystytään ennustamaan huoltojen tarpeet ja muuntajan käyttöikä. Ilkivallan valvontaa saadaan aikaiseksi lisäämällä muuntamoihin kulunvalvontaa tarkkailevat ovikytkimet, joista voidaan antaa hälytys.

Muuntajien investointien ajankohtaa voidaan tarkentaa, kun on seurattu muuntajan öljyn lämpötiloja, yliaaltojen määrää ja kuormitusvirtoja pitkältä aikajaksolta. Näistä nähdään muuntajan kuormitusprosentti, jota voidaan seurata pitkän ajan trendinä. Tietojen perusteella voidaan tarvittaessa vaihtaa suurella kuormituksella ollut muuntaja keskenään toisen muuntajan kanssa, joka on ollut useamman vuoden pienellä kuormitusprosentilla. Näin saadaan molemmille muuntajille lisää käyttöikää ja säästetään investoinneissa.

Vanhemman kaapeliverkon täydellistä ikää ei tunneta tarkasti tällä hetkellä. Tähän saadaan muuntamoiden mittaustietojen seurannan avulla tarkennusta, joka auttaisi kaapeliverkoston eliniän laskemisessa tulevaisuudessa sekä pystyttäisiin antamaan ennustus investointisuunnittelusta EMV:lle

4.1.3 Kaukokäyttö ja etäohjelmointi

Kaukokäyttö on tärkeä osa muuntamoautomaatiota. Suurin syy tähän on, että sähköverkolla kytkentöjä tehtäessä kaikki muuntamot, jotka ovat etähallittavia, nopeuttavat kytkennän tekoa, koska ei vaadita kytkennälle lähteneen ryhmän menoa jokaiselle muuntamolle. Kaukokäytöllä vikatilanteessa voidaan nopeasti muuttaa verkon kytkentöjä ja täten palauttaa viattomalla osalla oleville asiakkaille sähkö, kun on selvitetty tarkka vikapaikka. Vikatilanteet vaativat nopeaa reagoitua TSV:lta ja tällöin saadaan etähallinnasta eniten hyötyä, koska kaupungin kasvaessa tulee kasvamaan aika, joka kuluu työryhmältä päästä muuntamolle.

Etäohjelmointi on tärkeä ominaisuus muuntamoautomaation kannalta, koska tulevaisuudessa kauko-ohjattavia muuntamoja voi olla satoja ympäri Tamperetta. Jos päätetään muuttaa suojauksen tai tietoliikenteen tiettyä ominaisuutta, olisi aivan liian työlästä käydä jokainen muuntamo erikseen läpi esimerkiksi tietokoneen kera ja muuttaa jokai-

sesta muuntamosta samat toiminnot. Tämän vuoksi etäohjelmointi on yksi vaadituista TSV:n järjestelmän ominaisuuksista. On myös vaadittava, että arvojen muuttaminen olisi mahdollista tarvittaessa kaikkiin muuntamoihin yhdellä kerralla. Massaohjelmoinnin hyödyn tärkeyttä ei nähdä projektin alkuvaiheessa tai edes muutaman vuoden sisällä, mutta tulevaisuudessa, jolloin muuntamoja voi olla parhaimmillaan tuhat, on tämän tyyppinen ohjelmointityökalu elintärkeä ja aikaa säästävä.

4.2 Muuntamoautomaation hyötyjä

Keskeisimmät hyödyt muuntamoautomaatiossa ovat vikatilanteessa viallisen johdon eristäminen ja sähkön palauttaminen johdon ehjälle osuudelle (kuva 5). Vian paikantaminen perustuu muuntamoilta saatavien maasulku- ja oikosulkuindikaattoreiden tietoihin sekä releen oikosulun ja/tai reaktanssin avulla laskemaan vianpaikannukseen. Rahallista hyötyä TSV saavuttaa keskeytyskustannusten pienentymisellä, koska jokainen keskeytys vaikuttaa yhtiölle sallittavaan voittoon ja yhtiön tehokkuuslukuun. Seuraavissa luvuissa on selitettynä tarkemmin muutamista keskeisistä muuntamoautomaatiolla saavutettavista hyödyistä.

4.2.1 Keskeytyksestä aiheutuva haitta (KAH)

Keskeytyskustannuksia laskettaessa tarvitaan taulukossa 2 näkyviä keskeytyksestä aiheutuneita haitta-arvoja. Taulukossa 2 näkyy kuluttajakohtaiset KAH-arvot (Keskeytyksestä Aiheutuva Haitta) ja painotetut keskiarvot. Opinnäytetyössä käytetään kustannusten laskentaan ainoastaan painotettuja keskiarvoja, koska niillä saadaan riittävän tarkasti suuntaa antavat kustannusarvot. Vikatilanteissa KAH-arvon laskentaan käytetään asiakasryhmäkohtaisia arvoja, jotta saadaan tarkasti keskeytyksestä aiheutuneen haitan rahallinen arvo. EMV käyttää nykyisessä valvontamallissaan painotettuja arvoja ja KAH-arvo muutetaan kyseisen vuoden rahanarvoon, mitä ollaan tutkimassa. KAH-arvojen laskennasta saadaan arvio asiakkaille aiheutuvista kustannuksista, jotka EMV-mallin kautta vaikuttavat TSV:n sallittuun tuottoon. KAH-arvoja verrataan yhtiökohtaiseen referenssitason, mutta arvolle on olemassa leikkurit, jotta vaikutus ei nouse esimerkiksi suurhäiriön johdosta liian suureksi. Sallittu tuotto määrää, kuinka paljon voidaan asiakkailta veloittaa siirtomaksuja.

TAULUKKO 2. KAH-arvot (Jakeluverkkojen tekninen laskenta 2010)

| KAH-arvot | Vikakeskeytyks | | Työkeskeytyks | | Pikajälleenkytkentä | Aikajälleenkytkentä |
|----------------------|----------------|-------|---------------|-------|---------------------|---------------------|
| | €/kW | €/kWh | €/kW | €/kWh | €/kW | €/kW |
| Kotitalous | 0,36 | 4,29 | 0,19 | 2,21 | 0,11 | 0,48 |
| Maatalous | 0,45 | 9,38 | 0,23 | 4,8 | 0,2 | 0,62 |
| Julkinen | 1,89 | 15,08 | 1,33 | 7,35 | 1,49 | 2,34 |
| Palvelu | 2,65 | 29,89 | 0,22 | 22,82 | 1,31 | 2,44 |
| Teollisuus | 3,52 | 24,45 | 1,38 | 11,47 | 2,19 | 2,87 |
| Painotettu keskiarvo | 1,1 | 11 | 0,5 | 6,8 | 0,55 | 1,1 |

Keskeytykskustannukset lasketaan seuraavasti:

$$K = P \cdot n \cdot KAH_1 + P \cdot t \cdot KAH_2 \quad (1)$$

missä: P = teho, kW
 n = vikojen määrä, kpl
 t = vian kesto, h
 KAH_1 = Vikakeskeytyks, €/kW
 KAH_2 = Työkeskeytyks, €/kWh

Voidaan ottaa esimerkkitilanne, jossa Hervannan sähköaseman BA22 Kaukajärvi-lähdön katkaisija on lauennut vian vuoksi ja keskeytyksen pituus on tunti. Lähdöllä on 6 210 asiakasta ja lähdön vuosienenergia on 55 100 MWh (2010), joka muutettuna keskituntitehoksi on 6 291 kW. Käyttäen kaavaa 1 saadaan selville kyseisen lähdön vuoden 2010 KAH-arvo.

$$6291 \text{ kW} \cdot 1 \text{ kpl} \cdot 1,1 \text{ €/kW} + 6291 \text{ kW} \cdot 1 \text{ h} \cdot 11 \text{ €/kWh} = 76\,122 \text{ €}$$

Tunnin kestävä vikakeskeytyks aiheuttaisi TSV:lle vuoden 2010 rahanarvossa noin 76 000 €:n KAH-arvon. BA22 Kaukajärvi-lähdöllä ei ole ollut keskeytyksiä vuosien 2005–10/2011 aikavälillä. Kattavalla muuntamoautomaatioverkostolla saataisiin viallinen paikka eristettyä minuuteissa ja tällainen vikatilanne aiheuttaisi suurimmalle osalle asiakkaista ainoastaan jälleenkytkennän tai minuuttien mittaisen keskeytyksen. Myös vain muutamalla strategisesti sijoitetulla muuntamalla voitaisiin keskeytyksen kustannukset saada puolitettua nykyisestä.

Taulukossa 3 on laskettuna kymmenen lähdön tunnin mittaisten keskeytyksien haittakustannuksia vuoden 2010 energioiden perusteilla. Lähtöjen laskentaan on käytetty painotettuja KAH-keskiarvoja.

TAULUKKO 3. Keskeytyskustannuksia eräillä Tampereen Sähköverkon lähdoilla

| Kustannuksia tunnin mittaisesta keskeytyksestä painotetuilla arvoilla | | | | | |
|---|------------------|-------------|------------|----------|--------------|
| | Vuosienergia MWh | Energia kWh | Asiakkaita | KAH-arvo | Kustannus/as |
| HRV BA22 | 55110 | 6291 | 6210 | 76 122 € | 12,3 € |
| HRV B04 | 44990 | 5136 | 2655 | 62 144 € | 23,4 € |
| HRV B08 | 35409 | 4042 | 1868 | 48 910 € | 26,2 € |
| HRV B07 | 35336 | 4034 | 1335 | 48 809 € | 36,6 € |
| ALJ B05 | 31570 | 3604 | 450 | 43 607 € | 96,9 € |
| ALJ B26 | 29653 | 3385 | 3530 | 40 959 € | 11,6 € |
| ALJ B27 | 29169 | 3330 | 1600 | 40 291 € | 25,2 € |
| RTN BB29 | 30523 | 3484 | 2894 | 42 161 € | 14,6 € |
| RTH B28 | 25626 | 2925 | 3348 | 35 397 € | 10,6 € |
| KLIV B30 | 25069 | 2862 | 2895 | 34 627 € | 12,0 € |

Taulukossa 3 on kerätty kymmenestä johtolähdöstä KAH-arvot, joista kertyy pelkästään noin 470 000 €:n suuriset keskeytyskustannukset tunnin kestävästä vioista. Toteutuneita keskeytyksiä taulukossa 3 olevissa lähdoissa on ollut aikavälillä 2005–10/2010 odottamattomia 17 kpl ja suunniteltuja 7 kpl. Näiden toteutuneiden keskeytyksien KAH-arvot ovat olleet yhteensä 340 100 €, joka tekee vuotta kohden noin 60 000 €:n suuriset KAH-kustannukset.

Taulukossa 4 on Hervannan BA22 Kaukajärvi -lähtö tarkastelussa muuntamoautomaation kannalta. Tässä tapauksessa kyseisellä lähdoilla sähköt saataisiin palautettua viidessä minuutissa suurimmalle osalle asiakkaista (6000 kpl) kauko-ohjattavien erottimien ansiosta ja sähköttä jäisi ainoastaan 210 asiakasta tunniksi. Taulukkoon 4 on laskettuna taulukosta 3 saadulla asiakaskohtaisen kustannuksen arvon avulla molempien asiakasryhmien keskeytyskustannukset ja näiden yhteissumma, jota on verrattu alkuperäiseen koko lähdon kustannukseen. Tästä todetaan, että muuntamoautomaatiolla voidaan säästää suuria kustannussäästöjä.

TAULUKKO 4. Hervannan sähköasema BA22-lähdon keskeytyskustannuksia

| | Sähköt palautuvat 5 minuutissa | Sähköttä 60 minuuttia |
|-------------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| Asiakkaat | 6000 | 210 |
| Aika ilman sähköä (min) | 5 | 60 |
| Kustannus/as | 1,02 € | 12,3 € |
| KAH arvo | 6 129 € | 2 574 € |

| | |
|---------------------------|-----------------|
| KAH-arvo yhteensä: | 8 703 € |
| KAH-arvo aiemmin: | 76 122 € |
| Säästö: | 67 419 € |

Taulukkoon 5 on sovellettu samaa laskutapaa, kuin taulukossa 4 ja laskettu säästöt aiempaan kymmeneen johtolähtöön. Poikkeuksena edelliseen on seuraavassa käytetty sähköttä jäävien asiakkaiden määränä 10 % arvoja koko asiakasmäärästä, kun aiemmassa esimerkissä sähköttä jääneiden asiakkaiden osuus oli 3,4 %.

TAULUKKO 5. Keskeytyskustannussäästöjä

| Lähtö | KAH arvo | | | |
|----------|--|---------------------------------|----------------------------|----------|
| | 90 % Asiakkaille sähköt takaisin 5 min | 10 % Asiakkaita sähköttä 60 min | Koko lähtö 60 min sähköttä | Säästö |
| HRV BA22 | 5 709 € | 7 612 € | 76 122 € | 62 801 € |
| HRV B04 | 4 661 € | 6 214 € | 62 144 € | 51 269 € |
| HRV B08 | 3 668 € | 4 891 € | 48 910 € | 40 350 € |
| HRV B07 | 3 661 € | 4 881 € | 48 809 € | 40 267 € |
| ALJ B05 | 3 271 € | 4 361 € | 43 607 € | 35 976 € |
| ALJ B26 | 3 072 € | 4 096 € | 40 959 € | 33 791 € |
| ALJ B27 | 3 022 € | 4 029 € | 40 291 € | 33 240 € |
| RTN BB29 | 3 162 € | 4 216 € | 42 161 € | 34 783 € |
| RTH B28 | 2 655 € | 3 540 € | 35 397 € | 29 202 € |
| KLV B30 | 2 597 € | 3 463 € | 34 627 € | 28 567 € |

Säästö yhteensä: 390 246 €

Taulukosta 5 huomataan, että säästöä kertyisi aiemmasta KAH-arvosta kyseisiltä kymmeneltä lähdöltä yhteensä lähes 400 000 € eli noin 80 prosenttia. Toteutunut KAH-arvo on kyseisillä lähdöillä ollut 340 100 € aikavälillä 2005–10/2010, joka sisälsi 17 vikatilannetta. Tässä olisi voitu aiemman päättelyn mukaan päästä muuntamoautomaation avulla vikatilanteiden KAH-arvossa mahdollisesti 80 prosentin säästöihin.

4.2.2 Esimerkki vikatilanteesta

Kesällä 2012 tapahtunut kaksoismaasulku Pappilan alueella Eetunkadulla on toinen esimerkkitalanne, jossa olisi valmiista muuntamoautomaatioverkosta ollut hyötyä. Vikatilanteessa tapahtui Eetunkadun M1444 -muuntamolla päätteiden rikkoutuminen (kuva 6), joka aiheutti kaksoismaasulun Kalevan sähköaseman BB30 Ristinarkku -lähtöön. Päätteiden räjähtämisen tarkkaa syytä ei saatu selville, mutta syynä uskottiin olevan edellisenä päivänä olleen ukonilman jälkiseurauksia. Tämäntapaista maasulun paikannusta ei saada tarkasti käytöntukijärjestelmästä ja kyseisessä tilanteessa vian paikannus kestitkin vajaan tunnin. Vian paikantamiseen meni aikaa, koska kytkijät joutuivat me-

nemään Kalevan BB30 -lähdön linjan muuntamot läpi selvittäen, mistä muuntamoista oikosulkuindikaattorit olivat toimineet, ja näin rajaamaan viallisen paikan. Kyseisessä tilanteessa auttoi, että asiakas soitti vikapuhelimeen ja ilmoitti Eetunkadulla sijaitsevan muuntamon pitävän hälyttävää ääntä. Muuntamoautomaation avulla tällaisessa tilanteessa olisi saatu tieto muuntamoista, joissa oikosulkuindikaattorit ovat toimineet, ja täten paikannettu viallinen kohta minuuteissa.



KUVA 6. Eetunkadun M1444:n rikkoutuneet päätteet

4.2.3 Kaukokäyttöliityntä

Kaukokäyttö vaatii toimiakseen tietyn määrän signaaleja muuntamolta, jotta pystytään hoitamaan perustoiminnot kaukokäytön avulla. Perustoimintoihin tarvitaan vähintään erottimien tilatiedot (DB, Double Binary), erottimien ohjaukset (BO, Binary Output) ja vikailmaisimien tiedot (BI, Binary Input). Myös omaisuuden hallinnan vuoksi tarvitaan muuntamolta vähintään muuntajan lämpötila. Taulukossa 6 on listattu signaalit, jotka tullaan vähintään tarvitsemaan. Perusrakenteiseen muuntajaan tulee korkeintaan kolme kappaletta johtolähtöjä. Taulukossa 6 on näkyvissä ainoastaan yhden lähdön signaalit, mutta lähdöissä johto 2 ja johto 3 on samat signaalit kuin lähdössä johto 1.

TAULUKKO 6. Vähintään tarvittavat signaalit (Järvensivu 2012)

| JPJ 11.5.2012 | LN | IX | OI | | | OX | OV | | | | |
|---------------------------|------------|----|-------|-----|----|----------|--------------------------------|----|----|----|--|
| | | | | | | | DB | BI | BO | AI | |
| Hälytyksiä tai tapahtumia | M1234AL | 10 | M1234 | | | Muuntamo | Muuntajan lämpötila korkea | | X | | |
| Johto 1 | M1234B01Q1 | 10 | M1234 | B01 | Q1 | Johto 1 | Erottimien tilatieto | X | | | |
| | M1234B01Q1 | 13 | M1234 | B01 | Q1 | Johto 1 | Erottimien ohjaus | | | X | |
| | M1234B01AL | 10 | M1234 | B01 | | Johto 1 | I> Oikosulkuilmaisoin toiminut | | X | | |
| Johto 2 | | | | | | | | | | | |
| Johto 3 | | | | | | | | | | | |
| Muuntaja | M1234B04Q1 | 10 | M1234 | B04 | Q1 | Muuntaja | Erottimien tilatieto | X | | | |

Jos haluttaisiin saada kaikki mahdolliset signaalit kaukokäyttöön, niin silloin signaalien määrä olisi huomattavasti suurempi. Taulukossa 7 on listattu, mitä kaikkea halutessa voidaan kaukokäyttöön ottaa muuntamolta. Muuntajan erottimien ja johtolähtöjen maadoituserottimen tilatiedot muuttamalla DB-signaalista normaaliin BI-tuloon säästetään neljä binääristä tuloa. Kyseisistä erottimista pelkkä kiinni-tieto olisi tarvittaessa riittävä, mutta käyttämällä ainoastaan kiinni-tietoa hävitään hieman luotettavuudessa.

TAULUKKO 7. Muuntamon kaikki mahdolliset signaalit (Järvensivu 2012)

| JPJ 11.5.2012 | LN | IX | OI | | | OX | OV | | | | |
|---------------------------|-------------|----|-------|-----|----|----------|--|----|----|----|---|
| | | | | | | | DB | BI | BO | AI | |
| Hälytyksiä tai tapahtumia | M1234AL | 10 | M1234 | | | Muuntamo | Vaihtojännite puuttuu | | X | | |
| | M1234AL | 11 | M1234 | | | Muuntamo | Muuntajan lämpötila korkea | | X | | |
| | M1234AL | 12 | M1234 | | | Muuntamo | Kaapin/muuntamon ovi auki | | X | | |
| | M1234AL | 13 | M1234 | | | Muuntamo | SF6-alipaine | | X | | |
| | M1234AL | 14 | M1234 | | | Muuntamo | Kaapin/muuntamon lämpötila korkea | | X | | |
| Mittauksia | M1234ME1 | 16 | M1234 | | | Muuntamo | Jännitemittaus 20kV | | | | X |
| | M1234ME2 | 16 | M1234 | | | Muuntamo | Jännitemittaus 230VAC | | | | X |
| | M1234ME3 | 26 | M1234 | | | Muuntamo | Muuntajan lämpötila | | | | X |
| | M1234ME4 | 16 | M1234 | | | Muuntamo | Akkujännite | | | | X |
| | M1234ME5 | 28 | M1234 | | | Muuntamo | Kaapin lämpötila | | | | X |
| Johto 1 | M1234B01 | 10 | M1234 | B01 | | Johto 1 | Lähdön kauko-/paikalliskytkin | | X | | |
| | M1234B01Q1 | 10 | M1234 | B01 | Q1 | Johto 1 | Erottimen tilatieto | X | | | |
| | M1234B01Q1 | 13 | M1234 | B01 | Q1 | Johto 1 | Erottimen ohjaus | | | X | |
| | M1234B01Q9 | 13 | M1234 | B01 | Q9 | Johto 1 | Maadoituserottimen tilatieto | X | | | |
| | M1234B01ME1 | 10 | M1234 | B01 | | Johto 1 | Virtamittaus | | | | X |
| | M1234B01AL | 10 | M1234 | B01 | | Johto 1 | ↳ Oikosulkuilmaisoin toiminut | | X | | |
| Johto 2 | M1234B01AL | 11 | M1234 | B01 | | Johto 1 | lo> Nollavirta- tai MS> Maasulkuilmaisoin toiminut | | X | | |
| | | | | | | | | | | | |
| Johto 3 | | | | | | | | | | | |
| Muuntaja | M1234B04 | 10 | M1234 | B04 | | Muuntaja | Lähdön kauko-/paikalliskytkin | | X | | |
| | M1234B04Q1 | 10 | M1234 | B04 | Q1 | Muuntaja | Erottimen tilatieto | X | | | |
| | M1234B04Q9 | 13 | M1234 | B04 | Q9 | Muuntaja | Maadoituserottimen tilatieto | X | | | |

Taulukosta 7 nähdään, kuinka määritetään pisteiden loogiset nimet (LN, Logical Name). Ensin tulee aina aseman tunniste, tässä tapauksessa muuntajan M1234 tunniste, sitten ilmoitetaan kahdella kirjaimella, minne signaali kuuluu. Kennokohtaiset tiedot erotetaan aina kennotunnuksella, esimerkiksi B01, mikä tarkoittaa, että on kyseessä kennon 1 signaali. Mittauspisteen tunnistaa aina ME-lyhenteestä. Mittaukset voivat olla yleisiä mittauksia tai kennokohtaisia mittauksia, jolloin ME-lyhenne esiintyy vasta kennotunnuksen jälkeen. Hälytyspisteen tunnistaa aina AL-lyhenteestä ja hälytykset voivat olla myös yleisiä tai kennokohtaisia hälytyksiä.

Taulukkoon 8 on kerätty taulukoista 6 ja 7 signaalien minimi- ja maksimimäärät. Tämän jälkeen taulukkoon on laskettu ala-asemaan tarvittavien tulojen ja lähtöjen määrät. Laskettaessa pitää DB-signaalien määrät kertoa kahdella, koska DB-signaalille määritetyt erottimien tilatiedot vaativat kaksi tuloa auki- ja kiinni-tiloille. Myös BO-signaalinen

määrä täytyy kertoa kahdella, koska erottimien moottorihjauksille tarvitaan auki- ja kiinni-ohjaukset.

TAULUKKO 8. Signaalien ja ala-asemassa tarvittavien tulojen yhteismäärät

| Signaalien lukumäärä | | | Ala-asemassa tarvittavat tulojen määrät | | |
|-----------------------------|-----|-----|---|-----|-----|
| | Min | Max | | Min | Max |
| DB-signaalit (asentotiedot) | 4 | 8 | Binääritulot | 12 | 31 |
| BI-signaalit (hälytykset) | 4 | 15 | Binäärilähdöt | 6 | 6 |
| BO-signaalit (ohjaukset) | 3 | 3 | Analogiatulot | 0 | 8 |
| AI-signaalit (mittaukset) | 0 | 8 | | | |

4.2.4 Kytkentöjen suunnittelu

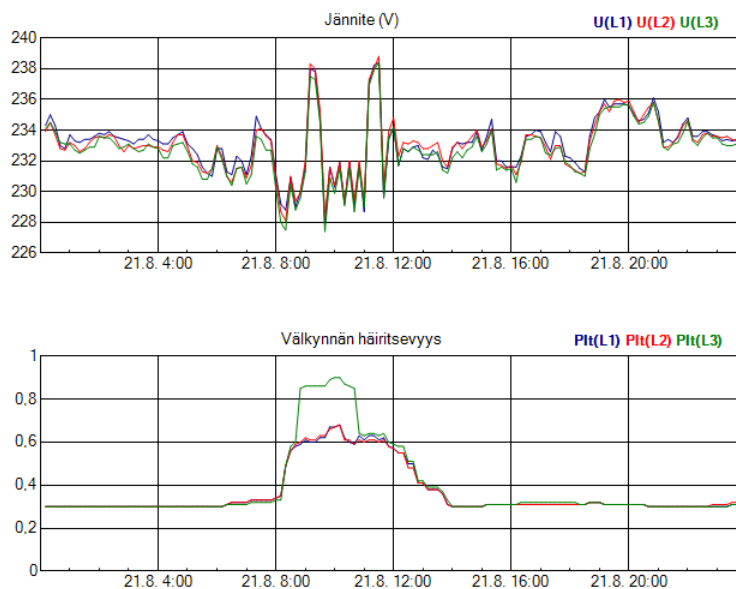
Sähköverkolla tapahtuvat normaalit kytkennät suunnitellaan tällä hetkellä Tekla DMS -järjestelmällä, josta saadaan reaaliaikainen tieto verkon kytkentätilasta sekä voidaan simuloida suunniteltavat kytkennät. Lähdön reaaliaikainen tai historiatietoihin perustuva virtakuorma saadaan sähköaseman lähdöstä ABB:n MicroSCADA:sta. Keskijännitejohdolla virtakuorman jakautuminen saadaan selville laskennan ja kokemuksen perusteella. Tietojen perusteella arvioidaan kytkentää suunnitellessa, paljonko jää johdon loppuosaan kuormaa, jos muutetaan johdon alkupään kytkentä kiertämään eri johdon kautta. Tulevaisuudessa muuntamoautomaation avulla saataisiin suoraan reaaliaikaista tietoa johdolla olevasta kuormituksesta, ja nykyiseen tapaan nähden kytkennän suunnittelu helpottuu, koska ei tarvitse laskea ja arvioida johdon kuormitusta.

Kesällä 2012 esiintyi tilanne, jossa jouduttiin kytkemään irti verkosta ja maadoittamaan Hervannan 110 kV:n siirtoyhteys kentällä tapahtuvien muutostöiden vuoksi. Hervannan sähköaseman kuormia korvattiin Kalevan sähköasemalta ja itse Hervannan sähköasemaa syötettiin ainoastaan 20 kV:n kautta. Tämäntapaisessa tilanteessa hyödyttäisiin sähköverkolla olevien kuormien reaaliaikaisesta tiedosta. Kytkentää suunniteltaessa jouduttiin turvautumaan aiempien viikkojen tuntikohtaisiin sähköaseman muuntajateho-raportteihin, joiden perusteella pyrittiin ennustamaan tuleva kuormituksen suuruus. Tämän perusteella valittiin sopivaksi työskentelypäiväksi sunnuntaipäivä kello 8:00–16:00 välillä. Kytkennän suunnittelussa olisi säästetty huomattavasti aikaa, jos olisi saatu reaaliaikaista luotettavaa tietoa sähköverkon kuormituksesta, verrattuna siihen, mitä kului tässä kesän 2012 tapauksessa.

4.2.5 Laatumittaus automaation avulla

Sähkön laadun mittaaminen on alue, jota voisi laajentaa samalla muuntamoautomaatio-projektin kanssa. TSV mittaa tällä hetkellä sähkön laatua sähköasemien kiskojännitteistä sekä tilapäismittauksin muuntajilta ja asiakkailta. Sähkön laadun mittaukset tehdään SFS-EN 50160 -standardiin perustuen. Muuntamoautomaatioprojektiin täytyy ottaa huomioon mahdolliset tulevaisuuden vaatimukset sähkön laadun mittaamiselle. TSV:n täytyy tehdä päätös, että tullaanko laatumittarit asentamaan jokaiselle muuntamolle vai luodaanko ainoastaan mahdollisuus lisätä tarvittaessa.

Laatumittareita TSV:lla on käytössä tällä hetkellä 25 kappaletta kiinteästi asennettuna sähköasemille mittaamaan kiskojännitekentistä pääjännitteiden laatua. Laatumittarit lähettävät mittaustietonsa PowerQ-yrityksen tarjoamaan PQNet-palveluun. Kuvassa 7 on PQNet-palvelun kautta saatu mallikuvaaja sähkön laadun mittaamisesta Lamminpään sähköaseman pienjänniteverkosta. Lamminpäässä tehtiin klo 8:00–13:00 välillä loistehonkompensointiin liittyviä mittauksia, joissa kytkettiin kondensaattoria päälle ja pois. Kondensaattorin kytkentävaikutukset nähdään myös pienjännitteen tasojen vaihteluna ja välkyntänsä lisääntymisenä.



KUVA 7. Lamminpään laatumittauksen kuvaaja (PQNet laaturaportti)

Laatumittareita asennetaan tarvittaessa tilapäisesti myös asiakkaiden luokse mittaamaan sähkön laatua, jos asiakas on reklamoinut sähkön laadusta. TSV tarjoaa maksutta yhden laatumittauksen, vaikkei sähkön laadussa esiintyisi mitään vikaa. Asiakkaalle ensim-

mäinen mittaaminen on ilmainen, koska TSV:n on osoitettava asiakkaalle sähkön laatu pyydettyä. Asiakkaalla mittariin liitetään jännitteet, joista saadaan riittävästi tietoa sähkön laadusta. Mittariin voitaisiin liittää myös virtamittaukset, mutta tätä ei ole pidetty toistaiseksi tarpeellisena. Virtamittauksen hyötynä olisi, että saataisiin selville, aiheuttaako asiakas itse sähkön laadun heikkenemisen seuraamalla jännitteiden käyttäytymistä suhteessa virtakuormaan. Sähkön laatumittareiden asentaminen tilataan Tampereen Verlta, mutta kaikki mittausdata menee suoraan PQNet-palveluun, josta se on saatavilla TSV:lle. (Kaitala 2012)

Laatumittareiden suuren tiedon määrän vuoksi on TSV ostanut palveluna tiedon käsittelyn PowerQ-yritykseltä. PowerQ Oy on mittaustietojen käsittelyratkaisuja tuottava asiantuntijayritys. Yritys tarjoaa PQNet-mittaustietokantapalvelua, jolla käsitellään erilaisia mittaustietoja (PowerQ 2012).

Liitteenä 2 on SFS-EN 50160 -standardin mukainen PQNet-palvelusta saatu laaturaportti, jonka mittaukset on tehty Kalevan sähköaseman 1A-kiskolta. Tämä on raporttimalli, jonka tyyppisiä tuloksia saadaan muuntamoilta laadunmittauksista. Tällä hetkellä laatumittauksiin mitataan ainoastaan kiskojen pääjännitteitä sähköasemalta, mutta muuntamolta tai sähköverkolta mitattaisiin lisäksi muita suureita.

Muuntamoautomaatioissa voitaisiin mitata enemmän suureita laatumittarilla, kuin mitä nyt on sähköasemilta tai asiakkailta mitattu. Taulukossa 9 on esitetty suureita, joita voitaisiin mitata muuntamolta laatumittaria käyttäen. Mittausdata, jota muuntamoilta tullaan saamaan, lähetetään analysoitavaksi PQNetille tai samantapaiseen palveluun.

TAULUKKO 9. Sähkön laadun mittasuureita (Vehviläinen 2012)

| |
|---|
| Laatumittarin mitattavia suureita: |
| - Jännitetaso vaiheittain |
| - Jännitekuoppa/kohoumarekisteröinti vaiheittain |
| - Jännitteen kokonaissärö (THD) vaiheittain |
| - Jännitteen tasakomponentti vaiheittain |
| - Jännitteen epäsymmetria U ₂ /U ₁ , U ₀ /U ₁ |
| - Jännitteen 3,5,7,9,11,13 harmoniset yliaallot |
| - Jännitekatkot |
| - Välkyntä Pst1,Pst2,Pst3 |
| - Taajuus f |
| - Tehokerroin PF vaiheittain |
| - Perusaallon (50 Hz) loisteho vaiheittain |
| - Virrat vaiheittain |
| - Pätöteho vaiheittain ja 3-vaiheinen |
| - Loisteho vaiheittain ja 3-vaiheinen |
| - Näennäisteho vaiheittain ja 3-vaiheinen |

4.2.6 Mittausdatan hyödyn maksimointi

Valmiilta muuntamolta tullaan saamaan suuri määrä tietoa virroista, jännitteistä, kuormista, lämpötiloista, jne. Näitä tietoja tulisi käyttää mahdollisimman monipuolisesti hyödyksi. PowerQ-yrityksen tarjoama PQNet-palvelu tarjoaa tietokannan kaikille muuntamoilta saataville mittausdatoille. Tämän avulla kaikki data on saatavilla analysoitavaksi. PQNet-palveluun saadaan laatumittareiden tiedon lisäksi liitettyä muuntamoiden laitteiden tapahtumat ja mittaukset. (PQNet 2012).

Muuntamoilta kerätyt mittaukset mahdollistavat esimerkiksi ennustamaan muuntajan käyttöiän, joka tapahtuu seuraamalla muuntajan lämpötilan suhdetta kuormitusprosenttiin pitkällä aikavälillä. Kuormituksen mittaamisella voidaan myös ennakoida pidemmällä aikavälillä muuntamoiden lisäystarpeita. Jos muuntaja on jatkuvasti täydellä kuormalla tai lähellä sitä, pitäisi johdolle lisätä muuntaja. Tilanteissa, joissa muuntajan lämpötila on usein lähellä hälytysrajaa, vaikka kuormitus muuntajalla olisi vähäistä, voidaan olettaa muuntajan olevan huollon tai vaihdon tarpeessa. Muuntajan kuormitukseen vaikuttavat lisäksi sähkön laadun suuret, esimerkiksi välkyntä, särö ja yliaallot. Kyseisiä sähkön laadun haittasuureita esiintyy useimmin kohteissa, joissa on paljon tietokoneita ja muuta epälineaarista kuormaa, mutta ei resistiivistä kuormaa. Yliaallot aiheuttavat muuntajissa ylimääräisiä häviöitä ja lisälämpenemistä, joka tulee ottaa huomioon muuntajan kuormituksissa.

5 KENTTÄLAITTEET

5.1.1 Muuntamo

Tässä luvussa esitetään, minkä tyyppisiä ovat itse muuntamon KJ-laitteet, joita automaatiolaitteisto tulisi kauko-ohjauksella hallitsemaan. Muuntamoissa käytettävät kojeistot ovat malliltaan RMU (ring main unit, rengassyöttökojeisto), jotka käyttävät eristämiseen ja valokaaren sammuttamiseen pääosin SF₆-eristekaasua. Keskijännitekojeistoja on TSV:lla erityyppisiä ja tällä hetkellä seitsemältä eri valmistajalta. Liitteenä 1 on luettelo, jossa on esitettynä TSV:n muuntamoissa käytössä olevat valmistajakohtaiset KJ-kojeistot. Luettelosta nähdään myös KJ-kojeistojen tyypit ja rakenteet. Esimerkkinä voisi olla ABB valmistama SF₆-CTC/RGC-tyyppinen kojeisto, jonka rakenteeksi on merkitty 1M-2J. Rakenteen lyhenne tarkoittaa, että kyseisellä muuntamolla on yksi muuntaja ja kaksi johtolähtökenttää.

Normaalisti muuntamolla on yksi muuntajalähtö ja korkeintaan kolme johtolähtöä. Tämän perusteella on suunniteltu myös kauko-ohjaukseen vaadittavien signaalien lukumäärät. Tämän kokoiset muuntamot kattavat 90 % TSV:n nykyisistä muuntamoista. Tietenkin voi olla poikkeustapauksia, jolloin tarvitaan enemmän lähtöjä. Kuitenkaan näihin poikkeustapauksiin ei puututtu, kun määriteltiin muuntamoautomaation yleisiä vaatimuksia.

Kuvassa 8 on käytössä oleva muuntamo M1716 Kenkätie 9, jossa on kolme johtolähtöä ja kaksi muuntajalähtöä. Keskijännitekojeisto on malliltaan SF₆-8DJ20, ja kyseinen muuntamo kommunikoi ABB MicroSCADA -käytönvalvontajärjestelmään Mikroli 3001 -ala-asemaa ja SATEL-radiomodeemia käyttäen. Mikroli-ala-aseman ominaisuudet eivät ole kovin kattavat ja laitteen saatavuus on heikko. Siksi niitä ei ole asennettuna monelle muuntamolle. Kyseisen KJ-kojeiston kaikki erottimet ovat täysin kauko- ja paikallisohjattavissa. Kaikkiin tämän ikäisiin kojeistoihin on moottoriohjaimet asennettavissa jälkikäteen jos ne puuttuvat. SIEMESin vuoden 2001 jälkeisiin KJ-kojeistoihin voidaan suoraa asentaa moottoriohjaimet ja vuoden 1992 jälkeisiin on olemassa liitentälaitteet.



KUVA 8. M1716 KJ-kojeisto

Kuvassa 9 on muuntamon M0708 KJ-kojeisto, joka on malliltaan riittävän uudenaikainen, että siihen on pystytty asentamaan jälkiasennuksena moottorit ohjaamaan erottimia. Samantapaisia tai vastaavia moottoreita voidaan asentaa muihinkin samanikäisiin kojeistoihin erottimien ohjauksia varten. Jälkiasentaessa moottoreita tulee vertailla kokonaan uuden kojeiston hintaa siihen, miten paljon jälkiasennuksena moottoreiden asentaminen kustantaa. Ei ole kannattavaa asentaa jälkiasennuksena moottoreita, jos kokonaan uuden kojeiston asentaminen kustantaisi lähes saman verran.



KUVA 9. M0708 KJ-kojeisto

Vanhemmat muuntamot kuten M0073 (kuva 10), joita TSV:lla on vielä useita, vaativat täyden uudistuksen keskijännitekojeistoille, jos tällaisesta muuntamosta halutaan automatisoitu. Kuvassa 10 näkyvä kojeisto käyttää eristämiseen SF6-kaasua, mutta se on liian vanhanmallinen kojeisto, jotta siihen voitaisiin asentaa jälkiasennuksena moottoriohjaukset erottimille tai niiden asentaminen kustantaisi liikaa. Tämäntapaisten muuntamien lisääminen kaukokäyttöön on huonoin investoinnin kannalta, koska kojeiston pitoaika on 30–40 vuotta ja kyseisellä kojeistolla on pitoaikaa vielä paljon jäljellä.



KUVA 10. M0073 KJ-kojeisto

Vanhimmissa muuntamoissa esiintyy vielä ilmaeristeisiä erottimia (kuva 11). Muuntamo M0202 on valmistettu vuonna 1964, mutta saneerattu vuonna 2000. Näin vanhoihin muuntajakojeistoihin ei ole kannattavaa lisätä moottoriohjaimia. Tämäntapaista muuntamoa saneerattaessa täytyy purkaa ilmaeristeiset erottimet sekä kiskostot pois ja asentaa tilalle kokonaan uusi keskijännitekojeisto. Vaikeuksia aiheuttaa lähtöjen suuret fyysiset välit, jotka on vaadittu ilmaeristyksissä. Tämän vuoksi saneerattaessa voidaan joutua jatkamaan useita kaapeleita, koska uusissa kojeistoissa on huomattavasti pienemmät kennoväliset etäisyydet ja tämä taas kasvattaa kustannuksia.



KUVA 11. M0202 KJ-kojeiston ilmaeristeiset erottimet

5.1.2 Verkkoerotin

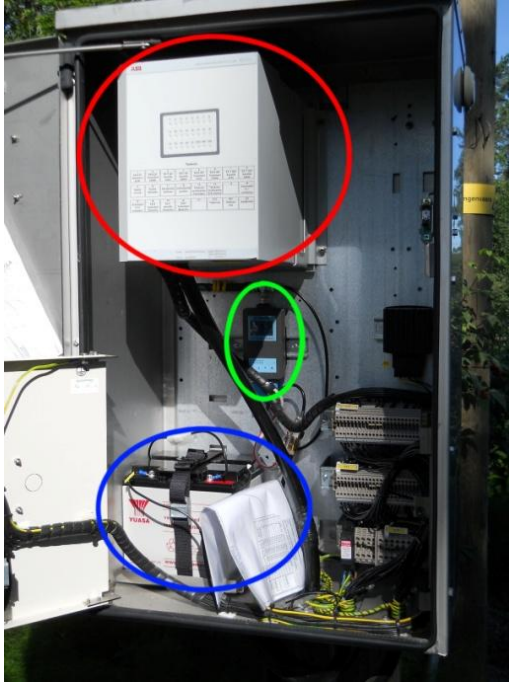
Teiskossa jo käytössä olevat verkkoerotimet avojohdoilla eivät varsinaisesti liity tähän muuntamoautomaatioprojektiin, mutta ne ovat toimineet hyvänä mallina muuntamoautomaatiolle ja antaneet positiivista käyttökokemusta yksittäisen vian rajaamisessa. Viikojen rajaus on tapahtunut manuaalisesti käyttökeskuksen vuoromestarin tulkinnan perusteella, erotinasemilta tulevan informaation mukaisesti. Teiskoon lisätään kauko-ohjattavia erottimia tulevaisuudessa, jotta pystyttäisiin saavuttamaan maaseudun toimintusvarmuuskriteeristön vaatimat keskeytysajat.

Nykyisten erottimien rakenne on nähtävissä kuvassa 12, johon on punaisella ympyröity erottimien indikaattorit ja vihreällä radioliikenteen antenni. Nykyiset erotinasemat käyttävät kommunikointiin SATELin valmistamia radiomodeemeja, jotka kommunikoivat TSV:n omalla taajuualueella. Tämä on kyllä toimiva ratkaisu, mutta radioliikenne tarvitsee periaatteessa näköyhteyden vastaanottavaan antenniin, ja Teiskossa on paikkoja, joissa tätä mahdollisuutta ei ole olemassa. Tästä syystä tulevaisuudessa voi olla järkevää asentaa joko AJECON kommunikaatiosilta tai ABB REC 603 -ala-asema kyseisiin paikkoihin, koska nämä käyttävät kommunikointiin GPRS-verkkoa, jolloin vastaavaa näköyhteyttä ei tarvita, jos operaattoriverkossa kentänvoimakkuus on riittävä kyseisellä hajaseutualueella.



KUVA 12. Nykyinen kauko-ohjattava erotin

Kuvassa 13 on Teiskossa käytettävien erotin-aseman ohjauskaapin sisältö. Ala-asemana käytetään ABB:n REC 523 suojarelettä (punaisella), joka kommunikoi valvomoon SA-TEL-radiomodeemia (vihreällä) käyttäen. Ohjauskaappi käyttää apusähköä 230 V:n vaihtosähköä, mutta sähkökatkoksen sattuessa turvaudutaan akkuihin (sinisellä) apusähköä.



KUVA 13. Ohjauskaapin nykyinen sisältö

6 PAIKALLISAUTOMAATIOLAITTEET

Tässä luvussa kerrotaan yleisimmät tiedot ja ominaisuudet neljän eri valmistajan automaatiolaitteistoista, mutta saatavilla on myös muitakin laitteistoja. Tulevaisuutta mielessä pitäen on kuitenkin mahdoton päättää yhden valmistajan automaatiolaitetta, jota tultaisiin käyttämään kaikkiin rakennettaviin ja saneerattaviin muuntamoihin. Automaatiolaitteistojen mahdollisia uusia vaihtoehtoja arvioidaan uudestaan muutaman vuoden jälkeen, kun muuntamoautomaatioprojekti on saatu nyt päätetyillä laitteilla ensin alkuvaiheeseen.

ABB:n ja SIEMENSin laitteistoja onkin TSV:lla ennestään jo käytössä sähköasemilla, muuntamoilla sekä Teiskon kauko-ohjattavilla erotinasemilla. Netcontrolin laitteisto kuvastaa kattavaa keskijänniteautomaatiolaitteistoa ominaisuuksiltaan sekä laajennettavuudeltaan, mikä pitää ottaa huomioon verratessa laitteistojen hintoja. AJECON valmistama automaatiolaite, joka sisältää myös RTU-yksikön (Remote Terminal Unit, yleisnimitys ala-asemalle), ei ole ehkä ominaisuuksiltaan parhaasta päästä, mutta AJECOn on mahdollista rakentaa tähän lisää ominaisuuksia TSV:n tarpeiden mukaan. AJECOn ja yrityksen kehittämästä DSIP-tietoliikennejärjestelmästä kerrotaan lisää luvussa 7.2.2.

Taulukkoon 10 on kerättyä tässä luvussa esiteltävien laitteistojen perusasennuksella saatavat enimmäismäärät signaaliliitännöistä.

TAULUKKO 10. Laitekohtaiset signaalien lukumäärät

| | Vähintään | Enintään | ABB | SIEMENS | AJECO | NETCON |
|--------------|-----------|----------|-----|---------|-------|--------|
| Binääritulo | 12 | 31 | 16 | 0-500 | 5 | 22 |
| Binäärilähtö | 6 | 6 | 11 | 0-500 | 8 | 8 |
| Analogiatulo | 0 | 8 | 4 | 0-500 | 2 | 12 |

6.1.1 ABB REC603

ABB olisi merkinä hyvä vaihtoehto TSV:lle, koska ABB:n laitteiston kanssa ei olisi ristiriitoja tietoliikenteessä ala-asemien ja ABB:n oman MicroSCADA:n välillä. Kuvassa 14 näkyy kyseinen ABB REC603 -ala-asema, joka tulisi käyttöön muuntamoautomaatiassa. Laite käyttää kommunikointiin langatonta sisäänrakennettua GPRS-

modeemia, joka pystyy kommunikoimaan riittävällä nopeudella muuntamoautomaation kannalta. Muuntamoiden tietoliikennettä ei pidetä niin kriittisenä, että sen kommunikointi tarvitsisi olla varmennettu toisella tietoliikennelinjalla. REC603 käyttää kommunikointiin IEC 60870-5-101 -protokollaa alaspäin kohdistuvaan liikenteeseen ja IEC 60870-5-104 -protokollaa SCADA:n ja REC603:n välillä.



KUVA 14. ABB REC603 -ala-asema (ABB 2012)

Laite sisältää automaattisen akkulaturin testausjärjestelmällä, jolla se pystyy pitämään akut hyväkuntoisina ja pitkäikäisinä. TSV:lle asennetut erottimien ohjausmoottorit toimivat 48 VDC jännitteellä ja ABB:n REC603 -laitteeseen on saatavilla myös tämän jännitetaso älykäs laturi. ABB:n REC603 täyttää tarvittavan vähimmäismäärän signaali-liitännöistä, joita TSV vaatii kaukokäyttöön muuntamoilta. I/O-paikkoja on mahdollista saada lisää asentamalla kaksi REC603 -ala-asemaa kohteelle, jolloin saadaan lähes enimmäismäärä liitännöitä, joita kaukokäyttöön voitaisiin ottaa. Kaikkia liitännöitä ei voida vapaasti ohjelmoida muihin käyttöihin. Analogisia tuloja olisi kahdella REC:llä yhteensä kahdeksan kappaletta, mutta kuitenkin käytännössä saataisiin ainoastaan neljä kappaletta vapaasti ohjelmoitavia analogisia tuloja, koska I/O-ohjelmointien rajoitteista. Jokaisella REC:llä on kaksi analogista tuloa, joilla se mittaa kotelon lämpötilaa ja akkujännitettä. Näitä tuloja ei pystytä ohjelmoimaan vapaasti muuhun käyttöön ja tämän vuoksi menetetään kahden REC603:n asennuksesta neljä analogista tuloa, jolloin TSV:n enimmäisanalogiasignaali määrästä jouduttaisiin jättämään kaksi analogista mittausta pois.

Laite olisi toimiva ratkaisu muuntamoautomaatioon, mutta jos halutaan tietoja vähimmäismäärää enemmän, niin muuntamolle pitäisi asentaa kaksi REC603-ala-asemaa, mikä lisää kustannuksia.

6.1.2 SIEMENS TM 1703

Siemensin mahdollinen muuntamoautomaatiolaite TM 1703 emic (kuva 15) on modulaarinen ala-asema, jonka I/O-lukumäärää on helppo kasvattaa tarvittaessa yksinkertaisesti lisäämällä laiteväylään I/O-moduuleja (enintään 8 kpl). Siemens käyttää kommunikointiin samoja protokollia kuin ABB eli IEC 101 ja IEC 104. Siemens-ala-aseman konfigurointi, diagnostiikka ja testaaminen tehdään selainpohjaisella sovelluksella tai käyttämällä Toolbox II -sovellusta.



KUVA 15. SIEMENS TM 1703 -ala-asema (SIEMENS 2012)

Siemensin kokonaisuuteen kuuluu taulukko 11 mukaiset neljä moduuliosaa, jotta täytetään TSV:n aiemmin taulukossa 8 esitetyt signaalien minimivaatimukset. Lisäämällä tähän vielä kolme moduulia saavutettaisiin TSV:n enimmäisvaatimukset, koska laite koostuu "paloista", joten täytyisi se asentaa esimerkiksi erilliseen kaapin sisälle.

TAULUKKO 11. Siemens TM 1703 -ala-asema paketti sisältäisi

| | |
|---|--|
| SIEMENS TM1703 moduulit vähintään | |
| Jännitelähde: | |
| PS-6630 | 24 - 60 VDC |
| Isäntä ohjauselementti: | |
| CP-6010 | Proessori & 3xKommunikointia (V.28, RS485, Ethernet) |
| Binääriset tulo/lähtö moduulit: | |
| DI-6100 | Binääri tulo 2x8, 24-60VDC, erottelukyky 10ms |
| DO-6212 | Binääri lähtöreleet 8x 24-220VDC/230VAC |
| Lisäämällä seuraavat moduulit saavutetaan enimmäisvaatimukset | |
| DI-6100 | Binääri tulo 2x8, 24-60VDC, erottelukyky 10ms |
| AI-6310 | Analogia tulo 2x2 Pt100/Ni100 |
| AI-6300 | Analogia tulo 2x2 $\pm 20\text{mA}/\pm 10\text{V}$ |

Siemens TM 1703 emic -ala-asema vaikuttaa sopivalta laitteelta muuntamoautomaatioon. Siemensin laitteessa ei ole integroitua kommunikointimodeemia eli muuntamolle joudutaan hankkimaan TM 1703 -ala-aseman lisäksi vielä erillinen kommunikointimodeemi. Lisäksi laitteeseen tarvitaan ehkä akkuja hallinnoiva ja lataava älykäs laturi. Siemens TM 1703 -ala-asemalaitteen suurin etu on laitteen modulaarisuus, jonka huomaa kasvatettaessa I/O-määrän minimivaatimuksista TSV:n enimmäissignaali vaatimukseen. Tähän laajennukseen tarvitsee ainoastaan lisätä ala-asemaan vain yksi binääritulo ja kaksi analogiatulomoduulia. Siemens valmistaisi kaapin, jonka sisälle asennettaisiin akut sekä muut tarvittavat komponentit sisältöineen TSV:n vaatimusten mukaisesti.

6.1.3 AJECO AM08M

AJECO AM08M -ala-asemassa (kuva 16) ei ole riittävästi binäärituloja ja -lähtöjä täyttämään TSV:n asettamia vaatimuksia, mutta AJECO:n edustajat ilmoittivat, että he pystyvät laajentamaan laitteeseen lisää liitäntöjä ja ominaisuuksia.

AJECO valmistaa myös erikseen kommunikaatiosiltaa, jota käsitellään vielä kappaleessa 7.2.2. Tämän kommunikaatiosillan avulla saadaan ala-asemalta informaatio SCADA:n tietokantaan haluttuja IEC 101- tai IEC 104-protokollia käyttäen. AJECO AM08M -ala-asema sisältää jo valmiiksi kommunikaatiosillan, jota käyttäen se voi kommunikoida SCADA:n kanssa.



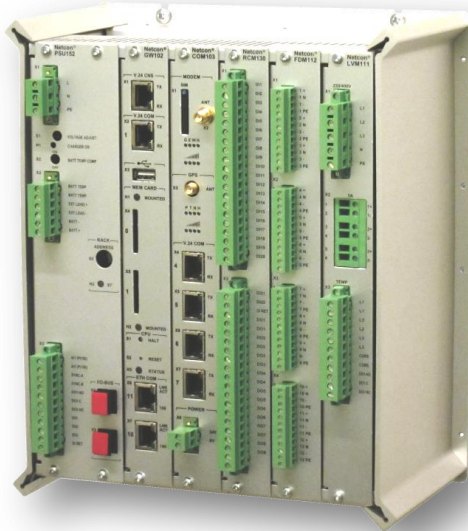
KUVA 16. AJECO AM08M -ala-asema (Ajeco 2012)

Heikkoutena voidaan mainita, että käytettäessä AJECO AM08M -ala-asemaa tulisi valita tietoliikenteen hoitamiseen AJECON tarjoama tietoliikennetarkaisu, jotta kommunikatio saataisiin toimimaan muuntamon ja SCADA:n välillä. Kyseisessä laitteessa on tällä hetkellä ainoastaan 24 V:n akkuja hallinnoiva laturi. TSV:n muuntajien erottimien moottoriohjauksia varten tarvitaan 48 VDC laturi ja akustot. Tämän todennäköisesti AJECON valmistajat pystyvät muuttamaan tai vaihtoehtoisesti asennetaan muuntamolle DC/DC-muunnin.

6.1.4 Netcon 100

Netcontrolin valmistama Netcon 100 (kuva 17) on modulaarinen uudentyyppinen hallinta- ja valvontatarkaisu älykkäisiin sähköjakeluverkkoihin. Laitteeseen on integroitu kaikki tarvittavat toiminnot (Netcontrol 2012)

- jakeluverkon ja muuntajien hallinta
- kytkinlaitteiden kauko- ja paikallisohjaus
- järjestelmän etä- ja paikallishallinta
- vikojen havainnointi ja paikallistaminen
- sähkön laadunmittaus
- monipuoliset tietoliikennetoiminnot.



KUVA 17. Netcon 100 -ala-asema (Netcontrol 2012)

Netcon 100 sisältää aina peruskomponentit: pääprosessoriyksikön ja virtalähdeyksikön. Kehikon muihin korttipaikkoihin voidaan sijoittaa mittaus-, ohjaus- ja tietoliikenneyksiköitä sovellustarpeen mukaan. Netcon on hyvä vaihtoehto TSV:lle muuntamoautomaatioon, koska laite toimii kokonaisratkaisuna ja tämän vuoksi säästetään investoinneissa erillisjärjestelmiin sekä silloin on vähemmän toteutuskohtaista sovitustyötä. Netcon 100 -malli sisältää myös automaattisen vianpaikannuksen poikkeuksena muiden valmistajien laitteistoihin.

7 TIETOLIIKENNEJÄRJESTELMÄ

7.1 Tietoliikennejärjestelmä vaatimukset

Nykypäivän tietoliikenteeltä vaaditut suojaustason vaatimukset kasvavat, koska tietoliikenteeseen kohdistunut tahallinen häirinnän määrä lisääntyy. Tämän vuoksi tietoliikenneverkko täytyy tehdä salauksella mahdollisimman turvalliseksi, jotta kukaan ei pääse tulevaa GPRS-yhteydellä langattomasti toimivaa muuntamoautomaatioverkostoa ohjailemaan kotikoneeltaan ja täten aiheuttamaan harmia TSV:lle. Kommunikointi muuntamon ja SCADA:n välillä tapahtuisi käyttäen IEC 101/104 -protokollia. Yksi haaste on saada laitteistojen ja ohjelmistojen välinen tietoliikenne yhteensopivaksi.

Nykyisestä tietoliikenteestä sähköaseman ja SCADA:n välillä ei ole olemassa helppokäyttöistä diagnostiikkatyökalua, josta saataisiin selville tietoliikenteen häiriötilanteet tai viat. Tällä hetkellä tietoliikennettä on pystytty hallinnoimaan itse, koska yhteyksien määrä on vähäinen, mutta muuntamoautomaation jälkeen yhteyksien määrät kasvavat liian suureksi ja tähän tarvittaisiin lisää resursseja. Siksi tietoliikenteen ylläpito harkitaan ostettavaksi palveluna joltain sitä tarjoavalta yritykseltä.

7.1.1 ABB MicroSCADA:n ja ala-asemien kommunikointi

IEC 60870-5-101 -protokolla on tarkoitettu sarjaliikenteiseen kommunikointiin käytönvalvonnassa ja prosesseihin pitkillä etäisyyksillä. Kyseinen protokolla kuuluu IEC Technical Committee 57:n (Työryhmä 03) kehittämään IEC 60870-5 -protokollastandardiin teleohjauksille, telesuojauksille ja sähkövoimajärjestelmille. IEC 101 -protokollalle on olemassa kaksi eri tiedonsiirtoproseduuria kommunikointiin: balansimaton ja balansoitu. IEC 101 -protokollassa on määritetty maksimisiirtonopeudeksi 19 200 baudia. Sähköverkolla on käytössään käytönvalvontajärjestelmän ja ala-aseman välillä balansoitu kommunikointi, jolloin jokainen asema voi tehdä aloitteen kommunikointiin ilman erillistä kyselyä käytönvalvontajärjestelmältä. (Configuring MicroSCADA for IEC... 2000, 35–37)

IEC 60870-5-104 on käytönvalvontaprotokolla, joka on kehitetty toimivaksi uudenikäisissä IP-verkoissa. IEC 104 -protokolla mahdollistaa tiedonsiirron käytönvalvontajärjestelmän ja sähköasemien ala-asemien välillä käyttäen standardin mukaista TCP/IP-verkkoa. IEC 104 -protokollan sovelluskerros perustuu IEC 101 -protokollan sovelluskerrokseen. Suurin etu IEC 104 -protokollalla on, että se pystyy samanaikaiseen tiedonsiirtoon monen eri laitteen ja palvelun kesken (IP COMM IEC 104 2012). IEC 104 -protokollalla saadaan tietoliikenneverkko entistä tehokkaampaan käyttöön ja tämän ansiosta voidaan saada nopeampaa tiedonsiirtoa.

7.1.2 Ala-aseman ja paikallislaitteiston kommunikointi

Tässä luvussa tarkastellaan TSV:n sähköasematasolla käytössä olevia kommunikaatio-protokollia: IEC 61850, IEC 103, SPA ja LON. Protokollia on sinänsä mahdoton verrata keskenään, mutta mainittakoon, että uusin näistä on protokolla IEC 61850, joka tuli TSV:lla käyttöön ensimmäistä kertaa vuonna 2008 Kalevan sähköaseman yhteydessä.

IEC 61850 -protokolla on suunniteltu paikallislaitteille sähköasema-automaatiota varten. IEC 61850 -protokolla kehitettiin, jotta saataisiin tietoliikenne toimimaan ilman ristiriitoja IED-laitteiden (Intelligent Electronic Device) kesken ja ala-aseman välillä riippumatta siitä, onko samassa tietoliikenneverkossa eri valmistajan IED-tuotteita. Tämän saavuttamiseen on ala-asematoiminnot jaettu alitoiminnoiksi (loogial nodes, LNs). IEC 61850 -protokollalle on yhdenmukaistamiseen määrätty kolme asiaa:

1. Mitä dataa on saatavilla ja kuinka se on nimetty ja kuvailtu (IEC 61850-7-4, -7-3, ja -7-2)?
2. Kuinka tämä data pitää olla saatavilla ja vaihdettavissa (IEC 61850-7-2)?
3. Kuinka laitteet pitää olla yhdistetty tietoliikenneverkkoon (IEC 61850-8-x ja -9-x)?

IEC 61850 -protokollan ohjaussovellukset vaativat, että ohjausviesti tapahtuu 4 millisekunnin sisällä. Tämä vaatimus saavutetaan sillä, että protokolla voi liikennöidä LAN-verkossa käyttäen nopeita verkkokytkimiä. Yksi IEC 61850 -protokollalla pyritävistä tavoitteista on vähentää laitteiden välistä kaapelointia käyttämällä suojarleiden lukituksiin ja muuhun releiden väliseen tiedonsiirtoon hyödyksi GOOSE-toimintoa

(Generic Object Oriented Substation Event). GOOSE toimii ”peer-to-peer” tavalla, eli jokainen IED-laite pystyy keskustelemaan keskenään. Suojareleen tunnistaessa tapahtuman lähettää se yhtäaikaaisesti GOOSE-toiminolla kaikille muille suojareleille tiedon tapahtumasta ja kaikkien laitteiden tulee saada tieto 4 millisekunnin sisällä.

Tulevaisuuden yksi tavoitteista on pyrkiä tekemään suojauksen peruskomponenteista, kuten esimerkiksi virtamuuntajista, IED-laitteita, jotka sitten toimisivat IEC 61850 -protokollalla ja olisivat niin sanottuja ”plug and play” -laitteita. (Proudfoot 2002, 3–32; Andersson, Brunner, Engler 2002, 1–6)

IEC 60870-5-103 -protokolla mahdollistaa usean suojareleen yhdistämisen ala-asemaan ja on käytössä pääasiassa vain energiasektorilla (IP COMM IEC 103 2012). IEC 103 -protokollaa käytettäessä ala-aseman ja suojareleiden välillä on tiedonsiirtoproseduurina balansoimaton kommunikointi, eli ala-asema toimii pääasemana ja määrää kaiken viestiliikenteen. IEC 103 -protokollalle on määritetty maksimisiirtonopeudeksi 19 200 baudia. Suojareleet toimivat toissijaisina asemina, jotka voivat lähettää tietoa vain pääaseman niitä pollatessa (Configuring MicroSCADA for IEC... 2000, 35–37).

SPA on uusissa laitteissa vielä paljon käytetty protokolla, vaikka se onkin vanha. SPA on ABB:n kehittämä ala-asematason liikennöinti-protokolla. Alun perin SPA suunniteltiin kenttäväyläksi hajautetulle suojaukselle, ohjaukselle ja tapahtumaraportointijärjestelmäksi. SPA-väylän kehysrakenne koostuu yhdestä aloitusbitistä, seitsemästä databitistä, parillisesta pariteetista ja yhdestä lopetusbitistä. Väylän tiedonsiirto toimii 9 600 baudin nopeudella. Perusrakenne protokollasta olettaa, että suojareleellä ei ole tarvetta kommunikoida ala-aseman kanssa, mutta ala-asema on tietoinen datasta suojareleellä ja näin ollen se voi pyytää tarvittavaa dataa. Pyyntö ala-asemalta voidaan suorittaa järjestyksellisellä pollauksella tai vain pyydettyäessä. (SPA-Bus Communication... 2001, 4).

LonTalk-tietoliikenneprotokollaa esiintyy TSV:n sähköasemilla ainoastaan ABB:n laitteistojen kommunikoinnissa. Protokolla on ”peer-to-peer” -protokolla, joka mahdollistaa kaikkien verkkoon kytkettyjen laitteiden kommunikoinnin keskenään. Kommunikointinopeus on maksimissaan LonTalk-protokollalla 1.25 Mbits/s valokuituverkossa. LON vaatii toimiakseen aina tähtimäisen valokuituverkon, joka koostuu esimerkiksi Lon Star-Coupler RER 111 -laitteelle. Star-Coupler on sitten yhdistetty valokuidulla ala-asemaan asennettuun PCLTA-korttiin. (Connecting LONWORKS... 2000, 2–3)

7.2 Tietoliikenteen hallinta palveluna

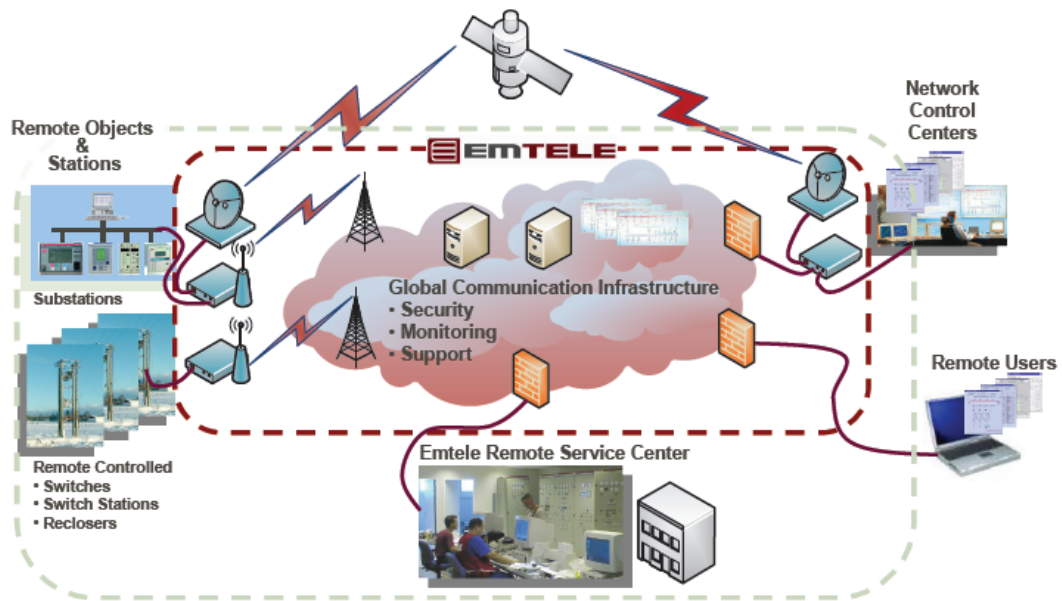
Lähtökohtana muuntamoautomaatioprojektissa on, että tietoliikenne täytyy saada toimintavarmaksi ja nykyisiin yhteyksiin verrattuna tarvitaan tietoliikenteen tilasta tarkempaa ja helpommin saatavilla olevaa tietoa. Tietoliikenteelle tarvitaan diagnostiikkatyökalu, josta saadaan selville tietoliikenteen kunto sekä vikatilanteissa syy vialle. Yhtenä vaihtoehtona on ulkoistaa koko tietoliikenteen hallinta toiselle yritykselle, jolloin TSV:n ei tarvitse huolehtia vioista tai niiden korjaamisesta. TSV:n on vaikea hallinnoida tulevaisuudessa enää tietoliikennettä, koska muuntamoautomaation kasvaessa tietoliikenneyhteyksien määrä kasvaa liian suureksi nykyisille resursseille.

Seuraavissa luvuissa on esiteltynä kaksi esimerkkiyritystä, joiden avulla saataisiin tietoliikenne paremmin toimivaksi sekä varmemmaksi käytönvalvonnan ja muuntamoiden välille. Emtele ja AJECO ovat molemmat tietoliikenteen palvelutoimintaa harjoittavia yrityksiä, mutta AJECO lisäksi valmistaa laitteistoja. Jos TSV päätyy AJECON vaihtoehtoon, tällöin on asennettava AJECON omavalmisteinen kommunikaatiosilta jokaiselle muuntamolle. Tietoliikennepalvelimen lisäksi täytyisi myös asentaa AJECON omat kytkimet, jotka TSV joutuu ostamaan itselleen. AJECO voi toimia tietoliikenteen kannalta myös ainoastaan laitetoimittajana, mutta suositeltavaa olisi, että alihankkijan kanssa tehtäisiin myös jonkintasoinen huoltosopimus tietoliikenteestä. Emtele taas omistaa kommunikaatiolaitteensa ja pitää kannattavuutensa huoltosopimuksen avulla.

7.2.1 Emtelen ratkaisu

Emtele on palveluyritys, joka tarjoaa ratkaisuja etämonitorointiin, laitteiden ja omaisuuden hallintaan, jotka sijaitsevat hajallaan ja usein syrjäisissä paikoissa. Emtele on vahvasti tullut energia-alalle spesialisoidulla FieldCom-kommunikaatoratkaisulla. FieldCom-kommunikaatiokonsepti perustuu koko tietoliikenteen ulkoistamiseen sisältäen hallinnoimisen ja valvonnan tietoliikenteen laitteistoille. Emtelellä on entuudestaan kokemusta energia-alalta, minkä vuoksi Emtele on vahva ehdokas tietoliikenteen ylläpitäjäksi TSV:lle. Emtelellä on 10 vuoden huoltosopimus entisen Vattenfallin, nykyisen Elenian, kanssa uudistaakseen sähköjakeluverkon tietoliikennejärjestelmän. Elenian yhteistyön ansiosta Emtele on hyvin perillä energia-alan vaatimuksista sekä miten kauko-ohjauksien tulee toimia (Case Vattenfall 2012).

Kuvassa 18 on perinteinen Emtelen toteuttama ratkaisu tietoliikenteen hallinnoinnista FieldCom-konseptina. Punaisen katkoviivan sisäpuolella olevat laitteistot ovat Emtelen hallinnoimat ja omistamat. Emtele hallinnoi tietoliikennettä etäyhteyden avulla omistamansa palvelimen kautta, joka voidaan sijoittaa käyttökeskukseen tai tarjota pilvipalveluna. Muuntamoilta halutut tiedot saadaan Emtelen serverin kautta TSV:n omiin SCADA-servereihin ja muut mahdolliset mittaukset voidaan ohjata haluttuihin paikkoihin, kuten esimerkiksi PQNet-palvelulle. Emtele lupaa hoitaa tietoliikenteen kommunikoinnin ja tietoturvaamisen oman serverinsä ja päätelaitteiden kesken.



KUVA 18. Emtelen tarjoama FieldCom-huoltokonsepti (Case Vattenfall 2012)

Emtele tarjoaa TSV:lle erityyppisiä palvelusopimusmahdollisuuksia. Emtelellä on tarjota tuote-, ratkaisu- ja asiantuntijatyöpalveluita tai ”avaimet käteen” -kokonaispalvelu tai jokin näiden yhdistelmä. Kokonaispalvelu kattaa koko tietoliikenneverkoston täyden huollon, ylläpidon, asennuksen ja käyttöönoton.

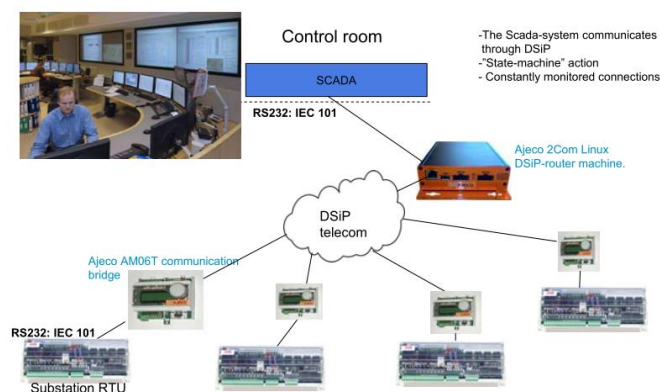
Uutta muuntamoasennettaessa Emtele toimittaisi ennalta asetetut päätelaitteet TSV:n muuntamolle sekä kaikki tietoliikenteeseen tarvittavat muut tarvikkeet. Ongelmatilanteissa Emtele korjaisi tietoliikennettä etäyhteydellä, ja tilanteissa, joissa etäyhteydellä ei saada kommunikointia kuntoon, lähettää Emtele asentajan paikalle. Emtele hoitaa tietoturvaan vaadittavat palomuurit ja tunneloinnit muuntamoille. Emtele tarjoaa myös diagnostiikkatyökalua, jonka avulla TSV näkisi suoraan muuntamoiden tietoliikenteen tilan ja pystyisi selvittämään yksinkertaisimmat viat itse.

7.2.2 AJECO Oy

AJECOlla on energia-alalta entuudestaan kokemusta Fingridin ja Elenian kanssa. Heidän tietoliikenne ratkaisunsa on nimeltään DSiP (Distributed Systems intercommunication Protocol), joka hoitaa eri tietoliikenneprotokollien ja kommunikointitapojen yhteensopivuuden ohjelmallisesti. DSiP mahdollistaa eri operaattoreiden käytön rinnakkaisesti niin, että se vaikuttaa vain yhdeltä kommunikointi linjalta. Vikatilanteessa DSiP vaihtaa pääyhteyden kommunikoinnin automaattisesti mahdolliselle varayhteydelle. DSiP:n suurin hyöty on protokollien älykkäässä ohjelmistossa ja käyttöliittymässä, jotka mahdollistavat ohjelmiston ja laitteiston yhteensopivuuden eri valmistajien kesken. Vaikka laitevalmistajat käyttävät samoja protokollia tiedonsiirtoon, silti ne eivät ole keskenään yhteensopivia. Tämä johtuu siitä, että valmistajat voivat käyttää samasta protokollasta eri versioita kommunikointiin. DSiP-järjestelmä muokkaa älykkään ohjelmiston avulla automaattisesti protokollissa esiintyvät mahdolliset eroavaisuudet versioissa yhteensopiviksi.

AJECO:n päätelaitteet noutavat osoitteensa perusteella palvelimelta asetustietonsa, eli muuntamolle asennettaessa kommunikaatiosiltaa ei ole tarvetta konfiguroida päätelaitetta paikanpäällä. Ongelmatilanteissa etäyhteys voidaan itse ottaa päätelaitteeseen vian selvitystä varten, tai voidaan pyytää AJECOa hoitamaan etäyhteydellä kommunikoinnin kuntoon.

Kuvassa 19 on periaatekuva, kuinka AJECO toteuttaisi tietoliikenteen TSV:lle käyttämällä DSiP-ratkaisua. Kuvassa on ala-asemille merkitty tietoliikenteen modeemiksi AJECO:n AM06T-kommunikaatiosilta, jotka voivat kommunikoida valvontajärjestelmään DSiP-kytkinlaitteen kautta kuvan mukaisesti.



KUVA 19. AJECO:n tietoliikenne ratkaisun periaate (Ajeco DSiP 2012)

AJECO on vartenotettava vaihtoehto tietoliikenteen hallinnan kannalta, koska heidän järjestelmänsä toimii universaalisenä työkaluna eri valmistajien muuntamoautomaatiotuotteiden kesken. Tämän tyyppinen palvelu on tärkeä tulevaisuudessa, koska jos halutaan kilpailuttaa automaatiolaitteistoja toisilta valmistajilta, niin DSiP:n avulla se on mahdollista. TSV:n täytyy tietenkin ottaa huomioon se, että halutaanko tietoliikenne antaa muuntamoautomaatiosta yhden valmistajan vastuulle. Pelkän muuntamoautomaation lisäksi tähän järjestelmään olisi mahdollista liittää käytössä olevat sähköasemien pää- ja varayhteydet sekä erotinasemien kommunikointi. Emtelestä eroten AJECO itse valmistaisi laitteet, jota käytetään kommunikointiin.

8 POHDINTAA

8.1 Mahdollisen projektin aloitus

Muuntamoautomaatioprojektin rakentaminen voitaisiin aloittaa ehkä jo vuonna 2013, mutta TSV:n täytyy ottaa huomioon ainakin seuraavia seikkoja. Millaisiin kohteisiin asennetaan ensimmäiset muuntamot, jotta niistä saataisiin vuoden tai kahden sisällä vikatilanteessa hyötyä. Maksimihyödyn saavuttaminen alkuvaiheessa muuntamoautomaatioprojektia vaatii useamman automatisoidun muuntamon samalta johtolähdöltä tai rengasalueelta. Vikatilanteen sattuessa vaaditaan riittävästi automatisoituja muuntamoja tietyllä etäisyydellään toisistaan, jotka sisältävät kaukokäytettäviä erottimia ja etäluettavia vikailmaisimia. Näillä saadaan käytöntukeen tarkka vikapaikan sijainti sekä saadaan viallinen osa eristettyä muiden muuntamoiden avulla.

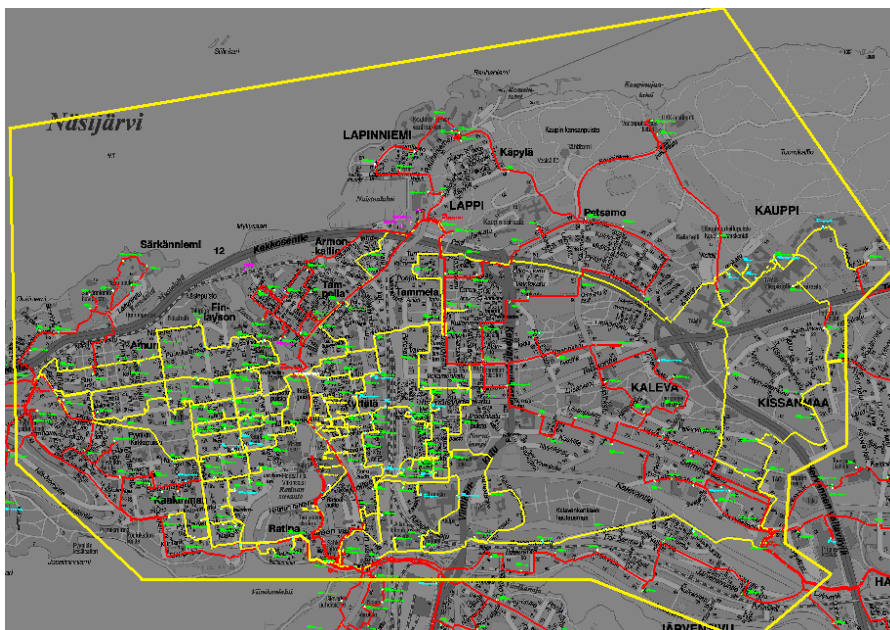
Alustavana rakennussuunnitelmana toimii TSV:n Verkkostrategia 2030 -hankkeeseen määritellyt muuntamot. Verkkostrategiasuunnitelmassa on pilotti rakennettu kahdella johdolla Ratina BB 26 Koskikeskus ja Keskiputous B26 Koskikatu. Johdoille rakennetaan 6 kpl kauko-ohjattavia RMU-kojeistoja, joista kahdessa muuntamossa (M1439 ja M1696) on moottoroidut erottimet jo asennettuna. Moottoriohjaimia asennetaan yhteensä neljään muuntamoon, yhdeksälle erottimelle seuraavasti: M 52, 2 kpl; M1391, 3 kpl; M1085, 2 kpl; M228, 2 kpl. Tavoitteena on saada yhteensä 13 erotinta kauko-ohjauksen piiriin. Tästä muuntamoiden automatisointia voidaan jatkaa verkkostrategiasuunnitelman mukaisesti (Verkkostrategia 2030).

Kuvassa 20 on punaisella ympyrällä merkittynä muuntamot, jotka tultaisiin aluksi automatisoimaan alustavan suunnitelman mukaan. Keltaisella värityksellä on merkitty kuvassa johtolähdöt, jotka toimisivat tämän jälkeen kauko-ohjauksella.



KUVA 20. Muuntamoautomaation ensimmäinen vaihe (Kuva: Verkostostrategia 2030)

Vuosina 2013–2017 on tarkoituksena automatisoida seuraavista sähköasemien johtolähdöistä muuntamot: Ratina 6 lähtöä, Keskiputous 2 lähtöä, Vesilinna 4 lähtöä, Naistenlahti 3 lähtöä ja Kaleva 3 lähtöä. Näistä kertyy yhteensä 18 johtolähtöä, joihin kuuluu noin 35 kappaletta keskijännite rengassyöttökojeistoja, jotka kerryttävät kauko-ohjattavien erottimien määrän noin 107 kappaaleeseen (kuva 21).



KUVA 21. Seuraavien vaiheiden kauko-ohjattavat johtolähdöt keskusta-alueella (Kuva: Verkostostrategia 2030)

8.2 Muuntamoiden rakentaminen

Vanhojen muuntamoiden automatisointi ei ole täysin yksiselkoista, koska muuntamoissa esiintyy laajat valikoimat eri valmistajien erityyppisiä kojeistoja. Kaikkiin vanhemman mallisiin keskijännitekojeistoihin ei ole mahdollisuutta asentaa suoraan jälkiasennuksena moottoreita, jotka ohjaisivat erottimia. Erilaisten kojeistojen takia täytyy selvittää tarkasti, minkä tyyppisiä moottoreita aloitetaan asentaa muuntamoille, jotta valittu moottori olisi yhteensopiva mahdollisimman monen erityyppisen keskijännitekojeiston kanssa.

Rakennettaessa uusia muuntamoita pitää ottaa huomioon, asennetaanko niihin heti alasema ja moottoriohjaukset, koska yksittäisistä hajallaan olevista kauko-ohjattavista muuntamoista ei saada täyttä hyötyä. Tässä tapauksessa kannattavampaa olisi rakentaa muuntamoautomaatiota johtolähdöittäin, jotta saataisiin paras hyöty kauko-ohjauksesta muuntamoilla.

8.3 Investoinnin kannattavuusnäkökulma

Tässä vaiheessa muuntamoautomaatioprojektia TSV:lla ei tiedetä tarkkoja hintoja laitteistoille, jotta laitteiden toimintoja suhteessa niiden hintaan olisi pystytty tässä opinäytetyössä vertailemaan. Hintojen selvittyä tarjouspyyntöjen jälkeen pystyy TSV päättämään, minkä tyyppinen on se paketti, jota ruvetaan muuntamoihin rakentamaan. Uuden muuntamon ja saneerauskohteen kesken voidaan vielä erikseen miettiä, tarvitseeko näissä olla samanlaiset laitteet, vai onko edullisempaa tehdä eri valmistajan tuotteilla saneerauskohde kuin sen valmistajan tuotteilla, joka on valittu uuden muuntamon rakentamiseen.

Tavallista investointien kannattavuuslaskentaa ei pystytä käyttämään aluksi muuntamoautomaatiossa, koska alkuvaiheessa joudutaan tekemään perusinvestointina muitakin laitteistoja kuin ne, mitkä asennetaan muuntamoon. Näitä ovat mm. palvelinlaitteet, ohjelmistot ja käyttöliittymiensuunnittelu. Investointien kannattavuudessa tulee ottaa huomioon myös säästöt, joita saavutetaan muuntamoautomaatiolla KAH-arvossa vikatilanteissa. Tulevaisuudessa, kun pilottivaiheesta on päästy ylitse ja on aloitettu rakenta-

maan muuntamoautomaatiota isommassa mittakaavassa, voidaan alkaa käyttää muuntamoiden investoinneissa kannattavuuslaskentaa.

8.4 Muuntamoautomaatiopaketti

Kaikki aiemmin esitellyt ala-asema laitteistot tuntuvat toimivilta, mutta ilman hintavertailua teknisesti parhaana pidettiin Netcon 100 -laitetta. Netcon ala-asemaan olisi saatavilla kaikki TSV:n vaatimat ominaisuudet yhtenä kompaktina pakettina. Toisena pidettiin ABB REC603:sta, koska tämä on valmis kompakti ratkaisu, kuten Netcon laitekin, mutta yhdellä ABB:n laitteella ei täytetä kauko-ohjauksen enimmäissignaalmäärää. Kompaktit laitteet helpottavat asentamista ja laitteen rikkoutuessa sen vaihtamista. Yksi ABB REC603 -laite täyttää minimivaatimukset TSV:n asettamista signaalien määrästä, ja haluttaessa enimmäismäärä signaaleja on taas SIEMENS TM1703 emic -laite vahvoilla. Varsinkin, jos aiotaan tehdä muuntamoita kahdella eri signaalmäärällä, niin SIEMENSin laitteen modulaarisuuden vuoksi on sitä helppo muokata minimivaatimuksesta maksimivaatimukseen ainoastaan lisäämällä pari moduulia. Mahdollisia lisälaitteita, kuten laatumittarit ja erilliset oikosulkuindikaattorit tai erilliset valvontayksiköt, pystytään liittämään suoraan ainakin SIEMENSin ja Netcon-ala-asema laitteisiin.

Tietoliikennettä varten oli TSV pyytännyt esittelemään kaksi siihen perehtynyttä yritystä. Näiden molempien yritysten tarjoamat tietoliikenneratkaisut vaikuttivat toimivilta pake-teilta. Heikkouksia ja vahvuuksia löytyy molemmista tasaisesti, joten on vaikea sanoa, kumpi näistä olisi TSV:n kannalta parempi. Todennäköisesti näiden kahden välillä täytyy miettiä tarjouspyyntöjen jälkeen, kummanko ratkaisu olisi kannattavampi TSV:lle.

8.5 Muuntamoautomaation tulevaisuuden mahdollisuuksia

Tulevaisuuden sähkönjakeluverkko on joskus älykäs verkko, joka mahdollistaa nykyistä jakeluverkkoa monipuolisemman ja tehokkaamman käyttämisen. Älykkäässä sähköver-kossa on kahdensuuntaista tehonkulkua ja ehkäpä tilanteen mukaan mukautuvaa suoja-usta, koska kuluttaja voi toimia tuottajana sekä kuluttajana. Tämä mielessä pitäen on TSV jo asentanut AMR-mittalaitteet (Automatic meter reading) asiakkaille, mistä saa-daan selville tuntikohtaiset kulutukset ja tulevaisuudessa mahdollisesti asiakkaan tuot-

tama sähkön määrä. AMR-mittareilla voidaan myös seurata sähkön laatua, mutta se ei ole yksin ratkaisu siihen, koska AMR-mittarilla on ainoastaan saatavilla jännitearvot ja jännitteen mittausta on aukollista eli epätarkkaa. Ainoastaan AMR-mittalaitteisiin luottaminen tulevaisuudessa ei ole yksin riittävä älykkään sähköverkon tehonkulun valvontaan ja tähän muuntamoautomaatioprojektin ala-asemalaitteista saadaan lisää varmuutta.

8.6 Loppusanat

Opinnäytetyö kokonaisuudessaan opetti paljon sähkönjakelusta ja sen tulevaisuuden näkymistä. Työhön sain huomattavasti materiaalia TSV:lla käyneiden yritysten esityksistä, joista sain kerättyä ideoita oman opinnäytetyöni sisältöön. Työssä pääsin tutustumaan muuntamoihin ja niiden käyttämiseen. Eniten opin, kuinka suurena osana sähkönjakeluverkkoa muuntamot voivat olla tulevaisuudessa, ja kuinka paljon voidaan parhaimmillaan muuntamoautomaatiolla saavuttaa hyötyä. Tulevaisuudessa on älykäs sähköverkko, joka perustuu hajautettuun tuotantoon. Hajautettu tuotanto tarkoittaa älykkäämpää suojausta ja ohjausta, jotka asettavat verkkoyhtiölle uusia haasteita. Tähän ei ole varsinaisesti vielä olemassa yksinkertaista ratkaisua, mutta uskon vahvasti, että muuntamoautomaatio tulee olemaan isona osana ratkaisua.

Verkosto- ja muuntamoautomaatio on vielä kehityksen alkuvaiheessa ja sen vuoksi sitä ei tule lähteä rakentamaan hätäillen. Tämä tarkoittaa tutustumista suureen määrään mahdollisia laitteistoja sekä automatisoidun muuntamon mahdollisuuksiin. Opinnäytetyössä tutustuinkin eri tutkimus-, esittely- ja laitemateriaaleihin, joista sitten pyrin parhaani mukaan keräämään omasta mielestäni tärkeimpiä asioita. Opinnäytetyöni tulee toimimaan TSV:lle ohjeistavana materiaalina ja yhtenä perusteena siihen, miksi muuntamoautomaatiota tulee alkaa rakentaa. Opinnäytetyö oli täysin oma mielipiteeni muuntamoautomaatiosta, enkä ota kantaa siihen, mitä TSV tulee muuntamoautomaatiosta päättämään.

LÄHTEET

- ABB. Wireless Controller REC601/603 Product Guide. Viitattu 7.9.2012.
[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/18a3214c39725250c12578ff0042d7ca/\\$file/rec60_pg_757423_ena.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/18a3214c39725250c12578ff0042d7ca/$file/rec60_pg_757423_ena.pdf)
- Ajeco. AM08M - Remote Terminal Unit(RTU). Sisäinen dokumentti. Viitattu 7.9.2012.
- Ajeco DSiP. DSiP – A solution for Secure Multichannel Communication. Viitattu 7.9.2012.
http://sta.jrc.ec.europa.eu/corsa/Workshop_for_Interoperable_communication/Homstrom_Ajeco%20DSiP%20presentation_English_230610.pdf
- Andersson, L., Brunner, C., Engler, F. 2002. Substation Automation based on IEC 61850 with new process-close Technologies, 1–6.
[http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/22ba6e613544ffe6c1256e6000452bef/\\$file/iec - 61850 - substation automation based on iec.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/22ba6e613544ffe6c1256e6000452bef/$file/iec - 61850 - substation automation based on iec.pdf)
- Case Vattenfall. Automating The Distribution Network. Viitattu 29.8.2012.
http://www.violasystems.com/sites/default/files/Vattenfall_case.pdf
- Configuring MicroSCADA for IEC 60870-5-101 Master Protocol Configuration Manual. 2000, 35–37.
- Connecting LONWORKS Devices to MicroSCADA Configuration manual. 2000, 2–3.
- IP COMM IEC 103. Protocols: IEC 60870-5-103. 2004–2012. Viitattu 11.7.2012.
<http://www.ipcomm.de/protocol/IEC103/en/sheet.html>
- IP COMM IEC 104. Protocols: IEC 60870-5-104. 2004–2012. Viitattu 11.7.2012.
<http://www.ipcomm.de/protocol/IEC104/en/sheet.html>
- Jakeluverkkojen tekninen laskenta. 2010, 20–21. Viitattu 27.8.2012
https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0500/luennot/jakeluverkkojen_tekninen_laskenta.pdf
- Järvensivu, J-P. Järjestelmäsuunnittelija asiantuntija. Haastattelu 20.6.2012.
- Kaitala, J. Laatusuunnittelija. Haastattelu 23.8.2012
- Netcontrol. Netcon 100. Viitattu 7.9.2012.
http://www.netcontrol.fi/index.php/download_file/view/477/709/
- Partanen, J., Honkapuro, S., Lassila, J., Kaipia, T., Verho, P., Järventausta, P., Strandén, J. & Mäkinen, A. 2010. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot, 58.
- PowerQ. Viitattu 16.8.2012. <http://www.powerq.net/>
- PQNet. Comprehensive data management for power systems. Viitattu 17.8.2012.
http://www.powerq.net/pdf/PQNet_brochure.pdf

PQNet laaturaportti. PQNet:stä tulostettu laaturaportti. Sisäinen dokumentti. Viitattu 17.8.2012.

Proudfoot, D. 2002. Nettedautomation, 3–32.

<http://www.nettedautomation.com/download/UCA%20and%2061850%20for%20dummies%20V12.pdf>

SIEMENS. Smart Automation System TM 1703 emic. Viitattu 7.9.2012.

https://www.cee.siemens.com/web/il/en/corporate/home/Siemens_Israel/ICS/SmartGrid/EA/Documents/SICAM_1703_emic.pdf

SPA-BUS Communication Protocol V2.5. 2000, 4.

Staszkesky, D., Craig, D., Befus, C., 2005. “Advance Feeder Automation is Here”, IEEE Power and Energy Magazine, 58.

Tampereen Sähkölaitos. 2012. Yrityksestä. Luettu 10.8.2012

<http://www.tampereensahkolaitos.fi/internet/Yrityksestä/Toimintamme/>

Tampereen Sähköverkko. 2011. Vuosiraportti. Luettu 10.8.2012

<http://www.tampereensahkolaitos.fi/NR/rdonlyres/A4322E5A-AD84-4BB2-8600-7E1E944BD938/0/Vuosiraportti11.pdf>

Vehviläinen, S. eQL Laatumittauslaitteet. Viitattu 26.10.2012

<http://www.electrix.fi/pdf/edfsrml.pdf>

Verkkostrategia 2030. TSV Oy:n Jakeluverkon kauko-ohjaus 2011 - 2030. Sisäinen dokumentti. Viitattu 20.8.2012

LIITTEET

Liite 1. Tampereen Sähköverkolla olevia muuntamokojeistoja

| Valmistaja | Tyyppi | Rakenne |
|--------------|---------------|--------------|
| ABB | SF6-CTC/RGC | 1M-2J |
| ABB | SF6-CTC/RGC | 1M-3J |
| ABB | SF6-CTC/RGC | 1M-4J |
| ABB | SF6-CTC/RGC | 2M-2J |
| ABB | SF6-CTC/RGC | 2M-3J |
| ABB | UNISWITCH | Erotinkkenno |
| ABB | SECTOS | 1J |
| AEG | SF6-FBA | 2M-2J |
| AHLSTOM | SF6-FBX-C | 1M-4J |
| AHLSTOM | SF6-FBX-C | 1M-3J |
| AHLSTOM | SF6-FBX-C | 1M-2J |
| MERLIN GERIN | SF6-RM6 | 1M-3J |
| MERLIN GERIN | SF6-RM6 | 2M-2J |
| MERLIN GERIN | SF6-SM6 | 1M tai 1J |
| MERLIN GERIN | SF6-RM6 | 1M-2J |
| NEBB | SF6-RGC | 1M-2J |
| NEBB | SF6-RGC | 2M-2J |
| NEBB | SF6-RGC | 1M-3J |
| NEBB | SF6-RGC | 2M-3J |
| SIEMENS | SF6-8DJ10 | 1M-2J |
| SIEMENS | SF6-8DJ10 | 1M-3J |
| SIEMENS | SF6-8DJ20 | 2M-2J |
| SIEMENS | SF6-8DJ20 | 1M-2J |
| SIEMENS | SF6-8DJ20 | 1M-3J |
| SIEMENS | SF6-8DJ20 | 2M-3J |
| SIEMENS | SF6-8DJH | 1M-2J |
| SIEMENS | SF6-8DJH | 1M-3J |
| SIEMENS | SF6-8DJH | 2M-2J |
| VEI | SF6-FLUSARC | 1M-2J |
| VEI | SF6-FLUSARC | 1M-3J |
| VEI | SF6-FLUSARC | 1M-4J |
| VEI | SF6-UNIFLUORC | 1M tai 1J |

Liite 2. PowerQ:n esimerkkiraportti

Laaturaportti

<https://www.nettiraportti.fi/PQReport/PQReport.aspx>

Sivu 1/4

**JAKELUJÄNNITTEEN OMINAISUUDET**
Mittausraportti**Mittauksen tiedot**

Mittauskohde KLV BA08, kisko 1A
Mittaaja
Tilaaja
Verkkoyhtiö
Mittausaika 06.08.2012 00:00 - 12.08.2012 23:59
Mittauksen tarkoitus Testiraportti
Mittalaite
Oikosulkuvirta (A) L1 L2 L3
Pääsulake (A)

Lisätiedot

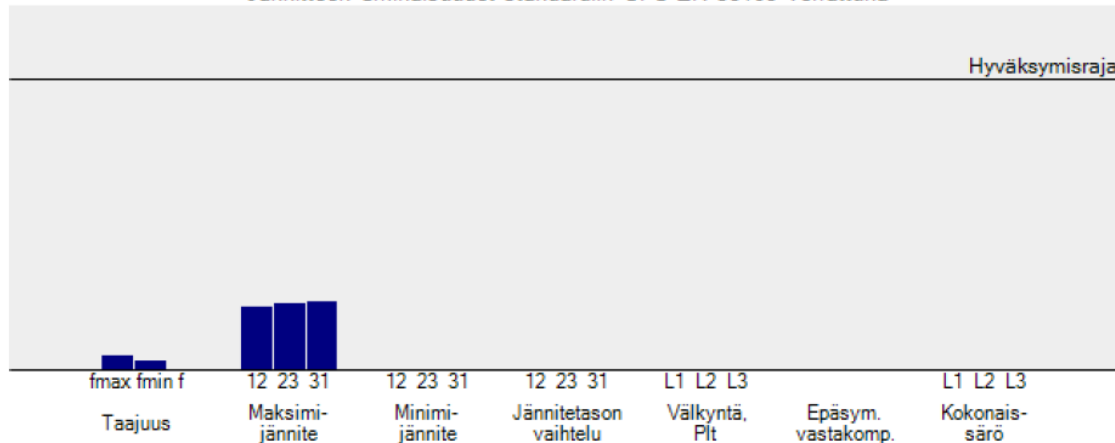
Raportin laatija**Päiväys** 15.8.2012**Allekirjoitus**

Yhteenveto jakelujännitteen ominaisuuksista - Sivu 2/4

Jännitteen ominaisuudet, joille on annettu raja-arvot standardissa SFS-EN 50160

| Ominaisuus | Tunnus | Standardi- tai laskentaraja | Sallittu poikkeusaika (%) | Mittaustapa (std/ei std) | Mittaus/poikkeusaika (%) | Arvio |
|--------------------------------|---------|-----------------------------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------|
| Maksimitaajuus | fmax | 52.0 Hz | 0.0 % | ei std | 50.1 Hz | |
| Minimitaajuus | fmin | 47.0 Hz | 0.0 % | ei std | 49.9 Hz | |
| Taajuus | f | 49.5 - 50.5 Hz | 0.5 % | ei std | 0.0 % | |
| Maksimijännite | U12 max | 22000 V | 0.0 % | std | 20446 V | |
| Maksimijännite | U23 max | 22000 V | 0.0 % | std | 20459 V | |
| Maksimijännite | U31 max | 22000 V | 0.0 % | std | 20480 V | |
| Minimijännite | U12 min | 17000 V | 0.0 % | std | 20052 V | |
| Minimijännite | U23 min | 17000 V | 0.0 % | std | 20051 V | |
| Minimijännite | U31 min | 17000 V | 0.0 % | std | 20081 V | |
| Jännitetason vaihtelu | U12 | 18000 -22000 V | 5.0 % | std | 0.0 % | Korkea laatu |
| Jännitetason vaihtelu | U23 | 18000 -22000 V | 5.0 % | std | 0.0 % | Korkea laatu |
| Jännitetason vaihtelu | U31 | 18000 -22000 V | 5.0 % | std | 0.0 % | Korkea laatu |
| Välkynnän häiritsevyys | Plt(L1) | 1.0 | 5.0 % | std | 0.0 % | |
| Välkynnän häiritsevyys | Plt(L2) | 1.0 | 5.0 % | std | 0.0 % | |
| Välkynnän häiritsevyys | Plt(L3) | 1.0 | 5.0 % | std | 0.0 % | |
| Epäsymmetria, vastakomponentti | U2/U1 | 2.0 % | 5.0 % | std | 0.0 % | Korkea laatu |
| Kokonaissärö | THD(L1) | 8.0 % | 5.0 % | std | 0.0 % | Korkea laatu |
| Kokonaissärö | THD(L2) | 8.0 % | 5.0 % | std | 0.0 % | Korkea laatu |
| Kokonaissärö | THD(L3) | 8.0 % | 5.0 % | std | 0.0 % | Korkea laatu |

Jännitteen ominaisuudet standardiin SFS-EN 50160 verrattuna



Jännitekuopat vaiheittain (L1, L2, L3)

| Jännite | <20 ms | 20...<100 ms | 100...<500 ms | 0,5...<1 s | 1...<3 s | 3...<20 s | 20...<60 s | 1...<3 min | >=3 min |
|------------|---------|--------------|---------------|------------|----------|-----------|------------|------------|---------|
| yli 110 % | 0, 0, 0 | 2, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 |
| 90...85 % | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 |
| 85>...70 % | 0, 0, 0 | 0, 0, 1 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 |
| 70>...40 % | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 |
| 40>...10 % | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 |
| alle 10 % | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 | 0, 0, 0 |

Laatujakaumataulukko

| | f | U12 | U23 | U31 | Pit(L1) | Pit(L2) | Pit(L3) | U2/U1 | THD(L1) | THD(L2) | THD(L3) |
|-----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Yksikkö | Hz | V | V | V | | | | % | % | % | % |
| max | 50.13 | 20446 | 20459 | 20480 | 0.63 | 0.50 | 0.63 | 0.30 | 1.20 | 1.20 | 1.30 |
| 99% | 50.08 | 20433 | 20440 | 20462 | 0.63 | 0.44 | 0.63 | 0.30 | 0.90 | 1.00 | 1.00 |
| 95% | 50.06 | 20403 | 20407 | 20432 | 0.35 | 0.36 | 0.32 | 0.20 | 0.70 | 0.80 | 0.80 |
| 50% | 49.99 | 20276 | 20285 | 20307 | 0.30 | 0.30 | 0.30 | 0.20 | 0.30 | 0.10 | 0.40 |
| 5% | 49.93 | 20106 | 20116 | 20141 | 0.30 | 0.30 | 0.30 | 0.10 | 0.20 | 0.00 | 0.20 |
| 1% | 49.90 | 20070 | 20073 | 20113 | 0.30 | 0.30 | 0.30 | 0.10 | 0.10 | 0.00 | 0.10 |
| min | 49.87 | 20052 | 20051 | 20081 | 0.30 | 0.30 | 0.30 | 0.10 | 0.10 | 0.00 | 0.10 |
| Hyväksymisraja | +/-1% | +/-10% | +/-10% | +/-10% | 1 | 1 | 1 | 2% | 8% | 8% | 8% |
| Perusarvo | 50 Hz | 20000 V | 20000 V | 20000 V | 0 | 0 | 0 | 20000 V | 20000 V | 20000 V | 20000 V |
| Mittaus tapa | Ei std | Std | Std | Std | Std | Std | Std | | Std | Std | Std |
| Mittausjakso | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min |
| Std mitt. jakso | 10 s | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min | 10 min |
| Mittausaika | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk |
| Std mitt. aika | 365 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk | 7 vrk |

