



VAASAN AMMATTIKORKEAKOULU
VASA YRKESHÖGSKOLA
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

Jonna Karoliina Ojala

ÄLYKKÄÄN SÄHKÖVERKON
ALA-ASEMAN LIITTÄMINEN
MICROSCADA-
KÄYTÖNVALVONTAJÄRJESTELMÄÄN

Tekniikka ja liikenne
2014

ALKUSANAT

Tämä opinnäytetyö on suoritettu ABB Oy:n Substation Automation Systems – yksikölle osana Vaasan ammattikorkeakoulun sähkötekniikan koulutusohjelmaa. Opinnäytetyön ohjaajina toimivat ABB:ltä projekti-insinööri Raine Laikola ja Vaasan ammattikorkeakoululta sähkötekniikan lehtori Jari Koski.

Haluaisin kiittää ohjaajiani sekä suunnittelupäällikkö Tapio Vainiota, joka antoi minulle mahdollisuuden tehdä tämän opinnäytetyön. Erityiskiitokset kuuluvat myös työkavereille, joilta olen saanut paljon arvokkaita neuvoja ja apuja tämän opinnäytetyön toteuttamisen aikana.

Vaasa 1.4.2014

Jonna Ojala

VAASAN AMMATTIKORKEAKOULU
Sähkötekniikan koulutusohjelma

TIIVISTELMÄ

Tekijä	Jonna Ojala
Opinnäytetyön nimi	Älykkään sähköverkon ala-aseman liittäminen MicroSCADA-käytönvalvontajärjestelmään
Vuosi	2014
Kieli	suomi
Sivumäärä	88
Ohjaaja	Jari Koski

Toimeksiantajana opinnäytetyössä toimi ABB Oy:n Substation Automation Systems –yksikkö.

Opinnäytetyön taustalla on yksikön pilottihanke, jossa hyödynnetään ensimmäistä kertaa ABB:n älykästä verkkoteknologiaa kaupunkiverkon hallinnassa. Käytännössä tämä tarkoittaa sähköasemilla käytössä olevan teknologian tuomisen jakelumuuntamoihin. Hankkeen taustalla on vaikuttamassa energiamarkkinaviraston määräämät toimitusvarmuuskriteeristön suositusarvot, jotka täytyy saavuttaa vuoteen 2030 mennessä. Työn pääasiallisena tarkoituksena ja tavoitteena on älykkään sähköverkon ala-aseman liittäminen MicroSCADA-käytönvalvontajärjestelmään. Tarkemmin työssä perehdytään uuteen REC615-ohjauslaitteeseen ja MicroSCADA-käytönvalvontajärjestelmään.

Tutkimusaineistona käytettiin pääosin kirjallisia lähteitä sekä elektronisia julkaisuja. Opinnäytetyössä käytetyt kirjalliset lähdemateriaalit koostuivat pääasiassa ABB:n eri järjestelmien ja laitteiden manuaaleista. Työssä käytettävät ohjelmat ja järjestelmät ovat myös ABB:n tekemiä.

Opinnäytetyön tuloksena syntyi dokumentti, joka pitää sisällään tiedot jakelumuuntamoautomaatiossa hyödynnettävästä REC615-ohjauslaitteen liittämisestä MicroSCADAan. Tämän lisäksi työssä on esitelty pilottihankkeessa käytettyä laiteistoratkaisua ja selvitetty jakelumuuntamoiden kaukokäyttövalmiuksia sekä automaation avulla saatavia signaaleja, joita voidaan hyödyntää pohjana myös jatkossa tuleviin projekteihin.

Avainsanat	MicroSCADA, älykäs sähköverkko, REC615, jakelumuuntamoautomaatio
------------	--

VAASAN AMMATTIKORKEAKOULU
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES
Sähkötekniikan koulutusohjelma

ABSTRACT

Author	Jonna Ojala
Title	Connecting Smart Grid Substation into the ABB MicroSCADA Control System.
Year	2014
Language	Finnish
Pages	88
Name of Supervisor	Jari Koski

This thesis was commissioned by the Substation Automation Systems of ABB Oy in Vaasa.

The background of the thesis was the department's pilot project where use was made of ABB's smart network technology in the management of city grid for the first time. In practice this meant bringing the technology of substation to the secondary substation for distribution. The project was commenced because the Energy Market Authority imposed recommended values for the criteria for the reliability of supply of electricity, which must be achieved by the end of the year 2030. The main purpose and objective of this thesis was the connecting a smart grid substation into the ABB MicroSCADA Control System. More specifically, the thesis focuses on the new control device unit REC615 and MicroSCADA control system.

The research materials used in thesis were based on mainly written material and electronic publications. The written materials used in this thesis were based mostly on ABB's different system and device manuals. Software and systems used in thesis are made by ABB.

As a result of thesis there is a document which includes information about the control device unit REC615 for utilizing it in the secondary substation automation for distribution and connecting it to the MicroSCADA control system. In addition, this thesis presents the device solution of the pilot project and remote access facilities at the secondary substations for distribution and also a list of the received signals after automation. That can be used as a basis for next projects in the future.

Keywords	MicroSCADA, Smart Grid, REC615, Secondary Substation Automation for Distribution
----------	---

SISÄLLYS

ALKUSANAT

TIIVISTELMÄ

ABSTRACT

KUVIO- JA TAULUKKOLUETTELO

KÄYTETYT LYHENTEET JA MERKINNÄT

1	JOHDANTO.....	11
1.1	Työn kuvaus.....	11
1.2	Toimeksiantaja.....	12
2	ÄLYKÄS SÄHKÖVERKKO	14
2.1	Perinteinen sähköverkko.....	14
2.2	Älykäs sähköverkko.....	15
2.2.1	Hajautettu tuotanto.....	17
2.2.2	Luotettava jakelu.....	18
2.2.3	Energiatehokas käyttö.....	19
2.2.4	Energian varastointi.....	19
2.3	Perinteisen ja älykkään sähköverkon erot.....	20
3	JAKELUMUUNTAMO	23
3.1	Muuntamokoppi.....	23
3.1.1	Omaisuuuden hallinta.....	23
3.2	RMU-kojeisto	24
3.2.1	Kaukokäyttövalmius	24
3.2.2	Vanhan kojeiston automatisointi.....	28
3.3	Jakelumuuntaja	28
3.3.1	RTD-lämpöanturi	29
3.3.2	Muuntajan suojarle	30
3.4	Pienjännitepuoli	32
3.5	Muuntamoautomaation tarve	33
3.5.1	Sähkön toimitusvarmuus.....	33
3.5.2	Keskeytysten- ja vikojen hallinta.....	35
3.5.3	Kaapelointi	38

4	ÄLYKKÄÄN ALA-ASEMAN LAITTEET JA TOIMINNALLISUUS	39
4.1	Viola M2M Gateway	39
4.2	VPN-yhteys.....	39
4.2.1	SSH-VPN	40
4.3	RER601.....	40
4.4	REC615.....	42
4.4.1	Laitteistomoduulit	43
4.4.2	Sovelluskohde	45
4.4.3	Mittaustoiminnot.....	46
4.4.4	Ohjaustoiminnot.....	48
4.4.5	Suojaustoiminnot	49
4.5	RIO600 lisä I/O-yksikkö.....	50
4.6	Kommunikointiprotokollat	53
4.6.1	IEC 61850	53
4.6.2	IEC 60870-5-101/-104	54
4.6.3	DNP3.0.....	55
4.6.4	Modbus.....	55
4.7	Tietoliikenne ratkaisu jakelumuuntamalla.....	56
5	REC615 LIITTÄMINEN MICROSCADAAN IEC 61850- PROTOKOLLALLA	57
5.1	IED-laitteiden konfigurointi.....	57
5.1.1	Ohjauslaitteen toimilohkot ja kytkennät testausta varten	58
5.1.2	RIO600:n käyttö.....	61
5.2	Liityntä MicroSCADAan.....	64
5.2.1	Kommunikointijärjestelmän konfigurointi.....	64
5.2.2	OPC Server	65
5.2.3	Tietokannan luonti	66
5.2.4	Testaus MicroSCADAssa	68
6	REC615 KOMMUNIKOINNIN TESTAUS IEC 60870-5-101/-104- PROTOKOLLALLA	71
6.1	Kommunikointijärjestelmän konfigurointi PCM600:lla.....	71
6.1.1	REC615 protokolla-asettelut.....	72

6.2	Kommunikointikaapelin asettelut	73
6.3	Kommunikointijärjestelmän konfigurointi MicroSCADAssa	75
6.4	Tietokannan määrittäminen	81
7	LOPPUSANAT	84
	LÄHTEET	86

KUVIO- JA TAULUKKOLUETTELO

Kuvio 1. Sähköverkon tila nyt. /25/.....	14
Kuvio 2. Automaation jakautuminen perinteisessä sähköverkossa. /18/.....	15
Kuvio 3. Sähköverkon tila tulevaisuudessa. /25/.....	16
Kuvio 4. Älykkään sähköverkon osatekijät. /19/.....	17
Kuvio 5. Sähköverkon kehitysaskleet. /20/	22
Kuvio 6. Yksi yleisimmistä kojeistomalleista CCF. /3/	25
Kuvio 7. Eri moduuleista kaukokäyttöön saatavat tiedot. /3/	26
Kuvio 8. DGPT2 mittausten kytkennät. /6/	31
Kuvio 9. KJ-verkon keskeytysajat asiakkailta vuosina 2011–12. /14/ /15/.....	35
Kuvio 10. Automaation hyödyt vianhallinnassa. /26/	37
Kuvio 11. Reititin RER601. /8/	41
Kuvio 12. REC615-ohjauslaite. /17/.....	42
Kuvio 13. REC615 saatavilla olevat moduulit. /6/	43
Kuvio 14. Mahdolliset variaatiot analogia- ja binäärikanaville. /6/	44
Kuvio 15. Sovellusesimerkki.....	46
Kuvio 16. RIO600 lisä I/O-yksikkö. /4/	51
Kuvio 17. RIO600 käyttökohde muuntamalla. /6/	52
Kuvio 18. Tietoliikenne ratkaisu jakelumuuntamalla. /6/	56
Kuvio 19. Ohjauslaitteen lisääminen PCM600-ohjelmaan.	58
Kuvio 20. Erottimien toimilohkot.	59
Kuvio 21. I/O-signaalit.	60
Kuvio 22. RIO600:n RTD-kortin kanava-asettelut.	61
Kuvio 23. RIO600:n GOOSE asettelut PCM600:lla.	62
Kuvio 24. REC615 asettelut.	62
Kuvio 25. REC615 tehdyt muutokset PCM600:lla.	63
Kuvio 26. IEC 61850-linjan luominen.	64
Kuvio 27. Yhteyden testaus.....	66
Kuvio 28. OPC tietokanta ja DA Client.	67
Kuvio 29. MicroSCADA:ssa olevat prosessipisteet.	68
Kuvio 30. Erottimen ohjauksen testaus.	69
Kuvio 31. Hälytysten testaus.	69

Kuvio 32. MicroSCADA valvontakuva erotin kiinni.....	70
Kuvio 33. MicroSCADA valvontakuva erotin auki.	70
Kuvio 34. PCM600-ohjelman asettelut.	71
Kuvio 35. COMTEST 100C.....	74
Kuvio 36. REC615 COM1-portin asettelut.	75
Kuvio 37. IEC 60870-5-101-linjan konfigurointi.....	76
Kuvio 38. IEC 60870-5-101-linjan konfigurointi.....	76
Kuvio 39. IEC 60870-5-104-linjan konfigurointi.....	77
Kuvio 40. IEC 60870-5-101-aseman konfigurointi.....	78
Kuvio 41. IEC 60870-5-101-aseman konfigurointi.....	78
Kuvio 42. IEC 60870-5-104-aseman konfigurointi.....	79
Kuvio 43. IEC 60870-5-104-aseman konfigurointi.....	79
Kuvio 44. IEC 60870-5-101-linjan toimintalaskuri.	80
Kuvio 45. IEC 60870-5-104-linjan toimintalaskuri.	81
Kuvio 46. Prosessipisteiden osoitteet.	82
Kuvio 47. Prosessipisteen määrittäminen MicroSCADAssa.....	82
Kuvio 48. Lämpötilan testaus IEC 60870-5-101.....	83
Kuvio 49. Lämpötilan testaus IEC 60870-5-104.....	83
Taulukko 1. Perinteisen ja älykkään sähköverkon keskeisimmät erot. /12/	21
Taulukko 2. Kojeiston lisäominaisuudet. /3/	25
Taulukko 3. Kaukokäyttöön saatavat signaalit. /6/.....	27
Taulukko 4. Jakelumuuntajasta saatavat mittaukset RTD-anturilla. /6/	30
Taulukko 5. Esimerkki pienjännitepuolelta saatavista mittauksista. /5/.....	32
Taulukko 6. Sähkön toimitusvarmuuden tavoitetasot 2030. /13/	34
Taulukko 7. Kuluttajaryhmien KAH-arvot. /13/	36
Taulukko 8. REC615 mittaustoiminnot./24/.....	47
Taulukko 9. REC615 ohjaustoiminnot. /24/	48
Taulukko 10. REC615 suojaustoiminnot. /24/	49
Taulukko 11. REC615 IEC 60870-5-101-protokollan asettelut.	72
Taulukko 12. REC615 IEC 60870-5-104-protokollan asettelut.	73

KÄYTETYT LYHENTEET JA MERKINNÄT

ANSI	American National Standards Institute, Yhdysvaltalainen organisaatio joka valvoo standardeja
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index, keskeytysten keskipituus tietyllä aikavälillä
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event, IEC 61850 standardin määrittelemä tiedonsiirtoprotokolla horisontaaliseen tiedonsiirtoon IED-laitteiden välillä
IEC	International Electrotechnical Commission, kansainvälinen sähköalan standardointiorganisaatio
IED	Intelligent Electronic Device, älykäs sähköverkonlaite
KAH	Keskeytyksestä aiheutunut haitta
MicroSCADA	ABB:n kehittämä käytönvalvontajärjestelmä
PCM600	IED-laitteiden konfigurointiohjelma
RMU	Ring Main Unit, rengassyöttökojeisto
SAIDI	System Average Interruption Duration Index, keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto aika tietyllä aikavälillä
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index, keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition system, kaukokäyttöjärjestelmä
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol, usean Internet-liikennöinnissä käytettävän tietoverkkoprotokollan yhdistelmä

1 JOHDANTO

1.1 Työn kuvaus

Älykästä sähköverkkoa tarvitaan, sillä haasteet ovat tulevaisuudessa valtavat myös Suomessa, eikä perinteinen sähköverkko pysty kantamaan kasvavaa ja entistäkin monimuotoisempaa kuormaa. Tästä pitää huolen Euroopan Unionin ilmastotavoitteet sekä sähkön käytön ja yhteiskunnan sähköriippuvuuden kasvu. EU:n tavoitteena onkin vähentää kasvihuonepäästöjä 20 prosentilla, lisäksi uusiutuvien energialähteiden osuutta tulisi kasvattaa 20 prosenttiin energiankulutuksesta ja energiatehokkuutta nostaa 20 prosentilla, tämä kaikki tulisi toteutua vuoteen 2020 mennessä. Tästä vielä Suomen osalta oma tavoite on uusiutuvan energian käytön nostaminen 38 prosenttiin vuoteen 2020 mennessä.

Toisena suurena taustavaikuttajana ovat vuoden 2011 Tapani- ja Hannu-myrskyt, jotka aiheuttivat pitkiä sähkönjakelun keskeytyksiä ympäri Suomea. Tuhot nostivat sähkönjakelun luotettavuuden taas keskustelun aiheeksi ja vahinkojen seurauksena haluttiin lainsäädäntöä parantaa, jotta voitaisiin välttyä pitkiltä sähkökatkoksilta. Jakeluverkon suunnittelukriteerien täyttämiseksi ovat verkkoyhtiöt ottaneet uudistusten pohjaksi sähkön toimitusvarmuuskriteeristö 2030 –suosituksen, joka on sähkömarkkinalain päivitys ja astui voimaan syyskuun alussa. Päivitys ohjaa verkkoyhtiöitä parantamaan sähkönjakeluverkon luotettavuutta ja määrittää tavoitetasot jakelun palautumiselle. Hyvänä esimerkkinä tavoitetasosta on, että vuonna 2030 kaupunkialueella keskeytysaika saisi olla enintään yksi tunti vuodessa asiakasta kohden eikä lyhyitä keskeytyksiä sallittaisi ollenkaan.

Näihin suosituksiin ja tavoitteisiin pyritään pääsemään kehittämällä verkostoautomaatiota. ABB:n älykästä verkkoteknologiaa hyödynnetäänkin ensimmäistä kertaa kaupunkiverkon hallinnassa, mikä tarkoittaa käytännössä sähköasemilla käytetyn teknologian tuomista jakelumuuntamoihin. Vikojen korjaamista ei voida helposti nopeuttaa resursseja lisäämättä millään muulla tavalla kuin verkostoautomaatiolla. Sen avulla pystytäänkin vähentämään sähkökatkosten kestoaikaa jopa kymmenyksen nykyisestä, kun muuntamoautomaatioverkosto saadaan riittävän kattavaksi kokonaisuudeksi. Suurin syy miksi verkkoyhtiöt investoivat nyt auto-

maatioon löytyy palvelun parantamisen vuoksi, mutta myös rahan takia. Sähkömarkkinalain mukaan nimittäin verkkoyhtiö joutuu maksamaan asiakkailleen korvauksia, mikäli sähköjen palautus asiakkaille kestää kauemmin kuin kuusi tuntia.

Työn pääasiallisena tarkoituksena ja tavoitteena on älykkään sähköverkon alaseaman liittäminen MicroSCADA-käytönvalvontajärjestelmään. Tarkemmin työssä tuli perehtyä uuden jakelumuuntamoautomaatiossa hyödynnettävän REC615-ohjauslaitteen sekä RIO600 kombinaation liittämiseen MicroSCADA-käytönvalvontajärjestelmään ja testata yhteys eri protokollilla. Tässä työssä testaus suoritettiin IEC 61850-protokollalla sekä IEC 60870-5-101/-104-protokollilla alkuperäisen suunnitelman mukaisesti.

Tämän lisäksi työssä on esitelty pilottihankkeessa käytettyä laitteistoratkaisua, jolla tähdätään suoraan tulevaisuuteen. Automaatoratkaisulla pystytään vastaamaan jo tiedossa oleviin tarpeisiin, mutta myös tulevaisuuden tarpeisiin. Työn yhtenä aiheena oli selvittää jakelumuuntamoiden kaukokäyttövalmiuksia sekä automaation avulla saatavia signaaleja, joita voidaan hyödyntää pohjana myös jatkossa tuleviin projekteihin.

1.2 Toimeksiantaja

ABB muodostuu ruotsalaisesta Aseasta sekä sveitsiläisestä Brown Boverista, jotka yhdistyivät vuonna 1988. Nykyään ABB toimii yli 100:ssa eri maassa ja on johtava sähkövoima- ja automaatioteknologiayhtymä. ABB:n ydinliiketoiminnat koostuvat viidestä eri divisioonasta; sähkökäytöt ja kappaletavara-automaatio, pienjännitetuotteet, prosessiautomaatio, sähkövoimajärjestelmät sekä sähkövoimatuotteet. /1/

Substation Automation Systems –yksikkö kuuluu Power Systems –divisioonaan, joka tarjoaa sähkönjakeluun ja voimansiirtoon liittyviä järjestelmiä ja palveluita sekä on avainasemassa luotettavassa sähkönsiirrossa, jakelussa ja automaatiiossa. Divisioona koostuu Substation, Power Generation ja Network Management –liiketoimintayksiköistä. Substation Automation Systems kuuluu Network Mana-

gement –liiketoimintayksikköön, joka valvoo ja ohjaa siirto- ja jakeluverkkoja, lisäksi kehittää ja toimittaa ohjaus-, automaatio- ja valvontajärjestelmiä sekä tarjoaa huolto- ja koulutuspalveluita. /1/

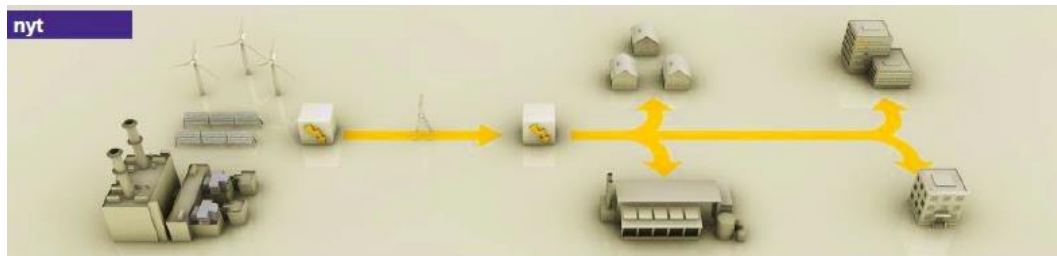
Suomessa ABB toimii yli 30 paikkakunnalla, mutta tehdaskeskittymät sijaitsevat Helsingissä, Porvoossa ja Vaasassa. Henkilömäärä Suomessa on noin 5 500 ja liikevaihto 2,3 miljardia euroa ja tuotekehitykseen 184 miljoonaa euroa, kun taas koko ABB:llä henkilömäärä on noin 150 000 ja liikevaihto taas 39,336 mrd dollaria. /1/

2 ÄLYKÄS SÄHKÖVERKKO

Pystyäksemme ymmärtämään älykkään sähköverkon ratkaisuja ja toimintoja, täytyy ensin tarkastella perinteistä sähköverkkoa ja sen rakennetta. Seuraava alkukappale käsittelee taustatiedoiksi perinteistä sähköverkkoa ja vasta sen jälkeen siirrytään tutkimaan älykästä sähköverkkoa ja sen rakennetta.

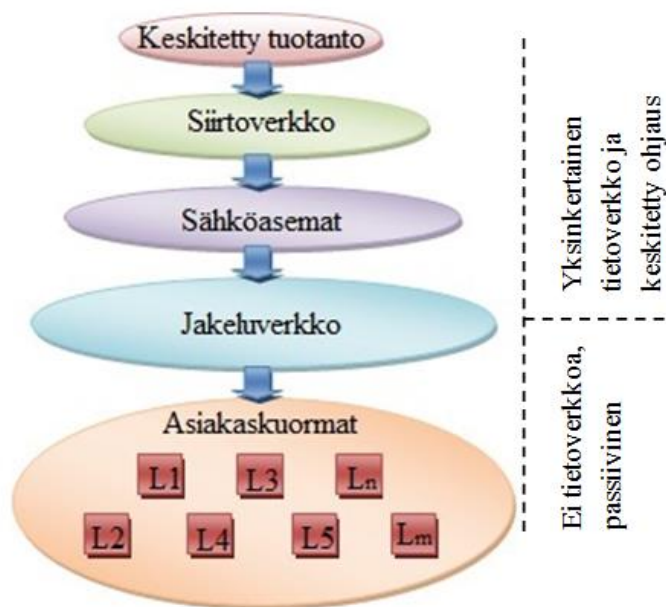
2.1 Perinteinen sähköverkko

Puhuttaessa perinteisestä sähköverkosta tarkoitetaan sillä yleensä niin sanotusti 1900-luvun verkkoa. Perinteinen sähköverkko perustuu keskitettyyn energiantuotantoon, jolloin loppukäyttäjät saavat energiansa pitkien siirto- ja jakeluverkkojen kautta. Sähkön tuotanto on keskittynyt ainoastaan seuraamaan kulutusta. Sähköverkon perinteinen topologia on hyvin yksinkertainen, energia virtaa pääsääntöisesti yhteen suuntaan, jolloin energiaa siirtyy suurilta tuotantolaitoksilta energian kuluttajille. Tehtävänä on ollut ainoastaan energian siirtäminen säteittäistä jakeluverkkoa pitkin asiakkaille, kuten kuvio 1 sen esittää. /2/



Kuvio 1. Sähköverkon tila nyt. /25/

Perinteisen verkon automaatio koostuu pitkälti paikallisautomaatiosta ja keskittyy ainoastaan sähköverkon kriittisiin osuuksiin; keskitettyyn energiantuotantoon, siirtoverkkoon ja sähköasemiin. Tämän vuoksi vikatilanteiden havaitseminen ja paikannus on haastavaa ja hidasta. Kuvio 2 osoittaa tämänhetkisen automaation tilan, josta huomataan, että suurin osa jakeluverkoista jää kokonaan automaation ulkopuolelle. Vain alle neljännes jakeluverkoista on varustettu tietoverkko- ja kommunikointijärjestelmällä. /18/



Kuvio 2. Automaation jakautuminen perinteisessä sähköverkossa. /18/

Nykyinen sähköverkko ei enää kuitenkaan kykene kantamaan entistäkin monimuotoisempaa ja kasvavaa kuormaa, koska ajat muuttuvat ja energian tarve sekä paineet hiilidioksidipäästöjen vähentämiseen kasvavat jatkuvasti. Haasteena on siis saada integroitua hajautetusti toimivat energialähteet osaksi perinteiseen sähköverkkoon ilman, että verkon luotettavuus kärsii. /10/

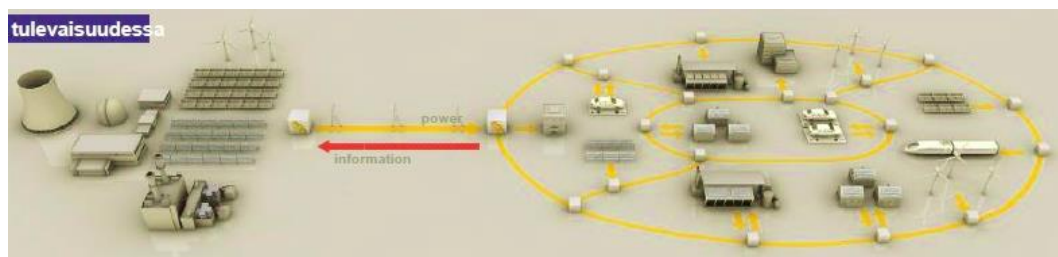
2.2 Älykäs sähköverkko

Älykkäälle sähköverkolle (Smart Grid) on vaikeaa löytää mitään yhtä oikeaa määritelmää, vaan usein sillä viitataan jakeluverkon ja siirtoverkon älykkääseen järjestelmäkokonaisuuteen. Hyvin usein määritelmät sisältävät kuitenkin samankaltaisia elementtejä ja ominaisuuksia, kuten kustannustehokas, monisuuntainen energiankulku, energiatehokkuus, sähkön laatu sekä asiakasvetoinen markkinapaikka hajautetulle energiantuotannolle ja kuluttajille.

Älykäs sähköverkko on avainasemassa kestävään kehitykseen, joka yhdistää jo olemassa olevat sekä kehityksen alla olevat sähkövoimateknologiat älykkäisiin laitteisiin sekä automaatio-, tieto- ja viestintäteknologiaan. Älykäs sähköverkko toimii markkinapaikkana hajautetulle energiantuotannolle, joka yhdistää sähkön tuottajat ja kuluttajat toisiinsa. Sen tarkoituksena on hallita kokonaisvaltaisesti

sähkön tuotantoa, jakelua, varastointia ja kulutusta. Tyypillistä sille on tarkkaan hallittu, aktiivinen ja monisuuntainen energiavirta, jossa kaikki tietoliikenne tapahtuu reaaliaikaisesti. Verkko pystyy automaation avulla sopeutumaan, skaalautumaan, ennakoimaan ja korjaamaan itseään, mikä tekee siitä turvallisen ja luotettavan. /10/

Jakeluverkon toimitus- ja käyttövarmuutta voidaan parantaa huomattavasti kuvion 3 mukaisella rengasverkolla, joka on hyödyllinen vikatilanteissa. Rengasmaista verkkoa syötetään usein useammasta pisteestä silloin, kun rengas on suljettu. Normaalitilanteessa verkko on suljettu, mutta vian sattuessa sitä voidaan käyttää avoimena ilman, että jakelu häiriintyy, koska järjestelmä on suunniteltu niin, että se kestää yhden syötön menetyksen.



Kuvio 3. Sähköverkon tila tulevaisuudessa. /25/

Siirtyminen älykkäisiin sähköverkkoihin ei kuitenkaan tule tapahtumaan yhdessä yössä, vaan kyse on pitkästä kehitysprosessista. Voidaan kuitenkin todeta, että Suomessa on otettu älyverkkojen ensiaskeleet ja käytössä on jo Smart Grid 1.0. Verkostoautomaatio on pitkälle kehittyntä ja älykkäitä mittareita vaihdetaan kotitalouksiin vauhdilla. Tavoitteena on, että vuoden 2013 loppuun mennessä vähintään 80 % jakeluverkon asiakkaista kuuluu älykkäiden mittareiden etäluennan piiriin. Mittareiden ansiosta automaatiota pystytään laajentamaan myös pienjänniteverkkoihin, tähän asti se on koskenut ainoastaan keskijänniteverkkoa. /2/

Kuviossa 4 on kuvattuna älykkään sähköverkon osatekijöitä, joka kuvaa hyvin sitä, miten älyverkko yhdistää perinteisten sähköverkkojen rinnalle myös pienkulttuurit, liike-elämän ja teollisuuden sekä korostaa hajautetun tuotannon merkitystä ja kuluttajien kasvavaa roolia.



Kuvio 4. Älykkään sähköverkon osatekijät. /19/

Älykkäissä sähköverkoissa yhdistetään perinteisiin sähkö-, lämpö- ja jäähdytysverkkoihin etälueuttavat energiamittarit sekä erilaisia automaatio-, tieto- ja viestintäteknologian ratkaisuja, kuten esimerkiksi älykäs talotekniikka. Tämä mahdollistaa energiakulutuksen ohjaamisen ja kulutuspiikkien tasaamisen, jolloin esimerkiksi voidaan optimoida kulutusta energian hinnan mukaan. Pohjimmiltaan älykäs sähköverkko on kuorman ja tuotannon tasaaja, jonka avulla voidaan ennaltaehkäistä kulutuspiikkejä sekä turvata energian luotettava jakelu. /19/

2.2.1 Hajautettu tuotanto

Uutena haasteena sähköjakeluverkon suojaukseen ja hallintaa tuo suoraan jakeluverkkoon liitetty hajautettu voimantuotanto. Hajautettu tuotanto perustuu uusiutuvaan energian tuotantoon, joka koostuu jakeluverkkoon liitetystä aurinko- ja tuulivoimasta yhä enenemissä määrin. Ajatuksena on, että älykäs sähköverkko toimii markkinapaikkana hajautetulle tuotannolle ja kuluttajille. Ideana on tuoda perinteisten voimalaitosten rinnalle sähkön tuottajiksi myös pienkuluttajat, liike-

elämä ja teollisuus, jotka voisivat tuottaa itse tarvitsemansa sähkön esimerkiksi rakennuksiin liitettyjen aurinkopaneelien tai pientuulivoimaloiden avulla. /19/

Lisäksi pientuotannon rinnalle tulee verkkoon kookkaampia tuotantolaitoksia, kuten esimerkiksi tuulipuistoja, vesivoimaloita ja biopolttolaitoksia. Energiamarkkinoiden laajentumisen myötä tavalliset sähkökuluttajat pystyvät tuottamaan oman sähkönsä sekä käydä kauppaa ylijäävällä energialla, joka voidaan siirtää valtakunnalliseen verkkoon muille tarvitsijoille. Älyverkon alueella tavallinen sähkökäyttäjä voi siis nykyään olla sekä tuottaja että myyjä. /19/

2.2.2 Luotettava jakelu

Sähkönjakelun käyttövarmuutta pystytään tehostamaan keski- ja pienjänniteverkon automaatiolla. Automatisointi tuo verkkoihin etävalvonnan ja -ohjauksen, automaattiset kytkennät sekä nopean vian paikannuksen ja erotuksen. Tällä saavutetaan parempi sähkönlaatu, lyhyemmät katkosajat, keskeytysten määrän vähentyminen sekä verkon ylläpidon tehostuminen. Älykkään sähköverkon yksi eduista on sen kyky toimia saarekkeina, esimerkiksi laajan sähkökatkoksen aikana verkko pystyy toimimaan ja pitämään sähköä yllä paikallisesti energiavarastojen ja paikallisen pientuotannon avulla. /10/

ABB:n kehittelemässä vyöhykekonseptissa halutaan panostaa verkon luotettavuuteen lisäämällä nykyiseen verkkoon kevyitä sähköasemia, vyöhyke-erottimia ja -katkaisijoita sekä automaatiota. Konseptin tarkoituksena on jakaa verkko omiin vyöhykkeisiin sen häiriöalttiuden ja kuormituksen kriittisyyden mukaisesti. Perinteisesti jakeluverkon häiriö aiheuttaa keskeytyksen koko johtolähdölle ja sen kuluttajille, tarkoituksena on kuitenkin rajata verkossa syntyvän vian vaikutus mahdollisimman pienelle alueelle. Ajatuksena on viedä suojaus-, ohjaus- ja valvonta-toiminnot syvemmälle verkkoon, jolloin jälleenkytkennät ja keskeytykset esiintyvät ainoastaan häiriötä aiheuttavalla verkon osalla. Tämä onnistuu jakamalla verkkoon kuuluvat johdot omiin katkaisija- ja kytkinvyöhykkeisiin ja varustamalla ne kauko-ohjausmahdollisuudella, jolloin voidaan tarvittaessa järjestää varayhteys. Johtolähdöt jaetaan verkkokatkaisijalla suojausvyöhykkeisiin ja sijoitellaan ennen vika-altista johto-osaa, mikä rajaa keskeytykset omalle suojausalueelle ja

vähentää keskeytyksiä merkittävästi. Verkkojen jakokohtaan sijoitetaan linjaerotin, jolla pystytään tarvittaessa kytkemään vaihtoehtoinen syöttöreitti ja erottamaan itsenäisesti vikaantunut haara. Tämän ansiosta keskeytysten määrä saadaan vähenemään kuluttajille, viat paikallistetaan, vikapaikka erotetaan ja syöttö palautetaan mahdollisimman nopeasti. /9/

2.2.3 Energiatehokas käyttö

Energiatehokkuuden yksi keskeisimmistä asioista on kiinteistöautomaatio, joka toteutetaan KNX-väylätekniikalla. KNX:llä tarkoitetaan älykästä ohjausjärjestelmää, jolla pystytään ohjaamaan rakennusten sisäistä automatiikkaa esimerkiksi valaistusta, ilmastointia, lämmitystä, jäähdytystä, hälytystä ja kulunvalvontaa. Ideana on, että KNX yhdistää rakennuksen kaikki toiminnot älykkääksi kokonaisuudeksi. /10/

Älykkäät energiamittarit ovat olennainen osa älykästä sähköverkkoa. Sähkön käyttäjät pystyvät seuraamaan omaa kulutustaan lähes reaaliaikaisesti joko suoraan mittarin näytöltä tai verkosta. Automaatiojärjestelmän ansiosta sähköä kuluttavia toimintoja, kuten esimerkiksi lämminvesivaraajan lämpötilan nosto tai sähköauton lataus voidaan ajoittaa tapahtumaan sähkön tarjonnan ja kysynnän sekä hintavaihteluiden mukaan. Näin ollen käyttäjä näkee konkreettisesti, että omilla toimilla on todella vaikutusta, toimintatavat muuttuvat, rahaa säästyy ja ekologinen jalanjälki pienenee. /19/

Näillä älyverkon järjestelmillä ohjataan ja tasataan kiinteistöjen sähkökuormia, sekä varastoidaan ylimääräinen energia puskurivarastoon. Varastoinnin ansiosta kiinteistöt voivat tasoittaa ostamansa sähkön hintaan ja siirtää kulutusta pois siitä ajankohdasta, jolloin kysyntä on huipussaan. Näin ollen sähköverkon kuormitus pysyy tasaisempana mikä vastaavasti vähentää ns. huippuvoimalaitosten tarvetta sähköjärjestelmässä. /19/

2.2.4 Energian varastointi

Sähköenergian varastointi on keskeinen osa älykkään sähköverkon toiminnan kannalta. Varastointia tarvitaan tuotannon ja kulutuksen tasapainottamiseen, jol-

loin voidaan joustavasti huomioida myös paikallisesti tuotetun aurinko- ja tuulisähkön kulutuksen vaihtelut. Uudet hajautetusti toimivat energianlähteet on integroitava yhteen perinteisen jakeluverkon kanssa ilman, että toimitusten luotettavuus häiriintyy. Varastoinnilla mahdollistetaan sähköverkon joustava käyttö sekä varmistetaan sähkön saatavuus poikkeustilanteissa. Tuotettu sähkö varastoidaan joko omaan varastoon myöhempää käyttöä varten tai syötetään verkkoon. /2/ /19/

Esimerkiksi Helsingin Kalasatamaan rakennettavalle sähköasemalle on kehitteillä sähkövarasto, jonka purkauskapasiteetti vastaa noin 4 000 aurinkopaneelin huipputehoa. ABB on vastannut kehitykseen ja kehitellyt SVC Light with Energy Storage, joka on Li-Ion akkuihin perustuva energiavarasto ja on liitettävissä suoraan siirto- ja jakeluverkkoihin. Tämä mahdollistaa esimerkiksi tuulivoimalla tuotetun sähkön tehokkaan hyötykäytön, koska ylijäämäteho voidaan varastoida ja näin ollen hyödyntää kulutushuippujen tasauksessa tai sähkökatkosten aikana. Tulevaisuudessa lisääntyvät sähköautot asettavat omat haasteet sähköverkolle sekä lisäävät hetkellistä tehonkulutusta, mutta samalla sähköautojen akkuja voidaan käyttää myös ohjattavina energiavarastoina. /2/ /19/

2.3 Perinteisen ja älykkään sähköverkon erot

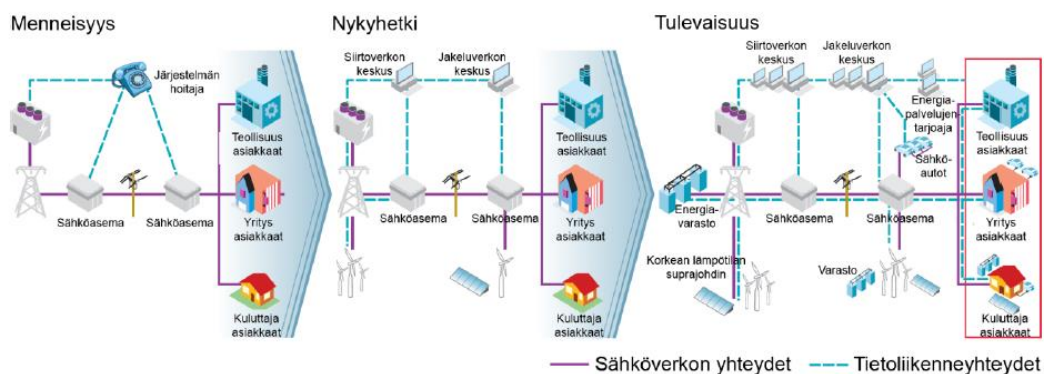
Perinteisen ja älykkään sähköverkon suurin ero on, että älykkäässä järjestelmässä tieto sekä energia kulkevat kulutuspiisteestä kahteen suuntaan, verkkoyhtiöstä asiakkaan suuntaan että päinvastoin. Tämä mahdollistaa sähköverkon älykkään käytön ja paremman verkonhallinnan, jolloin esimerkiksi asiakas pystyy hyödyntämään tehokkaammin oman energiantuotantonsa ja myymään ylijäämäenergiansa eteenpäin muille tarvisijoille. /19/

Taulukko 1 esittää yhteenvedon periaatetasolla keskeisimmistä eroista, joita löytyy nykyisten sähköverkkojen ja älykkäiden verkkojen väliltä. Sähköverkko vaatii siis aika radikaaleja muutoksia, mutta tämä ei kuitenkaan tarkoita sitä, että nykyinen sähköverkko olisi käyttökelvoton, vaan tarkoituksena on muokata nykyistä verkkoa vastaamaan tulevaisuuden haasteisiin.

Taulukko 1. Perinteisen ja älykkään sähköverkon keskeisimmät erot. /12/

Nykytila	Älykäs sähköverkko
Hidas ja vaikea päätöksenteko suurhäiriöissä	Päätöksentekoa tukevat järjestelmät apuna
Ei tehonvirtauksen säätöä	Kaikkialle ulottuva säätö
Hyödyntää sähkömekaanikkaa	Hyödyntää digitaalisuutta
Yksisuuntainen kommunikaatio	Kaksisuuntainen kommunikaatio
Keskitetty energiantuotanto	Hajautettu energiantuotanto
Hierarkkinen	Verkottunut
Laitekohtaisia sensoreita vähän	Laaja-alainen laitevalvonta etäyhteyksillä valvomoon
Sokea, ei itsevalvontaa	Itsevalvonta ja -diagnoositiikka yleistä
Manuaalinen käytönpalautus	Itsekorjautuvuus
Vikoja ja sähkökatkoja	Ennakoiva suojaus, mukautuva ja siirtyminen saarekekäyttöön
Manuaalinen tarkistus ja testaus	Kaukolaitevalvonta
Rajattu ohjaus	Läpätunkeva ohjaus
Säteittäinen jakeluverkko	Silmukkamainen jakeluverkko
Asiakkaan valintamahdollisuudet niukat	Asiakkaalla paljon valintamahdollisuuksia

Kuviossa 5 on esitettyä yksi näkökulma siihen, mistä sähköverkot ovat kehittyneet nykyisen malliseksi ja millaisia ne tulevaisuudessa saattaisivat hyvinkin olla. Kuvioista tulee myös hyvin ilmi se, miten automaatio on nykyisessä verkossa keskittynyt suurimmaksi osaksi suur- ja keskijänniteverkkoihin sekä sähköasemiin. Tulevaisuudessa automaatio laajentuu sähköverkoissa entisestään ja merkittävin laajennusmuutos tulee tapahtumaan automaation kattaessa myös pienjänniteverkon. Kokonaisuuteen liitetään hajautettu pientuotanto, sähköautojen lataus, energian varastointi sekä asiakastahojen energian mittaus ja ohjaus.



Kuvio 5. Sähköverkon kehitysaskleet. /20/

Teknologia kehittyä koko ajan ja rakennettavien sähköverkkojen pitkän käyttöiän takia on verkkoja rakennettaessa vaikea ennakoida ja ottaa huomioon kaikki tulevaisuuden uudet kehityssuunnat ja haasteet. Valittujen sähköverkkoratkaisujen, kuten myös automaatio-, suunnittelu- ja käytöntukijärjestelmien tulisi olla helposti muunneltavissa ja sopeutua kehityksen vaatimiin ratkaisuihin.

3 JAKELUMUUNTAMO

Tässä luvussa on tutustuttu jakelumuuntamoiden kokoonpanoon sekä niiden kaukokäyttövalmiuksiin. Tarkoituksena oli selvittää mitä tietoja kojeistoista pystytään tuomaan kaukokäyttöön, mitä komponentteja se vaatii ja onko niitä mahdollista lisätä jälkiasennuksena.

3.1 Muuntamokoppi

Moduulirakenteinen puistomuuntamokoppi voidaan toteuttaa joko sisältä hoidettavaksi (walk-in-station) tai ulkoa hoidettavaksi (non walk-in-station) ja kompaktiksi (compact station). Puistomuuntamokopin rakenne perustuu teräspalkkirakenteeseen ja on mahdollista siirtää kokonaisena paikasta toiseen. Kytkemö valmistetaan kokonaisuutena tehtaalla, josta se kuljetetaan asennuspaikalle täysin testattuna ja kalustettuna pakkettina. Äärimmilleen pelkistettynä kytkemö voi olla ilman sisähoitokäytävää, josta esimerkkinä on maakaapeliverkkojen muuntamoksi tarkoitettu puistomuuntamo, joka sisältää kytkinlaitteiden lisäksi jakelumuuntajan. Rakennus on jaettu kolmeen tilaan; keskijännitekojeisto, pienjännitekojeisto ja jakelumuuntaja. Muuntamoon saa myös erillisen tilan muuta tekniikka varten esimerkiksi ylimääräisen tilan katuvalaistuskojeistolle tai tietoliikenne- ja kaapeli-TV-laitteistolle. /12/

3.1.1 Omaisuuuden hallinta

Jotta turhalta ilkevallalta vältyttäisiin ja voitaisiin parantaa omaisuuden hallintaa, niin muuntamokoppi voidaan varustaa oven magneettikoskettimella, joka muodostuu magneetti- ja kosketinosasta. Kosketin laukaisee hälytyksen välittömästi kun magneettiosa loittonee hälytysasetäisyydelle. Oven avautumisesta saadaan näin tieto valvomoon ja jos kyseessä on luvaton käynti, niin tiedetään ryhtyä heti tarvittaviin toimenpiteisiin. /6/

Muuntamokopeissa on yleensä asennettuna myös lämmittimet, joiden toimintaa voidaan seurata reaaliaikaisesti asentamalla koppiin lämpötila-anturi. Lämpötilan

mittaukseen voidaan käyttää esimerkiksi Pt100-anturia, jonka toiminnasta on kerrottu tarkemmin luvussa 3.3.1. /6/

3.2 RMU-kojeisto

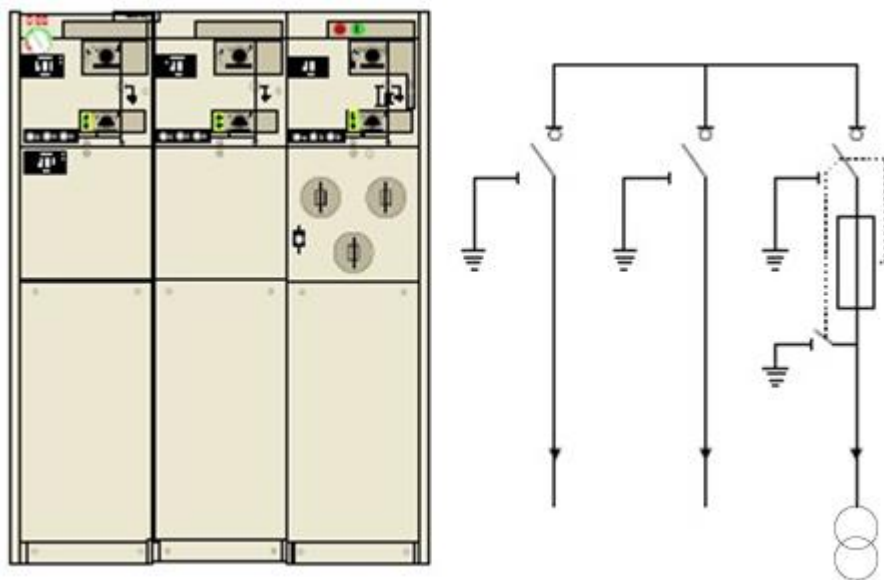
Keskijänniteverkkojen SF₆-eristeisiä kytkinlaitoksia (Gas Insulated Swichgear, GIS) ovat joko katkaisijakytkinlaitokset, kuormanerotimilla varustetut kytkinlaitoskennot tai ilmaeristeisiä kuormanerotinkojeistoja korvaavat muuntamokojeistot eli RMU-kojeistot (Ring Main Unit). Niiden etuina on vähäinen tilantarve, korkea käyttövarmuus, alhainen huollontarve, pitkä käyttöikä sekä kevyt rakenne. /12/

SF₆-eristeisen muuntamokojeiston kehitys on alkanut valumuovieristeisten kompaktimuuntamoiden vuotovirtaongelmista. RMU-kojeisto on kuormanerotinkojeisto, joka mahdollistaa T-haaraliitännäisen muuntajan liittämisen silmukkaan ja sen erottamisen verkosta molempiin syöttösuuntiin nähden. Mitoitusvirta on tyypillisesti 630 A ja oikosulkukestoisuus 50 kA. Kojeiston perusversio on liitettävissä kahteen kaapelilähtöön ja yhteen muuntajaan, jolloin siinä on kaksi kuormanerotinta ja yksi varokekuormanerotin. Kuormanerotin ja maadoitusveitset sijaitsevat samassa 200–300 litran kaasutilassa, jolloin kytkinlaitteet eivät ole huollettavissa eli toimintavarmuuden tulee olla huippuluokkaa. Lisäksi kaikki kaapeli- ja muuntajalähdöt varustetaan maadoituserottimilla, muuntajalähdössä maaveitset sijaitsevat varokkeiden molemmin puolin. /12/

3.2.1 Kaukokäyttövalmius

Tässä tarkastellaan tällä hetkellä suosituimpia ABB:n kojeistotyyppisiä SafeRingin rengassyöttökojeistoa ja kompaktia kojeistoa SafePlus, jotka on tarkoitettu 12 / 24 kV sähköjakeluverkkoon. Muuntamoon asennettava kojeisto rakennetaan asiakkaan käyttötarpeiden mukaan. Kojeisto on täysin suljettu ratkaisu, jossa on ruostumattomasta teräksestä valmistettu säiliö, joka sisältää kojeiston kaikki jännitteiset osat ja kytkentätoiminnot. Kojeistoon on saatavilla jopa 10 erilaista kokoonpanoa, jotka soveltuvat jakeluverkossa käytettyihin kytkentäsovelluksiin. Yleisimmät kokoonpanot ovat rakenteeltaan CCF (2 johtolähtöä ja yksi muuntajalähtö), CCCF (3 johtolähtöä ja yksi muuntajalähtö) ja CCFF (2 johtolähtöä ja 2 muunta-

jalähtöä). Kuviossa 6 on esitettyä yhden yleisimmän kojeistorakenteen kokoonpano. /3/



Kuvio 6. Yksi yleisimmistä kojeistomalleista CCF. /3/

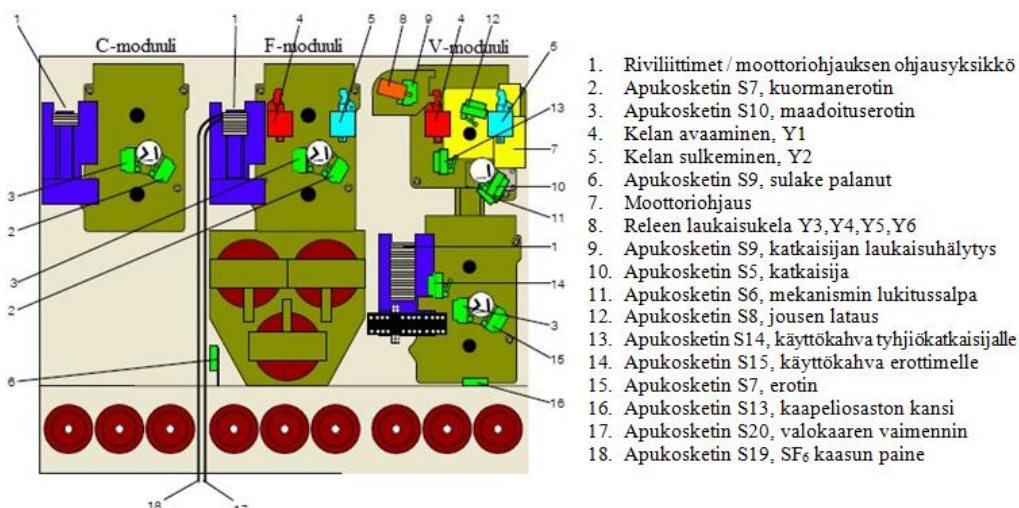
Kojeiston kokoonpanosta riippuen sen vakio-ominaisuuksiin kuuluu esimerkiksi 3-asentoinen kuormanerotin (erotin ja maadoituserotin) sekä niihin toimintamekanismit mekaanisella lukituksella, erottimien tilatiedot ja kaikki tarvittavat kiskostojärjestelmät. Vakio-ominaisuuksilla varustettua kojeistoa ei ilman lisäominaisuuksia saada liitettyä suoraan kaukokäytön pariin. Kaikki lisäominaisuudet on lisättävissä kojeistoon myös jälkeempään, joten jos tilaushetkellä ei ole ollut tarvetta kaukokäytölle niin kojeisto saadaan kuitenkin myöhemmin varusteltua kaukokäyttöön tarvittavilla ominaisuuksilla, jotka ovat esitettyinä taulukossa 2. /3/

Taulukko 2. Kojeiston lisäominaisuudet. /3/

Lisäominaisuudet
SF6-kaasun painemittari
Kiinteä ohjaus- ja valvontayksikkö
Akku ja laturi
Moottoriohjaus
Laukaisukela auki
Laukaisukela auki ja kiinni
Apukosketin (2NO+2NC) kuormanerotinille
Apukosketin (2NO+2NC) tyhjiökatkaisijalle

Lisäominaisuudet
Apukosketin (2NO+2NC) maadoituserottimelle
Apukosketin (1NO) sulake palanut
Apukosketin (1NO) tyhjiökatkaisijan laukaisuhälytykselle
Kapasitiivinen jännitteenilmaisin
Oikosulkuilmaisin
Oikosulku- ja vianilmaisin
Virran mittaus

Kuviossa 7 on esitettyä CFV-moduulien poikkileikkaus, josta nähdään tarkat paikat apukoskettimille, keloille ja moottoriohjaimille, joilta tietoja saadaan johdotettua riviliittimien kautta kaukokäyttöön.



Kuvio 7. Eri moduuleista kaukokäyttöön saatavat tiedot. /3/

Kaukokäyttöä varten muuntamolta tarvitaan tietty määrä signaaleja, jotta pystytään hallitsemaan perustoimintoja etänä. Perustoiminnot vaativat signaalit vähintään erottimien tilatiedoista ja ohjauksista, vika- ja hälytysilmaisimien tiedot sekä lisäksi muuntajan lämpötilan mittaus on hyvä olla. Taulukkoon 3 on listattuna esimerkkinä, mitä kaikkea kattava signaalilista pitää sisällään. Totta kai signaalien määrä riippuu hyvin pitkälti laitteista, asiakkaasta ja sen tarpeista, mutta lista on muokattavissa niiden mukaan.

Taulukko 3. Kaukokäyttöön saatavat signaalit. /6/

	Kuvaus	BI	DB	AI	BO
Muuntamo	Muuntamon kauko-/paikalliskytkin	x			
	Muuntamon/kaapin ovi auki	x			
	Muuntamon/kaapin lämpötilan mittaus			x	
	Muuntamon/kaapin lämpötila korkea	x			
	SF6 alipaine	x			
	Automaatti avautunut	x			
	Laturivika	x			
	Akkujännite			x	
	Jännitteenmittaus 20kV			x	
Jännitteenmittaus 230VAC			x		
Johtolähtö	Lähdön kauko-/paikalliskytkin	x			
	Erottimen tilatieto		x		
	Erottimen ohjaus				x
	Maadoituserottimen tilatieto	x			
	Virran mittaus, L2			x	
	Jännitteen mittaus 230 VAC			x	
	I> Oikosulkuilmaisoin toiminut	x			
	Io> Nollavirta-tai MS> maasulkuilmaisoin toiminut	x			
Muuntajalähtö	Lähdön kauko-/paikalliskytkin	x			
	Erottimen tilatieto		x		
	Erottimen ohjaus				x
	Maadoituserottimen tilatieto	x			
	Virran mittaus, L2			x	
	Jännitteen mittaus 230 VAC			x	
	I> Oikosulkuilmaisoin toiminut	x			
	Muuntajan lämpötilan mittaus			x	
	Muuntajan yllilämpö	x			

Kaikki hälytykset toteutetaan BI-signaaleilla (Binary Input), koska niistä ei tarvita kuin hälytystieto valvomoon, jos esimerkiksi oikosulkuilmaisoin on toiminut tai muuntajan lämpötila on ylittänyt sallitun arvon. Erottimien ohjaukset toteutetaan BO-signaaleilla (Binary Output) ja tilatiedot tarvitsevat silloin DB-signaalit (Double Binary). Kaikki mittaukset toteutetaan AI-signaaleilla (Analog Input) ja lisäksi ne tarvitsevat esimerkiksi lämpötilan mittaukseen RTD-lämpöanturin ja mittamuuntimen.

3.2.2 Vanhan kojeiston automatisointi

Vanhempiin ABB:n kojeistoihin, jotka on valmistettu vuoden 1995 jälkeen ja joilla on vielä riittävästi elinkaarta jäljellä, voidaan asentaa jälkiasennuksena moottoriohjaimet ohjaamaan erottimia. Moottoriohjain on tarkoitettu lähinnä kojeistojen kaapelilähtöjen erottimien sekä kuormanerottimien ohjaukseen. Ohjain kytkeytyy jokaisen ohjauksen jälkeen mekaanisesti irti ja mahdollistaa siten myös käsiohjauksen suoraan kuormanerottimen ohjausakselilta. /6/

Jälkiasennuksessa on kuitenkin hyvä vertailla kokonaan uuden kojeiston hintaa siihen, kuinka paljon moottoriohjaimen jälkiasennus maksaisi. Joskus kyseessä saattaa olla sellainen kojeistomalli, että jälkiasennus maksaisi lähes saman verran kuin täysin uusi kojeisto. Silloin tulisi miettiä vaihtoehdoksi esimerkiksi vanhan kojeiston siirtämistä taajama-alueen ulkopuolelle ja investoida verkon tärkeään solmukohtaan uusi kaukokäyttövalmis kojeisto.

3.3 Jakelumuuntaja

Muuntajan toiminta perustuu sähkömagneettiseen induktioon, jonka avulla se muuntaa ja tietyissä tapauksissa myös säätää vaihtojännitettä ja -virtaa kahden tai useamman käämin välillä joko voimansiirtoon, jakeluun tai kulutukseen sopivaksi. Jännitteensäätöä varten päämuuntajat varustetaan käämikytkimellä, jolla voidaan muuntosuhdetta muuttaa myös kuormituksen aikana. /12/

Jakelumuuntajan tehtävänä on muuttaa keskijänniteverkon jännite (20 kV) pienjänniteverkkoon (400 / 230 V) kulutukseen sopivaksi. Jakelumuuntajat jakautuu rakenteensa mukaan paisuntasäiliöisiin, hermeettisesti suljettuihin (kaasutiiviisti suljettu) ja valuhartsieristeisiin muuntajiin. Kaksi ensimmäistä on sekä öljyeristeisiä että öljyjäähdytteisiä muuntajia. Öljyeristeisistä muuntajista yleisin on paisuntasäiliöllä varustettu muuntaja. Hermeettisesti öljyeristetyssä muuntajassa ei ole paisuntasäiliötä vaan ne ovat täynnä öljyä ja kaasutiiviisti suljettuja. Etuina on hitaasti vanheneva öljy, sopii pienen kokonsa puolesta pieniin tiloihin sekä varustettu itsessään jäähdytysominaisuudella. Kuivamuuntajat ovat valuhartsieristeisiä

muuntajia, jotka käyttävät ilmaa jäähdytysväliaineena. Tarvittaessa voidaan käyttää myös SF₆-täytteisiä kuivamuuntajia. /12/

Muuntajat mitoitetaan IEC-standardin mukaisesti niin, että mitoituskuormalla ajo +20 °C:n ympäristön lämpötilassa on normaalia käyttöä eikä näin ollen johda eristeiden ennenaikaiseen vanhenemiseen. Tehostunut lämpötilan valvonta johtuu siitä, että liian suuret lämpötilat aiheuttavat muuntajan eristeiden vanhenemista. Nykyisin muuntajissa on jatkuvatoiminen öljyn kaasupitoisuuksien valvonta. Kaasupitoisuuksien kasvaessa voidaan siitä arvioida, minkälainen vika muuntajaan on kehittymässä ja kuinka nopeasti on syytä ryhtyä toimenpiteisiin. Suomen oloissa muuntajilla esiintyy ylikuormitettavuutta, koska vuotuinen keskilämpötila on vain noin +6 °C. Kuormitettavuuden seuraamiseksi ovat muuntajat perinteisesti varustettu käämin lämpötilan kuvaajilla ja lämpöantureilla, jotka mittaavat muuntajaöljyn lämpötilaa. /12/

Suurissa muuntajissa käytetään yhä yleisemmin kuituoptisia lämpötilanmittauksia, jotka on sijoitettu suoraan eniten lämpeneviin kohtiin. Jos tällaista mittausmenetelmää ei ole saatavilla, niin ylikuormitettavuuden karkeana rajana saatetaan pitää muuntajaöljyn lämpötilaa, joka ei saa ylittää 95 °C:n rajaa. Tässä tapauksessa on muuntajan lyhytaikaisessa kuormituksessa huomioitava, että muuntajaöljyn lämpenemisaikavakio saattaa olla tunteja kun taas käämityksen lämpenemisaikavakio öljyyn nähden on vain noin 5-20 min. /12/

3.3.1 RTD-lämpöanturi

Lämpötilaa mitataan tavallisesti RTD-antureilla, joissa resistanssi muuttuu lämpötilan funktiona ja yleensä näissä mittauksissa käytetään Pt100-antureita, jotka ovat tarkkoja, stabiileja ja melko lineaarisia. Pt100 on vastusanturi, jota voidaan käyttää mittaamaan muuntajasta joko öljyn lämpötilaa tai ytimen lämpötilaa, kun halutaan saada tarkka mittausarvo kaukokäyttövalvontaan. Anturit asennetaan yleensä valmistusvaiheessa tehtaalla muuntajiin, mutta se onnistuu myös jälkiasennuksena. Taulukossa 4 on esitettynä tiedot mitä muuntajasta voidaan esimerkiksi mitata RTD-anturien avulla./6/

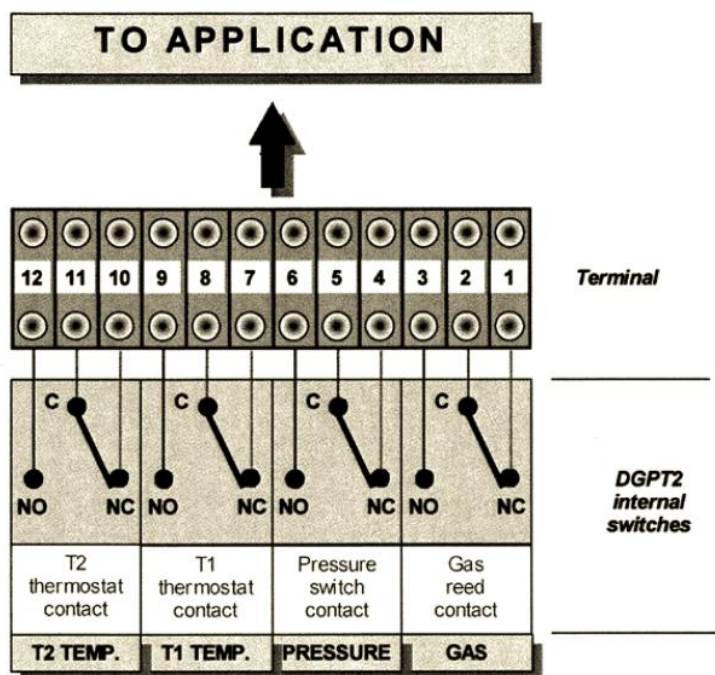
Taulukko 4. Jakelumuuntajasta saatavat mittaukset RTD-anturilla. /6/

Kuvaus	Lyhenne	Yksikkö
Vaihevirta	IL1	A
Vaihejännite (230VAC)	UL1	V
Lämpötila	T	°C
Yliämpö hälytys	T	°C

Jos RTD-tuloilla halutaan mitata esimerkiksi muuntajan yhden vaiheen virtaa tai jännitettä, tarvitsee se mittamuuntimen muuttaakseen mitattavan suureen RTD-tulolle sopivaksi resistanssiarvoksi. Vastusantureita voidaan kytkeä mittamuuntimeen 2-, 3- tai 4-johdinkytkennällä, joista 4-johdinmittauksella saavutetaan tarkin mittaustulos. Kaikissa johdinkytkennöissä peruseriaate on sama: muunnin syöttää vastuksen läpi vakiovirran, joista mitataan vastuksen yli menevä jännite. /6/

3.3.2 Muuntajan suojarole

Uusien ABB:n hermeettisten muuntajien valmistuksen yhteydessä niihin on alettu liittää DGPT2, joka on monikäyttöinen ja integroitu suojalaite muuntajan suojaukseen ja seurantaan, jossa yhdistyy kaasurele, ylikuumentumishälytys, laukaisulaite sekä äkillinen painereletoiminto. Se suojaa muuntajaa seuraamalla säiliön painetta, nesteen lämpötilaa sekä nestepinnan tai kaasun merkittävää pudotusta. Tällä laitteella on mahdollista saada kaukokäyttöön neljä mittausta; kaksi lämpötilan mittausta, yksi paineen ja yksi kaasun mittausta kuvion 8 esittämällä tavalla. /6/



Kuvio 8. DGPT2 mittausten kytkennät. /6/

Öljyn lämpötilaa valvotaan kahdella itsenäisellä sensorilla, joista toinen perustuu kapillaari-ilmiöön ja toinen nesteen laajentumiseen, molemmat laitteet on varustettu lämpötilan kompensoinnilla. Standardiasetukset T1:lle on 85 °C ja T2:lle on 100 °C, skaalaus onnistuu kuitenkin 30 °C:sta 120 °C:een ja tarkkuus on ± 2 % täydestä asettelusta. Lämpötilan nousu saattaa johtua joko muuntajan ylikuormituksesta tai paikallisten kuumien pisteiden aiheuttamista sähkövioista. Kuumat pisteet varustetaan lämpötila-antureilla kunnonvalvonnan vuoksi, josta signaali saadaan ulos optisten kuitujen avulla. /6/

Yhdellä mittauksella voidaan seurata tankin painetta, jossa ylipaine havaitaan suoraan painekytkimien koskettimien toiminnasta. Vakioasettelu kytkimelle on 0,3 bar, mutta skaalaus onnistuu 0-0,5 bar ja tarkkuus on ± 2 % täydestä asteikosta. Vasteaika on 5 ms. Liiallinen säiliön paine saattaa johtua muuntajan ylitäytöstä, odottamattomasta nesteen lämpölaajenemisesta tai selkeästä oikosulusta, kun valokaari aiheuttaa hetkellisen paineaallon. Kaasupitoisuuksien kasvaessa on syytä ryhtyä korjaaviin toimenpiteisiin. /6/

Buchholzin rele eli kaasurele toimii nimensä mukaisesti kaasusta. Toiminnaltaan se on kaksiportainen uimurikytkin, jossa ylempi porttas suorittaa hälytyksen ja alempi porttas laukaisun. Kuumeneminen minkä tahansa vian vuoksi hajottaa öljyä kaasuksi, joka kerääntyy paisuntaputkeen asennettuun kaasureleeseen. Kun öljynpinta alenee releessä, ylemmän portaan kytkin suorittaa hälytyksen. Eristyksen läpilyönnissä öljy kaasuuntuu voimakkaimmin ja kaasua tulee paisuntaputkea myöten niin paljon, että öljyn pinta laskee laukaisurajalle ja samalla toinen kytkin sulkee laukaisupiirin. Laukaisukytkin toimii myös öljyn liikkeestä. Tämä kaasurele voidaan asentaa pelkästään paisuntasäiliöllä varustettuihin muuntajiin. /27/

3.4 Pienjännitepuoli

Tällä hetkellä pienjännitepuolella on yleisesti käytössä kolmannen osapuolen tuote Schneider Electricin (aiemmin Vamp) Wimo 6CP10, joka toimii jakeluverkkojen mittaus- ja valvontayksikkönä. Tuote mahdollistaa monipuolisen, jatkuvan ja kustannustehokkaan valvonnan muuntamoon. Taulukossa 5 on listattuna esimerkimittauksia pienjännitepuolelta kaukokäyttöön. Käytetyt mittaukset määräytyvät hyvin pitkälti asiakkaan toiveiden ja tarpeiden mukaisesti. /28/

Taulukko 5. Esimerkki pienjännitepuolelta saatavista mittauksista. /5/

Kuvaus	Lyhenne	Yksikkö
Vaihevirta	IL1	A
Vaihevirta	IL2	A
Vaihevirta	IL3	A
Nollavirta	I0	A
Vaihevirran IL1 15min keskiarvo	IL1da	A
Vaihevirran IL2 15min keskiarvo	IL2da	A
Vaihevirran IL3 15min keskiarvo	IL3da	A
Vaihevirran IL1 harmoninen kokonaissärö	THDIL1	%
Vaihevirran IL2 harmoninen kokonaissärö	THDIL2	%
Vaihevirran IL3 harmoninen kokonaissärö	THDIL3	%
Vaihejännite	UL1	V
Vaihejännite	UL2	V
Vaihejännite	UL3	V
Pääjännite	U12	V
Pääjännite	U23	V
Pääjännite	U31	V

Kuvaus	Lyhenne	Yksikkö
Vaihejännitteen UL1 harmoninen kokonaissärö	THDUa	%
Vaihejännitteen UL2 harmoninen kokonaissärö	THDUb	%
Vaihejännitteen UL3 harmoninen kokonaissärö	THDUc	%
Pätöteho	P	kW
Loisteho	Q	kVar
Näennäisteho	S	kVA
Tuontienergia	E-	MWh
Vientienergia	E+	MWh
Pätötehon kysynnän arvo	Pda	kW
Pätötehon kulma	CosPhi	-
Tehokerroin	PF	-
Taajuus	f	Hz
Jakelumuntajan lämpötila	T	°C

ABB:n omassa tuotevalikoimassa ei ole vielä vastaavanlaista pienjännitepuolelle tarkoitettua tuotetta. Kehitteillä on kuitenkin yhdeksi potentiaaliseksi vaihtoehdoksi RIO600:een lisämoduuli, joka toimisi mittausyksikkönä pienjännitepuolen mittauksille. Toisena vaihtoehtona on laajentaa uuden REC615-ohjauslaitteen load profile –toiminnon käyttöä pienjännitepuolelle.

3.5 Muuntamoautomaation tarve

Jotta asemakaava-alueella saadaan keskeytykset hoidettua lain vaatimassa ajassa, on kaapeliverkon muuntamoautomaatiota sekä kaapeloituja verkkoyhteyksiä laajennettava. Panostamalla muuntamoautomaatioon vianhallinta tehostuu, jolla voidaan lyhentää merkittävästi keskeytysten kestoajaa, näin asiakkaille koituvat haitat vähenevät huomattavasti ja sähköverkkoyhtiöt voivat saavuttaa suuria kustannussäästöjä. Keskijänniteverkon automatisoinnilla voidaan kohentaa verkon käytettävyyttä parantamalla käyttöastetta ja lisäämällä verkon luotettavuutta.

3.5.1 Sähkön toimitusvarmuus

Sähköverkkoyhtiöihin kohdistuu koko ajan kasvavia vaatimuksia sähköntoimituksen laatuun sekä toimitusvarmuuteen liittyen. Sähkön toimitusvarmuuden parantaminen edellyttää joko verkon käyttövarmuuden tai verkon luotettavuuden parantamista tai molempia. Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavat asiakaslähtöiset luo-

tettavuusindeksit (SAIDI, SAIFI, CAIDI) ja asiakkaan kokemaa haittaa kuvaavat keskeytyskustannukset kertovat verkkoalueen sähkönjakelun keskimääräisestä toimitusvarmuudesta. /13/

Jakeluverkon suunnittelukriteerien täyttymiseksi ovat verkkoyhtiöt ottaneet uudistusten pohjaksi sähkön toimitusvarmuuskriteeristö 2030 –suosituksen, jonka tavoitteena on saavuttaa taulukon 6 mukaiset ehdotetut tavoitetasot vuoteen 2030 mennessä. Tavoitteet koskevat sähkönjakeluverkoissa tapahtuneiden vikojen aiheuttamia keskeytyksiä. Tässä tapauksessa jakeluverkoilla tarkoitetaan sähköasemien, keskijänniteverkkojen sekä pienjänniteverkkojen muodostamaa kokonaisuutta. /13/

Taulukko 6. Sähkön toimitusvarmuuden tavoitetasot 2030. /13/

Alue	Kokonaiskeskeytysaika / vuosi, asiakas	Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä / vuosi, asiakas
City	≤ 1h	Ei lyhyitä katkoja
Taajama	≤ 3h	≤ 10
Maaseutu	≤ 6h	≤ 60

Sähkön toimitusvarmuuskriteeristön pohjalla on jaottelu alueisiin; city, taajama ja maaseutu. Jokainen sähköverkkoyhtiön asiakas määrittellään kuuluvan johonkin näistä edelle mainituista alueista. /13/

Toimitusvarmuuden tavoitetasoilla tarkoitetaan periaatetta, jossa sallitaan enintään yksi ylitys tavoitearvoista kolmen vuoden aikajaksolla. Tämä siis sallii yksittäisen pitkän keskeytyksen, joka aiheutuu erityisen vaikeasta viasta tai laajalle alueelle levinneestä suurhäiriöstä. Esimerkkinä jakelumuuntajan vaurio, joka voi lähes poikkeuksetta johtaa yli 3 tunnin keskeytykseen sen jakelualueen asiakkaille, mutta normaalisti tästä tilanteesta kärsii harvoin samat asiakkaat. Normaalisissa tilanteissa esiintyvät häiriöt eivät kuitenkaan saa johtaa tavoitearvojen ylittymiseen yksittäisen asiakkaan näkökulmasta. /13/

3.5.2 Keskeytysten- ja vikojen hallinta

Edellä mainittu sähkön toimitusvarmuuskriteeristö edellyttää sähköverkkoyhtiöiltä toimenpiteitä keskeytysaikojen lyhentämiseen ja muuntamoautomaatiolla pystytään lyhentämään keskeytysten kestoaikaa parhaimmillaan jopa kymmenyksen nykyisestä, jolloin keskeytyksistä aiheutuva haitta vähenee asiakkaille. Kuviossa 9 on esitettyä tilasto asiakkaiden kokemista keskeytysajoista keskijänniteverkossa vuosina 2011–2012. Tilastosta huomataan miten paljon poikkeukselliset sääolosuhteet vaikuttavat keskeytysten lukumääriin. Automatisoinnin taustalla ovat vaikuttamassa tuhoisat Hannu- ja Tapani- myrskyt, joiden aiheuttamien vahinkojen seurauksena haluttiin parantaa lakia, jotta vastaisuudessa välttyttäisiin pitkiltä sähkökatkoilta.



Kuvio 9. KJ-verkon keskeytysajat asiakkaille vuosina 2011–12. /14/ /15/

Keskeytykset aiheuttavat haittoja sekä kustannuksia niin sähköverkkoyhtiölle kuin myös sen asiakkaille. Keskeytyskustannukset muodostuvat verkossa esiintyvistä pysyvistä vika- ja työkeskeytyksistä sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjen kustannuksista. Sähköverkkoyhtiöt saavat keskeytyksistä huomattavia kuluja viankorjauskustannusten vuoksi. Asiakkaiden kokema haitta riippuu kuluttajaryhmästä, mutta pääsääntöisesti keskeytykset aiheuttavat tuotannon menetystä, laitteiden ja koneiden sammumisia sekä turvallisuusuhkia. Asiakkaan kokema haitta arvioi-

daan asiakasryhmäkohtaisesti KAH (keskeytyksestä aiheutunut haitta) -arvojen avulla, jotka on esitetty taulukossa 7. /13/

Taulukko 7. Kuluttajaryhmien KAH-arvot. /13/

Asiakasryhmä	Vikakeskeytyks		Työkeskeytyks		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh
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 saadaan laskettua kaavan 1 mukaisesti:

$$Kustannus = n \cdot P \cdot t \cdot KAH \quad (1)$$

jossa: n = Asiakasmäärä [kpl]
 P = Keskiteho [kW/as]
 t = Keskeytysaika [h]
 KAH = Keskeytyks [€/kWh]

tai vastaavasti kaavalla 2:

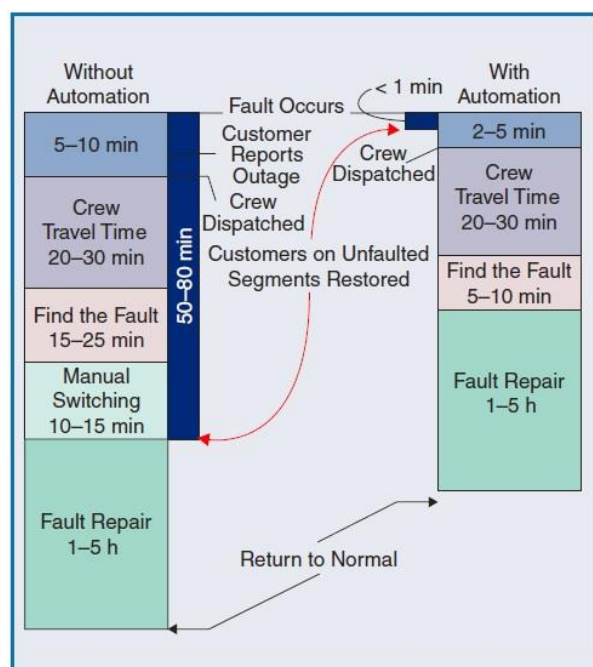
$$Kustannus = P \cdot t \cdot KAH \quad (2)$$

jossa: P = Asiakasryhmän keskiteho [kW]
 t = Keskeytysaika [h]
 KAH = Keskeytyks [€/kWh]

Satsaamalla muuntamoautomaatioon voidaan vaikuttaa myös merkittävästi vianhallinnan tehostumiseen, jolla on suora vaikutus asiakkaiden kokeman sähkönjakelun keskeytysaikojen lyhentymiseen. Tällä tavoin pyritään välttämään tunteja

kestävät katkokset, jolloin sähköverkkoyhtiö pystyy saavuttamaan sähkön toimitusvarmuuskriteeristön antamat suositukset.

Kuvio 10 havainnollistaa katkoksen palautumiseen kuluvan ajan ilman automaatiolaitteita sekä kehittyneiden automaatiolaitteiden kanssa.



Kuvio 10. Automaation hyödyt vianhallinnassa. /26/

Automaation ansiosta vianselvityksessä voidaan käyttää vianerotusautomaatiikkaa, joka perustuu kokeilukytkennän ja jälleenkytkentöjen käyttöön. Verkon vianselvitys tapahtuu muuntamoiden kauko-ohjattavien keskijännitekojeistojen erottimien avulla. Yhdessä vianilmaisimien kanssa automatiikka kykenee itsenäisesti erottamaan viallisen johtohaaran verkosta, jolloin muille asiakkaille saadaan palautettua sähköt nopeasti. Vian erotus tapahtuu automatiikan ansiosta muutamassa minuutissa. Kun vika on saatu onnistuneesti paikannettua ja korjattua, voidaan kauko-ohjauksella helposti sulkea erotin, mikä lyhentää katkoksen kestoaikaa ja siitä aiheutuva haitta pienenee. /7/

Automatisointi säästää siis huomattavasti aikaa vian sattuessa verrattuna nykytilanteeseen, joka on ilman automaatiota. Tämä tarkoittaa siis sitä, että nykytilanteessa vianerotus vie huomattavasti enemmän aikaa, koska vianilmaisimilta ei

saada tarvittavia tietoja automaatioon, eikä automatiikka hoida vianerotusta itseenäisesti. Ei myöskään ole mahdollista ohjata erottimia kauko-ohjauksella, jolloin erotin on käytävä sulkemassa paikan päällä. Erottimien luokse siirtymiseen saattaa kaupunkialueella ruuhka-aikana olla hidasta tai vastaavasti maaseudulle, jonne saattaa olla pitkäkin matka. Nämä toimenpiteet pidentävät huomattavasti keskeytyksen aikaa ja siitä aiheutuvia haittoja.

3.5.3 Kaapelointi

Muuntamoautomaation lisäksi tehokas keino suojautua myrskyjä vastaan on ilmajohtojen korvaaminen maakaapelilla. Keskijänniteverkon maakaapelointi on varma tapa tehdä jakeluverkosta sään kestävä sekä parantaa verkon käyttövarmuutta, koska kaapeliverkossa vikojen määrä on huomattavasti pienempi kuin ilmajohtoverkossa. Maakaapelointi on yleistä ja kannattavaa taajamissa, joissa se on rajallisen tilan vuoksi ainut toteutettavissa oleva vaihtoehto. Investointikustannukset maakaapeliin ovat toki suuremmat kuin ilmajohtolle, mutta kun huomioi koko johdon elinkaaren ylläpitokustannukset sekä sähkökatkosten aiheuttamat kustannukset niin maakaapeli ei tule ilmajohtoa kalliimmaksi. Maakaapelien tekninen elinikä on määritelty olevan 40–50 vuotta, toiset ovat olleet käytössä jopa lähes sata vuotta ja niiden yleistyessä hintasuhde kääntyy selvästi maakaapelin eduksi. Lisäksi maakaapelointi tuo huomattavat säästöt keskeytyksistä aiheutuvissa kustannuksissa. /21/

Pitää kuitenkin muistaa, että maakaapeloinnissa vikojen tarkka paikannus sekä korjaus ovat hitaampia korjata avojohtoihin verrattuna. Yksittäinen vika voikin aiheuttaa tavoitearvojen ylittymisen, jolloin verkkoyhtiöllä tulee olla hyvät varayhteydet käytettävissä. Lisäksi maakaapeloinnissa tulee huomioida kasvava maasulkuvirta kompensoinnilla, joka kasvattaa hieman kustannuksia. /21/

Valtaosa ilmajohtoista kulkee metsissä ja on näin ollen alttiina myrskyn tuhoille, mutta siirtämällä johdot metsästä tien varsille ja tehostamalla reunalla olevien vierimetsien hoitoa yhteistyössä verkkoyhtiöiden ja metsän omistajien kanssa, voidaan parantaa oleellisesti sähkönjakelun luotettavuutta siirtymättä maakaapelointiin. /21/

4 ÄLYKKÄÄN ALA-ASEMAN LAITTEET JA TOIMINNALLISUUS

Seuraavat kappaleet esittelevät työssä käytettyjä älykkään ala-aseman vaatimia laitteita, niiden toiminnallisuutta sekä käytettävissä olevia kommunikointiprotokollia.

4.1 Viola M2M Gateway

ABB on tehnyt investoinnin suomalaiseen sähköverkkojen langattomien viestintäratkaisujen toimittajaan Viola Systemsiin, jonka tuotteisiin kuuluvat langattomat reitittimet sekä ohjainyksiköt. Tuotteet ja ratkaisut mahdollistavat laitteiden langattoman viestinnän sekä julkisen verkon luotettavan, turvallisen ja kustannustehokkaan hyödyntämisen. Yhteistyöllä pystytään ratkaisemaan verkkoyhtiöiden haasteita ja edistämään älykkäiden sähköverkkojen kehitystä ja yleistymistä. /6/

Violan M2M (machine to machine) Gatewaytä käytetään VPN-yhteyksien muodostamisessa yrityksen verkon ja ala-aseman reitittimen (RER 601) välillä. M2M Gateway toimii sekä reitittimenä että palomuurina sisä- ja ulkoverkon välissä, ja suodattaa ei-toivotut yhteydet ilman ulkoista palomuuria. Ala-asematason dynaamiset IP-osoitteet mahdollistavat, että asemat eivät näy julkisessa verkossa ja niihin on mahdollista liittyä ainoastaan M2M Gatewayn kautta. Ala-aseman reititin aloittaa aina VPN-yhteyden ja M2M päättää hyväksyykö se yhteyden vai ei. Jos VPN-yhteys jostain syystä katkeaa, niin se yhdistetään automaattisesti takaisin. M2M Gateway on helposti etähallittavissa SSH:n avulla. /29/

4.2 VPN-yhteys

VPN (Virtual Private Network) eli virtuaalinen yksityisverkko, joka muodostetaan yrityksen yksityiseen käyttöön jaetun julkisen verkon yli, esimerkiksi Internetin. Julkiset Internet –yhteydet ovat heikosti suojattuja ja alttiita hyökkäyksille, jolloin kolmas osapuoli voi päästä käsiksi näiden yhteyksien kautta kulkeviin tietoihin. VPN-verkossa tiedot suojataan riittävän vahvalla salauksella ja autentikoinnilla, jolloin tietoihin pääsee käsiksi ainoastaan valtuutetut käyttäjät. Yksityisen virtuaa-

liverkon kautta lähetettävät tiedot salataan ja paketoidaan menettelyllä, jota kutsutaan tunneloinniksi. Tunneloinnilla tarkoitetaan sitä suojattua yhteyttä, joka muodostuu Internet-yhteyden sisään. Jotta siirrettävä tieto säilyy oikeassa muodossa tunnelin molemmissa päissä, on osapuolten käytettävä samaa tunnelointiprotokollaa. Tämä tarkoittaa käytännössä siis sitä, että yhteys muodostetaan tunneloimalla siirrettävät tiedot liikenteen salaavan protokollan sisälle. Käytettävissä on useita turvatasoltaan hyvin erilaisia protokollia kuten L2TP (Layer 2 Tunneling Protocol), SSH-VPN (Secure Shell Virtual Private Network) ja OpenVPN, joita myös Violan M2M tukee. Alla on esiteltynä lyhyesti SSH-VPN –tekniikka, koska sitä tullaan käyttämään tulevissa projekteissakin. /6/

4.2.1 SSH-VPN

VPN tarjoaa vahvan autentikoinnin, salauksen ja suojauksen. Muuntamoiden ja M2M-palvelimien välisissä yhteyksissä käytetään SSH-VPN:ää, joka käyttää tiedonsiirtoon porttia 22. Autentikoinnissa eli todennuksessa käytetään epäsymmetristä salausta, josta tunnetuin on RSA (Rivest, Shamir, Adleman) -avain. RSA-avaimia on kaksi: julkinen (public key) ja yksityinen (private key). Epäsymmetrinen salaus käyttää eri avaimia salaukseen ja sen purkamiseen. Eli yksityisellä avaimella salattu viesti voidaan todentaa vain saman parin julkisella avaimella ja toisinpäin. Tällä hetkellä turvallisen RSA-avaimen pituus on oltava vähintään 1024-bittiä. /6/

4.3 RER601

ABB:n valmistamat RER601/603 tarjoavat langattoman valvonnan ja ohjauksen kenttälaitteille keskitetysti GPRS:n avulla. RER toimii sekä reitittimenä että protokollamuuntimena. Laitteita käytetään jakeluverkkojen automatisoinnissa yhteistyössä ohjauslaitteiden ja suojareleiden kanssa, mikä mahdollistaa myös laitteiden kauko-ohjauksen. Laite takaa aina kaksisuuntaisen tiedonsiirron, turvallisen kommunikoinnin sisäisen VPN:n ja palomuurin avulla. Ainoana erona laitteissa on, että RER603 sisältää myös I/O-laajennuksen (8*BI/2*BO) mahdollisia ylimääräisiä yhteyksiä varten. Binäärituloja voidaan käyttää valvonnalle ja hälytyk-

sille ja binäärilähtöjä taas ohjaustoimintoihin. Kuviossa 11 on esitettyä esimerkkinä RER601. /8/



Kuvio 11. Reititin RER601. /8/

RER-laitteissa on sisäänrakennettu langaton ominaisuus, joka mahdollistaa langattomien sovellusten käytön asiakkaan määrittelemässä operaattorin verkossa. Laite tukee tarvittaessa nopeaa langatonta siirtonopeutta, mutta käytännössä tiedonsiirtonopeudet riippuvat kuitenkin langattoman verkon kapasiteetista sekä kaistanleveydestä. Ethernet ja GPRS/GSM-verkon rajapinnat tarjoavat saumattoman viestintäratkaisun useimpiin sovelluksiin. /8/

Reititin tarjoaa järjestelmän suunnitteluun joustavuutta, kun käyttäjillä on mahdollisuus kehittää omiin sovelluksiin sellaisia ratkaisuja, jotka takaavat hyvän tiedonsaannin sekä luotettavuuden. Laite on suunniteltu kestävämmän muuntamoiden toimintaympäristön vaatimuksia ja tarjoamaan liitettävyyden laitteille, jotka käyttävät kommunikointiin toimittajasta riippumatonta IEC 60870-5-101/-104-

tietoliikennestandardia. Tavanomaiset IEC 60870-5-101-protokollan laitteet voidaan liittää nykyaikaiseen TCP/IP-pohjaiseen IEC 60870-5-104-ohjausjärjestelmään ja mahdollistaa näin ollen protokollan muuntamisen. IEC 60870-5-104 käytetään kommunikointiin SCADAn kanssa M2M Gateway ja VPN:n avulla.
/8/

4.4 REC615

REC615 on suunniteltu erityisesti verkostoautomaation älykkääksi IED-laitteeksi, joka mahdollistaa kauko-ohjauksen ja seurannan, suojauksen, vianilmaisun, sähkön laadun analysoinnin sekä automaation laajentamisen keskijänniteverkkojen jakelujärjestelmiin, mukaan lukien myös hajautetun energiantuotannon sekä keskijänniteverkon laitteistoa, kuten erottimia, katkaisijoita ja RMU-kojeistoja. Ohjauslaite on oleellisena osana älykkään sähköverkon ratkaisua, joka tarjoaa erinomaisen vian paikannuksen, erotuksen ja palautuksen sekä lyhentää vika-aikoja (SAIFI/SAIDI). Ohjauslaite on myös suunniteltu hyödyntämään koko IEC 61850-standardin tarjoamaa potentiaalia kommunikoinnissa, mikä mahdollistaa yhteensopivuuden muiden automaatiolaitteiden kanssa. Kuviosta 12 on nähtävissä REC615-ohjauslaite./17/

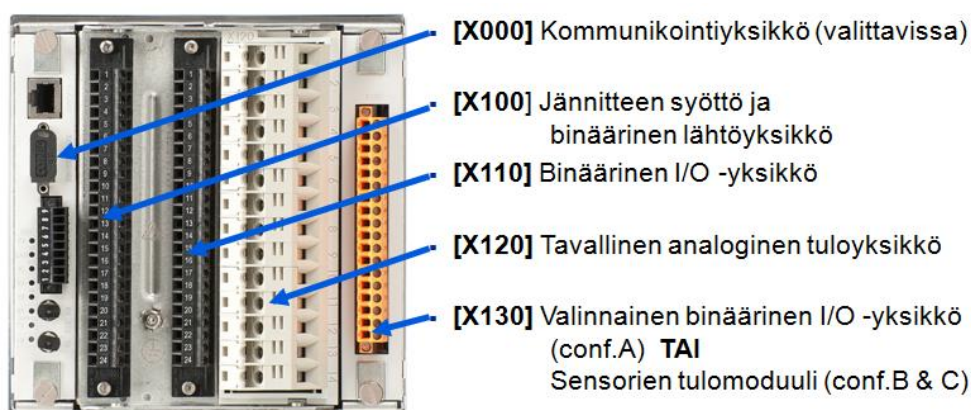


Kuvio 12. REC615-ohjauslaite. /17/

4.4.1 Laitteistomoduoilit

REC615-yksiköt ovat valittavissa helposti käyttötarkoituksen mukaisesti useista eri vaihtoehdoista. Kuviossa 13 on kuvattuna kaikki eri yksikkövaihtoehdot, mitä tähän ohjauslaitteeseen on saatavissa, lisäksi kommunikointiyksikköön on valittavissa tarvittavat porttiyhdistelmät 6:sta eri vaihtoehdosta. Kommunikointiyksikköön on siis valittavissa ethernet-porteista RJ-45 tai kuitu ja sarjaporteista RS-232/485 tai kuitu, joista valitaan tarvittava kombinaatio kommunikointiprotokollan ja käyttötarpeiden mukaan. /6/

Käytössä olevaan REC615-ohjauslaitteeseen oli valittuna kommunikointiyksikkö ja lisäksi jännitteensyöttö ja binäärinen lähtöyksikkö (X100) sekä binäärinen I/O-yksikkö (X110). Testauksessa olevalla ohjauslaitteella pystyi siis ohjaamaan katkaisijaa ja erottimia sekä saamaan tilatietoja ja hälytyksiä kaukokäyttöön.



Kuvio 13. REC615 saatavilla olevat moduoilit. /6/

REC615 on saatavilla kolme erilaista vakiokonfiguraatiota, joiden erot on esitettyä kuviossa 14. A-konfiguraatio käyttää perinteisiä virta- ja jännitemuuntajia, kun taas B käyttää normaalia virtamuuntajaa ja jännitteen mittaukseen jännitesensoria. C-vaihtoehdossa on käytössä kombisensori, jossa on sekä virtasensori että jännitesensori.

	Standard configuration A	Standard configuration B	Standard configuration C
Analog inputs			
CT	4	4	1
VT	3	0	0
Voltage sensors	0	6	3
Current sensors	0	0	3
Programmable binary inputs/outputs			
BI	8 (14)	12	8
BO	10 (13)	10	10

Kuvio 14. Mahdolliset variaatiot analogia- ja binäärikanaville. /6/

Sensoreita on alettu hyvin yleisesti käyttämään keskijännitejakeluverkoissa muuntamaan suuret virrat ja jännitteet mittaukseen ja suojaukseen sopiviksi. Uuden digitaalisen mittaus- ja suojaustekniikan tulo on tuonut uusia mahdollisuuksia sekä asettanut laitteille erilaisia vaatimuksia, kun perinteisten mittamuuntajien tilalle ovat tulleet uudet sensorit. Virtasensorien toiminta perustuu Rogowskin kelaan tai -käämiin kun taas jännitesensorien periaatteena on resistiivinen jännitteenjako. /17/

Tähän asti ei ole ollut olemassa mittaustapaa, jolla oltaisiin voitu selvittää jakelumuuntajan kuntoa. Tämä tekee uudesta tekniikasta hienoa, koska sähköverkon vikoja pystytään havaitsemaan jo ennalta. Sensorit mittaavat kaapeliverkossa kulkevia sähkövirtoja ja pystyvät sen avulla havaitsemaan vikoja, joita ei vielä muulla tavoin nähdä. Tämä auttaa sähköverkkoyhtiöitä valmistautumaan vikoihin ja näin ollen voivat ryhtyä korjaaviin toimenpiteisiin jo ennen kuin sähkökatkosta ehtii syntyä. Lisäksi sensorit mittaavat ja seuraavat muuntajien ja muuntamoiden lämpötiloja ja niiden kuormituksesta aiheutuvia vaihteluja. Mittaustiedoista nähdään ylikuormitustilat, jotka voivat lisääntyessään olla merkki siitä, että muuntaja alkaa olla elinkaarensa loppupäässä. /6/

Vakiokonfiguraatioon A on saatavissa eniten binäärisiä I/O-kanavia, jopa 14 tulo-kanavaa ja 13 lähtökanavaa, joka on ohjauslaitteen I/O-kanavien maksimimäärä. Jokaisella konfiguraatiolla on kuitenkin ohjattavissa viisi erotinta ja yksi katkaisija sekä saatavissa viiden maadoituserottimen tilatiedot. Katkaisijan ja erottimien

tilatiedot, kauko- ja paikalliskytkimen tiedot, lämpötilan mittaukset ja hälytykset joudutaan toteuttamaan RIO600 lisä I/O-yksiköllä, jotta kaikki tarvittavat tiedot saadaan tuotua käytönvalvontajärjestelmään. RIO600:lla onkin mahdollista laajentaa ohjauslaitteen I/O:den lukumäärää vielä 40 kanavalla, jolloin kaukokäyttöön on mahdollista tuoda melkoinen määrä tilatietoja, hälytyksiä, ohjauksia ja mittauksia. RIO600:een tutustutaan tarkemmin luvussa 4.5. /17/

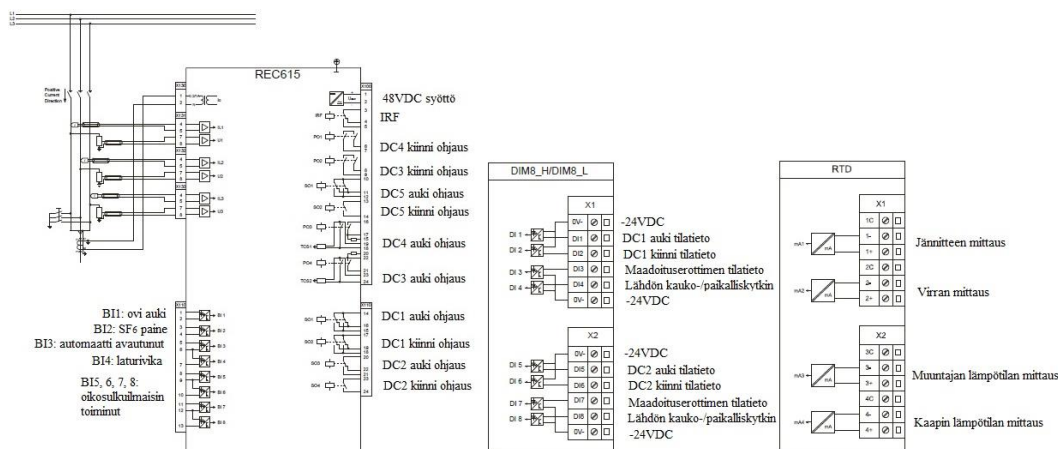
4.4.2 Sovelluskohde

REC615 on saatavilla erilaisia sovelluksia, jotka vaihtelevat perussovelluksista kehittyneisiin sovelluksiin, kuten hajautettuun sähköntuotantoon sekä vaativimpiin lukitussovelluksiin. Ohjauslaite sisältää suuren määrän suojaustoimintoja, joita voidaan laajentaa helposti vastaamaan tulevaisuuden vaatimuksiin. /17/

Tässä opinnäytetyössä oli tarkoituksena tutkia ohjauslaitteen soveltuvuutta jakelumuuntamoautomaatioon, joten kuviossa 15 on esitetty kytkentä- ja sovellusesimerkki laajimmasta kohteesta, jossa on viisi ohjattavaa erotinta. Tämä ratkaisu mahdollistaa säteissyötön selektiivisen suojauksen kehittyneillä suunnatuilla maasulku- ja ylivirtasuojilla sekä automaattisella jälleenkytkentätoiminnolla. Lisäksi se tarjoaa virtaan perustuvan suojauksen jakelumuuntajille, energianmittauksen, sähkön laadun mittauksen, häiriötallennuksen sekä luotettavan silmukan sulkemisen. /17/

REC615:sta on toteutettu erottimien ohjaukset, sen kombisensorilla jännite- ja virran mittaukset sekä yhteen sen tulokorteista on tuotu erilaisia hälytyksiä muuntamolta. RIO600:lla on tehty yksi esimerkki digitaalisesta tulokortista, johon on mahdollista kytkeä kahdelta erottimelta tilatiedot, maadoituserottimen tilatieto sekä lähdön kauko-/paikalliskytkimen tilatieto. RIO600:lla toteutettuja tulokortteja tarvittaisiin tässä tapauksessa vielä kaksi lisää eli yhteensä kolme digitaalista tulokorttia, että saataisiin kaikkien kytkinlaitteiden tilatiedot. Tämän jälkeen jäisi vielä neljä ylimääräistä binäärituloa, jotka olisivat vapaasti käytettävissä. Lisäksi tarvitaan RIO600:ssa RTD-kortti, jolla saadaan mitattua esimerkiksi muuntajien ja kaappien/kojeistojen lämpötiloja. Useissa kohteissa jännitteen ja virran mittaus toteutetaan kyseisellä RTD-kortilla eikä sensoreilla, jolloin niistä saadaan mittaus-

tiedot eteenpäin virtaviestinä (0-20 mA). Ratkaisu vaatii kuitenkin mittamuuntimen, jotta jännite- ja virtatiedot voidaan tuoda RIO600:n RTD-kortille.



Kuvio 15. Sovellusesimerkki.

REC615 voidaan käyttää esimerkiksi tulevaisuudessa lisääntyvän hajautetun sähkötuotannon kauko-ohjaukseen ja turvalliseen suojaukseen sen kehittyneiden suojaustoimintojen ansiosta. Ratkaisu pystyy tunnistamaan jakeluverkon jännitteen menetyksen ja tarjoamaan turvallisen takaisinkytkennän verkkoon käyttämällä sen tahdissaolovalvontatoiminnallisuutta. /6/

4.4.3 Mittaustoiminnot

REC615 mittaukset voidaan suorittaa joko perinteisillä virta- ja jännitemuuntajilla sekä uudenaikaisemmilla jännite-, virta- tai kombisensoreilla. Tavallisessa analogisessa moduulissa on neljä tulokanavaa virran mittaukseen, jotka ovat käyttäjän valittavissa joko 1 A tai 5 A, lisäksi nollavirran mittaukseen voidaan valita myös 0.2 A tai 1 A. Jännitteen mittaukseen on varattuna A-konfiguraatiossa kolme kanavaa ja B-konfiguraatiossa kuusi kanava. Valinnaista lisämoduulia voidaan käyttää A-konfiguraatiossa I/O-yksikkönä, B:ssä jännitesensorien analogisena tulokanavana ja C:ssä kolmen jännitesensorin sekä kolmen virtasensorin tulokanavana. Perusjännite- ja virranmittausten lisäksi valikoimassa on myös taajuuden-, kuormituksen-, tehon ja energian mittaukset. Kaikki valittavissa olevat mittaustoiminnot on esitetty taulukossa 8. /24/

Taulukko 8. REC615 mittaus-toiminnot./24/

Toiminto	IEC61850
Häiriötallennin	RDRE1
Kolmivaiheinen virran mittaus	CMMXU1
Virran järjestyksen mittaus	CSMSQ1
Nollavirran mittaus	RESCMMXU1
Kolmivaiheinen jännitteen mittaus	VMMXU1
Kolmivaiheinen jännitteen mittaus	VMMXU2
Jännitteen järjestyksen mittaus	VSMSQ1
Jännitteen järjestyksen mittaus	VSMSQ2
Kolmivaiheinen tehon ja energian mittaus	PEMMXU1
Taajuuden mittaus	FMMXU1
Kuormituksen mittaus	LDPMSTA1

Lisäksi ohjauslaitteessa on häiriötallennintoimilohko, johon on mahdollista liittää jopa 12 analogiakanavaa ja 64 binääristä signaalia. Analogiset kanavat voidaan asettaa tallentamaan joko virtojen ja jännitteiden aallonmuotoa tai trendikäyriä, kun mitattu arvo ylittää tai alittaa asetteluarvon. Binääriset signaalit taas voidaan asettaa aloittamaan häiriötallennuksen joko binäärisignaalin nousevasta tai laskevasta reunasta tai molemmista. Tiedot tallennetaan pysyvään muistiin, josta ne voidaan helposti ladata myöhempiä vika-analyysejä varten. /24/

Kuormitusprofiili on yksi tämän ohjauslaitteen kohokohdista, jonka käyttöä toivottavasti tullaan hyödyntämään jatkossa enemmän. Kuormitusprofiili toimii tallentimena, joka tallentaa ja varastoi mittausarvoja esimerkiksi virtoja, jännitteitä ja tehoja pidemmältä aikaväliltä tallentaen ne pysyvään muistiin. Toimintoon on valittavissa jopa 12 seurattavaa arvoa ja tarkkailtava aikaväli on aseteltavissa yhdestä minuutista 180 minuuttiin. Tallennusaika riippuu seurattujen arvojen määrästä, esimerkiksi on mahdollista seurata vuoden ajan 6 arvoa 60 minuutin aikavälillä tai vastaavasti voidaan seurata kuukauden ajan 12 arvoa 10 minuutin aikavälillä. Kuormitusprofiililla on mahdollista tarkkailla esimerkiksi pienjännitepuolen sähkön laatua./6/

4.4.4 Ohjaustoiminnot

REC615-ohjauslaite mahdollistaa yhden katkaisijan ohjauksen sekä jopa viiden erottimen ohjauksen, lisäksi toimilohko ilmaisee kytkinlaitteiden tilatietoja ja sisältää lukituslogiikan. Toimilohkot suorittavat komentoja ainoastaan sillä ehdolla, että kaikki toimintaan tarvittavat edellytykset ovat kunnossa. Esimerkiksi erottimen auki- ja kiinniohjaus on mahdollista vasta, kun ohjausjännitteeltä on saatu tieto, että se on aktivoituna. Ohjaukset onnistuvat joko paikallisesti tai käytönvalvonnasta käsin, myös tilatiedot ovat näkyvissä joko paikallisesti ohjauslaitteen mimiikkanäytössä tai käytönvalvonnan valvontakuvassa. Kaikki mahdolliset ohjaustoiminnot on esitetty taulukossa 9. /24/

Taulukko 9. REC615 ohjaustoiminnot. /24/

Toiminto	IEC61850
Katkaisijan ohjaus	CBXCBR1
Erottimen ohjaus	DCXSW1
Erottimen ohjaus	DCXSW2
Erottimen ohjaus	DCXSW3
Erottimen ohjaus	DCXSW4
Erottimen ohjaus	DCXSW5
Maadoituseroottimen indikointi	ESSXSW1
Maadoituseroottimen indikointi	ESSXSW2
Maadoituseroottimen indikointi	ESSXSW3
Maadoituseroottimen indikointi	ESSXSW4
Maadoituseroottimen indikointi	ESSXSW5
Automaattinen jälleenkytkentä	DARREC1
Tahdissaolovalvonta	SECRSYNC1

Keskijänniteverkon ilmajohtojen vioista noin 80–85 % on ohimeneviä ja väliaikaisia, jotka poistuvat automaattisesti, kun taas loput vioista noin 15–20 % voidaan poistaa enää vain aiheuttaen keskeytyksen verkkoon. Jälleenkytkentätoimilohko tarjoaa yhdestä viiteen ohjelmoitavaa toimintoa, jotka voidaan suorittaa halutun tyyppisinä- ja kestoisinä perättäisinä jälleenkytkentöinä, esimerkiksi yhtenä nopeana ja yhtenä ajastettuna jälleenkytkentänä. Normaalisti yritetään tehdä vain kaksi tai kolme kertaa jälleenkytkentä ja kolmas tai neljäs kerta käytetään antamaan niin sanottu nopea lopullinen laukaisu, joka johtaa lukitsemiseen. /24/

Tahdissaolovalvonta varmistaa, että jännitteet, vaihekulmat ja taajuudet ovat avoimen katkaisijan molemmin puolin edellytysten mukaiset, jolloin katkaisija voidaan turvallisesti sulkea. Sitä käytetään suorittamaan hallitusti uudelleenkytkentöjä. /24/

4.4.5 Suojaustoiminnot

Suojaustoimintoja voidaan muokata asiakkaiden vaatimusten mukaisesti, voidaan siis tilata perus IED-laite tai paranneltu versio, jossa on valittuna enemmän suojaustoimintoja. Valinta on riippuvainen käyttökohteesta, esimerkiksi onko verkko kompensoitu vai kompensoimaton, jossa on lisäksi hajautettua sähköntuotantoa. Standardivaihtoehto tarjoaa suuntaamattoman ylivirta- ja maasulkusuojaus, mutta muut suojaustoiminnot ovat merkittävässä roolissa parantamassa sähköverkon luotettavuutta, kuten virran vastakomponenttiin perustuva ylivirtasuojaus, joka tunnistaa katkenneet johtimet. Vaihtoehtoisesti herkät vaihekatkossuojat ovat käytettävissä. Ohjauslaitteessa on myös lämpösuoja, jota käytetään suojaamaan syöttöjä, kaapeleita ja jakelumuuntajia. Ohjauslaitteen kaikki suojaustoiminnot on listattuna taulukkoon 10. /24/

Taulukko 10. REC615 suojaustoiminnot. /24/

Toiminto	IEC61850
Kolmivaiheinen suuntaamaton ylivirtasuojau, alin porras	PHLPTOC1
Kolmivaiheinen suuntaamaton ylivirtasuojau, ylin porras	PHHPTOC1
Kolmivaiheinen suuntaamaton ylivirtasuojau, hetkellistoiminta	PHIPTOC1
Kolmivaiheinen suunnattu ylivirtasuojau, alin porras	DPHLPDOC1
Kolmivaiheinen suunnattu ylivirtasuojau, alin porras	DPHLPDOC2
Kolmivaiheinen suunnattu ylivirtasuojau, ylin porras	DPHHPDOC1
Suuntaamaton maasulkusuojaus, alin porras	EFLPTOC1
Suuntaamaton maasulkusuojaus, ylin porras	EFHPTOC1
Suuntaamaton maasulkusuojaus, hetkellistoiminta	EFIPTOC1
Suunnattu maasulkusuojaus, alin porras	DEFLPDEF1
Suunnattu maasulkusuojaus, alin porras	DEFLPDEF2
Suunnattu maasulkusuojaus, ylin porras	DEFHPDEF1
Admittanssipohjainen maasulkusuojaus	EFPADM1
Admittanssipohjainen maasulkusuojaus	EFPADM2
Admittanssipohjainen maasulkusuojaus	EFPADM3
Wattmetric-pohjainen maasulkusuojaus	WPWDE1

Toiminto	IEC61850
Wattmetric-pohjainen maasulkusuojaus	WPWDE2
Wattmetric-pohjainen maasulkusuojaus	WPWDE3
Harmonisiin yliaaltoihin perustuva maasulkusuojaus	HAEFPTOC1
Virran vastakomponenttiin perustuva ylivirtasuojaus	NSPTOC1
Virran vastakomponenttiin perustuva ylivirtasuojaus	NSPTOC2
Vaihekatkossuoja	PDNSPTOC1
Nollajännitesuoja	ROVPTOV1
Nollajännitesuoja	ROVPTOV2
Kolmivaiheinen alijännitesuojaus	PHPTUV1
Kolmivaiheinen alijännitesuojaus	PHPTUV2
Kolmivaiheinen alijännitesuojaus	PHPTUV3
Kolmivaiheinen ylijännitesuojaus	PHPTOV1
Kolmivaiheinen ylijännitesuojaus	PHPTOV2
Kolmivaiheinen ylijännitesuojaus	PHPTOV3
Jännitteen myötäkomponenttiin perustuva alijännitesuojaus	PSPTUV1
Jännitteen vastakomponenttiin perustuva ylijännitesuojaus	NSPTOV1
Taajuussuojaus	FRPFRQ1
Taajuussuojaus	FRPFRQ2
Kolmivaiheinen lämpösuojaus syöttölaitteille, kaapeleille ja jakelumuuntajille	T1PTTR1
Kolmivaiheinen kytkentävirtasysäys-ilmaisoin	INRPHAR1
Päälaukaisu/trippaus	TRPPTRC1
Päälaukaisu/trippaus	TRPPTRC2
Monikäyttöiset suojaukset (1-6 kpl)	MAPGAPC1-6
Kuormanpudotus ja palautus	LSHDPRQ1

Ohjuslaite tarjoaa monipuoliset suojaustoiminnot, joita voidaan käyttää tehostamaan vianpaikannusta, nopeuttamaan kytkentöjen tekoa ja ennaltaehkäisemään verkossa syntyviä vikoja sekä tehostamaan huoltoa ja kunnossapitoa. Tämä ratkaisu laskee parhaimmillaan sähkökatkojen kestoa jopa kymmenyksen.

4.5 RIO600 lisä I/O-yksikkö

RIO600 on ulkoinen I/O-yksikkö, joka on suunniteltu laajentamaan digitaalisten I/O:den lukumäärää ABB:n Relion-sarjan IED-laitteille eli älykkäille laitteille, joilla tarkoitetaan yleensä suojareleitä tai ohjuslaitteita, kuten tässä tapauksessa REC615. IED-laitteilla voidaan kuitenkin tarkoittaa periaatteessa kaikkia verkon älykkäitä laitteita, joista löytyy prosessori. /4/

RIO600:lla on modulaarinen rakenne, mikä tarkoittaa sitä, että se koostuu eri moduuleista, joita pystytään yhdistelemään käyttötarpeiden mukaan. Saatavilla on jännitelähde-, kommunikointi-, ja I/O-yksikköjä, johon voi valita halutessaan digitaalitulomoduulin (DIM 8 kanavaa), digitaalilähtömoduulin (DOM 4 kanavaa), RTD-mittausmoduulin (RTD 4 kanavaa) tai analogialähtömoduulin (AOM 4 kanavaa). Vähimmäisvaatimuksena on kuitenkin jännitelähde-, kommunikointi- ja I/O-yksikkö, josta on nähtävissä esimerkki kuvista 16. Tällöin käytössä on yhteensä 12 kanavaa, joista 8 on digitaalituloja ja 4 on digitaalilähtöjä. Yhdellä jännitelähteellä on mahdollista syöttää maksimissaan 20 binääristä I/O-signaalia, eli esimerkiksi 1*DIM, 2*DOM ja 1*RTD. Vastaavasti taas kahdella jännitelähteellä voidaan syöttää maksimissaan 40 binääristä I/O-signaalia, eli esimerkiksi 3*DIM, 2*DOM ja 2*RTD. Moduulit voidaan asentaa kätevästi standardi DIN-kiskoon./4/

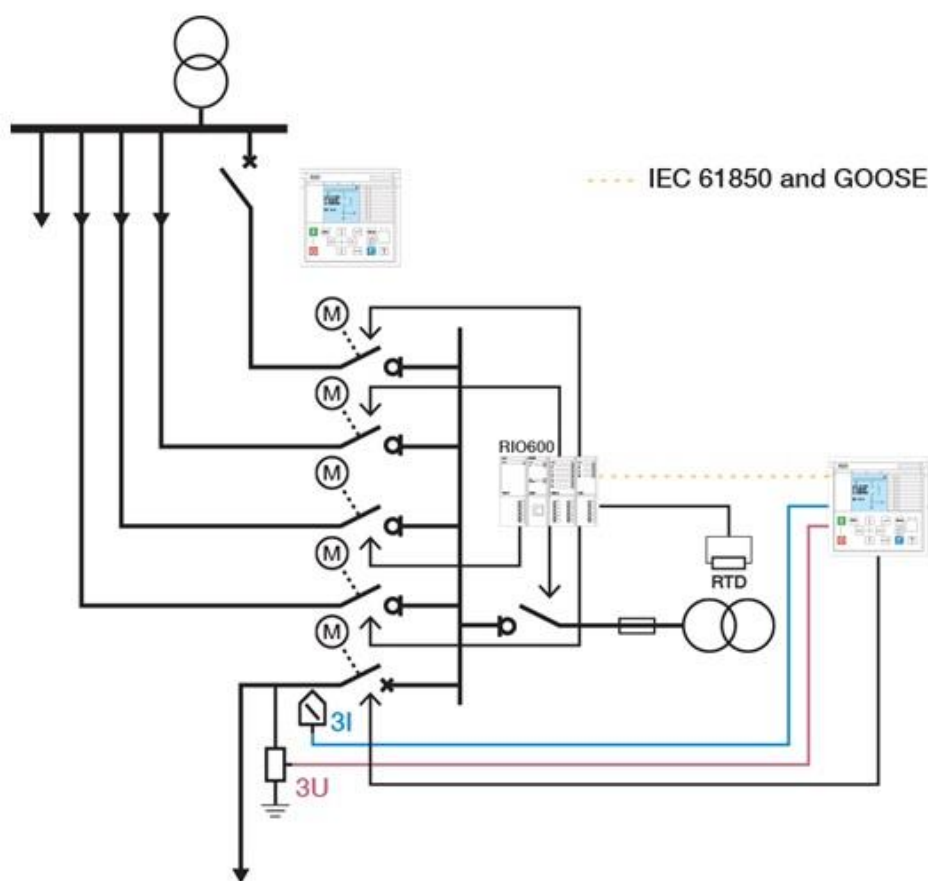


Kuvio 16. RIO600 lisä I/O-yksikkö. /4/

RIO käyttää kommunikointiin IEC 61850 GOOSE –sanomia (Generic Object Oriented Substation Event), jotka ovat IEC 61850-standardin tapa välittää aika-kriittisiä viestejä laitteiden välillä. GOOSEa käytetään IED-laitteiden välisessä horisontaalisessa eli suorassa liikenteessä, jolloin datan ei tarvitse kiertää minkään erillisen pääjärjestelmän kautta, kuten muissa master-slave –tyyppisissä yhteyksissä, vaan tieto voidaan toimittaa suoraan toiselle IED-laitteelle. Esimerkiksi suo-

jareleen tunnistessa tapahtuman se lähettää yhtäaikaaisesti GOOSElla tiedon tapahtumasta myös muille suojareille, joiden tulee saada tieto 4 ms sisällä, joka mahdollistaa laitteiden nopean reagoinnin. /4/

RIO600:aan on sisäänrakennettu itsevalvontaominaisuus, joka valvoo jatkuvasti laitteiston tilaa ja ohjelmiston toimintaa, vian tai toimintahäiriön sattuessa, lähtee siitä hälytys operaattorille. RIO600-moduulit on varustettu erilaisilla indikointi-LEDeillä. Kaikista moduuleista löytyy moduulin oma ”Ready”-indikointi, I/O-moduuleista löytyy jokaiselle tulolle ja lähdölle oma ”Status”-ledi ja kommunikointimoduulissa on kommunikaatioyhteyden liittyviä diagnostiikkaledejä. /4/



Kuvio 17. RIO600 käyttökohde muuntamolla. /6/

RIO600:n I/O-yksikköä voidaan hyödyntää monella tavalla sen modulaarisen rakenteen vuoksi, mikä mahdollistaa tarpeen vaatiessa laajennuksen jälkeenpäin. Muuntamokohteet, joissa on enemmän kuin neljä ohjattavaa kohdetta toteutetaan RIO600:en laajennusyksiköllä, joka on kuvattuna kuviossa 17. Lisäksi siihen on

mahdollista liittää lämpötilan mittauksia, kuten muuntajan lämpötilan mittaus. Yleensä muuntamokohteissa RIO600:aa hyödynnetään REC615:sta kanssa lämpötilan mittauksiin RTD-yksiköllä ja DIM:llä laajentamaan digitaalisten tulojen määrää. RIO600:n avulla voidaan kerätä hälytyksiä ja tapahtumia sekä ohjata kohteita tarvittaessa esimerkiksi erottimia. /4/

4.6 Kommunikointiprotokollat

REC615 yhtenä parhaimpana ominaisuutena pidetään sen tukemia kommunikointiprotokollia, joita käytetään ala-asemien ja käytönvalvontajärjestelmien välisessä kommunikoinnissa. Protokollan valinta riippuu pitkälti siitä, mitä standardia (IEC vai ANSI) kyseisessä maassa noudatetaan, ANSIlla tähdätään Amerikan markkinoille ja IEC:llä Euroopan markkinoille. Valintaan vaikuttaa myös onko järjestelmä vanha vai uusi, koska vanhoissa järjestelmissä kommunikointi toteutetaan usein sarjaliikenteellä kun taas uusissa järjestelmissä käytetään kommunikointiin IP-verkkoa. Alla on esiteltyä REC615 tukemat protokollat.

4.6.1 IEC 61850

IEC 61850-protokolla on kansainvälinen standardi, joka määrittelee kehyksen tietoliikenneverkoille ja -järjestelmille sähköasemalla. Standardin tavoitteena on ollut päästä eroon valmistajakohtaisista ratkaisuksista sekä ylimääräisistä protokollamuunnoksista. Tarkoituksena on ollut luoda maailmanlaajuinen laitevalmistajasta riippumaton tiedonsiirtoprotokolla, joka käyttää tiedonsiirtoon laajalti hyväksyttyjä ja käytettyjä ethernetiä ja TCP/IP-verkkoa. Protokollaperheeseen kuuluu myös oleellisena osana GOOSE-sanoma, joka on suunniteltu nopeaan tiedonsiirtoon I/O-laitteiden välille. Tällä hetkellä IEC 61850-protokolla on käytössä lähinnä sähköasemien sisäisessä liikenteessä kuten IED-laitteiden sekä IED-laitteiden ja kommunikaatio-gatewayn (protokollamuunnin) välisissä yhteyksissä, eikä liikennöintiä yleensä toteuteta ulottumaan kyseisellä protokollalla ala-aseman ulkopuolelle. /16/

4.6.2 IEC 60870-5-101/-104

IEC 60870-5-101-protokolla on perinteisen kaukokäytön sarjaliikenteinen tiedonsiirtoprotokolla, joka on suunniteltu käytettäväksi ala-asemien ja käytönvalvontajärjestelmien väliseen kommunikointiin. Protokollalla on mahdollista toimia joko balansoidussa tai balansoimattomassa tiedonsiirrossa. Balansoimattomassa tiedonsiirrossa käytönvalvontajärjestelmä kontrolloi dataliikennettä pollaamalla ala-asemia peräkkäisessä järjestyksessä. Tässä tapauksessa käytönvalvontajärjestelmä toimii siis masterina ja lähettää orjalaitteille kyselyitä, jonka jälkeen ala-asema lähettää kyselyyn vastauksen, eli tietoja lähetetään vasta kun niitä pyydetään. /22/

Käytettäessä balansoitua tiedonsiirtoa voi jokainen ala-aseman laite aloittaa itsenäisesti viestin lähetyksen tai kyselyn muilta väylän laitteilta ilman erillistä kyselyä ja ala-asemat voivat toimia yhtäaikaaisesti valvonta-asemien kanssa. Balansoidussa järjestelmässä tiedot tapahtuneesta siirtyvät välittömästi valvonta-asemalla, kun taas balansoimattomassa järjestelmässä vasta seuraavassa kyselyssä. Tässä on omat etunsa, sillä balansoimaton järjestelmä on yksinkertaisempi toteuttaa ja lisäksi voidaan valita mitä tietoja ala-asemilta pyydetään ja koska, jolloin saadaan vain tarvittavat tärkeät tiedot selville. /22/

IEC 60870-5-104 on uudenaikaisissa TCP/IP-verkoissa toimiva kaukokäyttöprotokolla, joka siis mahdollistaa tiedonsiirron ethernet-verkon välityksellä. IEC 60870-5-101/-104-protokollien toiminnallisuus sovelluskerroksella on lähes samanlainen. Peruserona näiden protokollien välillä pidetään niiden tapaa käsitellä tietoja ja tapahtumia. IEC 60870-5-104-protokolla mahdollistaa tapahtumien lähettämisen symmetrisesti, mikä tarkoittaa sitä, että samassa verkossa olevat ala-asemat pystyvät lähettämään ja vastaanottamaan tietoa samanaikaisesti, kun käytönvalvontajärjestelmä suorittaa taustalla toimintaansa. Suurimpana etuna IEC 60870-5-104-protokollassa voidaan pitää standardoidun tiedonsiirtoverkon käyttöä, jonka kautta tiedonsiirto on mahdollista useiden laitteiden ja palveluiden välillä. Näin ollen verkko saadaan yhä tehokkaammin käyttöön ja tiedot esimerkiksi hälytyksistä saadaan toimitettua nopeammin. /22/

4.6.3 DNP3.0

DNP3.0 (Distributed Network Protocol) protokolla sai alkunsa, kun IEC 60870-5-protokollaperhe oli vielä kehitysvaiheessa, eikä sitä ollut vielä ehditty standardoimaan. Oli kuitenkin tarve luoda standardi, joka mahdollistaisi liikennöinnin eri SCADA-valmistajien komponenttien välillä. Niinpä vuonna 1993 General Electrical -yhtiö (aiemmin tunnettu Westronic nimeltä) kehitti ratkaisun, jossa on osaksi käytetty IEC 60870-5-standardin varhaisten versioiden teknisiä tietoja. Perustana oli luoda avoin ja välittömästi toteutettavissa oleva protokolla, joka on suunnattu nimenomaan vastaamaan ANSI-maiden kaukokäyttösovellusten tarpeita ja vaatimuksia. Protokolla mahdollistaa eri laitevalmistajien laitteiden välisen kommunikoinnin ala-asemalaitteiden välillä sekä kenttälaitteiden välisessä kommunikoinnissa. Alkuvaiheessa liikennöinti oli hidasta sarjaliikennettä, mutta verkkojen kehityksen myötä protokolla on kehitetty toimimaan pakettikytkentäisissä TCP/IP-verkoissa. DNP3-protokolla onkin yksi maailman käytetyimmistä tiedonsiirtoprotokollista IED-laitteiden ja RTU-yksiköiden välillä. /11/

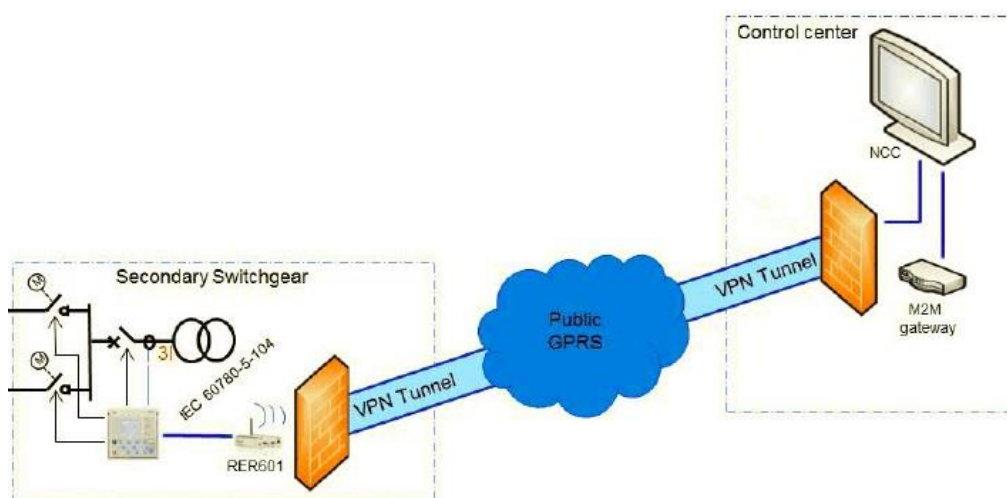
4.6.4 Modbus

Modbus on Modiconin kehitelemä sarjaliikenneprotokolla, joka on tavallisesti tarkoitettu käytettäväksi ohjelmoitavien logiikoiden (PLC) sekä RTU-laitteiden kanssa. Modbus-protokollasta on kaksi erilaista versiota, sarjaliikenteeseen perustuva kommunikointi ja Ethernetpohjainen TCP/IP. Modbusin sarjaliikenneprotokolla on master-slave -tyyppinen protokolla, joka käyttää kommunikointiin kahta liikennöintitilaa RTU ja ASCII, joita molempia REC615 tukee. /23/

Ethernetpohjainen TCP/IP on asiakas-palvelin -tyyppinen kommunikointitapa, jossa IED-laite toimii kuten Modbus-palvelin. Yhteys muodostetaan, kun asiakas avaa TCP-yhteyden palvelimelle. Liikennöintiin on varattuna portti 502. Jos yhteyspyyntö hyväksytään palvelimen toimesta, asiakas voi aloittaa kommunikoinnin palvelinyksikön kanssa. IED-laitteet voivat hyväksyä samanaikaisesti useita työasemayhteyksiä ja laitteisiin on mahdollista määritellä hyväksymään yhteyspyynnöt ainoastaan asiakkaiden tunnetuista IP-osoitteista. /23/

4.7 Tietoliikennratkaisu jakelumuuntamolla

Tietoliikennratkaisun ytimenä toimii älykäs REC615, joka käyttää kommunikointiin esimerkiksi IEC 60870-5-104-protokollaa sekä radioverkkokomponentti RER601, joka tarjoaa suojatun IP-yhteyden käyttäen VPN-tunnelointia. Tässä käytetty ratkaisu perustuu langattomaan radioyhteyteen, joka käyttää tietoliikenteeseen julkista matkapuhelinverkkoa (GPRS). Yksi mahdollinen tietoliikennratkaisu muuntamolle on esitetty kuviossa 18. /6/



Kuvio 18. Tietoliikennratkaisu jakelumuuntamolla. /6/

VPN-ratkaisulla voidaan tehokkaasti, nopeasti ja luotettavasti luoda toimiva kokonaisuus, johon on mahdollista liittää kaikki tarvittavat IED-laitteet (REC615), verkonhallintajärjestelmät (MicroSCADA) sekä tarvittaessa myös muita tuotteita kuten ohjauslaitteen konfigurointityökalu PCM600. Tämän tyyppisen ratkaisun etuina ovat esimerkiksi jatkuva kaksisuuntainen IP-pohjainen kommunikaatio, luotettavuus, etähallittavuus ja alhaiset käyttökustannukset. /6/

5 REC615 LIITTÄMINEN MICROSCADAAN IEC 61850- PROTOKOLLALLA

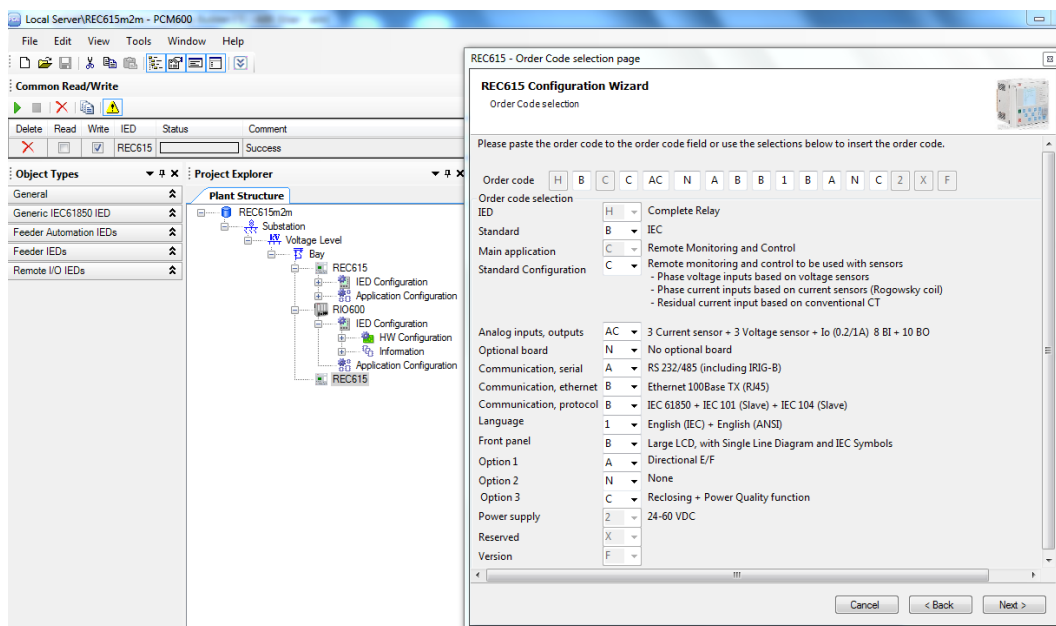
Tässä luvussa tutustutaan IED-laitteiden liittämiseen MicroSCADA-käytönvalvontajärjestelmään IEC 61850-protokollalla.

5.1 IED-laitteiden konfigurointi

Työ aloitettiin asentamalla ABB:n PCM600-ohjelma, joka on tarkoitettu IED-laitteiden konfigurointiin. Ohjelma tukee IEC 61850-protokollaa, joka mahdollistaa myös horisontaalisen GOOSE-kommunikoinnin konfiguroimisen. PCM600 voidaan liittää mihin tahansa IED-laitteeseen toimivan Ethernet-yhteyden avulla. Yhteyttä voidaan käyttää huolto- ja muutostöissä sekä häiriötallennusta varten.

PCM600-ohjelmaan ladataan käytettävien IED-laitteiden ns. liitäntäpaketti (Connectivity Package). Liitäntäpaketti koostuu laiteriippuvasta ohjelmistosta sekä laitteen erityistiedoista. IED-laitteet voidaan tuoda ohjelmaan joko offline- tai online-tilassa. Offline-tilassa määritellään laitteen tyyppikohtainen sarjanumero käsin ja tämän perusteella ohjelma hakee laitteen kokoonpanon ohjelmaan.

PCM600-ohjelmalla voidaan hakea online-tilassa olevia laitteita projektiin IP-osoitteiden perusteella, jolloin tiedot luetaan suoraan IED-laitteelta. REC615 sekä RIO600 saatiin lisättyä projektiin kytkemällä ne RJ-45 portista ethernet-kaapelilla tietokoneeseen, jolloin näyttöön avautuu REC615 Configuration Wizard. Ohjauslaite lisättiin ohjelmaan online-tilassa, protokollaksi valittiin IEC 61850 ja lisäksi syötettiin ohjauslaitteen oma takaportin IP-osoite. Tämän jälkeen ohjelma alkoi lukea laitteelta sen omaa tyyppikohtaista sarjanumeroa, joka määrittelee mitä toimintoja kyseisessä ohjauslaitteessa on saatavilla. Kuviossa 19 on esitettynä esimerkkinä uuden ohjauslaitteen lisääminen projektiin online-tilassa, myös RIO600:n lisääminen onnistuu vastaavalla tavalla.



Kuvio 19. Ohjauslaitteen lisääminen PCM600-ohjelmaan.

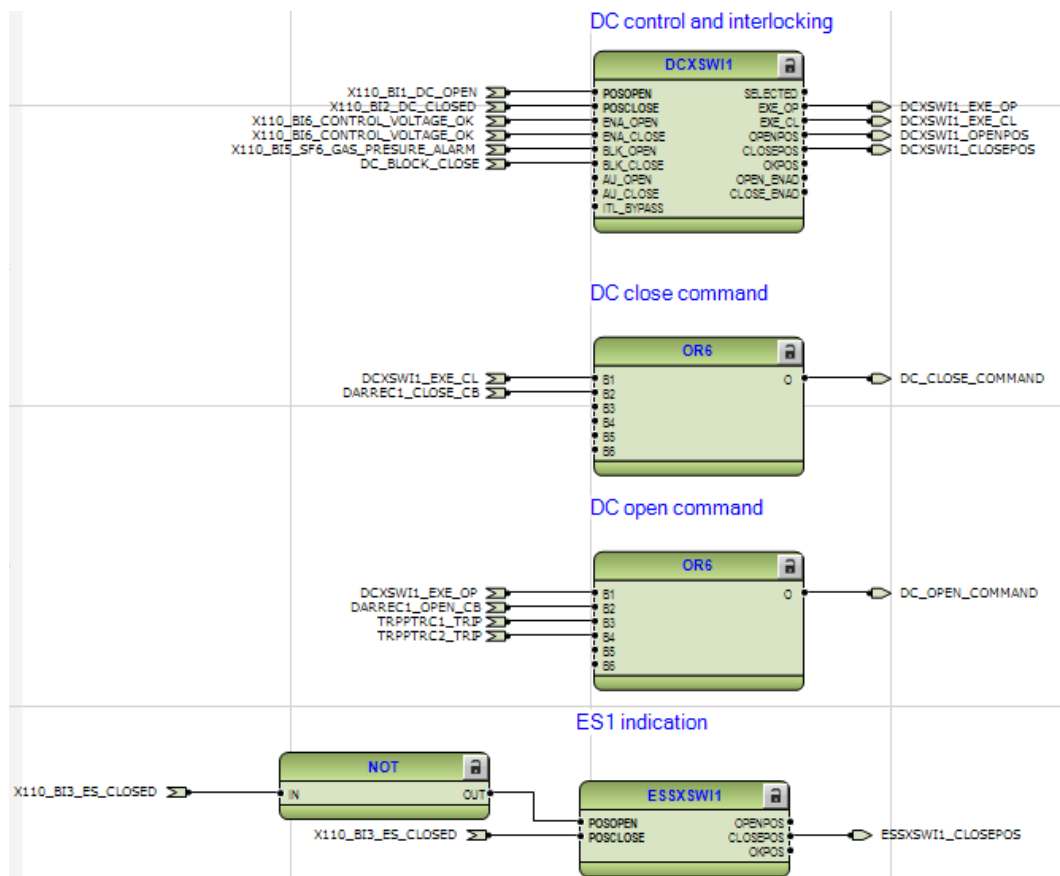
PCM600-projektissa tulee jokaisella IED-laitteella olla oma uniikki tekninen avain, näin ollen samassa projektissa ei voi olla usealla laitteella samaa teknistä avainta. Tekninen avain on oltava täsmälleen sama sekä laitteella että PCM600-ohjelmassa, muuten ei ole mahdollista ladata laitteelle ohjelmassa tehtyjä muutoksia. Ohjauslaitteen asennus viimeistellään ”Read from IED”, jolla saadaan luettua laitteen uniikki tekninen avain. Vaihtoehtoisesti tekninen avain voidaan myös asettaa laitteelle valitsemalla ”Write to IED”, joka kirjoittaa laitteelle ohjelmassa tehdyt muutokset. Kun konfigurointi on valmis ja laitteelle on tehty tarvittavat asetukset ja muutokset, otetaan CID-tiedosto exporttina myöhempää käyttöä varten.

5.1.1 Ohjauslaitteen toimilohkot ja kytkennät testausta varten

Aluksi työssä käytettiin ohjauslaitteeseen valmiiksi ladattua aloituskonfiguraatiota, jota muokattiin hieman omien käyttötarpeiden mukaisesti. Erottimen ohjaus ja asennon osoitus on toteutettu laitteen toimilohkolla DCXSWI1, josta on saatavissa erottimen ohjaukset sekä tilatiedot. Lohkon vasemmalla puolella on aseteltuna erottimen toiminnalle ehtoja, jotka mahdollistavat ohjauksen turvallisesti. Testausta varten erottimelle johdotettiin ohjausjännite, joka toteutti ENA_OPEN ja

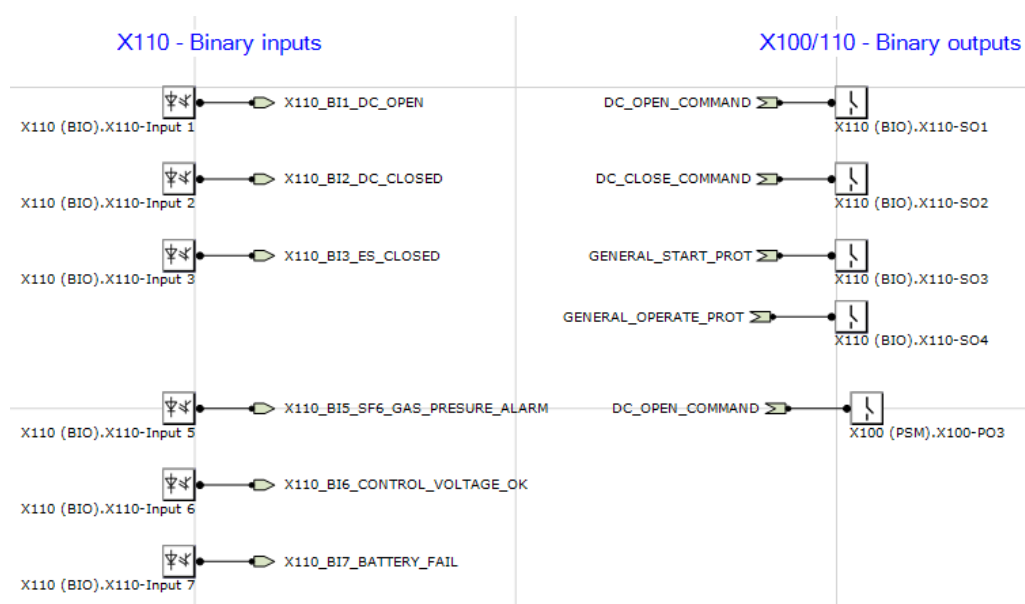
ENA_CLOSE:n ehdot ja antoi ohjata erotinta. Ohjausjännite saatiin ohjauslaitteen X110 BI6-tulolta, jossa miinus kytkettiin X110.9 ja plussa X110.10 liittimeen. Toimilohkon oikealla puolella on EXE_OP ja EXE_CL, joita tarvitaan suorittamaan erottimen auki- tai kiinniohjaus. Lisäksi testaukseen tarvittiin apurele, jonka avulla voitiin erotinta ohjata auki ja kiinni sekä saatiin erottimen tilatiedot näkyville MicroSCADAan.

Maadoituserottimet eivät ole ohjattavissa, joten ESSXSWI1-toimilohkoa käytettiin maadoituserottimen tilatiedon tuomiseen käytönvalvontajärjestelmään. Kytkenät tehtiin ohjauslaitteessa X110 BI3-tulolla, jossa plussa kytkettiin X110.5 ja miinus vastaavasti X110.6 liittimeen. Kuvioista 20 on nähtävissä erottimen ja maadoituserottimen toimilohkot.



Kuvio 20. Erottimien toimilohkot.

Ohjauslaitteessa olevat binääriset tulo- ja lähtösignaalit on esitetty kuviossa 21, jonka mukaan signaalit johdotetaan ohjauslaitteelle testausta varten. Johdotusta varten katsottiin erikseen jokaiselle tulo- ja lähtösignaalille ohjauslaitteen Application Engineering Guidesta oikeat riviliittimet, johon kytkennät tehtiin. Esimerkiksi SF₆-kaasuhälytys kytkettiin X110 BI5-tulolle, jossa johdotettiin plussa X110.8 ja miinus X110.9 liittimeen, miinus tuodaan avattavan riviliittimen kautta, jolla saadaan aikaiseksi myös hälytykset. Muut hälytykset ja tilatiedot johdotettiin samalla tavalla, mutta johdotuksissa oli oltava tarkkana, sillä joissain tulosignaali-liittimissä plussan ja miinuksen paikat olivat päinvastaiset.



Kuvio 21. I/O-signaalit.

Lähtösignaalien tarkat riviliitinnumerot katsottiin myös samasta manuaalista ja esimerkkinä erottimen auki-ohjaus, jossa käytettiin apuna apurelettä. Apureleeltä kytkettiin X110 SO1-lähtöreleelle, jossa plussa tuotiin X110.14 ja miinus X110.15. Tilatiedot saatiin apureleeltä, josta esimerkiksi aukitieto johdotettiin X110.1 ja miinus tuotiin X110.2 liittimeen. Samalla tavalla toteutettiin myös kiinniohjaus.

5.1.2 RIO600:n käyttö

RIO600-yksikköä hyödynnettiin tässä työssä muuntajan lämpötilan mittaukseen Pt100-anturilla, koska useimmat asiakkaat haluavat reaaliaikaisen muuntajan lämpötilan seurannan omasta kohteestaan. Näin ollen lämpötilan seurannasta voidaan ennustaa tarpeet huoltoon sekä saada tieto muuntajan käyttöiästä. Tämän avulla sähköyhtiö saa suuntaa antavan tiedon muuntajiin kohdistuvista investoinnin tarpeista.

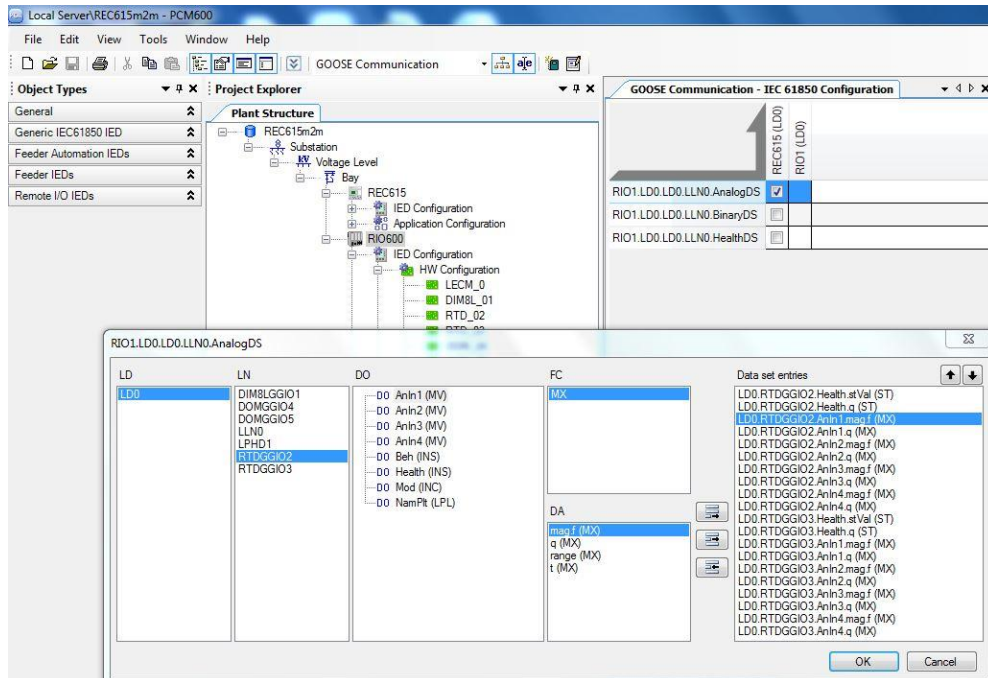
RIO600:en RTD_02-korttiin kytkettiin 3-johdinkytkennällä Pt100-anturi, jonka valkoinen johdin kytkettiin kortin 1+ liittimeen, punainen 1- liittimeen ja toinen punainen 1C liittimeen. PCM600-ohjelmassa kytketty kanava otettiin käyttöön kyseisen kortin ”Parameter Setting” –kohdasta ja kanavalle tehtiin kuvion 22 mukaiset asetellut. Yhdellä kortilla on siis mahdollista mitata neljää eri lämpötilaa, mutta kanavia voidaan yhtä hyvin hyödyntää myös jännitteen ja virran mittaukseen, kun väliin tuodaan mittamuunnin.

Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
RTD_02					
Channel 1					
Input Mode		Pt100			
Conn Type		3-wire			
SuperVision Time		5		1	5
Value Unit		Degree Celsius			
Value Max		100		-40	200
Value Min		0		-40	200
Value High High		60		-40	200
Value High		40		-40	200
Value Low		18		-40	200
Value Low Low		16		-40	200
Deadband Value		0.5	%	0.5	10.0
Channel 2					
Input Mode		Not in use			
Channel 3					
Input Mode		Not in use			
Channel 4					
Input Mode		Not in use			

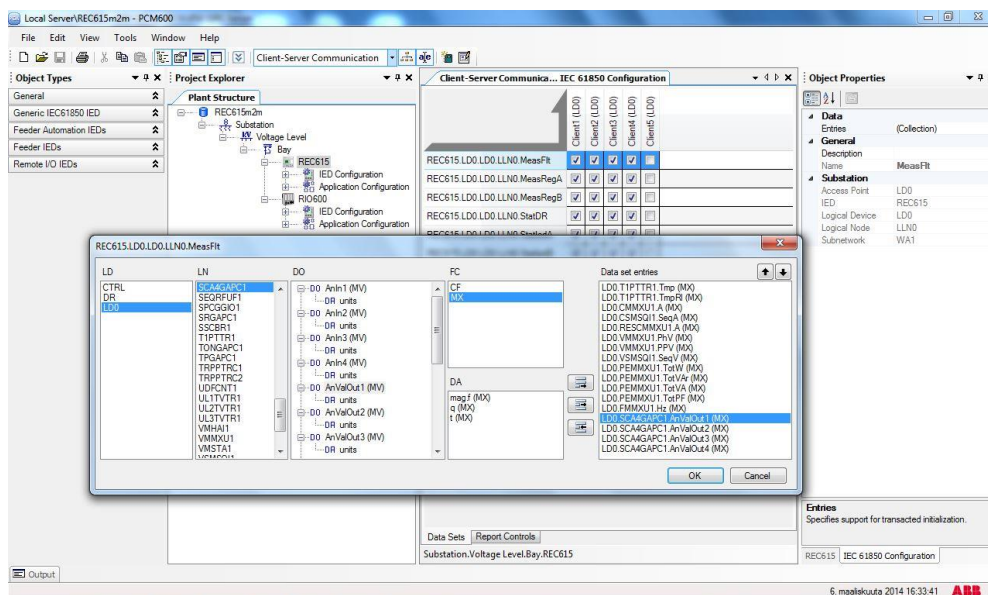
Kuvio 22. RIO600:n RTD-kortin kanava-asettelut.

Kanavamäärittelyiden jälkeen valitaan IEC 61850 Configuration –välilehdeltä GOOSE Communication, jossa on liitäntäpaketin automaattisesti luomat oletus GOOSE datasetit. Tässä tapauksessa oletusdataseteistä valitaan lähetettäväksi vastaanottavalle laitteelle analogidatasetti, jonka details-valikossa on valittuna loh-

kot ja tiedot mitä RIO600:lta lähetetään GOOSElla ohjauslaitteelle. RIO600:n asettelut on esitettyä kuviossa 23 ja REC615 kuviossa 24.

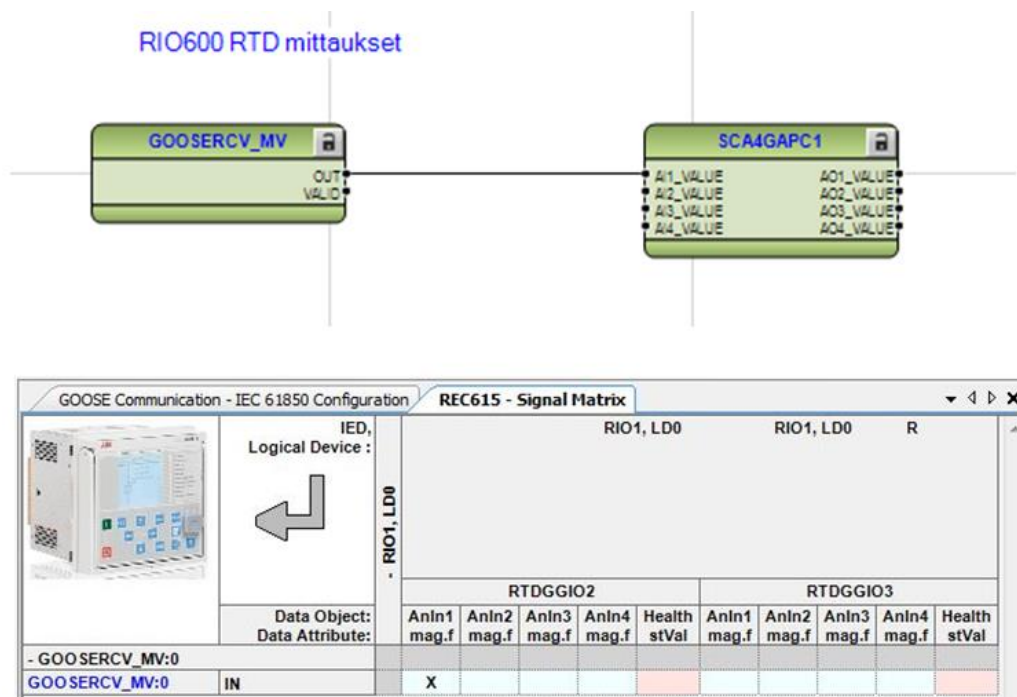


Kuvio 23. RIO600:n GOOSE asettelut PCM600:lla.



Kuvio 24. REC615 asettelut.

Tämän jälkeen valittiin ohjauslaitteesta (REC615) Application Configuration – välilehti, johon lisättiin GOOSERCV_MV –lohko. Lohkon loppupääte _MV-tarkoittaa Measured Value, jota käytetään siis mittausravotulojen tuomiseen. GOOSEn lähettämä sanoma vastaanotetaan kyseisellä toimilohkolla, josta data siirretään ohjauslaitteen toimilohkoon SCA4GAPC1:lle. SCA4GAPC1 on analogisten arvojen skaalauslohko, jonka AI1_Value:en tulee GOOSElla siirretty mittausrvo ja skaalauksen jälkeen saadaan arvo AO1_Value:sta. Näiden asetteluiden jälkeen valittiin vielä Signal Matrix –välilehti, jossa haluttu signaali kytkettiin GOOSERCV_MV –lohkoon. Tämän jälkeen muutokset tallennettiin ja ladattiin sekä ohjauslaitteelle että RIO600:lle. Kuviosta 25 on nähtävissä tehdyt muutokset.



Kuvio 25. REC615 tehdyt muutokset PCM600:lla.

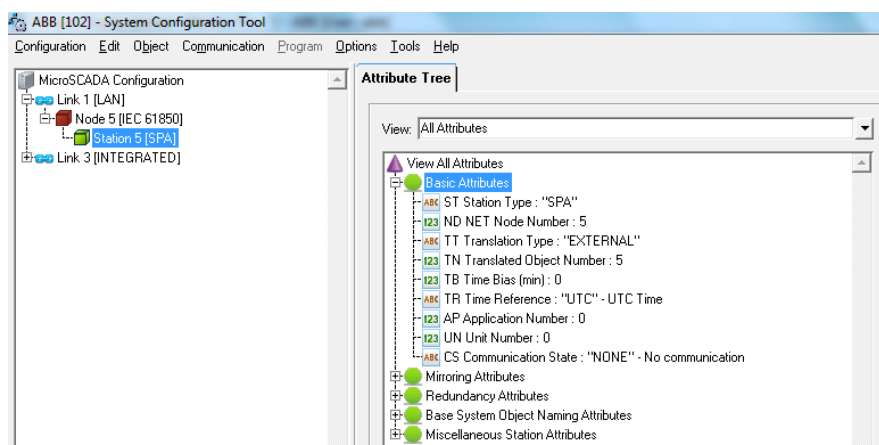
Tehtyjen muutoksien jälkeen testattiin yhteyden toimivuus ensin OPC Serverillä, jotta voitiin olla varmoja, että tiedot tulevat oikein.

5.2 Liityntä MicroSCADAan

MicroSCADA on ABB:n kehittelemä käytönvalvontajärjestelmä, jonka käyttöalueeseen kuuluu pääasiassa sähköasemien kaukokäyttö. Toiminta perustuu tietokantoihin, joihin on tallennettuna jakeluverkon hallinnan kannalta kaikki oleelliset tiedot. Tavallisesti se sisältää katkaisijoiden ja erottimien kauko-ohjauksen, muuntajien käämikytkimien kauko-ohjauksen sekä erilaisia mittauksia sähköaseman kiskostolta ja johtolähdöistä. Kaukokäyttöjärjestelmän tarkoitus on muodostaa reaaliaikainen liityntä jakeluprosessin tärkeimpiin osiin. Järjestelmän kautta on mahdollista hoitaa kauko-ohjaukset, valvonta, hälytysten ja tapahtumien käsittely sekä laskenta ja raportointi. MicroSCADA toimiikin käyttöliittymänä valvottavan kohteen ja käyttäjän välillä. Erityisesti poikkeustilanteissa järjestelmän on toimitava moitteettomasti, jotta valvomossa oltaisiin jatkuvasti ajan tasalla jakeluverkon tilasta. /7/

5.2.1 Kommunikointijärjestelmän konfigurointi

Eri kommunikointilinjojen konfigurointi tapahtuu käynnistämällä MicroSCADA Pro SYS600 Monitor, josta saadaan Tool Managerista System Configuration – työkalulla luotua käytettävät linjat eri protokollille. Configuration-välilehdeltä valitaan Open Active, jolloin pystytään lisäämään ja luomaan uusia linjoja. Kuviossa 26 on esitettyä luotu linja.

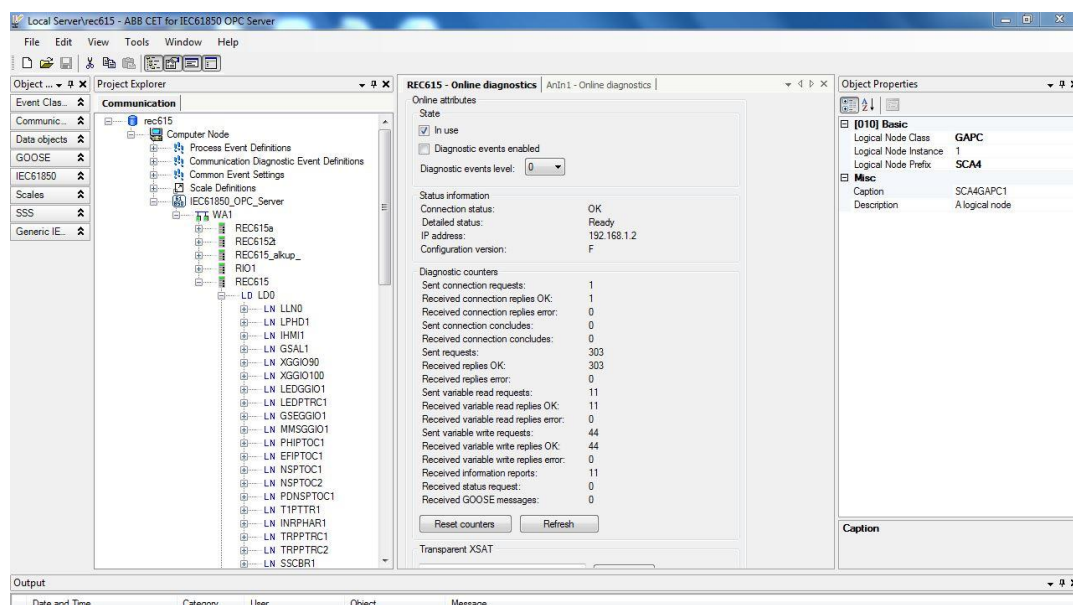


Kuvio 26. IEC 61850-linjan luominen.

Tässä tapauksessa lisätään uusi linja klikkaamalla hiiren oikealla MicroSCADA Configuration ja valitaan käytettäväksi LAN Link 1. Tämän jälkeen luodaan OPC DA Clientia varten Node 5 (IEC 61850). Sen jälkeen määritellään uusi IEC-asema ja asemalle annetaan Station Addressiksi 5. Tämän jälkeen valitaan Configuration ja Save Active, jonka jälkeen MicroSCADA on käynnistettävä uudelleen, jotta tehdyt asetellut astuvat voimaan.

5.2.2 OPC Server

Seuraavaksi käynnistetään OPC Server ja sieltä valitaan Communication Engineering Tool, jonne luodaan uusi projekti New-Communication-Computer Node. Tämän alle luodaan uusi IEC 61850 OPC Server, Subnetwork ja uusi IEC 61850 IED-laite. Klikkaamalla hiiren oikealla IEC 61850-laitetta saadaan tuotua PCM600-ohjelmalla tehty CID-tiedosto, jolla saadaan tuotua kaikki ohjauslaitteen tiedot myös kätevästi OPC Serverille. Valitaan hiiren oikealla Computer Noden päällä Management, jossa päivitetään ja uudelleen ladataan konfigurointi. Kun OPC Serverille on saatu tehtyä kaikki tarvittavat asetellut ja määrittelyt voidaan sillä esimerkiksi testata yksittäisen laitteen IEC 61850-yhteyksiä klikkaamalla hiiren oikealla esimerkiksi REC615 päällä ja valitsemalla Online diagnostics. Statuskentästä näet laitteen tilan ja Diagnostic counters –kohta kertoo laitteen toiminnasta, jossa on näkyvissä lähetetyn ja vastaanotetun tiedon määrä. Kuviossa 27 on näkyvissä yhteyden testaus.

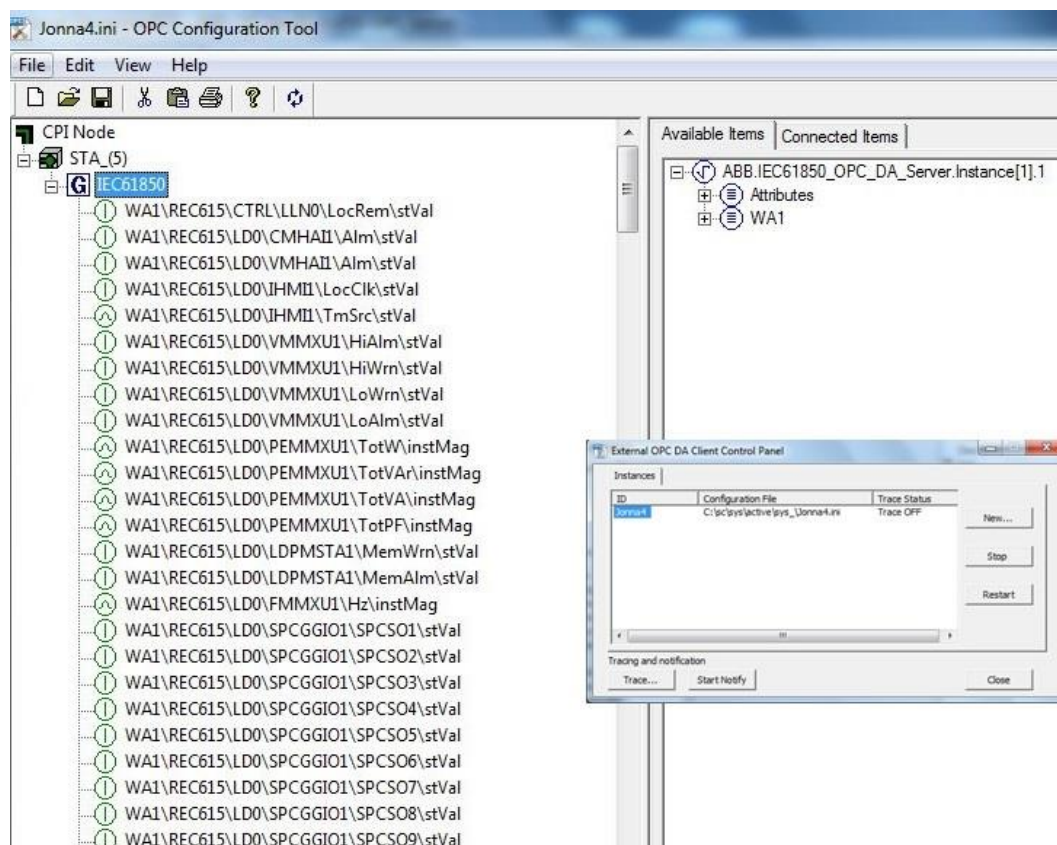


Kuvio 27. Yhteyden testaus.

Online diagnostics –toiminnolla voidaan suorittaa yhteyden testaus myös yksittäisten lohkojen sisällä olevalle datalle. Siten esimerkiksi testattiin RIO600:lta tuleva lämpötilan mittaus, valittiin SCA4GAPC1-lohko ja sen alta testattava AnVaIOut1, jossa voi seurata mittauksen tilaa sekä asettaa ja muuttaa arvoja.

5.2.3 Tietokannan luonti

Yhteyden testauksen jälkeen tuodaan seuraavaksi PCM600:ssa otettu CID-tiedosto myös OPC Configuration Tooliin, joka luo kuvion 28 mukaisen tietokannan. Joitain tietokantapisteitä jouduttiin kuitenkin muokkaamaan ja hakemaan uudelleen käsin, koska automaattinen tietokannan luonti oli hakenut joitain pisteitä väärästä paikasta. Muokkaus tapahtui Item editorissa, jossa poimittiin yksi kerrallaan muokattava piste oikeasta polusta.



Kuvio 28. OPC tietokanta ja DA Client.

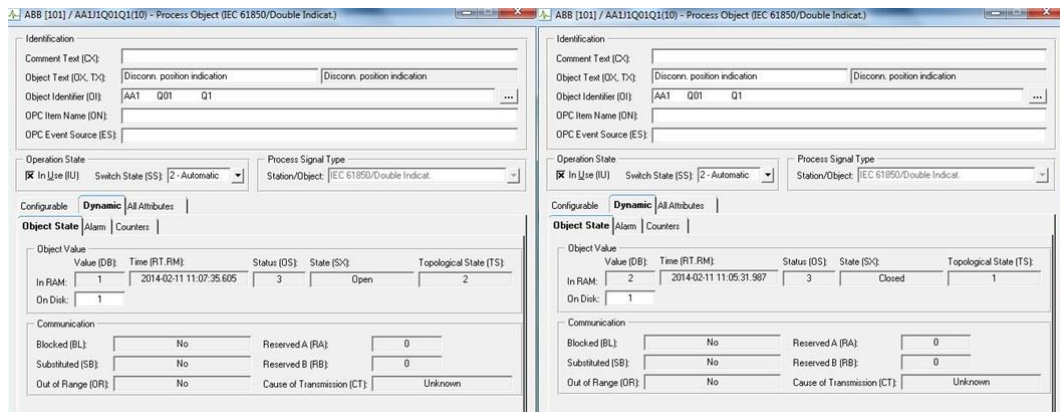
Tietokannan muokkauksen jälkeen tiedosto tallennetaan ini-muodossa, joka lisätään External OPC DA Clientiin, joka automaattisesti käynnistää ja pysäyttää OPC DA Clientin. DA Client tekee tietokannan ristiviittaukset ja toimii tietokantapisteiden yhdistäjänä OPC Serverin ja prosessipisteiden välillä. Tämä mahdollistaa IEC 61850-kommunikoinnin ohjauslaitteen ja MicroSCADA:n välillä. Tämän jälkeen voidaan tuoda SCL importilla tehty tietokanta MicroSCADAan, jolla saadaan luotua kuvion 29 mukaiset prosessipisteet automaattisesti, eikä niitä tarvitse enää muokata, koska pisteiden muokkaus tehtiin jo aikaisemmassa vaiheessa.

LN	IX	[UN]	[DA]/N	[DB]/EH	DI	Description	DX	DS
AA1J1Q01Q0	12	5	2	AA1	Q01	Q0	Breaker open interlock command	2
AA1J1Q01Q0	13	5	3	AA1	Q01	Q0	Breaker close select command	2
AA1J1Q01Q0	14	5	4	AA1	Q01	Q0	Breaker open execute command	2
AA1J1Q01Q0	15	5	170	AA1	Q01	Q0	Breaker close execute command	2
AA1J1Q01Q0	16	5	8	14 AA1	Q01	Q0	Breaker device control block	10
AA1J1Q01Q0	17	5	8	15 AA1	Q01	Q0	Breaker open interlocked	10
AA1J1Q01Q0	18	5	171	AA1	Q01	Q0	Breaker close interlocked	10
AA1J1Q01Q0	19			AA1	Q01	Q0	Cause of interlocking	10
AA1J1Q01Q0	20	5	9	0 AA1	Q01	Q0	Breaker selection on monitor	10
AA1J1Q01Q0	25	5	5	AA1	Q01	Q0	Breaker command event	10
AA1J1Q01Q0	41	5	9	1 AA1	Q01	Q0	Breaker cancel command	2
AA1J1Q01Q0	42	5	9	2 AA1	Q01	Q0	Breaker open blocked	10
AA1J1Q01Q0	55	5	172	AA1	Q01	Q0	Breaker close blocked	10
AA1J1Q01Q1	10	5	9	4 AA1	Q01	Q1	Add cause of command	10
AA1J1Q01Q1	11	5	6	AA1	Q01	Q1	Disconn. position indication	3
AA1J1Q01Q1	12	5	7	AA1	Q01	Q1	Disconn. open select command	2
AA1J1Q01Q1	13	5	8	AA1	Q01	Q1	Disconn. close select command	2
AA1J1Q01Q1	14	5	9	AA1	Q01	Q1	Disconn. open execute command	2
AA1J1Q01Q1	15	5	173	AA1	Q01	Q1	Disconn. close execute command	2
AA1J1Q01Q1	16	5	9	6 AA1	Q01	Q1	Disconn. device control block	10
AA1J1Q01Q1	17	5	9	7 AA1	Q01	Q1	Disconn. open interlocked	3
AA1J1Q01Q1	18	5	174	AA1	Q01	Q1	Disconn. close interlocked	3
AA1J1Q01Q1	19			AA1	Q01	Q1	Cause of interlocking	10
AA1J1Q01Q1	20	5	9	8 AA1	Q01	Q1	Disconn. selection on monitor	10
AA1J1Q01Q1	25	5	10	AA1	Q01	Q1	Disconn. command event	0
AA1J1Q01Q1	41	5	9	9 AA1	Q01	Q1	Disconn. cancel command	2
AA1J1Q01Q1	42	5	9	10 AA1	Q01	Q1	Disconn. open blocked	3
AA1J1Q01Q1	55	5	175	AA1	Q01	Q1	Disconn. close blocked	3
AA1J1Q01Q3	10	5	9	12 AA1	Q01	Q3	Add cause of command	10
AA1J1Q01Q3	19			AA1	Q01	Q3	Disconn. position indication	3
AA1J1Q01QPH1QVWR1	10	5	9	14 AA1	Q01	QPH1Q	Disconn. selection on monitor	10
AA1J1Q01QPH1QVWR1	11	5	9	15 AA1	Q01	QPH1Q	PHQVWR1 Event finished but not Reset	3
							PHQVWR1 Voltage Event Swell detected	3

Kuvio 29. MicroSCADAssa olevat prosessipisteet.

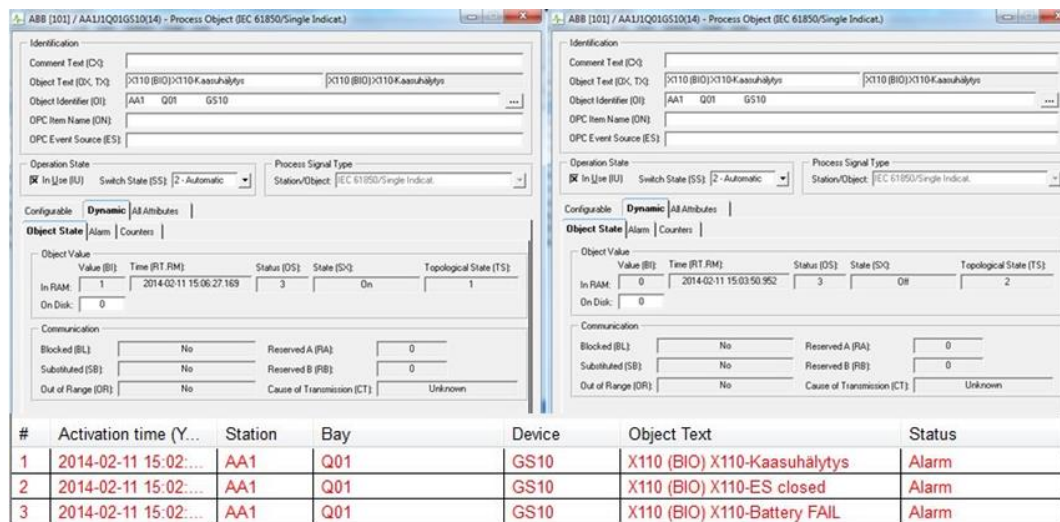
5.2.4 Testaus MicroSCADAssa

Viimeisenä vaiheena oli vielä testata tuotujen signaalien toimivuus MicroSCADAssa. Signaaleja testattiin kolmella tavalla ja esimerkiksi erotinta ohjaamalla paikallisesti local-tilassa suoraan ohjauslaitteelta saatiin sen tilatiedot päivitty-mään reaaliaikaisesti kuvioon 30. Kaikki signaalit on mahdollista testata yksitel-len tällä tavoin.



Kuvio 30. Erottimen ohjauksen testaus.

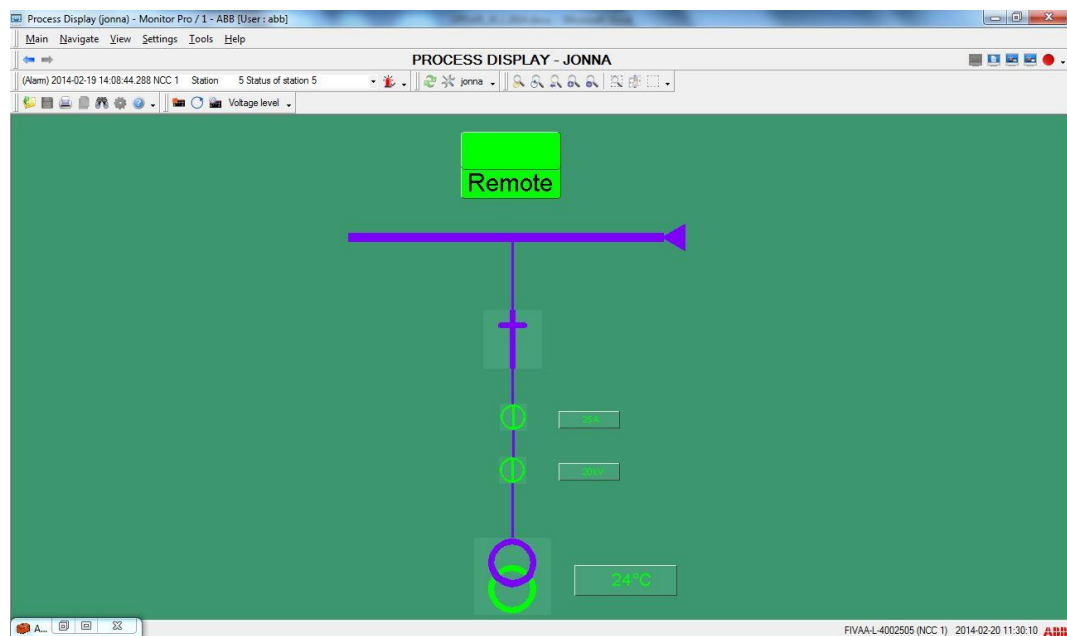
Tilatietoja sekä hälytyksiä testattiin myös kuvion 31 mukaisesti. Esimerkkinä otin kaasuhälytyksen testauksen, josta saadaan myös hälytyslistaukseen tiedot. Jos viika poistuu itsestään, hälytys lähtee automaattisesti pois listalta, mutta hälytys voidaan myös kuitata samasta paikasta.



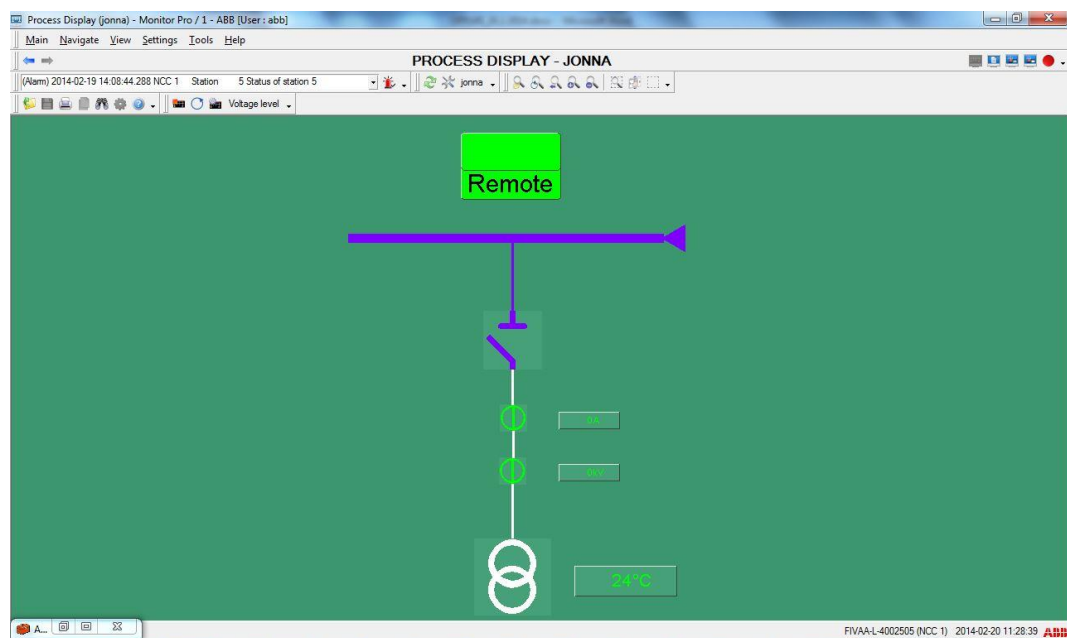
Kuvio 31. Hälytysten testaus.

Viimeiseksi tein yksinkertaisen valvomokuvan Display Builderissa testausta varten, joka on nähtävissä kuvioissa 32 ja 33. Koska tietokanta oli valmiiksi tehtynä sain vain valita Object Browserilta kyseiset pisteet, jotka halusin kuvassa esittää. Esimerkkinä toin kuvaan kauko- ja paikalliskytkimen, erottimen, virran- ja jännitteen mittauksen sekä muuntajan ja sen lämpötilan mittauksen. Myös hälytykset olisi voinut tuoda kuvaan. Erottimen ohjaus onnistuu kuvasta remote-tilassa ja

vaihtuva tila on näkyvissä saman tien kuvasta. Lisäksi jännitteen ja virran mittauksen arvot sekä muuntajan lämpötila ovat reaaliaikaisina nähtävissä komponentin vierestä.



Kuvio 32. MicroSCADA valvontakuva erotin kiinni.



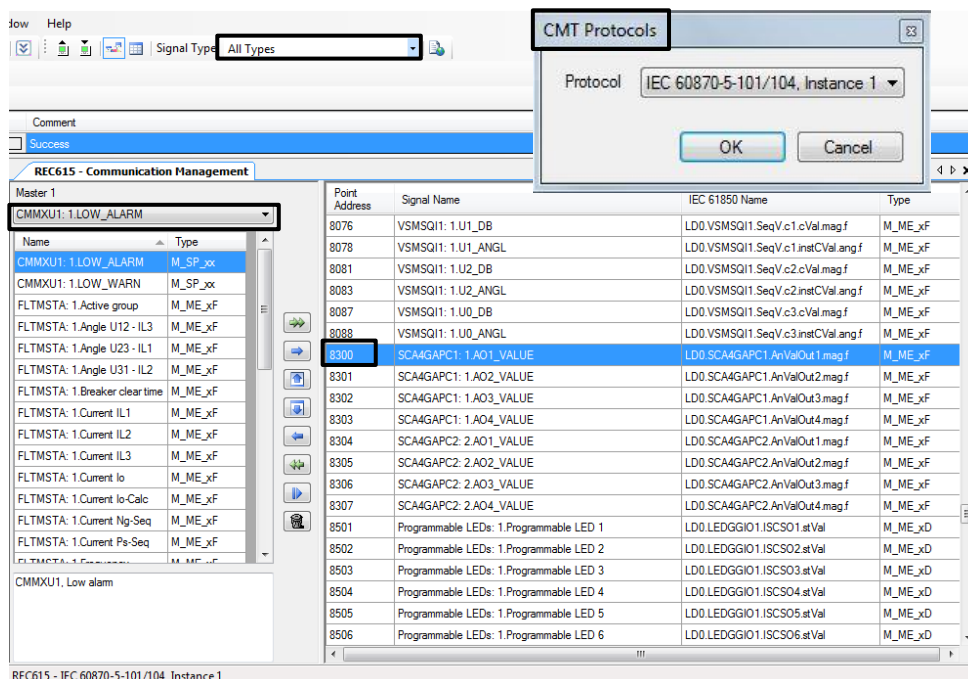
Kuvio 33. MicroSCADA valvontakuva erotin auki.

6 REC615 KOMMUNIKOINNIN TESTAUS IEC 60870-5-101/-104-PROTOKOLLALLA

Tässä luvussa testataan REC615-ohjauslaitteen kommunikointia IEC 60870-5-101/-104-protokollalla.

6.1 Kommunikointijärjestelmän konfigurointi PCM600:lla

REC615 saadaan kommunikoidaan IEC 60870-5-101-protokollalla RS-232 –kaapelin kautta, joka kytketään PC:n päässä vapaaseen COM-porttiin ja ohjauslaitteessa sen sarjaporttiin. IEC 60870-5-104-protokollalla REC615 kytketään RJ-45 –kaapelin kautta ohjauslaitteen X1/LAN1-porttiin. Testaukseen käytettiin samaa REC615-ohjauslaitteen vakiokonfigurointia kuin IEC 61850-protokollan testaamisessa, joka löytyi valmiina PCM600-ohjelmasta. PCM600-ohjelmassa valittiin ohjelmointipuusta REC615 päältä hiiren oikealla Communication Management, josta aukeaa ensin CMT Protocols –valintaikkuna, johon valitaan OK. Tämän jälkeen avautuu kuvion 34 mukainen ikkuna.



Kuvio 34. PCM600-ohjelman asettelut.

Vasemmalta puolelta pystyy hakemaan signaaleja eri kategorioista, jotka on mahdollista saada ohjauslaitteesta IEC 60870-5-101/-104-protokollilla. Listasta voidaan valita halutut signaalit ja lisätä ne sinisellä nuolella listan oikealle puolelle joko yksitellen tai valita kaikki ryhmän signaalit ja siirtää ne yhdellä kertaa vihreällä nuolella. Oikealta puolelta löytyy siis lista kaikista valittuina olevista signaaleista. Lista näyttää jokaisen signaalin osoitteen, nimen, IEC 61850-nimen sekä signaalin tyypin. Lista voidaan järjestää ylhäällä olevan ”All Types”-alasettovalikon avulla, josta voidaan valita eri signaalityyppejä, kuten esimerkiksi Analog Values, Indications ja Binary Controls. Tarkat signaalien osoitteet saadaan selville myös REC615-ohjauslaitteen IEC 60870-5-101/-104 Point List Manualista. Kun halutut signaalit ovat valittuina listalle, tallennetaan muutokset ja valitaan ”Write to IED”.

6.1.1 REC615 protokolla-asettelut

REC615-ohjauslaitteelle tehdään taulukon 11 mukaiset asettelumuutokset IEC 60870-5-101 kommunikointia varten.

Taulukko 11. REC615 IEC 60870-5-101-protokollan asettelut.

Valikko	Asettelu	Oletus
Port 1	IEC101-COM1	Not in use
ClientIP 1	0.0.0.0	0.0.0.0
End Delay 1	20 char	4 char
Device Address 1	1	1
ASDU Address	1	1
Link Mode 1	Unbalanced	Balanced
COT Lenght 1	2	1
IOA Lenght 1	3	2
Link Address Lenght 1	2	1
ASDU Address Lenght 1	2	1
Single Char Resp 1	Enabled	Disabled
Show Bad time 1	Enabled	Enabled
Time Format 1	Full 56bit	Full 56bit
Event Time 1	UTC	UTC
Overflow Mode 1	Oldest+indication	Oldest+indication
OvInd IOA 1	60000	60000
OvInd NoGI IOA 1	60000	60000

Valikko	Asettelu	Oletus
Event Order 1	Accurate time	Accurate time
Selection Timeout 1	30	30
Cyclical Period 1	10	10
Inverted DIR bit 1	Disabled	Disabled

REC615-ohjauslaitteelle tehdään taulukon 12 mukaiset asettelumuutokset IEC 60870-5-104 kommunikointia varten.

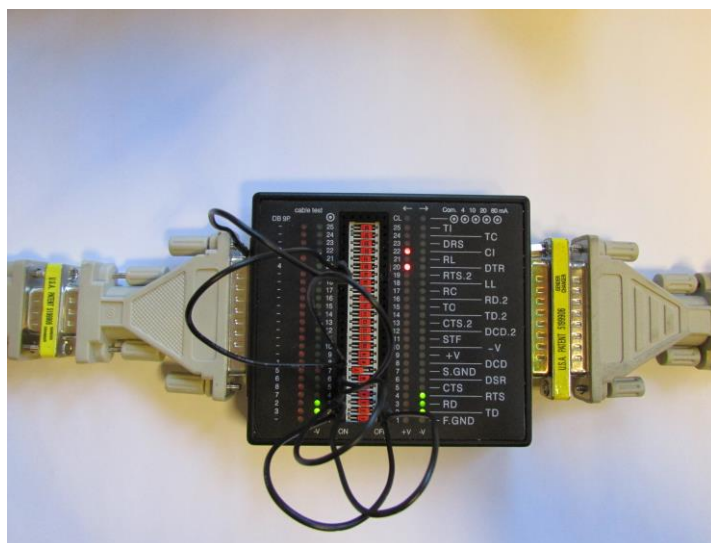
Taulukko 12. REC615 IEC 60870-5-104-protokollan asettelut.

Valikko	Asettelu	Oletus
Port 1	IEC104-Ethernet	Not in use
ClientIP 1	192.168.1.1	0.0.0.0
End Delay 1	4 char	4 char
Device Address 1	1	1
ASDU Address	1	1
Link Mode 1	Balanced	Balanced
COT Lenght 1	2	1
IOA Lenght 1	3	2
Link Address Lenght 1	2	1
ASDU Address Lenght 1	2	1
Single Char Resp 1	Disabled	Disabled
Show Bad time 1	Enabled	Enabled
Time Format 1	Full 56bit	Full 56bit
Event Time 1	UTC	UTC
Overflow Mode 1	Oldest+indication	Oldest+indication
OvInd IOA 1	60000	60000
OvInd NoGI IOA 1	60000	60000
Event Order 1	Accurate time	Accurate time
Selection Timeout 1	30	30
Cyclical Period 1	10	10
Inverted DIR bit 1	Disabled	Disabled

6.2 Kommunikointikaapelin asettelut

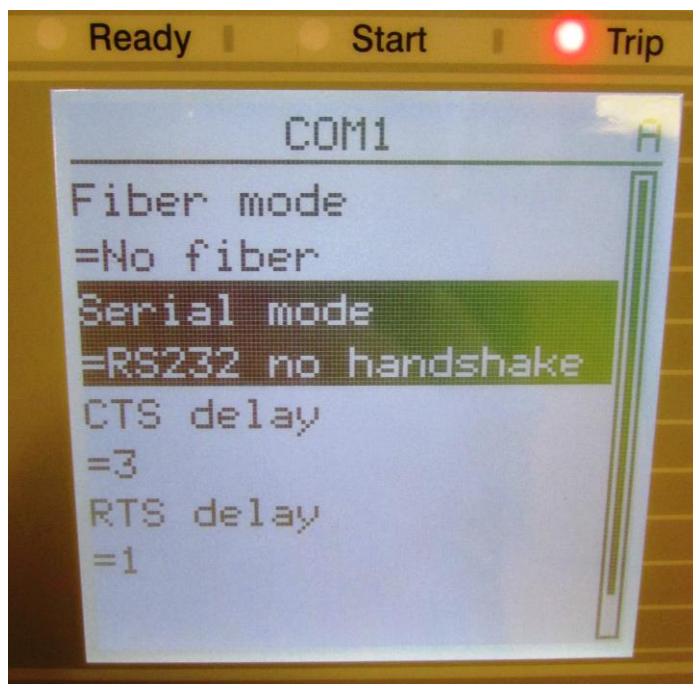
Kun REC615 liitetään suoraan IEC 60870-5-101-protokollalla MicroSCADAan tarvitaan siihen erikoiskaapelia, koska MicroSCADA vaatii toimiakseen Clear to Send (CTS) –signaalin sekä Carrier Detect (DCD) –signaalin aktiiviseksi. COM-TEST 100C:n MicroSCADA puolella jouduttiin tekemään hypytykset liittimien

6,8 ja 20 välille, jotta MicroSCADAn PC-NETissä saadaan DCD-signaali aktiiviseksi. Lisäksi liittimet 4 ja 5 johdotettiin yhteen, jotta CTS-signaali saatiin aktiiviseksi. COMTEST 100C:n liittimet 2, 3 ja 7 johdotettiin menemään suoraan läpi ohjauslaitteen puolelle, lisäksi liittimet 6, 8 ja 20 voidaan kytkeä menemään suoraan läpi, jolloin kommunikointiyhteys vielä säilyy. Testauksessa ilmeni, että jos liittimet 4 ja 5 kytetään suoraan ohjauslaitteelle, kommunikointi pysähtyy. COMTEST 100C:n kytkentä on esitettyä kuviossa 35.



Kuvio 35. COMTEST 100C.

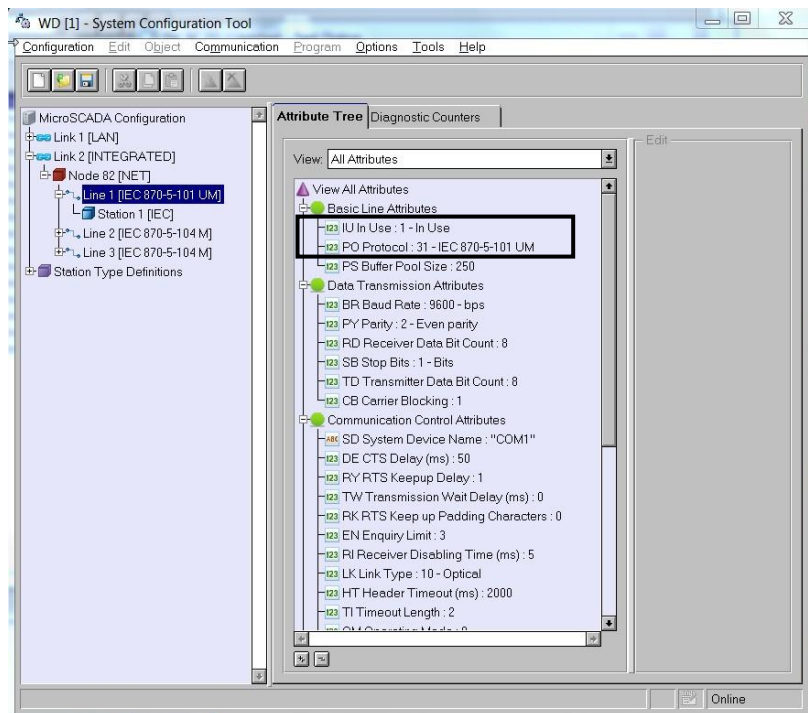
MicroSCADAn vaatimat ”handshake”-johdotukset tehdään vain toisella puolella ja kun johdotukset tehtiin COMTEST 100C:ssä ei REC615-ohjauslaitteen puolella tarvitse tehdä mitään hypytyksiä, vaan ainoat asetellut tätä varten on esitettyä kuviossa 36.



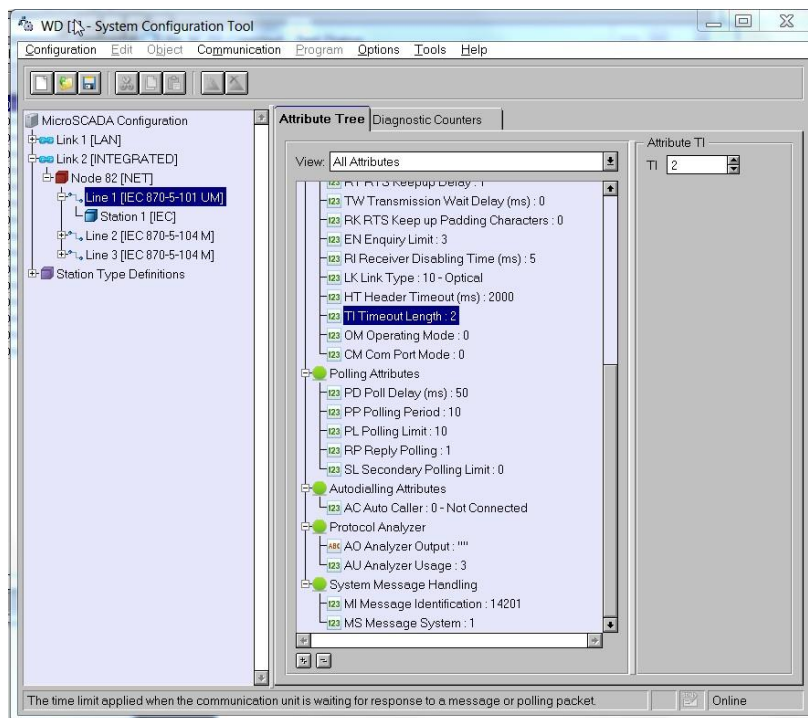
Kuvio 36. REC615 COM1-portin asettelut.

6.3 Kommunikointijärjestelmän konfigurointi MicroSCADAssa

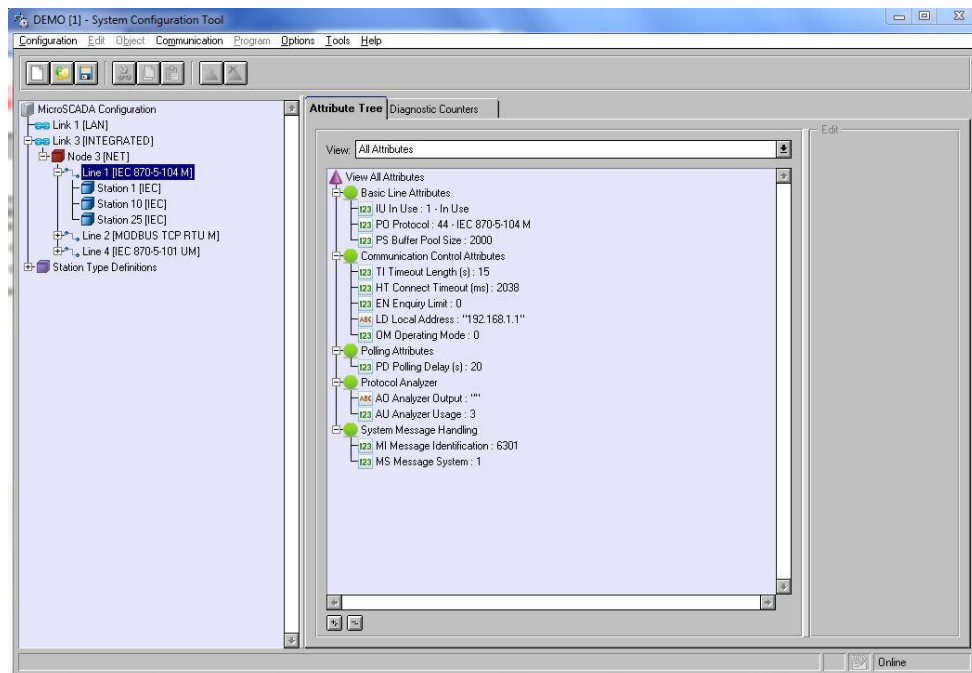
Aluksi on konfiguroitava MicroSCADAn järjestelmä, jotta se saadaan toimimaan halutuilla IEC 60870-5-101/-104-protokollilla. Kommunikointilinjan konfigurointi tapahtuu käynnistämällä MicroSCADA Pro SYS600 Monitor, josta saadaan Tool Managerista System Configuration –työkalulla luotua uusi käytettävä IEC 60870-5-101-linja sekä IEC 60870-5-104-linja. Tässä tapauksessa valitaan ensimmäisenä uudeksi linjaksi IEC 60870-5-101 Unbalanced Master Line ja toiseksi IEC 60870-5-104 Master Line. IEC 60870-5-101-linjan konfigurointiasettelut on esitettyinä kuvioissa 37 ja 38. Kuviossa 39 on esitettyinä IEC 60870-5-104-linjan konfigurointiasettelut.



Kuvio 37. IEC 60870-5-101-linjan konfigurointi.

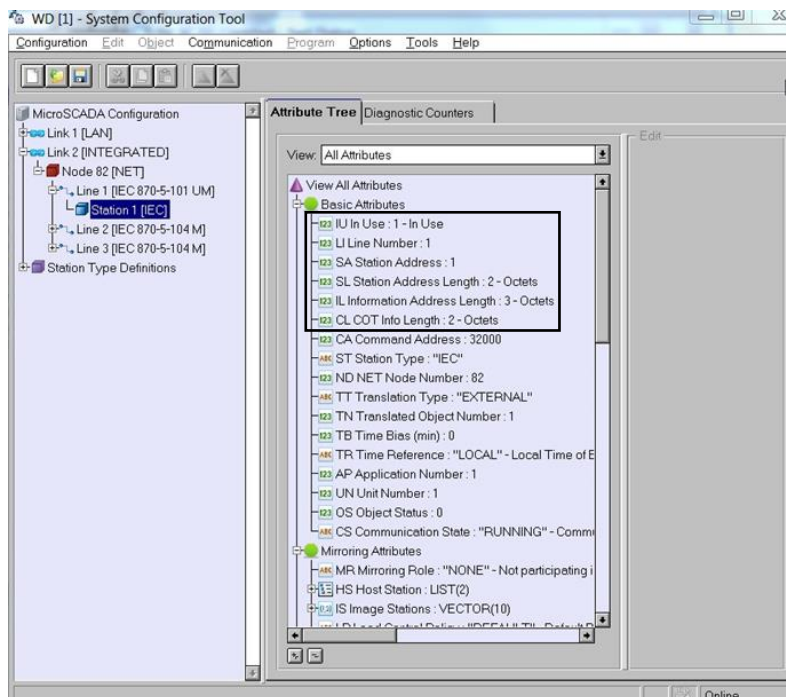


Kuvio 38. IEC 60870-5-101-linjan konfigurointi.

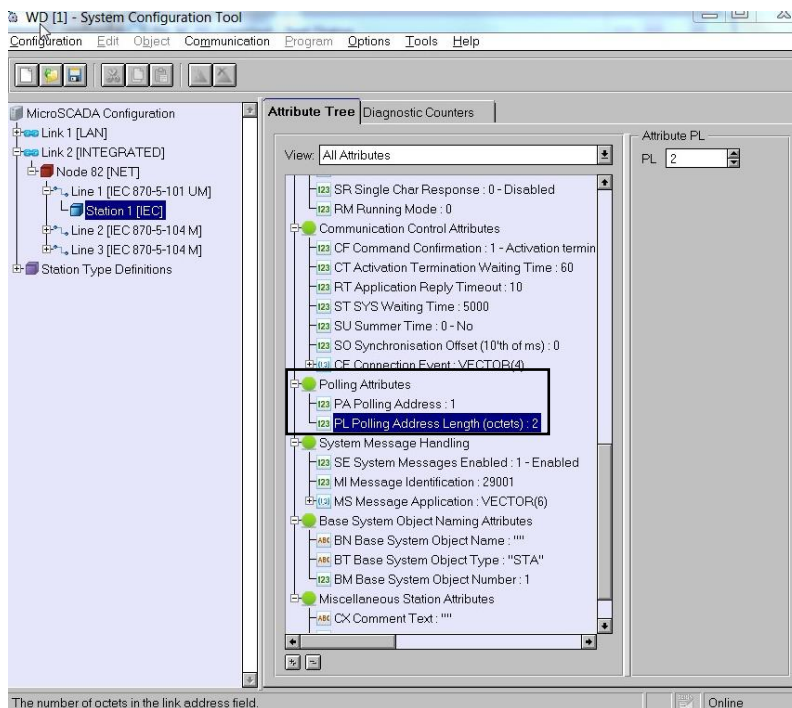


Kuvio 39. IEC 60870-5-104-linjan konfigurointi.

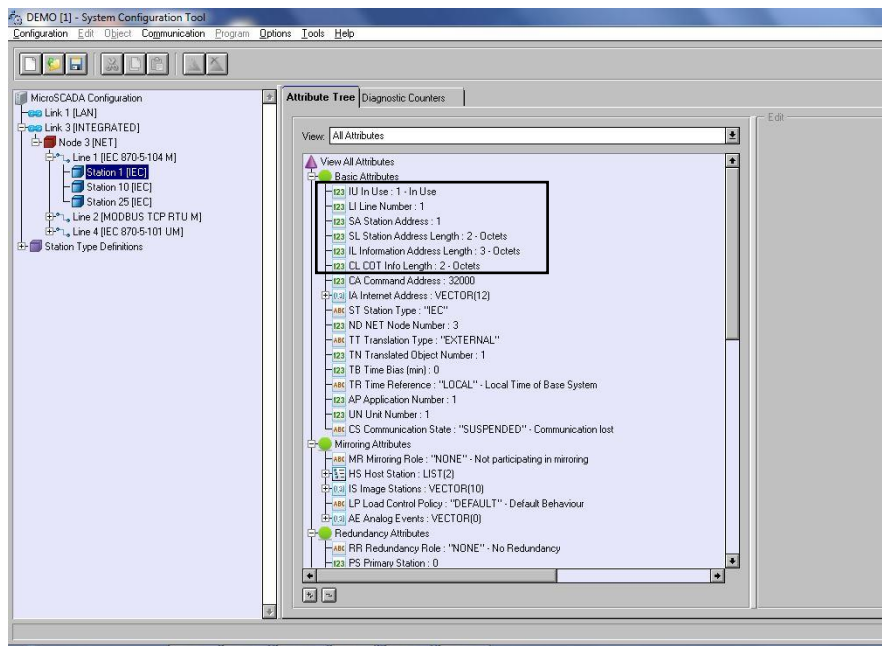
Tämän jälkeen linjan alle luodaan ja määritellään uusi IEC-asema, jonka Station Addressiksi ja Polling Addressiksi annetaan 1. Asetuksissa on tärkeintä huomioida eri asetteluiden osoitepituudet, jotka on oltava täysin yhtenevät REC615-ohjauslaitteella olevien asetteluiden kanssa. Esimerkiksi Station Address Length on nähtävissä REC615-ohjauslaitteesta ASDU Address Length ja Polling Address Length on ohjauslaitteella LINK Address Length. IEC 60870-5-101-asemalle tehdyt konfigurointiasettelut on esitettyinä kuvioissa 40 ja 41 sekä IEC 60870-5-104-asemalle tehdyt asettelut on esitettyinä kuvioissa 42 ja 43.



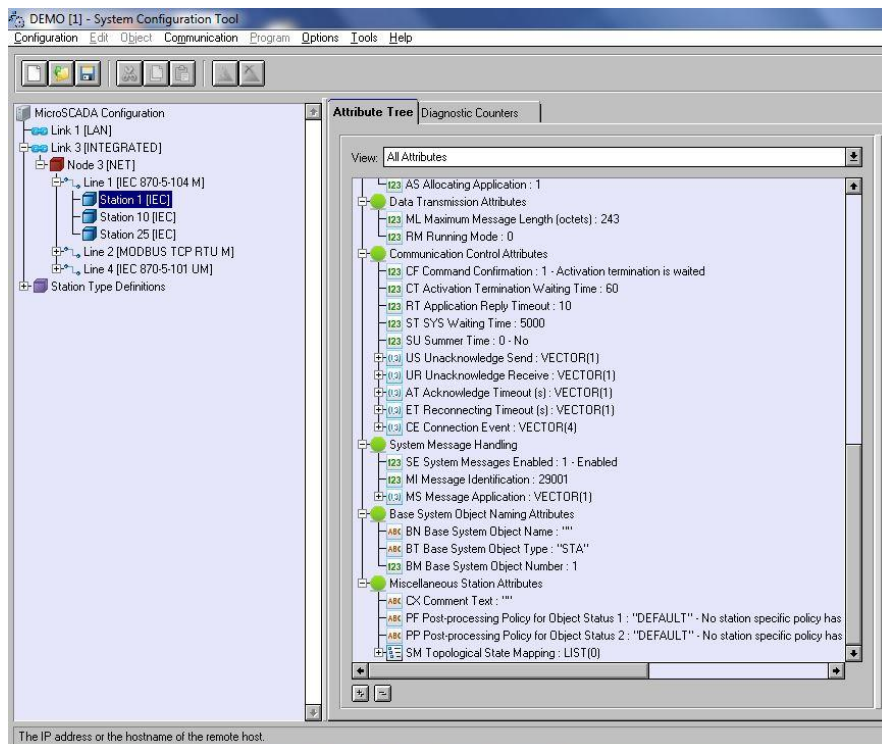
Kuvio 40. IEC 60870-5-101-aseman konfigurointi.



Kuvio 41. IEC 60870-5-101-aseman konfigurointi.

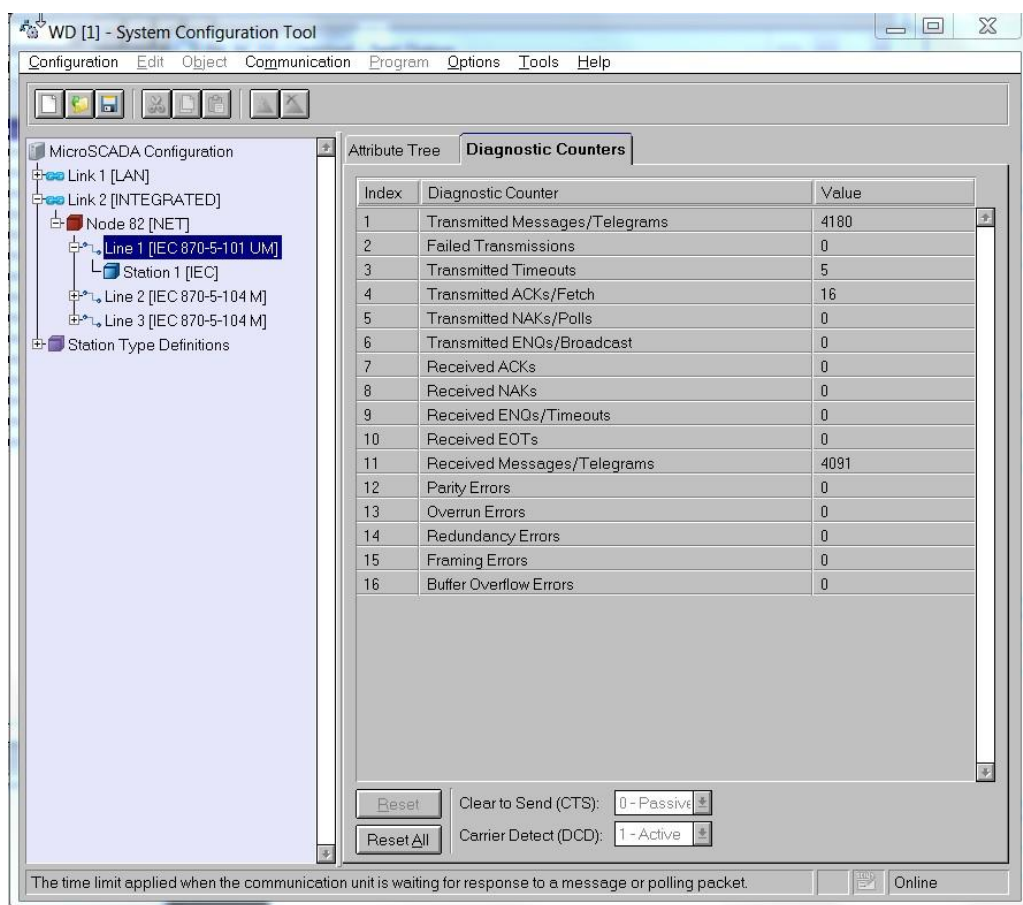


Kuvio 42. IEC 60870-5-104-aseman konfigurointi.

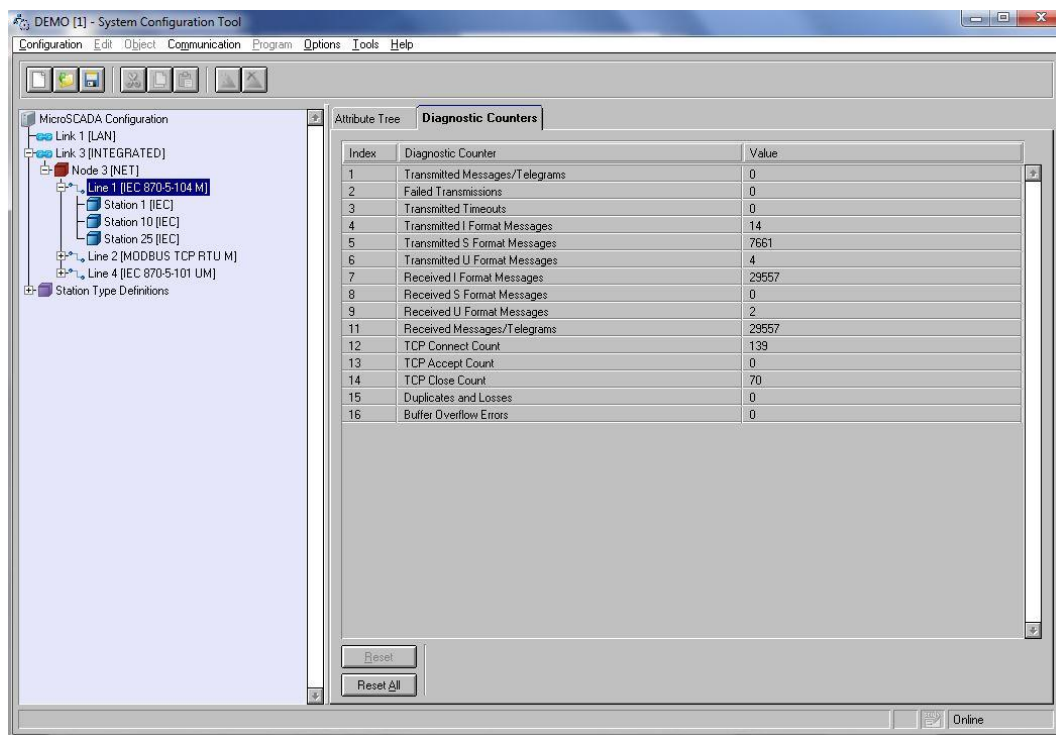


Kuvio 43. IEC 60870-5-104-aseman konfigurointi.

Linjan ja aseman konfiguroinnin jälkeen asetukset tallennetaan, jonka jälkeen MicroSCADA on käynnistettävä uudelleen, jotta tehdyt asetukset astuvat voimaan. Tämän jälkeen luotu linja ja asema avataan online-tilassa, jolloin saadaan testattua kommunikoinnin toimivuus Diagnostic Counters -välilehdellä. Liikennöinti toimii ohjauslaitteen ja MicroSCADAn välillä, kun toimintalaskurissa olevien vastaanotetun ja lähetetyn tiedon määrä lisääntyy. IEC 60870-5-101-linjan kommunikoinnin testaus on esitettyä kuviossa 44 ja IEC 60870-5-104-linjan testaus kuviossa 45.



Kuvio 44. IEC 60870-5-101-linjan toimintalaskuri.



Kuvio 45. IEC 60870-5-104-linjan toimintalaskuri.

6.4 Tietokannan määrittäminen

Liikennöinnin testaamisen jälkeen voidaan luoda MicroSCADAan jokaiselle testattavalle toiminnolle prosessipiste tietokantaan. Tool Manager –valikosta valitaan Application Objects –välilehti ja sieltä valitaan sovelluskohteiden työkalu Object Navigator. Prosessikohteita voidaan luoda helposti standardikirjaston SA_LIB avulla, josta voidaan asentaa ja konfiguroida tietokantapisteitä vakio-ominaisuuksille, kuten esimerkiksi sähköaseman ja johtolähdön ohjauksen paikallis/kauko-valintakytkimelle, eri laitteiden ohjauksille, erilaisille mittauksille sekä hälytyksille. Prosessikohteen määrittämisen jälkeen annetaan prosessipisteille oikea Station Unit Number (UN) sekä Object Address (OA). Prosessipisteiden osoite saadaan selville REC615 IEC 60870-5-101/-104 Point List Manualista. Kuvioissa 46 ja 47 on esitettyä esimerkkinä lämpötilan mittauksen osoitteen määrittäminen.

2.4.15 LD0.SCA4GAPC1 Multipurpose analog signals (1)

Table 107: LD0.SCA4GAPC1 Multipurpose analog signals (1)

ASDU	Addr	IEC 61850 name	SA name	Description	Values
		LD0.SCA4GAPC1			
20	8300	.AnOut1.mag	AO1_VALUE	Analog value 1	-10000...10000
20	8301	.AnOut2.mag	AO2_VALUE	Analog value 2	-10000...10000
20	8302	.AnOut3.mag	AO3_VALUE	Analog value 3	-10000...10000
20	8303	.AnOut4.mag	AO4_VALUE	Analog value 4	-10000...10000

Kuvio 46. Prosessipisteiden osoitteet.

Kuvio 47. Prosessipisteen määrittäminen MicroSCADA:ssa.

Prosessipisteiden luomisen jälkeen voidaan niiden toimivuus testata esimerkiksi kuvion 48 ja 49 osoittamalla tavalla. Testauksessa käytettiin samaa Pt100-anturia, jota käytettiin myös aikaisemmassa IEC 61850-protokollan testauksessa.

SV_SC [1] / ABB_JONNA(27) - Process Object (IEC/Analog Input)

Identification

Comment Text (CX):

Object Text (OX, TX): Testijärjestelmän lämpötila Testijärjestelmän lämpötila

Object Identifier (OI): ABB ABB ABB RL

OPC Item Name (ON):

OPC Event Source (ES):

Operation State

In Use (IU) Switch State (SS): 2 - Automatic

Process Signal Type

Station/Object: IEC/Analog Input

Configurable **Dynamic** All Attributes

Object State Value History Alarm

Object Value

Value (A):	Time (RT, RM):	Status (OS):	State (SX):
In RAM: 29.000	2014-03-24 10:52:58.814	0	Normaali
On Disk: 0.000			

Communication

Blocked (BL): No Reserved A (RA): 0

Substituted (SB): No Reserved B (RB): 0

Out of Range (OR): No Cause of Transmission (CT): Unknown

Modification Time (ZT): 2014-03-24 10:53:59

Fetch

Row: ◀ ▶ OK Cancel Apply

Kuvio 48. Lämpötilan testaus IEC 60870-5-101.

DEMO [1] / ABB_JONNA(27) - Process Object (IEC/Analog Input)

Identification

Comment Text (CX):

Object Text (OX, TX): User defined measurement User defined measurement

Object Identifier (OI): ABB ABB ABBA

OPC Item Name (ON):

OPC Event Source (ES):

Operation State

In Use (IU) Switch State (SS): 2 - Automatic

Process Signal Type

Station/Object: IEC/Analog Input

Configurable **Dynamic** All Attributes

Object State Value History Alarm

Object Value

Value (A):	Time (RT, RM):	Status (OS):	State (SX):
In RAM: 31.000	2014-03-27 18:09:08.903	0	Normal
On Disk: 0.000			

Communication

Blocked (BL): No Reserved A (RA): 0

Substituted (SB): No Reserved B (RB): 0

Out of Range (OR): No Cause of Transmission (CT): Unknown

Modification Time (ZT): 2014-03-24 21:04:26

Fetch

Row: ◀ ▶ OK Cancel Apply

Kuvio 49. Lämpötilan testaus IEC 60870-5-104.

7 LOPPUSANAT

Kokonaisuudessaan tämä opinnäytetyö oli erittäin opettavainen ja haasteellinen kokemus. Työn tekemisessä suurimpana ongelmana olivat omat puutteelliset lähtötiedot sekä valmiudet työn suorittamiseen sen vaatimustasoon nähden. Minulle ei ollut vielä kertynyt aikaisempaa kokemusta työssä käytetyistä MicroSCADA-käytönvalvontajärjestelmästä eikä oikeastaan IED-laitteiden konfigurointiohjelmasta PCM600:sta, joten tämä toi työhön jo oman haasteensa, koska ohjelmien toiminnallisuuden opetteluun meni paljon aikaa.

Laitteiden ja järjestelmien konfiguroinnista ei ollut minkäänlaisia pohjatietoja, joten kaikki tämä tuli tehtyä ensimmäistä kertaa opinnäytetyön aikana. Usein asioita joutui kokeilemaan ja tekemään monta kertaa uudelleen, koska ei ollut kokemusta ja paljon oli sellaisia asioita, joita ei ohjeissa kerrottu, vaan ne pitää vain tietää. Työn aikana kyllä oppi omista virheistä erittäin paljon ja on seuraavalla kerralla paljon viisaampi.

Tämän lisäksi työssä käytetyt laitteet REC615-ohjauslaite sekä lisä I/O-yksikkö RIO600 olivat molemmat minulle täysin uusia, joten niiden käytön opetteluun ja toiminnallisuuden ymmärtämiseen kului myös aikaa. Opin kuitenkin työn aikana niin paljon hyödyllisiä asioita erityisesti IED-laitteiden liittämisestä käytönvalvontajärjestelmään sekä pelkästään jo laitteiden toiminnallisuudesta. Haasteista ja ongelmista kuitenkin selviytyttiin, sillä olihan ympärillä koko ajan ABB:n osavia työntekijöitä auttamassa.

REC615-ohjauslaitteen ja lisä I/O-yksikön yhdistämä älykäs kauko-ohjattava ratkaisu sisältää monipuolisesti erilaisia toimintoja, joilla pystytään esimerkiksi tehostamaan vianpaikannusta, nopeuttamaan kytkentöjen tekoa, tehostamaan huoltoa ja kunnossapitoa sekä ennaltaehkäistä sähköverkossa syntyviä vikoja, mikä vastaa hyvin tällä hetkellä asiakkaiden vaatimuksia. Tämän tyyppisellä ratkaisulla asiakas pystyy parantamaan sähköverkon luotettavuutta ja antaa asiakkaalle mahdollisuuden kehittää ja laajentaa jakelumuuntamoautomaatiota vastaamaan taas tulevaisuuden tarpeisiin ja haasteisiin. Hienoa on juuri se, että ratkaisulla on luotu toimiva peruspohja, jota pystytään muokkaamaan vastaisuudessa helposti.

Tämän kaiken ohella sain myös valtavasti tietoa älykkäästä jakeluverkosta sekä muuntamoautomaatiosta, jotka ovat tulevaisuudessa yhä tärkeämmässä roolissa luotettavan jakelun takaamiseksi. Jakelumuuntamoiden ja PJ-verkon automaation aikakausi on vasta aluillaan Suomessa, sillä ensimmäisiä pilottihankkeita ollaan vasta tekemässä. On kuitenkin hienoa nähdä mitä projektit poikivat tulevaisuudessa.

LÄHTEET

- /1/ ABB Oy, <http://www.abb.fi/> Viitattu 15.9.2013.
- /2/ ABB Oy, Power Automation-artikkeli
<http://www.abb.fi/cawp/seitp202/6afcff3a8bdad9f8c12575b0002e65c4.aspx> Viitattu 8.1.2014.
- /3/ ABB Oy, Power Products Division, SF6-insulated Ring Main Unit type SafeRing 12 - 24 kV and SF6-insulated Compact Switchgear type SafePlus 12 - 24 kV
[http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/65d938510cea79bc125791e002a31c1/\\$file/catalogue%20VDD006104%20SafeRing_SafePlus%2012-24kV_May_2013%20English.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/65d938510cea79bc125791e002a31c1/$file/catalogue%20VDD006104%20SafeRing_SafePlus%2012-24kV_May_2013%20English.pdf) Viitattu 4.12.2013.
- /4/ ABB Oy, Remote I/O RIO600 Product Guide
[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/cb8e8961d54fef27c1257c6e00334914/\\$file/RIO600_pg_757487_ENc.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/cb8e8961d54fef27c1257c6e00334914/$file/RIO600_pg_757487_ENc.pdf) Viitattu 11.11.2013.
- /5/ ABB Oy, SafeRing 12/24kV Ring Main Unit and Compact Switchgear for Smart Grid, Introduction manual.
[http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/2826d9f75778b31cc1257afb0031e2cc/\\$file/Smart%20Grid%20instruction%20manual%20VDD006176%20GB_rev.%20February%202014.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot235.nsf/veritydisplay/2826d9f75778b31cc1257afb0031e2cc/$file/Smart%20Grid%20instruction%20manual%20VDD006176%20GB_rev.%20February%202014.pdf) Viitattu 10.1.2014.
- /6/ ABB Oy, sisäinen materiaali. Viitattu 12.11.2013.
- /7/ ABB Oy, Teknisiä tietoja ja taulukoita. Viitattu 10.11.2013.
- /8/ ABB Oy, Wireless Gateway RER601/603 Product Guide
[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/705175370b16066dc125791a003d979b/\\$file/RER60_pg_757424_ENb.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/705175370b16066dc125791a003d979b/$file/RER60_pg_757424_ENb.pdf) Viitattu 4.1.2014.
- /9/ ABB Oy, Älykkäät sähköjakeluratkaisut: Vyöhykekonsepti-esite
[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/9409b29a62544256c12577e600441166/\\$file/vyohykekonsepti_broch_756766_lrfia.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/9409b29a62544256c12577e600441166/$file/vyohykekonsepti_broch_756766_lrfia.pdf) Viitattu 15.10.2013.
- /10/ ABB Oy, Älykäs sähköverkko on energian internet- esite
[http://www02.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/6c7d76b1276269fac1257877002a465e/\\$file/ABB_smartgrid_final.pdf](http://www02.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/6c7d76b1276269fac1257877002a465e/$file/ABB_smartgrid_final.pdf) Viitattu 30.9.2013.
- /11/ DNP, Distributed Network Protocol, Overview of the DNP3 Protocol
<http://www.dnp.org/Pages/AboutDefault.aspx> Viitattu 8.2.2014.

- /12/ Elovaara, J. & Haarla, L. 2011. Sähköverkot 2, Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Helsinki. Gaudeamus.Otatieto. Viitattu 8.1.2014.
- /13/ Energiateollisuus ry:n tilaaman 'Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot' – projekti
http://energia.fi/sites/default/files/sahkon_toimitusvarmuuskriteeristo_2010_loppuraportti.pdf Viitattu 16.10.2013.
- /14/ Energiateollisuus, sähkön keskeytystilasto 2011
http://energia.fi/sites/default/files/keskeytystilasto_2011.pdf Viitattu 17.10.2013.
- /15/ Energiateollisuus, sähkön keskeytystilasto 2012
http://energia.fi/sites/default/files/keskeytystilasto_2012.pdf Viitattu 17.10.2013.
- /16/ Grid Automation REC615 and RER615, IEC 61850 Engineering Guide
[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/8f3d84c336ed864dc1257bef002028dd/\\$file/REC615_RER615_IEC61850eng_757809_ENa.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/8f3d84c336ed864dc1257bef002028dd/$file/REC615_RER615_IEC61850eng_757809_ENa.pdf) Viitattu 8.2.2014
- /17/ Grid Automation, Remote Monitoring and Control REC615, Product Guide
[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/2309786825cc3dcec1257bef001f9335/\\$file/REC615_pg_757811_ENa.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/2309786825cc3dcec1257bef001f9335/$file/REC615_pg_757811_ENa.pdf) Viitattu 8.2.2014
- /18/ Hassan Farhangi. January/February 2010. IEEE power & energy magazine, "The Path of the Smart Grid". Viitattu 25.11.2013.
- /19/ Helsingin Energia, <http://www.helen.fi/ymparisto/alyverkko.html> Viitattu 28.9.2013.
- /20/ International Energy Agency, Technology Roadmap: Smart Grids
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf Viitattu 25.11.2013.
- /21/ Lakervi, E & Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka. 3.p. Helsinki. Otatieto. Viitattu 9.1.2014.
- /22/ REC615, Grid Automation Remote Monitoring and Control, IEC 60870-5-101/104 Communication Protocol Manual
[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/e4b7699959b79740c1257bef0022762e/\\$file/REC615_IEC101-104prot_757805_ENa.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/e4b7699959b79740c1257bef0022762e/$file/REC615_IEC101-104prot_757805_ENa.pdf) Viitattu 8.2.2014.

- /23/ REC615, Grid Automation Remote Monitoring and Control, Modbus Communication Protocol Manual
[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/4cc9e1a893c6aed0c1257bef0022417b/\\$file/REC615_modbusprot_757803_ENa.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/4cc9e1a893c6aed0c1257bef0022417b/$file/REC615_modbusprot_757803_ENa.pdf)
Viitattu 8.2.2014.
- /24/ REC615, Grid Automation Remote Monitoring and Control, Technical Manual
[http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/1450e11d29cb5c25c1257bef00220d92/\\$file/REC615_tech_757801_ENa.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/1450e11d29cb5c25c1257bef00220d92/$file/REC615_tech_757801_ENa.pdf) Viitattu 8.2.2014.
- /25/ Siemens, Seminaari keskijänniteverkon suunnittelijoille 9.10.2012
http://www.siemens.fi/pool/cc/events/keskijannitesuunnittelijat2012/02_keskijannitekojeistot_ilmaeristeinen_vs_sf6-teknologia.pdf Viitattu 24.11.2013.
- /26/ Staszkesky, D., Craig, D., Befus, C., September/October 2005, IEEE power & energy magazine, "Advance Feeder Automation is Here"
http://www.sandc.com/edocs_pdfs/EDOC_037407.pdf Viitattu 10.11.2013.
- /27/ Suojaus: Noppa; Sähkönsiirtojärjestelmät 1: Siirtoverkon suojausasioita
http://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:eE-9VHYP3FoJ:https://noppa.aalto.fi/noppa/kurssi/s-18.3200/luennot/S-18_3200_suojaus.pdf+&cd=2&hl=fi&ct=clnk&gl=fi&lr=lang_fi Viitattu 11.11.2013.
- /28/ Vamp, WIMO 6CP10 Mittaus- ja valvontayksikkö
<http://www-fi.vamp.fi/Suomeksi/Tuotteet/Mittaus-%20ja%20valvontayksik%C3%B6t/WIMO%206CP10%20Mittaus-%20ja%20valvontayksikk%C3%B6/Default.aspx> Viitattu 4.12.2013.
- /29/ Viola Systems, Viola M2M Gateway User Manual
http://www.violasystems.com/sites/default/files/viola_assets/docs/m2m_gateway/Viola_M2M_Gateway_User_Manual-v3.0.pdf Viitattu 2.1.2014.