



SAVONIA



OPINNÄYTETYÖ - AMMATTIKORKEAKOULUTUTKINTO
TEKNIIKAN JA LIIKENTEEN ALA

SÄHKÖASEMIEN OMAKÄYTTÖ- SÄHKÖN ETÄLUETTAVA KULUTUS- MITTAUS

TEKIJÄ/T: Santeri Shemeikka

Koulutusala Tekniikan ja liikenteen ala	
Koulutusohjelma Sähkötekniikan koulutusohjelma	
Työn tekijä(t) Santeri Shemeikka	
Työn nimi Sähköasemien omakäytösähkön etäluettava kulutusmittaus	
Päiväys 26.10.2016	Sivumäärä/Liitteet 43/2
Ohjaaja(t) lehtori Timo Savallampi, aluepäällikkö Rauno Lassila	
Toimeksiantaja/Yhteistyökumppani(t) Fingrid Oyj	
<p>Tiivistelmä</p> <p>Työn tarkoituksena oli kartoittaa Fingrid Oyj:n sähköasemien omakäytösähkön kulutuksen etäluennan tarvetta ja toteutusta. Huutokosken sähköasemalle tehtiin mallitoteutus mittauksesta, jonka havaintojen pohjalta päätetään etäluennan toteutuksesta muillekin sähköasemille.</p> <p>Fingrid Oyj:n omien omakäyttömittausten ja jakeluverkkoista tulevien syöttöjen mittaukset kerättiin näkymään yhdessä laskutusmittaus- ja taseselvitysjärjestelmään, josta tietoja tarvitsevat henkilöt voivat niitä seurata nopeasti ja helposti. Lisäksi tutkittiin, voiko mallitoteutuksen kaltaista mittausta hyödyntää sähköasemilla olevien operaattoreiden laitteiden kulutuksen mittaukseen.</p> <p>Työn lopputuloksena saatiin mallitoteutuksen pohjalta koottua hankinta-aineisto, jota voidaan käyttää tulevien mittausten hankinnassa. Lisäksi Fingridin LTJ:hin toteutettiin ohjausnäyttö, jonka kautta voidaan helposti seurata sähköasemien energiankulutusta yksittäisten mittausten tarkkuudella. Järjestelmään on myös helppo lisätä uusia mittauksia sitä mukaa kun niitä saadaan toteutettua.</p>	
Avainsanat Fingrid, energianmittaus	

Field of Study Technology, Communication and Transport			
Degree Programme Degree Programme in Electrical Engineering			
Author(s) Santeri Shemeikka			
Title of Thesis Smart Energy Metering of Energy Consumption in Substations of Fingrid			
Date	26.10.2016	Pages/Appendices	43/2
Supervisor(s) Mr. Timo Savallampi, Senior Lecturer; Rauno Lassila, Regional Manager			
Client Organisation /Partners Fingrid Oyj			
<p>Abstract</p> <p>The purpose of this final project was to map out the need and current state of the smart energy metering of energy consumption in the substations of Fingrid. The substation of Huutokoski was used for the pilot project that was based on the observations made previously. The results from the pilot project will be used as a basis for future smart metering projects in the substations of Fingrid. It was also examined whether the same kind of metering as used in the pilot project could be used in the measurement of the energy consumption of telecommunications operator's equipment located in the substations.</p> <p>Measurement data from these new meters, as well as from meters in the substations owned by distribution network companies, were collected to Laskutusmittaus- ja taseselvitysjärjestelmä (LTJ). There measurements can be monitored easily and fast by persons needing that data.</p> <p>As a result, the material and knowledge gained from the pilot project can be used for future smart metering projects in the substations of Fingrid. The control display was made in LTJ to easily monitor data collected from smart energy meters. Data from new energy meters that are to be added to the substations in the future will be easy to add in the control display of LTJ.</p>			
Keywords Fingrid, Smart energy metering			

SISÄLTÖ

LYHENTEET JA MÄÄRITELMÄT	5
1 JOHDANTO	6
2 FINGRID OYJ	7
3 SÄHKÖASEMA JA ENERGIANMITTAUS	8
3.1 Sähköasema ja toisiojärjestelmät	8
3.2 Mittamuuntajat	10
3.3 Energiamittari	12
4 TYÖN TOTEUTUS	17
4.1 Nykytilanteen kartoitus	17
4.2 Malliaseman valinta	19
4.3 Mittaustiedon kerääminen	24
4.4 Mittarin valinta	26
4.5 Mallitoteutus	29
4.5.1 Mallitoteutuksen suunnittelu	29
4.5.2 Mittareiden asennus	31
4.6 Energiankulutustiedon raportointivaihtoehdot	34
4.7 Mittaustietojen käsittely	36
4.8 Sähköasemilla olevien teleoperaattoreiden laitteiden energiamittaus	38
5 HANKINTA	40
6 YHTEENVETO	42
LÄHDELUETTELO	43

LYHENTEET JA MÄÄRITELMÄT

11K, 12K = Omakäyttökeskusten tunnuksset uusilla asemilla

111K = Installaatiokeskuksen tunnus

AC = Alternating Current, Vaihtovirta

Cognos = Talouden ja toiminnan raportointi-, tietovarastointi- ja suunnittelujärjestelmä.

DC = Direct Current, Tasavirta

EDI = Electronic Data Interchange, Organisaatioiden välinen tiedonsiirto

ELVIS = Electricity Verkko Information System, Toiminnanohjausjärjestelmä. Sisältä useita sovelluksia eri käyttötarkoituksiin, järjestelmän ytimen muodostaa Maximon omaisuusrekisteri

ENTSO-E = European Network of Transmission System Operators for Electricity, Eurooppalainen kanta-verkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö

FG = Fingrid

GPRS = General Packet Radio Service, tiedonsiirtopalvelu GSM-verkossa

GSM = Global System for Mobile Communications, puhelinjärjestelmä

Maximo = Omaisuusrekisteri

OKK = Omakäyttökeskuksen tunnus vanhemmilla asemilla, numerointi asema kohtainen

PI = Teknisten aikasarjatietojen tietovarasto- ja tiedonkäsittelyjärjestelmä

PLC = Powerline Communication, Datasähkö

ProjectWise, PW = Arkistojärjestelmä teknisen dokumentaation hallintaan

LTJ = Laskutusmittaus- ja taseselvitysjärjestelmä

1 JOHDANTO

Opinnäytetyön aiheena on sähköasemien omakäyttösähkön etäluettava kulutusmittaus. Työn tarkoituksena on kartoittaa Fingrid Oyj:n sähköasemien omakäyttösähkön kulutuksen etäluennan tarvetta ja toteutusta. Valitulle sähköasemalle toteutetaan mallitoteutus etäluettavasta mittauksesta, josta saatuja tietoja voidaan käyttää muiden mittausten toteutuksen pohjana. Lisäksi tarkoitus on kerätä saadut mittaustiedot yhdessä jakeluverkon omakäyttösyötöistä saatavien mittausten kanssa näkymään yhdessä Fingrid Oyj:n järjestelmässä. Työssä tarkastellaan myös mahdollisuutta käyttää mallitoteutuksen kaltaista mittausta operaattoreiden energiankulutuksen seurantaan.

Fingridin ns. suurmuunnon käsittävillä asemilla omakäyttösähkö tulee oman suurmuuntajan kautta. Tällä hetkellä omien muuntajien kautta tulevat sähköt luetaan asematarkastusten yhteydessä ja kirjataan ELVIS-tietojärjestelmään. Tietoja kirjattaessa on järjestelmään erikseen syötettävä mittalaitekerroin ja mittarin lukema. Näitä tietoja on syötetty väärin ja väärin paikkoihin, minkä seurauksena todellista sähkönkulutusta ei tällä hetkellä saada. Asemien omakäyttöenergiakulutus on vuositasolla noin 10 GWh, mikä on noin 1 % häviöenergiasta. Vuosittaiset häviöt kantaverkossa ovat noin 1 TWh, joka vastaa noin prosenttia Suomen vuotuisesta sähkönkulutuksesta.

Vaikka energiankulutus on häviöihin verrattuna vähäistä, halutaan todellinen omakäyttöenergiankulutus parempaan seurantaan, jonka kautta voisi mm. paljastua mahdollisia energiansäästökohteita. Jotta myös sähköasemarakennuksen energiankulutuksesta (lämmitys ja muu kiinteistötekniikka) saataisiin parempi käsitys, selvitetään työssä tätä varten myös mahdollisen alamittauksen toteutusta. Sähkön kulutustietoja tarvitaan myös, koska vuoden 2015 loppupuolella tuli voimaan energiatehokkuuslaki, joka velvoittaa suuryritykset seuraamaan ja raportoimaan energiankulutuksensa (Energiatehokkuuslaki 1492/2014).

Lisäksi Fingrid on ollut mukana Elinkeinoelämän energiatehokkuussopimuksessa. Sopimuksessa taustalla ovat kansainväliset sitoumukset, ilmastonmuutoksen vastainen työ sekä kansallinen energia- ja ilmastostrategia. Tämä sopimus on jo edellyttänyt omakäyttöenergian raportointia. (Energiatehokkuus Fingridissä 2008-2016)

2 FINGRID OYJ

Fingrid Oyj on suomalainen kantaverkkoyhtiö, jonka vastuulla ovat sähkönsiirto Suomen kantaverkossa. Pääkonttori sijaitsee Helsingissä, ja lisäksi yhtiöllä on toimipaikat Hämeenlinnassa, Oulussa, Rovaniemellä, Varkaudessa ja Petäjävedellä. Yrityksessä työskenteli vuoden 2015 lopussa 315 henkilöä. (Fingrid 2016, avaintiedot)

Yhtiö perustettiin vuonna 1996 nimellä Suomen Kantaverkko Oyj. Perustajina olivat Imatran Voima Oy, Pohjolan Voima Oy ja Suomen Valtio. Perustamisen syynä oli vuonna 1995 voimaan tullut sähkömarkkinalaki, joka edellytti sähköön myynnin ja siirron liiketoimien erottamisen toisistaan. Nykyiseen muotoonsa yhtiön nimi muutettiin vuonna 1999. Fortum ja Pohjolan Voima luopuivat omistuksistaan vuonna 2011 voimaan tulleen EU:n lakipaketin vuoksi. Paketti edellytti, että sähköntuottajat eivät saa omistaa siirtoyhtiötä. Fortumin ja Pohjolan Voiman luovuttua omistuksistaan Fingridin suurimmaksi omistajaksi tuli Suomen valtio.

Kantaverkko toimii sähkönsiirtoverkon runkona, johon on liittyneenä kaikki suuret voimalaitokset ja tehtaات sekä jakeluverkot. Noin 75 % kaikesta Suomessa kulutetusta sähköstä kulkee Fingridin verkon kautta. Fingridin verkko muodostuu 400 kV, 220 kV ja 110 kV voimajohdoista, joita on yli 14 000 kilometriä, sekä yli sadasta sähköasemasta. (Fingrid 2016, Verkkohankkeet)

Suomen kantaverkko on osa yhteispohjoismaista sähköjärjestelmää, joka kytkeytyy Keski-Euroopan järjestelmään tasavirtayhteyksin. Tämän lisäksi Suomesta on Viroon ja Venäjälle tasasähköyhteydet. Yhtiön osakkeista Suomen valtio omistaa 28,24 %, Huoltovarmuuskeskus 24,90 %, Keskinäinen eläkevakuutusyhtiö Ilmarinen 19,88 %, Aino Holdingyhtiö Ky 26,41 % ja muut alle 1 %. (Fingrid 2016, Osakkeet ja osakkeenomistajat)

Yhtiön keskeisimmät vastuualueet ovat kantaverkon ylläpito ja kehittäminen sekä verkon käytön suunnittelu ja valvonta. Tämän lisäksi Fingrid osallistuu eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö ENTSO-E:n toimintaan ja eurooppalaisten markkina- ja käyttökoodien laatimiseen sekä verkkosuunnitteluun.

3 SÄHKÖASEMA JA ENERGIANMITTAUS

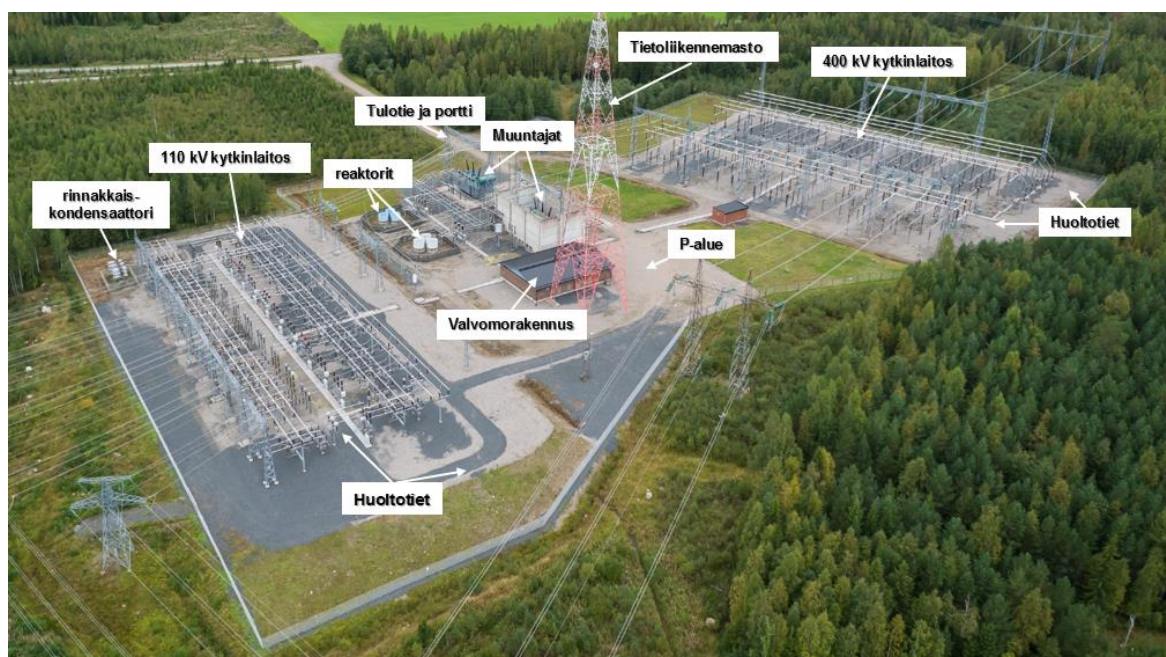
3.1 Sähköasema ja toisiojärjestelmät

Sähköasema-alueet ovat aidattuja sähköalueita. Asema-alueilla saavat liikkua vain opastetut henkilöt. Käytössä olevalla alueella voi normaalissa käytössä kuulua verkkovirran taajuista hurinaa, kytkinlaitteet voivat kolahdella kytkentätilan muuttuessa ja lisäksi saattaa näkyä valokaaria, joiden kesto on yleensä muutamia sekunteja. Fingridin kantaverkko koostuu pääsääntöisesti 400 kV ja 110 kV verkoista, minkä vuoksi tässä osiossa käsitellään suurelta osin vain näiden jännitetasojen järjestelmiä.

Sähköasemat luokitellaan joko kytkinlaitoksiin tai muunto-asemiin. Kytkinlaitoksilla yhdistetään vain samassa jännitetasossa olevia johtoja, muunto-asemilla on kahden eri jännitetason johtoja. Muunto-asemilla on lisäksi yksi tai useampi muuntaja, joilla eri jännitetasot saadaan liitettyä toisiinsa. Sähköasemalla johdot ja muuntajat kytkeytyvät asemaan kytkinkentällä sijaitseviin kokoojakiskoihin erilaisen kytkinlaitteiden välityksellä. Kokoojakiskoa, johon liitytään katkaisijan välityksellä, kutsutaan pääkiskoksi. Jos liittyminen tapahtuu erottimen avulla, kiskoa kutsutaan apukiskoksi. (Heikkilä 2004, 25)

Sähköaseman tärkeimpiä komponentteja ovat avojohdot ja kaapelit, tehomuuntajat, mittamuuntajat, kytkinlaitteet, ylijännitesuojat, kompensointilaitteet, tasasähkövoimansiirron komponentit ja sähköasemien toisiojärjestelmät. Sähköasemalla on varsinaisten sähkötekniikkaan liittyvien laitteiden lisäksi myös kiinteitä rakenteita. Tällaisia ovat esimerkiksi maahan upotettu maadoitusruudukko, joka kattaa koko asema-alueen, laitteiden tarvitsemat perustukset ja terästelinet, kaapelikanavat, muuntajia ympäröivät betonibunkkerit ja suoja-altaat, jotka on tehty torjumaan mahdollisia muuntajista tulevia öljyvetoja, tiet, aidat ja asemarakennukset. (Heikkilä 2004, 25)

Asemarakennus tai rakennukset sisältävät yleensä yhden tai useamman huoneen suojaus-, apusähkö-, viesti- ja kaukokäyttölaitteita varten, minkä lisäksi asemalla on usein käyttömukavuutta parantavia huoneita, kuten WC, taukotila tai pieni keittiö ja varastohuone. Varastohuoneessa voidaan säilyttää huoltoon tarvittavia laitteita ja esimerkiksi maadoituslaitteisto kuuluu vakiovarustukseen. Kuvassa 1 näkyy ilmakuva sähköasemasta, ja siihen on merkitty muutamia aseman näkyvimpiä komponentteja. (Heikkilä 2004, 25)



KUVA 1. Ilmakuva kantaverkon sähköasemasta (Fingrid 2015, Liiku ja työskentele turvallisesti Fingridin sähköasemilla.)

Toisiojärjestelmillä tarkoitetaan laitteita, laitteistoja ja järjestelmiä, joilla ylläpidetään sähköjärjestelmän suojausta ja mahdollistetaan varsinaisten sähkönsiirtolaitteiden käyttö. Niihin kuuluvat suojaus-, valvonta-, ohjaus- ja viestilaittejärjestelmät, jotka sijaitsevat valvomon relehuoneessa. Aiemmin viestilaitteille on ollut tapana rakentaa oma huone, mutta nykyisin ne sijoitetaan muiden laitteiden kanssa relehuoneeseen. Lisäksi asemalla on yleensä huone 220 VDC ja 400/230 VAC apusähköjärjestelmiä varten ja akkuhuone, joihin on tavallisesti sijoitettu kahdet 220 VDC tai 110 VDC akustot ja tarpeen mukaan 48 VDC akut. Toisiojärjestelmät saavat tarvitsemansa energian tyypillisesti omakäyttökeskusten kautta, johon energia tulee muuntoasemilla yleensä muuntoaseman omalta muuntajalta ja kytkinlaitoksilla paikallisen sähköverkkoyhtiön jakeluverkosta. Muuntoasemilla voi oman syötön lisäksi olla varasyöttö paikallisesta jakeluverkosta. (Lindblad, sähköasemien toisiojärjestelmät)

Toisiojärjestelmin tärkeimmät tehtävät ovat:

- kantaverkon suojaaminen erilaisten vika- ja häiriötilojen varalta
- paikallis- ja etäohjauksen mahdollistaminen tarvittaville kytkinlaitosten ensiö- ja toisilaitteille
- tiedon välittäminen esimerkiksi eri tehonjakotilanteista, vikahälytyksistä ja kytkentätilanteista tätä tietoa tarvitseville tahoille.

Tyypillisesti sähköasema saa tarvitsemansa omakäyttösähkön sähköaseman omakäyttökeskuksesta. Poikkeustapauksissa asema saa omakäyttönsä esimerkiksi viereisen voimalaitoksen järjestelmästä, jolloin asemalla ei ole varsinaista omakäyttökeskusta. Keskukseen syöttö tulee tapauksesta riippuen joko päämuuntajaan integroidulta omakäyttömuuntajalta tai jakeluverkon syöttämältä 20/0,4 kV muuntajalta. Myös varasyöttö tulee omakäyttömuuntajalta, jakeluverkosta tai vaihtoehtoisesti asemalla olevalta voimakoneelta. Näin huollon tai vian takia tuleva katko ei vaikuta aseman toimintaan. OKK keskuksesta syötetään pääasiassa kytkinkentän valaistusta, kojeiden ja jakokaappien lämmitystä, tasasuuntaajia ja valvomorakennuksen LVIS-järjestelmiä. Nämä laitteet saavat asemasta riippuen syöttönsä suoraan joko omakäyttökeskuksesta tai varsinkin LVIS-järjestelmien kohdalla erillisestä installaatiokeskuksesta, jota syötetään aseman omakäyttökeskuksesta. (Viita, Apusähköjärjestelmät)

Aseman kriittiset komponentit saavat syöttönsä aseman akustolta, joten ne pystyvät toimimaan vaikka aseman omakäyttökeskukseen syöttö katkeaisi kokonaan. Akustot on mitoitettu siten, että katkon sattuessa ne pystyvät syöttämään sähköasemaa vähintään 10 tunnin ajan. Aseman sähkönkulutus riippuu aseman lämmitystarpeesta ja aseman laajuudesta. Vanhat asemarakennukset ovat rakenteeltaan vetoisampia, joten lämmitys ottaa kulutuksesta suurimman osan. Uusilla asemilla eristykset ovat parempia, joten lämmitykseen kuluvan energian osuus pienenee ja varsinainen sähköaseman prosessisähkön kulutus nousee esille.

3.2 Mittamuuntajat

Mittamuuntajat ovat erikoisrakenteisia virran ja jännitteen mittaukseen tarkoitettuja muuntajia. Laitteilla on tarkoitus erottaa galvaanisesti vaihtovirtajärjestelmissä suurjännitteinen ja suurivirtainen ensiöpuoli mitta- ja suojauslaitteista. Samalla saadaan laajennettua laitteiden mitta-alueita. Mittamuuntajien käyttäminen on lähes välttämätöntä, sillä toisiopuolen laitteiden rakentaminen kestämään suuria virtoja ja jännitteitä on teknisesti hyvin haastavaa. (Kantaverkon käsikirja, 440)

Mittamuuntajien pääasiallisia tehtäviä ovat:

- jännitteen ja virran alentaminen suoja- ja mittalaitteille sopiviksi
- suojaus- ja mittalaitteiden standardioinnin mahdollistaminen nimellisarvoihin
- ylikuormitukselta suojaaminen
- galvaaninen erottaminen päävirtapiiristä
- mahdollisuus toisiolaitteiden sijoittamisen kauemmas mittaustaikasta.

Mittamuuntajia valittaessa ja asennettaessa on huomioitava niiden nimellistaakka. Taakan tulisi olla 25-100 % nimellisestä, jotta laitteen tarkkuus pysyisi vaadituissa rajoissa. Taakkaan vaikuttavat mittamuuntajien omat ominaisuudet, mittauksessa käytettävät johtimet ja liittimet sekä laite jolle jännite tai virta muunnetaan, esimerkiksi energiamittari.

Virtamuuntajia valittaessa käytetään standardia IEC 60044-1. Standardi suosittelee käyttämään tarkkuusluokaltaan luokan 0,2S virtamuuntajia, mutta varsin yleisesti on käytössä myös luokan 0,2 muuntajia. S-tyyppin muuntajien toiminta-alue ulottuu pienemille virroille kuin pelkän luokan 0,2 muuntajien. Laaja-alaisuudesta on hyötyä varsinkin silloin, kun mittauksen nimellisteho on suuri verrattuna normaalisti mitattuun tehoon. 25-100 % nimellistaakkaan pääsemiseksi voidaan jokaiselle vaiheelle lisätä erilliset paluujohtimet tai toisiopiiriin asentaa lisätaakkoja. Mitattavan virran tulee olla 5 - 120 % ensiön nimellisvirrasta. Kuten virtamuuntajissa, jännitemuuntajissakin käytetään standardin IEC 60044-2 mukaisesti tarkkuusluokkaa 0,2. Käyttötaakan tulee olla 25 -100 % nimellistehosta, jotta muuntajat täyttäisivät standardin asettamat tarkkuusvaatimukset. Mikäli taakka jää liian pieneksi, voidaan sitä kasvattaa asentamalla toisiopiiriin lisätaakkoja tai vaihtamalla muuntajat nimellisteholtaan paremmiksi. (Kantaverkon käsikirja, s. 60)

Taakka voidaan selvittää laskemalla yhteen kaikki vaikuttavat osat. Vaikuttavia osia ovat mittarin taakka, joka selviää mittauksessa käytettävän mittarin teknisistä tiedoista, liitokset, jotka voidaan arvioida yleisesti olevan 0,075 VA luokkaa, sekä johtimien taakka. Saatua lukua verrataan muuntajan nimellistaakkaan. Mikäli se on 25-100 % välillä, pysytään standardin vaatimissa rajoissa. (Tuntimittauksen periaatteita, liite 2)

Johdon taakka voidaan laskea seuraavalla kaavalla:

$$S = I_{SN}^2 * \rho * \frac{l}{A} \quad (1)$$

S = johtimen taakka (VA)

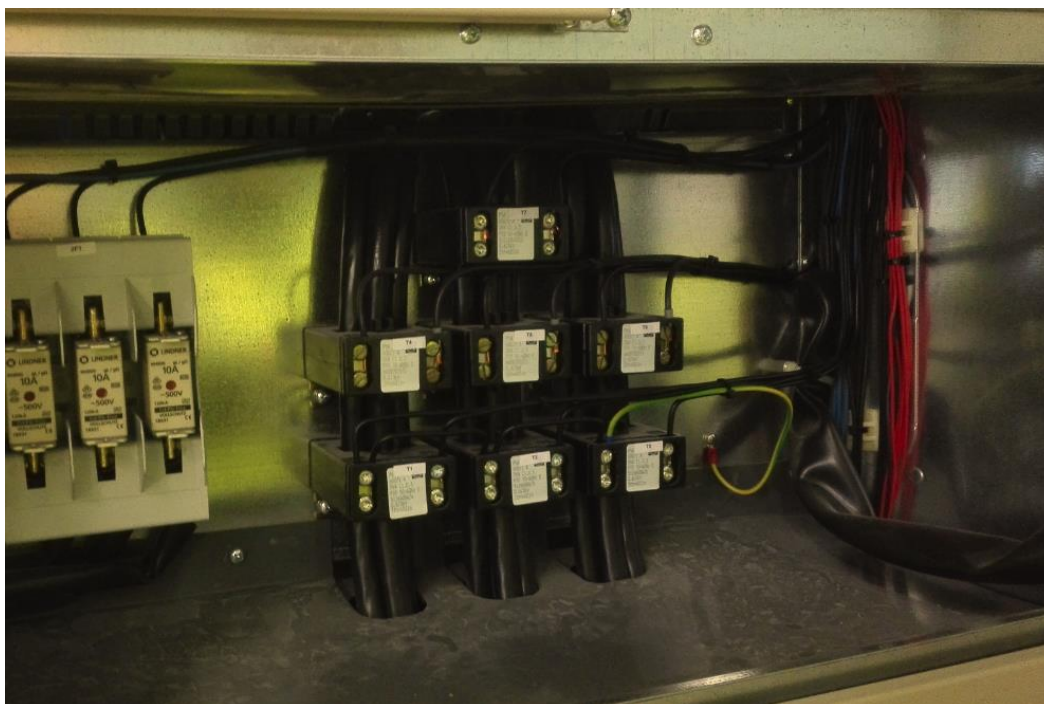
I_{SN} = nimellistoisiovirta (A)

ρ = johtimen ominaisvastus ($\Omega/\text{mm}^2/\text{m}$), kuparilla 0,0175 $\Omega/\text{mm}^2/\text{m}$

l = johtimen pituus (m)

A = johtimen poikkipinta (mm^2)

Muuntajien sopivuuden voi tarkistaa käyttämällä liitteessä 1 esitettyä tarkastuspöytäkirjaa. Taakkaa voidaan nostaa lisäämällä tai vaihtamalla johtimia tai vaihtamalla muuntaja nimellistaakaltaan sopivampaan. Kuvassa 2 näkyy sähkökeskuksessa olevia virtamuuntajia. Kyseisenlaisia virtamuuntajia voidaan käyttää esimerkiksi 0,4 kV jännitteellä energianmittaus tai suojaustarkoituksiin. Virtamuuntajan tiedot on esitetty muuntajassa olevassa tarrassa tai metallilevyssä. Tiedoista selviää mm. muuntosuhde, nimellistaakka, tarkkuusluokka, taajuusalue ja maksimi ensiö- ja toisiojännitteet.



KUVA 2. Virtamuuntajia sähkökeskuksessa (Shemeikka 2016)

3.3 Energiamittari

Sähköenergian mittaaminen ja seuranta tapahtuu energiamittariksi kutsutulla laitteella. Energiamittari (myös sähkömittari) on laite, joka on tarkoitettu kulutetun sähköenergian määrän mittaukseen. Mittareilla mitataan kotitalouksissa yleensä vain pätötehoa, mutta esimerkiksi suurilta tehtailta mitataan myös loisteho. Energiamittari voi olla joko mekaaninen tai digitaalinen. Nykyisin käytössä olevat mittarit ovat lähes poikkeuksetta digitaalisia ja niissä on etäluentamahdollisuus, kun aiemmin mittarit tuli lukea paikan päällä. Nämä etäluettavat mittarit (kutsutaan myös älymittareiksi) mahdollistavat sähkönkulutuksen seurannan tuntitasolla. Tämä puolestaan mahdollistaa sähkön laskutuksen todellisen kulutuksen perusteella, eikä arviolaskutukseen kuten aiemmin. Lisäksi uuden tyyppiset mittarit helpottavat sähkönkulutuksen seuranta ja mahdollistavat oman energiankulutuksen hallinnan.

Induktiomittari

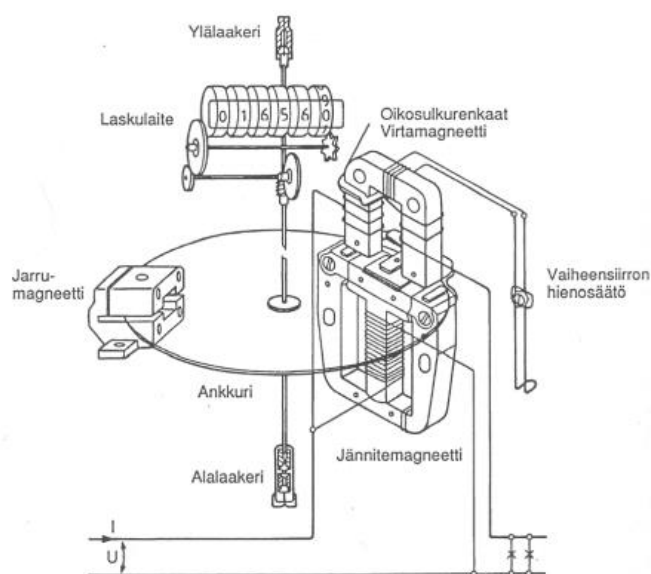
Induktiomittarit ovat jo nykyisin suurimmalta osin väistyneet uudempien etäluettavien energiamittareiden tieltä. Mittareita voi kuitenkin olla vielä varsinkin vanhoissa keskuksissa, joiden energian kuluusta ei ole ollut tarvetta seurata laskutustarkoituksia varten.

Toimintaperiaatteeltaan induktiomittari vastaa oikosulkumoottoria. Herkästi laakeroituun akseliin kiinnitetty alumiinilaatta toimii roottorina. Akseli on asennettu pystysuoraan ja mittari tulee asentaa tämän akselin suuntaisesti, jotta mittaukseen ei tulisi virhettä akselin väärästä asennosta. Alumiinilevyn syntyy pyörrevirtoja jännite- ja virtakäämien vaikutuksesta. Tämä saa levyn pyörimään erinopeudella virtakuormituksesta riippuen. Pyörimistä jarrutetaan kestopagneettien avulla ja tämä pyörimisliike välitetään mekaaniseen laskulaitteeseen. (Tiainen, 393,394)

Mittarin pääosat ovat:

- pyörivä ankkuri, alumiininen ferrarislevy
- jännite- ja virtakäämien muodostama energian mittauskoneisto
- jarrumagneetti ja erilaiset säätökomponentit
- mekaaninen laskulaite.

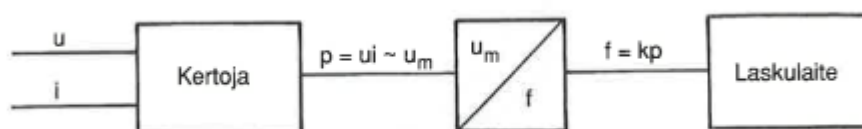
Kuvassa 3 on havainnollistettu induktiomittarin rakennetta. Kuvassa 5 vasemman puoleisessa mittarissa näkyy alumiinilaatta, jonka pyörimisestä kulutettu energia lasketaan.



KUVA 3. Havainne kuva induktiomittarin toiminnasta (Tiainen 2001, Sähköasennusopa, 394)

Elektroninen energiamittari

Elektronisella energiamittarilla kulutetun energian mittaaminen tapahtuu sähköisesti, induktiomittarin kiekon sijasta. Nämä mittarit kuluttavat vähemmän energiaa kuin edeltäjänsä ja mittaus alkaa välittömästi kun kuorma on kytketty mittariin. Elektroniset mittarit ovat myös induktiomittareita tarkempia ja luotettavampia mittalaitteita. Mittarit voivat olla analogia-elektronisia tai digitaalisia. Analogisessa mittarissa kulutettu energia muutetaan digitaalisesti pulsseiksi, jotka johdetaan mekaaniselle laskurille. Laskuri laskee pulssit ja energian kulutuksen, joka sitten näkyy mittarin näytöllä. Digitaalisissa mittareissa laskennan hoitaa mittarissa oleva prosessori, joka esittää kulutetun energian LCD näytöllä. Näihin mittareihin voidaan ohjelmoida laskutapoja esimerkiksi tariffin mukaan. (Edgefx, 2014)



KUVA 4. Elektronisen sähköenergiamittarin periaate (Wallin 1991, Sähkönmittaustekniikan perusteet, 99)

Kuvassa 4 on havainnollistettu elektronisen sähkömittarin toimintaperiaatetta. Kertoja muodostaa virran ja jännitteen hetkellisarvoista tuloon verrannollisen jännitteen u_m . Jotta teho saataisiin laskettua ja mitattua, täytyy tehosta muodostaa aikaintegraali. Jännite-taajuusmuuntimella jännite u_m muutetaan pulsseiksi, jotka edustavat kukin määrättyä energiaa. Pulssien yhteen laskennalla selviää kulutetun energian määrä laskenta-aikana. (Wallin, 99)

Etäluettava energiamittari

Valtaosa nykyisistä energiamittareista on etäluettavia. Älymittareissa kommunikointi toimii molempiin suuntiin. Tämä tarkoittaa sitä, että mittariin yhteydenottamisen lisäksi mittari kykenee lähettämään tietoja lukujärjestelmään. Suomessa lähes jokainen sähkönkulutuspaikka on varustettu etäluettavalla energiamittarilla, ja Suomi onkin ensimmäinen maa, jossa kulutuksen tuntimittaus ja etäluenta ovat yleisesti käytössä. (Energiateollisuus, Energian mittaus)

Aiemmista mittareista poiketen etäluettavia mittareita on nimensä mukaisesti mahdollista lukea ja ohjata muualtakin kuin käyttöpaikalta. Lisäksi mittarit kykenevät käsittelemään huomattavasti enemmän tietoa kuin vanhemmat mittarit. Mittarin tyypin ja asennuspaikan vaatimusten mukaan, mittarilla voidaan seurata ja mitata esimerkiksi jännitteitä, yliaaltoja, jännitteettömiä aikoja ja erilaisia häilytyksiä. Koska mittaus perustuu tuntisarjoihin, voidaan sähkönkulutus laskuttaa todellisen kulutuksen mukaan aiempien arviolaskujen sijasta. Käyttöpaikasta ja tarpeesta riippuen mittareiden luenta voidaan toteuttaa usealla tavalla. Mittarin modeemin mukaan luku voi tapahtua esimerkiksi GPRS-tekniikalla, valokuitua pitkin, langattomasti keräämällä erilliselle lähetysyksikölle tai sähköjohtimia pitkin PLC-tekniikalla. Mittarit voivat olla ns. modulaarisia, jolloin luentaan käytettävä modeemi on vaihdettavissa ilman, että itse mittaria tarvitsee vaihtaa. (Edgefx, 2014)

Mittarit kiinnitetään pääsääntöisesti niille tarkoitettuun mittaripohjaan, mutta myös erilaisia DIN-kiskoon liitettäviä mittareita on saatavilla. DIN-kiskoon liitettävät mittarit ovat lähes poikkeuksetta kooltaan pienempiä. Niissä on myös yleensä vähemmän ominaisuuksia kuin täysikokoisessa energiamittarissa. DIN-kiskomittareihin voidaan kuitenkin lisätä toimintoja kytkemällä niihin kiinni erilaisia moduuleita, kuten pulssilaskureita tai modeemeja.



KUVA 5. Vasemmalla vanha mittari, oikealla uusi etäluettava mittari (Shemeikka 2016)

Energiamittarit on jaettu mittariluokkiin A, B ja C. Mittarityyppi valitaan asennusrakennuksen tyypin mukaan, esimerkiksi asuin ympäristö, liiketila tai pienteollisuus voivat vaatia erilaisen mittarityypin. A-luokan mittarit ovat epätarkimpia ja C-mittarit puolestaan tarkimpia. A-luokan mittareita tulee direktiivin mukaan saada käyttää asuinrakennuksissa, B-luokan mittareita liiketiloissa ja kevyessä teollisuudessa. C-luokan mittareita voidaan vaatia käytettäväksi erityistarkoituksiin. Tarkempia tietoja eri toimita-alueista löytyy mittauslaitedirektiivin liitteestä MI-003, josta taulukko 1 on poimittu. Vaatimukset koskevat ainoastaan sähköenergiamittareita ja pätöenergian mittausta, ei mittamuuntajia. Standardit EN 50470-1, EN 50470-2 ja EN 50470-3 käsittelevät tarkemmin direktiivin mittarivaatimuksia. (Tuntimittauksen periaatteita 2010, 15-16)

TAULUKKO 1. Suurimmat sallitut virheet prosentteina mittarin toimiessa eri virta-alueilla (Mittalaite-direktiivi)

	Toimintalämpötila-alue			Toimintalämpötila-alue			Toimintalämpötila-alue			Toimintalämpötila-alue		
	+ 5 °C ... + 30 °C			- 10 °C ... + 5 °C tai + 30 °C ... + 40 °C			- 25 °C ... - 10 °C tai + 40 °C ... + 55 °C			- 40 °C ... - 25 °C tai + 55 °C ... + 70 °C		
Mittariluokka	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Yksivaihemittari; Monivaihemittari symmetrisellä kuormalla												
$I_{\min} \leq I < I_{tr}$	3,5	2	1	5	2,5	1,3	7	3,5	1,7	9	4	2
$I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$	3,5	2	0,7	4,5	2,5	1	7	3,5	1,3	9	4	1,5
Yksivaihekuormalla käytettävä monivaihemittari												
$I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$, katso jäljempänä määritelty poikkeus	4	2,5	1	5	3	1,3	7	4	1,7	9	4,5	2
Käytettäessä sähkömekaanisia monivaihemittareita yksivaihekuormalla virta-alue rajataan välille $5I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$												

Mittarin toimiessa eri lämpötila-alueilla sovelletaan aluetta vastaavia suurimpia sallittuja virheitä.

Taulukossa esitetyt suurimmat sallitut virheet pätevät alueella $0,9 \cdot U_n \leq U \leq 1,1 \cdot U_n$ ja $0,98 \cdot f_n \leq f \leq 1,02 \cdot f_n$. Tehokertoimen tulee olla välillä $\cos \varphi = 0,5$ induktiivista ja $\cos \varphi = 0,8$ kapasitiivista.

Taulukon tunnuksat:

I = mittarin kautta kulkeva virta

I_{\min} = virta, jonka yläpuolella virhe ei ylitä suurimpia sallittuja virherajoja

I_{tr} = virta, jonka yläpuolella virhe ei ylitä mittarin indeksiluokkaa vastaavia pienimpiä sallittuja virhearvoja

I_{\max} = virta, jolla virhe ei ylitä suurimpia sallittuja virherajoja

U =jännite

U_n = määritelty viitejännite

f = taajuus

f_n = määritelty viitetaajuus

Mittariluokka voidaan ilmoittaa myös muodossa Cl. 0.2S, Cl. 0.5S, Cl 1 tai Cl 2. Luku tarkoittaa mittarin tarkkuutta. Näin ollen esimerkiksi Cl 0.5S luokan mittarin tarkkuus on oltava vähintään $\pm 0,5 \%$, kun mitattava virta on välillä $0,05 I_n < I < I_{\max}$. Näin ollen 50 A nimellisvirralla saadaan maksimivirheeksi

$$50 \text{ A} \cdot 0,005 = 0,25 \text{ A} \quad (2)$$

Vastaavalla mittarilla 25 A kuormituksessa virhe on 0,125 A. Virran ollessa alle $0,05 I_n$ nousee suurin sallittu virta $\pm 1 \%$:iin. Näin ollen edellä luetelluista mittareista 0.2S on tarkin ja vastaavasti Cl 2 epätarkin. (SFS-EN 62053-22, 192)

Mittareiden käyttöön ja valintaan vaikuttaa myös 1.3.2009 voimaan tullut Valtioneuvoston asetus sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta, joka velvoitti verkkoyhtiöt muuttamaan 80 % asiakaistaan etäluennanpiiriin vuoden 2013 loppuun mennessä. Asetuksen 6 luvun 5§ on esitetty vähimmäisvaatimukset mittaustietoja käsittelevien tietojärjestelmien toiminnasta:

- 1) mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista viestintäverkon kautta (etäluentaominaisuus);*
- 2) mittauslaitteiston tulee rekisteröidä yli kolmen minuutin pituisen jännitteettömän ajan alkamis- ja päättymisajankohta;*
- 3) mittauslaitteiston tulee kyetä vastaanottamaan ja panemaan täytäntöön tai välittämään eteenpäin viestintäverkon kautta lähetettäviä kuormanohjauskomentoja;*
- 4) mittaustieto sekä jännitteetöntä aikaa koskeva tieto tulee tallentaa verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevään tietojärjestelmään, jossa tuntikohtainen mittaustieto tulee säilyttää vähintään kuusi vuotta ja jännitteetöntä aikaa koskeva tieto vähintään kaksi vuotta;*
- 5) mittauslaitteiston ja verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevän tietojärjestelmän tietosuojan tulee olla asianmukaisesti varmistettu*

Näin ollen valtaosa laskutettavista mittauksista on jo siirtynyt etäluettaviin mittauksiin. Huomioitavaa yllä olevassa listassa on se, että se koskee vain laskutettavia mittauksia, ei esimerkiksi Fingridilläkin yhtiön omaan tarpeeseen olevia omakäyttöenergian mittauksia. Yllämainitut direktiivit ja standardit toimivat kuitenkin hyvinä suuntaviivoina eri mittauksia järjestäessä.

4 TYÖN TOTEUTUS

Työ toteutettiin kevään ja kesän 2016 aikana. Työn toteutusvaiheessa keskityttiin nykytilanteen kartoitukseen, malliaseman valintaan ja mallimittauksen toteutukseen. Saatujen tietojen ja tulosten pohjalta luotiin Fingridin järjestelmiin mahdollisuus seurata sekä omia, että jakeluverkon mittaamia omakäyttömittauksia. Mallitoteutuksen ja asemakäyntien pohjalta koottiin lisäksi hankinta-aineisto, jota voidaan käyttää tulevien mittausten hankinnassa.

4.1 Nykytilanteen kartoitus

Työn alkuvaiheessa selvitettiin tarkemmin mittaustietojen keruun, taltioinnin ja raportoinnin nykytilannetta. Keskeisiä kysymyksiä tässä olivat:

- Miten mittaustiedot nyt kerätään?
- Mitä ongelmia nykyiseen tapaan liittyy?
- Mitä vaihtoehtoja nykytilanteen korjaamiseksi olisi etäluettavan mittauksen lisäksi?
- Miksi em. kysymysten valossa kannattaa toteuttaa etäluettava mittaus?

Fingridillä on tällä hetkellä noin 40 asemaa, joilla omakäyttösähköt saadaan oman suurmuuntajan kautta. Näillä asemilla on omakäyttömittauksia yhteensä 60 - 70 kappaletta. Mittareilta saatuja lukuja on käytetty energian kulutuksen seurantaan. Koska energiankulutus asemilla on hyvin pientä suhteutettuna häviöenergiaan, ei sen tarkka suuruus ole ollut erityisen kriittistä tietoa. Tästä johtuen mittauksissa saadut luvut ovat enemmänkin arvioita kuin oikeita mittaustuloksia

Nykyisin omakäyttömittauksien mittaustiedot kerätään asemakäyntien yhteydessä noin 4-6 kertaa vuodessa. Mittarista luetaan mittarin antama lukema, sekä muuntosuhteen kerroin. Nämä tiedot syötetään sen jälkeen Maximoon niille kuuluville sarakkeille. Aikavälin energian kulutus saadaan vähentämällä edellinen kumulatiivinen mittarinlukema sen hetkisestä lukemasta ja kertomalla se väärittävällä kertoimella.

Vaikka mittausväli onkin tämän tyyppin mittauksessa riittävä, eivät luvut ole silti totuuden mukaisia. Lukuja on saatettu syöttää väärin sarakkeisiin tai luvut ovat olleet puutteellisia. Tietojen luenta-ajankohdat vaihtelevat vuosittain, mikä vaikeuttaa niiden vertailua. Lisäksi kulutus mitataan vain omakäyttökeskuksesta, eikä esimerkiksi valvomo rakennuksen kuluttamaa energiaa voida erotella. Tämä taas rajoittaa energiansäästötoimenpiteitä, joita ala- ja päämittauksen erottelulla olisi mahdollista pystyä tunnistamaan.

Mittaukset on mahdollista toteuttaa jatkossakin ilman etäluentaa. Mikäli haluttaisiin tarkempia tietoja esimerkiksi valvomorakennuksen sähkönkulutuksesta, installaatiokeskuksiin tulisi asentaa erilliset energiamittarit. Tämä lisäisi syötettävien tietojen määrää, mikä saattaisi lisätä väärin syötetyn tiedon määrää. Tämä olisi mahdollisesti korjattavissa sillä, että mittarien lukijoille opastettaisiin lukujen syöttäminen ja lukeminen. Mahdollista olisi myös, että joka mittarille laitettaisiin selkeät ohjeet siitä, mitä lukuja tulee lukea ja minne ne tulee syöttää. Koska opastuksesta huolimatta virheellisen tiedon syöttämisen riski jää edelleen olemaan, ei tilanne sillä juurikaan nykyisestä paranisi. Varmin tapa mittaustietojen luotettavaan saantiin on niiden lisääminen automaattiseen etäluentaan. Lisäksi lähes reaaliaikainen mittaus on nykyaikaa ja paikan päältä luettavien mittareiden määrä vähenee jatkuvasti.

4.2 Malliaseman valinta

Työn alkuun valittiin sähköasema, jolle mallitoteutus tulitisiin suorittamaan. Aseman valinta tuli tehdä ensimmäisenä, jotta mittarit pystyttiin valitsemaan valittujen mittauspaikkojen mukaan. Valitun aseman tuli olla sellainen, että sinne pystyttiin toteuttamaan myös alamittaus. Aseman valittiin tutkimalla dokumentteja ja sähköasemakäynneillä.

Aseman valinnassa otettiin huomioon seuraavia asioita:

- Aseman dokumenttien tulisi olla selkeät.
- Asemalla tulisi olla mahdollista toteuttaa tarvittava alamittaus asemarakennuksen sähkönkulutuksen selvitystä varten.
- Asemalla tulisi olla kuituyhteys ethernet-modeemin testausta varten.
- Omakäytön syötön täytyy tulla Fingridin suurmuuntajalta.

Yllä olevien vaatimusten lisäksi asema haluttiin valita läheltä Varkauden toimipistettä. Tämä helpottaa asemakäyntejä ja käytännöntoteutusta.

Asemien tilanteen kartoitus aloitettiin tutkimalla laajemman alueen sähköasemin piirustuksia Projectwise-ohjelmasta. Ohjelmasta pyrittiin selvittämään mittauspaikkoja, mittareiden määrän tarvetta, alamittauksen mahdollisuutta ja millaista kuormaa tällä keskuksella mahdollisesti olisi. Tutkimalla ohjelmaa havaittiin, että päämittaukseen tarvitaan kohteen mukaan 1-2 mittaria. Tämä riippuen siitä, tuleeko omakäyttösjököjen varasyöttö toiselta muuntajalta vai jakeluverkosta. Jakeluverkosta tulevien syöttöjen luennan ja laskutuksen hoitaa jakeluverkkoyhtiö.

Alamittauksista havaittiin, että harvalla asemalla oli rakennusta syöttävään keskukseseen varattu valmis paikka mittarille. Niillä asemilla, joilla kuviin oli merkitty mittaripaikka, keskukselta lähti myös rakennuksen sähköihin liittymättömiä lähtöjä. Nämä lähdöt sotkevat rakennuksen energiankulutuksen mittauksia, joten alamittauksen soveltuvuutta näihin jouduttiin tarkastelemaan uudestaan. Opinäytetyön alussa oli rajattu, että jo olemassa olevia lähtöjä ei ryhmittellä uudelleen, joten niitä ei pystytty muuttamaan paremmin mittauksille soveltuviksi.

Kuvien perusteella ei saatu suoraa vastausta malliaseman valintaan. Päätettiin valita muutamia erilaisia asemia, joilla käydään katsomassa mittauspaikkojen todellisen tilanteen. Sähköasemista kolme valikoitui lähempään tarkasteluun. Tarkasteltavat asemat ovat Alapitkä, Huutokoski ja Visulahti. Jokaisesta asemasta kerättiin huomioita, joiden perusteella pyrittiin tekemään lopullisen mallitoteutusase-
man valinta.

Alapitkän asema pudotettiin listalta melko nopeasti, sillä vanhan aseman omakäyttösähköjen sijoittelu on toteutettu sekavasti eikä palvele opinnäytetyössä haluttua alamittausta. Vaikka aseman omakäyttökeskus OKK1 onkin näistä kolmesta ainoa, jolla on valmis mittaripaikka, ei mittauksesta saada kovin suurta hyötyä. OKK1-keskuksessa on sekä valvomon sähköt että muita lähtöjä, kuten portin sulanapito. Ylimääräiset lähdöt estävät valvomorakennuksen energiankulutuksen tarkan seurannan.

Kuvassa 6 näkyy Alapitkän OKK1-keskus. Asema on kolmesta valitusta vanhin, joten laajennusten yhteydessä keskuksiin on ehditty lisäämään alkuperäisestä poikkeavaa kuormaa. Kuvissa 7 ja 8 näkyvät OKK1-keskuksen 1 kentän kennot 2 ja 3. Kuvista näkee, että keskuksessa on rakennuksen sähköjen lisäksi esimerkiksi portin moottorin, valojen, sulanapidon ja kojelämmitysten lähtöjä. Koska näitä ei voida sulkea pois mittauksesta, menettää mittaus huomattavasti tarkkuutta ja samalla sen hyödyllisyys heikkenee suhteessa alkuperäiseen tarkoitukseen.



KUVA 6. Alapitkän omakäyttökeskus OKK1 (Shemeikka 2016)



KUVA 7. OKK1, kenttä 1/2 (Shemeikka, 2016)



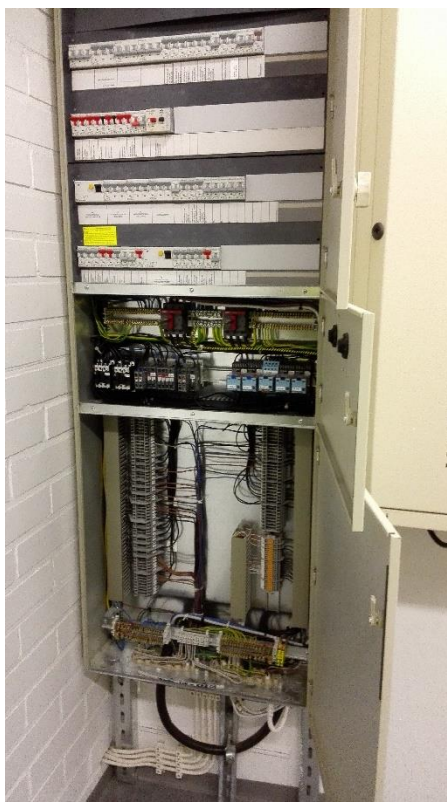
KUVA 8. OKK1, kenttä 1/3 (Shemeikka, 2016)

Visulahden asema on kolmesta valitusta uusien. Saatavilla olevat kuvat ovat selkeät. Lisäksi omakäytösähköt on sijoitettu asemalle niin, että ne olisivat optimaaliset opinnäytetyötä ja sen haluttuja mittauksia ajatellen. Omakäyttökeskuksissa 11K ja 12K ovat mittaripaikat ja nykyiset mittarit keskusten energianmittausta varten (kuva 9, mittaripaikat avoimena olevissa kennoissa). Tästä huolimatta 11K-keskuksesta puuttuu mittaripaikka, mikä aiheuttaa ongelmia alamittauksen toteutukseen. Lisäksi 111K:ssa ei ole tilaa mittarille eikä apusähköhuoneessa ole tilaa niin että erillisen mittauskeskuksen saisi järkevästi asennettua.



KUVA 9. Visulahden omakäyttökeskukset 11K ja 12K (Shemeikka, 2016)

Kuvassa 9 näkyy keskukset 11K ja 12K sekä se, kuinka vähän tilaa seinustalla on uusille keskuksille. Vastakkaisella seinustalla, jolla 111K sijaitsee, seinätilaa ei ole tarjolla merkittävästi paremmin. Pohdittiin myös, voisiko mittarin asentaa joko 11K- tai 12K-keskukseen. Kennoja availtaessa huomattiin, että ne olivat joko liian täysiä tai sitten liian pieniä uutta mittaria varten.



KUVA 10. Visulahden installaatiokeskus 111K (Shemeikka, 2016)

Kuvassa 10 näkyy 111K installaatiokeskus avattuna. Varsin nopeasti kävi selväksi, että alamittauksen toteuttaminen kyseiseen keskukseen vaatisi huomattavasti enemmän aikaa ja resursseja kuin sen toteutukseen oli alkujaan suunniteltu käytettävän. Kuvasta voi myös nähdä miten lähellä viereinen keskus on, joten ulkoisen mittarikeskuksen asentaminenkin on hankalaa.

Kolmantena vaihtoehtona oli Huutokosken muuntoasema. Huutokosken sähköasema saa omakäyttösyöttönsä normaalitilanteessa aseman alueella olevien 110 kV kytkinlaitokseen liittyvien kaasuturbiinilaitosten kautta. Molemmilla laitoksilla on omat 10/0,4 kV omakäyttömuuntajat (YOKM1 ja YOKM2), joilta saadaan myös sähköaseman omakäyttöjärjestelmän vaatima 400 VAC. Omakäyttösyöttöjen mallikuva on esitetty liitteessä 2.

Pohdittaessa omakäyttösyöttöön kulutusmittauksen etäluennan toteutusta kuituyhteyden kautta on huomion arvoista, että 20 kV valvomoon, jossa omakäyttökeskus OKK6 sijaitsee, ei tule tällä hetkellä kuituyhteyttä. Kuidun vetäminen viereisestä 110 kV rakennuksesta ei kuitenkaan osoittautunut kalliiksi tai aikaa vieväksi työksi, joten se olisi mahdollista toteuttaa.



KUVA 11. Huutokosken OKK6 kisko 1 (Shemeikka, 2016)

Kuvassa 11 näkyy reaktorilaitoksessa sijaitseva OKK6 (kisko 1 etualalla, kisko 2 takana). OKK6:elta saadaan sähkö myös 400 kV valvomon 11K keskukseen. Molemmissa OKK6-keskuksen kiskoissa on mittaripaikat. Keskuksen OKK6.1 lukuikkuna näkyy kuvassa 11.

Valvomorakennuksen alamittauksen suhteen Huutokosken 400 kV asemalla on samanlaisia haasteita kuin Visulahden vastaavalla. 11K keskukselta, samoin kuin rakennusta syöttävästä keskukselta 111K puuttuu paikka mittarille, jolla rakennuksen omaa sähkön kulutusta voidaan mitata. Sen sijaan Huutokosken valvomorakennuksessa on enemmän vapaata seinätilaa kuin Visulahdella, joten ulkoisen mittarikeskuksen asentaminen on helpompaa. Tästä syystä mallitoteutuksen paikaksi päätettiin valita Huutokoski, vaikka aseman dokumentaatio ei ole niin selkeä kuin Visulahdessa.



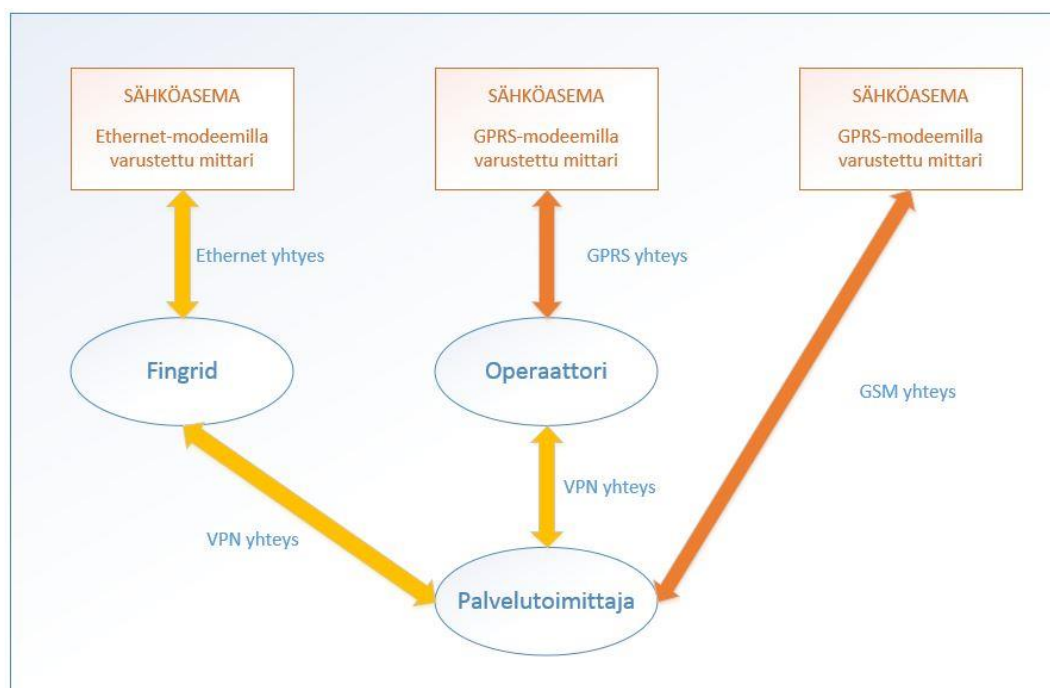
KUVA 12. Keskus 111K (Shemeikka 2016)

Kuvasta 12 avatusta keskuskuvasta näkee kuinka täynnä keskus on, joten mittarin asentaminen keskuksen sisälle ilman suurempia muutostöitä on mahdotonta. Sen sijaan keskusten 11K (vasemmalla) ja 111K väli on noin 45 cm, joten mittarikeskus mahtuisi siihen hyvin. Näistä syistä Huutokoski päätti valita mallitoteutus asemaksi.

4.3 Mittaustiedon kerääminen

Mittaustietojen kerääminen pyrittiin toteuttamaan kuituyhteyksiä ja Fingridin verkkoa käyttäen. Tässä tiedonkeräystavassa etuna nykyisin käytössä olevaan GPRS/GSM yhteyksien kautta tapahtuvaan keräykseen on suurempi tiedonsiirtokapasiteetti. Koska nykyisillä älymittareilla voidaan seurata useita verkonsuureita, kuten tehoa, loistehoa, jännitteitä, virtoja yms. tuntiseurantana, on tulevaisuudessa mahdollista että nykyinen yhteys ei pysty siirtämään tietoa vaaditussa ajassa. Tulevaisuudessa onkin mahdollista, että useammat mittarin etäluennat toteutetaan kuituyhteyttä käyttäen. Koska Fingridillä ei ole vielä käytössään kuituyhteyttä käyttävää etälukua, on opinnäytetyötä tehdessä ilmennyt muutamia haastavia ongelmia. Fingrid ei itse lue mittareitaan ja käsittele tietoja, vaan tiedonkeräys on ulkoistettu palvelutoimittajalle.

Kuvassa 17 on esitetty mahdolliset mittareiden luentatavat. Ensimmäinen esitys kuvaa mittareiden lukua ethernet yhteydellä suoraan Fingridin verkosta, johon palveluntoimittaja olisi yhteydessä VPN yhteydellä. Tässä mittareiden luentatavassa ongelmaksi muodostuu tietoturvan säilyttäminen. Siinä missä palveluntoimittaja nykyisin saa mittareiden tiedot suoraan GSM yhteyksien kautta, joutuisi se kuituyhteyksillä käyttämään lukuun Fingridin verkkoa. Tämä on tilanne, joka ei ole Fingridin tietoturvapoliitikan mukaan sallittua. Tästä johtuen kuituyhteyttä ei voida nykyisellään käyttää mittareiden lukuun.



KUVA 17. Palvelutoimittajan vaihtoehtoiset mittareiden luentatavat

Kuituyhteyden saamiseksi käyttöön on esitetty muutamia parannettuja vaihtoehtoja. Prosessi on kuitenkin hidas ja selvittettäviä ongelmia on useita. Näin ollen kuituyhteyden kautta tapahtuvaa mittaus-tietojen keruuta ei toteuteta tämän opinnäytetyön puitteissa. Mittaukset on kuitenkin tarkoitus muuttaa kuituyhteyden kautta kerättäväksi, mikäli tietoturvan varmistamiseksi saadaan toteutettua järkevä ratkaisu. Mittaustavan vaihtaminen vaatii mittarin modeemin vaihtamisen. Modeemin vaihtaminen on kuitenkin helppoa, eikä se vaadi mittarin irrottamista tai mittauksen katkaisua. Modeemit ovat kuitenkin huomattavan kalliita verrattuna mittarin hintaan, joten niiden vaihto pitää katsoa tapausittain. Yksi vaihtoehto on, että jo asennettuja GPRS-modeemeja ei korvata vaan, Ethernet-modeemit asennetaan vain uusiin mittauksiin.

Toinen luentatapa on nykysinkin käytössä oleva GPRS-yhteys. Palvelutoimittajalla on suojattu yhteys operaattorin verkkoon, josta käsin voidaan soittaa mittareissa oleviin SIM-kortillisiin GPRS-modeemeihin. Jokaisessa mittarissa ei ole omaa SIM-korttimodeemia, vaan lähekkäin olevat mittarit on yhdistetty RS485 väylällä toisiinsa master-slave tyypisesti. Tällä tavalla tietojen kysely eri mittareilta tapahtuu yhden modeemin kautta. Protokolla tarkastaa myös mittarin nimen ja salasanan istunnon alussa oikean mittarin varmistamiseksi.

Operaattori ei tallenna tietoa, vaan data menee suoraan palvelutoimittajalle. Keruujärjestelmä tallentaa tiedon SQL-databaseen, josta tieto siirtyy palvelutoimittajan dataluentajärjestelmään. Tuntisarjat lähtevät Fingridille EDI sanomana, ja niiden tulee olla perillä aamulla 9:ään mennessä. Energiamittareista saatavat sähkön laatutiedot menevät välipalvelimelle, josta FG voi ne lukea klo 12:een mennessä. Mitattuja laskutusmittaustietoja on säilytettävä vähintään 6 vuotta. Tällä luentatavalla on toteutettu nykyisin myös 10, 11, 20, 33 110, 220 ja 400 kV mittauksen etäluennat.

Kolmas tapa on luenta GMS-verkon kautta, tätä tapaa käytetään, mikäli GPRS-yhteyttä ei ole onnistuttu saamaan aikaiseksi. Mikäli luenta ei tälläkään menetelmällä onnistu, yritetään luenta uudestaan myöhempänä ajankohtana.

4.4 Mittarin valinta

Pohdittaessa omakäyttösähkön kulutuksen mittaamiseen sopivinta mittaritekniologiaa mietittiin aluksi DIN-kiskoon liitettävän mittarin asentamista 111K-keskukseen. Pienemmän kokonsa puolesta mittari olisi pystytty mahdollisesti sijoittamaan keskukseen sisälle ja ylimääräisen mittarikeskukseen hankintaan ei olisi ollut tarvetta. Ongelmana ovat kuitenkin kyseisten mittareiden etäluentamahdollisuuksien puutteellisuudet ja yhteensopivuus käytössä olevien järjestelmien kanssa, joten ajatuksesta luovuttiin. Tämän tyyppisiä mittareita on asemilla ollut aiemmin, mutta niihin liittyvät laitteet on poistettu asemilta laitteistopäivitysten yhteydessä. Näin ollen ei ole järkevää tuoda jo käytöstä poistettua laitteistoa asemille uudestaan muutamaa mittaria varten.

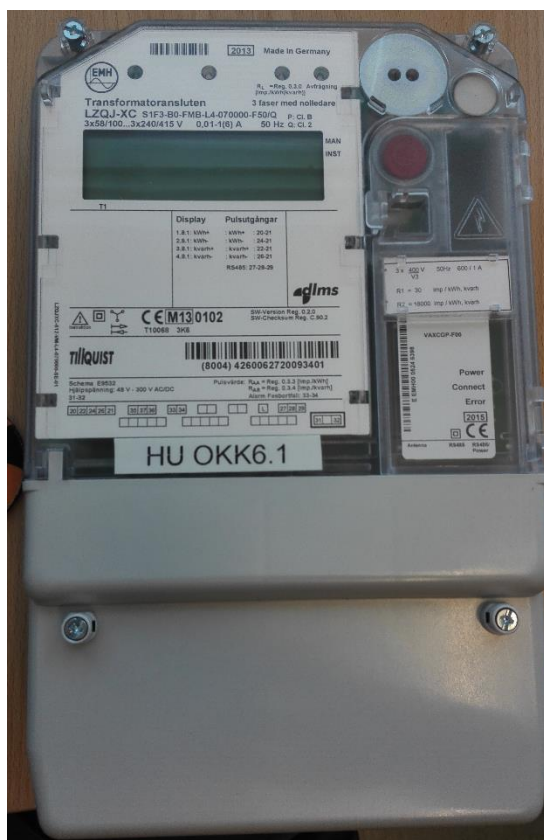
Yllä mainitujen seikkojen vuoksi omakäyttösähkön kulutusmittaus päätettiin toteuttaa käyttämällä samoja mittareita, joita käytetään laskutusmittauksissakin. Mallitoteutusta varten mittarit hankittiin saksalaisen EMH Meteringin valikoimasta. Koska, että Fingridillä on käytössä kyseisen valmistajan mittareita ja niiden yhteensopivuus nykyisten järjestelmien kanssa on varmistettu. Lisäksi mallitoteutukseen tarvittavan mittarin saanti nopeutuu ja helpottuu, koska mittareita on helposti saatavilla.

Valittaessa mallikohteeseen soveltuvaa mittaria tulee ottaa huomioon energiamittarin valintaan oleellisesti vaikuttavat jännitealue sekä virta-alue ja mahdolliset virtamuuntajien muuntosuhteet. Kohteeksi valitulla Huutokosken asemalle oli tarkoitus asentaa kolme etäluettavaa mittaria. Mallitoteutuksen mittarityypiksi valikoitui näin ollen EMH Metering LZQJ-XC. Mittareiden etäluenta voitiin toteuttaa nykyisellä luentajärjestelmällä.

OKK6-keskukseen tuli kaksi mittaria, yksi molempiin kiskoihin. Myös 400 kV valvomoon 111K-keskukseen oli tarkoituksenmukaista asentaa samanlainen mittari kuin OKK6-keskuksen mittaritkin ovat. OKK6 keskuksen mittarit vaativat virtamuuntajat, sillä keskuksen katkaisijan asettelu on 3 x 600 A. Keskuksessa olevat virtamuuntajat soveltuivat sellaisenaan uusille mittareille eikä niitä ollut tarvetta vaihtaa. Sen sijaan 111K-keskusta mittaava mittari voitiin toteuttaa suoralla kytkennällä. Tämä on mahdollista, sillä kyseisen keskuksen syöttö on 3x63 A ja virtamuuntajat vaaditaan yli 80 A syöttöihin. Valittu etäluentamittari vaati myös erillisen mittauskeskuksen, sillä 111K-keskukseen ei ole alun perin suunniteltu mittarille paikkaa. Suoralla mittauksella vältyttiin laittamasta virtamuuntajia jo ennestään täyteen keskukseen.

Mittareissa on moduulipaikka, johon voidaan kiinnittää erilaisia moduuleita tiedonlukua varten. Saman asemarakennuksen mittareihin tarvitaan vain yksi moduuli ja muut mittarit ketjutetaan tähän mittariin RS485-väylän kautta. Mittareiden moduuleita tilattiin kaksi kappaletta, sillä 400 kV asemarakennus on liian kaukana, jotta se voitaisiin liittää samaan ketjuun kahden muun mittarin kanssa. Kiskoihin 1 ja 2 tulevien mittareiden väliin tarvittiin vain noin kymmenen metrin pituinen kaapeli, kun taas 400 kV valvomoon kaapelia tarvittaisiin useita satoja metrejä. Modeemiin kiinnitetään antenni, joka laitetaan keskuksen katolle. Antennin kautta mittareiden etäluennan hoitava palvelutoimittaja saa yhteyden mittareihin. Muita laitteita ei sähköaseman päähän tarvita, vaan mittarit kykenevät ohjelmoinnin jälkeen lähettämään keräämänsä tiedon eteenpäin. Mittareihin on saatavana myös RJ45 kaapelilla yhdistettäviä Ethernet-modeemeja, jotka voidaan lukea kuitua pitkin. Näitä ei kuitenkaan tilattu vielä tässä vaiheessa kuituyhteyksiin liittyvien tietoturvaongelmien vuoksi. Modeemit ovat kuitenkin mahdollista vaihtaa sen jälkeen, kun nämä ongelmat on ratkaistu. Modeemin vaihtaminen ei vaikuta mittaukseen.

Kuvassa 13 näkyy OKK6 kiskoon 1 tuleva mittari. Kyseinen mittari on virtamuuntajat vaativa malli. Suoralla mittauksella tuleva mittari eroaa kuvan mittarista johtojen liitäntöjen osalta. Kuvassa näkyvän punaisen painikkeen alapuolella on mittariin tuleva Variomod XC GPRS-modeemi. Modeemin vaihto tarvittaessa ei vaadi mittarin irrotusta kiinnikkeistään, vaan se onnistuu irrottamalla kuvassa näkyvä harmaa suojuus ja avaamalla modeemin päällä oleva pieni luukku. Tämän jälkeen modeemin saa irti vetämällä. Koska modeemin asentaminen ei vaadi mittarin irrotusta, voidaan mittari kiinnittää keskukseen ja laittaa mittaamaan energiankulutusta, vaikka etäluenta ei vielä olisikaan toiminnassa. Mittarista irrotettu modeemi näkyy kuvassa 14. Tiedot tallentuvat mittariin, josta ne voidaan lukea sitten kun etäluenta on laitettu toimimaan. Näin voi olla esimerkiksi sellaisessa tapauksessa, jossa mittarin GPRS-modeemin vaatimat SIM-kortit toimittaa eri taho kuin se, joka on asentanut mittarit.



KUVA 13. EHM metering LZQJ-XC (Shemeikka 2016)



KUVA 14. Variomod XC GPRS modeemi (Shemeikka 2016)

Mittarit ohjelmoitiin valmiiksi asennusta varten Fingridin pääkonttorilla Helsingissä. Ohjelmointi tapahtui EMH meteringin EMH-COMBI-MASTER 2000 ohjelmalla, joka on standardi ohjelma LZQJ-XC mittareille (adapterin paikka näkyy kuvassa 13, valkoinen ympyrä jossa on kaksi reikää). Ohjelmalla voidaan määrittää mittarin tallentamat tiedot, talletettavien arvojen tarkkuudet, muut tarvittavat tiedot ja lisäksi ohjelmalla voidaan lukea mittariin tallennettuja tietoja. Tietokone liitettiin mittariin ohjelmoinnin ajaksi EMH:n OKK USB optisella kommunikaatioadapterilla.

Mittari voidaan ohjelmoida tallentamaan seuraavia sähkönlaadun liittyviä muuttujia: jännitteen keskiarvo $U_{average}$, jännitteen minimi U_{min} , jännitteen maksimi U_{max} , vaihevirran keskiarvo $I_{average}$, vaihevirran maksimi I_{max} , virran ja jännitteen harmoniset värähtelyt THD_U ja THD_I , välkyntää P_{st} ja taaajuutta f . Arvojen rekisteröinti väli on standardin 50160 mukaisesti 10 minuuttia, mutta se voidaan säätää 1, 2, 5, 10, 15, 30 tai 60 minuutin mittaiseksi. Lisäksi mittarilla voidaan tallentaa yli- ja alijännitteet, ylivirta, negatiivinen energian suunta ja väärä vaihe järjestys. Muuttuvien arvojen lisäksi mittari voidaan ohjelmoida tallentamaan käyttäjän lokiin myös erilaisia tapahtumia kuten vaiheiden jännitteettömyys ja mittarin kannen tai liitinsuojan poisto. Tapahtumasta lokiin jää merkinnäksi nimen lisäksi tapahtuman aika. (EMH Metering, Additional functions of the LZQJ-XC)

Mallitoteutuksen mittareihin ohjelmoitiin mittausten perustiedot eli aseman nimi ja mitattava kohde, esimerkiksi Huutokoski 400 kV, valvomo. Mittareiden näyttöön laitettiin näkymään vikakoodinäyttö, päivämäärä, kellonaika sekä kumulatiiviset lukemat pätö- ja loistehoista molempiin suuntiin. Mittareiden rekisteriin ohjelmoitiin 4 sarjaa, pätö- ja loisenergian tuntisarjat molempiin suuntiin. Sarjat tallentuvat mittariin wattitunnin tarkkuudella.

Nämä kolme mittaria poikkeavat jonkin verran Fingridillä käytössä olevista mittareista. Kantaverkon energiamittarit on kustomoitu Fingridin käyttöön soveltuviksi, toisin kuin nämä kolme uutta omakäyttömittaria, jotka ovat varastomalleja. Uusin mittareiden ohjelmointi ei onnistu etänä, sillä ohjelmointi vaatii kuittauksen painamalla maskin alla olevaa painiketta. Maskin irrottaminen taas ei onnistu tai on huomattavasti haastavampaa, mikäli mittari on jo kiinnitettynä keskukseen. Lisää mittareita hankittaessa tullaan näihin ominaisuuksiin kiinnittämään huomiota.

4.5 Mallitoteutus

Mallitoteutus omakäyttösähkön etäluettavasta mittauksesta toteutettiin Huutokosken sähköasemalle. Kaikkien teknisten järjestelmien toteuttaminen alkaa toteutuksen suunnittelulla. Uuden tyyppisten mittareiden hankkiminen vanhojen tilalle aiheuttaa aseman tekniseen dokumentaatioon muutoksia. Ennen toteutusta selvitettiin mm. mittareiden toimintaan ja etäluentaan liittyviä asioita, kuvien päivitys vaatimuksia, sekä mahdollisten käyttökeskeytyksen tarvetta. Mittareiden asennusvaiheessa tarkasteltiin työnjälkeä ja todettiin mittareiden toimivuus ottamalla niihin testiyhteydet.

4.5.1 Mallitoteutuksen suunnittelu

Työn aloitus vaati suunnittelua ja asemakäyntejä, joilla selvitettiin käytännön toteutukseen mahdollisesti liittyviä seikkoja. Vanhoja kuvia päivitettiin OKK6-keskukseen tulevien kahden mittarin osalta ja 111K-keskukseen yhteyteen toteutettu erillinen mittauskeskus poiki kokonaan uusia dokumentteja. Kuvien lisäksi aiemmin todetun mukaisesti 111K:n ahtauden takia alamittausta varten suunniteltiin erillinen mittauskeskus keskuksen 111K yhteyteen. Erillisen mittauskeskuksen tilaukseen määriteltiin kyseisen mittauskeskuksen vaatimukset, kuten IP-luokka, läpivientien määrä, keskukseen tulevat kyltit ja kilvet, sekä vaadittava dokumentaatio.

Keskusta varten kerättiin seuraavia vaatimuksia ja huomiota:

- maksimi leveys 50 cm
- asennettavan mittarin mitat 180 x 285 x 80 (W x H x D)
- kyltti "111MK", korkeus 5 cm, valkoinen mustalla tekstillä, keskelle ylös
- ikkunallinen oikealle avautuva ovi
- IP-luokka 31
- seinäkiinnitys
- kaapelit keskukseen alakautta
 - tulo- ja lähtökaapeli MCMK 4x16+16
 - vedonpoistot läpivienteihin
- mittausvirrat ja -jännitteet katkaistavien riviliittimien kautta mittarille
 - mittarin tarkastusta varten ei tarvitse tehdä keskeytystä, kun virrat voidaan ohjata katkaistavien riviliittimien kautta tarkastuslaitteelle.

Edellä mainittujen vaatimusten mukainen mittauskeskus hankittiin kirjallisen tarjouspyyntömenettelyn perusteella ulkopuoliselta keskusvalmistajalta. Keskusvalmistajalta saatiin kommentoitavaksi alustava keskuslayout, johon kommentoinnin jälkeen päätettiin lisätä erilliset riviliittimet mittarin muille tuloille ja lähdöille. Ne lisättiin sitä varten, että mikäli muut liittimet halutaan tulevaisuudessa ottaa käyttöön, liittimet niille ovat jo valmiina. Alkuperäisestä ajatuksesta poiketen syöttökaapelit tulevat normaali liittimille, ei katkaistaville, koska 16 mm² johtimelle kyseisiä katkaisevia liittimiä on huonosti saatavilla, jos ollenkaan. Lisäksi keskukseen lisättiin läpivienti ja vedonpoisto GPRS-modeemiin tulevalle antennille.

Keskuksen valinnan jälkeen selvitettiin käyttökeskeytysten tarve molemmista keskuksista. 111K-installaatiokeskuksen mittarin asennus vaatii keskeytyksen, koska mittari tulee kiinni suoralla mittauksella. Tämä tarkoittaa sitä, että keskuksen syöttökaapelit pitää irrottaa ja kierrättää uuden mittari-keskuksen kautta. Koska 111K-keskuksen perässä ei ole sähköaseman niin sanottuja prosessisähköjä, pystyttiin mittari-keskuksen asennuksen vaatima 111K-keskuksen jännitekatko järjestämään helposti.

Koska OKK6 mittarit on kytketty virtamuuntajien kautta eivätkä syöttökaapelit kierrä mittareiden kautta, mittareiden vaihto voitiin tehdä keskuksen ollessa jännitteinen. Lisäksi mittareita asennettaessa ei tarvitse avata keskuksen kennoja, joissa olisi vaara osua jännitteisiin osiin. Vanhoja mittareita poistettaessa tulee virtamuuntajien toisiopiiri oikosulkea, jotta virtamuuntajat eivät vahingoitu. Kiskon 1 ja 2 mittareita yhdistävä RS485-johto voitiin kuljettaa keskuksen kaapelikanavan läpiviennin kautta alakerrassa menevälle kaapelihyllylle. Läpivientiin täytyy tehdä reikä johtoa varten, mutta reiän tekeminen ei vaadi keskeytystä kummallekaan kiskolle tai alla oleville johtimille. RS485 viedään kaapelihyllyä pitkin toiselle kiskolle, jossa samat toimenpiteet toistuvat, sillä kiskot ovat lähes identtiset. Lisäksi keskuksen kattoon täytyy tehdä läpivienti antennia varten.

4.5.2 Mittareiden asennus

Mittareiden asennus ja asennusten loppudokumentointi tilattiin tarjouspyyntömenettelyä käyttäen ulkopuoliselta palvelutuottajalta. Tilaukseen kuului OKK6-keskusten mittareiden asentaminen käyttö-kuntoon, 111MK-keskuksen kiinnittäminen seinään ja sen sisältämän mittarin asentaminen käyttö-kuntoon sekä päivitettyjen dokumenttien toimittaminen Fingridille. Mittareiden modeemeihin tulevat SIM-kortit toimitettiin paikalle asemalle erillisenä käyntinä asennuspäivän aikana ja samalla tarkas-tettiin etäluentayhteyksien toimivuus.



KUVA 15. Kiskon 1 mittari (Shemeikka, 2016)



KUVA 16. 400 kV valvomon uusi mittarikeskus (Shemeikka, 2016)

OKK6-keskuksen asennukset onnistuivat suunnitelman mukaisesti. Kuvassa 15 näkyy kiskoon 1 kiinnitetty mittari. Mittarista lähtevät johtimet jännitteen- ja virranmittauksille sekä modeemista lähtevä antenni ja RS485-kaapeli, joka liittyy kiskoon 2 mittariin. Kuvasta puuttuu johtimien päälle tuleva suojakansi. Kuvassa 16 puolestaan näkyy 400 kV valvomoon asennettu uusi 111MK-mittauskeskus, johon uusi mittari on sijoitettu. Alkuperäisestä suunnitelmasta poiketen syöttöjohtimet käännettiin suoraan 111K-keskuksesta; alkuperäinen ajatus oli tuoda ne keskuksen takakautta. Näin vältettiin ylimääräiseltä kaapeloinnilta sekä kaapelihyllyn jatkamiselta.

SIM-korttien asennuksen yhteydessä mittareiden yhteydet testattiin ottamalla niihin yhteys Helsingistä käsin. Testatessa antennit oli sijoitettu keskusten katolle. Kaikkiin kolmeen mittariin saatiin yhteys, eikä antennien paikkoja ollut tarvetta muuttaa. Urakoitsija viimeisteli asennukset ja mittasi kytkennät ja kaiken todettiin olevan kunnossa. Myöhemmin kuitenkin tarkastettiin mittareiden näyttämät hetkellisarvoja. Taulukossa 2 on esitetty mittauksesta OKK6.2 saadut mittausarvot.

Hetkellisarvoja tarkastelemalla huomattiin, että OKK6.2 mittauksen kolmannen vaiheen virta (kohta 71.25) oli huomattavasti pienempi kuin vaiheiden yksi ja kaksi. Vaihevirtojen eroa ei saatu selitettyä epätasaisella kuormalla, sillä virtaero oli huomattava. Syyksi epäiltiin löysää liittosta ja kytkentä päätettiin tarkastaa mahdollisimman nopeasti, että virtamuuntajalle ei ehtisi aiheutua vahinkoa. Kytken-
tää tutkittaessa selvisi, että kolmannen vaiheen mittaussyöttö oli murtunut. Tämä ei paljastunut mit-
tauksissa, sillä johdin joutui epäsuotuisaan asentoon vasta, kun suojakotelo laitettiin paikalleen.
Murtunut johdin korvattiin ja uudessa testissä saadut arvot todettiin oikeiksi. Mittaustulokset vaihde-
tulla johtimella on esitetty taulukossa 3.

TAULUKKO 2. OKK6.2 mittauksen hetkellisarvot

31.25(40.0*A)	I Phase 1 Instantaneous value
51.25(39.3*A)	I Phase 2 Instantaneous value
71.25(1.6*A)	I Phase 3 Instantaneous value
32.25(223.95*V)	U Phase 1 Instantaneous value
52.25(225.18*V)	U Phase 2 Instantaneous value
72.25(226.15*V)	U Phase 3 Instantaneous value
21.25(8.2*kW)	positive Active power Phase 1 Instantaneous value
41.25(7.8*kW)	positive Active power Phase 2 Instantaneous value
61.25(0.0*kW)	positive Active power Phase 3 Instantaneous value
1.25(16.0*kW)	positive Active power Instantaneous value
23.25(3.2*kvar)	positive Reactive power Phase 1 Instantaneous value
43.25(3.8*kvar)	positive Reactive power Phase 2 Instantaneous value
63.25(0.0*kvar)	positive Reactive power Phase 3 Instantaneous value
3.25(7.0*kvar)	positive Reactive power Instantaneous value
29.25(8.9*kVA)	positive Apparent power Phase 1 Instantaneous value
49.25(8.8*kVA)	positive Apparent power Phase 2 Instantaneous value
69.25(0.0*kVA)	positive Apparent power Phase 3 Instantaneous value
9.25(18.1*kVA)	positive Apparent power Instantaneous value
33.25(0.91*P/S)	Power factor Phase 1 Instantaneous value
53.25(0.88*P/S)	Power factor Phase 2 Instantaneous value
73.25(0.00*P/S)	Power factor Phase 3 Instantaneous value
13.25(0.88*P/S)	Power factor Sum Instantaneous value
81.7.10(120.0)	Phase angle U1-U2 Instantaneous value
81.7.20(239.8)	Phase angle U1-U3 Instantaneous value
81.7.21(119.7)	Phase angle U2-U3 Instantaneous value
81.7.40(23.4)	Phase angle U1-I1 Instantaneous value
81.7.51(27.8)	Phase angle U2-I2 Instantaneous value
81.7.62(0.0)	Phase angle U3-I3 Instantaneous value
14.25(49.98*Hz)	Frequency Instantaneous value

TAULUKKO 3. OKK6.2 mittauksen hetkellisarvot johtimen vaihdon jälkeen

31.25(60.3*A)	I Phase 1 Instantaneous value
51.25(60.7*A)	I Phase 2 Instantaneous value
71.25(49.8*A)	I Phase 3 Instantaneous value
32.25(223.08*V)	U Phase 1 Instantaneous value
52.25(224.37*V)	U Phase 2 Instantaneous value
72.25(225.04*V)	U Phase 3 Instantaneous value
21.25(10.9*kW)	positive Active power Phase 1 Instantaneous value
41.25(10.8*kW)	positive Active power Phase 2 Instantaneous value
61.25(8.0*kW)	positive Active power Phase 3 Instantaneous value
1.25(29.8*kW)	positive Active power Instantaneous value
23.25(7.6*kvar)	positive Reactive power Phase 1 Instantaneous value
43.25(8.1*kvar)	positive Reactive power Phase 2 Instantaneous value
63.25(7.6*kvar)	positive Reactive power Phase 3 Instantaneous value
3.25(23.4*kvar)	positive Reactive power Instantaneous value
29.25(13.4*kVA)	positive Apparent power Phase 1 Instantaneous value
49.25(13.6*kVA)	positive Apparent power Phase 2 Instantaneous value
69.25(11.2*kVA)	positive Apparent power Phase 3 Instantaneous value
9.25(38.3*kVA)	positive Apparent power Instantaneous value
33.25(0.81*P/S)	Power factor Phase 1 Instantaneous value
53.25(0.79*P/S)	Power factor Phase 2 Instantaneous value
73.25(0.72*P/S)	Power factor Phase 3 Instantaneous value
13.25(0.78*P/S)	Power factor Sum Instantaneous value
81.7.10(120.1)	Phase angle U1-U2 Instantaneous value
81.7.20(239.9)	Phase angle U1-U3 Instantaneous value
81.7.21(119.7)	Phase angle U2-U3 Instantaneous value
81.7.40(35.1)	Phase angle U1-I1 Instantaneous value
81.7.51(37.5)	Phase angle U2-I2 Instantaneous value
81.7.62(43.8)	Phase angle U3-I3 Instantaneous value
14.25(49.98*Hz)	Frequency Instantaneous value

4.6 Energiankulutustiedon raportointivaihtoehdot

Kerätyn tiedon raportointiin tarvitaan jokin tarkoitukseen sopiva ohjelma. Vaihtoehtoja on muutamia ja alla on esitelty huomioon otetut ohjelmat, sekä niiden päätoiminen käyttötarkoitus. Tarkoitus oli saada aikaiseksi käsitys mahdollisista raportointiohjelmista ja -tavoista, sekä perehtyä niihin. Seuraavat Fingridin käytössä olevat järjestelmät otettiin huomioon raportointia mietittäessä

- Laskutusmittaus-ja taseselvitysjärjestelmä (LTJ)
- Maximo
- Cognos
- PI

Nykyisin mittarien antamat luvut tarkastetaan asematarkastusten yhteydessä, jonka jälkeen ne syötetään manuaalisesti Maximoon. On kuitenkin syytä tarkastella muita vaihtoehtoisia raportointiohjelmaa ja -tapoja, sillä tuntimittauksesta saatavan tiedon määrä ja laatu eroaa huomattavasti aikaisemmasta.

Maximo

Maximo on Fingridin omaisuusrekisteri ja sillä voidaan tehdä kunnonhallintaa ja kytkentöjen suunnittelua. Järjestelmästä löytyy kaikki Fingridin omistamat laitteet, asemat ja johdot. Ohjelmasta näkee esimerkiksi Huutokosken omakäytösähkömittareiden tiedot, viimeisen mittaritiedon kirjauspäivän ja kirjaajan. Koska Maximoa ei ole suunniteltu mittauksien ja aikasarjojen seurantaan ja tarkasteluun, ei mittaustietojen käyttöä Maximon kautta nähdä järkevänä.

LTJ

Laskutusmittaus- ja taseselvitysjärjestelmää käytetään Fingridillä sähköverolaskutukseen, kantaverkolaskutukseen, loistehon käytön seurantaan ja kantaverkon häviöiden laskentaan sekä raportointiin. Vastaavasti tasepuolella sitä käytetään valtakunnallisen taseselvityksen hoitoon, tasevastaavien tasesähkölaskutukseen ja tasevastaavien vakuuksien seurantaan. LTJ kuuluu Enoro Oy:n Generistuotesarjaan. Useat muutkin verkko- ja energiayhtiöt käyttävät samaa järjestelmää samoihin käyttö- ja tarkoituksiin. Fingridin käyttämä järjestelmä on kuitenkin muokattu vastaamaan paremmin kantaverkon erityisluonnetta. (Wessman, 15)

LTJ:hin kuuluu myös ekstranet-sovellus, jonka kautta tase- ja verkkopalvelun asiakkaat voivat tarkastella omia laskenta-, laskutus- ja mittaustietojaan sekä seurata sähkömarkkinoilla tapahtuvia muutoksia. Tähän Ekstranet sovellukseen olisi mahdollista tehdä talonsisäinen käyttäjä, jolla olisi pääsy omakäyttösähköjen mittaustietoihin. Koska tiedot olisivat jo valmiiksi LTJ:ssä, ei ulkopuolisia ohjelmia tarvittaisi erikseen raportointiin ja mittausten seurantaan. Ekstranetin muokkaaminen haluttua tarkoitusta varten aiheuttaa lisäkustannuksia. Näin ollen tietojen esittäminen ekstranetissä ei ole järkevää, sillä samaan tulokseen päästään raportoimalla tiedot suoraan LTJ:stä.

PI

PI on teknisten aikasarjatietojen tietovarasto- ja tiedonkäsittelyjärjestelmä. Järjestelmään tallennettuja tietoja voidaan esittää eri sovelluksissa ja esim. web-selaimella, jossa käyttäjä voi muokata haluttua käyriä ja mittareita tarpeensa mukaan, ja Excel-tilukkolaskentaohjelmistolla. PI-järjestelmässä on useita tiedonsiirtorajapintoja. PI-järjestelmän hallinta on jaettu alustan hallintaan (ICTI) ja sovellusten hallintaan (sovelluksen omistaja -yksikkö). Muun muassa valvomoon tulevat tiedot esimerkiksi muuntajien tiloista on nähtävissä PI-järjestelmästä.

Tietojen saanti PI-järjestelmään on osoittanut rajoittavaksi tekijäksi PI:n käytössä tämän opinnäytetyön mittauksiin liittyen. Mittauksia ei saada luettua PI-järjestelmään suoraan mittareilta oikeanlaisen luentajärjestelmän ja -tavan puutteen vuoksi. Mittaustiedot on mahdollista saada järjestelmään LTJ:n kautta, mutta tällainen järjestely vie hyödyn järjestelmän käytöstä.

Cognos

Cognos on Fingridin käyttämä keskitetty tietovarasto- ja raportointijärjestelmä. Ohjelma mahdollistaa tiedon raportoinnin ja analysoinnin. Analysoitava ja raportoitava tieto voidaan hakea Cognokseen Fingridin muista järjestelmistä, kuten Maximosta, LTJ:stä tai PI:stä. Myös tiedon yhdistäminen eri järjestelmistä on mahdollista.

4.7 Mittaustietojen käsittely

Tietojen tallennuspaikaksi ja seurantajärjestelmäksi valittiin jo olemassa oleva, Fingridille räätälöity laskutusmittaus- ja taseselvitysjärjestelmää LTJ. Palvelutoimittajan lähettämät mittaustiedot, samoin kuin muidenkin toimijoiden lähettämät mittaukset, tulevat suoraan tähän järjestelmään. Ohjelmaan voidaan luoda erilaisia ohjausnäyttöjä, joiden kautta on mahdollista seurata ja raportoida siellä näkyviä mittaustietoja. Koska kyseisiä mittaustietoja tarvitsevat henkilöt eivät ole päivittäisiä LTJ:n käyttäjiä, voidaan heille luoda omat rajatut tunnuksensa. Rajatut tunnukset poistavat näytöltä paljon sellaista, mitä kyseiset käyttäjät eivät tarvitse, selkeyttäen ohjelman käyttöä.

Fingridin omien omakäyttömittausten lisäksi järjestelmään päätettiin saada näkyviin myös sähköasemilla olevat jakeluverkon omakäyttösyötön mittaukset. Jakeluverkon mittausten kerääminen vaati sähköaseman syöttöjen toteutuksen selvittämistä. Asemista kerättiin Excel-taulukko, josta selviää alue, johon asema kuuluu, aseman nimi ja tunnus, tyyppi (kytkin- vai muuntoasema), asemaa syöttävä verkkoyhtiö, mittarinnumero, käyttöpaikannumero ja erilaisia huomioita. Nämä huomiot voivat olla esimerkiksi normaalista poikkeava syöttö, esimerkiksi sähköaseman omakäyttöjakelu on osa läheisen voimalaitoksen sähkönjakelua eikä asemalla tällöin ole Fingridin eikä jakeluverkon mittauksia. Tällainen on esimerkiksi Uimaharjun sähköasemalla, jossa aseman syöttö saadaan läheisen tehtaan järjestelmistä.

Jakeluverkon kautta tulevien omakäyttösyöttöjen edellä mainitut tiedot saatiin keräämällä ne useista lähteistä. Käytettyjä lähteitä olivat esimerkiksi sähköasemien syötöistä tulleet sähkölaskut, Maximo, Projectwice sekä keskustelut kyseisen alueen käyttöasiantuntijan kanssa. Listalle kertyi asemia kaikkiaan noin 115 kappaletta. Näistä noin 75 asemalla on jakeluverkon kautta tulevia omakäyttöliittymiä. Näistä liittymistä haluttiin saada mittaukstiedot Fingridin järjestelmään. Nämä asemat sijaitsevat noin 30 eri verkkoyhtiöalueella. Asemilla on jakeluverkon mittauksia yhdestä kolmeen riippuen aseman tyyppin ja esimerkiksi varasyötön toteutustan mukaan. Osa mittauksista tuli jo valmiiksi LTJ:hin, mutta suurin osa ei.

Mittaustiedot saatiin Fingridille olemalla yhteydessä aina kyseisen verkkoyhtiön mittaustiedoista vastaaviin henkilöihin tai heidän käyttämäänsä palveluntoimittajaan. Jakeluverkkoyhtiöt ja palveluntoimittajat lähettävät tuntisarjat EDI-sanomana, joka lähetetään Fingridille LTJ:hin. EDI-sanomasta tulee käydä ilmi tiedon lähettäjä ja käyttöpaikalta. Näin mittaukset saadaan linkitettyä oikein. EDI-tunnukset ovat muotoa:

-FI_FG_XXXX_XXXX

(3)

X merkityt kohdat tulevat tiedonlähettäjän ja käyttöpaikan mukaan. Kun tuntisarjat tulevat LTJ:hin, linkittyvät ne niille asetettuun aikasarjaan. Aikasarjan nimi poikkeaa hieman EDI-sanomasta, sillä siihen on lisätty mm. sen aseman tunnus, jolta kyseinen mittaustieto tulee. Tämä ei ole välttämättöntä, mutta aikasarjojen lukeminen helpottuu, kun aseman nimi selviää jo tuntisarjan nimestä. Näin käyttöpaikan tunnuksia ei välttämättä tarvitse verrata aiemmin koottuun Excel-listaan, mikäli ei halua tietää mittauksesta sen tarkemmin.

Kun mittaustietoja oli saatu riittävästi, luotiin niitä varten käyttöön soveltuva ohjausnäyttö. Ohjausnäytöltä voidaan määrittää aikaväli, jolta mittaukset halutaan näkymään. Sieltä voi myös määrittää, mitä tietoja näytöllä halutaan näkyvän. Näytöllä näkyy oletuksena valitun alueen sähköasemien energiankulutus kuukausitasolla. Näkymän aikaväliä ja mittaustietojen tarkkuutta voidaan muuttaa halutuksi, esimerkiksi elokuu, mittaustiedot päivittäin. Näin ohjausnäytöllä näkyy elokuun mittaustiedot esitettynä jokaisen päivän summana yksittäisten tuntien sijasta. Jokaisen aseman kohdalta voidaan drill down-toiminnolla mennä syvemmälle aseman mittauksiin. Toiminto avaa erillisen ikkunan, jossa näkyvät aseman eri mittausten tiedot. Samat aikavälin muokkaustiedot pätevät myös näihin mittauksiin. Kuvassa 17 on esitetty osa Itä-Suomen asemista sekä drill down-valikko, jolla aseman mittauksia pääsee katsomaan tarkemmin. Kuvassa 18 on otettu lähempään tarkasteluun Huutokosken sähköasema. Yksikkönä on MWh ja tarkasteluajaksi on asetettu elokuu.

Koska LTJ:n käyttöliittymässä itsessään on paljon valikoita näkyvillä niille, jotka tarvitsevat vain omakäytön mittaustietoja, voidaan eri käyttäjien etusivun näkymää rajoittaa. Näin voidaan luoda käyttäjiä, jotka pääsevät katsomaan vain heille merkityksellistä tietoa. Tämä selkeyttää ohjelman käyttöä. Mittaustiedot on mahdollista raportoida LTJ:stä suoraan Exceliin, mikäli niitä tarvitaan muuhun käyttöön.

Valitse alue ITÄ-SUOMI

Timestamp	LUUKKALA	PERNOOKOSKI	KYMI	ALAPITKÄ	HUUTOKOSKI	TI OHARIU	KAUPPIILA	K
18.08.2016...	-0.141750	-0.126200	0.000000	0.000000	0.577000	Decimals		
19.08.2016...	-0.142960	-0.118200	0.000000	0.000000	0.616000	Show Dependency Information...		
20.08.2016...	-0.117540	-0.115200	0.000000	0.000000	0.751000	Drill Up		
21.08.2016...	-0.121400	-0.115200	0.000000	0.000000	0.766000	Drill Down		
22.08.2016...	-0.175450	-0.115000	0.000000	0.000000	0.751000			
23.08.2016...	-0.191830	-0.116200	0.000000	0.000000	0.755000	-0.064400	-0.047928	
24.08.2016...	-0.192500	-0.121000	0.000000	0.000000	0.624000	-0.074400	-0.050297	
25.08.2016...	-0.140990	-0.126600	0.000000	0.000000	0.442000	-0.079600	-0.053341	
26.08.2016...	-0.156680	-0.121200	0.000000	0.000000	0.620000	-0.067600	-0.048900	
27.08.2016...	-0.118990	-0.116400	0.000000	0.000000	0.681000	-0.068800	-0.048800	
28.08.2016...	-0.117800	-0.121800	0.000000	0.000000	0.465000	-0.086400	-0.055024	
29.08.2016...	-0.122380	-0.134600	0.000000	0.000000	0.446000	-0.083600	-0.056524	
30.08.2016...	-0.114050	-0.140600	0.000000	0.000000	0.612000	-0.075600	-0.052027	
31.08.2016...	-0.117590	-0.121000	0.000000	0.000000	0.408000	-0.061600	-0.044322	
Sum	-4.366940	-3.745800	0.000000	0.000000	18.762000	-2.066800	-1.639203	

KUVA 17. Itä-Suomen asemien mittaustietoja esitettynä LTJ:ssä.

Timestamp	OKK6.1	OKK6.2	111K
12.08.2016 00:00	0.000	0.476	0.002
13.08.2016 00:00	0.000	0.543	0.000
14.08.2016 00:00	0.000	0.678	0.002
15.08.2016 00:00	0.000	0.630	0.013
16.08.2016 00:00	0.000	0.533	0.001
17.08.2016 00:00	0.000	0.555	0.009
18.08.2016 00:00	0.000	0.571	0.006
19.08.2016 00:00	0.000	0.600	0.016
20.08.2016 00:00	0.000	0.741	0.010
21.08.2016 00:00	0.000	0.747	0.019
22.08.2016 00:00	0.000	0.729	0.022
23.08.2016 00:00	0.000	0.741	0.014
24.08.2016 00:00	0.000	0.618	0.006
25.08.2016 00:00	0.000	0.442	0.000
26.08.2016 00:00	0.000	0.609	0.011
27.08.2016 00:00	0.000	0.668	0.013
28.08.2016 00:00	0.000	0.458	0.007
29.08.2016 00:00	0.000	0.446	0.000
30.08.2016 00:00	0.000	0.612	0.000
31.08.2016 00:00	0.000	0.452	0.009
Sum	0.000	18.486	0.329

KUVA 18. Huutokosken sähköaseman mittaustietoja

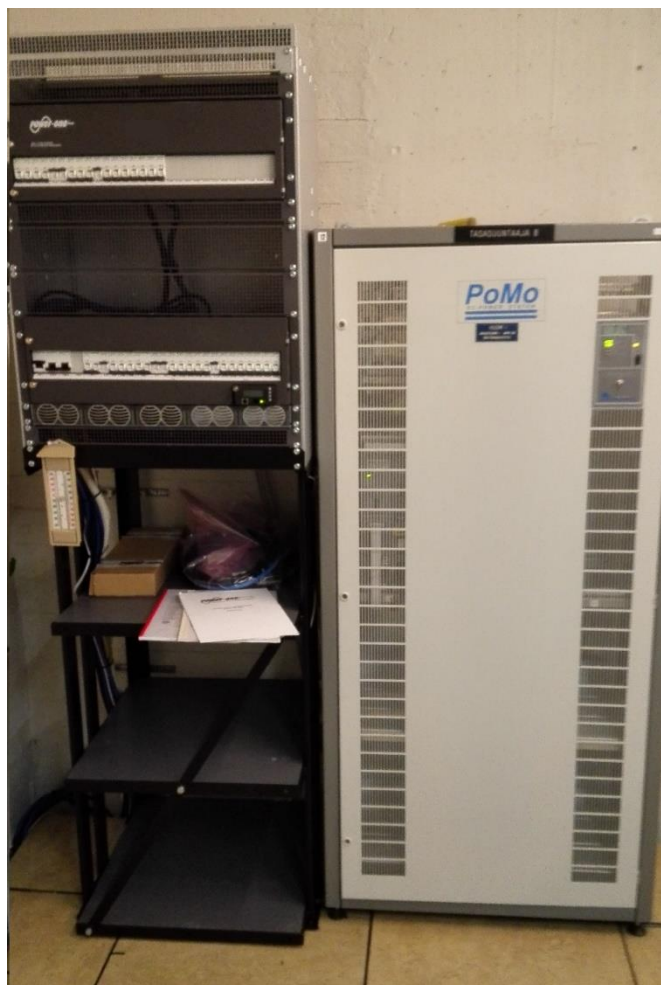
4.8 Sähköasemilla olevien teleoperaattoreiden laitteiden energiamittaus

Operaattoreiden laitteiden osalta oli tarkoitus selvittää, onnistuuko mallitoteutuksen kaltaisen mittauksen järjestäminen myös näille laitteille. Toteutusmahdollisuutta selvitettiin tutkimalla kuvia ProjectWisesta ja sähköasemakäynneillä. Tarkoitus oli siis selvittää, onnistuuko mittaaminen Huutokoskellekin valitulla EHM metering LZQJ-XC-mittarilla ja samanlaisilla mittaajajärjestelyillä. Järjestelyt haluttiin pitää samanlaisina kuin mallissa, joten esimerkiksi mittaria hankittaessa ei tarvittaisi uusi järjestelmiä tai niiden opettelua.

Lähempään tarkasteluun otettiin Alapitkän sähköaseman viestilaitahuoneessa olevat operaattoreiden laitteet. Koska on oletettavaa, että muillakin asemilla operaattoreiden laitteiden syötöt on toteutettu hyvin saman tyyppisesti, voidaan Alapitkästä saatuja havaintoja käyttää myös muilla asemilla.

Alapitkän sähköaseman viestilaitahuone on tehty aseman alakerrassa sijaitsevaan väestönsuojahuoneeseen. Huoneessa on sekä Fingridin, että kolmen eri operaattorin laitteita. Laitteet sijaitsevat kunkin operaattorin omissa telineissä tai kaapeissa, mutta muuten operaattoreiden ja Fingridin laitteita ei ole eroteltu toisistaan. Tästä syystä on hankala hahmottaa, mikä laite kuuluu millekin toimijalle.

Viestilaittehuoneessa on kahden operaattorin tasasuuntaajat, joilta heidän laitteensa saavat oletettavasti virtansa. Näihin tasasuuntaajiin liittyy 48 V akustot, jotka on sijoitettu aseman akkuhuoneeseen. Vanhojen sähköasemadokumenttien perusteella tasasuuntaajat ovat olleet aiemmin Fingridin omistuksessa, mutta ne on myyty operaattoreille. Dokumenttien perusteella tasasuuntaajat saavat syöttönsä OKK2-keskuksen kennosta 1/4. Vaikka suuntaajat onkin vaihdettu uusiin, voidaan olettaa, että syöttö tulee edelleen samasta paikasta. Keskuksen lähtöön ei ole suunniteltu tilaa mittareille, joten sinne mahdollisia mittareita ei voida asentaa. Lisäksi omakäytön huone on täynnä, eikä sinne mahdu uusia mittauseskuksia.



KUVA 19. Operaattoreiden tasasuuntaajat (Shemeikka, 2016)

Asemalla operaattoreiden tasasuuntaajia on kaksi, mutta asemalla on kolmen operaattorin laitteet. Näin onkin mahdollista, että yhden toimijan laitteet saavat syöttönsä toisen toimijan tasasuuntaajasta. Tätä on kuitenkin hankala varmistaa, sillä operaattoreiden laitteiden kytkennöistä ei ole aina saatavilla päivitettyjä kuvia. Tämän takia on haastavaa seurata, mihin laitteisiin tasasuuntaajista lähtevät lähdöt menevät. Laitteiden kytkentöjen selvittäminen vaatisi, että niiden kytkennät käytäisiin kunkin operaattorin laitteista vastaavan tahon kanssa läpi. Tähän ei kuitenkaan ole järkevä käyttää aikaa tämän opinnäytetyön puitteissa, sillä vastaavaan tilanteeseen joudutaan todennäköisesti muillakin asemilla.

Näiden havaintojen pohjalta paras tapa operaattoreiden mittauksen toteutukselle olisi erillinen mittauskeskus, jossa jokaiselle operaattorille olisi oma lähtö ja näissä lähdoissa omat mittaukset. Näin mittaukset saataisiin toteutettua järkevästi ja pidettyä selkeänä. Lisäksi tämä selkeyttäisi aseman laitteita huomattavasti, kun operaattoreiden laitteet saataisiin selkeästi erotettua Fingridin laitteista. Tämä parantaisi samalla aseman turvallisuutta, kun esimerkiksi laitteen vikaantuessa voidaan ne kytkeä jännitteettömäksi yhdestä paikasta. Nykyisin esimerkiksi kolmannen operaattorin laitteiden jännitteettömäksi kytkeminen, ilman että se häiritsee muita laitteita, on hyvin vaikeaa.

5 HANKINTA

Fingridin hankinta prosessi perustuu yhtiön hallituksen hyväksymiin yritystalouden hankintaperiaatteisiin, sekä johtoryhmän hyväksymään hankintapolitiikkaan. Hankinnat tulee hyväksyä yhtiössä asianmukaisesti, joten hankintaprosessin aikana täytyy kiinnittää huomioita erityisesti hankinnan arvoon. Hankinnan arvo vaikuttaa hankintaprosessin kulkuun ja sen perusteella määräytyy hankkeen hyväksyvä taho.

Hankintaprosessi koostuu kokonaisuutenaan seuraavista osista:

1. markkinoiden kartoittaminen
2. hankintasuunnitelma ja riskianalyysi
3. tarjouspyyntö
4. tarjousten avaaminen ja käsittely
5. neuvottelut
6. hankintaesitys ja -päättös
7. tilaus ja sopimus.

Hankinnan arvosta ja luonteesta riippuen eri vaiheita voidaan jättää pois tai yksinkertaistaa. Tämä hankintaprosessi koskee kaiken tyyppisiä hankintoja. Listan ulkopuolelle jäävät sähkökauppa, varainhankinta ja reservihankinta, joiden kohdalla noudatetaan erillisiä ohjeita ja periaatteita.

Hankinta-aineisto koottiin mallitoteutuksesta tehtyjen havaintojen, Fingridin hankintaohjeiden ja asemakohtaisten tilanteiden pohjalta. Kasattua aineistoa on tarkoitus käyttää Itä- ja Kaakkois-Suomen asemien etäluettavienmittausten toteutukseen, sekä tarvittavien mittareiden hankintaan kaikille alueille. Kasatun aineiston pohjalta voidaan toteuttaa myös muiden alueiden asemien mittausten asennusten hankinnat, kun kunkin alueen asemien projektitilanteet on selvitetty.

Hankinta-aineiston pohjana olivat Huutokoskelle tehdystä mallitoteutuksesta saadut tiedot. Muihin alueen asemiin ei esimerkiksi tulla toteuttamaan Huutokoskelle tehtyä alamittausta, sillä siitä saatava hyöty jää verrattain vähäiseksi. Lisäksi mittauksen tiedonsiirrossa käytetään GSM/GPRS-yhteyttä, sillä kuituyhteyksien hyödyntäminen mittauksien luentaan on vielä selvityksessä. Kuituyhteyttä voidaan käyttää mahdollisesti muiden alueiden mittauksissa, mikäli tilanne sen hankintahetkellä sallii.

Mallitoteutuksen lisäksi hankinta-aineiston kasauksessa käytettiin Kaakon ja Idän alueiden sähköasemista tehtyä listaa. Lista selvitettiin kunkin aseman mittauksien määrän tarve, mittareiden tuleva sijoituspaikka ja tulevat projektit. Asemat, joilla on menossa tai joille on lähiaikoina tulossa projekteja, jätettiin hankinnan ulkopuolelle. Näillä asemilla etäluettavien mittauksen toteuttaminen sulautettiin tuleviin tai menossa oleviin projekteihin. Lisäksi selvitettiin asemat, joille mittauksen tekeminen ei ole mahdollista tai mielekäästä muista syistä.

Jäljelle jääneiden asemien nykytilanne selvitettiin tarkemmin kuvien ja asemakäyntien perusteella. Kuvia perusteella ja asemakäynneillä selvitettiin mm. virtamuuntajien muuntosuhteet, mittauspaikkojen ja mittaripohjien sopivuus tulevia mittareita varten ja mahdolliset käyttökeskeytykset, joita tulevien mittareiden asentaminen aiheuttaa. Lisäksi kaikilta asemilta kerättiin asemakohtaisia huomioita, joita ovat esimerkiksi antennien sijoittaminen oletetun huonon kuuluvuuden vuoksi, tarvittavien mittauksien määrä ja riviliittimien riittävyys mittarikennossa.

Kasatun aineiston pohjalta voitiin tehdä tarjouspyyntöpohja, jossa on eritelty kaikki hankintaan kuuluvat asemat, joille etäluettavat mittarit asennetaan, vaaditut keskeytykset ja muut työt, esimerkiksi dokumenttien päivitys. Mittareiden ja niihin tarvittavien modeemien hankkiminen ei kuulu tarjoukseen vaan ne hankitaan erikseen.

Lisäksi selvitettiin omakäytösähkön etäluettavien mittareiden tarve maan laajuisesti mittareiden hankintaa varten. Mittareiden ja modeemien tarvetta selvitettiin asemakuvien sekä aiempien kartoitusten pohjalta. Mittarihankinnat tullaan tekemään erillisenä hankintana, jonka jälkeen mittareiden asennukset tapahtuu alueittain. Vastaavanlaiset etäluettavat mittaukset on tarkoitus toteuttaa myös uusille sähköasemille. Näin mittaukset saadaan kuntoon heti aseman käyttöönotosta lähtien, eikä erillisille mittarin vaihdoille tai asennuksille ole tarvetta. Tämä vaatii Fingridin sähköasema speksien päivittämistä. Tällä voidaan myös varmistaa, että keskukset soveltuvat haluttuun mittaukseen.

6 YHTEENVETO

Tämän opinnäytetyön tuloksena saatiin kartoitettua sähköasemien nykytilannetta ja etäluettavien mittauksien tarvetta sähköasemilla. Kartoituksen pohjalta tehtiin mallitoteutus Huutokoskelle ja mitaustietojen seuranta Fingrid Oyn käyttämään Laskutusmittaus- ja taseselvitysjärjestelmään. Mallitoteutuksen pohjalta koottiin hankinta-aineisto, jota voidaan käyttää tulevien mittauksien pohjana. Vaikka mallitoteutusta ei saatu etäluentaan kuituyhteyttä käyttäen, saatiin siitä arvokasta tietoa tämänhetkisestä tilanteesta ja käyttökuntoon saamiseen liittyvistä asioista. Opinnäytetyön tuloksena käynnistyi prosessi, jonka lopputuloksena saadaan toivottavasti lisäselvyyttä tietoturva asioihin.

Työssä saatiin lisäksi koottua Fingridin LTJ:hin sähköasemien mittaustiedot, joita voidaan seurata helposti ja ne ovat raportoitavissa muita käyttötarkoituksia varten. Mittaustietoja on saatavilla nyt huomattavasti enemmän kuin aikaisemmin. Uudet mittaukset on helppo lisätä järjestelmään. Koska mittaustietoja ei enää tarvitse lisätä käsin, virheellisten tietojen syöttäminen on käytännössä hävinnyt. Mikäli mittari itse alkaa lähettämään selvästi virheellistä tietoa, on virhe helppo havaita mittauksiedoista ja mittari voidaan vaihtaa. Näin vialliset mittarit eivät jää sähköasemalle pitkiksi ajoiksi.

Operaattoreiden laitteiden osalta saatiin selville, että mallitoteutuksen kaltainen mittausjärjestely ei suoraan onnistu. Mittausta haittaavat tilan ja dokumentaation puute, epäselvyys operaattoreiden laitteiden kytkennöistä sekä laitteiden käyttämän tasasähkön soveltumattomuus valituille mittareille. Opinnäytetyössä kuitenkin esitellään ratkaisuja, joilla lähes mallitoteutusta vastaava toteutus voisi onnistua ainakin osalle operaattorin laitteita sisältävistä asemista.

Koottua hankinta-aineistoa tullaan käyttämään etäluettavien mittauksien toteuttamiseen Fingridin sähköasemilla. Fingridin sähköasemaspekseihin tulee tehdä päivityksiä kootun aineiston pohjalta. Näin varmistetaan, että kaikille uusille sähköasemille tulee samanlaiset speksin mukaiset mittaukset ja mittausjärjestelyt.

LÄHDELUETTELO

EDGEFX. 2014. [VIITATTU 2016-9-8]. Explain about 3 Basic Types of Energy Meters? Saatavissa: <http://www.edgefx.in/introduction-on-energy-meter-different-types-of-energy-meters/>

EMH METERING. 2012. [VIITATTU 2016-9-8]. Additional functions of the LZQJ-XC. Saatavissa: <http://www.emh-meter.de/media///emh-metering/produkte/lzqjxc-additional-functions-dab-e-1.40.pdf>

ENERGIATEOLLISUUS. 2010. [VIITATTU 2016-9-8]. Tuntimittauksen periaatteita. Saatavissa: http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/sahkomarkkinat/Sanomaliikenne/tuntimittausuusi_tus_2010_linkit_paivitetty.pdf

ENERGIATEOLLISUUS. [VIITATTU 2016-9-8]. Energian mittaus. Saatavissa: <http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkoverkko/energia-mittaus>

FINGRID. 2016a. [VIITATTU 2016-25-8]. Avaintiedot. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/yhtio/esittely/avaintiedot/Sivut/default.aspx>

FINGRID. 2016b. [VIITATTU 2016-21-1]. Verkkohankkeet. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/verkkohankkeet/Sivut/default.aspx>

FINGRID. 2016c. [VIITATTU 2016-21-1]. Osakeet ja osakkeenomistajat. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/sijoittajat/Osakeet%20ja%20osakkeenomistajat/Sivut/default.aspx>

FINGRID. 2015. Liiku ja työskentele turvallisesti Fingridin sähköasemilla.

FINGRID. 2011. Kantaverkonkäsikirja. Ei Julkisesti saatavilla.

FINLEX. 2009. [VIITATTU 2016-21-1]. L 66/2009. Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. Luku 6 5§. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20090066#Pidm1661488>

HEIKKILÄ, J. 2004. Sähköasema ja sen tärkeimmät laitteet. FINGRID, Fingrid Oyj:n lehti 7 (1).

LINDBLAD, P. 2014. [VIITATTU 2016-9-8]. Kantaverkkowiki. Sähköasemien toisiojärjestelmät. Ei Julkisesti saatavilla.

SFS-EN 62053-22. Electricity metering equipment (a.c). Accuracy requirements.

TIAINEN, E.(toim.). 2001. Sähköasennusopas. Espoo: Sähköinfo Oy.

TYÖ- JA ELINKEINOMINISTERIÖ. [VIITATTU 2016-16-9]. EU ja kansalliset kynnysarvot. Saatavissa: <http://tem.fi/eu-ja-kansalliset-kynnysarvot>

VIITA, V. 2011. [VIITATTU 2016-9-8] Kantaverkkowiki. Sähköasemien toisiojärjestelmät. Ei Julkisesti saatavilla.

WALLIN, P. 1991. Sähkönmittaustekniikan perusteet. Helsinki: Tekijä ja Otatieto Oy.

WESSMAN, K. 2015. Häviösähkön hankinnan ennustemallin kehittäminen. Diplomityö. Elektroniikka ja sähkötekniikka. Helsinki: Aalto-yliopisto.

Liite 1

Tarkistuspyöytäkirja:

Tekijä: _____

Aika: _____

Virtamuuntajan virtapiiri:

Virtamuuntajan nimellistaakka	VA	x	Minimi taakka (%) 25 %	VA	=	Minimitaakka (VA) +	VA
Mittarin taakka (virta)	VA	+	Johdon taakka (VA)	VA	=	Taakka yhteensä -	VA
Lisätaakan tarve, jos arvo positiivinen					=		VA

Jos arvo on positiivinen, vaihda poikkipinnaksi 2,5 mm² tai**asenna lisätaakaksi erilliset paluujohtimet tai lisäjohdinta (2,5 mm² Cu):**

2,5 mm ² Cu johdin 0,175	VA/m	x	Lisäjohtimen pituus	m	=	Lisätaakka (VA) -	VA
--	------	---	---------------------	---	---	----------------------	----

Jännitemuuntajan virtapiiri:

Jännitemuuntajan taakka	VA	x	Minimi taakka (%) 25 %	VA	=	Minimi taakka (VA) +	VA
Mittarin taakka (jännitepuoli)	VA	+	Muiden laitteiden taakka (VA)	VA	=	Laitetaakka yhteensä -	VA
Vaihda jännitemuuntajat tai mittari, jos positiivinen					=		VA

