Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Tuomas Jääskeläinen

AMR-mittarilta saatavan mittaustiedon hyödyntäminen

Työn tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
Tekniikan tohtori Jukka Lassila

Työn ohjaaja: Diplomi-insinööri Jyri Tompuri

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Tuomas Jääskeläinen

AMR-mittarilta saatavan mittaustiedon hyödyntäminen

Diplomityö

2018

154 sivua, 44 kuvaa, 11 taulukkoa, 4 liitettä

Työn tarkastajat: Professori Jarmo Partanen
Tekniikan tohtori Jukka Lassila

Hakusanat: AMR, etäluettava sähkömittari, vianhallinta, sääntely, sähkönlaatu, mittausomaisuuden hallinta
Keywords: AMR, smart meter, fault management, regulation, power quality, metering asset management

Suomessa on etäluettava sähkömittari lähes jokaisella sähkönkäyttöpaikalla. Sähkömittareilta saadaan huomattava määrä enemmän ja monipuolisempaa mittausdataa verrattuna ennen etäluettavia mittareita vallinneeseen tilanteeseen. Tässä diplomityössä on tavoitteena etsiä AMR-mittareilta saatavalle mittausdatalle hyödyntämiskeinoja. Työssä tutkitaan AMR-mittaustietojen hyödyntämistä sähköverkon vianhallintaan, kuormitusmallien korvaamiseen sekä sähkönlaatumittauksiin. Tämän lisäksi tutkitaan sähköverkkojen valvontamenetelmien tulevaisuuden näkymien vaikutusta mittaustoimintaan ja kalustoon, sekä tutkitaan mittausomaisuuden hallinnan parantamista. Sääntely ja sen vaatimusten muutokset tulevat osaltaan vaikuttamaan mittaustoimintaan. Lisäksi hahmoteltuja sääntelyvaatimuksia soveltamalla voidaan saavuttaa säästöjä. Sähkönlaatumittauksia kyetään etäluettavalla sähkömittarilla supistetusti tekemään. Kuormitusmalleilla mallintamisesta voidaan toteutuneen kuormituksen mallintamisessa luopua, ja korvata ne sähkömittareiden mittaustiedoilla. Vianhallinta toimintaa pystytään sähkömittareiden sähkönlaatumittausten ja kommunikaatioteknologioiden avulla parantamaan. Mittausomaisuuden hallinnassa kyetään mittausomaisuuden taloudellisempaan käyttöön.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Tuomas Jääskeläinen

AMR smart meter measurement data utilisation

Master's Thesis

2018

154 pages, 44 figures, 11 tables, 4 appendices

Examiners: Professor Jarmo Partanen
Doctor of Science (Technology) Jukka Lassila

Almost every electricy consumption point has been equipped with smart meter. Compared to era before AMR-metering, smart meters produce much more and more versatile measurement data. In this master's thesis the goal is to find usage for measurement data in electricity distribution networks fault management, replacing load models and in power quality measurements. Also in this work distribution networks regulation models requirements and possible changes in regulation and their possible affects are studied in measurement systems. Improvements in metering asset management are also studied in this work. Changes in regulations requirements are going to affect measurement operations. Also by capitalizing sketched requirements it is possible to make economical savings. Abridged power quality measurements are able to been made with smart meters. When modeling actual consumption, load models can be replaced with AMR-data. Fault management can be improved by power quality measurements and smart meters communication technologies. With better metering asset management can economical savings been made.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin KSS Verkko Oy:lle talven 2017 – 2018 aikana. Työn ohjaajana on toiminut diplomi-insinööri Jyri Tompuri. Häntä kiitän asiantuntevista kommenteista ja osaavasta ohjauksesta työn aikana. Työn tarkastajana toiminutta professori Jarmo Partasta saan myös kiittää avusta työssäni. KSS Verkon henkilökunta, erityisesti oman tiimini jäsenet, ansaitsee isot kiitokset tämän työn onnistumisesta ja sujuvasta tekemisestä. Kaikista suurimmat kiitokset ansaitsee kotiväki, ilman heitä ei tähän pisteeseen olisi päästy.

Sisällysluettelo

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet ... 9
1. Johdanto ... 11
1.1 Sähkömarkkinat ... 11
1.2 Sähkön hinnan muodostuminen ... 11
1.3 Sähkön siirto ja jakelu, sekä sähkön tuotanto ... 12
1.4 Sähkökauppa ... 14
1.4.1 Sähkön spottihinta ... 14
1.4.2 Taseselvitys ... 15
1.4.3 Sähkönkulutuksen mittaus ... 15
1.5 Työn tavoite ... 16
2. Etäluettava sähkömittari ja etäluentajärjestelmä ... 17
2.1 Etäluettavan sähkömittarin rakenne ... 17
2.2 Sähkömittarin tekemät ohjaukset ... 19
2.2.1 Sähkömittarin sisäinen kalenteri ... 20
2.3 Mittareiden etäluenta ... 22
2.3.1 PLC-teknologia ... 22
2.3.2 PLC-kommunikaatiossa havaittuja ongelmia ... 23
2.3.3 P2P-teknologia ... 25
2.4 Mittaroinnin suunnittelu ... 26
2.4.1 Suunnitelma-alue ... 26
2.4.2 Kommunikaatiotavan valinta ... 26
2.4.3 Mittauskomponenttien sijainti ... 27
2.4.4 Saneeraussuunnittelu ... 29
2.4.5 Mittarointisuunnittelu verkostomuutoksien vuoksi ... 29
2.5 Sähkömittareiden mittaustiedon siirtäminen ... 29
2.5.1 Validoitu mittaustieto ja raakadata ... 30
2.5.2 Raakadatan siirtäminen ... 31
2.5.3 Tiedonsiirtorajapinnan fyysinen sijainti ... 31
2.5.4 DLMS ... 32
2.5.5 IDIS ... 32
2.5.6 S0-Pulssi ... 33
2.5.7 Optinen pulssilähtö ... 34
2.5.8 PLC ... 35
2.5.9 Optinen silmä ... 35
2.5.10 Sarjaportit ... 37
2.5.11 L+G HAN-mittarin kansi ... 37
2.5.12 M-bus (MeterBus) ... 37
2.5.13 Valittava tiedonsiirtoväylä ... 38

3. Sähkön laatu ... 40
3.1 Sähkönlaadun mittaamisen nykytilanne ... 40
3.2 Sähkönlaadun osatekijät ... 42
3.3 Jännitteenlaatuvaatimukset ... 42
3.3.1 Verkkotaajuus ... 42
3.3.2 Verkkotaajuuden muutoksien rajat ... 43
3.3.3 Verkkotaajuuden säätäminen ... 43
3.3.4 Sähkömittari ja verkkotaajuuden mittaus ... 43
3.4 Jännitetason vaihtelut ... 44
3.4.1 Jännitekuoppa ja ylijännite ... 44
3.4.2 Jännittekuopan ja ylijännitteen havaitseminen, sekä rekisteröinti sähkömittarilla ... 45
3.4.3 Jännitekuoppien ja ylijännitteiden tilastointi ja luokittelu ... 46
3.5. Jännitteen epäsymmetria ... 48
3.5.1 Jännitteen epäsymmetrian mittaaminen sähkömittarilla ... 48
3.6 Nopeat jännitemuutokset ... 49
3.6.1 Välkyntä ... 50
3.7 Jännitetason testaaminen ... 50
3.7.1 Jännitetason testaaminen sähkömittarilla ... 50
3.8 Yliaallot ... 52
3.8.1 Verkon signaalijännitteet ... 53
3.9 Käyttökeskeytykset ... 54
3.9.1 Keskeytystietojen tallentaminen ... 54
3.9.2 Keskeytystietojen tallentaminen sähkömittarilla ... 54
3.10 Yhteenveto ... 57
4. Sääntely verkkoliiketoiminnassa ... 58
4.1 Sähköverkkoliiketoiminnan valvonta ... 58
4.2 Sähköverkkotoiminnan valvontamenetelmät ... 59
4.2.1 Jälleenhankinta-arvo ... 61
4.2.2 Nykykäyttöarvo ... 61
4.2.3 Tasapoistot ... 62
4.2.4 Kohtuullinen tuotto ... 63
5. Sähkömittareiden osa sääntelyssä ... 64
5.1 Nykyisten sähkömittareiden vähimmäisvaatimukset ... 64
5.2 Tulevaisuuden sähkömittareiden vaatimukset ... 66
5.2.1 Varttitaseen vaikutus sähkömittareihin ja mittausjärjestelmiin ... 66
5.2.2 Mahdolliset hinnoittelurakenteen muutokset ... 67
5.2.3 Jälleenkytkentöjen tallentaminen ... 68
5.2.4 Pientuotannon mittaus ja netottaminen ... 69
5.2.5 Laskutusperusteinen mittaustulos ja mittarin näyttö ... 69

5.2.6 Kuorman ohjaus sähkömittarilla ... 71
5.2.7 Katkolaite ... 72
5.2.8 Mittaustiedon toimittaminen ... 73
5.2.9 Päivitettävyys ja etäohjelmoitavuus ... 74
5.2.10 Datahub ... 75
5.2.11 Mittarin ja mittaustietojärjestelmän valvonta sekä tietosuoja ... 76
6. Sääntelyn vaatimusten vaikutukset KSSV:n mittaustoimintaan ... 78
6.1 KSS Verkon sähkömittareiden muutokset perustuen varttitaseeseen ... 78
6.2 Hinnoittelurakenteen muutoksen vaikutukset KSSV:n mittausratkaisuun ... 78
6.2.1 Huipputeho ... 78
6.2.2 Tariffirakenteiden muuttaminen KSSV:n mittareilla ... 79
6.3 Jälleenkytkentöjen rekisteröinti KSSV:n mittareilla ... 80
6.3.1 Erilaisia ratkaisumalleja ... 81
6.4 Mittaustulos-termin tulkinnan muutoksen vaikutukset KSSV:n mittarikannassa ... 82
6.5 KSS Verkon mittareiden pientuotannon mittaus ja valmius netottamiseen ... 82
6.6 KSS Verkon mittareiden näytöt ... 84
6.7 Ohjausmallit KSSV:n toiminnassa ... 84
6.7.1 Kolmannen osapuolen toimijan mahdollisuus ohjata sähkömittaria ... 85
6.8 Katkolaitteet KSS Verkon mittareissa ... 86
6.8.1 Taloudelliset perusteet katkolaitteistamiselle KSSV:n toiminnassa ... 86
6.8.2 KSS Verkon kaikkien katkolaitteettomien mittareiden korvaaminen katkolaitteellisella ... 87
6.9 Mittaustiedon toimittaminen ... 88
6.10 Etäohjelmointi ... 89
6.11 Datahub ... 90
6.12 Mittarin, mittausten ja mittaustietojärjestelmän valvonta KSSV:n toiminnassa ... 91
7. AMR-mittaustiedon hyödyntäminen verkostolaskennassa ... 92
7.1 Toteutuneiden kuormien ja tehojen mallintaminen kuormitusmalleilla ... 92
7.1.1 Keskituntitehojen mallintaminen ... 92
7.1.2 Huipputehon laskeminen kuormitusmallien avulla ... 94
7.1.3 Kulutuksen satunnaisvaihtelu ... 94
7.1.4 Huipputehojen risteily ... 95
7.1.5 Loistehokuormitusten arviointi ... 95
7.2 Kuormitusmallien heikkouksia ... 96
7.2.1 Vuosienergian iso painottuminen ... 96
7.2.2 Erot kuormitusmallien välillä ... 99
7.2.3 Mallinnetun ja toteutuneen tuntisarjan vertailua ... 100
7.3 Kuormitusmallien korvaaminen AMR-mittaustiedolla ... 102
7.4 Seurantalaskenta ... 102
7.3.1 Esimerkkiseurantalaskenta ... 103

7.4 Mallinnettujen ja toteutuneiden sarjojen vertailu 104
7.5 Mittaustiedon käyttäminen nykyisessä verkkotietojärjestelmässä 107
7.6 Muiden mittaustietojen kuin kulutustietojen hyödyntäminen seurantalaskennassa..... 109
7.6.1 Lähtötiedot ja niiden hankkiminen 109
7.6.2 Laskentaohjelma 111
8 Pienjänniteverkon vianhallinta..... 113
8.1 Vian havainnointi sähkömittarilla..... 113
8.2 Vika-alueen rajaaminen 114
8.3 Vikatiedon siirtäminen tietojärjestelmiin 116
8.4 Hälytystietojen lajittelu, vian rajaaminen ja suodattaminen 118
8.5 Vianhallintatoimintaan käytettävien komponenttien vaatimukset..... 119
8.6 KSSV:n vianhallintatoiminta AMR-mittareiden avulla 120
8.7 Taloudelliset perusteet vianhallintajärjestelmälle 121
9 Omaisuuden hallinta 123
9.1 Mittaustoiminnan kehittäminen 123
9.2 Verkosto-omaisuuden kunnossapito..... 123
9.2.3 Mittausomaisuuden kunnossapito 125
9.3 Sähkömittarin arvon määrittäminen 127
9.3.1 Kohtuulliseen tuottoon perustuva arvo 127
9.3.2 Investointikannustimen vaikutus mittauskomponenttien arvoon 129
9.3.3 Mittarin arvo käytännössä 129
9.3.4 Mittarin käytännön jäännösarvo..... 130
9.3.5 Mittarin arvon hyödyntäminen 130
9.4 Omaisuuden hallintajärjestelmien käyttö..... 131
9.5 Omaisuuden hankintatoimen kehittäminen 132
10. Johtopäätöksiä ja toimenpide-ehdotuksia..... 133
11. Yhteenveto..... 137
LÄHTEET 139
Liitteet

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

A	Pätöenergia
AIM	Mittaustietojen luentajärjestelmä
AJK	Aikajälleenkytkentä
AMKA	Riippukierrekaapeli
AMR	Automatic Meter Reading, Automaattinen mittarinluenta
COSEM	Companion Spesification for Energy Metering
D	Verkkotoimintaan sitoutunut korollinen vieraspääoma
DFS	Direct Field Sensor
DLMS	Device Language Message Spesification
DMS	Käytöntukijärjestelmä
E	Verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu oma pääoma
E_r	Energian vuosikulutus
ET	Energiateollisuus
GPRS	General Packet Radio Service
HAN	Home Area Network
Hz	Hertsi
IDIS	DLMS-UA:n standardeihin perustuva rajapinta
IoT	Internet of Things, esineiden internet
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KHI	Kuluttajahintaindeksi
KSSV	KSS Verkko Oy
kW	kilowatti
kVA	Kilovolttiampeeri
kVar	Kilovari
kVarh	Kilovaritunti
kWh	Kilowattitunti
L+G	Landis + Gyr Oy
LON	Lyhenne LonWorks kommunikointiteknologiasta
n	lukumäärä
NKA	Nykykäyttöarvo
OBIS	Object Identification System, Tunnistuskoodi
P	Pätöteho
P2P	“Point-2-point”, suoraan järjestelmään yhteydessä oleva sähkömittari
PG	PowerGrid-suunnitteluohjelma
PJK	Pikajälleenkytkentä

PLAN	Power Line Automation Network, PLC-protokolla
PLC	Power Line Communication
Q	Loisteho
Q_{ri}	2-viikkoindeksi
q_{ri}	tuntikohtainen indeksi
R	Loisenergia
R_k	Kohtuullinen tuotto ennen veroja
SCADA	Käytönvalvontajärjestelmä
U_n	Nimellisjännite
V	voltti
WACC	Weighted Average Cost of Capital, painotettu keskikustannus
σ	hajonta
ε	Annuiteettikerroin

1. Johdanto

1.1 Sähkömarkkinat

Sähkömarkkinoiden avulla yhdistetään sähköntuotanto, siirtoverkkotoiminta, sähkönjakeluverkkoliiketoiminta ja sähkökauppa. Sähkömarkkinoiden toimintaa ohjataan ja valvotaan Suomessa useiden eri lakien, asetusten, päätösten ja direktiivien perusteella. Sähkömarkkinoihin ja sen toimintaan vaikuttavia lakeja ovat sähkömarkkinalaki (588/2013), laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta (590/2013), laki Energiavirastosta (870/2013). Lisäksi markkinoiden toiminnassa ja markkinoilla toimiessa on huomioitava valtioneuvoston, työ- ja elinkeinoministeriön ja Euroopan unionin päätökset, asetukset ja direktiivit.

Suurimpia sähkömarkkinoiden muutoksia on ollut myynnin ja tuotannon vapauttaminen vapaalle kilpailulle vuonna 1995. Lopullisesti vuonna 1998 pienimmätkin sähkönkäyttäjät pääsivät valitsemaan energianmyyntiyhtiönsä vapaasti. Tämän mahdollisti tyyppikuormituskäyräjärjestelmän käyttöönotto, jolloin ei pienkäyttäjiltä tarvinnut edellyttää tunneittain rekisteröivää sähkömittaria.

Vaikka sähkön myynti ja tuotanto vapautettiin kilpailulle, säilytettiin jakeluverkkoliiketoiminta monopolina. Samalla kuitenkin jakeluverkkoliiketoiminnasta vastaavalle verkonhaltijalle säädettiin erilaisia verkkotoimintaa ja asiakkaan etuja ajavia velvollisuuksia. Näitä olivat muun muassa verkon kehittämisvelvollisuus, sekä velvollisuus toimia tasapuolisesti jokaista asiakasta kohtaan, muun muassa asiakkaan siirtohinta ei saa perustua asiakkaan liittymispisteen maantieteelliseen sijaintiin. (Sähkömarkkinalaki 1995)

Sähkömarkkinoiden lainsäädännön valvontaa ja kilpailulle perustuvien sähkömarkkinoiden toiminnan edistämistä harjoittaa Energiavirasto. Nimi muutettiin vuonna 2014 Energiamarkkinavirastosta, joten esimerkiksi sähkömarkkinalaissa käytetään valvovasta viranomaisesta edelleen tätä vanhempaa nimitystä. Käytännössä jakeluverkkojen valvonta toimii siten, että valvonnassa käytettävät parametrit ja periaatteet annetaan etukäteen. Valvontakauden aikana ja jälkeen verrataan toteutuneita tunnuslukuja annettuihin valvontamalleihin, ja näiden perusteella tehdään valvontapäätökset. (Energiavirasto)

1.2 Sähkön hinnan muodostuminen

Asiakkaan sähköstä maksama hinta muodostuu useasta eri tekijästä; energian hinnasta, sähkön siirtokustannuksista ja veroista. Energian hinta käsittää sähkön hankinnasta ja myyntityöstä aiheutuneet kustannukset. Tämän hinnan perusteella energianmyyntiyhtiö tekee osaltaan myös voittonsa.

Tyypillisesti kulutettu sähkö hinnoitellaan käyttöaikansa mukaan, niin kutsuttujen tariffien perusteella. (Kilpailuttaja) Valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta (66/2009) on esitelty yleisesti käytössä olevat kulutusmittausten aikajaotukset; tuntimittausperusteinen, yksiaikasiirto (yleissähkö), yö- ja päiväenergiaan jaoteltu (aikasähkö) ja talviarkipäiväenergiaan ja muun ajan energiaan perustuva (kausisähkö) tuote. Yleensä energian hintaan kuuluu myös kiinteä kuukausittainen perusmaksu. Yhteensä energian osuus yksityisasiakkaan sähkölaskusta on noin 40 – 50 %.

Sähkön siirto, sähkön kulutuksen mittaus ja taseselvitys muodostavat perusteet sähkön siirtohinnalle. Siirtomaksu on tarkoitettu kattamaan sähkön siirtotoimintaan liittyvät kulut, kuten investoinnit, käyttökustannukset sekä ylläpito. Koska jakeluverkkotoiminta on lainsäädännöllisesti monopolista, ei sähkön siirtohintaa voi kilpailuttaa. Hinnan kohtuullisuutta kuitenkin valvotaan Energiaviraston toimesta. Siirtohinnoittelu voi olla aikajaoteltu energian hinnan kaltaisesti, ja kuukausittain voi olla kiinteä perusmaksu. Lisäksi käytössä voi olla tehon suuruuteen liittyviä laskutusperusteita.

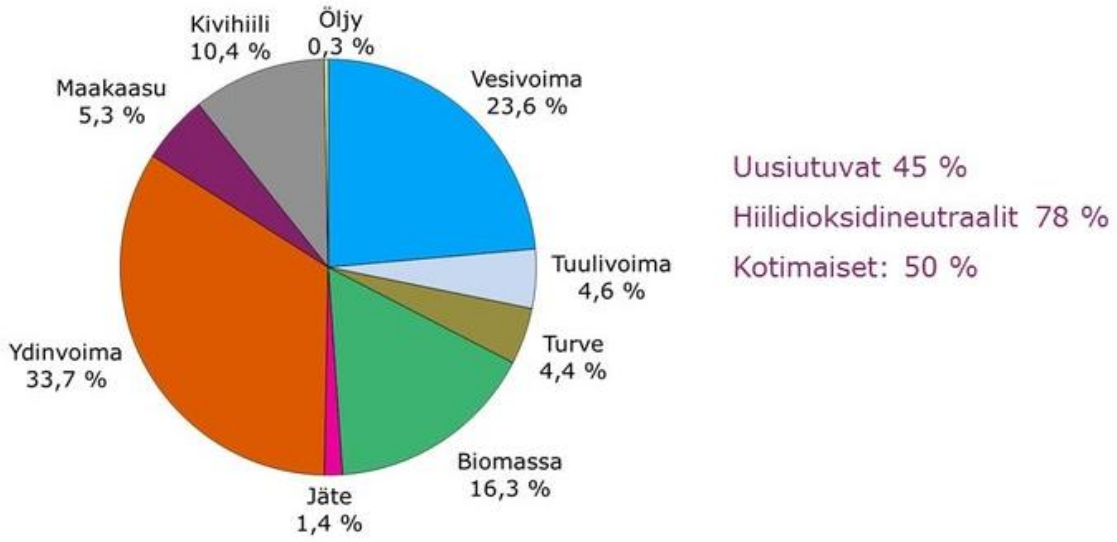
Sekä sähkön siirrosta ja energian hinnasta maksetaan arvonlisäveroa. Arvonlisäveron lisäksi sähkön siirtohinnan yhteydessä asiakkaan maksettavaksi jää sähkövero. (Energiavirasto, sähkön hinta)

1.3 Sähkön siirto ja jakelu, sekä sähkön tuotanto

Siirto- ja jakelutoiminnalla yhdistetään sähköverkon kautta tuotanto ja kulutus toisiinsa. Valtakunnan tasolla sähkönsiirrosta ja toimitusvarmuudesta vastaa kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj. Jakeluverkkoliiketoiminnasta vastaavat paikalliset verkkoyhtiöt. Sähkömarkkinalaki vaatii, että sähköverkot on oltava asianmukaista korvausta vastaan jokaisen halukkaan käytettävissä. Tällä tavoin verkko toimii tasapuolisesti markkinapaikkana kaikille osapuolille.

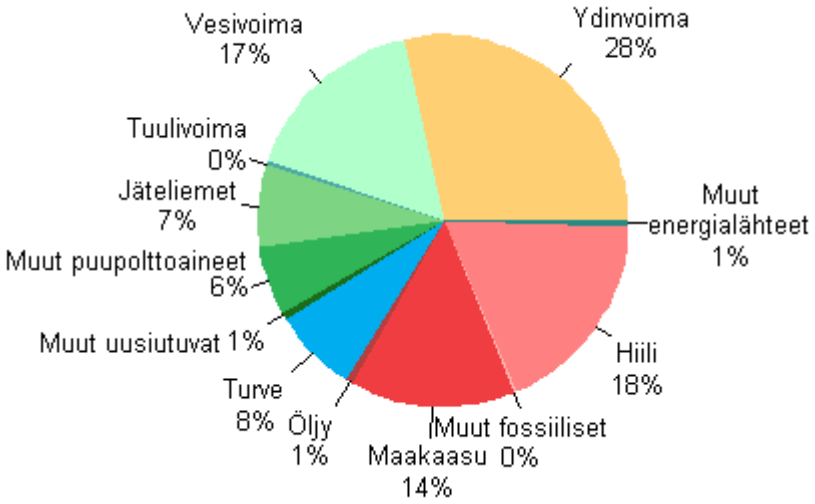
Sähkön tuotantotoiminta on kokenut muutoksia ja kilpailun kiristämistä sähkömarkkinoiden uudistamisen yhteydessä. Tämä näkyy muun muassa lyhentyneinä tuotannon toimitussopimusten lyhenemisenä. Suurimpina tekijöinä kilpailun kiristymiselle ja muutoksille ovat yhä enenevissä määrin lisääntyvä ympäristötietoisuus, sekä eri markkina-alueiden yhdistyminen. Lisäksi uusien energiantuotantomuotojen ja näiden erilaiset tukipaketit muokkaavat omalta osaltaan tuotantokenttää. (Energiavirasto, tuotantotuki)

Seuraavassa kuvassa on esitelty Suomen sähköntuotannon energialähteittäin vuonna 2016.



Kuva 1.3.1 Vuoden 2016 sähköntuotanto energialähteittäin jaoteltuna. (Energiateollisuus,tuotanto)

Hyvänä vertailukohtana voidaan pitää vuoden 2010 vastaavaa diagrammia.

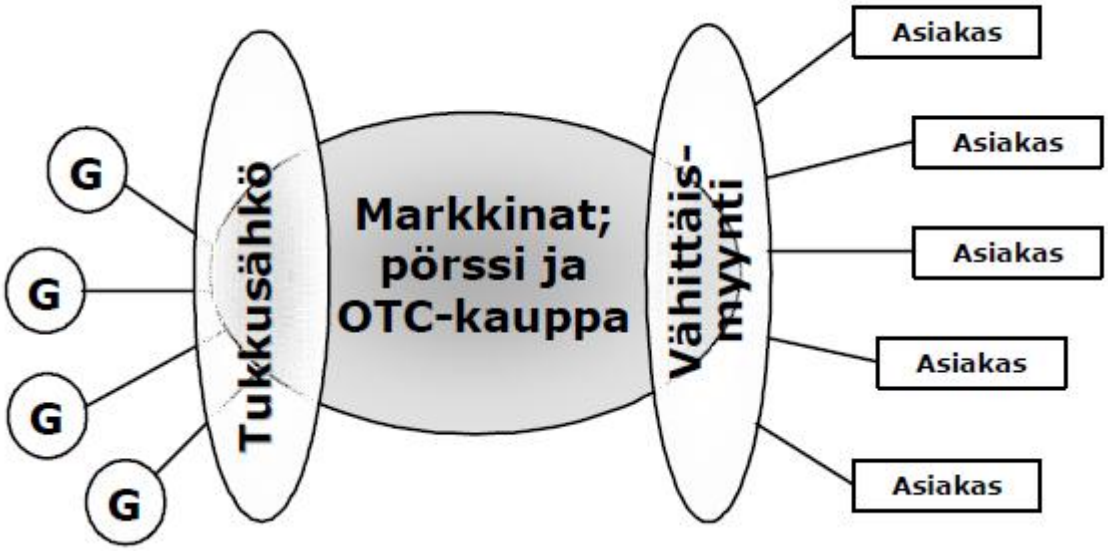


Kuva 1.3.2 Suomen sähköntuotanto energialähteittäin 2010 (Tuotanto energialähteittäin 2010)

Huomattava trendi on uusiutuvien energialähteiden lisääntyminen uusiutumattomien kustannuksella. Esimerkiksi tuulivoima on noussut reilut neljä prosenttiyksikköä kuudessa vuodessa. Vastaavasti maakaasun osuus on pienentynyt lähes kymmenen prosenttiyksikköä. Luonnollisesti eri energialähteiden hyödyntäminen sähköntuotantoon vaatii eritasoisia summia. Koska tuulivoiman tuotantoa tuetaan syöttötariffien avulla, on sen kasvulla myös vaikutusta sähkömarkkinoihin. Tällöin tuulivoimalla tuotetun sähkön hintaa voidaan pienentää siitä, mitä se ilman syöttötariffia olisi.

1.4 Sähkökauppa

Sähköntuottajat myyvät sähkönsä joko kahdenvälisillä sopimuksilla suoraan suurasiakkaille ja vähittäismyyjille, tai tarjoavat sitä myytäväksi sähköpörssiin. Sähkön vähittäismyyjät ja suurasiakkaat ostavat käyttämänsä tai jälleenmyymänsä sähkön sähköpörssistä, jos ei kahdenkeskisiä sopimuksia ole tai ne eivät riitä kattamaan sähkön tarvetta. Sähköpörssi on kauppapaikkana anonyymi, eli kaupankäynnin osapuolet eivät tiedä, kenelle sähköä myyvät tai keltä sitä ostavat. Kaiken osto- ja myyntitoiminnan toinen osapuoli on pörssi. Pohjoismaissa ja Baltiassa käytössä oleva sähköpörssi on nimeltään Nord Pool Spot, jonka pääpaikka sijaitsee Norjassa. Seuraavassa kuvassa on sähköpörssin toiminta kuvattuna.



Kuva 1.4 Sähköpörssin toimintaperiaate (SM opetusmoniste)

Sähkön pientuottajien myyntitoimintaan ei käytetä sähköpörssiä. Pientuotannon ominaisuuksien vuoksi ei yleensä sähköä tuoteta ensisijaisesti myyntiin, vaan se kulutetaan itse. Tilanteessa, jossa asiakkaalla on omaa tuotantoa enemmän kuin kulutusta, kulkeutuu tuotantoa sähköverkkoon. Tällöin tuottajan kannattaa myydä oma tuotantonsa, mikä käytännössä tapahtuu tekemällä tuotantosopimus jonkun vähittäismyyntiä harjoittavan osapuolen kanssa. (Pientuotannon ostosopimusohje)

1.4.1 Sähkön spottihinta

Sähkön tuottajien tekemien myyntitarjousten ja vähittäismyyjien tekemien ostotarjousten perusteella muodostetaan sähkölle hinta. Sähköpörssissä toimitaan tuntien mittaisissa jaksoissa, eli jokaiselle tunnille muodostetaan oma hintansa ja sitä ostetaan ja myydään tarvittava määrä tunneittain. Jokaiselle

tunnille tehtyjen osto- ja myyntitarjousten perusteella muodostetaan kysyntä- ja tarjontakäyrät, joiden risteämiskohta määrää kyseisen tunnin tukkumarkkina- eli niin kutsutun spottihinnan.

1.4.2 Taseselvitys

Sähkömarkkinoiden eri osapuolten väliset sähköntoimitukset selvitetään taseselvityksen avulla. Jakeluverkon taseselvityksestä vastaa jakeluverkonhaltija, eli verkonhaltijan on selvitettävä taseselvitysyksikölle tunneittain jokaisen sähkönmyyjän myynti, tuotanto, verkkojen väliset siirrot sekä häviöt.

1.4.3 Sähkönkulutuksen mittaus

Jotta edellä esitetyt pörssitoiminta, vapaa sähkönmyyntitoiminta ja taseselvitykset ovat mahdollisia, sähkön kulutus on kyettävä kohdentamaan riittävän tarkalla tavalla. Perinteiset sähkön kulutusmittarit mittasivat pelkästään sähkön kumuloituvaa kulutusta aikajaotuksen mukaisesti, ja mittaustulokset käytiin lukemassa noin kerran vuodessa. Koska mitattua tietoa ei laskutuksia varten ollut jatkuvasti saatavilla, muodostettiin niin kutsuttuja arviolaskuja kuormitusmallien avulla.

Sähkömarkkinoiden vapautumisen jälkeen suurimmat kuluttajat varustettiin tuntirekisteröivillä ja etäluettavilla kulutusmittauslaitteilla. Pienkuluttajien sähkömittareiden kykenemättömyys tuntikohtaiseen mittaukseen korvattiin kuormitusmallien avulla tehdyillä kulutusten mallinnuksella. Maaliskuussa 2009 valtioneuvoston asetuksen (66/2009) mukana tuli vaade vaihtaa myös pienasiakkaiden sähkömittarit tuntirekisteröiviksi sekä etäluettaviksi viimeistään vuoden 2013 loppuun mennessä. Näiden sähkömittareiden avulla kyettiin luopumaan hyvin pitkälti arvioperusteisista kuormitusmallipohjaisista taseselvityksistä ja laskutuksista. Lisäksi vähintään kerran päivässä tapahtuvan luennan avulla kyetään paremmin pysymään taseselvityksen aikapuitteissa. KSS Verkon sähkömittareiden ja mittausohjelmistojen toimittajaksi on aikanaan valikoitunut Landis + Gyr Oy.

Etäluettava sähkömittari on asiakkaan sähkönkulutusta mittaava laite, jonka mittaustulokset ovat luettavissa käymättä paikan päällä niitä lukemassa. Mittarin vaihtojen myötä asiakkailta saatavan kulutusmittaustietojen määrä on moninkertaistunut ja monipuolistunut. Usein etäluettaville sähkömittareille on lisätty muitakin mitattavia ominaisuuksia kuin pelkästään energiankulutukseen liittyviä.

1.5 Työn tavoite

Tämän diplomityön tavoitteena on selvittää, millä tavoin sähkömittareilta saatavaa mittaustietoa voidaan hyödyntää mahdollisimman hyvin myös muuten kuin pelkästään kulutuslaskutuksessa ja taseselvityksessä. Lisäksi sähkömittariomaisuus kuuluu Energiaviraston harjoittaman sähköverkon valvonnan piiriin, joten tämän työn puitteissa tarkastellaan mittariomaisuuden vastaavuutta sille asetettuihin nykyisiin ja odotettavissa oleviin vaatimuksiin.

2. Etäluettava sähkömittari ja etäluentajärjestelmä

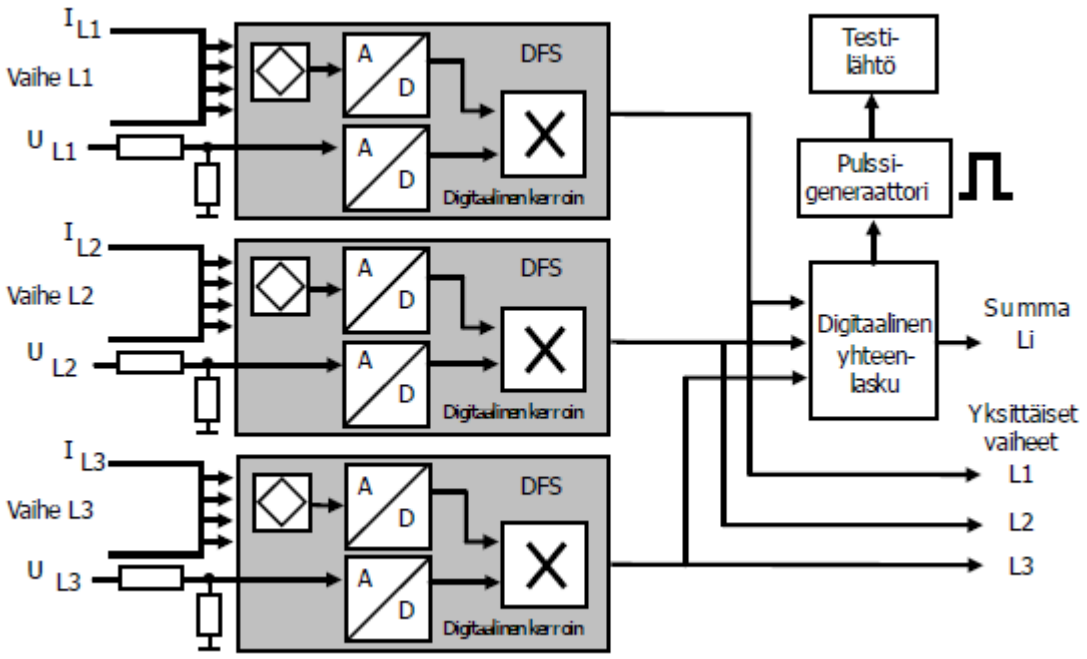
Etäluettava sähkömittari on sähköenergian kulutusta mittaava laite, jonka mittaustulokset ovat luettavissa käymättä paikan päällä. Kulutuksen rekisteröinti tapahtuu sähkömarkkinoiden mukaisesti tunneittain, ja luenta, eli mittaustulosten siirtäminen mittarilta järjestelmään, tapahtuu valtioneuvoston asetuksen (Valtioneuvoston asetus 66/2009) mukaan vähintään kerran vuorokaudessa. Tunneittain rekisteröimisen lisäksi sähkömittareilla on mallikohtaisia lukemien rekisteröintejä, muun muassa vuorokausikohtaisen kulutuksen rekisteröinti.

Etäluennan mahdollistamiseksi on etäluettavien sähkömittareiden lisäksi oltava asiaan kuuluva mittaustietojen luentajärjestelmä. Mittaustietojen luentajärjestelmän avulla luetaan, ohjataan ja pieneltä osin myös ohjelmoidaan sähkömittareita. Järjestelmä toimii myös osaltaan luettujen mittaustietojen säilyttämisjärjestelmänä, josta ne myöhemmin siirretään muun muassa asiakastietojärjestelmään laskujen luomista varten.

2.1 Etäluettavan sähkömittarin rakenne

Etäluettava sähkömittari koostuu mekaanisesta mittaukset ja ohjaukset suorittavasta osasta, mitattua tietoa käsittelevästä ja mittarin toimintaa ohjaavasta tietoteknisestä osasta, sekä mittarin etäluennan mahdollistavasta kommunikointiin käytetystä osasta. Nämä kaikki osa-alueet voivat sisältyä samaan laitteeseen, tai ne voivat olla liitettynä toisiinsa modulaarisesti. (Tuotekuvaukset)

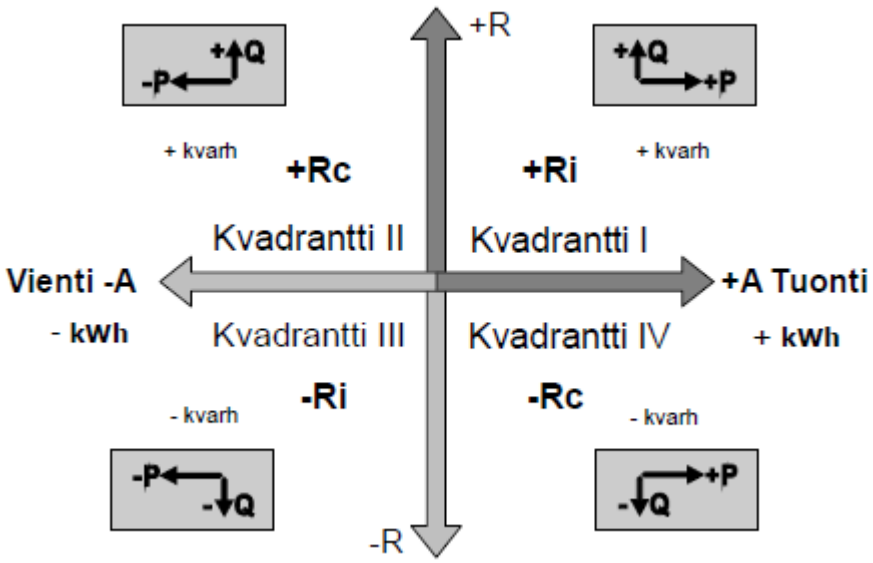
Kulutetun sähköenergian mittaaminen tapahtuu niin kutsutuissa mittauselementeissä, joita on jokaiselle mitattavalle vaiheelle omansa. Landis+Gyrin mittauselementäissä käytetään DFS-tekniikkaa. Lyhenne tulee sanoista Direct Field Sensor, ja tämä mittaustekniikka perustuu Hallin-efektiin. Mittauselementeissä virtasilmukoiden magneettikenttien avulla mitataan virta, ja jännitteen mittaus tapahtuu vastuksenjakajien avulla. Mittausten avulla saadaan virralle ja jännitteelle luotua analogiset signaaliarvot. Saadut signaaliarvot muunnetaan myöhempää käsittelyä varten digitaalisiksi A/D-muuntimien avulla. Digitaaliset signaalit kerrotaan mittarin digitaalisella kertoimella, jotta saadaan luotua mikroprosessorille lähetettävä suhteellinen energia arvo myöhempää käsittelyä varten. (E450 tuotekuvaus) Edellä esitelty prosessi on kuvattuna seuraavassa kuvassa.



Kuva 2.1.1 Mittauksen lohkokaavio (E450 tuotekuvaus)

Mikäli mitattavien virtapiirien nimellisvirta on yli 63 ampeeria, toteutetaan sähkön mittaus Mittaussuosituksen mukaan virtamuuntajien välityksellä. Tämä pääasiassa siitä syystä, ettei ole kustannustehokasta rakentaa sähkömittaria kestämään kovin isoja virtoja.

Mitattavien teho- ja niistä muodostettujen energiakomponenttien määrä on mittarimallikohtaista. Vanhemmissa Landis+Gyrin mittarimalleissa ei ole mahdollista mitata kuin kulutettua pätöenergiaa, kun taas uudemmat mittarimallit kykenevät niin kutsuttuun nelikvadranttimittaukseen, jossa mitataan sekä pätö- ja loisenergian kulutus että tuotto. Tuonnilla tarkoitetaan sähköverkosta otettua energiaa ja viennillä sähköverkkoon tuotettua energiaa.



Kuva 2.1.2 Nelikvadranttimittausjärjestelmä (E450 tuotekuvaus)

Mikroprosessori jaottelee ja käsittelee ohjelmointinsa, kellonajan sekä sisäisen kalenterinsa perusteella mittauselementeiltä saadut digitaaliset signaalit. Aiemmin tämän työn johdanto-kappaleessa on esitelty kulutusmittausten aikaperusteinen jaottelu, joka jakaa kulutuksen käyttöajankohdan mukaan. Käytännön tasolla tämä aikajaottelu tapahtuu mittausprosessin tässä vaiheessa; sähkömittarin mikroprosessori vertaa vallitsevaa ajankohtaa sille ennalta ohjelmoituihin parametreihin, ja jaottelee käsiteltävän lukeman sen mukaan esimerkiksi joko yö- tai päiväsähköksi. (E450 tuotekuvaus)

Aikajaoteltujen kulutusten lisäksi sähkömittari mittaa myös niin kutsuttua aikasarjaa, joka on sähkömarkkinoilla käytettävän aikajakson mukainen. Aikajaoteltujen kulutuslukemien kertyminen on jatkuvasti kumuloituvaa, kun taas aikasarjaa kerrytetään ennalta määritetyn mittausjakson verran, jonka jälkeen kertynyt lukema tallennetaan, aikaleimataan ja seuraavan jakson lukeman kerryttäminen aloitetaan nollasta. Sovellettava mittausjakson pituus on sidottu sähkömarkkinoilla käytettäviin aikajaksoihin, eli tämän kirjoitushetkellä mittausjakson pituutena käytetään tuntia. Termillä tuntisarja viitataan aikasarjaan, jonka mittausjakson pituutena käytetään tuntia. (E450 tuotekuvaus)

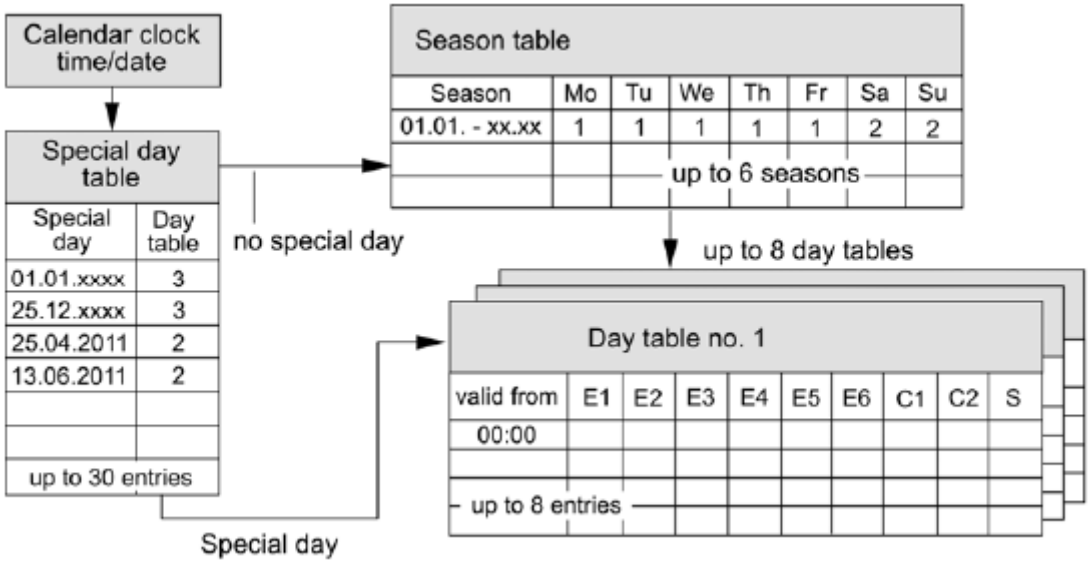
2.2 Sähkömittarin tekemät ohjaukset

Sähkömittarilta edellytetään kykyä tehdä kuormanohjauksia. Yleensä aikajaotuksen yhteydessä on esimerkiksi varaavien sähkölämmitysten kytkeytyminen päälle yhdistetty halvemman sähkötuotteen osan kertymisen alkamiseen. Perinteisillä sähkömittareilla harvoin oli kykyä ohjata kuormaa, tai edes kerryttämäänsä tariffirekisteriä, joten kuormien sekä tariffien ohjaus tehtiin ulkopuolisilla laitteilla. Tähän käytettiin joko verkkoalueelle globaalin käskyn lähettävää verkkokäskyjärjestelmää, tai ohjauskäsky

annettiin erillisen paikallisen ohjauskellon avulla. Valtioneuvoston asetuksessa (66/2009) asetettiin mittareille vaatimukseksi kuormanohjaus. Ominaisuuden käyttöönoton myötä on verkkokäskyjärjestelmistä sekä ohjauskelloista luovuttu. Käytännössä ohjaustoiminnat tapahtuvat mittarin sisäisen kalenterin ja kellonajan perusteella, ja siinä ohjataan mittarille rakennettua relelähtöä.

2.2.1 Sähkömittarin sisäinen kalenteri

Seuraavaksi on esitetty E450-mittarimallin toimintaa ohjaavien kalentereiden ominaisuuksia, ja niiden avulla luotu tariffien mittaus. Perusperiaatteeltaan kaikkien KSSV:n mittareiden kalenterit ovat samanlaisia. Seuraavaksi esitetyssä kuvassa on esitettynä kalenterien toimintaperiaatteet.



Kuva 2.2.1.1 E450-mittaria ohjaavan kalenterin rakenne (E450 tuotekuvaus)

Mittareiden toimintojen ohjaaminen perustuu sisäisen kellon ja kalenterin toimintaan. Aluksi mittari tarkistaa, onko päivämäärän perusteella kyseessä esiohjelmoitu erikoispäivä, jolle on määritetty oma ohjelmansa. Mikäli kyseessä on erikoispäivä, valitsee mittari kyseisen päivälle määritetyn päiväohjelman. Esimerkiksi kuvassa 2.2.1 on ohjelmoituna päivämäärä, 25.12.every year, eli joulupäivä. Tämä on vuosittain samana päivänä oleva erikoispäivä. Kuvan kalenterien perusteella joulupäivänä käytetään päiväohjelmaa kaksi. Myös vain kerran esiintyviä päiviä on mahdollista ohjelmoida, kuten kuvan 13.6.2011. Erikoispäiviä on mahdollista ohjelmoida mittarille 30 kappaletta. (E450 tuotekuvaus)

Special Day Table	
Date	Day Table
01.01. every year	2
25.12. every year	2
25.04.2011	2
13.06.2011	6

Kuva 2.2.2.2. Erikoispäivät (E450 tuotekuvaus)

Mikäli ei erikoispäivää ole kalenterin mukaiselle päivälle määritelty, tarkistaa sähkömittari kausikalenteristaan, mitä päiväohjelmaa käytetään. Esimerkiksi kausituotteen mittaustoiminnot riippuvat vuodenajasta. Erilaisia kausikalentereita kyetään sähkömittarille ohjelmoimaan kuusi kappaletta. Tällä mittarimallilla on myös mahdollista käyttää kesään ja talveen esiohjelmoitua kalenteria, mutta tällöin ei voida ohjelmoida muita kausikalentereita mittarille. (E450 Tuotekuvaus)

Season Table							
Season	Mon	Tue	Wed	Thu	Fri	Sat	Sun
01.01. – 28.02.	1	1	1	1	1	2	2
01.03. – 30.04.	3	3	3	3	3	2	2
01.05. – 30.06.	4	4	4	4	4	6	6
01.07. – 31.08.	5	5	5	5	5	6	6
01.09. – 31.10.	3	3	3	3	3	2	2
01.11. – 31.12.	1	1	1	1	1	2	2

Kuva 2.2.2.3. Kausikalenteri (E450 tuotekuvaus)

Edellisten muuttujien perusteella valitaan sähkömittarin päiväohjelmat. Päiväohjelmissa määritellään signaalit, joiden perusteella ohjataan mitä rekisteriä milloinkin kerrytetään ja mitä relettä ohjataan.

Day table									
valid from	TOU-E1	TOU-E2	TOU-E3	TOU-E4	TOU-E5	TOU-E6	TOU-C1	TOU-C2	TOU-S
00:00		x							
06:00	x		x						
11:00	x						x	x	
13:00				x					

Kuva 2.2.2.4. Päiväkalenteri (E450 tuotekuvaus)

Erilaisia päiväkalentereita on ohjelmoitavissa kahdeksan kappaletta. Kuvassa 2.2.2.4 esitetyn päiväkalenterin perusteella kerrytettäisiin 00:00 – 06:00 välillä energiarekisteriä kaksi. 06:00 - 11:00 välillä kertyisivät rekisterit kolme ja neljä. 11:00 – 13:00 kertyisi pelkästään rekisteri yksi, ja mittarin molempia releitä ohjattaisiin. 13:00 eteenpäin kertyisi ainoastaan rekisteri neljä. Jokaiselle päivälle on ohjelmoitavissa maksimissaan kahdeksan ohjausajankohtaa, ja erilaisia päiviä on mahdollista ohjelmoida kahdeksan erilaista. (E450 Tuotekuvaus)

Joillekin sähkömittareille on integroituna katkolaite, jonka tehtävä on kytkeä tai katkaista virrat perässään olevalta verkon osalta. Katkolaitteen ohjaus tapahtuu käytännössä aina suoralla järjestelmästä lähetettävällä komennolla tai mittarin katkolaitetta ohjaavalta napilta.

2.3 Mittareiden etäluenta

Sähkömittareiden etäluentaan on olemassa erilaisia teknologioita. Työn tässä osassa käsitellään KSSV:n käytössä olevia etäluentateknologioita.

2.3.1 PLC-teknologia

PLC-kommunikaatiossa (Power Line Communication) käytetään datan siirtolinjana sähköjohtimia. Tällöin ei ole tarvetta rakentaa uusia reittejä datan siirtoon, vaan jo olemassa oleva sähköverkko toimii samalla myös kommunikaatiolinkkinä. Tämä on kustannustehokas keino toteuttaa sähkömittareiden luentaväylä. (EETimes 11) Huomattavaa on, että signaalin kulkureitti katkeaa galvaaninen yhteyden katketessa. Tämän vuoksi PLC-signaali ei kulje esimerkiksi toimineen varokkeen läpi. KSSV:n mittarinluentaan käytetty PLC-kommunikointi tapahtuu käytännössä kaikki pienjänniteverkossa. KSSV:llä on käytössä myös keskijänniteverkon kautta toimivaa PLC-kommunikaatioteknologiaa, mutta sen käyttö on nykyään vähäistä ja siitä ollaan luopumassa.

PLC voidaan jakaa kapea- ja laajakaistaiseen kommunikaatioon. Sähkömittarit käyttävät pääasiassa kapeakaistaista PLC:tä, koska tällöin signaalin kuuluvuus on parempi (jopa useita kilometrejä) ja kommunikaatioverkostoa kyetään laajentamaan signaalitoistimilla. EN 50065-1 – standardissa on määritelty taajuuskaista-alueita, ja sen mukaan Cenelec A – kaista on varattu pienjänniteverkon toiminnan ohjaamiseen ja valvontaan. Tämä kaistan taajuusalue on 3 – 95 *kHz*. (L+G PLC)

PLC:ssä datan lähettävä laite moduloi datan, lähettää sen ennalta määrätyllä modulaatiomallilla ja tietyllä signaalitaajuudella vastaanottavalle laitteelle, joka purkaa dataviestin ja käsittelee sen. Eri laitevalmistajat käyttävät erilaisia modulointimalleja ja kommunikointitaajuuksia omissa ratkaisuissaan. (EETimes 11)

Landis+Gyrin mittausratkaisuista PLC:tä käyttää LON- ja PLAN-teknologian mittarit. Molemmissa teknologioissa AIM-mittausjärjestelmän ja mittareiden välinen kommunikaatio tapahtuu datakeskittimen avulla, koska PLC ei mahdollista mittareiden suoraa kommunikaatiota mittaustietojärjestelmän kanssa. Keskitin on yhteydessä järjestelmään käyttäen esimerkiksi GPRS-yhteyttä. Mittareiden ja keskittimen välinen kommunikaatio tapahtuu PLC-tekniikalla. Keskitin toimii myös mittareiden Master-päätteenä, joka huolehtii muun muassa mittareiden oikeasta kellon ajasta. (DC450 tuotekuvaus)

Kommunikaatioprotokollien eroista johtuen mittausratkaisut eivät tue toistensa laitteistoa, eli tietylle protokollalle on omat laitteensa. Tämä osaltaan vaikeuttaa mittausten toteuttamista. Toisaalta molemmat teknologiat käyttävät eri taajuuksia kommunikointiin, joten ne voivat toimia rinnakkain samassa muuntopiirissä häiritsemättä toisiaan. Tällaiseen tilanteeseen voidaan ajautua esimerkiksi jos muuntopiirien jakorajoja muutetaan. Tällöin on usein kustannustehokkaampaa asentaa uusi datakeskitin muuntopiirin alueelle, kuin että sähkömittarit vaihdettaisiin.

LONworks on Cenelec A kommunikointitaajuuksia käyttävä Echelonin luoma PLC-standardi. Tähän standardiin perustuu LON-teknologialla toimiva etäluentajärjestelmä. (L+G PLC) LON-teknologia oli ensimmäisenä PLC:tä käyttävänä teknologiana käytössä KSSV:n etäluennassa. Se on otettu käyttöön jo AMR-projektin alussa vuonna 2007 ja on edelleen vahvasti käytössä. Tällä hetkellä LON-teknologiaa käyttäviä sähkömittareita on käytössä lähes puolet KSSV etäluettavista mittareista, eli noin 25 000 kappaletta. Luentaratkaisuna LON ei ole yhtä pitkälle automatisoitu kuin myöhemmät Landis+Gyrin mittausratkaisujen luentateknologiat, vaan esimerkiksi signaalin vahvistamiseen tarvitaan erillinen laite ja datan kerääminen on määriteltävä jokaiselle mittauspisteelle yksilöllisesti.

PLAN on Landis+Gyrin kehittämä uudempi Cenelec A-kaistaa käyttävä PLC-kommunikaatioprotokolla. (L+G PLC) Myös tässä ratkaisussa datakeskitin toimii yhdyslinkkinä järjestelmän ja mittarin välillä. PLAN-teknologia on enemmän automatisoitu ratkaisu. Esimerkiksi mittarit osaavat itse etsiä reittinsä datakeskittimelle ja mittareihin on sisäänrakennettu toistinominaisuus, joten erillistä toistinlaitetta ei välttämättä tarvita.

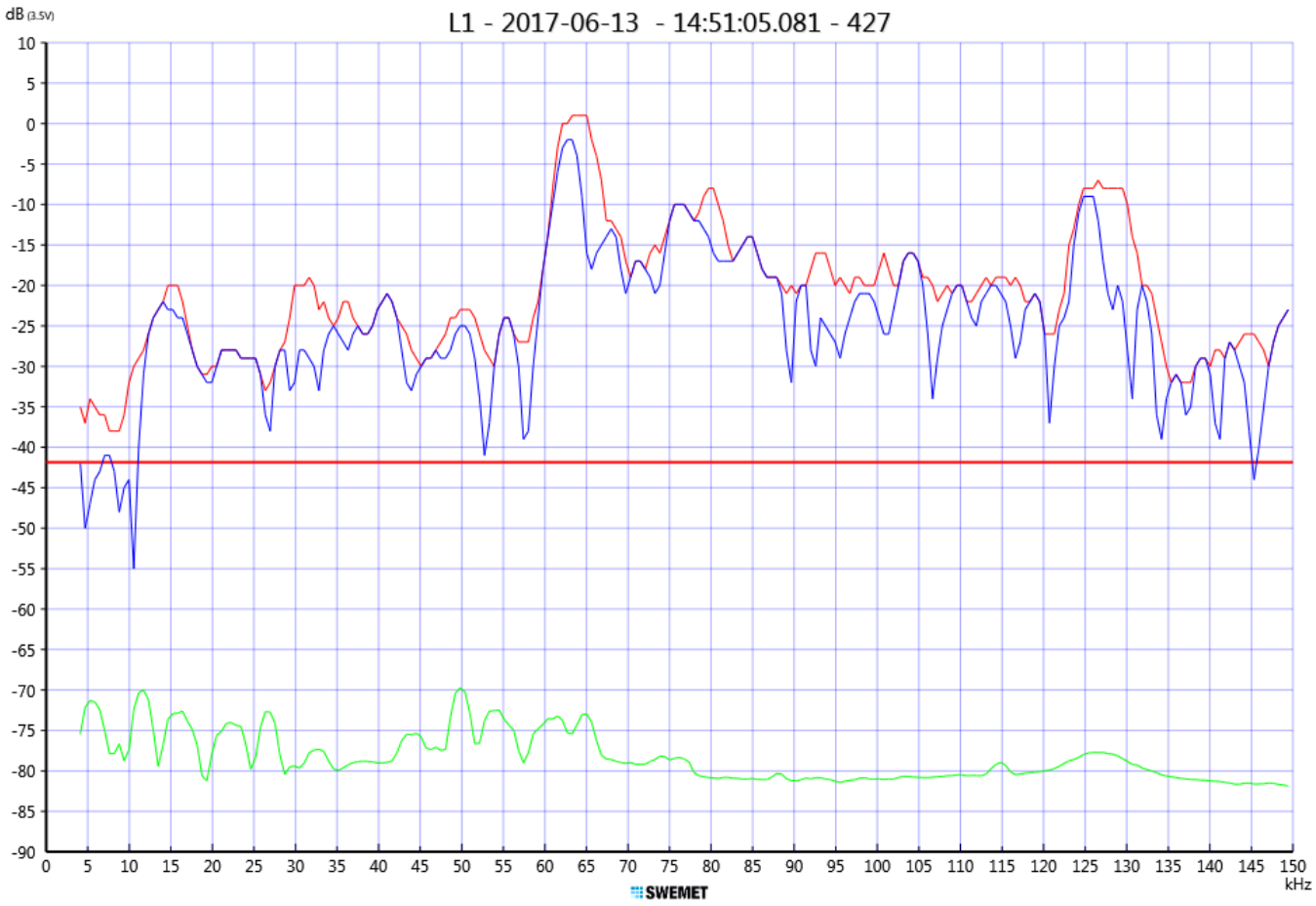
2.3.2 PLC-kommunikaatiossa havaittuja ongelmia

Sähköjohtojen käyttämisessä tiedonsiirron väylänä on myös havaittu ongelmia. Joskus päätteiden välinen matka on yksinkertaisesti liikaa, ja signaali vaimenee kuulumattomiin. Kuten aiemmin mainittiin, voidaan signaalitoistimilla tätä laajentaa, mutta käytännössä tämä ei ole aina mahdollista. Esimerkiksi kerrostalon liittyminen jakeluverkkoon voi olla toteutettu 200 metriä pitkällä maakaapelilla.

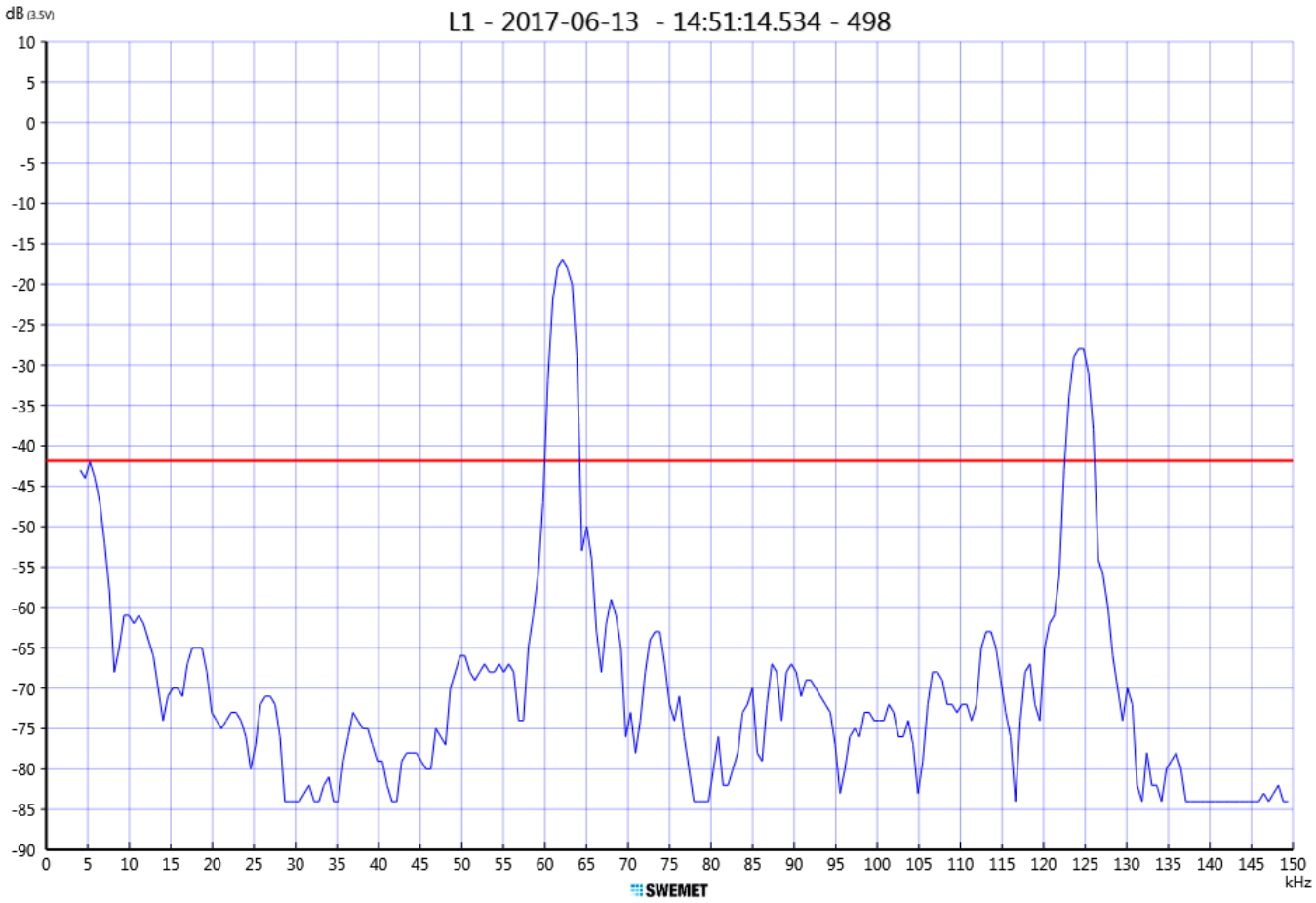
Signaalitoistinta ei kyetä tällöin verkkoon asentamaan, vaan on kehitettävä jokin muu ratkaisu mittausten onnistumiseksi. (Clean up-ryhmä)

Toinen havaittu ongelmakohta on kommunikaation hyötysignaalin hukkuminen sähköverkossa esiintyvien häiriösignaaleiden alle. Kun jokin rikkinäinen, tai muuten verkkovaatimuksia täyttämätön laite, luo voimakasta häiriötä juuri kommunikaatiotaajuudelle, hukkuu dataa kuljettava hyötysignaali sen alle eikä etäluentaa kyetä suorittamaan. Tällöin on häiriölähde etsittävä ja joko poistettava tai suodatettava. EMC-direktiivin (2014/30/EU) mukaan ei laitteisto saa aiheuttaa sähkömagneettista häiriötä siinä määrin, että muut laitteistot eivät voi toimia tarkoituksen mukaisesti. (EMC-direktiivi)

Seuraavassa kuvassa on esitetty kuvakaappaus häiriösignaalista. Häiriösignaalin aiheutti rikkinäinen antennivahvistin. Se riitti kyseisen kerrostalokiinteistön mittausten kuulumattomuuteen. (Clean up-ryhmä)



Kuva 2.3.2.1 Rikkinäisen antennivahvistimen häiriösignaali peittää PLC-signaalin alleen. (Clean up-ryhmä)



Kuva 2.3.2.2 PLC-signaali taajuudella 63 kHz on selvästi havaittavissa antennivahvistimen sammuttamisen jälkeen. (Clean up-ryhmä)

Kolmas merkittävä ongelma on ihmisistä johtuva. Sähkön loppukäyttäjät eivät ole tietoisia, tai eivät välitä mittauksen toimivuudesta. Tyypillinen esimerkki on kesämökkiläinen, joka mökkikauden loputtua katkaisee sähköt mökiltään pääkytkimestä periaatteella ”koska aina ennenkin näin on tehty”. Tällöin myös sähkömittari sammuu, eikä mittaustietoa ole saatavilla. (Clean up-ryhmä)

2.3.3 P2P-teknologia

P2P-teknologiassa järjestelmä on suoraan yhteydessä mittariin esimerkiksi GPRS-teknologialla. Tätä teknologiaa käytetään eniten harvaan asutuilla alueilla, millä ei PLC-teknologiaa ole taloudellisesti järkevää käyttää. (AMR-projektisuunnitelma)(KSSV HaLa) Tätä luentaratkaisua voidaan myös käyttää yhdessä PLC-ratkaisujen kanssa, esimerkiksi PLC-alueella pitkän maakaapelin päässä, jolloin mittarin kuuluminen sähköjohtimia pitkin on epävarmaa, eikä toisen datakeskittimen asentaminen ole taloudellisesti kannattavaa. On myös mainittava, ettei P2P-ratkaisukaan ole aukoton. P2P-mittarit ovat hankintahinnaltaan kalliimpia kuin PLC-mittarit, ja ovat riippuvaisia teleoperaattorin tarjoamasta verkosta. Luonnollisesti teleoperaattorit veloittavat verkkonsa käytöstä, joten tämäkin on suunnitteluvaiheessa

huomioitava seikka. PLC:n etu P2P:n verrattuna onkin halvempien laitteiden ohella pienemmät kommunikointikustannukset.

2.4 Mittaroinnin suunnittelu

Jotta työn lukija ymmärtäisi tässä työssä esitettyjä ratkaisuja kokonaisvaltaisemmin, on hyvä yleisesti esitellä sähkön kulutusmittaroinnin suunnittelu ja siihen vaikuttavat tekijät.

2.4.1 Suunnitelma-alue

Yleensä lähtökohtana suunnittelulle on kokonaisen muuntopiirin mittaroinnin suunnittelu kerralla. PLC-kommunikaation vaatiessa galvaanisen yhteyden, on muuntopiiristä muodostunut luonnollinen suunnitelma-alue. Vierekkäisten muuntopiirien mittausratkaisuilla ei ole vaikutusta toisiinsa. Tarvittaessa voidaan muuntopiiri pilkkoa pienempiin osiin, mutta niitä ei voida suunnittelussa yhdistää, koska PLC-signaali ei jakelumuuntajan läpi kykene kulkemaan keskijänniteverkon puolelle.

2.4.2 Kommunikaatiotavan valinta

Isoin vaikuttava tekijä kommunikaatiotavan valinnassa on mittauspisteiden määrä. Laskennallisesti kannattavuusraja PLC-kommunikaation ja P2P-ratkaisun välillä on seitsemän mittauspistettä. Tällöin kokonaiskustannukset huomioiden tulee PLC-ratkaisu edullisemmaksi. PLC-kommunikaatioon päädyttäessä on muistettava valittavan PLC-kommunikaatioteknologian olevan sitova, ja kommunikaatiokohtaiset ominaisuudet on huomioitava.

Pelkän kannattavuusrajan perusteella tehty ratkaisu ei ole riittävä. Jotkin muuntopiirit ovat rakenteeltaan haastavia saada PLC-kommunikaatio toimimaan. Johtimet jakelumuuntajan ja mittauspisteen välillä voivat olla pitkiä ja kommunikaatiosignaali vaimenee kuulumattomiin. Tällöin joudutaan asentamaan signaalitoistimia tai pitkien johtimien päässä sijaitsevia sähkönmittauksia on toteutettava P2P-teknologialla. Luonnollisesti tämä tuo lisää kustannuksia, jotka on huomioitava tarkastelussa. Käytännön kokemus onkin osoittanut kymmenen mittauspisteen olevan todenmukaisempi raja PLC-kommunikoinnin kannattavuustarkastelussa.

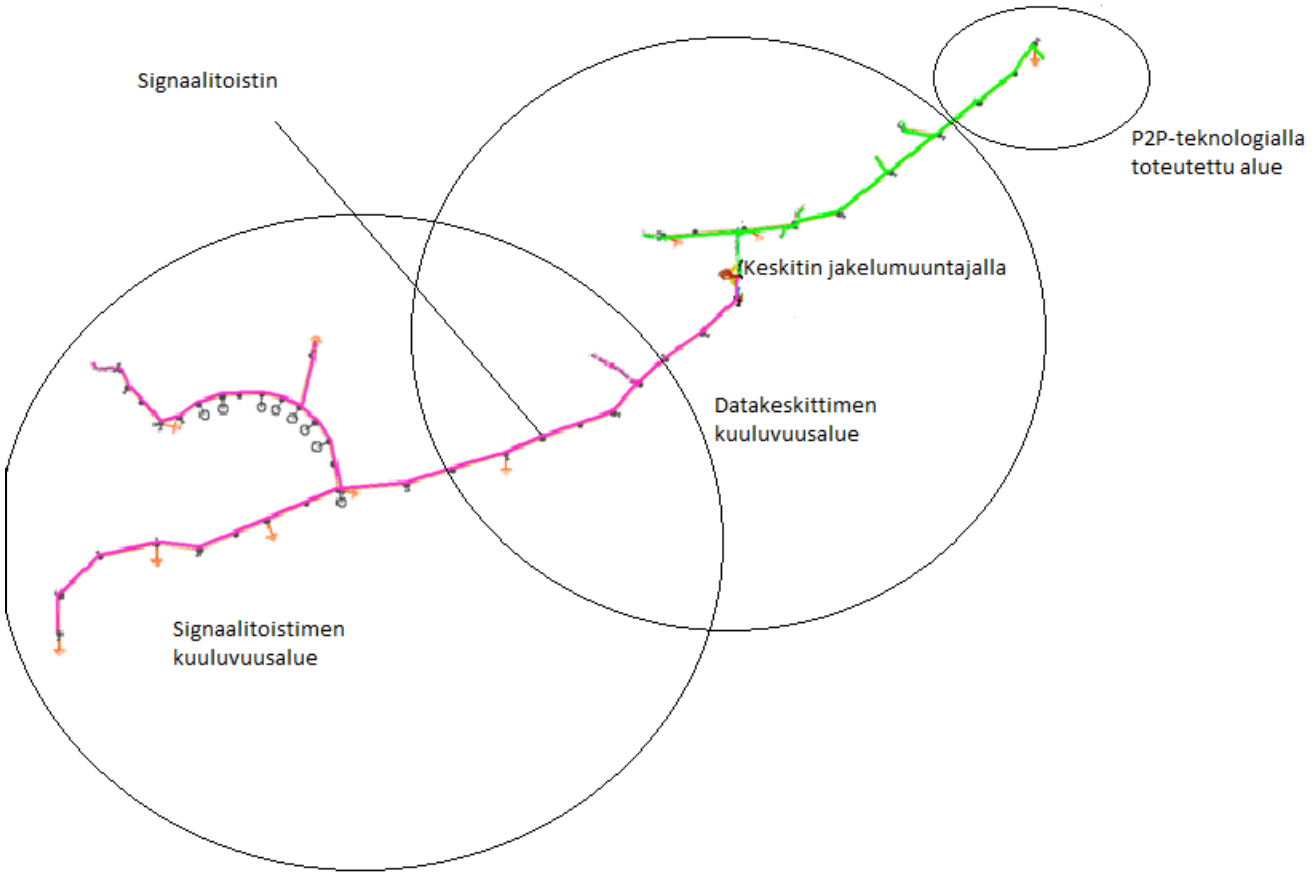
Muuntopiiri on mahdollista jakaa pienempiin suunnitelma-alueisiin. Esimerkiksi pitkä maakaapeli on osoittautunut ”tehokkaaksi” signaalin vaimentajaksi. Tällöin on perusteltua jakaa suunnitelma-alue osiin. Johtimien maksimipituuksille ei ole olemassa tarkkoja rajoja signaalin kuulumiselle.

Kaupunkiolosuhteissa 100 metriä pitkä maakaapeli voi vaimentaa signaalin totaalisesti, eikä signaalitoistinta voida sähkömittarin ja keskittimen välille kohtuullisin kustannuksin asentaa. Maaseudulla voi signaali kulkea ilmajohtimissa pitkälle toista kilometriä. Paras tapa selvittää kommunikaatiosignaalin kuuluvuus on asentaa keskitin mittausalueelle, ja mitata signaalinvoimakkuus mittauspisteestä. Mahdolliset häiriöt voidaan mitata mittauspisteeltä mittariasennuksen yhteydessä. Mikäli päädytään jakamaan muuntopiiri osiin, on suunnittelutarkastelut tehtävä kaikille osille erikseen. Lisäksi on huomioitava, ettei esimerkiksi PLAN-mittareilla saa olla samassa galvaanisesti yhdistetyssä verkossa kahta datakeskitintä. Tällöin mittarit topologia-automatiikkansa vuoksi vaihtaisivat datakeskitintä jatkuvasti, eikä mittauslukemien siirtäminen mittaustietojärjestelmiin onnistu. (PLAN-koulutus)

2.4.3 Mittauskomponenttien sijainti

Keskitin on sijoitettava paikkaan, jossa se kykenee toimimaan moitteetta. Sen kerätessä kaiken mittareilta tarvittavan tiedon, on sen toiminta avainasemassa. Kommunikaation on ehdottomasti toimittava mittaustietojärjestelmän ja keskittimen välillä. Keskittimen paikan on myös oltava sellainen, että se kykenee kommunikoimaan mahdollisimman monen, mieluiten jokaisen, mittauspisteen kanssa. Mahdollisimman keskeisellä paikalla saadaan minimoitua kuulumattomien sähkömittareiden määrä. Tyypillisesti tällainen paikka sijaitsee jakelumuuntajalla.

Signaalitoistimilla saadaan laajennettua keskittimen toimintasädettä. Myös niiden sijoittamisessa pätee samat lainalaisuudet kuin keskittimenkin sijoittamisessa, tosin sillä erotuksella, että kommunikoinnin on toimittava nyt keskittimen ja signaalitoistimen välillä. Sähkömittarien sijainti on käytännössä aina sama kuin mikä vanhallakin sähkömittarilla oli, eli tyypillisesti asiakkaan verkkoon liittymispisteessä. Seuraavassa kuvassa on havainnollistettu yhden muuntopiirin optimaalinen mittaroinnin suunnittelu.



Kuva 2.4.3 Mittaroinnin suunnittelun havainnekuva

Edellä esitetyllä muuntopiirillä on keskitin sijoitettu jakelumuuntajalle, joka sijaitsee melko keskellä muuntopiiriä. Sähkömittarit, jotka ovat keskittimen kuuluvuusalueen sisäpuolella, saadaan luettua suoraan pelkän keskittimen avulla. Saman kuuluvuusalueen sisäpuolelle on myös sijoitettu signaalitoistin, joka laajentaa kuuluvuusalueen ulottumaan koko kyseisen alueen loppuun. Oikean yläkulman kattamaton alue on toteutettu P2P-teknologiaa käyttämällä, koska teknistaloudellisia perusteita ei löytynyt toisen signaalitoistimen asentamiselle.

Jokainen mittaustoimintaan liittyvä komponentti on sijoitettava sähköturvallisuusvaatimukset täyttävään paikkaan. Lisäksi komponentit on suojattava sekä sähköteknisesti, että luonnonvoimilta. Esimerkiksi keskittimet on sijoitettu puistomuuntamoille niille tarkoitettuun osioon muuntamoiden sisälle, sähköpäätökeskuksiin tai pylväisiin erikseen lämmitettyihin keskitinkoteloihin.

2.4.4 Saneeraussuunnittelu

Mittarikannan vanhentuessa ja mittarilta vaadittavien ominaisuuksien lisääntyessä tulee eteen väistämättä tilanne, jossa koko muuntopiirin mittarit on vaihdettava. Tämä on uuden muuntopiirin mittarointisuunnittelua yksinkertaisempi tehtävä, koska jo aikaisemmin muuntopiirissä etäluentaan käytetty ratkaisu toimii mallina uutta suunniteltaessa. Rajatapauksissa on kuitenkin arviointi tehtävä uudelleen, mutta tarkastelemalla olemassa olevaa ratkaisua voidaan sen avulla muodostaa kuva ratkaisun toimivuudesta. Mittareiden kommunikoinnin laatua tutkimalla voidaan määrittää mahdolliset puutteet kommunikaation tasossa.

Harvoin koko muuntopiiriä päästään vaihtamaan kerralla uuteen. Mittarit saattavat sijaita paikassa, minne ei ilman asukasta ole pääsyä. Sähkön kulutustiedot on kuitenkin kyettävä lukemaan koko ajalta. P2P-mittarit toimittavat lukemia niin kauan kuin ne ovat sähköistettynä, mutta PLC-mittareilla mittaroitua aluetta saneeratessa on keskittimen oltava samassa galvaanisesti yhdistetyssä verkossa niin kauan kun yksikin vanhan kommunikaatioteknologian mittari on sähkönkäyttöpaikalla mittaamassa kulutusta.

2.4.5 Mittarointisuunnittelu verkostomuutoksien vuoksi

Pienjänniteverkon muutokset vaikuttavat mittaroinnin toimivuuteen. Signaalien kulkureitit saattavat muuttua huomattavasti tai galvaaninen yhteys keskittimelle voi katketa. Kommunikaatio on saatava jatkumaan mahdollisimman nopeasti, joskus jopa väliaikaisilla mittausratkaisuilla. Tällöin korostuu yhteistyö pienjänniteverkon suunnittelusta sekä työmaasta vastaavien henkilöiden kanssa. Mikäli pienjänniteverkossa tehdään topologiaa muuttavia ratkaisuja mittauksista vastaavan osapuolen tietämättä, aiheuttaa tämä ylimääräistä työtä ja kiirettä etäluennan toimintakykyiseksi palauttamisessa.

2.5 Sähkömittareiden mittaustiedon siirtäminen

Jakeluverkonhaltijat lukevat sähkömittareiden mittaustulokset kerran vuorokaudessa. Tämä on sähkömittareiden pääasiallinen tiedonsiirtotapahtuma. Digitalisaatio on kuitenkin huimaa vauhtia nousussa. Vuonna 2015 oli 4,9 miljoonaa laitetta kytkettynä internettiin. Vuonna 2016 näiden laitteiden määrä oli jo noussut 3,9 miljardiin. Joidenkin ennusteiden mukaan 2020 internettiin kytkettyjä laitteita tulisi olemaan jo 21 miljardia. Koko ajan kehitetään uusia tiedonsiirtotapoja ja –protokollia kehittyvän IoT-maailman tarpeisiin.

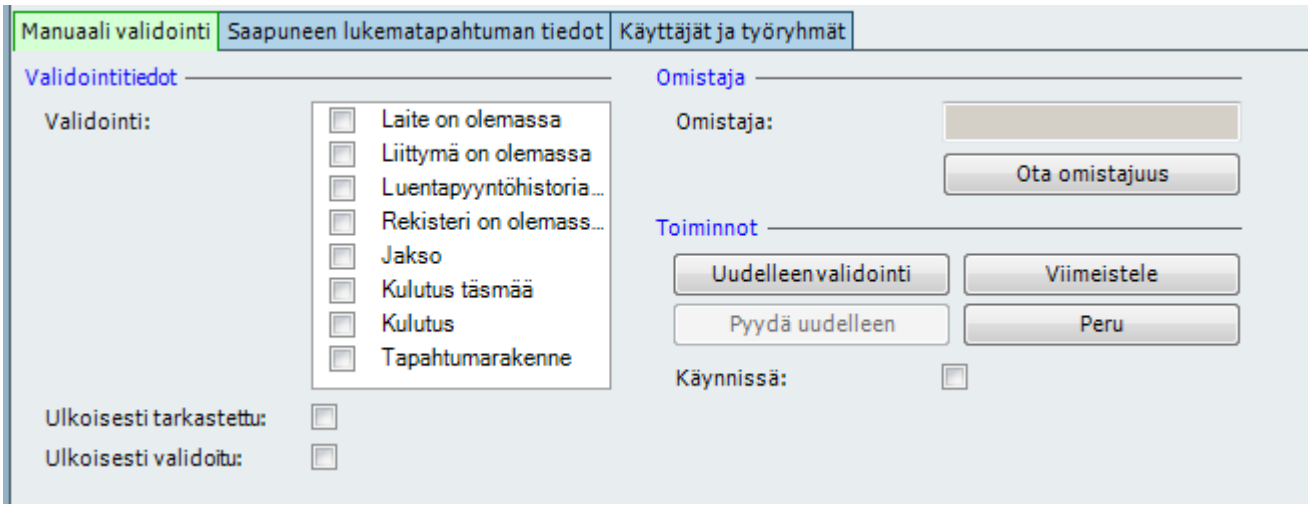
Sähkömittarit todennäköisesti tulevat kytkeytymään entistä vahvemmin sähkönkäyttäjien toimintaan. Jotta tämä onnistuisi, on mittarilla oltava rajapinta, jonka kautta tietoa voidaan siirtää. Tämän hetkisen lainsäädännön vaatima kerran vuorokaudessa tapahtuva luenta ei todennäköisesti tule riittämään, vaan

mittaustietoja on kyettävä tarkastelemaan lähes reaaliajassa, esimerkiksi kysyntäjoustoon liittyvissä asioissa. Työn tässä osassa tarkastellaan tämän hetkisiä tarjolla olevia rajapintoja KSSV:n mittarikannassa ja niiden ominaisuuksia. Lisäksi tarkastellaan myös muutamaa erilaista tulevaisuuden vaihtoehtoa ja niiden ominaisuuksia.

Termillä rajapinta tarkoitetaan sitä liitäntää, jonka avulla laite tai ohjelmisto on yhteydessä ulkomaailmaan. Eli kuinka se tarjoaa ja ottaa vastaan tietoja sekä palveluita. Esimerkiksi USB-portti on tyypillinen rajapinta. Erilaisia rajapintoja on useita ja niillä on erilaisia ominaisuuksia jokaisella. Rajapintojen yhdenmukaistamiseksi on kehitetty niitä koskevia standardeja ja toimintatapoja, jotta niitä käyttävät laitteet voivat sujuvasti ”keskustella” keskenään.

2.5.1 Validoitu mittaustieto ja raakadata

Mittausdatan validoinnilla tarkoitetaan sen hyväksymistä. Esimerkiksi sähkömittarin kulutuslukeman ollessa pienempi kuin edellinen järjestelmään tuotu lukema, ei tätä kulutusta automaattisesti voida hyväksyä, vaan se on manuaalisesti tarkastettava. Syy negatiiviseen kulutukseen voi olla muun muassa edellisen lukeman tallentajan virhenäppäily. Toinen mahdollinen syy validoimattomuuteen on sähkömittarin omadiagnoosissa ilmenneen virheen merkitseminen aikaleimaan. Validoinnilla on suuri merkitys muun muassa taseselvityksessä käytettävien statusarvojen käyttämisessä. Tällöin voidaan lukema validoimalla osoittaa sen oikeellisuus ja käyttökelpoisuus. Suurin osa sähkömittareiden lukemista validoidaan automaattisesti lukeman täyttäessä järjestelmän siltä vaatimat parametrit.



Kuva 2.5.1 Asiakastietojärjestelmän validointi-ikkuna.(Kolibri)

Validoimatonta mittaustietoa kutsutaan raakadataksi. Mittarilta suoraan asiakkaan järjestelmiin siirrettävä data onkin hyväksyvän osapuolen puuttumisen vuoksi raakadataa. Koska jakeluverkonhaltijan vastuu

loppuu standardirajapinnan tarjoamiseen, on asiakkaalle tarpeellista informoida mittarin antavan mahdollisesti virheellisiä mittaustuloksia. (ET Kantapaperi)(Sähkömarkkinalaki)

2.5.2 Raakadatan siirtäminen

Valtioneuvoston asetuksessa 5.2.2009/66 mainitaan, että ”verkonhaltijan tulee asiakkaansa erillisestä tilauksesta tarjota tämän käyttöön tuntimittauslaitteisto, jossa on standardoitu liitäntä reaaliaikaista sähkönkulutuksen seurantaa varten”.(Valtioneuvoston asetus 66/2009) KSSV tarjoaa asiakkailleen tällä hetkellä pyydettäessä S0-pulssi liitännän, joka lähettää standardin mukaisen määrän pulsseja jokaista kulutettua kilowattituntia kohden. Nämä pulssit kerää ja hyödyntää asiakkaan oma seurantajärjestelmä. (HaLa haastattelu)

Tällaisia pulssiliitäntöjä haluavia pienasiakkaita on häviävän vähän, esimerkiksi suoria E450 PLAN -mittareita on kytkettynä verkkoon yli 15 500 kappaletta, ja näistä pulssilähtö on käytössä kahdessa. (AIM) Suuremmat teollisuusasiakkaat seuraavat tarkemmin kulutustaan. Myös heitä kiinnostavan datan sisältö on monipuolisempaa. Muun muassa loisenergian kulutus on suurasiakkaille yksi laskutusperuste, jolloin siis myös tieto loistehon reaaliaikaisesta siirrosta on asiakkaalle tärkeä.

Toisaalta on hyvä myös asiakkaan kanssa keskustella, käyttääkö hän miten vai ollenkaan tiedon reaaliaikaisuutta hyväkseen. Koska verkkoyhtiöt lukevat lakiperusteisesti päivittäin mittareilta tuntidataa omaan ja sähkönmyyjän käyttöön, ja ovat velvoitettuja antamaan sen kuluttajan käyttöön yhtä aikaa kun se toimitetaan markkinaosapuolille, on hyvä pohtia myös tällaisten päällekkäisten kulutusseuranta ratkaisujen tarpeellisuutta. (Sähkömarkkinalaki)

Edellä esitetyn vertailumäärän perusteella pienasiakkaiden reaaliaikaisen kulutuksen seuranta ei ole yleistä. Tulevaisuutta on vaikea ennustaa, mutta muun muassa kotiautomaatioratkaisuiden lisääntyminen, nollaenergiarakentamisen kasvaminen ja mikrotuotannon yleistyminen asettavat varmasti haluttavalle raaka-datalle omia vaateitaan. Koska sähkömittareiden pitoaika on 10 – 20 vuotta, on tärkeää määrittää tämän hetkiset rajapintavaihtoehdot ja pohtia myös tulevaisuudessa tarjottavia ratkaisuja.

2.5.3 Tiedonsiirtorajapinnan fyysinen sijainti

Rajapinnan fyysinen sijainti tuottaa hankaluuksia. Esimerkiksi kerrostaloasunnoissa sijaitsevat mittauskeskukset sijaitsevat usein kellarikerroksessa, monta kerrosta alempana kuin mitattava asunto.

Tällöin galvaanisen yhteyden luominen esimerkiksi pulssin siirtämiseen on hyvin hankalaa ja myös kallista.

Mahdollisen fyysisen kytkennän suorittaminen on myös kyettävä tekemään. Usein kaikki mittarin liitännät on ”piilotettu” kansien ja sinetöintien alle. Koska sinetöinti on merkkinä metrologisten toimintojen koskemattomuudesta, on sen avaaminen muun kuin verkkoyhtiön henkilökunnan puolesta arveluttavaa. Myös uudelleen sinetöinnin saa tehdä ainoastaan verkkoyhtiön varmistuttua, ettei mittaria tai kytkentöjä ole peukaloitu. Käytännössä verkkoyhtiön edustaja suorittaa sinetöinnin. Joissakin mittarimalleissa joudutaan irrottamaan mittarin jännitteisiä osia suojaavia komponentteja, muun muassa leukalevy. Tällöin sähköiskun vaara on ilmeinen.

Vaikka rajapinta olisikin näkyvillä, on sen oikeudenmukainen käyttäminen kyettävä varmistamaan. Sähkönkulutustiedot ovat luonnolliseen henkilöön yhdistettävissä olevaa tietoa, joka tulee suojata. Tällöin on kyettävä varmistumaan, etteivät luvattomat kolmannet osapuolet saa kerättyä mittausdataa itselleen.

2.5.4 DLMS

DLMS-lyhenne tulee sanoista Device Language Message Spesification. DLMS on kehitetty kommunikointistandardi, ja siitä on tullut tämän hetken yleisin kommunikaatioprotokolla älymittareiden kanssa toimittaessa. Standardisarja IEC 62056 määrittelee toimintaparametrit DLMS/COSEM-rajapinnoille. Esimerkiksi nykyisin käytettävät mittareiden mittaustietojen tunnistukseen käytettävät OBIS-koodit ovat DLMS-protokollan mukaisia. Esimerkiksi kokonaiskulutus pätöenergialle on merkattu OBIS-koodilla 1.8.0. Tällöin tätä protokollaa käyttävä lukulaite kykenee tunnistamaan tällä koodilla siirrettävän tiedon oikeanlaiseksi. (DLMS)

2.5.5 IDIS

Suurimpiin mittarivalmistajiin kuuluvat Iskraemeco, Itron ja Landis+Gyr ovat kehittäneet oman toimintamallin, joka mahdollistaa näiden mittarivalmistajien tuotteiden toimimisen keskenään. Suurien mittariomaisuuksien sitominen vain yhden mittaritoimittajan laitteistoihin ja ohjelmistoihin on ollut yhteisten toimintamallien puuttumisen vuoksi pakollista. Mittarivalmistajien suorittamien testien perusteella heidän IDIS-laitteensa ja ohjelmistonsa ovat täysin toimintakykyisiä keskenään, ja tämä mahdollistaa asiakkaiden valita parhaimmat vaihtoehdot kokonaisuuksista. (IDIS)

IDIS perustuu DLMS-UA:n ylläpitämiin avoimiin standardeihin ja on täten vapaa muidenkin laitevalmistajien tuotteille. Toivottavaa onkin, että useammat laitevalmistajat myös mittarivalmistajien ulkopuolelta ottavat IDIS-protokollan käyttöönsä.

2.5.6 S0-Pulssi

Pulssilla tarkoitetaan nopeaa signaalin amplitudin vaihtumista perusarvosta korkeampaan tai pienempään arvoon, sekä nopeaa paluuta takaisin perusarvoonsa. Yksi tällainen tapahtuma on yksi pulssi. Pulssien avulla voidaan muun muassa siirtää tietoa. Tätä ominaisuutta on käytetty myös sähkömittareiden kanssa toimiessa, esimerkiksi mittareiden pätöenergian kulutusta ilmaistaan pulssien avulla. Pulssit luodaan ennalta määritetyn vakion mukaisesti, esimerkiksi 1000 impulssia per kilowattitunti tarkoittaa, että jokaista kulutettua kilowattituntia kohden on luotu 1000 pulssia. Tällöin yksi pulssi tarkoittaa yhtä kulutettua wattituntia. Lähetetyt pulssitiedot kerätään erillisellä keruulaitteella, josta kulutustieto siirretään eteenpäin. Pulssiulostuloa käytettäessä sähkömittarilla täytyy olla rakennettuna kyky tähän. Edellä esitetyssä E450-mallissa ei ole KSSV:n peruskonfiguraatiossa pulssilähtöä, vaan pulssilähdön tilalla on salparele. (E450 käyttöopas) Samalla periaatteella on myös muut KSSV:n suorat mittarit tehtaalta tilattu. (KSSV HaLa) Pulssilähtö on toteutettu esimerkkimallin mittarilla käyttämällä 90 milliampeerin puolijohderelettä. Mikrosuoritin ohjaa pulssigeneraattoria, joka lähettää galvaanista kytkentää pitkin ohjelmoidun pituisen ja amplitudisen pulssin ulkopuoliselle laskulaitteelle. (E450 käyttöohjekirja)

Jotta pulssiliityntä pystytään ottamaan käyttöön, on mittarille tehtävä kytkentöjä. E450-mallissa on pulssiliitäntä sijoitettu mittarin sinetöitävän leuan alle, joten sinetöinti on purettava ja uudelleen sinetöitävä johdinten asennusten jälkeen. Käytännössä pulssilähdöllä varustettuja mittareita ei ole verkossa valmiina, vaan tilattaessa sellainen on käytävä asentamassa.

Yhdellä pulssiliitännällä voidaan lähettää vain yhtä kulutustietoa kerrallaan. Esimerkiksi E450-mallilla se on joko tuodun pätöenergian kulutuksen tai yhdistetyn pätöenergian tuotannon ja kulutuksen tuonti. Eli esimerkiksi loisenergiaa se ei kykene erikseen tuomaan. (E450 tuotekuvaus) Virtamuuntajaliitäntäisessä E650-mallissa on mahdollista lisätä pulssiulostulojen määrää ja määrittää ne siirtämään pulsseina kulutetun pätöenergian lisäksi myös kulutettua loisenergiaa, sekä tuotettua pätö- ja loisenergiaa. (E650 tuotekuvaus)

Jotkin Landis+Gyrin mittarimallit kykenevät toimimaan myös pulssien keruulaitteina. Esimerkiksi E120LiME-mallilla on mahdollisuus kerätä ulkopuolisen laitteen lähettämää S0-pulssitietoa 1 - 24 tunnin mittausjaksoissa. Mitattu tieto siirretään etäluennan yhteydessä mittaustietojärjestelmiin. E450-mallilla on

mahdollisuus ohjata mittarin toimintoja ulkopuolisilla pulsseilla, esimerkiksi mittarin katkolaite voidaan määrittää toimimaan S0-pulssin avulla.(E450 tuotekuvaus)(E120 tuotekuvaus)

2.5.7 Optinen pulssilähtö

S0-pulssiulostulon kanssa vastaavanlainen kulutusta pulsseilla indikoiva ratkaisu on mittariin integroidun LED-valon vilkkuminen. Tämä kyseinen impulssia per kilowattitunti –vakio, eli mittarivakio, on ilmoitettu mittarin kannessa. Mittarimallista riippuen kyseinen LED pystyy myös indikoimaan loistehon kulutusta.

Etuina tällä indikaatiotekniikalla on sen edullisuus ja esiintyminen jo valmiiksi useissa mittarimalleissa. Sitä voidaan myös lukea silmämääräisesti ilman muita laitteita ja sen esille saamiseksi ei tarvitse avata sinetöintejä tai vastaavia. Huonoina puolina tällä tekniikalla on sen paikallisuus. Mittarille on oltava pääsy, jotta tätä tekniikkaa voidaan käyttää. Kerrostalokohteissa tämä on usein hankalaa jo lukittujen ovien vuoksi. Toisekseen sähkönkulutusdatan ollessa yhdistettävissä luonnolliseen henkilöön (tai tämän olinpaikkaan) on tämä tekniikka tietosuojaltaan heikohko. Monimittarikeskuksessa voisi tällaisen LED-impulssilukijan kiinnittää muuhun mittariin kuin omaansa, ja kerätä sitä kautta tietoa vääriin käsiin. Tai ihan pelkästään LED:n välähtelyä seuraamalla voidaan todeta jonkun kiinteistön olevan tyhjänä asukkaista.

LED-valon voi joissakin mittarimalleissa myös laittaa indikoimaan loisenergiaa, mutta jos kyseessä on sama LED kuin pätöenergiaa ilmaiseva, ei se kykene molempien energioiden indikoimiseen yhtä aikaa. Sekä pätö- että loistehon indikointia käytettäessä samalla LED:llä ei kyetä keräämään kulutustietoja luotettavasti tällä keinolla. Joissakin mittarimalleissa on olemassa myös erillinen LED kuvaamaan loisenergian kulutusta. (E650 tuotekuvaus)

Kuva 2.5.7 E650-mallin kulutusta ilmaisevat LED-valot.

Tämä ratkaisumalli ei todennäköisesti täytä valtioneuvoston asetusta, vaikka standardoidun rajapinnan kulutuksen seuraamiseksi tarjoaakin.

2.5.8 PLC

Sähkömittareiden käyttäessä PLC-signaalia muutenkin kommunikointiin, voitaisiin kulutustietoja siirtää erilliselle kulutuksen seurantapäätteelle tai vastaavalle jo olemassa olevia johtimia pitkin. Tällöin ei tarvitsisi asennetulle mittarille tehdä fyysisiä asennustoimenpiteitä, vaan mittari voisi pelkällä etäohjelmoinnilla aloittaa raakadatan siirtämisen asiakkaan laitteelle. Tällöin tulisi asiakkaan laitteen kyetä kommunikoimaan sähkömittarin kanssa luotettavasti ja tietoturvallisesti.

Mikäli tällainen ratkaisumalli otetaan käyttöön, on myös muistettava SFS-EN 50610 –standardin määritelmä signaalijännitteille. Signaalien taso ei saa nousta standardin määrittämää raja-arvoa suuremmaksi, eikä häiritä mittarin muuta toimintaa. Koska sähkömittareissa ei signaalisuodattimia ole, pääsee signaali liikkumaan mittarin läpi muihin liityntäpisteisiin, ja tätä kautta huonontamaan jännitteen laatua. Mittari tulisi myös ohjelmoida lähettämään dataa nopeammalla syklillä kuin mitä verkkoyhtiö omissa luennoissaan käyttää. Tai vaihtoehtoisesti mittarille tulisi sallia mittaustietojen lähetys ulkopuolisen laitteen näin pyytäessä.

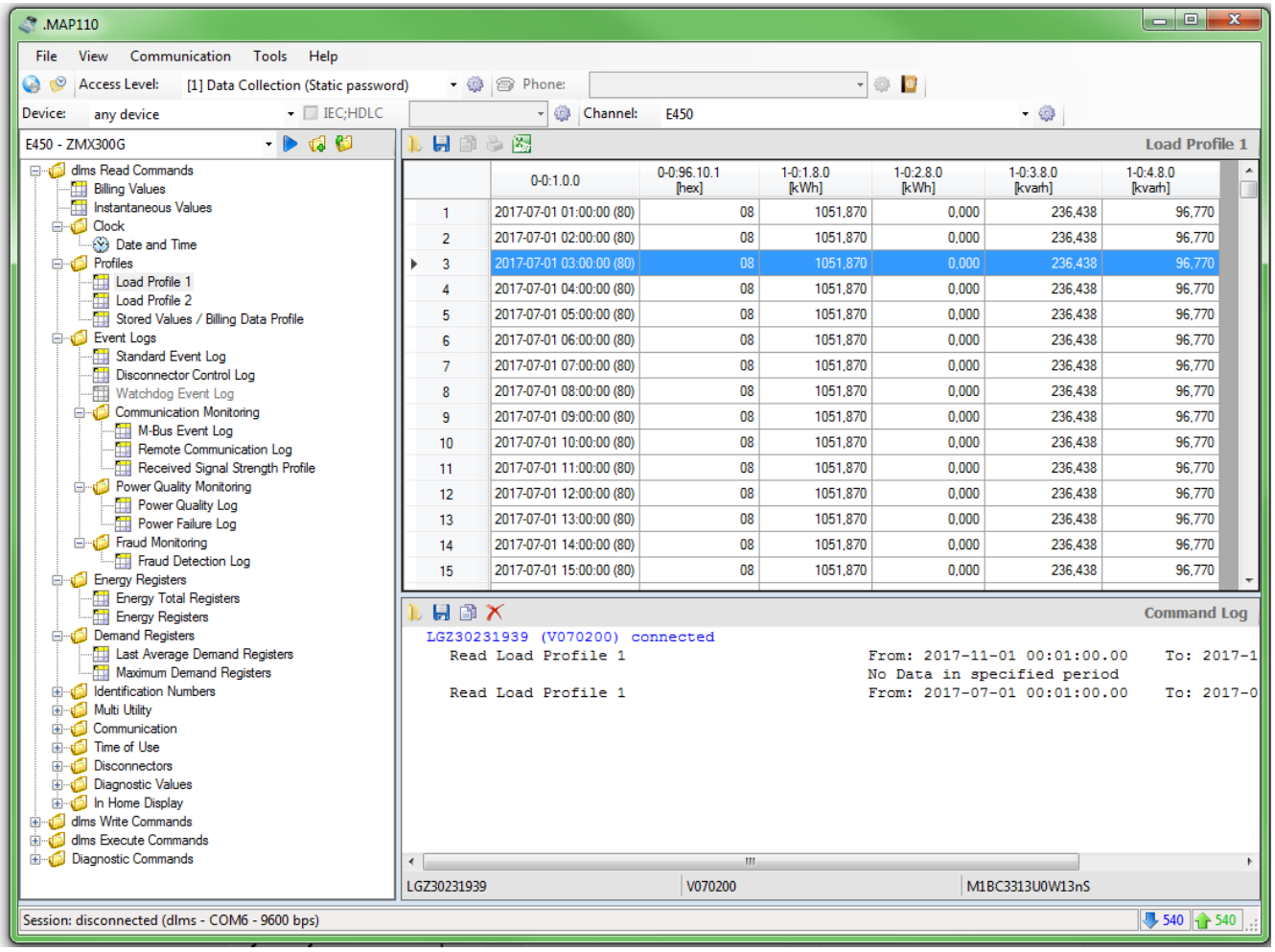
Koska Landis + Gyr:n mittarit käyttävät PLC-kommunikointiin vaihetta L1, olisi tällöin myös asiakkaan oman keruulaitteen oltava sijoitettu tälle vaiheelle. Tietysti myös mittarilla tulisi olla PLC-kommunikointi ominaisuus, eli esimerkiksi P2P-mittareille jouduttaisiin tämä lisäämään.

2.5.9 Optinen silmä

Uudemmissa Landis+Gyr:n mittareissa on kahteen suuntaan toimiva optinen rajapinta. Kutsutaan sitä tästä eteenpäin optiseksi silmäksi erotuksena edellä esitellystä LED:stä. Tämä optinen silmä noudattaa DLMS-protokollaa kommunikoinnissa. (E450 tuotekuvaus)

Kuva 2.5.9.1. E650-mittarimallin optinen silmä.

Optista silmää voidaan käyttää mittarin tietoja lukiessa tai mittaria ohjelmoitaessa. Muun muassa virtamuuntajamittareille ohjelmoidaan muuntosuhde optisen silmän kautta. Tämä rajapinta on fyysisesti saatavilla koko ajan ja se puuttuu ainoastaan vanhimmilta KSSV:n käyttämiltä mittarimalleilta.



Kuva 2.5.9.2 Ohjelmointi ja luentatyökalu .MAP110 ikkuna (.MAP110)

Koska optista silmää käyttämällä voidaan vaikuttaa sähkömittarin metrologisiin toimintoihin, täytyy mahdolliset väärinkäytöt estää. Optisen silmän toiminta ja fyysiset ominaisuudet on selvitettävissä kansainvälisistä standardisarjoista, ja osaavan henkilön käsissä on mahdollista muokata mittarin toimintaa itselleen edulliseksi. Esimerkiksi mikäli asiakkaalla on kausitariffiperusteinen tuote, voisi hän ohjelmoida mittarin kerryttämään pelkästään edullisempaa laskuria. Myös mittaustulosten päätyminen vääriin käsiin tätä kautta on mahdollista. Ennen kuin optinen silmä voidaan ottaa käyttöön asiakkaille datan siirtämiseen, on kyettävä varmistumaan näistä edellä mainituista asioista.

2.5.10 Sarjaportit

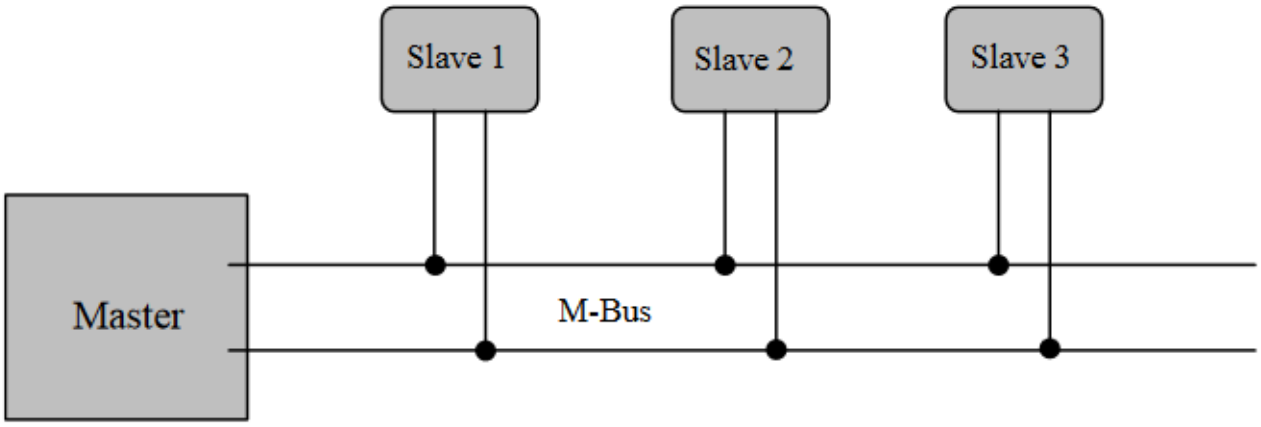
Joillakin mittarimalleilla on myös standardoitu sarjaportti tiedonsiirtämistä varten. Esimerkiksi E650-mallilla on olemassa vaihtoehtoina RS232, RS485, RS422 ja CS-rajapinnat. Myös nämä rajapinnat käyttävät uudemmilla mittarimalleilla DLMS-protokollaa kommunikoimiseen. Sarjaporttiliitännöillä voidaan liittää esimerkiksi useampi mittari yhteen, ja käyttää vain yhtä moduulia mittaustietojärjestelmän kanssa kommunikoimiseen. Tällä tavoin toimiessa säästetään linkitettyjen mittareiden kommunikointikulut. Myös sarjaporttiliitännät on piilotettu mittareiden kansien alle, eli niiden käyttöönottamiseksi täytyy sinetöinnit purkaa ja tehdä uudelleen. (E650 tuotekuvaus)

2.5.11 L+G HAN-mittarin kansi

Landis+Gyr on kehittäny mittarimalleilleen HAN(Home Area Network)-kannen. Tästä tuotteesta ei ole vielä tarkempia esitteitä saatavilla, mutta mikäli tämä osoittautuu nykymittarikannalle jälkiasennettavaksi tuotteeksi, voidaan sen avulla luoda uusia palveluita ja keinoja mittaustietojen siirtämiseksi.

2.5.12 M-bus (MeterBus)

M-bus on eurooppalainen standardi kulutusmittareiden luentaan. M-bus järjestelmä koostuu isäntä-laitteesta, tietystä määrästä orjalaitteita ja niitä yhdistävästä standardoidusta puhelin kaksijohdinkaapelista. Kaapelin pituus voi olla maksimissaan 350 metriä tiedonsiirtonopeuden ollessa 300 – 9000 bittiä sekunnissa, kun orjalaitteita on kytkettynä 250. Pituutta voidaan lisätä vähentämällä orjalaitteiden määrää tai rajoittamalla tiedonsiirtonopeutta. Myös signaalitoistimilla kyetään lisäämään pituutta käytettävään johdinkaapeliin. (M-Bus)



Kuva 2.5.12 M-Bus:n toimintaperiaate

M-Bus teknologialle on kehitetty myös langaton toimintatapa. Tämä perustuu standardiin EN 13757-4, joka määrittelee kommunikaatiot kulutusmittareiden ja päätelaitteiden välillä. Kommunikointi tapahtuu taajuuksilla 868 MHz, 434 MHz ja 169 MHz, jotka ovat lisenssivapaita Euroopassa.

Landis+Gyr on lisännyt joillekin sähkömittarimalleilleen mahdollisuuden toimia master-laitteena muille mittauslaitteille. Esimerkiksi kaukolämpö- ja kaasumittareita voitaisiin lukea sähkömittareiden luennan yhteydessä. KSSV:n mittareissa on M-Bus ominaisuus käytössä vain vanhimmilla sukupolvilla, ja niissä se on toteutettu langallisena.

Mikäli seuraavan sukupolven sähkömittarissa olisi langaton M-bus mahdollisuus, tai eri muuntimien avulla olisi mahdollisuus muuttaa langallinen M-bus langattomaksi, voitaisiin sähkön mittaukseen käytettäviä etäluenta- ja mittaustietojärjestelmiä käyttää myös muiden kulutusmittareiden luentaan. Tällöin kyettäisiin toteuttamaan tarvittavat kulutuslukemien luennat keskitetysti yhden järjestelmän ja yhden mittarin kautta. Sähkömittareiden luentatoimenpiteistä vastaava osapuoli voisi täten laajentaa toimintaansa ja myydä luentapalveluita myös muille kulutusmittareita käyttäville osapuolille.

2.5.13 Valittava tiedonsiirtoväylä

Mittareita tilattaessa ei jokaiselle mittarille kannata sisällyttää mahdollisuutta tiedonsiirtoväylälle. On epätodennäköistä, että jokainen, tai edes merkittävä osa, haluaisi seurata kulutustaan tai muuta vastaavaa mittausdataansa reaaliaikaisesti. Ei ole taloudellisesti järkevää maksaa todennäköisesti käyttämättä jätettävästä ominaisuudesta, vaan nykyisen kaltainen ”toimitetaan tilattaessa”-ratkaisuvaihtoehto on taloudellisesti parempi. Toimituksiin on kuitenkin pidettävä valmius.

Valtioneuvoston asetuksen aiemmin tässä luvussa esitetyn kohdan perusteella tämä olisi myös riittävä ratkaisu verkkoyhtiön kannalta.

Eri rajapintojen kannattavuutta kannattaa tarkastella niin verkkoyhtiön omassa, kuin yhtiöiden välisessä toiminnassa. Esimerkiksi mikäli M-bus –teknologian mittari olisi normaalia PLC-mittaria edullisempi, voisi mittarointia olla mahdollista kehittää edullisempaan suuntaan.

3. Sähkön laatu

Nyky-yhteiskunnassa sähkö mielletään tuotteeksi. Tällöin siihen myös voidaan liittää vastuu tuotteen vaatimuksenmukaisuudesta. 1970-luvulla elektronisten laitteiden yleistymisen myötä on sähkönlaatuun kiinnitetty enemmän huomiota. Vanhemmat sähkömekaaniset laitteet, kuten jääkaapit, eivät olleet kovin herkkiä sähkön laatupoikkeamille, eivätkä ne myöskään aiheuttaneet laatuhaittoja. Nykyään elektroniikkaa on hyvin paljon, lähes jokaisessa laitteessa. Esimerkiksi nykyisiin jääkaappeihin on lisätty elektroniikkaa ohjaamaan sen toimintaa, kuten sisälämpötilaa. Elektroniikan lisäämisen myötä niiden herkkyys huonolle jännitteenlaadulle on lisääntynyt.(Elovaara 1)

Vastuu sähkön vaatimuksenmukaisuudesta on kirjattu myös lainsäädäntöön. Sähkömarkkinalain 97. §:ssä on todettu sähkönjakelussa olevan virhe, mikäli sähkö ei laadultaan vastaa Suomessa noudatettavia standardeja. Lisäksi voidaan virhe todeta, jos sähkönjakelu tai – toimitus on yhtäjaksoisesti tai toistuvasti keskeytynyt, eivätkä syyt riitä tulkitsemaan keskeytyksiä vähäisiksi. Sähkömarkkinalain pykälissä 98 – 100 määritellään virheestä aiheutuvia hinnanalennuksia, vahingonkorvauksia sekä vakiokorvauksia. (Sähkömarkkinalaki) Jakeluverkkoyhtiön on parhaansa mukaan pyrittävä välttämään sähkömarkkinalain mukaisia virhetilanteita. Niistä aiheutuu taloudellisia tappioita jo pelkästään maksettavien korvausten muodossa, sekä imagon tahriintumista.

Tässä kappaleessa tarkastellaan sähkönlaatua, sen osatekijöitä, sähkönlaadun valvontaa ja kuinka KSSV:n sähkömittarit kykenevät jännitteenlaadun tarkasteluun.

3.1 Sähkönlaadun mittaamisen nykytilanne

Sähkömittarit ennen etäluettavien mittareiden tuloa mittasivat käytännössä pelkästään asiakkaan kuluttamaa energiaa. Ainoastaan epäiltäessä sähkönlaadussa esiintyvän puutteita, on sen todentamiseen tarkoitettua siirrettävää mittauslaitteistoa käytetty. Tällöinkin yritetään ennen mittauslaitteistojen viemistä selvittää mahdollinen syy sähkön laatuongelmaan, jottei laatumittauslaitteistoa käytettäisi turhaan. Useimmiten ärsyke laatumittauksen suorittamiseen tulee asiakkaan valituksesta, joten sähkönlaadun puutteellisuuden havaitsijana on toiminut loppukäyttäjä tai hänen laitteistonsa. (MiTe haastattelu). Vaihtoehtoisesti mahdolliset puutteet jännitteenlaadussa ilmenee seurantalaskennan myötä, mutta tämän mallintamistekniikan puutteisiin palataan tämän työn myöhemmässä vaiheessa. Käytännön tasolla laatumittausten suorittaminen on jäänyt muutamaan mittauskertaan vuodessa. Tämä ei tarjoa kovin kattavaa tietomäärää. Ja koska mittaus tapahtuu vasta asiakkaan reklamoitua, ollaan osaltaan jo myöhässä.

Etäluettavat mittarit mahdollistavat entiseen tilanteeseen verraten kattavamman sähkönlaadun mittauksen. Mittareiden sisältäessä toimintoja jännitteenlaadun mittaamiseen, sekä jännitehäiriöiden taltioimiseen, voidaan sähkönlaadun seuranta nostaa uudelle tasolle. Esimerkiksi, mikäli mittarille on ohjelmoitu vaiheittainen jännitekuopan rekisteröinti, voidaan asiakkaan reklamoidessa todeta jännitekuopan esiintyminen sähkömittarin rekistereistä. Tai vaihtoehtoisesti voidaan todeta jännitteen olleen standardien mukaista, mikäli merkintää ei rekistereistä löydy.

Koska mittarilla on jatkuva ympärivuorokautinen mittaus, saadaan myös loppukäyttäjän huomaamattomat virheet sähkönlaadussa huomioitua. Jatkuvan mittauksen lisäksi sähkömittarin käyttämistä jännitteenlaatumittauksiin puoltaa sen sijainti. Tyypillisesti sähkömittari sijaitsee asiakkaan verkkoon liittymispisteessä tai sen välittömässä läheisyydessä, jolloin se on hyvin lähellä pistettä, jossa sähkönlaadun tulee vastata standardeja.

Tulevaisuudessa käyttöönotettavassa Datahubissa on myös tarkoituksena lisätä sähkön toimituksen valvontaa, ja sähkönlaatu saattaa olla osa valvontakokonaisuutta. (Datahub) Tämän lisäksi Energiateollisuus on todennut kantapaperissaan, että sähkömittaria voidaan tulevaisuudessa käyttää erilaisissa sähkönlaatuun liittyvissä reklamaatioissa. Sähkömittarin mittaustulosten perusteella voitaisiin toimitetun sähkön laatua tarkastella. (ET kantapaperi), Jotta tämä onnistuisi, täytyy mittarilla olla kyky todentaa sähkönlaatu ja poikkeamat siitä.

Kaikkia laatua koskevia mittausominaisuuksia ei kuitenkaan kannata vaatia, jottei sähkömittari muutu turhan monimutkaiseksi. Yleensä suurempi määrä ominaisuuksia korottaa mittarin hintaa, ja vikaantumisen mahdollisuus kasvaa. Olennaista onkin määrittää tärkeimmät vaadittavat ominaisuudet laadun mittaukseen, sekä tämänhetkinen tilanne mitä jo tämän sukupolven sähkömittareilla voidaan toteuttaa. On myös hyvä tarkastella kyseisen suureen mittauksen tarpeellisuutta myös muultakin kuin pelkän lain vaatimusten näkökulmasta. Esimerkiksi mittarin taajuusmittauksella rooli kysyntäjoustossa, on tällainen pohdittava vaihtoehto.

Laatutietoja kannattaa hyödyntää muutenkin kuin pelkästään valitusten käsittelyyn. Näitä tietoja yhdistettynä kulutustietoihin voidaan käyttää hyödyksi sähkönjakeluverkon kehittämisessä ja vianhallinnassa. Laatutietomittauksien tuloksia yhdistettynä verkostolaskelmiin voidaan esimerkiksi todentaa tarve verkon vahvistamiselle. Laatutietojen seuranta mahdollistaa myös pienjänniteverkon valvonnan parantamisen. Ennen etäluettavien mittareiden ja niiden rekisteröintiominaisuuksien käyttöönottoa oli jännitetason mittaaminen käytännössä mahdollista ainoastaan paikan päällä käymällä. Tällöin esimerkiksi vahvasti sähkölämmityspainotteisten alueiden huippukuormitusten aikaisten (noin kello 22 illalla) jännitemittausten tekeminen oli huomattavan hankalaa. Mittausten onnistumiseksi olisi

ollut tarve viedä erillinen mittauskalusto mittauspisteille. Koska nyt lähes jokainen käyttöpaikka on varustettu rekisteröivällä mittarilla, on nykyisin jännitemittausten tekeminen yksinkertaisempaa. (Lakervi) Laatutietojen syvempää hyödyntämistä on käsitelty tämän työn myöhemmissä luvuissa.

3.2 Sähkönlaadun osatekijät

Sähköntoimituksen laatu voidaan jakaa useampaan osatekijään. Varsinaista fyysisen sähkön laatua voidaan kuvailla jännitteen laadulla ja sähköntoimitusvarmuudella. Lisäksi fyysisen osan ulkopuolella sähkön toimituksen laatuun kuuluu myös sähköntoimittamiseen liittyvien palvelujen laatu, kuten informaatio asiakkaalle tai sähkön toimituksen aloittaminen sovittuna ajankohtana. (Elovaara 1) Sähkön jatkuvilla ominaisuuksilla käsitetään toimitettavan sähkön ominaisuuksia silloin, kun sähkönjakelu ei ole keskeytettynä. Tässä osiossa käydään läpi, mitä vaatimuksia toimitettavalle jännitteelle vaaditaan sekä, kuinka käytössä olevat sähkömittarit kykenevät tarkasteltavaa suuretta mittaamaan. Tämän työn puitteissa rajoitutaan KSSV:n mittarikantaan.

3.3 Jännitteenlaatuvaatimukset

Standardi verkkojännitteen laadusta SFS-EN 50160 on sähkömarkkinalain 97. §:n mukaan Suomessa noudatettava standardi. Siinä määritellään jännitteelle ominaisuudet, joiden puitteissa voi kuluttaja olettaa jännitteenlaadun pysyvän, eli käytännössä minkä laatuista sähköä verkkoyhtiön tulee kyetä toimittaa. Tarkasteltavia ominaisuuksia ovat taajuus, suuruus, aaltomuoto ja kolmivaihejännitteen symmetrisyys. Määritelmiä, rajoja ja arvoja tarkasteltaessa on kuitenkin huomattava, että kyseinen standardi määrittelee edellä mainitut parametrit normaalissa käyttötilanteessa. Poikkeustilanteissa, kuten esimerkiksi vikatilanteen vuoksi tehtyä tilapäistä syöttöjärjestelyä käytettäessä, ei tätä standardia sovelleta. (Sähkömarkkinalaki) (SFS-EN 50160)

Standardin SFS-EN 50160 vaatimustaso on minimitaso, ja puhuttaessa standardin mukaisesta sähkönlaadusta viitataan edellä mainittuun standardiin. Jännitteelle määritetyt ominaisuudet on toteuduttava verkon käyttäjän liittymiskohdassa. (SFS-EN 50160) Liittymispisteessä on myös sähkömittari. Täten mittarin ominaisuuksien hyödyntäminen vaatimustason täyttymisen todentamiseen on luonnollista.

3.3.1 Verkkotaajuus

Taajuuden muutos kertoo verkon pätötehon muutoksesta. Kun kulutusta on enemmän kuin tuotantoa, pienenee verkkotaajuus nimellistaajuudestaan. Vastaavasti jos tuotantoa on enemmän kuin kulutusta,

taajuus nousee. Eli taajuuden voidaan todeta kuvaavan tarvetta lisätä tai vähentää sähköntuotantoa tai -kulutusta. Tällä periaatteella taajuutta ohjataan kuormitusta tai tuotantoa muuttamalla. Mikäli verkkotaajuus putoaa liikaa nimellisestä taajuudesta, joudutaan muun muassa joitain tuotantolaitoksia irrottamaan verkosta, jotteivät ne kärsisi vaurioita. Lopulta saattaa taajuuden romahtaminen johtaa sähkönjakelujärjestelmän joko osittaiseen tai kokonaan romahtamiseen. Suomessa Fingrid valvoo ja hoitaa tehotasapainoa. (Elovaara 1)(Fingrid tasapaino)

3.3.2 Verkkotaajuuden muutoksien rajat

Standardin SFS-EN 50160 mukaan 99,5 *%* ajasta täytyy taajuuden pysyä välillä 49,5 – 50,5 *Hz*, eli nimellistaajuus 50 *Hz* ± 1 *%*. Täysiaikaisesti taajuuden on pysyttävä välillä 47,0 – 52,0 *Hz*. Tämä tarkoittaa prosentteina 50 *Hz* +4 *%* - 6 *%*. Kuitenkin esimerkiksi saaristoissa toimivissa erillisverkoissa sallitaan hieman suuremmat taajuuden muutokset.(SFS-EN 50160)

Huomattavaa on, että verkkoon liitetyn pientuotannon on myös kyettävä tuottamaan sähköä näillä parametreilla. Tämä on käytännössä varmistettu standardit täyttäviä laitteistoja käyttämällä. (Ohje tuotannon liit.)

3.3.3 Verkkotaajuuden säätäminen

Taajuuden säätämiseksi on Fingridillä käytössään reservipankki. Taajuuden pysyessä välillä 50 *Hz* ± 1 *%* käytetään taajuusohjattua käyttöreserviä. Taajuuden pudotessa välille 49,9 – 49,5 *Hz*:ä, otetaan käyttöön taajuusohjattu häiriöreservi. Lisäksi on olemassa manuaalisesti aktivoitavaa häiriöreserviä. Kahteen viimeiseksi mainittuun kuuluu tuotantokapasiteetin lisäksi myös irtikytkettäviä kuormia. (Fingrid)

3.3.4 Sähkömittari ja verkkotaajuuden mittaus

Verkkotaajuuden ohjauksen kuuluessa Fingridille ja muille pohjoismaisille kantaverkkoyhtiöille, on mittarin taajuuden mittaaminen ja tuloksien rekisteröiminen muistiin sähkönlaatutarkoituksessa hyödytöntä, koska tarkempi taajuusmittausdata on saatavilla muualta. Mutta mikäli sähkömittarin mittaamaa taajuutta käytettäisiin perusteena kuormien ohjaamiseen, verkkotaajuus on kyettävä mittaamaan tarvittavalla tarkkuudella. Suomessa on tutkittu pientalousasiakkaiden ohjauskuormia, kuten suoria sähkölämmityksiä, osana kysyntäjoustoa ensisijaisesti taajuusohjattuna häiriöreservinä. (Kysynnänjouston loppuraportti)

Tällä hetkellä ei sähkömittarin taajuuden mittauksella ole roolia, mutta tulevaisuudessa sillä voi olla oma roolinsa kysyntäjoustossa. Sen avulla voitaisiin luoda erilaisia tarjottavia lisäpalveluita. Uusia

lisäpalveluja mietittäessä on kuitenkin syytä huomioida, että mittarin toiminnallisuuksien ja palvelun hinnan olisi oltava kilpailukykyinen verrattuna ulkopuolisen järjestelmän käyttöön.

Pientuotantokohteissa on tuotetun sähkön synkronoiduttava verkkotaajuuteen ja jännitteeseen, jottei jännitteenlaatu kärsi. Synkronointi tehdään pientuotantolaitokseen kuuluvassa laitteistossa, eikä synkronointitehtävää ole kalleutensa vuoksi järkevää mittarille sälyttää. Tällä hetkellä ei KSSV:n sähkömittareilla ole kykyä toimia synkronointilaitteena. (Tuotekuvaukset) Eikä tämä tehtävä mittauslaitedirektiivin mukaan sähkömittarille myöskään kuulu. (Mittauslaitedirektiivi) Mutta pientuotannon lisääntyessä olisi hyvä kyetä varmistamaan, etteivät pientuotantolaitokset tuota verkkojännitteen kanssa synkronoimatonta jännitettä tai taajuutta sähköverkkoon. Mittari voisi tällaisessa tapauksessa toimia valvojana tuotannon sähkönlaadulle ja tarvittaessa erottaa parametrit täyttämätön tuotanto irti verkosta, tai ilmoittaa kyseenalaisesta tuotannonlaadusta verkkoyhtiölle. Energiateollisuuden kantapaperissa onkin esitetty mittariin liitettävän ominaisuus, joka havaitsee jakeluverkon jännitteettömyyden ja estää takasyötön jännitteettömään verkkoon. Tähän erottamisominaisuuteen voisi kuulua myös virheellistä taajuutta tuottavan tuotannon erottaminen. Tällä hetkellä KSSV:n mittarikannalla ei ole mahdollisuutta pientuotannon jännitteenlaadun valvontaan, mutta kyseisen ominaisuuden lisäämistä seuraavan sukupolven mittareille on harkittava. (Tuotekuvaukset)

3.4 Jännitetason vaihtelut

Jännite ei ole globaali suure, vaan hyvin paikallinen. Täten se on myös mitattava paikallisesti. Standardi SFS-EN 50160:n mukaan normaalien käyttöolosuhteiden vallitessa ei verkkojännitteen nimellisjännitteestä saa poiketa kuin ± 10 % ja erityisten syrjäseutujenkin tapauksessa vaihteluväli saa olla maksimissaan +10 % - 15 %. Lisäksi asiakkaita tulisi informoida tästä sallitusta vaihteluvälistä. Standardissa määritetyt raja-arvot ovat 10 minuutin keskiarvoja. (SFS-EN 50160)(Elovaara 1)

3.4.1 Jännitekuoppa ja ylijännite

Jännitekuoppa syntyy, kun jännite putoaa alle 90 %:iin nimellisarvostaan. 230 voltin jännitteellä tämä tarkoittaa 207 voltin alittamista. Pienin mitattu tehollisarvo jännitekuopan aikana on nimeltään jäännösjännite. (SFS-EN 50160)

Ylijännitteestä puhutaan, kun jännite nousee yli 110 % nimellisarvostaan, eli yli 253 volttiin. Kolmivaihejärjestelmässä yhdenkin vaiheen jännitteen tehollisarvon poistuminen U_n ± 10 % alueelta riittää täyttämään jännitekuopan tai ylijännitteen määritelmän. (SFS-EN 50160)

3.4.2 Jännittekuopan ja ylijännitteen havaitseminen, sekä rekisteröinti sähkömittarilla

Sähkömittareilta voidaan lukea hetkelliset jännitetiedot. Tällöin kuitenkin pitäisi osata lukea jännitetiedot mittarilta jännitekuopan aikana. Paljon tehokkaampaa on asettaa mittari rekisteröimään muistiinsa tiedot poikkeuksellisista jännitetiedoista. Tällöin valvonta toimii jatkuvasti. Käytännössä tämä tapahtuu asettamalla sähkömittarille rekisteröinnin kynnysarvot jännitekuopan tai ylijännitteen pituudelle ja jännitteelle.

Nimi ▲	Luettu	Rekisteriarvo	Mittayksikkö
Jännitekuopan ajan kynnysarvo	2017-11-14 13:38:30	300	Aika
Jännitekuopan kynnysarvo	2017-11-14 13:38:29	207	V
Jännitekuoppien määrä L1	2017-11-14 13:38:27	0	ei mitään (ei mittayksikköä)

Kuva 3.4.2 E450-mittarin jännitekuoppatiedot. (AIM)

Edellä esitetyssä kuvassa 3.4.2 on esitetty erään verkkoon kytketyn E450-mittarin jännitekuoppatiedot. Ylimmällä rivillä ajan kynnysarvon yksikkönä on sekunti, ja alimmalla rivillä yksikkönä kappaletta. Yllä olevista tiedoista voidaan päätellä, että kyseisellä mittarilla ei ole ollut ensimmäisellä vaiheella yhtäjaksoisesti yli 300 sekuntia jännite alle 207 volttia. Vastaavalla tavalla mittarille on ohjelmoitu myös ylijännitteelle kynnysarvot tehollisarvolle sekä rekisteröimisajalle. (E450 Tuotekuvaus)

Jännitekuopan rekisteröimisen aloittamisen kynnysarvon asettelu on 300 sekuntia eli viisi minuuttia mittarilla oletuksena, eikä sitä ole jälkikäteen muutettu. Kuitenkin kynnysarvot ovat määriteltävissä kyseiselle mittarimallille (sekä useimmille KSSV:n käytössä oleville mittarimalleille) uudelleen, mikäli se katsotaan tarpeelliseksi. Nämä arvot voidaan ohjelmoida uudelleen, jos esimerkiksi halutaan tarkentaa jännitteen mittausta. Kynnysarvon ylittyessä kirjataan sähkömittarin sähkönlaatulokiin puutteen laatu, sekä tapahtuman aikaleima. Lisäksi kirjataan jännitteen palautuminen normaaliksi. Nämä kaksi tietoa yhdistämällä saadaan tietoon puutteellisen jännitteenlaadun kesto. (Tuotekuvaukset)

Kaikilla KSSV:n mittarimalleilla ei ole mahdollisuutta jännitetietojen mittaamiseen ja rekisteröimiseen. Pääasiassa nämä mittarit ovat vanhimpia E120-sukupolven mittareita. E450 –sukupolven mittareilla ja sitä uudemmilla on mahdollisuus jännitetietojen lukemiseen ja rekisteröimiseen edellä esitetyllä tavalla. E120LiME-, sekä ET-10 -mittarimallit kykenevät jännitekuoppien sekä ylijännitteiden rekisteröimiseen. (Tuotekuvaukset) Eli suurin osa KSSV:n sähkömittareista kykenee jännitteen valvontaan. Rekisteröidyt poikkeamat jännitteenlaadussa voidaan siirtää sähkömittarin rekistereistä mittaustietojen luentajärjestelmään vastaavalla tavalla kuin kulutuslukematkin.

3.4.3 Jännitekuoppien ja ylijännitteiden tilastointi ja luokittelu

Jännitearvojen vertailut esitetään prosentuaalisina muutoksina nimellisjännitteestä. Tästä syystä on vertailtavaksi referenssijännitteeksi valittava jakelujännitteen nimellisarvo. SFS-EN 50160 mukaan mittauskohteilta mitataan poikkeama nimellisjännitteestä, sekä poikkeaman kestoaika. (SFS-EN 50160)

Jännitekuoppia arvioitaessa tulee kolmivaihejärjestelmän vaihemittaukset yhdistää yhdeksi ekvivalenttiseksi jäännösjännitteeksi. Myös peräkkäisten kuoppien ja ylijännitteiden esiintyminen tulee yhdistää yhdeksi ekvivalenttiseksi kuopaksi. (SFS-EN 50160) Verkkoyhtiöiden kannalta on yhden ekvivalenttisen kuopan sijaan olennaisempaa selvittää jännitepoikkeaminen esiintymistaajuus, sekä vaihe, millä ne esiintyvät. Koska ekvivalenttiset arvot tehdään yhdistämällä, kannattaa verkkoyhtiön jättää käyttöönsä myös ekvivalenttisen arvon määrittämiseen käytettävät mittaustulokset. Mittaustuloksia kootessa tulee ne luokitella standardin SFS-EN 50160:ssä esitetyn taulukon mukaisesti käyttämällä ekvivalenttisia arvoja.

Taulukko 3.4.3.1 Jännitekuoppien luokittelu jäännösjännitteen ja kestoajan perusteella (SFS-EN 50160)

Jäännösjännite *u* [%]	**Kestoaika** *t* [ms]				
	$10 \leq t \leq 200$	**$200 < t \leq 500$**	**$500 < t \leq 1\,000$**	**$1\,000 < t \leq 5000$**	**$5\,000 < t \leq 60\,000$**
$90 > u \geq 80$	ALKIO A1	ALKIO A2	ALKIO A3	ALKIO A4	ALKIO A5
$80 > u \geq 70$	ALKIO B1	ALKIO B2	ALKIO B3	ALKIO B4	ALKIO B5
$70 > u \geq 40$	ALKIO C1	ALKIO C2	ALKIO C3	ALKIO C4	ALKIO C5
$40 > u \geq 5$	ALKIO D1	ALKIO D2	ALKIO D3	ALKIO D4	ALKIO D5
$5 > u$	ALKIO X1	ALKIO X2	ALKIO X3	ALKIO X4	ALKIO X5

Vastaavalla tavalla voidaan standardin mukaisesti luokitella myös ylijännitteet.

Taulukko 3.4.3.2. Ylijännitteiden luokittelu maksimijännitteen ja kestoajan perusteella (SFS-EN 50160)

Ylijännite *u* %	**Kestoaika** *t* ms				
	10 ≤ *t* ≤ 200	**200 < *t* ≤ 500**	**500 < *t* ≤ 1 000**	**1 000 < *t* ≤ 5000**	**5 000 < *t* ≤ 60 000**
***u* ≥ 120**	ALKIO S1	ALKIO S2	ALKIO S3	ALKIO S4	ALKIO S5
120 > *u* > 110	ALKIO T1	ALKIO T2	ALKIO T3	ALKIO T4	ALKIO T5

Standardissa SFS-EN 50160 myös huomautetaan, että sovellettavaa mittausmenetelmää käytettäessä olisi huomioitava myös mittaustuloksien epävarmuus. (SFS-EN 50160) Esimerkiksi sähköenergiamittarilla on ennalta määrätty minimi mittaus- eli näytteenottotaajuus teknisen rakenteensa vuoksi. Mikäli näytteenottotaajuus ei kykene edellä esitettyjen taulukoiden mukaisiin mittauspituuksiin, ei näitä voida tilastoida sähkömittarin avulla. Se ei kuitenkaan estä täyttämästä ja hyödyntämästä osaa taulukosta. Esimerkiksi näytteenottotaajuuden ollessa sekunnin pituinen (1000 millisekuntia, standardin mukaisissa taulukoissa alkio 4), voidaan varmuudella todeta havaitun ylijännitteen pituuden olleen välillä 0 – 1999 millisekuntia.

Koska on järkevämpää puuttua sähkönlaatuun etukäteen, eivätkä sähkömittarit välttämättä kykene standardinmukaisiin mittausjaksoihin, on mielekästä muotoilla kerättävä taulukko tarkoituksenmukaisemmaksi. Seuraavaksi on esitetty sähkömittarin kykyihin paremmin soveltuva taulukko.

Taulukko 3.4.3.3 Esimerkkihahmotelma jännitetaulukoksi

Jännite **%**	**Kestoaika** *t* ms			
	10 ≤ *t* ≤ 2000	**2000 < *t* ≤ 5000**	**5000 < *t* ≤ 1 0000**	**1 0000 < *t***
***u* ≥ 120**				
120 > *u* > 110				
110 > *u* > 105				
u				
95 > *u* ≥ 90				
90 > *u* ≥ 80				
80 > *u* ≥ 70				
70 > *u* ≥ 40				
40 > *u* ≥ 5				
5 > *u*				

Taulukkoa 3.4.3.3 muodostettaessa on sähkömittarin jännitteen vaihteluvälejä tiukennettu ennakoinnin onnistumiseksi, sekä mittausaikaa on muutettu sähkömittarin mittaustaajuuden mukaisemmaksi.

Koska jännitteenlaadun vaihtelut tallentuvat aikaleimattuina tapahtumina, kannattaa taulukon koonti suorittaa vasta mittausjärjestelmässä. Tämä myös antaa mahdollisuuden tarvittaessa muotoilla taulukkoa tarkoituksenmukaisemmaksi, eikä mittarille tarvitse sisällyttää taulukointiominaisuutta.

3.5. Jännitteen epäsymmetria

Jännite-epäsymmetriassa ei perustaajuudella olevien vaihejännitteiden tehollisarvot ole samat. Myös vaihejännitteiden väliset kulmat poikkeavat toisistaan. Epäsymmetriaa syntyy, kun kuormitus on jaettu epätasaisesti vaiheiden välille tai jokin vika on verkossa päällä. Esimerkiksi nollajohtimen katkeaminen on aiheuttanut sähkölaitteita rikkoneita jännite-epäsymmetrioita. Epäsymmetrian aikana muun muassa verkon taloudellinen käyttö heikkenee, eivätkä kolmivaiheiset laitteet välttämättä toimi toivotulla tavalla. (Elovaara 1)

SFS-EN 50160 määrittelee epäsymmetrialle sallituksi vaihteluväliksi 0 - 2 % perustaajuisesta myötäkomponentista. (SFS-EN 50160)

3.5.1 Jännitteen epäsymmetrian mittaaminen sähkömittarilla

Koska sähkömittari mittaa jokaiselta vaiheelta virran ja jännitteen erikseen, voidaan myös jännite-epäsymmetriat todeta mittaustuloksien perusteella. Joillakin mittarimalleilla on myös mahdollista mitata vaiheiden välistä kulmaa. Seuraavaksi esitetyssä kuvassa 3.5.1.1 on esitetty kolmivaiheisen E450-mittarin jokaisen vaiheen hetkelliset jännitteen tehollisarvot sekä vaihekulmat. Molempien voidaan todeta olevan standardien mukaisia.

Nimi ▲	Luettu	Rekisteriarvo	Mittayksikkö
Hetkellinen jännite L1	2017-11-14 13:22:48	227	V
Hetkellinen jännite L2	2017-11-14 13:22:58	227.7	V
Hetkellinen jännite L3	2017-11-14 13:23:02	227.4	V
Hetkellinen kulma U1-U2	2017-11-14 13:22:54	120	ei mitään (ei mittayksikköä)
Hetkellinen kulma U1-U3	2017-11-14 13:22:55	240	ei mitään (ei mittayksikköä)
Hetkellinen kulma U2-U3	2017-11-14 13:23:00	120	ei mitään (ei mittayksikköä)

Kuva 3.5.1.1 Mittarilta luetut jännite- ja kulmatiedot. (AIM)

Kuvassa 3.5.1.2 on esitetty vahvasti epäsymmetrinen jännite.

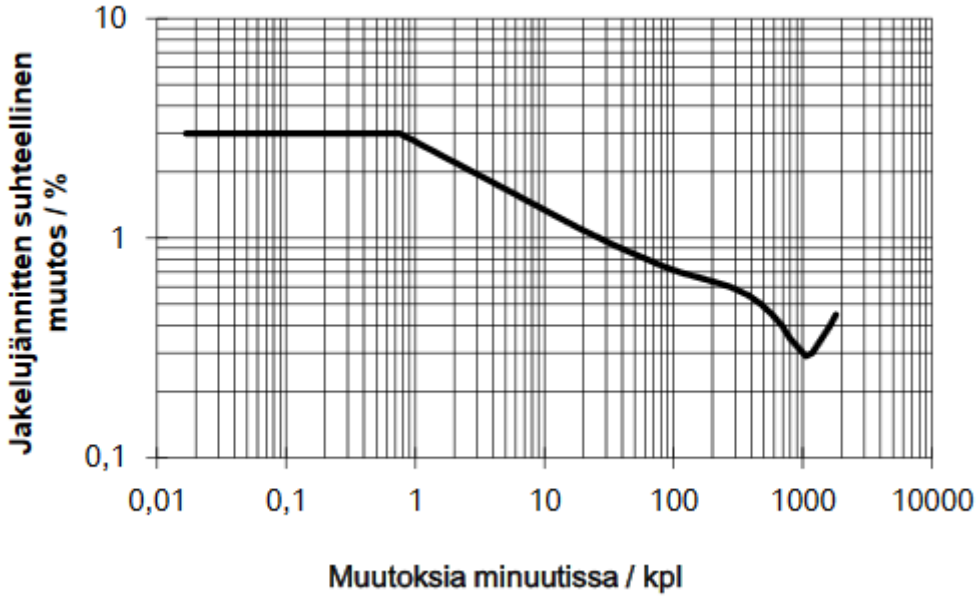
Nimi	Luettu	Rekisteriarvo	Mittayksikkö
Hetkellinen jännite L1	2018-01-19 10:40:04	81.9	V
Hetkellinen jännite L2	2018-01-19 10:40:05	329.5	V
Hetkellinen jännite L3	2018-01-19 10:40:06	344.9	V

Kuva 3.5.1.2 Vahva jännite-epäsymmetria. (AIM)

Jännite-epäsymmetrian aiheuttajaksi paljastui nollajohtimen katkeaminen.

3.6 Nopeat jännitemuutokset

Nopeat jännitemuutokset johtuvat tyypillisesti suurista ja äkillisistä kuormituksen muutoksista. Verkossa tapahtuvista kytkennöistä ja ilmastollisista ylijännitteistä syntyy lyhyitä ja ohimeneviä ylijännitteitä. Jotkin teolliset prosessit tuottavat toiminnalleen tyypillisiä jännitteen muutoksia. Kyseiset muutokset voivat olla jaksollisia, jaksottomia tai satunnaisia, riippuen prosessista. Esimerkiksi moottorien käynnistyminen tuottaa jaksottoman, mutta nopean, jännitteen muutoksen. CENELEC-standardi määrittää sallitun jännitteenmuutosten suuruuden. (Elovaara 1)



Kuva 3.6 Jakelujännitteen suurin suhteellinen muutos (Laatu- ja toimitustapavirhe ohje)

Sähkömittareilla ei nopeita jännitemuutoksia nykyisellä KSSV:n laitekannalla voida seurata. Mittareille ei ole rakennettu ominaisuutta, jonka avulla kyettäisiin vertaamaan perättäisiä jännitearvoja. Lisäksi mittareiden minimikynnysarvo rekisteröintiin on rajoittava tekijä.

3.6.1 Välkyntä

Standardi SFS-EN 50160:ssä välkyntä on määritetty seuraavasti: valonlähteen luminanssin (pintakirkkauden) tai spektrijakautuman muutosten aiheuttama näköaistimuksen ajallinen vaihtelu. Välkyntä aiheutuu jännitteen nopeista muutoksista ja sen haitta riippuu havainnoijasta. Joitakin ei toisia häiritsevä välkyntä haittaa ollenkaan. Pienetkin jännitteenvaihtelut pienillä taajuuksilla voivat aiheuttaa jo ärsyttävää välkyntää. (Elovaara 1)

Välkynnän mittaamiseen on UIE kehittänyt ja spesifioinut oman mittalaitteensa. Tämä laite on kansainvälisesti hyväksytty tähän toimintaan. Se ei varsinaisesti pyri mittaamaan pelkästään jännitteenvaihtelua, vaan sillä simuloidaan valoaistimuksen ketjua lampun, silmän ja aivojen välillä. (Elovaara 1)

Välkynnän vuoksi tehdyt laatumittaukset ovat harvinaisia KSSV:n alueella (0-3 vuodessa). Tällä hetkellä laatumittauksen tekeminen maksaa kaikkine mittauskuluineen ja analysointeineen noin 200 euroa. (MiTe haastattelu) Yhteiskustannukset siis vuositasolla ovat olleet noin 600 euroa. Tämän suuruusluokan kustannukset eivät ole vahva peruste välkynnän mittausominaisuuden lisäämiseksi sähkömittarille. Toisaalta, mikäli tarkasteltavan muuntopiirin sähkömittarit ohjelmoitaisiin reagoimaan standardia herkemmin jännitteenmuutoksiin, voisi näiden mittareiden mittaamia laatutietoja tarkastelemalla löytyä mahdollinen välkynnän aiheuttaja alueelta. Nykyisellä mittauskalustolla tämä ei onnistu, koska näytteenottotaajuus ei ole riittävä, sekä rekisteröinnin minimikynnysarvot ovat liian suuria.

3.7 Jännitetason testaaminen

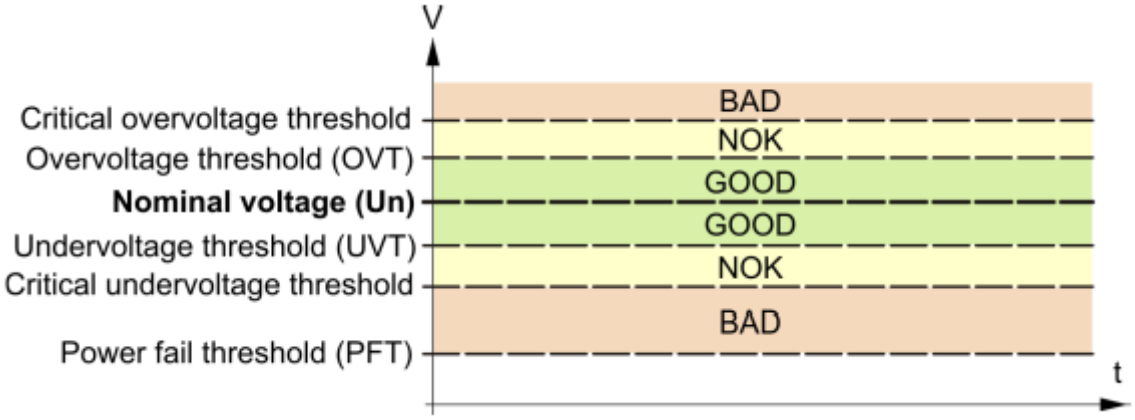
Standardissa SFS-EN 50160 on esitetty testimenetelmä jakelujännitteen laadun todentamiseksi. Sen mukaan jännitettä mitataan normaaleissa käyttöolosuhteissa viikon verran. Viikon mittausjakso jaetaan kymmenen minuutin jaksoihin, joita verrataan standardissa esitettyihin raja-arvoihin. Näiden jaksojen aikana mitatun jakelujännitteen tehollisarvon keskiarvon tulee olla 95 % ajasta välillä U_n sekä koko ajan välillä U_n + 10 % ja – 15 %. Nämä vaatimukset koskevat jokaista vaihetta. (SFS-EN 50160) Standardi SFS-EN 50160 ei valitettavasti määrittele näytteenottotaajuutta tai tallennettavia tietoja, joita käytetään jännitetason laatumittauksissa.

3.7.1 Jännitetason testaaminen sähkömittarilla

Sähkömittari voidaan ohjelmoida rekisteröimään muistiinsa standardin asettamien vaihteluvälien ulkopuoliset jännitteet, sekä niiden alkamis- ja päättymisajat. Mikäli katsottaisiin sähköenergiamittarin näytteenottotaajuuden olevan tarpeeksi suuri ja mittarille tallennettavan tietomäärän olevan riittävä,

voitaisiin sitä käyttää jännitteenlaadun todentamisessa. Täten voitaisiin mittarilta todentaa jännitteenlaatu tai –laaduttomuus ainakin osittain.

Joillekin mittarimalleille on standardin mukainen testausjärjestelmä jo valmiiksi ohjelmoituna. E450 2G/3G –mittarimallilla on sisäänrakennettuna ominaisuus jännitetason standardin SFS-EN 50160 mukaiseen mittaamiseen. Mittari voidaan asettaa mittaamaan jokaisen vaiheen jännitetiedot. Tällöin jännitteen tehollisarvon käynti standardin rajojen ulkopuolella kirjataan mittarin jännitteen laatulokiin, ja siihen lisätään aikaleima. Nämä rajat ovat myös uudelleen ohjelmoitavissa. Seuraavassa kuvassa on esitelty E450 2G/3G-mittarimallin jännitteen arvojen seurannan periaate. (E450 tuotekuvaus)



Kuva 3.7.1 E450 2G/3G –mittarimallin periaate jännitetasojen rekisteröimiseksi. (E450 tuotekuvaus)

Jännitetietoja ei ole tarpeellista kerätä jatkuvasti kymmenen minuutin jaksoissa, vaan testimittaus voitaisiin ottaa käyttöön etänä ennalta määrättynä ajankohtana. Esimerkiksi mikäli sähköverkon seurantalaskennassa on ilmennyt huippukuorman aikainen mahdollisuus alijännitteeseen asiakkaan liityntäpisteessä, voitaisiin mittari asettaa mittaamaan oletetun huippukuorman aikaisen viikon jännitteenlaatu. Tai vaihtoehtoisesti testimittaus voisi käynnistyä mittarin havaittua puutteita jännitteenlaadussa.

Mittarin kirjatessa jännitetietoon myös aikaleiman voidaan tapahtumaa tarkastella ja analysoida laajemmin. Aikaleiman myötä kyetään yhdistämään eri tapahtumat yhteen. Tällöin tapahtumien hallinta helpottuu ja vältytään päällekkäiseltä työltä.

Toisaalta verkon seurantalaskentaa varten voisi mittareille määrittää ajanjakson, jolloin se tallentaisi jännitetietoja jatkuvasti tarkastelujakson ajan. Täten saataisiin määritettyä asiakkaan liityntäpisteelle liitettyä mitattuja jännitetietoja seurantalaskennan tarkkuuden parantamiseksi. Tätä aihepiiriä on tarkemmin käsitelty tämän työn myöhemmässä osiossa.

Jännitteenmittauksella on olennainen rooli myös vianhallinnassa. Jännitemittausten perusteella kyetään todentamaan muun muassa nollavika. Tätä aihetta on käsitelty tarkemmin tämän työn myöhemmässä vaiheessa.

3.8 Yliaallot

Yliaaltojen jännitteet jaetaan harmonisiin ja epäharmonisiin. Harmoniset yliaallot ovat 50 *Hz* perustaajuuden kerrannaisia. Tällöin esimerkiksi kolmas harmoninen yliaalto on taajuudeltaan 150 *Hz*. Pienjänniteverkon yksivaiheiset kuormat ovat tyypillisiä kolmannen yliaallon tuottajia, esimerkiksi energiansäästölamppujen on todettu tuottavan kolmatta yliaaltoa. Muita harmonisia yliaaltoja tuottavat muun muassa hakkuriteholähteet. (Elovaara 1)

Harmonisille yliaaltojännitteille on standardissa SFS-EN 50160 määritetty verkkoon liittämispisteen sallitut arvot. Vastaavasti kuten jännitettä mitattaessakin, on myös harmonisten yliaaltojen 10 minuutin tehollisarvojen keskiarvon pysyttävä viikon mittaisen mittausjakson aikana standardin mukaisissa rajoissa. Koska eri kerrannaisluvun yliaallot aiheuttavat eri tason haittaa, on jokaiselle määritetty oma sallittu arvonsa. (SFS-EN 50160)

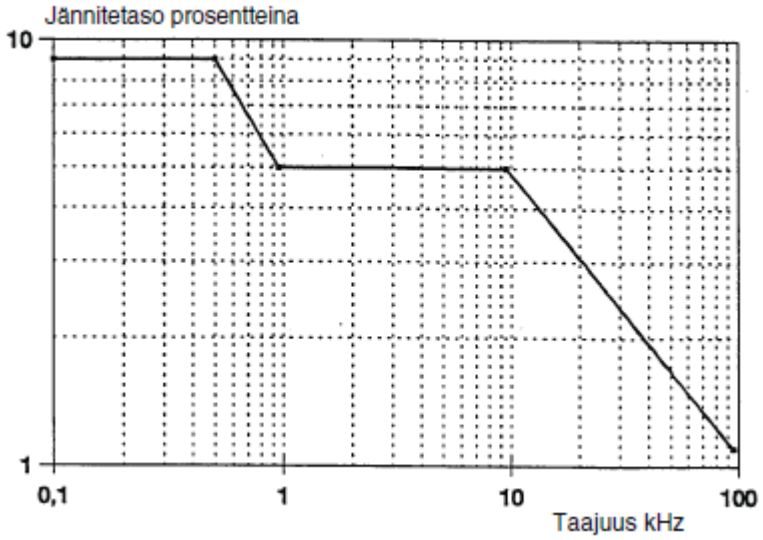
Epäharmoniset yliaallot puolestaan esiintyvät taajuuksilla, jotka eivät ole verkkotaajuuden kokonaisluvun kerrannaisia. Näiden lukumäärä on verkossa lisääntymässä niitä tuottavien laitteiden myötä. Myös rikkoutuvat laitteet, kuten erilaiset ikääntyneet tehonlähteet, voivat olla näiden lähteenä. Haittavaikutuksina nämä aiheuttavat muun muassa välkyntää, sekä ”oikealle” taajuudelle osuessaan peittävät PLC-signaalit alleen. (Elovaara 1)(Clean up –ryhmä)

Epäharmonisille yliaalloille ei ole standardoituja ylitysarvoja, joten niiden haittavaikutuksien ja ”sallittavuuden” toteaminen on monimutkaisempaa. Esimerkiksi sähkömittareiden PLC-signaalia häiritsevän laitteen poiston perusteluissa onkin nojattava SFS-EN 50160 standardin sijaan EMC-standardeihin. (Mittauslaitedirektiivi)

Vaikka edellä mainitut viat useimmiten johtuvatkin asiakkaiden laitteista, saattaa yliaalto siirtyä sen aiheuttavan laitteen verkon liityntäpisteen (eli sähkömittarin) läpi, ja aiheuttaa ongelmia jännitteenlaadussa muissa liittymispisteissä. Esimerkkinä epäharmoninen aalto rikkinäisestä antennivahvistimesta esti noin kahdensadan sähkömittarin etäluennan, ja olisi pitkään jatkuessaan johtanut mahdollisiin virheinvestointeihin mittaroinin toiminnan palauttamiseksi. Esimerkiksi Clean up –ryhmä olisi kyennyt tehokkaampaan toimintaan edellä mainitussa tapauksessa, jos sähkömittarilta olisi ollut luettavissa tieto yliaalloista ja niiden voimakkuudesta. (Clean up –ryhmä)

3.8.1 Verkon signaalijännitteet

SFS-EN 50160 määrittelee sallitut verkon signaalijännitteet liittymispisteessä. Seuraavassa kuvassa on esitetty sallitut signaalijännitteen tasot signaalin taajuuden funktiona.



Kuva 3.8.1. Signaalijännitteen sallittu taso prosentteina nimellisjännitteestä (SFS EN-50160)

Esimerkiksi Landis+Gyr:n PLAN-mittareiden kommunikointi tapahtuu taajuudella 68 *kHz*, jolloin kuvasta katsoen noin neljän prosentin jännitetaso sallitaan. Sähkömittarit täyttävät tämän standardin Eurooppalaisille markkinoille hyväksynnän myötä. (Mittauslaitedirektiivi)

Sähköverkkoa voidaan tulevaisuudessa hyödyntää myös muidenkin kuin verkkoyhtiön signaaleiden siirtämiseen, esimerkiksi kysyntäjouston toteuttamisessa ja todentamisessa on vielä avoimia toteutusvaihtoehtoja. Samalla periaatteella kuin asiakkaiden tuottamien yliaaltojenkin tapauksessa, on verkkoyhtiön hyvä myös tähän varautua.

3.8.2 Yliaaltojen toteaminen sähkömittarilla

Tällä hetkellä ei KSSV:n sähkömittareilla ole kykyä todentaa yliaaltoja. (Tuotekuvaukset) Mikäli kattavaa sähkönlaadun valvontaa haluttaisiin suorittaa sähkömittareilla, on kyky yliaaltojen mittauksiin lisättävä sähkömittarille. PLC-kommunikaatiota käyttävät sähkömittarit kuitenkin viestivät mahdollisista yliaalloista, kun niiltä katkeaa kommunikointiyhteys ilman ilmeistä syytä.

3.9 Käyttökeskeytykset

Standardin SFS-EN 50160 mukaan sähkön toimituksen katsotaan keskeytyneen, kun jännite liittymispisteessä putoaa viiteen prosenttiin tai alle nimellisarvostaan. Monivaiheverkoissa täytyy jokaisen vaiheen jännitteen olla alle viisi prosenttia, jotta se tulkitaan käyttökeskeytykseksi. Jos ei näin ole, käsitellään näitä jännitekuoppina. Keskeytyksien pituudet jaetaan myös lyhyisiin ja pitkiin keskeytyksiin. Keskeytys määritellään pitkäksi jännitteettömän ajan ylittäessä yli kolme minuuttia. (SFS-EN 50160)

3.9.1 Keskeytystietojen tallentaminen

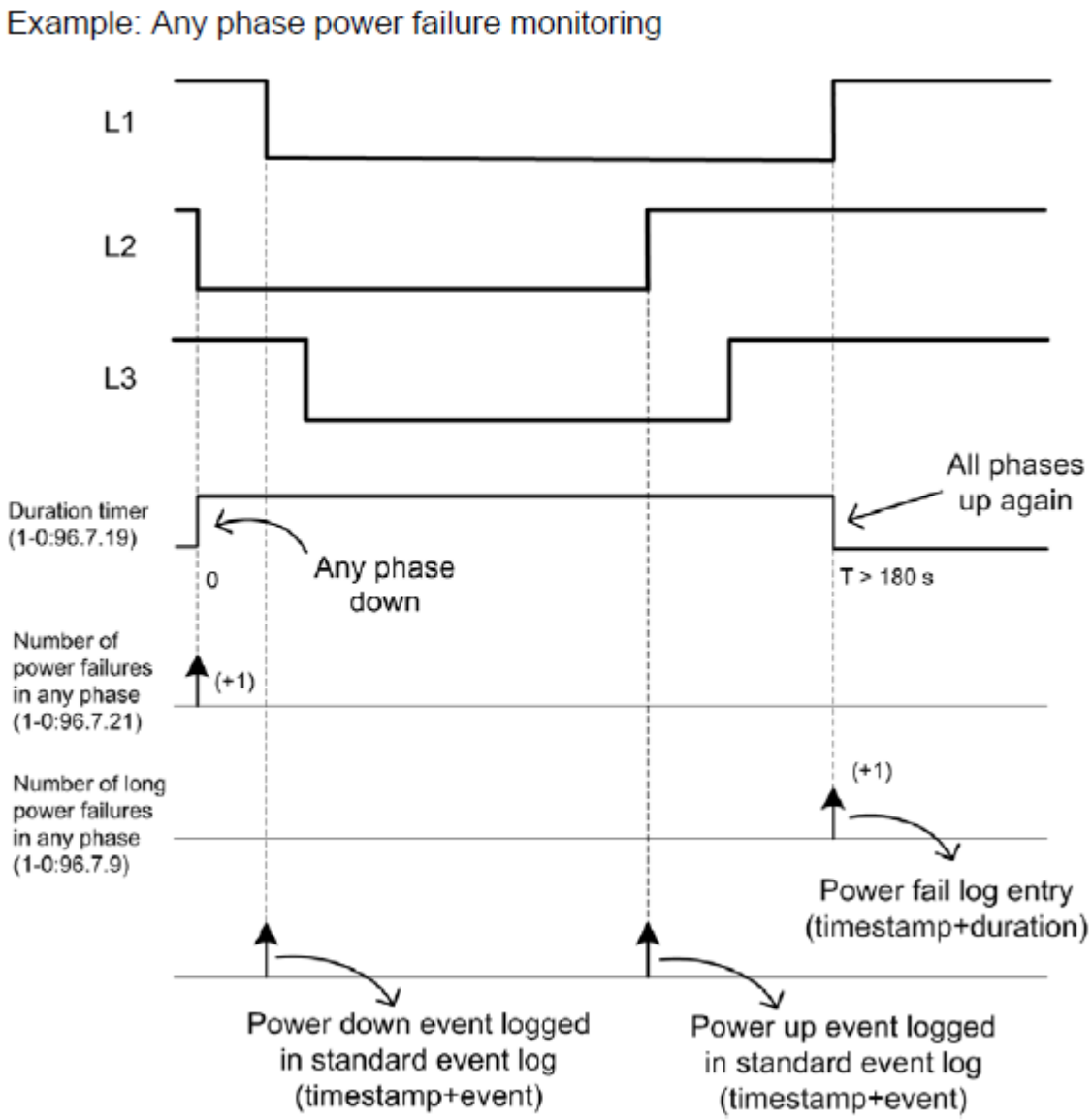
Keskeytystiedot tallennetaan tietojärjestelmiin, useimmiten käytöntukijärjestelmään. Keskijänniteverkon keskeytystiedot tallennetaan tarkasti käytönvalvontajärjestelmän tietotekniikan avulla, mutta pienjänniteverkossa tapahtuvat jännitehäiriöt tallennetaan käytöntukijärjestelmään käsin automaation puutteen vuoksi. Käsin tallentamiseen liittyy aina epävarmuutta, kuten esimerkiksi tarkan katkon alku- ja päättymisajankohdan tarkka tietäminen. Pahimmassa tapauksessa saattaa koko vika jäädä kirjaamatta.

3.9.2 Keskeytystietojen tallentaminen sähkömittarilla

Sähkömittareille on valtioneuvoston asetuksen puolesta määrätty velvollisuus mitata yli kolmen minuutin jännitteetön aika. Kuitenkin myös lyhyemmillä keskeytyksillä on haittavaikutuksia.

Tällä hetkellä ei KSSV:n käyttämillä mittarimalleilla ole kykyä havainnoida PJK:ta, vaan tiedot siitä saadaan muista järjestelmistä. Käyttöpaikkakohtainen tilastointi edellyttää täten eri järjestelmien välistä yhteenlaskua käytettäessä mitattua katkotietoa. Lisäksi AJK näyttäytyy katkotiedoissa jännitteettömänä aikana, eikä jälleenkytkennän tapahtumalukumäärinä.

Pienjänniteverkon vian alkamis- ja loppumisaika saadaan tarkasti selvitettyä lukemalla vian vaikutuksen alla olleen mittarin jännitteettömyystiedot aikaleimoineen. Tällöin on kuitenkin syytä olla tietoinen jokaisen eri mittarimallin katkojen kirjaustavasta, sekä huomioitava mahdolliset vikojen päällekkäisyydet.



Kuva 3.9.2.1 Vaiheittaisen sähkökatkon kirjaamisperiaateet E450-mittarimallilla. (E450 tuotekuvaus)

Kuvassa 3.9.2.1 on esitetty kolme E450-mittarimallin keskeytysten kirjaamisperiaatetta. Sähkömittari kirjaa yksivaiheisen keskeytyksen missä tahansa vaiheessa, pitkän yksivaiheisen keskeytyksen missä tahansa vaiheessa, ja täyskeskeytyksen, kun kaikki vaiheet ovat jännitteettöminä.

Yksivaiheinen keskeytys missä tahansa vaiheessa kirjataan, kun yhdenkin vaiheen jännite putoaa alle jännitekuopan raja-arvon. Pitkä yksivaiheinen keskeytys kirjataan alkaneeksi, kun kyseisen vaiheen jännite on puuttunut yli 180 sekuntia, eli kolme minuuttia. Molemmat sekä jänniteraja, että pitkän keskeytyksen aikaraja ovat ohjelmoitavissa uudelleen.

Täyskeskeytyksen alkamisajankohta kirjataan aikaleimoineen, kun sähkömittarin sammuttamisproseduuri sisäisen tehonlähteen jännitteen laskemisen vuoksi käynnistetään. Mittarin

sisäisen tehonlähteen jännite ei lähde hiipumaan, mikäli yksikin vaihe on jännitteisenä. Tähän pohjautuen voidaan edellä esitetyssä kuvassa 3.9.2.1 todeta olevan virheellinen. Sen mukaan täyskatko kirjattaisiin alkaneeksi, vaikka vaihe L3 on vielä jännitteisenä. Mikäli edellinen kuva pitäisi paikkansa, kirjaisi mittari virheellisesti sähkökatkon alkaneeksi kaksivaiheisessa keskeytyksessä. Kuvan virheellisyys on varmistettu Landis+Gyr Oy:ltä.

Esimerkkitapauksessa pylväältä paloi sulake, ja yksi vaihe tuli jännitteettömäksi. Sulakkeen perässä oli kaksi E450 2G/3G -mallin mittaria. Asiakas ilmoitti vaiheen puuttumisesta noin 12.20 ja vika kirjattiin korjatuksi 14.20. Mittareiden rekistereitä tarkistettaessa ei sähkökatkotietoja ollut kirjautunut kuin edellä esitetyn kaltainen kolmivaihekatko. Eli käytännössä mittarille oli rekisteröitynyt kolmivaihekatko alkaneeksi, kun vikaa korjaamaan mennyt asentaja on avannut varokekytkimen uuden sulakkeen vaihtamiseksi.

Aika	Kuvaus
2017-11-29 14:19:52	Laatuloki: Virta kytketty
2017-11-29 14:16:56	Hälytykset ja tapahtumat: Etätiedonsiirtovirhe
2017-11-29 14:16:56	Laatuloki: Virtakatko
2017-11-29 14:16:46	Laatuloki: Virta kytketty
2017-11-29 14:16:09	Laatuloki: Virtakatko

Kuva 3.9.3.2 Esimerkkitapauksen mittarin keskeytystiedot. (AIM)

Esimerkkitapauksen mittarin rekisterien tiedoista voidaan todentaa keskeytysaika standardin mukaisella tavalla. Täyskatkon voidaan todeta alkaneeksi noin 14.16, ja loppuneen 14.19. Eli esitetyllä mittarilla ovat tiedot kirjautuneet standardin SFS-EN 50160 näkökulmasta oikein.

Seuraavan sukupolven mittarilta on suositeltavaa edellyttää standardien mukaista katkotietojen tallentamista. Vastaavasti on myös kyettävä erottamaan asiakkaan verkosta johtuvat tapahtumat jakeluverkon tapahtumista. Esimerkiksi moni kääntää pääkytkimestä kesämökkinsä jännitteettömäksi mökkikauden päätteeksi, ja kytkee jännitteet takaisin vasta seuraavana keväänä. Sähkömittari ei kykene tätä erottelemaan jakeluverkossa tapahtuneesta keskeytyksestä mitenkään. Pahimmassa tapauksessa tällainen toiminta näyttäytyisi puolen vuoden keskeytyksenä, ja mahdollisesti virheellisesti maksettaisiin huomattavat vakiokorvaukset. Tällaisissa tapauksissa on keskeytystietojen käsittelijän osattava käsitellä katkotietoa oikein, eikä vain sokeasti hyväksyä mittaustietoa.

3.10 Yhteenveto

Sähkömittarit eivät kykene kaikkia sähkönlaadun jatkuvia ominaisuuksia mittaamaan. Mikäli haluttaisiin sähkömittaria hyödyntää sähkönlaadun kattavassa todentamisessa, olisi mittausominaisuuksia lisättävä mittarille. Ominaisuuksien lisääminen mittarille on kuitenkin nykyiseen laadun valvonnan tarpeeseen verrattuna heikosti perusteltua.

Vaikkei sähkömittarilta täydellistä sähkönlaatumittausta nykyisellään ole saatavilla, voidaan mittareiden avulla kerätä supistetusti sähkönlaatutietoja. Koska mittarilla on jatkuva mittaus, on sen suorittama valvonta paljon kattavampaa kuin ihmisen suorittamana. Mittarin rekistereihin jää tiedot myös ihmisen huomaamattomasta keskeytyksestä tai jännitteen laadun puuttumisesta. Näitä rekistereitä aktiivisesti keräämällä ja yhdistelemällä saadaan verkostolaskentaa oikaisevia tuloksia. Tätä aihepiiriä on käsitelty tarkemmin tämän työn myöhemmässä vaiheessa.

Keskeytystietoja voidaan sähkömittareiden avulla tarkentaa. Sähkömittarin rekistereitä lukemalla saadaan tarkka aika keskeytyksen alkamiselle ja loppumiselle. Kuitenkaan tähän mittarin mittaamaan tietoon ei saa pelkästään nojata, koska muun muassa myös asiakkaan oma toiminta vaikuttaa tähän mittaustulokseen. Tällä hetkellä ei ole keinoja erotella asiakkaan omasta toiminnasta syntyneitä keskeytyksiä jakeluverkon keskeytyksistä, joten mittarin rekisteröimiä keskeytysaikoja on käytettävä varoen.

4. Sääntely verkkoliiketoiminnassa

Työn tässä osassa esitellään lyhyesti verkkoliiketoiminnan sääntely ja mittausjärjestelmien vaatimukset sääntelyn vaatimusten täyttymiseksi. Lisäksi tarkastellaan Datahub:n vaikutusta mittaustoimintaan.

4.1 Sähköverkkoliiketoiminnan valvonta

Suomessa sähköverkkoliiketoiminta on kannattavuutensa vuoksi monopolista. Ei ole taloudellisesti järkevää rakentaa useita eri sähkönjakeluverkkoja samalle alueelle. Suomessa tämä on estetty määrittämällä Energiavirasto jakamaan jakeluverkonhaltijoiden vastuualueet. Tämän vuoksi sähkönjakelualueelle syntyy luonnollinen monopolitilanne, esimerkiksi Kouvolan kaupungin alue on KSS Verkko Oy:n jakelualuetta. Luonnollisella monopolilla tarkoitetaan tilannetta, jolloin markkinoilla on ainoastaan yksi palveluntarjoaja tehokkaimman mahdollisen toiminnan mahdollistamiseksi. Sähkömarkkinalain (588/2013) mukaan sähköverkkotoiminta on luvanvaraista. Luvan myöntää Energiavirasto. Verkonhaltijalla tarkoitetaan elinkeinonharjoittajaa, jolla on hallinnassaan sähköverkkoa ja joka harjoittaa luvanvaraista sähköverkkotoimintaa tässä verkossa (Sähkömarkkinalaki). KSS Verkko Oy on tämän perusteella määriteltävä verkonhaltijaksi, jonka toimintaa Energiaviraston valvonta koskee. Samassa laissa on myös määritelty verkonhaltijalle velvollisuus ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan hyvälaatuisen sähkön saannin turvaamiseksi. Edelleen tulkittaessa sähkömarkkinalakia, on §:ssä 21 määritetty verkonhaltijalle velvollisuus myydä kohtuullisesta korvauksesta sähkön siirto- ja jakelupalveluja niitä tarvitseville. Sähkömarkkinalain 24. §:ssä on määrätty hinnoittelun olevan kohtuullista kokonaisuus huomioiden.(Sähkömarkkinalaki)

Edellä mainitulla tavalla meneteltäessä ei luontaista kilpailua synny, jolloin hinta ilman sääntelyä olisi pelkästään palvelun tarjoajan päätettävissä. Myöskään minkäänlaista toimintaa ja tuotetta kehittävää luontaista painetta ei esiintyisi, vaan toiminta polkisi paikallaan. Tämä helposti johtaisi tilanteeseen, jossa toiminnan tehottomuutta kompensoitaisiin lisäämällä palvelujen hintaa. Koska verkkoliiketoiminta on tuottava liiketoimi, olisi valvomattomalla monopolitilanteella huonot seuraukset. Tämän estämiseksi Energiavirasto valvoo sähkömarkkinalainsäädännön noudattamista ja edistää valvonnan sekä kannustimien keinoin verkkotoiminnan kehittämistä. (Energiavirasto, Markkinoilla)

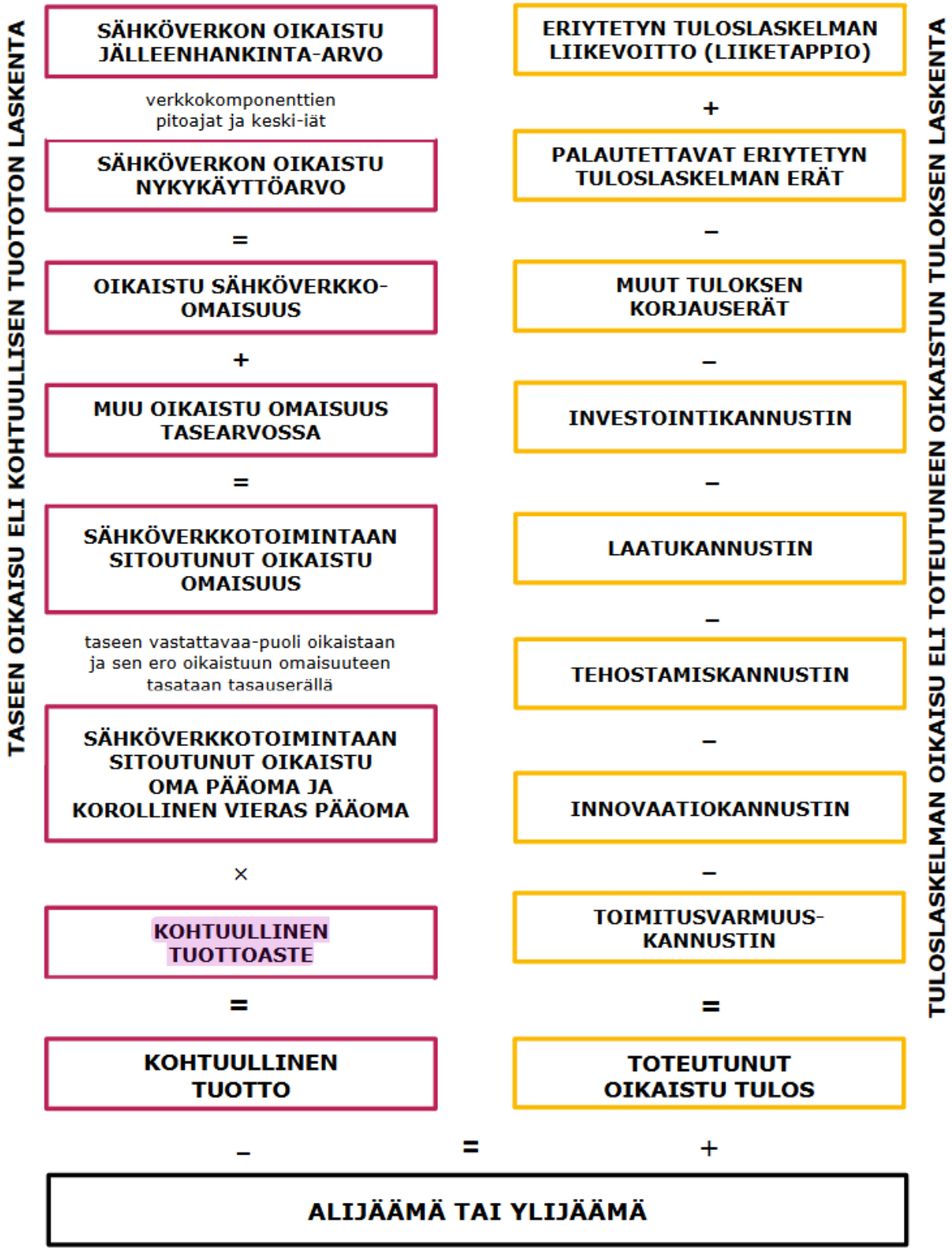
Edellisessä kappaleessa esitelty toiminnan valvontaa ja sääntelyä kutsutaan regulaatioksi. Termi tulee englannin kielen sanasta regulation, joka on suomennettuna säännöstely. Lähtökohtana regulaatiossa on määritellä asiakkaalta kerättävän siirtomaksun riittävyys mahdollistamaan verkon käytön, kunnossapidon ja kehittämisen kustannukset, sekä verkon omistajalle maksettava tuotto. Hintojen kohtuullisuuden varmistamiseksi on verkkotoiminnasta saatavan tuoton pysyttävä kohtuullisena.

Kohtuullisen tuoton tulee puolestaan vastata sähköverkkotoimintaan sijoitetun omaisuuden mukanaan tuomaa taloudellisen riskin tasoa. (Energiateollisuus)

4.2 Sähköverkkotoiminnan valvontamenetelmät

Jotta edellä mainitut asiat, kuten hintojen kohtuullisuus ja toiminnan tehokkuus, kyetään varmentamaan, on Energiavirasto julkaissut valvontamenetelmiä sähköverkkotoiminnan valvomiseen valvontajaksoittain. Energiavirasto on sähkömarkkinalaissa määritelty toimintaa valvova viranomainen.(Sähkömarkkinalaki)

Valvontamenetelmä on useiden eri menetelmien kokonaisuus. Seuraavaksi esitetyssä kuvassa on esitetty yhteenveto Energiaviraston tällä hetkellä voimassa olevasta valvontamenetelmästä. Tämän valvontamenetelmäkokonaisuuden perusteella saadaan määritettyä sähkömarkkinalainsäädännön mukainen kohtuullinen hinnoittelu, sekä verkon kehittämistoimintaa tukevat kannustimet luonnollisen paineen puuttuessa. (Energiavirasto, Valvontamenetelmät)



Kuva 4.2. Energiaviraston valvontamenetelmät valvontajaksoille neljä ja viisi. (Energiavirasto, Valvontamenetelmät)

Tällä hetkellä on käynnissä neljäs valvontajakso, joka alkoi 1.1.2016 ja päättyy 31.12.2019.

4.2.1 Jälleenhankinta-arvo

Jälleenhankinta-arvolla tarkoitetaan komponentin hankintahintaa, jos se hankittaisiin uutena. Sähköverkon jälleenhankintahintaa laskiessa ei kuitenkaan käytetä komponentin todellista hintaa, vaan Energiavirasto on koonnut erillisen listauksen käytettävistä yksikköhinnoista. Oikaistu jälleenhankinta-arvo saadaan laskettua kaavalla 4.2.1.

$$JHA = komponentin\ yksikköhinta\ x\ määrä \tag{4.2.1}$$

Taulukossa 4.2.1 on esitetty valvontajaksoilla neljä ja viisi käytettävät yksikköhinnat oikaistun jälleenhankinta-arvon laskemiseksi energiamittareille. Tällä hetkellä on käynnissä valvontajakso neljä.

JAKELUVERKON ENERGIANMITTAUS			
ENERGIANMITTAUSLAITTEISTOT			
Verkkokomponentti	**Yksikkö**	**Yksikköhinta, euroa**	**Pitoaikaväli, vuotta**
Energiamittari: etäluettava enintään 63 A	**kpl**	**200**	**10 – 20**
Energiamittari: etäluettava yli 63 A	**kpl**	**570**	**10 – 20**
Energiamittari: paikallisesti luettava enintään 63 A	**kpl**	**180**	**10 – 25**

Taulukko 4.2.1. Energiamittareiden jälleenhankinta-arvot ja pitoaikavälit valvontamallissa. (Energiavirasto, hinnasto)

Oikaistu jälleenhankinta-arvo tulee määrittää jokaisena valvontajakson vuotena joulukuun viimeisen päivän tilanteen mukaan. Määritettäessä koko sähköverkon jälleenhankintahintaa summataan kaavalla 4.2.1 laskettujen eri komponenttien jälleenhankinta-arvot. (Energiavirasto, valvontamenetelmät).

Esimerkkinä jos verkkoyhtiöllä olisi 200 kappaletta etäluettavia enintään 63 ampeerin energiamittaria ja 30 yli 63 ampeerin etäluettavaa energiamittaria verkossaan joulukuun viimeinen päivä neljännellä valvontajaksolla, olisi näiden mittareiden jälleenhankinta-arvo yhtälöä 4.2.1 soveltaen 57 100 €.

4.2.2 Nykykäyttöarvo

Valvontamenetelmissä sähköverkko-omaisuus oikaistaan vastaamaan sen todellista käyttöarvoa laskemalla jälleenhankinta-arvosta oikaistu nykykäyttöarvo. Nykykäyttöarvoa laskettaessa on tiedettävä myös käsiteltävien komponenttien keski-ikä, sekä niille määritetty pitoaika. (Energiavirasto, valvontamenetelmät)

Keski-iän määrittämiseksi on verkonhaltijan selvitettävä jokaisen verkkokomponentin todellinen ikä-tieto, eli ensimmäisestä käyttöönottohetkestä tai valmistusvuodesta laskettu ikä. Komponenteille, joille ei todellista ikää kyetä määrittelemään, käytetään keski-iän laskennassa neljännellä valvontajaksolla 90 % ja viidennellä 100 % verkonhaltijan määrittelemästä pitoajasta.

Myös nykykäyttöarvo määritetään joulukuun viimeisen päivän tilanteen mukaan käyttämällä kaavaa 4.2.2.

$$NKA = \left(1 - \frac{komponenttien\ keski-ikä}{pitoaika}\right) x\ JHA \qquad (4.2.2)$$

Verkkokomponentin iän ylittäessä määritetyn pitoajan, ei sen nykykäyttöarvo muutu negatiiviseksi, vaan tällöin keski-iän laskennassa käytetään verkkoyhtiön itse määrittelemää pitoaikaa. Kaavan 4.2.2 mukaan nykykäyttöarvoksi tulee tällöin nolla euroa. (Energiavirasto, valvontamenetelmät) KSSV on määrittänyt etäluettavien mittareiden pitoajaksi 15 vuotta. (KSSV HaLa)

Kuten jälleenhankinta-arvoa laskettaessa, myös nykykäyttöarvoa laskiessa saadaan koko tarkasteltavan sähköverkon nykykäyttöarvo laskemalla eri verkkokomponenttien nykykäyttöarvot yhteen. (Energiavirasto, valvontamenetelmät)

Jos määritellään aiempana esitetyn jälleenhankinta-arvoesimerkin enintään 63 ampeerin etäluettavien mittareiden keski-iäksi kuusi vuotta ja yli 63 ampeerin etäluettavien mittareiden keski-iäksi neljä vuotta, voidaan kyseisten mittareiden nykykäyttöarvo määrittää. Pitoajaksi on valittu 15 vuotta. Näillä parametreilla kaavalla 4.2.2 laskien saadaan tarkasteltavien energiamittareiden nykykäyttöarvoksi 36 500 €.

4.2.3 Tasapoistot

Sähkömittareiden sääntelyn mukaista arvoa määrittää myös investointikannustin. Investointikannustimen muodostaa yksikköhintojen mukainen kannustinvaikutus, sekä oikaistun jälleenhankinta-arvon perusteella laskettava tasapoisto.

Koska Energiaviraston määrittämät yksikköhinnat ovat kiinteitä, muodostuu kannustinvaikutus määritettyä hintaa pienemmillä investoinneilla. Esimerkiksi sähkömittarin sääntelyn mukaisen arvon ollessa 200 euroa, saadaan kannustinvaikutusta hyödynnettyä käyttämällä mahdollisimman edullista tekniset reunaehdot käyttävää mittausratkaisua.

Tasapoisto verkkokomponentille voidaan laskea seuraavalla kaavalla

$$Tasapoisto = \frac{komponentin\ JHA}{pitoaika} * (\frac{KHI_K}{KHI_{2016}}) \tag{4.2.3}$$

missä *KHI* on lyhenne kuluttajahintaindeksistä, ja alaindeksillä kuvataan tarkasteltavan vuoden kuluttajahintaindeksiä. Kulututtajahintaindeksit vuosien 2016 ja 2017 joulukuille ovat 101,02 ja 101,51. (Kuluttajahintaindeksit) Näiden avulla saadaan laskettua alle 63 ampeerin sähkömittarin tasapoisto vuodelle 2017 soveltaen edellä esitettyä kaavaa 4.2.3. Tulokseksi saadaan 13,4 euroa. Vuosien 2012 – 2016 välillä kuluttajahintaindeksi nousi noin 3 prosenttiyksikköä. (KHI muutos) Mikäli estimoidaan nykyisen valvontamallin aikana nousun olevan samansuuruista, saadaan neljännen valvontajakson viimeiselle vuodelle tasapoistoksi noin 13.7 euroa. Tasapoistot sallitaan aina täysimääräisenä, kun komponentti on tosiasiallisessa käytössä. Tasapoistoja voidaan suorittaa myös pitoaikansa ylittäneille komponenteille.

4.2.4 Kohtuullinen tuotto

Valvontamallin mukainen kohtuullinen tuotto saadaan laskettua verkkotoimintaan sitoutuneesta oikaistusta pääomasta käyttämällä riskittömän koron *WACC* -mallia. *WACC* eli *Weighted Average Cost of Capital* on suomennettuna pääoman painotettu keskikustannus. Kohtuullinen tuotto ennen yhteisöveroja saadaan laskettua kaavalla 4.2.3.

$$R_{k,ennen\ veroja} = WACC_{ennen\ veroja} * (E + D) \tag{4.2.4}$$

missä $R_{k,\ ennen\ veroja}$ kuvaa kohtuullista tuottoa euroissa ennen yhteisöveroa, $WACC_{\ ennen\ veroja}$ on Energiaviraston erikseen sähkön jakeluverkkotoiminnalle määrittelemä tuottoprosentti, *E* on verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu oma pääoma ja *D* verkkotoimintaan sitoutunut korollinen vieraspääoma. *E:n* ja *D:n* laskennassa käytettävät yksiköt ovat euroja. (Energiavirasto, valvontamenetelmät)

Eli edellä lasketun etäluettavien energiamittareiden nykykäyttöarvon eli verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu pääoma on 36 500 euroa. Energiaviraston vuodelle 2017 sähkönjakeluverkkotoiminnalle määrittelemän *WACC*-prosentin 7,05 *%* avulla laskettuna kaava 4.2.4 antaa tulokseksi tarkastelun alaisten etäluettavien sähkömittareiden kohtuullisen tuoton ennen yhteisöveroja euroissa; 2 580 €.

5. Sähkömittareiden osa sääntelyssä

Sähköverkolla tarkoitetaan sähkömarkkinalaissa sähkön siirtoon tai jakeluun tarkoitettua kokonaisuutta, joka koostuu useasta eri komponentista, kuten esimerkiksi sähköjohdoista, sähköasemista ja muista sähkönsiirtoon tai -jakeluun tarkoitetuista laitteista ja ohjelmistoista. Myös energianmittauslaitteistot ja -ohjelmistot ovat osa verkko-omaisuutta ja ovat mukana sääntelyssä. Täten sähkömittarit ja niiden toimintaan liittyvät ohjelmistot kuuluvat kuvassa 4.2 vasemmassa sarakkeessa esitetyn taseen oikaisun piiriin. (Sähkömarkkinalaki) Jotta sääntelyssä käytettävää yksikköhintaa olisi hyväksyttyä käyttää sallittua tuottoa laskiessa, on sähkömittarilla oltava lainsäädännössä määrätyt toiminnallisuudet vähimmäisvaatimuksena.

Tulevan sähkömittarisukupolven sääntelyvaatimuksien täyttymiseksi on myös erikseen lainsäädännön tuomien vaatimuksien lisäksi Energiateollisuus hahmotellut markkinoiden kehityksen ja asiakkaiden kannalta olennaisia vaatimuksia. Myös jo odotettavissa olevaa eurooppalaista sääntelykehystä on ajateltu tulevaisuuden vaatimuksia hahmoteltaessa. (ET kantapaperi) Näitä kyseisiä vaatimuksia ei kuitenkaan ole vielä vahvistettu, vaan ne perustuvat Energiateollisuuden ja tätä kautta myös Euroopan Unionin näkemykseen. Näin ollen niiden voimaan tulemisesta ei ole varmuutta, eikä aikataulua.

5.1 Nykyisten sähkömittareiden vähimmäisvaatimukset

Tämän hetken vaatimukset mittausratkaisuille on esitetty valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. (Valtioneuvoston asetus 66/2009) Voimassa olevassa lainsäädännössä on tällä hetkellä vaatimuksina seuraavana esitetyt ominaisuudet, jotka ovat Energiateollisuuden näkemyksen perusteella pääpiirteissään vaatimuksina myös seuraavan sukupolven sähkömittareissa.(ET kantapaperi)

Tuntimittausvelvoitteella tarkoitetaan sähkönkulutuksen ja pienimuotoisen tuotannon mittaustulosten tallentamista jokaiselle tunnille erikseen, eli aikasarjamittausta. Tuntimittauksessa mittausjakson on sähkömarkkinoiden luonteen vuoksi oltava tasatunneittain alkava ja loppuva eli tämän hetkiseen tasejaksoon sidottu. Muuten kulutusta rekisteröityisi väärille tunneille, eikä kyettäisi toimittamaan paikkaansa pitävää tasetietoa.

Mittauslaitteiston etäluentavelvoite perustuu Valtioneuvoston asetukseen sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta, ja sen kuudennen luvun viidennen §:n momenttiin 1: ”Mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista viestintäverkon kautta (etäluentaominaisuus)”. Eli mittaustulokset tulee kyetä lukemaan mittauslaitteen rekisteristä käymättä mittarilla. (Valtioneuvoston

asetus 66/2009) Etäluentaominaisuudella on huomattavia hyviä puolia. Esimerkiksi mittaustiedon määrää muun muassa taseselvityksen tarpeisiin on kyetty lisäämään huomattavasti ja mittareiden ominaisuuksia hyväksi käyttäen on mahdollista valvoa sähköverkon tilannetta lähes reaaliaikaisesti.

Sähkökatkojen pituuksien rekisteröinnillä tarkoitetaan sähkömittarin tallentavan aikaleimalla jokaisen yli kolmen minuutin sähkökatkon alkamis- ja loppumisajat. Lyhyempien sähkökatkojen rekisteröintiä ei sähkömittarilta tällä hetkellä edellytetä.(Valtioneuvoston asetus 66/2009)(SFS-EN 50160)

Kuormanohjauksella siirretään sähköverkossa olevaa kuormaa ajanhetkestä toiseen. Sähköpörssin tuntikohtaisia spot-hintoja tutkimalla on havaittavissa sähkön ostamisen olevan keskimääräisesti edullisempaa öisin kuin päivisin. Tällöin on taloudellisesti järkevää siirtää kulutusta yölle. Myös jakeluverkonhaltijalle on edullisempaa tasoittaa kulutusta, jolloin mitoittavaa tehoa saadaan pienennettyä. Tyypillisesti kuormituksen siirtäminen on ratkaistu tarjoamalla loppukäyttäjälle halvempaa hintaa yöllä tai muulloin kuin talviarkipäivänä käytettävälle sähkölle. Näiden eri aikajaotusten tarjoaminen on asetettu jakeluverkonhaltijalle velvoitteeksi valtioneuvoston asetuksessa. Yleensä aikajaotuksen edullisemman hinnan yhteyteen on myös liitetty esimerkiksi sähkölämmityksen käynnistyminen hinnan vaihtuessa edullisempaan. Nykyään tähän valtioneuvoston asetukseen pohjautuen on kuormanohjauskomennot otettu sähkömittareilta. Tyypillisesti ohjattava kuorma on sähkölämmitys. (Sähkölaitostekniikan perusteet) (Valtioneuvoston asetus 66/2009)

Mitattu data luetaan sähkömittareilta ja tallennetaan mittaustietojärjestelmään. Valtioneuvoston asetuksessa määritellään, että ”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.” (Valtioneuvoston asetus 66/2009) Lain vaatimuksen täyttymisen lisäksi tämä helpottaa mittaustiedon säilyttämistä ja käsittelemistä. Ei ole kustannustehokasta sisällyttää sähkömittareille säilyttämisvelvoitteen edellyttämää muistimäärää, vaan keskitetty säilyttäminen on järkevämpää. Kerättyä mittausdataa myös käsitellään aktiivisesti esimerkiksi tasehallinnan toimesta, joten mittaustieto tulee joka tapauksessa siirrettyä keskitetysti tietojärjestelmiin.

Sähkönkulutustiedot voidaan yhdistää olemassa olevaan, niin kutsuttuun luonnolliseen henkilöön. Tämän vuoksi on tärkeää vaatia mittauslaitteiston ja mittaustietojärjestelmän tietosuojan olevan riittävällä tasolla. Esimerkiksi murtautumalla mittarin muistirekistereihin kykenisi mittaustuloksia muuttamalla manipuloimaan omaa sähkölaskuaan tai saamaan selville yksityisyyttä loukkaavia tietoja.

5.2 Tulevaisuuden sähkömittareiden vaatimukset

Sähkömarkkinat ja sähkön käyttö kehittyvät edelleen, joten markkinoiden sekä asiakkaiden tarpeet sähköverkon osalta kasvavat yhä enenevissä määrin. Markkina-alueita yhdistetään ja laajennetaan, älykotiratkaisut sekä sähköautoilu lisääntyvät, ja energian hinnoittelu tulee nousemaan isoon rooliin tulevia toimintamalleja muodostettaessa. Puolan kantaverkkoyhtiön PSE:n varatoimitusjohtaja Tomasz Sikorski toteaakin, että ”ennemmin tai myöhemmin hinnasta tulee ainoa mekanismi, joka ohjaa energian kulutusta ja tuotantoa”. Hän myös uskoo tulevaisuuden laitteiden osaavan itsenäisesti valikoida edullisimmat ajat ladata sähköä. (Fingrid-lehti) Edellä esitetyn kaltaisia muutoksia on varmasti tulossa enemmänkin, ja ne tulevat heijastumaan myös sähkömittareiden toimintavaatimuksiin. Koska mittareiden pitoaika verkossa on pitkä, on näitä tulevaisuuden vaatimuksia perusteltua tarkastella myös tämän hetkisen mittarikannan tasolla. Esimerkiksi tasejakson pituuden muutoksen kaltainen muutos voi aiheuttaa merkittäviä taloudellisia investointeja. Joitain tiedossa olevia muutoksia on Energiateollisuus ennakoinut hahmotellessaan tulevaisuuden sähkömittareilta vaadittavia ominaisuuksia. (ET Kantapaperi) Seuraavaksi on käsitelty sähkömittareiden tulevaisuuden vaatimuksia Energiateollisuuden näkemyksiä ja EU:n mahdollisia tulevia vaatimuksia mukaillen.

5.2.1 Varttitaseen vaikutus sähkömittareihin ja mittausjärjestelmiin

Sähkömarkkinoilla toimitaan tällä hetkellä tunnin mittaisissa jaksoissa, eli jokaiselle tunnille ostetaan ja myydään energiat erikseen. Vähimmäisvaatimuksissa esitetty tuntimittausvelvoite perustuu siis tasejakson pituuteen. Eurooppalaisen toimintatavan harmonisoimiseksi tasemarkkinoilla on tasejakson pituudeksi suunniteltu 15:sta minuuttia, eli varttitasetta. Pohjoismaiset kantaverkkojen haltijat ovat ilmoittaneet kannattavansa varttitaseeseen siirtymistä vuoden 2020 aikana, viimeistään 18.12.2020. Energiavirasto on tällä hetkellä selvittämässä tasejakson pituuden muutoksen mukanaan tuomia haasteita, ja onko Suomessa tarvetta siirtää varttitaseeseen siirtymistä. Takarajana siirtymiselle on joka tapauksessa 1.1.2025. (Energiavirasto, varttitase) Energiateollisuus määritteleekin mittareille vaadittavaksi ominaisuudeksi kyvyn mitata vähintään nykyisen ja tiedossa olevan tasejakson mukaan. (ET kantapaperi).

Tasejakson pituuden vaihtuminen muuttaa täten myös sähkömittarin mittausjakson pituutta. Nykyinen tunnin pituinen mittausjakso ei tule riittämään tulevaisuuden sähkömarkkinoilla, ja tähän on mittausvastuullisen reagoitava. Varttitaseen käyttöönotossa on kaksi eri mahdollisuutta. Kaikille sähkömittareille, jotka kykenevät vartin mittausjaksoon, ohjelmoidaan mittausjakson pituuden muutos. Kaikkein pienimmillä operatiivisilla kustannuksilla käyttöönotto onnistuu ohjelmoimalla sähkömittarit etänä. Laitevalmistajilta on varmistettava tämän vaihtoehdon onnistuminen. Niin kutsutulla

”tossuohjelmoinnilla”, eli asentaja kävisi paikan päällä ohjelmoimassa mittarin, nousisivat operatiiviset kustannukset huomattavasti. Lisäksi toimenpide tulisi eittämättä kestämään pidempään kuin etäohjelmoitaessa. Sähkömittarit, jotka eivät kykene mittausjaksoaan muuttamaan varttitaseen mukaiseksi, on vaihdettava varttitaseeseen kykeneviin mittareihin ennen tasejakson pituuden vaihtumista.

Vaikka mittari ohjelmointia muuttamalla kykenisi varttitaseeseen, pienenee mittareilla ja datakeskittimillä säilytettävän mittaustiedon aikajakso. Mikäli mittarin sisältämän muistin määrää ei jaeta etäohjelmoinnin myötä uudestaan, saattaa pahimmassa tapauksessa mittarilta hävitä mittaustulokset rekistereistä uusien tieltä ennen niiden lukemista. Tähän esimerkiksi riittää yhden datakeskittimen hajoaminen. Vian huomaaminen, uuden keskittimen ohjelmointi ja käyttöönotto vievät oman aikansa. Näitä vasteaikoja ja toimenpiteitä on syytä tarkastella tarkemmin, kun varttitaseen mukanaan tuomat muuttujat ovat tarkemmin tiedossa.

Pelkästään mittareiden ja datakeskittimien ohjelmointien muuttaminen ei riitä varttitaseeseen siirtymisessä. Myös kaikki mittausdataa käsittelevät järjestelmät on kyettävä muuttamaan varttitaseen mukaisiksi. Varttitaseen myötä mittausjärjestelmien siirtämä ja käsittelemä data moninkertaistuu. Yhdeltä mittarilta mitattava vuorokauden pituisen aikasarjan mittaustulosten lukumäärä nousee varttitaseen myötä 24 lukemasta 96 lukemaan. Mittausjärjestelmien tekninen valmius lisääntyneen datamäärän käsittelemiseen on selvitettävä järjestelmien toimittajilta.

5.2.2 Mahdolliset hinnoittelurakenteen muutokset

Nykyinen sähkötariffien rakenne perustuu valtakunnalliseen aikajaotukseen. Tulevaisuudessa uusia sähkötuotteita tullaan kehittelemään ja tarjoamaan asiakkaille. Sähkömittareiden on kyettävä mittaamaan kulutusta tuotteiden mukaisesti, jotta niitä voidaan ottaa käyttöön. Jo nyt on esimerkiksi Helsingin alueella toimiva verkkoyhtiö Helen sähköverkko Oy ottanut käyttöön tehoperusteisia tuotteita. (Helen sähköverkko, hinnasto) Hinnoittelun siirtyminen enenevissä määrin tehoon perustuvaksi voi edellyttää tarvetta lukea sähkömittarilta hetkellinen teho. Huolimatta siitä, ettei tehomaksun perusteita ole vielä selvitetty, pitää Energiateollisuus mittarille olennaisena vaatimuksena kykyä mitata hetkellistä tehoa. (ET kantapaperi). Tulevaisuudessa myös tariffirakennetta voi olla tarvetta muuttaa, joko markkinoiden perusteella tai omasta halusta tarjota monipuolisempaa tuotevalikoimaa.

Energiateollisuus ei tarkemmin ota kantapaperissaan kantaa tehomittauksen toteuttamiseen. Epäselväksi jää muun muassa, onko mittarin mitattava teho millaiselta aikaväliltä, mitataanko energia eri rekisterille tietyn tehon ylittävänä aikana, mihin kellonaikaan mittaus tehdään, perustuuko mittauksen alkaminen ulkopuoliseen käskyyn tai ärsykkeeseen, vai riittääkö pelkkä pätötehon huipun mittaaminen ja

aikaleiman kanssa rekisteröiminen. Nämä ovat hyvinkin olennaisia asioita tulevaisuuden sähkömittarin osalta. Mikäli mittari ei kykene mittaamaan haluttua tehokomponenttia, joudutaan se vaihtamaan.

Kuten tämän työn aiemmassa kappaleessa kaksi on esitetty, mittarin tariffeja ja niiden lukemien kertymistä ohjataan sähkömittarin sisäisellä kalenterilla. Eli kalenteria muokkaamalla voidaan ohjelmoida mittari mittaamaan uusia tuotteita. (E450 tuotekuvaus) Mittarimalleilla on toisistaan poikkeavat ominaisuudet, ja uutta tuotetta kehitettäessä ja ohjelmoitaessa mittarille on otettava huomioon kyseisen mittarimallin ominaisuudet.

5.2.3 Jälleenkytkentöjen tallentaminen

Vähimmäisvaatimuksena mittareilla on valtioneuvoston asetuksessa vaadittu yli kolmen minuutin sähkökatkon tallentaminen. Jakeluverkonhaltija käyttää keskijänniteverkon vianhallinnassaan lyhyitä katkoja, niin kutsuttuja jälleenkytkentöjä. Nämä ovat huomattavasti lyhyempiä kuin mittarilta vaadittava kolme minuuttia. Jälleenkytkentälajeja ovat pikajälleenkytkennät (PJK), joiden jännitteetön aika suojauksen toimiessa on tyypillisesti alle sekunnin. Pikajälleenkytkennän lisäksi käytössä on aikajälleenkytkentä (AJK). Jännitteetön aika AJK:ssa on noin minuutti. Molempia ajastuksia voidaan releiden asettelulla muuttaa. Pienjänniteverkon suojaus on toteutettu yhä suurilta osin varokkein, koska keskijänniteverkon suojauksen kaltaisella relesuojausratkaisulla ei ole taloudellista perustetta. (Lakervi)

Energiateollisuuden kantapaperin mukaan keskeytysten asiakaskohtaisen tilastoinnin ja seurannan vuoksi olisi myös sähkömittarilta olennaista vaatia myös hetkellislaukaisuiden rekisteröinti, eikä se heidän mukaansa lisää merkittävästi kustannuksia. (ET kantapaperi) Mittareilta ei vaadita keskeytystietojen esittämistä näytöltään. (Mittauslaitedirektiivi)

Tämän hetkisessä tilanteessa SCADA:n tulee ilmoitus toimineesta katkaisijasta. Kyseinen tieto siirretään käytöntukijärjestelmä DMS:n, jonne se tallennetaan. DMS:ssä kyetään muodostamaan käyttöpaikkakohtainen keskeytysraportti jälleenkytkentöjen osalta. Koska pienjänniteverkossa ei ole hetkellislaukaisuja käytössä, tulee jokainen hetkellislaukaisun aiheuttama keskeytys keskijänniteverkon puolelta. Nämä tallentuvat aikaleimoineen käytönvalvontajärjestelmä SCADA:n. Täältä ne on myös helppo poimia ja kohdentaa jokaiselle keskeytyksen kokeneelle sähkönkäyttöpaikalle. (KaKu)

KSSV:n verkossa on myös 1000 voltin jännitteellä toimivaa jakeluverkkoa. Tämän verkon suojaus on toteutettu katkaisijalla, tosin hetkellislaukaisuja ei ole käytössä. Tällä hetkellä ei taloudellisista syistä ole katkaisijan tilatietoa siirretty SCADA:n, vaan vianhavainnointi on perustunut asiakkailta tuleviin ilmoituksiin. (KaKu)

5.2.4 Pientuotannon mittaus ja netottaminen

Valtioneuvoston asetuksessa on säädetty, että alle 100 *kVA* sähköntuotantolaitos on varustettava tuntimittauslaitteistolla, joka kykenee mittaamaan sekä verkosta otetun, että verkkoon tuotetun sähkön. Eli asetuksessa vaaditaan tunneittain rekisteröitäväksi sekä tuotanto, että kulutus. Mittauslaitedirektiivi myös määrittelee mittarin näytöllä esitettävän lukeman olevan peruste maksettavalle hinnalle. Eli nykyisen lainsäädännön perusteella jokaiselle sähkötuotteen osalle on kyettävä näyttämään mittaustulos mittarin näytöllä. (Mittauslaitedirektiivi)

Pientuotanto on pääsääntöisesti kannattavimmillaan, kun tuotettu sähkö käytetään itse, eikä sitä tarvitse ostaa. Pientuotannon ominaisuuksista johtuen ei kaikkea kulutettua sähköä pystytä välttämättä itse käyttämään. Vastaavasti on myös hetkiä, jolloin ei tuotannolla pystytä kattamaan kulutusta. Tasejakson sisällä voi tapahtua sekä sähkön ostamista, että myymistä. Esimerkiksi kesäpäivänä auringon mennessä pilveen voi aurinkovoimalaitoskohteissa näin tapahtua. Lisäksi tuotantolaitos yksivaiheisesti liitettynä, tai kolmivaiheinen tuotanto epäsymmetrisellä kuormalla voi tuottaa tilanteen, jossa yksi vaihe tuottaa verkkoon päin energiaa, ja toinen kuluttaa verkosta otettua energiaa samanaikaisesti.

Yhdeksi vaihtoehdoksi edellä esitetyn tuottajalle tappiollisen toiminnan vähentämiseksi on ehdotettu tuotannon netottamista. Eli tuotettu energia lasketaan yhteen, ja se vähennetään kulutetusta energiasta. Samalla periaatteella voitaisiin siirtää tuotettua ja kulutettua energiaa eri sähkönkäyttöpaikkojen välillä, esimerkiksi taloyhtiön omistaman tuotantolaitoksen tuotantoa asukkaiden hyväksi. Netottamisella voidaan myös eri tasejaksoissa olevaa tuotantoa ja kulutusta yhdistää. Yli tasejakson ulottuvaa netotusta Energiateollisuus kantapaperissaan vastustaa sen markkinoita vääristävän luonteen ja asiakkaiden epätasa-arvoisuuden vuoksi. Energiateollisuus suosittelee kaikkien netotustapahtumien tapahtuvan mittaustietojärjestelmissä, jolloin jäljelle jäävät alkuperäiset mitatut arvot. (ET kantapaperi)

5.2.5 Laskutusperusteinen mittaustulos ja mittarin näyttö

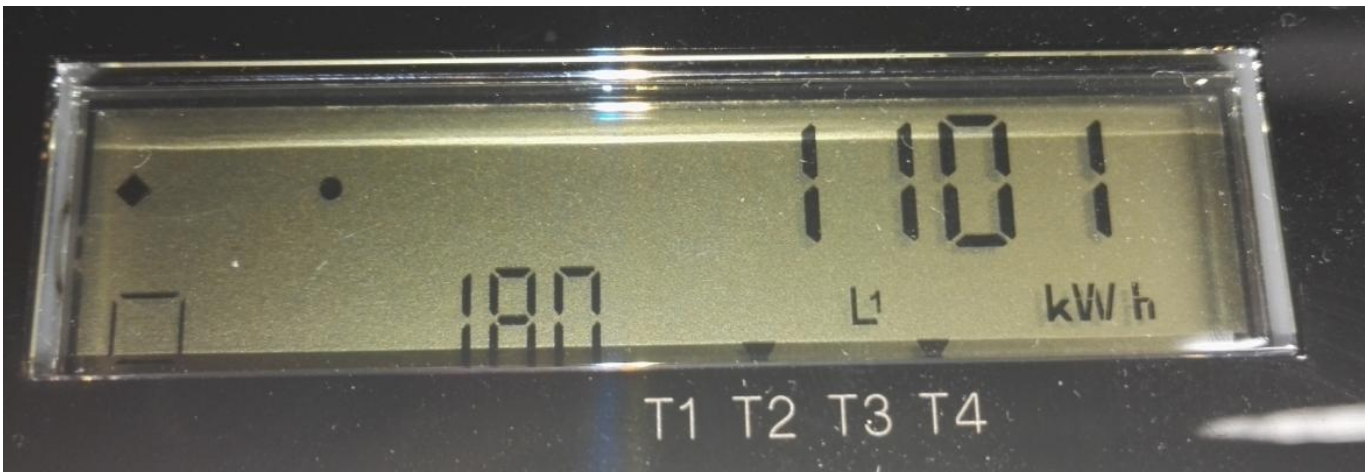
Mittauslaitelain mukaan mittaustulos on mittauksen avulla suureelle saatu arvo. Kulutusmittauksella tarkoitetaan sähkön, kaasun, lämpöenergian tai veden kulutuksen mittaamista. (Mittauslaitelaki) Mittarin näytöllä esitetään mittaustulos, joka toimii perusteena laskutukselle. Mittauslaitedirektiivissä todetaan, että kulutusmittauksiin tarkoitetun mittalaitteen on oltava varustettu metrologisesti ohjatulla näytöllä, sekä kuluttajan on kaukoluentaominaisuudesta huolimatta pystyttävä lukemaan mittaustulos mittarilta. Eli mittaustulos on voitava lukea mittarilta ilman erillisiä työkaluja. Mittarin näytöllä voidaan esittää myös muita lukemia edellyttäen, ettei niitä voida sekoittaa laskutuslukemiin. (Mittauslaitedirektiivi)
Velvoite laskutusperusteisen mittaustuloksen näyttämisestä on jo nyt dynaamisten sähkötuotteiden myötä ongelmallista täyttää. Kuvassa esitetty yleissähkön mittaustulos on kumuloituva, eli koko ajan

kasvava lukema. Mittari ei näytöllään esitä historiatietoja, eli mittarista ei voida päätellä mittausjakson pituutta, tai mittausjaksolla tullutta kulutusta. Sähköpörssin spottihintaan perustuvan sähkötuotteen ollessa tuntikohtaisesti erihintainen, ei mittarilla ole kykyä näyttää näytöllään, kuinka paljon energiaa on milläkin tunnilla sähköä kulunut, vaan pelkästään mitattu kokonaiskulutus. Myös osa virtamuuntajamittareista näyttää näytöllään vain virtamuuntajien toisiosta mitatun kulutuksen ilman muuntosuhteella kertomista. Varsinainen kulutus lasketaan virtamuuntajasuhteen avulla mittaustietojärjestelmässä. Eli näytöllä näkyvä tulos on vain osatekijä laskutettavasta lukemasta.

Mikäli kokonaiskulutuslukeman, kokonaistuotantolukeman tai virtamuuntajamittauksessa toision mittaustuloksen voidaan tulkita täyttävän vaatimuksen laskutusperusteisesta mittaustuloksesta, avaa se uusia mahdollisuuksia uusien tuotteiden luomiseksi, sekä vähentää mittarilta vaadittavaa laskentaohjelmistoa. Tällöin mittari voisi olla mittaustoiminnallisuuksiltaan yksinkertaisempi, eikä asiakkaan tuotteiden muuttuessa olisi tarvetta ohjelmoida mittaria uudelleen. Esimerkiksi arkipyhien ohjelmoinnista mittareille voitaisiin tämän myötä luopua, ja tuotteiden mukaiset laskutuskomponentit voidaan muodostaa mitatusta tuntisarjasta. Tässä ratkaisumallissa eri tuotteen osien laskutusperusteiden määrittäminen kyettäisiin siirtämään mittaustietojärjestelmien laskettavaksi.

Jos edellä esitetty toimintamalli katsotaan sallituksi, voitaisiin jokaiselle kohteelle asentaa mittaustoiminnoiltaan samanlainen mittari, eli mittarikantaa kyettäisiin yhdenmukaistamaan huomattavasti. Huomattavaa on kuitenkin, että kuormanohjaukset tulevat edelleen sähkömittarilta. Eli niitä ohjaavia kalentereita ei voida poistaa.

Valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta 6. luvussa 8. §:ssä todetaan, että ”asiakkaalla on oikeus ilman erillistä korvausta saada käyttöönsä omaa sähkönkulutustaan koskeva mittaustieto, jonka verkonhaltija on kerännyt asiakkaan sähkönkäyttöpaikan mittauslaitteistosta. (Valtioneuvoston asetus 66/2009) Jos kiinteistön sähkönmittaus on erillisessä keskuksessa, kuten kerros- ja rivitaloissa yleensä on, on asiakkaalla harvoin mahdollisuus päästä lukemaan oman mittarinsa näyttöä. Sähköturvallisuuden lisäksi myös tietoturva olisi osaltaan uhattuna, jos mittauskeskuksiin olisi vapaa pääsy. Tällöin ulkopuolinen henkilö kykenisi tarkkailemaan mittaustuloksia muistakin mittareista kuin omastaan. Ongelmatilanteissa asiakkaalla on oikeus pyytää mittauksen oikeellisuuden tarkastaminen. Energiateollisuus toteaakin, että näytöstä tulisi olla mahdollista luopua. Asiakkaan oikeusturva ei heikenny, vaikkei mittarissa näyttöä olisikaan. Seuraavassa kuvassa on esitetty yleissähkö-tuotteen laskutuslukema E450-mittarimallin näytöllä.



Kuva 5.2.5. Yleissähkötuotteen mittaustulos mittarin näytöllä.

Energiateollisuuden mukaan vaatimuksesta erillisestä näytöstä tulisi poistaa. Asiakkailla on oikeus tarkistuttaa mittarinsa toiminta ja he saavat mittaustiedot käyttöönsä pyydettäessä. Täten mittarilla ei enää tarvittaisi näyttöä. Mittareiden näytöt ovat myös osoittautuneet yhdeksi vikaherkimmäksi komponentiksi. Näytöt poistamalla saataisiin mittareiden vikaantumisherkkyyttä pienennettyä.

5.2.6 Kuorman ohjaus sähkömittarilla

Kuten aiemmin tässä työssä on esitetty, sähkömittareilla ohjataan kuormituksia, tyypillisesti varaavan sähkölämmityksen alkamista ja loppumista. Seuraavaksi esitellään kuormanohjauksen erilaisia muotoja, ja muutamia eri vaihtoehtoja niiden toteuttamiseksi.

Nykyisin on laajalti käytössä niin kutsuttu kaksiaikaohjaus, eli mittari ohjaa kuorman päälle edullisemman sähkön aikana. Tämä voidaan kategorisoida aikavyöhykeohjaukseksi, eli kuormanohjauksessa toistetaan samaa ennalta määriteltyä toimintaa. Esimerkiksi aikasähkö-tuotteella vähän yhtiöstä riippuen kalliimpi päiväsähkö kytkeytyy päälle 07:00 ja halvempi yösähkö illalla kello 22:00. Tähän tariffien päälle kytkeytymiseen yhdistetään yleensä myös kuorman, kuten sähkölämmityksen, ohjaus. Tällöin asiakas saa ohjattua kulutustaan halvemmalle tuotteelle ja myyntiyhtiöt halvemmalle hankintahinnalle.

Aikavyöhykeohjausta nopeampi ohjausmalli on tuntipohjainen ohjaus. Tällöin kuormanohjausta tehtäisiin tunneittain myyjäjohtoisesti. Myyjä ilmoittaisi etukäteen oman ohjaussuunnitelmansa ennalta sovitulla rajapinnalla johonkin tiettyyn aikaan mennessä. (ET Kantapaperi) Tätä toimintamallia ei ole ainakaan laajamittaisesti käytössä Suomessa.

Nopean ohjauksen malli toimisi minuuteissa. Ohjaus perustuisi myyjän standardirajapinnan kautta lähettämään komentoon käyttöpaikkakohtaisesti. (ET kantapaperi)

Välitön ohjaus perustuisi mittarin ulkopuolelta tulevan ohjaussignaalin sijaan mittarin mittaustuloksiin. Esimerkiksi mittarin mitatessa alitaajuuden, käynnistäisi se tähän mittaustulokseen perustuen sille mahdollisesti ohjelmoidut toiminnot. Tällainen toiminto voisi olla katkolaitteen avulla sähköjen katkaiseminen verkon kuormituksen pienentämiseksi. Tämä toimintamalli edellyttää mittarilta kykyä mitata ohjausperusteena toimivaa suuretta riittävällä nopeudella.

5.2.7 Katkolaite

Sähkömittarin katkolaitteella voidaan käyttöpaikan sähköt kytkeä tai katkoa tarpeen mukaan. Jakeluverkkoyhtiö käyttää katkolaitetta aloittaakseen tai lopettaakseen sähkön toimittamisen käyttöpaikalle. Nämä katkaisemis- ja kytkemistoiminnot ovat sähkösopimusten päättymisiin, alkamisiin tai sopimusehtojen rikkomisiin liittyviä toimenpiteitä. Muun muassa verkkosopimuksen loputtua katkaistaan sähkön käyttöpaikasta sähkönjakelu. Käytännössä katkolaitetta ei muihin toimintoihin tällä hetkellä KSSV:n toiminnassa käytetä. Joskus on nollavian alaisesta kiinteistöstä katkaistu sähköt laiterikkojen ja vaarallisten kosketusjännitteiden estämiseksi.

Sähkömittarin ottaessa käyttösähkönsä verkosta, on mittarin toimintojen kannalta tärkeää pitää sähköt päällä. Joskus asiakkaat haluavat katkaista sähköt kiinteistöstään, ja tekevät sen kiinteistön pääkytkimen aukaisemalla, tai irrottamalla liittymän päävarokkeet. Tällöin menetetään sähkömittarin toiminnallisuudet, kuten mittaus. Mikäli mittarille on ohjelmoitu vianhallintaan liittyviä ominaisuuksia, aktivoituvat nämä ja seurauksena saattaa olla olemattoman vian etsintä. Katkolaitteelta sähköt katkaistaessa jää mittari jännitteelliseksi ja kykenee normaaliin toimintaan.

Katkolaitetta voidaan ohjata etänä tai paikallisesti. Etäkatko suoritetaan lähettämällä mittarille ohjauskäsky katkolaitteen ohjaamiseksi. Etäkatkon jälkeen sähkömittari jää odottamaan etäkytkentää, eikä paikallisesti ohjattuna suostu katkaisijaa ohjaamaan kiinni. Tällä estetään oikeudeton sähkönjakelun aloittaminen, vaikka mittari fyysisesti sijaitsisikin sisällä asunnossa. Etäkytkennän jälkeen on katkolaitetta mahdollista ohjata myös paikallisesti. Paikallista ohjausta varten sähkömittarilla on katkolaitetta ohjaava painike. Lisäksi katkolaitetta kyetään ohjaamaan erilaisten rajapintojen kautta. Verkkoyhtiö ei paikallisohjausta käytä käytännössä koskaan itse. Aina pyritään ohjaamaan katkolaitetta etänä, mikäli se onnistuu. Rajapintojen kautta tapahtuvia paikallisohjauksia ei myöskään tällä hetkellä ole käytössä. (E450 tuotekuvaus)

Mikäli Energiateollisuuden esitys jokaisen mittarin katkolaitteistamisesta astuu voimaan, on tällöin tarve katkolaitteelle selvä. Mitään virallista pakotetta ei kuitenkaan tällä hetkellä katkolaitteistamiselle ole, eikä välttämättä tule. Tästä huolimatta on katkolaitteen taloudellista potentiaalia hyvä tarkastella ja selvittää, mitä hyötyjä katkolaitteistamisella voidaan saavuttaa.

Koska katkolaitteelle ei ole tällä hetkellä pakotetta, tulee sen sisällyttäminen mittarille perustella taloudellisesti. Katkolaitteettomalta mittarilta sähköt katkaistaan joko liittymän pääsulakkeet poistamalla, irrottamalla mittarilta kiinteistöön lähtevät johtimet tai katkaisemalla syöttö verkosta esimerkiksi poistamalla sulakkeet jakokaapilta. Näihin toimenpiteisiin tarvitaan aina asentajan työtä, joskus pylväskatkopaikoissa jopa kahden. Perintätoimenpiteissä voi katkoa suorittavaan henkilöön kohdistua jopa uhkailua ja väkivaltaa. Joissakin tapauksissa katkotoimenpidettä ei päästä suorittamaan ollenkaan.

Vähiten operatiivisia kustannuksia katkotapahtumalle tuottaa katkolaitteella varustettu etäohjattava mittari, koska järjestelmäautomatiikalla voidaan katkaista sähköt käyttöpaikalta. Tällöin ainoa työntekijää tarvitseva toimenpide on prosessin onnistumisen valvonta. Etäkatkon kustannukset tulevat täten huomattavasti edullisemmaksi. Etäkatkoa suoritettaessa ei myöskään synny fyysistä kontaktia katkaistavan kohteen kanssa, jolloin ei väkivallan uhkaa ole olemassa.

5.2.8 Mittaustiedon toimittaminen

Mittareiden etäluennan tarkoitus on mittaustulosten siirtäminen. Mittausvastuullisen on kyettävä toimittamaan mittaustietoja niitä tarvitsevien osapuolien käyttöön. Valtioneuvoston asetuksessa vaaditaan etäluettavan mittarin lukemista kerran vuorokaudessa. Tämän perusteella edellisen vuorokauden lukematiedot luetaan vuorokauden päätyttyä. KSS Verkon luentasyklissä mittareiden luenta tapahtuu aamuyöllä. Tällä hetkellä mittaustiedot ovat käytettävissä seuraavan päivän aikana mittauksesta. Energiateollisuus ei näe syitä tällä hetkellä nopeampaan tiedonsiirtoon taseselvityksen osalta. (ET kantapaperi)

”Tuntimittauslaitteiston keräämä tieto on saatettava asiakkaan käyttöön viimeistään samanaikaisesti kuin se on luovutettu tai valmistunut luovutettavaksi tämän sähköntoimittajalle. Tieto luovutetaan sähkönkäyttöpaikka- tai mittauskohtaisesti sellaisessa muodossa, joka vastaa toimialan ja verkonhaltijan yleisesti noudattamaa menettelytapaa”. (Valtioneuvoston asetus 66/2009) Myös komission esityksessä uudeksi direktiiviksi 31. artiklan 3. momentissa todetaan jakeluverkonhaltijan velvollisuudeksi toimittaa verkon tehokkaaseen käyttämiseen tarvittavat tiedot. (Sähkömarkkinadirektiivi ehdotus)

Euroopan komissio on suosituksessaan (2012/148/EU) todennut ”jotta kuluttajat voisivat tukeutua järjestelmän tarjoamiin tietoihin, heidän on voitava nähdä, että tiedot muuttuvat heidän toimintansa mukaisesti. Päivitystiheys on tällöin mukautettava energiaa kuluttavien tai energiaa tuottavien tuotteiden vasteaikaan. Yleisesti katsotaan, että tiedot on tarpeen päivittää vähintään kerran viidessätoista

minuutissa.”. (Euroopan komission suositus 2012/148/EU). Vastaavasti ehdotuksessaan direktiiviksi sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä Euroopan komissio tukee artiklassa 20 kohdassa *a* edellä mainittua suositusta. Sen mukaan kulutustiedot tulisi tarjota ilman lisäkustannuksia ja lähes reaaliaikaisesti muun muassa kysyntäjouston tukemiseksi. Saman artiklan kohdassa *e* velvoitetaan sähkön kulutus ja tuotantotietojen tarjoaminen paikallisesti 24. artiklan standardoidun tietoliikenneliitännän ja/tai etäyhteyden välityksellä loppukäyttäjän, tai tämän puolesta toimivan kolmannen osapuolen, saataville helposti ymmärrettävässä muodossa. Valtioneuvoston asetuksessa tämä on esitetty 6. luvussa §:ssä 5 *a* 1. momentissa. Siinä määrätään, että verkonhaltijan tulee erillisestä tilauksesta tarjota tuntimittauslaitteisto, jossa on standardoitu liitäntä reaaliaikaisen sähkönkulutuksen seurantaa varten. (Valtioneuvoston asetus 66/2009) Käytännössä tämä on tarkoittanut kulutustiedon viemistä S0-pulssina asiakkaan päätelaitteelle.

Nykyistä tiheämpään luentasykliin olisi hyvä varautua, mikäli markkinoiden toiminta sitä tulevaisuudessa vaatii. Tähän on kuitenkin huomioitava varautumisen vaatimat kustannukset. (ET kantapaperi) Tällä hetkellä ei ole näkyvissä tarvetta siirtyä nopeampaan luentasykliin. Mutta mikäli mittausjärjestelmät eivät kykene lukemaan nykyisellä luentasyklillä varttitaseen mukanaan tuomaan suurempaa datamäärää, voisi yksi vaihtoehto olla luentasyklin tihentäminen.

Suomessa ei tällä hetkellä ole maan sisäistä yhtenäistä standardia määritelty reaaliaikaisen mittaustiedon siirtämiseksi, ja onkin olennaista tutkia tällä hetkellä mittareissa tarjolla olevia tiedonsiirtorajapintoja ja niiden käyttökelpoisuutta. Energiateollisuus toteaa, että kaikkien uusien mittareiden tulisi sisältää mahdollisuus siirtää validoimaton mittaustieto, eli niin sanottu ”raakadata”, helposti ymmärrettävässä muodossa reaaliaikaisesti asiakkaalle tai kolmannelle osapuolelle näin pyydettäessä. Tämä ominaisuus olisi oltava otettavissa käyttöön etäohjelmoinnilla. (ET kantapaperi) Eli käytännössä tämä tarkoittaa verkonhaltijan kannalta parhaimman vaatimukset täyttävän tiedonsiirto-ominaisuuden sisällyttämistä tulevaan mittariin.

5.2.9 Päivitettävyys ja etäohjelmoitavuus

Etäluentaominaisuuden lisäksi Energiateollisuus näkee, että mittareiden ohjelmistojen tulee olla päivitettävissä käymättä paikan päällä. Tehostamisen lisäksi tämä toiminnallisuus mahdollistaa ominaisuuksien lisäämisen mittarille ilman, että koko mittauslaitteisto joudutaan vaihtamaan. Energiateollisuuden mukaan kuitenkaan sellaisia ominaisuuksia, jotka vaativat niin kutsutun ”raudan”, eli mittarin fyysisen osan muutoksen, ei tarvitse olla päivitettävissä. Käytännössä tämä koskee siis mittarin ohjelmiston päivittämistä etänä. (ET kantapaperi). Esimerkiksi sähkömittarille voidaan ohjelmoida etänä sen toimintaa ohjaavat kalenterit ja ohjelmistopäivitykset.

Kantapaperissa ei määritellä tarkemmin päivitettäviä ominaisuuksia tai niiden laatua. Etäluettavien mittareiden käytön aikana on otettu käyttöön ja korjattu etänä jo muutamia ominaisuuksia. Esimerkiksi toimintaa ohjaavaa kalenteria päivitetään etänä aina tarvittavin väliajoin.

5.2.10 Datahub

Datahub on sähkön vähittäismarkkinoiden käyttöön tarkoitettu keskitetty tiedonvaihtojärjestelmä. Datahubiin tullaan sen käyttöönoton jälkeen tallentamaan tiedot Suomen sähkönkäyttöpaikoista, ja niiden kulutuksista. Datahub tulee täten myös koskemaan KSS Energia –konsernin toimintaa. KSSV jakeluverkonhaltijana toimii alueellaan mittausvastuullisena, joten sen vastuulla tulee muiden velvoitteiden lisäksi olemaan alueensa sähkönkäyttöpaikkojen mittaustulosten toimittaminen tähän tiedonvaihtojärjestelmään.

Mittaustietojen siirtäminen Datahubiin on velvollisuutena mittauspisteen mittausvastuullisella, eli sähkönkäyttöpaikkojen osalta jakeluverkonhaltijalla. Datahubiin siirretään pelkästään aikasarjoja. Mikäli aikasarjaa ei ole saatavilla, tulee se laskea kulutuslukemien ja tyyppikäyrien perusteella. Lisäksi yhdelle mittauspisteelle on mahdollista liittää vain yksi aikasarja. Tuotannon aikasarjoille tulee luoda oma mittauspisteensä. Mittaustietoja siirrettäessä Datahubiin tulee tähän siirrettävään dataan sisällyttää mittaustiedon aikaleima, mittausarvo sekä mittaustiedon status. Datahub toimittaa mittaustiedot tarvittaessa kolmannelle osapuolelle, joten verkonhaltijan ei tarvitse niitä välittää muualle kuin Datahubiin. (Datahub liiketoiminta)

Käyttöpaikkojen tietojen, verkkosopimustietojen ja verkkosopimusten tuotetietojen ylläpitäminen kuuluu Datahubin käyttöönoton jälkeen yhä jakeluverkonhaltijalle. Tulevaisuudessa voidaan sähkömittareilta saatavaa dataa, esimerkiksi mittarin omavalvonnan raportteja siirtää myös Datahub:n viranomaisten käsittelyä varten. Näihin vaatimuksiin täytyy reagoida, kun ne esitetään virallisina vaatimuksina.

Datahubiin tulee oma validointijärjestelmä käsittelemään sinne kerättyä mittaustietoa, mutta se on ominaisuuksiltaan suppea. Vastuu mittaustiedon validoinnista on kuitenkin edelleen mittausvastuullisella eli tarve validoida mittaustietoa mittaustietojärjestelmissä säilyy edelleen vahvana.

Tulevaisuudessa taseselvitys tapahtuu Datahubissa. Käyttöönottonsa jälkeen Datahub tekee taseselvitysraportoinnin kaikkien tietojen osalta. Jakeluverkonhaltija voi halutessaan luopua omista taseselvitykseen liittyvistä laskennoista, kuten taseselvitys-, tasevirhe-, tasoitus- ja häviölaskennoista. Taseselvityksestä luopuminen ei kuitenkaan poista tarvetta mittaustietojen siirtämiselle. (Datahub)

Datahub ei korvaa mittaustietojärjestelmän katkotoimintoja, vaan toimii tiedon välittäjänä jakeluverkonhaltille. (ET kantapaperi) Lisäksi tieto käyttöpaikan statuksesta tulee toimittaa Datahubiin mahdollisimman nopeasti.

Vielä ei ole julkaistu lopullista tietoa mitä dataa DataHubiin halutaan siirtää. Datahubin datastandardin versiot ja muut Datahubin kehittäjien julkaisemat dokumentit antavat viitteitä tulevaisuudessa mahdollisesti siirrettävistä tiedoista. Pakolliset siirrettävät tiedot tullaan täsmentämään lopullisissa raporteissa. Viimeisimmät julkaistut versiot dokumenteista on saatavilla osoitteessa https://www.ediel.fi/datahub/.

Energiateollisuuden mukaan Datahubin tiedonsäilytysvelvoitteen tullessa voimaan, tulisi tietojen säilyttämisvelvoite poistaa jakeluverkonhaltijoilta. Tällä olisi mittaustietojärjestelmien kustannuksia pienentävä vaikutus. Tietojen säilyttämisvelvoitteen poistaminen kuitenkin vaatii valtioneuvoston asetuksen 5.2.2009/66 muuttamista. Jakeluverkonhaltijat käyttävät mittaustuloksia myös oman toimintansa parantamiseksi ja valvomiseksi, joten todennäköisesti mittaustiedon säilyttämisestä ei tulla missään vaiheessa kokonaan luopumaan. (ET Kantapaperi)

Mittausarvon ja aikaleiman muodostavat sähkömittarit mittausprosessin aikana. Sähkömittarit liittävät myös statustietoja mittaustiedon yhteyteen. Muut statukseen liittyvät arvot, kuten arvioitu-status, muodostuvat mittaustietojärjestelmässä olevien tietojen perusteella

5.2.11 Mittarin ja mittaustietojärjestelmän valvonta sekä tietosuoja

Mittauksen käytönaikaisella valvonnalla tarkoitetaan mittalaitteen oikeanlaisen toiminnan varmentamista määräajoin mittalaitteen ollessa käytössä. Tarkastuksen suorittaa tarkastuslaitos, tai erillinen valtuutettu osapuoli.(Mittauslaitelaki)

Koska kulutusmittaustiedot ovat yhdistettävissä luonnolliseen henkilöön, täytyy ne asianmukaisesti suojata. Tämä edellyttää mittaustietoa käsitteleviltä osapuolilta tietosuojasääntelyn mukaisia käsittelytoimenpiteitä ja järjestelmiä. Edellä mainitut toimenpiteet pyritään toteuttamaan teknisillä ratkaisuilla, kuten palomuurit, sekä ohjeistuksilla. (ET kantapaperi)

Tällä hetkellä ei sähkömittareille ole olemassa velvoitetta käytönaikaisiin varmennuksiin. (Mittauslaitedirektiivi) Mittaustietojärjestelmien toimintaa yleisesti seurataan aktiivisesti päivittäisten toimintojen puitteissa, ja näiden rautaosiot ovat yleensä automaattisen valvonnan alla.

Energiateollisuuden mukaan sähkömittarin tulisi analysoida omaa toimintaansa ja kyetä huomaamaan virheet omassa toiminnassaan. Mittarin omavalvonta vähentää huomattavasti mittauksen operatiivisia kustannuksia, sekä varmentaa mittaustiedon paikkansapitävyyttä. Esimerkiksi yksi esiintyvä ongelma on mittarin tallentama väärä mittausarvo. Tuntisarjassa saattaa esiintyä arvo, joka on käytännössä mahdoton, kuten negatiivinen pätöenergian kulutus. Pahin mahdollinen tilanne syntyy, kun rekisteröitynyt negatiivinen arvo on itseisarvoltaan pienempi kuin kuukauden aikana kertynyt kumuloituva lukema. Tällöin asiakastietojärjestelmiin siirrettävä lukema on kumulatiivisesti kasvanut edellisestä järjestelmään siirretystä lukemasta, eikä järjestelmä huomaa virheellistä mittausta, tai se korvataan nollakulutuksella. Taseselvityksessä edellä esitetty väärä mittaustulos kääntyy verkkoyhtiön häviöiksi.

Tietoturvaratkaisuja pohtiessa on otettava huomioon tietoturva-alan jatkuva kehittyminen. Lisäksi sähkömittareiden käyttäminen muihin kuin mittaus- ja ohjaustarkoituksiin lisääntynee tulevaisuudessa. Myös tämä kehityssuunta on huomioitava tietoturvaratkaisuissa. Energiateollisuus näkee tarpeen tietoturvan vastuunjaon määrittämiselle lähitulevaisuudessa. (ET kantapaperi)

6. Sääntelyn vaatimusten vaikutukset KSSV:n mittaustoimintaan

6.1 KSS Verkon sähkömittareiden muutokset perustuen varttitaseeseen

Landis + Gyrin edustaja on tarkentanut, mitkä mittarimallit eivät KSSV:n mittausjärjestelmässä kykene varttitaseeseen. E120-mittarit ja näitä vanhemmat mallit eivät kykene mittausjakson pituuden muutoksiin ilman laitteen lähettämistä tehtaalle uudelleen ohjelmoitavaksi. Tämä tarkoittaa, että 22 600 suoraa ja 330 virtamuuntajaliitäntäistä etäluettavaa mittaria joudutaan vaihtamaan. Mittalaitekustannuksina, missä ei datakeskittimiä ole huomioitu, tulee tämä investointi olemaan noin 2 540 000 € nykyhinnastolla. Työkustannukset ovat riippuvaisia asennuskohteesta ja massavaihtojen sovitusta hinnasta. Mikäli työ ostettaisiin 20 – 30 € keskiarvohinnoilla, tulisi työkustannuksiksi 460 000 – 690 000 €. Yhteensä kokonaiskustannuksiksi tulee noin 3 - 3,3 *M€*. Tähän lukuun ei ole huomioitu datakeskittimiä, signaalitoistimia, eikä mittausjärjestelmien parissa toimivien henkilöiden työkustannuksia.

Varttitaseen mukaiseen mittausjaksoon kykenevät sähkömittarit on ohjelmoitava uudestaan. Operatiivisten kustannusten minimoimiseksi ohjelmointi on pyrittävä tekemään etänä. Landis+Gyriltä on tarkistettu varttitaseisiin kykenevät mittarimallit, sekä näiden etäohjelmoimisen onnistuminen.

Mittaustietoa käsittelevien järjestelmien osalta ei ole vielä tietoa niille tehtävistä muutoksista. KSSV on uusimassa sähkömittarin luentaan tarkoitettuja servereitä lähiaikoina, jonka yhteydessä on syytä tutkia uusien komponenttien suorituskykyä varttitaseeseen nähden. Myös muiden mittaustietoa käsittelevien järjestelmien kyky varttitaseeseen on varmennettava ennen sen käyttöönottoa.

6.2 Hinnoittelurakenteen muutoksen vaikutukset KSSV:n mittausratkaisuun

6.2.1 Huipputeho

Tässä työssä tyydytään regulaation osalta sähkömittarin kykyyn lukea hetkellinen pätöteho muiden vaatimuksien ollessa vielä epäselviä. Uuden sukupolven mittareita tilattaessa voitaisiin edellyttää mittarilta edellä lueteltujen ominaisuuksien mukaista ohjelmoitavuutta.

KSSV:n verkkoon kytketyistä mittarimalleista ET-10, E070L ja E120-sarjalla ei ole ilman muutoksia mahdollista lukea hetkellistä tehoa. Näillä mittarimalleilla ei myöskään ole kykyä lukea hetkellistä jännitettä, virtaa eikä tehokerrointa, jotta hetkellinen teho kyettäisiin laskennallisesti määrittelemään.

Uudemmat E450-mittarimallit kykenevät mittaamaan ja esittämään hetkelllisen tehon, mutta eivät kykene sitä rekisteröimään muistiinsa nykyisillä ohjelmoinneillaan. Suorista mittareista ainoastaan kolmivaiheinen E350 IDIS-malli rekisteröi nykyisellä asetuksellaan edellisen vuorokauden huipputehon. Huipputehon mittaustulosta ei tällä hetkellä tallenneta tietojärjestelmiin. (AIM)

Mikäli huipputeho otetaan laskutettavaksi komponentiksi, joudutaan sähkömittareita vaihtamaan ja ohjelmoimaan mallista riippuen. Huipputehon mittaukseen kykenevä mittari siirtäisi mittaustulokset luentajärjestelmään samalla tavalla kuin normaalit kulutustiedotkin.

6.2.2 Tariffirakenteiden muuttaminen KSSV:n mittareilla

Kappaleessa kaksi esitetyn perusteella voidaan KSSV:n mittareille ohjelmoida monipuolisesti erilaisia tariffirakenteita. Asiakkaalla on tällä hetkellä voimassa vain yksi tariffirakenne kerrallaan, joten ei ole välttämätöntä säilyttää jokaista kalenteria mittarilla. KSSV:n mittareilla on osalla ohjelmoituna kaikki käytössä olevat tariffit jo valmiiksi, eikä asiakkaan muuttaessa tuotettaan ole tarpeen ohjelmoida mittaria uudelleen. Vanhemmissa E120-mittarimalleissa on käytössä vain yksi tuotteen mukainen kalenteri, esimerkiksi aikasähkötuotteen mittari ei kerrytä kausisähkötuotteen lukemia. Tällöin tuotteen muutoksen yhteydessä on mittari ohjelmoitava uudelleen. Mittarille voidaan etänä lähettää uusi kalenteri, jonka perusteella se jatkaa toimintaansa. Tällöin ei mittarin muistia turhaan käytetä käyttämättömien rekisterien kerryttämiseen, eikä sitä tarvitse vaihtaa.

Tehotariffeissa laskutusperusteena oleva teho on tunnin keskiteho, eli käytännössä tuntienergia. Mittareilta kerättävistä aikasarjoista saadaan määritettyä tehotariffin laskutusperusteena toimivat komponentit.

Landis + Gyrin uusimmat mittarimallit käyttävät samanlaista sisäistä kalenteria, joten mahdollisesti luotavaa uutta tariffia ei tarvitse rakentaa montaa kertaa erikseen eri mittarimalleille, vaan samaa kalenteria voidaan käyttää jokaisella samaa kalenteria käyttävällä mittarimallilla. Lisäksi on huomattavaa, että mittarimalleilla voi olla tämän hetkisten tariffirekisterien lisäksi mahdollisuus lisätä uusia rekistereitä. Tällöin ei vanhoja tariffeja ei tarvitse poistaa. (E450 Tuotekuvaus)

Aikaisemmin tässä työssä esitetyn perusteella KSSV:n sähkömittarikalustolla on hyvät valmiudet uusien tariffi- ja ohjausrakenteiden käyttöönottoon.

Yksi vaihtoehto energiarekisterikalentereiden korvaamiseksi on tuotteiden mukaisten laskutuslukemien muodostaminen mittaus- tai asiakastietojärjestelmissä. Mittareiden ohjauskalentereista ei kuitenkaan

voida luopua, koska ne toimivat perustana kuormien ohjauksille. Myös näitä on kuitenkin mahdollista monipuolistaa.

Mittarille lähetettäviä mittauskalentereita voidaan tehdä kalenterien sallimissa rajoissa monia erilaisia. Tällaisella ohjaustoiminnan säätelyllä voi olla käyttöä esimerkiksi kysyntäjoustossa.

6.3 Jälleenkytkentöjen rekisteröinti KSSV:n mittareilla

Sähkökatkojen rekisteröinti ei Landis+Gyr:n mittareilla riipu jännitteenmittauksesta, vaan se huomataan suoraan mittarin sisäiseltä tehonlähteeltä. Katkon aikana tehonlähteen jännite alkaa pudota, jolloin mittarin toiminnallisuudet otetaan pois käytöstä ja mittarin sammuttamisproseduuri aloitetaan. Mittarilla on noin puolen sekunnin viive sammuttamisproseduurin aloittamiseksi, ja alle tämän pituinen sähkökatko ei näy muuten kuin kommunikaation hetkellisenä rajoituksena. Mikäli sähköt palaavat (kuten PJK:ssa asetteluista riippuen) alle tämän ajan, ei sammuttamisproseduuri käynnisty, eikä keskeytys rekisteröidy mittarille. Mikäli tämä puolen sekunnin viive ylitetään, kirjaa mittari muistiin sähkökatkon aikaleimalla ja sammuttaa itsensä. (E450 tuotekuvaus)

Jännitteiden palautuessa täytyy mittarin sisäisen jännitelähteen nousta takaisin nimellisarvoonsa, ennen kuin mittarin käynnistymisproseduuri alkaa. Tämä proseduuri on pidempi kuin vastaava katkoproseduuri, jotta voidaan taata mittarin täydellinen käynnistyminen, vaikka sähköt katkeaisivat tämän proseduurin aikana. Tyypillisesti vian jatkuessa PJK:n tekevä katkaisija havahtuu uudelleen alle kymmenessä millisekunnissa, ja tekee AJK:n. Eli vian aikaista hetkellistä jännitteiden palautumista ei mittari kykene tarkasti rekisteröimään, koska käynnistysproseduuri ei lähde käyntiin. Tällöin mittari yhdistäisi PJK:n ja AJK:n jännitteettömät ajat, koska se ei ehtisi rekisteröidä näiden välissä olevaa jännitteistä aikaa. Tai PJK ei rekisteröidy ollenkaan, ja ainoastaan AJK rekisteröityy. (E450 tuotekuvaus)

Edellä mainittujen prosessien käynnistymis- ja kestoajat ovat mittarimallikohtaisia. Esimerkiksi E120LiME-malli tallentaa keskeytyksen, kun jokainen vaihe on jännitteettömänä sekunnin verran ja vaiheen puuttumisen, kun jokin vaiheista on jännitteetön yli minuutin ajan. Näillä asetteluilla ei kyetä PJK:ta havaitsemaan. Yksikään KSSV:n mittarimalli ei ole kykenevä luotettavasti havaitsemaan PJK:ta nykyohjelmoinnillaan.

Suojauksien aika-asetteluihin ei ole mittareiden toiminnan vuoksi järkevää puuttua. Mikäli tulevaisuuden sähkömittarisukupolvelta vaaditaan myös PJK:n ja AJK:n rekisteröityminen, tulee mittaustekniikkaa muuttaa. Tämän myötä myös jokainen verkossa oleva mittari tulisi vaihtaa uuteen tai ohjelmoida uudelleen.

Sähkömittari ei ymmärrä eroa verkosta tulevaan katkoon, mikäli asiakas katkaisee sähköt kiinteistön pääkytkimeltä tai irrottaa liittymän pääsulakkeet. Tällöin on mahdollista sekoittaa asiakkaan omaehtoinen sähköjen katkaiseminen sähköverkon viasta johtuviin katkoihin. Lisäksi edellä kuvailluilla tavoilla itseaiheutetun keskeytyksen aikaiset hetkellislaukaisut jäävät rekisteröitymättä mittarille. Tämä aiheuttaisi asiakkaan keskeytystilastojen vääristymistä. Esimerkiksi talvella jännitteettömäksi pääsulakkeet poistamalla tehty mökki voi kokea tykkylumien vuoksi useita hetkellislaukaisuja, mutta yksikään niistä ei rekisteröidy mittarille.

Vaikka sähkömittari kykenisikin rekisteröimään hetkellislaukaisut oikein, tulisi sen osata myös lajitella ne. Tällöin jokaiselle johtolähdön mittarille tulisi ohjelmoida PJK:ta ja AJK:ta vastaavat keskeytyspituudet. Keskeytystiedot voitaisiin lajitella myös mittaustietojärjestelmässä. Mittareilta ei myöskään vaadita keskeytystietojen esittämistä näytöllään, joten myös tämä mahdollistaa lajittelun tapahtuvan vasta mittaustietojärjestelmässä. (Valtioneuvoston asetus 66/2009)

6.3.1 Erilaisia ratkaisumalleja

Koska mittarit eivät kykene hetkellislaukaisua rekisteröimään, ja SCADA rekisteröi keskijänniteverkon jälleenkytkennät, ei ole taloudellisesti järkevää vaatia nykyisiltä sähkömittareilta PJK:n ja AJK:n rekisteröintiä. Vastaavat tiedot saadaan käytöntukijärjestelmästä. Täältä ne voidaan siirtää toisiin tietojärjestelmiin, ja yhdistää mittarilta saatavien yli kolmen minuutin katkojen kanssa. Tällä tavoin toimittaessa ei mittareita ole tarpeen ohjelmoida uudelleen tai vaihtaa uusiin.

Seuraavan sukupolven mittareilta jälleenkytkentöjen rekisteröinnin vaatimus tulee aiheellisemmaksi, mikäli myös pienjänniteverkon suojauksessa aletaan hyödyntää jälleenkytkentöjä. Jälleenkytkennät näyttäytyvät koko suojauksen perässä olevassa verkossa samalla tavalla kaikkialla. Tämän vuoksi riittää PJK:n ja AJK:n rekisteröinti yhdellä suojauksen jälkeisellä mittarilla. Tällöin mittarin rekisteröimät jälleenkytkennät voidaan siirtää DMS:n vastaavalla tavalla kuin keskijänniteverkon jälleenkytkentätiedot. Ei ole välttämätöntä käyttää jossain liittymispisteessä sijaitsevaa sähkömittaria, vaan sellainen voidaan asentaa erikseen. Tällä tavoin toimittaessa ne saataisiin käyttöön nykyisessä keskeytysraportoinnissa. Sähkömittaria käytettäessä voidaan hyödyntää jo olemassa olevaa kommunikaatioverkkoa, eikä sitä tarvitse rakentaa erikseen. Esimerkiksi 2G/3G-teknologian sähkömittari maksaa koko elinkaaren aikana verkkoyhtiölle noin 300 euroa, kun taas kommunikointiin käytettävä ala-asema maksaisi noin kymmenkertaisesti tämän. (KaKu)

Mittarin ei välttämättä tarvitse itse kyetä rekisteröimään jälleenkytkentöjä, vaan se voi toimia tiedonsiirron välikappaleena. Siten ei tarvitsisi mittarilta vaatia monimutkaisempaa koneistoa, vaan ainoastaan kyky siirtää mitattu katkojen lukumäärä ja laatu eteenpäin.

6.4 Mittaustulos-termin tulkinnan muutoksen vaikutukset KSSV:n mittarikannassa

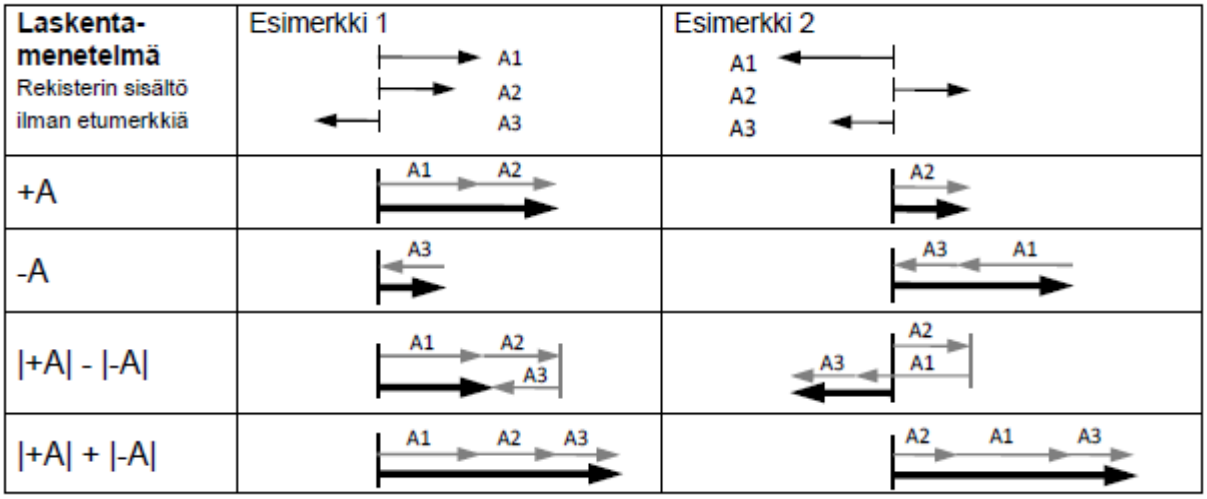
Esimerkiksi KSSV:n käytössä E350 IDIS -mittarimallilla on kyky mitata yleissähkötuotetta, sekä sen ohella joko aika- tai kausituotetta. Eli asiakkaan vaihtaessa tuotetta aikasähköstä kausisähköön, joudutaan kyseisen mallin mittari ohjelmoimaan uudelleen, josta aiheutuu kustannuksia. Mikäli mittaustietojärjestelmässä suoritettaisiin tuotteisiin pohjautuva laskenta mitatun aikasarjan perusteella, ei mittareiden ohjelmointia tarvitsisi tällöin tehdä. Operatiivisten kustannusten säästymisen lisäksi vältettäisiin, ja pystyttäisiin paremmin korjaamaan esimerkiksi virheellisten talviarkipäivätietojen mittaustulokset. Tällöin ei myöskään tarvitsisi siirtää erikseen eri lukemia, vaan riittäisi pelkän aikasarjan siirtäminen. Toisaalta mikäli aikasarja on jostain syystä puutteellinen, voidaan se paikata laskemalla puuttuvat arvot kumuloituvista lukemista. Tähänkin tosin riittäisi ainoastaan yhden mittauslukeman, kokonaiskulutuksen kumuloituva arvon, siirtäminen aikasarjan lisäksi.

Tähän toimintatapaan siirtymällä kyetään luomaan säästöjä. Merkittävin säästöpotentiaali tulee, kun ei tarvitse tilata tai varastoida samaa sähkömittarimallia eri ohjelmistoilla. Eikä myöskään mittareille ole tarvetta enää etänä ohjelmoida uusia tariffeja eikä kalentereita. Tämän myötä saavutetaan säästöjä muun muassa operatiivisissa kustannuksissa.

6.5 KSS Verkon mittareiden pientuotannon mittaus ja valmius netottamiseen

KSS Verkon uusimmilla mittarimalleilla on kyky mitata sekä kulutettua että tuotettua energiaa. Tällöin mittari aloittaa välittömästi rekisteröimään myös mahdollisesti verkkoon päin siirtyvää energiaa ilman erillistä ohjelmointia. Mikäli käyttöpaikan mittari ei kykene mittaamaan tuotettua energiaa, vaihdetaan se tarvittaessa siihen kykenevään malliin.

KSSV:n käyttämissä mittareissa mitataan tuotettu ja kulutettu energia erikseen seuraavaksi esitetyn periaatteen mukaisesti.



Kuva 6.5 Mittareiden kulutuksen ja tuotannon yhteenlaskennan periaatteet. (E450 käyttöohje)

Edellä esitetyssä kuvassa +A on kulutettu energia ja -A tuotettu energia. Ylimmällä rivillä nuoli oikealle kuvaa kulutettua energiaa ja nuoli vasemmalle tuotettua energiaa. Esimerkin 1 mukaisesti +A:n kuuluu A1 ja A2 yhteenlaskettuna. –A:n kuuluu pelkästään A3. Tämän mukaan mittari kykenee mittamaan erikseen tasejakson sisällä tapahtuvan yhtäaikaisen tuotannon ja kulutuksen. Jotkin mittarimallit tallentavat jopa vaihekohtaisesti nämä tiedot. (E450 käyttöohje)(AIM)

Kuvan 6.5 toisiksi alimmalla rivillä esimerkissä yksi esitetty yhteenlaskuperiaate vähentää tuotetun ja kulutetun energian toisistaan. Esimerkissä kaksi puolestaan vähennetään kulutustuotannosta. Eli tämä vaihtoehto olisi aikaisemmin esitetyn tasejakson sisäisen netottamisperiaatteen mukainen. Alimman rivin periaatteessa lasketaan kaikkien energioiden itseisarvot yhteen, eli käytännössä sähkömittarin läpi kulkeneen energian kokonaisarvo.

Landis+Gyrin laitteiden valmiudet näihin pientuotannon mittauksen variaatioihin ovat siis hyvät jo valmiiksi.

Mikäli netottaminen tehtäisiin tietojärjestelmissä, on sen toteuttaminen helpompaa. Mittari tuo järjestelmiin tuntikohtaiset tiedot kulutuksesta ja tuotannosta, ja järjestelmä laskisi halutulla tavalla nämä yhteen. Järjestelmissä on myös mahdollista yhdistellä eri käyttöpaikkojen tuotantoja ja kulutuksia toisiinsa. Yli tasejakson ulottuva netotuskin on mahdollista suorittaa järjestelmien avulla. Käyttöpaikkojen välisiä netotuksia tehtäessä on kuitenkin muistettava, ettei sähkömittari enää kykene näyttämään näytöllään laskutusperusteena toimivia lukemia.

6.6 KSS Verkon mittareiden näytöt

KSS Verkon mittarit on varustettu metrologisesti ohjautuvalla näytöllä. Näytöllä esitetään asiakkaan sähkötuotteen mukaisia kulutuslukemia. Mittarimallista riippuen esitetään myös kulutuslukemia muille tuotteille. Aiemmin esitetty mittarin sisäinen netottaminen kyetään KSSV:n mittareilla esittämään mittarin näytöllä etäohjelmoimalla mittari. Näytötöntä mittaria ei tällä hetkellä ole käytössä.

Mittareiden asennustöissä käytetään sähkömittareiden näytöllä esitettäviä tietoja varmentamaan asennuksen onnistumista. Mikäli näytöistä luovutaan, tulee jokaiselle mittareita asentavalle henkilölle hankkia mittarin paikalliseen lukemiseen kykenevä laite.

6.7 Ohjausmallit KSSV:n toiminnassa

Tällä hetkellä KSS Verkon mittareiden ohjaus- ja tariffitoiminnot, eli aikavyöhykeohjauksessa käytettävät parametrit, määritetään etukäteen mittarille ennen asentamista. Tarvittaessa ne ohjelmoidaan etänä uudelleen. Nopeaa ohjausta käytetään mittareiden katkolaitteiden ohjaukseen. Markkinapohjaista, nopeaa tai välitöntä ohjausta ei ole tällä hetkellä käytöstä, joten toimintamalliakaan ei ole näin ollen luotu. Tämän toteuttamiseksi on olemassa muutamia eri periaatteita.

Ensimmäisessä ratkaisussa mittausjärjestelmä lähettää ennalta määrättynä kellonaikana nopean ohjauksen periaatteella kuormanohjauskomennon sähkömittarille. Tällöin ei mittarille tarvitsisi lähettää etukäteen mitään tietoja.. Erilaiset kommunikointiteknologiat sisältävät erilaisia vasteaikoja komennoille, joten suoran ohjauksen toiminta-aika varioisi. Myös reagointi epäonnistuneisiin komentoihin olisi ongelmallista vaste-ajan lyhyyden vuoksi.

Toisessa toimintamallissa mittarille ohjelmoitaisiin ennakkoon esimerkiksi tulevan vuorokauden ohjaukset. Tässä toimintamallissa jäisi huomattavasti paljon enemmän aikaa varmentaa ohjauskäskyn perille meneminen, kun ohjauksen tapahtuma-ajankohta olisi parhaimmillaan tunteja käskyn antamisesta. Tätä mallia kehitettäessä on huomioitava mittareiden rajoitteet ohjauskalenterien osalta. Esimerkiksi kappaleen 1.5.2.1 mukaan E450-mittarimallilla on mahdollista muuttaa ohjaustilanteita vain kahdeksan kertaa vuorokaudessa.

Kummassakin ratkaisussa on syytä varmentua järjestelmien kyvystä suoriutua ohjelmointitehtävästä. Yhtäkkinen pahimmillaan tuhansien ohjauskalenterien lähettäminen voi aiheuttaa suuriakin ongelmia datamäärän ollessa iso. On myös tarpeen kehittää varmennusjärjestelmät ja toimenpidemallit epäonnistuneiden ohjausten varalle.

Toisaalta kysyntäjoustossa on kyse nimenomaan kuorman siirtämisestä ajanhetkestä toiseen, joten ei ole mitään syytä rajoittaa toiminnan mahdollisuuksia pelkästään mittareiden ominaisuuksiin. Erilaiset markkinatoimijat kehittävätkin aktiivisesti älykotiratkaisuja, eikä ole mielekästä rajoittaa tätä toimintaa. Mittarin rooliksi voi jäädä tällöin tehon muuttumisen todentaminen.

Energiateollisuus näkee mittarin kautta toteutettavat aikavyöhykeohjaukset edelleen tärkeiksi ja ennustaa mittarin roolin kasvavan markkinapohjaisen ohjauksen tasolla. (ET kantapaperi) KSS Verkon mittareilla on kyky toimia kuorman ohjaajina sekä aikavyöhykeohjauksessa, että nopeissa ohjauksissa. Markkinapohjaiseen tuntiohjaukseen ei ole kehitetty toimintamallia, joten mittareiden sopivuutta tähän ei voida todentaa. Välittömän ohjauksen mallia ei tällä hetkellä ole käytössä, muuten kuin katkolaitetta ohjattaessa. Teknisesti se on mahdollista toteuttaa samalla tavalla kuten katkolaitteenkin ohjaus.

6.7.1 Kolmannen osapuolen toimijan mahdollisuus ohjata sähkömittaria

Mikäli ulkopuoliselle tarjottaisiin mahdollisuus ohjata mittaria, on siihen olemassa kaksi erilaista ratkaisumallia.

Ensimmäisessä versiossa myyjä lähettäisi standardimuotoisen pyynnön ohjauksesta mittausvastuulliselle. Tämä pyyntö rekisteröityisi mittausvastuullisen järjestelmiin, josta se ennalta määritetyn ajan sisällä muunnettaisiin mittarille lähetettäväksi käskyksi. Tästä eteenpäin prosessissa automatiikka ohjaisi mittaria, lukisi halutut mittaustiedot ja palauttaisi ne järjestelmään. Järjestelmä palauttaisi myyjälle tiedon ohjauksen onnistumisesta tai epäonnistumisesta sekä tarvittavat mittaustulokset. Datahub:iin ollaan rakentamassa edellä esitetyn kaltaista prosessia mittareiden katkolaitteiden ohjaamiseksi.

Toisessa toimintamallissa kolmannella osapuolella olisi standardirajapinnan kautta suora pääsy ohjaamaan mittarin toimintoja ja lukemaan mittaustietoja. Tämä vaatisi kuitenkin kolmannelta osapuolelta huomattavasti enemmän operatiivisia toimintoja kuin edellinen. Esimerkiksi sähköautojen latauspisteiden ohjaaminen ja mittaustietojen luenta on potentiaalinen tällä toimintamallilla toteutettava ratkaisu. Tällöin latauspisteen automatiikka ohjaisi sähkömittarin katkolaitetta latauksen aloittamiseksi ja lopettamiseksi. Asiakkaan ostaessa ladattavaa energiaa tietyn määrän, voi latauslaite mittaria lukemalla katkaista latauksen energiamäärän täytyttyä. Vastaavanlaisia malleja voitaisiin soveltaa esimerkiksi vuokramökkien tai lämmitystolppien käyttämän sähkön ostamiseksi.

6.8 Katkolaitteet KSS Verkon mittareissa

KSSV:n katkolaitteella varustetuissa mittareissa suurimmassa osassa on katkolaite integroituna mittarille. Käytännössä kaikki suoran mittauksen mittarimallit ovat E450-mallista eteenpäin sisältäneet katkolaitteen. Ensimmäisille mittarimalleille ei ollut mahdollisuutta integroida katkolaitetta suoraan mittarille, vaan silloin on mittariin asennettu erillinen ulkoinen katkolaite. Kaikille mittareille ei kuitenkaan ulkoista katkolaitetta asennettu, vaan ne pyrittiin kohdentamaan paljon katko- ja kytkentätoimenpiteitä tarvitseviin kohteisiin. Näitä katkolaiteratkaisuja on edelleen käytössä.

Kuten aiemmin mainittu, ei kaikille mittareille ulkoista katkolaitetta asennettu. Tällä hetkellä KSSV:n verkossa on noin 12800 suoraa katkolaitteetonta mittaria, eli noin 25 % kaikista mittareista. Kaikki nämä mittarit ovat kolmivaiheisia E120-malliston mittareita, eli vanhempaa mittarimallia. Virtamuuntajamittareissa ei katkolaitteita teknisen rakenteensa vuoksi ole.

6.8.1 Taloudelliset perusteet katkolaitteistamiselle KSSV:n toiminnassa

Katkolaitteilla varustettujen sähkömittareiden avulla verkkoyhtiön tekemä katko tai kytkentä ei nykyisellä toimintamallilla aiheuta mainittavia kuluja. Kuitenkin toimimattomat katkolaitteet ja niistä aiheutuvat toimenpiteet kuuluvat verkkoyhtiölle, mutta kokemukseen perustuen näiden epäonnistuneiden katkolaitteen ohjausten lukumäärä on noin prosentin luokkaa. Lisäksi katkolaitteen palauttaminen toimintakykyiseksi edellyttää joskus koko mittarin vaihtoa uuteen, toisinaan riittää mittarin nollaaminen sähkökatkon avulla. Näitä tapauksia ei ole laskennassa otettu huomioon, koska katkolaitteen voidaan olettaa toimivan hyvällä todennäköisyydellä.

Vuosittain manuaalikatkoja ja -kytkentöjä tehdään noin 2 200 kappaletta. Yhden onnistuneen katkotoimenpiteen hinta on verkkoyhtiölle 41,6 euroa. Täten vuosittaisiksi katkokustannuksiksi tulee noin 92 000 euroa. Näitä kustannuksia voidaan pienentää vähentämällä tarvetta manuaalikatkotoimenpiteille vaihtamalla mittarit katkolaitteellisiksi.

Tällä hetkellä ei KSSV:llä ole käytössä muita katkolaitteeseen liittyviä toimintoja, joten niiden mukanaan tuomia hyötyjä ei ole. Kuitenkin mikäli tällainen katkolaitteeseen liittyvä toiminnallisuus kehitetään ja otetaan käyttöön, olisi se huomioitava kannattavuuslaskelmissa.

6.8.2 KSS Verkon kaikkien katkolaitteettomien mittareiden korvaaminen katkolaitteellisella

KSSV:n verkossa on tällä hetkellä noin 12800 katkolaitteetonta mittaria. Kuten aiemmin tässä työssä on esitelty, mittaroinnin suunnittelu on monesta muuttujasta riippuvainen. Täten ei ole mahdollista kohtuullisella vaivalla tarkasti määritellä kuluja kaikkien sähkömittareiden katkolaitteistamiselle. Mutta mikäli laskentaa huomattavasti yksinkertaistetaan jättämällä työ- ja keskitinkustannukset pois, ja tyydytään vaihtamaan samalla luentateknologialla olevat mittarit vastaaviin katkolaitteellisiin (mikä ei LON-teknologiaa käytettäessä ole kolmivaihemittareilla mahdollista), saadaan katkolaitteistamiselle investointikustannukseksi noin 1 190 000 euroa jo pelkästään mittalaitteet huomioimalla. Nykyarvomenetelmällä laskien annuiteetti mittalaiteinvestoinneille olisi noin 115 000 euroa.

Katkokustannusten ollessa vuosittain noin 92 000 euroa, ei kaikkien mittareiden vaihtamista katkolaitteellisiksi voida pitää perusteltuna. Laskenta on esitetty liitteessä 3.

Tässä yhteydessä on kuitenkin huomioitava, että katkolaitteettomista E120-mittareista voidaan joutua varttitaseen myötä luopumaan. Tällöin laite- ja vaihtokustannukset tulevat joka tapauksessa eteen. Kannattavuusero uusien katkolaitteellisten ja katkolaitteettomien mittareiden välillä voidaan tällöin laskea diskonttaamalla pitoajan katkokustannukset nykyhetkeen ja jakamalla se vaihdettavien mittareiden lukumäärällä. Laskennassa on oletettu katkokustannusten pysyvän samoina ja jakautuvan tasaisesti jokaiselle mittarille. Tulokseksi saadaan, että katkolaitteellinen mittari saa olla 19 euroa kalliimpi kuin katkolaitteeton, että sen käyttäminen on kannattavaa. Tällä hetkellä Landis + Gyrin uudemmissa mittarimalleissa on katkolaite integroituna.

Etenkin sopimuksista johtuvat katkotoimenpiteet kohdistuvat yleensä samoihin kiinteistöihin, joten on mielekästä tarkastella tällaisten kohteiden katkolaitteellistamista. Tällä tavoin toimiessa voidaan löytää kohteita, jotka kannattaa varustaa katkolaitteella, vaikkei kaikkien mittareiden vaihtaminen katkolaitteellisiksi olekaan taloudellisesti perusteltavissa. Tämän kaltainen tarkastelu tulee kysymykseen, mikäli mittareiden hankintahintojen erotus on yli edellisessä kappaleessa lasketun 19 euron, tai katkolaitteettomat mittarit kykenevät varttitaseeseen.

Seuraavaksi on tarkasteltu kolmen samassa muuntopiirissä sijaitsevan kerrostalon mittareiden vaihtamista katkolaitteellisiksi. Verkkosopimusten vuoksi suoritettavien käyttöpaikkakohtaisten katkotoimenpiteiden tilastoinnin perusteella nämä kolme kerrostaloa osoittautuivat potentiaalisiksi tarkastelukohteiksi.. Katko- kytkentäkäyntien lukumäärässä ei ole huomioitu perintätoimenpiteiden vuoksi aiheutuneita käyntejä.

Kyseisten kiinteistöjen vuosittaiset katkokustannukset (3 380 €) ovat suuremmat kuin katkolaitteellistamisen työ- ja laitekustannuksista laskettu annuiteetti (1 280 €), joten mittareiden vaihtamista voidaan pitää perusteltuna. Laskenta on esitetty liitteessä 3.

Tällä tavoin eri kohteita tarkastelemalla ja vaihtamalla katkolaitteellisiksi saadaan katko- ja kytkentäkustannuksia pienennettyä, sekä kannattamattomat kohteet eroteltua. Lopulta päästään tilanteeseen, jossa katko- ja kytkentäkustannukset on optimoitu.

Välttämättä taloudellisia perusteita koko alueen tai pienemmän kokonaisuuden vaihtamiselle ei ole. Tällöin tulee tarkastella, onko kannattavaa vaihtaa yksittäinen sähkömittari katkolaitteelliseen. Mittareiden kommunikointiteknologioiden keskinäiseen toimimattomuuteen perustuen ei yksittäisen mittarivaihdon tapauksessa ole tällä KSSV:n mittarikannalla mahdollista vaihtaa kuin P2P-mittari tilalle.
Mikäli PLC-mittari korvataan katkolaitteellisella P2P-mittarilla, täytyy kohteessa mittarin elinaikana olla noin 13 katko- tai kytkentäkäyntiä, jotta korvaus olisi kannattavaa tehdä. Kommunikointikustannusten vuoksi raja-arvo katkolaitteettoman P2P-mittarin korvaamiseksi katkolaitteellisella P2P-mittarilla on noin kymmenen katkokäyntiä. Tulevien katkokäyntien määrää on kuitenkin vaikeaa arvioida. Mittarin vaihtoa harkitsevan henkilön tuleekin arvioida parhaansa mukaan tulevien katkokäyntien määrä mahdollisimman tarkasti.

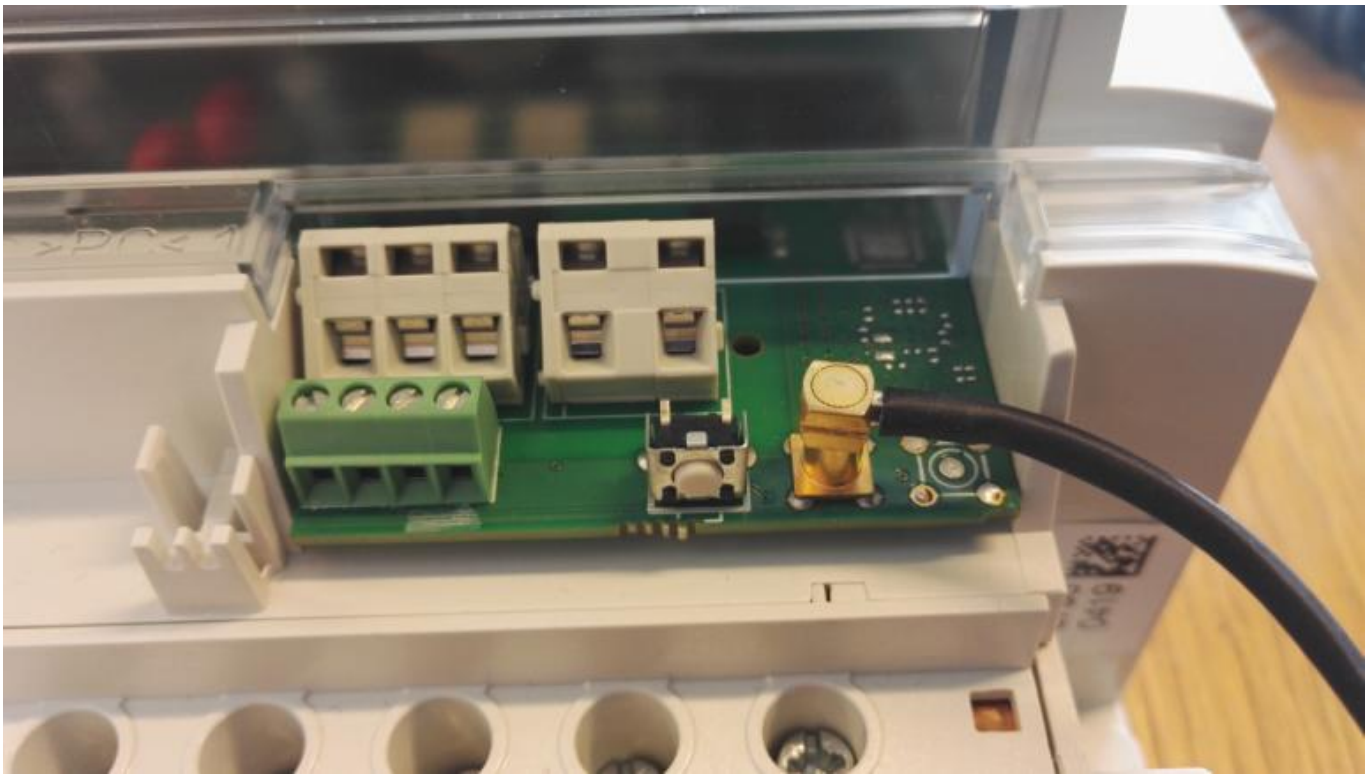
Edellä esitettyjen laskelmien lisäksi on mittareiden jäännösarvo otettava huomioon. Jäännösarvo on riippuvainen vaihdettavan mittarin iästä, ja mittarin kyvyistä täyttää säännöstelyn vaatimukset. Tätä aihetta on käsitelty tarkemmin mittausomaisuuden hallinta –luvussa.

6.9 Mittaustiedon toimittaminen

KSS Verkon sähkömittareiden kulutus- ja tuotantoaikasarjat esitetään asiakkaille KSS Online –palvelussa sekä visuaalisesti että kulutusarvoiltaan. KSS Online –palveluun ei aikasarjoja varsinaisesti siirretä, vaan asiakkaan hakiessa omia kulutustietojaan KSS Online-palvelin hakee ne samasta tietojärjestelmästä, jota käytetään taseselvityksessä. Eli asiakkaalla on käyttöpaikkansa aikasarjat käytössään jo ennen kuin ne luovutetaan markkinoiden käyttöön. (JaLo)

Ongelmallinen reaaliaikaisen mittaustiedon siirtämisessä on sen käyttöönotto. Vaikka mittarilla olisikin mahdollisuus toimittaa mittaamansa data eteenpäin etäohjelmoitaessa, sen siirto edellyttää usein galvaanisia yhteyksiä. Tällöin joudutaan KSS Verkon käyttämissä mittareissa avaamaan asennusvaiheessa tehtävä sinetöinti tiedonsiirtoyhteyksiin kiinni pääsemiseksi. Mittauslaitelaissa 707/2011 sinetöinti on määritelty ”elektroniseksi tai fyysiseksi menetelmäksi, jolla estetään pääsy mittauslaitteen metrologisiin toimintoihin vaikuttaviin osiin tai toimintoihin, joka rikkoutuu tai muuten

osoittaa laitteen olevan varmentamattomassa tilassa.” (Mittauslaitelaki) Landis+Gyrin mittareissa tyypillisesti nämä liitännät sijaitsevat mittarin kannen alla. Seuraavassa kuvassa on esitetty E350-mittarimallin liitännät.



Kuva 6.9 E350-mittarimallin kannen olla sijaitsevat tiedonsiirtoliitännät.

Energiateollisuus on tulkinnut verkonhaltijan vastuualueen päättyvän kulutuksen seuraamisen mahdollistavan tiedonsiirtorajapinnan tarjoamiseen. (ET kantapaperi) Tätä kantaa täydentää myös valtioneuvoston asetus 5.2.2009/66. Rajapinnan ei tarvitse tämän hetkisen tulkinnan mukaisesti olla otettavissa käyttöön etäohjelmoinnilla, vaan nykyinen käytäntö, ”vaihdetaan tarvittaessa”, on riittävä.

6.10 Etäohjelmointi

KSSV:n toiminnassa on mittareiden etäohjelmointia aktiivisesti hyödynnetty esimerkiksi kalentereiden päivityksien yhteydessä. Pääsääntöisesti kaikki etäohjelmoinnilla ratkaistavissa olleet ongelmat on korjattu etäohjelmoinnilla. Joitakin ohjelmointiin liittyviä ominaisuuksia on jouduttu korjaamaan lähettämällä jo asennettu mittari huoltoon, koska vian sisältävä koodi on ollut niin kutsutusti kovakoodattu. Sitä ei kyetty muuttamaan ilman mittarin käyttämistä huollossa. Esimerkiksi eräällä mittarimallilla oli ominaisuutena ”virkistää” katkolaitettaan ajamalla sitä tyhjänä kerran tunnissa. Sisälle asuntoihin sijoitettaessa tämä virkistämisen tuottama ääni koettiin hyvin kiusalliseksi.

Joskus sähkömittareiden kommunikointi jumiutuu, ja ne saadaan palautettua toimintaan tekemällä sähköinen resetointi. Landis+Gyrin keskittimille on jo nykyään mahdollista tehdä resetointi etänä, ja se on koettu hyödylliseksi ominaisuudeksi. Tämä säästää aikaa ja asentajan käyntiä paikanpäällä ei tarvita. Vastaavanlainen ominaisuus olisi hyvin hyödyllinen myös mittareilla, koska tällöin ei jokaisen kuulumattoman mittarin luona tarvitsisi käydä. Mikäli kommunikointiyhteys ei mittarille toimi, ei sitä välttämättä saada etänä resetoitua. Tällöin mittarilla voisi olla ominaisuutena resetoida itse itsensä, mikäli se omadiagnoosinsa perusteella näkee siihen tarpeen.

6.11 Datahub

Kuten edellä on pientuotannon mittauksen ohessa esitetty, kerryttävät KSS Verkon sähkömittarit (mitkä kahteen suuntaan kykenevät mittaamaan) tuotannolle ja kulutukselle lukemia sekä aikasarjoja positiivisilla arvoilla omille rekistereilleen. Kuitenkin Datahubiin siirrettäessä nämä kaksi samalle käyttöpaikalle kertyvää aikasarjaa on vietävä omille mittauspisteilleen, eli ne on tietojärjestelmissä erotettava omiksi sarjoikseen. (Datahub liiketoiminta) KSSV:n toiminnassa on jo nyt asiakastietojärjestelmissä eroteltu kulutuksen ja tuotannon aikasarja eri käyttöpaikoilleen, vaikka ne tulisivatkin fyysisesti samalta käyttöpaikalta ja samalta mittarilta. Tämän perusteella voidaankin todeta, ettei muutoksia tämän asian suhteen ole tarpeellista tehdä.

Tällä hetkellä KSSV:n mittaustietojen luentajärjestelmässä ei ole käytössä erillistä datan validointia. Tällainen on kuitenkin jossain määrin mahdollista rakentaa manuaalisesti. Esimerkiksi negatiivisia kulutuslukemia tuottavat sähkömittarit saadaan selville asettamalla hakuehdoksi lukeman arvon negatiivisuus. Validointiominaisuus on kuitenkin jo olemassa asiakastietojärjestelmä Kolibrissa, joten kahta peräkkäistä validointiprosessia ei tarvita. Mikäli tulevaisuudessa siirretään mittausdata suoraan mittaustietojärjestelmästä tai mittaustiedon säilytysjärjestelmästä Datahubiin, tulee validointiominaisuuden lisääminen tarpeelliseksi. Lisäksi validin mittaustiedon toimittaminen konsernin sisälläkin vähentää operatiivisia kustannuksia.

KSSV:n etäkatko- ja etäkytkentäprosesseissa siirretään katkotieto asiakastietojärjestelmään lähes reaaliajassa. Manuaalikatkoissakin voimassa oleva kytkentätilanne on päivitetty yleensä muutaman tunnin sisällä toimenpiteestä. Datahubiin manuaalikatkon päivittämiseen on varattu aikaa viikko, joten KSSV:n toiminnan voidaan todeta olevan tällä hetkellä riittävää Datahubin tasoon nähden.

6.12 Mittarin, mittausten ja mittaustietojärjestelmän valvonta KSSV:n toiminnassa

Tällä hetkellä Landis+Gyr:n mittarimalleilla on olemassa joitakin omavalvontaprosesseja. Näiden omavalvontaominaisuuksien on huomattu olevan käyttökelpoisia. Niiden avulla saadaan määritettyä sähkömittarin toimintakykyä ilman monimutkaisia testauksia. Omavalvontaprosesseista ei ole tämän perusteella syytä luopua. Päinvastoin niiden kattavuutta ja automatisointia voitaisiin puolestaan lisätä.
Mittaustietojen luentajärjestelmän toiminnallisuuksia valvotaan päivittäisten toimintojen yhteydessä, sekä tunneittain tapahtuvalla valvonta-automaatiolla. Järjestelmän toimimattomuus ilmenee siten hyvin nopeasti. Rautaosille on osalle käytössä valvonta-automatiikkaa, joka kertoo komponenttien toimimattomuuden. Lisäksi päivittäisten toimintojen yhteydessä käydään manuaalisesti tarkastamassa esimerkiksi mittaustiedon säilyttämiseen käytettyjen kiintolevyjen tietotekninen kunto.

Tietosuoja on hoidettu mittauslaitteiden osalta Landis+Gyrin toimesta. Toistaiseksi ei ole tullut tietoon yhtään mittauslaitteille tehtyä tietosuojarikettä. Toisaalta kulutustietojen suojaaminen mittareiden näyttöjen vuoksi on monimittarikeskuksissa hankalaa. Verkkoyhtiöllä ei ole valtuuksia estää kulkua jokaiseen mittauskeskukseen, joten mittarin näyttöjä ja muita indikaattoreita tutkimalla voi ulkopuolinen saada hänelle kuulumatonta tietoa. Niin kauan kun mittareilta vaaditaan näytöt, ja niissä on kulutusta indikoivia komponentteja, ei tälle asialla voida mitään.

Mittaustietojärjestelmiä käyttävät henkilöt on koulutettu tietosuojan kannalta riittävästi. Lisäksi mittaustietojärjestelmien käyttöliittymiä ei ole käytössä muualla kuin niitä käyttävien työntekijöiden sekä päivystäjän käyttämillä tietokoneilla. Esimerkiksi maastoon vietävillä tablettitietokoneilla ei näitä ohjelmistoja tietosuojasyistä ole otettu käyttöön. (Clean up –ryhmä)

7. AMR-mittaustiedon hyödyntäminen verkostolaskennassa

Sähköverkon passiivisten osien, kuten johtojen ja muuntajien, tiedot ovat yksityiskohtaisesti tiedossa. Verkossa esiintyvät kuormitukset ovat vaikeasti määritettäviä muuttujia, mutta verkostolaskelmissa sekä energianhankinnassa hyvin määräävä tekijä. Työn tässä luvussa pohditaan, voidaanko sähkömittareilta saatavalla mittausdatalla parantaa verkostolaskentaa AMR-mittaustiedon avulla.

7.1 Toteutuneiden kuormien ja tehojen mallintaminen kuormitusmalleilla

Sähkön käyttöpaikkojen vuosikulutukset ovat olleet hyvin tiedossa, koska niitä on käytetty laskutukseen. Vuosienergia ei itsessään kerro verkoston kuormituksesta muuta kuin mittauspisteen läpi kulkeneen energian määrän. Tämä tieto ei ole riittävä verkostolaskelmille, vaan mitattu energia on kyettävä muuttamaan mahdollisimman tarkasti tehoksi ja sen ajalliseksi vaihteluksi. Saatujen tulosten avulla saadaan tarpeellista tietoa verkon tekniseen mitoitukseen, häviöiden laskemiseen ja sähkön hankinnan suunnitteluun. (Elovaara 1) Mitatut energiat on perinteisesti mallinnettu tehoiksi tilastojen ja matematiikan avulla. Erilaisilla malleilla pyritään luomaan mahdollisimman tarkka kuva verkossa esiintyneistä kuormituksista.

7.1.1 Keskituntitehojen mallintaminen

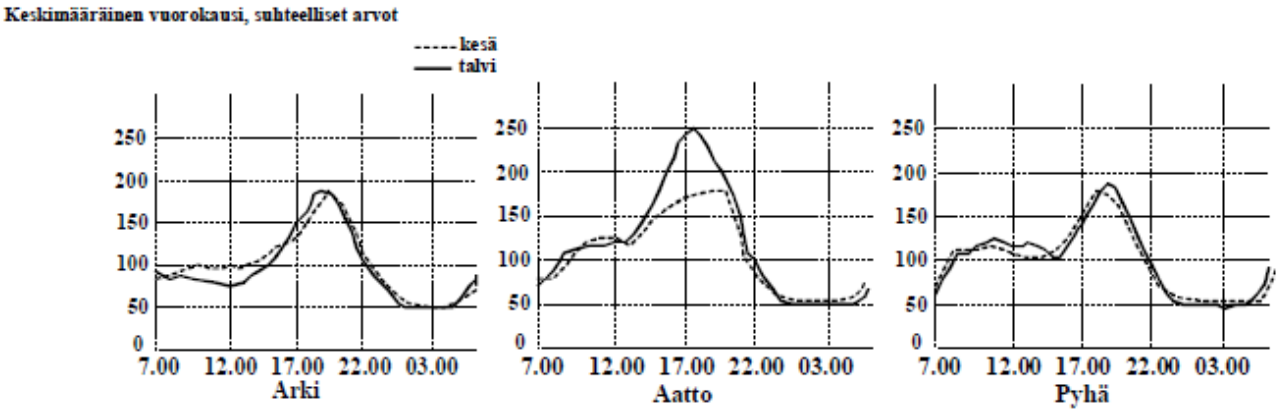
Kuormitusmalleilla kyetään tunnettujen vuosienergioiden avulla kuormitusten tehojen ja niiden ajallisten vaihteluiden mallintamiseen, ja niitä käytetään yhä edelleen aktiivisesti verkostolaskennoissa. Mallien tarkoituksena on kuvata yksittäisen sähkönkäyttäjän määrällisesti ja ajallisesti vaihtelevaa sähkönkulutusta. Sähkönkäytön kuormitusmallit on kehitetty laajojen 80- ja 90-luvuilla suoritettujen mittausten perusteella. Mittausten ja tyyppikäyttäjäryhmittelyn perusteella luodut tyyppikäyttäjäkohtaiset mallit kuvaavat tilastollisesti kyseisen tyyppikäyttäjän keskimääräistä sähkönkulutusta tunneittain. Esimerkiksi kerrostaloasuntojen sähkönkäytön jakaantumisen voidaan olettaa olevan tarpeeksi yhteneväistä, jotta kulutuksen voidaan olettaa olevan samankaltaista. (Verkostosuositus SA 10:92) Mittausten perusteella on jokaiselle eri kuormitusmallille määritetty 2-viikkojaksoa vastaavat keskitehot. Näiden avulla määritettiin 2-viikkoindeksit, jotka kuvaavat vuosittaisen tehontarpeen suhdetta vuotuiseen keskitehoon. Seuraavassa taulukossa on esitetty omakoti- ja rivitaloasumiselle määritellyt 2-viikkoindeksit.

Taulukko 7.1.1. 2-viikkoindeksit omakoti- ja rivitaloasumiselle (SM opetusmoniste)

2-viikkokeskitehot

Viikko	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	123	123	118	116	109	107	101	100	97	88	84	77	77
Viikko	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**
	73	73	78	79	89	94	100	104	107	112	115	127	129

Taulukon 7.1.1 2-viikkoindeksien lisäksi määriteltiin myös päivittäiset tuntikohtaiset indeksit. Päivittäiset indeksit jaoteltiin kolmeen erilaiseen päivämalliin; arkipäivä, aatto ja pyhä. Mallissa arkipäivät oletetaan keskenään identtisiksi ja lauantait luetaan aatoiksi. Seuraavassa kuvassa on esitettynä päiväindeksit omakoti- ja rivitaloasumiselle käyrämuodossa.



Kuva 7.1.1. Päiväindeksikäyrät omakoti- ja rivitaloasumiselle (Lakervi)

Keskitehon laskeminen halutulle ajankohdalle tapahtuu seuraavaksi esitetyllä yhtälöllä

$$P_{keskituntiteho} = \frac{E_r}{8760} * \frac{Q_{ri}}{100} * \frac{q_{ri}}{100} \tag{7.1.1}$$

Yhtälössä esitetty muuttuja E_r kuvaa käyttäjäryhmän vuosikulutusta, joka jaetaan vuoden tuntien lukumäärällä 8760. Q_{ri} on kuormitusmallin käyttäjäryhmän ajankohdan i 2-viikkoindeksi ja q_{ri} on tuntikohtainen indeksi.

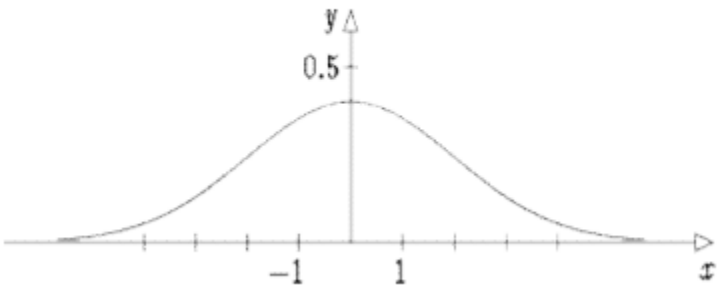
Yllä esitettyä yhtälöä 7.1.1 soveltamalla voidaan laskea esimerkiksi itsenäisyyspäivän kello 17-18 keskiteho omakotitalolle. Oletetaan vuosikulutukseksi 10 000 kWh. Itsenäisyyspäivä vuonna 2017 oli

viikolla 49, joten käytetään 2-viikkoindeksinä kohdan 24 arvoa, 115. Itsenäisyyspäivä on myös pyhäpäivä, jolloin päiväindeksiksi valitaan 150. Nämä arvot sijoittamalla kaavaan 1 saadaan tulokseksi noin 2 kW keskiteho.

Edellä esitetyllä tavalla kyetään luomaan vuoden jokaiselle tunnille keskiteho, eli käytännössä kyseisen sähkönkäyttöpaikan aikasarja.

7.1.2 Huipputehon laskeminen kuormitusmallien avulla

Kuormitusmallin avulla laskettaessa huipputehoa luotetaan edelleen tilastomatematiikkaan. Koska huipputehojen vaihtelun tietyllä käyttäjätyypillä voidaan olettaa olevan normaalijakauman mukaista, saadaan laskettua haluttua ylitystodennäköisyyttä vastaava huipputeho. Laskennan onnistumiseksi on asiakkaan huipputehon hajonta tiedettävä.



z	Todennäköisyys sille, että $x < \mu + z \cdot \sigma$
0,00	0,50
0,68	0,75
1,00	0,84
1,65	0,95
2,00	0,97
2,32	0,99
3,00	0,999
4,00	0,99997

Kuva 7.1.2 Normaalijakauma (SM opetusmoniste)

7.1.3 Kulutuksen satunnaisvaihtelu

Saman kuormitusmallin sähkönkäyttäjien huipputehon esiintymisaika poikkeaa toisistaan. Tällä on suuri vaikutus huipputehoon. Sähkönkäyttäjämäärien kasvaessa huipputeho tasoittuu, eikä siis ole yksittäisten käyttäjien huipputehojen summa. Saman kuormitusmallin sähkönkäyttäjien huipputeho voidaan laskea kaavalla 2.

$$P_{huippu} = n * P_{keskituntiteho} + z * \sqrt{n} * \sigma \qquad (7.1.3)$$

Useamman saman kuormitusmallin sähkönkäyttäjien huipputehot tasoittuvat alla olevan taulukon mukaisesti keskituntitehon ollessa yksi, ja käytettäessä prosentin ylitystodennäköisyyttä, ja 50 % hajontaa.

Taulukko 7.1.3. Keskituntitehon kerroin asiakasmäärän funktiona

Asiakasmäärä	Keskituntitehon kerroin
1	2.1
2	3.6
10	13.6
100	111.5

Edellä esitettyä taulukkoa yhtälön 7.1.3 avulla tulkitsemalla voidaan huomata satunnaisvaihtelun vaikutus huipputehoon. Satunnaisvaihtelu yhdellä käyttäjällä on yli kaksinkertainen verrattuna keskituntitehoon, kun 100 asiakkaan huipputeho on vain noin 11,5 prosenttia isompi kuin keskitehon summa.(Lakervi)

7.1.4 Huipputehojen risteily

Eri kuormitusmallien huipputehon aika vaihtelee. Tästä johtuen eri käyttäjäryhmien välillä huipputeho ei ole edellä tyyppikäyttäjäkohtaisten satunnaisvaihteluiden perusteella laskettujen huipputehojen summa. Tehohuiput esiintyvät eri aikaan, ja tämä tasaa laskennallista huipputehoa. Edellä esitettyä ilmiötä kutsutaan risteilyksi.

Huipputeho voidaan laskennallisesti määrittää useampia erilaisia kuormitusmalleja sisältävälle verkon solmupisteelle käyttämällä kaavaa 3.

$$P_{huippu} = n_1 * P_{keskituntiteho\,1} + n_2 * P_{keskituntiteho\,2} + z * \sqrt{n_1 * \sigma_1^2 + n_2 * \sigma_2^2} \qquad (7.1.4)$$

7.1.5 Loistehokuormitusten arviointi

Kulutuslaitteet ottavat pätötehon lisäksi myös loistehoa. Yleensä loistehoja ja –energioita ei mitata, koska ne eivät ole laskutusperusteena pienjänniteasiakkailla. Tästä johtuen ei loistehoja tunneta kovin tarkasti. Verkostolaskennassa loistehot arvioidaan määrittämällä kuormitusmallille tehokerroin, jonka arvoa vaihdellaan. Tällä tavoin saadaan käsitys, millä tavalla loistehon vaihtelu vaikuttaa verkon suorituskykyyn.

7.2 Kuormitusmallien heikkouksia

Koska kuormitusmallit perustuvat tilastollisiin keskiarvoihin, ei niillä pystytä kovinkaan tarkasti kuvaamaan toteutunutta kulutusta. Tämän epätarkkuuden lisäksi kuormitusmalleissa on muitakin virhelähteitä. Seuraavaksi on näitä esitelty, ja niiden vaikutuksia mallinnettaviin tehoihin.

7.2.1 Vuosienergian iso painottuminen

Kaavan 7.1.1 perusteella kuormitusmallin avulla saatavat tehot perustuvat käytettyyn vuosienergiaan. Muut huomioitavat muuttujat ovat kuormitusmallikohtaisia vakioita, joten esimerkiksi huipputehon esiintymisajankohta ei muutu. Vastaavalla tavalla myös mallinnettava huipputeho on riippuvainen vuosituntitehosta. Kaavan 7.1.3 perusteella huipputeho on riippuvainen keskituntitehosta, joka on puolestaan riippuvainen vuosikulutuksesta. Yksittäisen kohteen tapauksessa taulukon 7.1.3 perusteella huipputeho olisi 2.1 –kertainen laskettuun keskituntitehoon nähden.

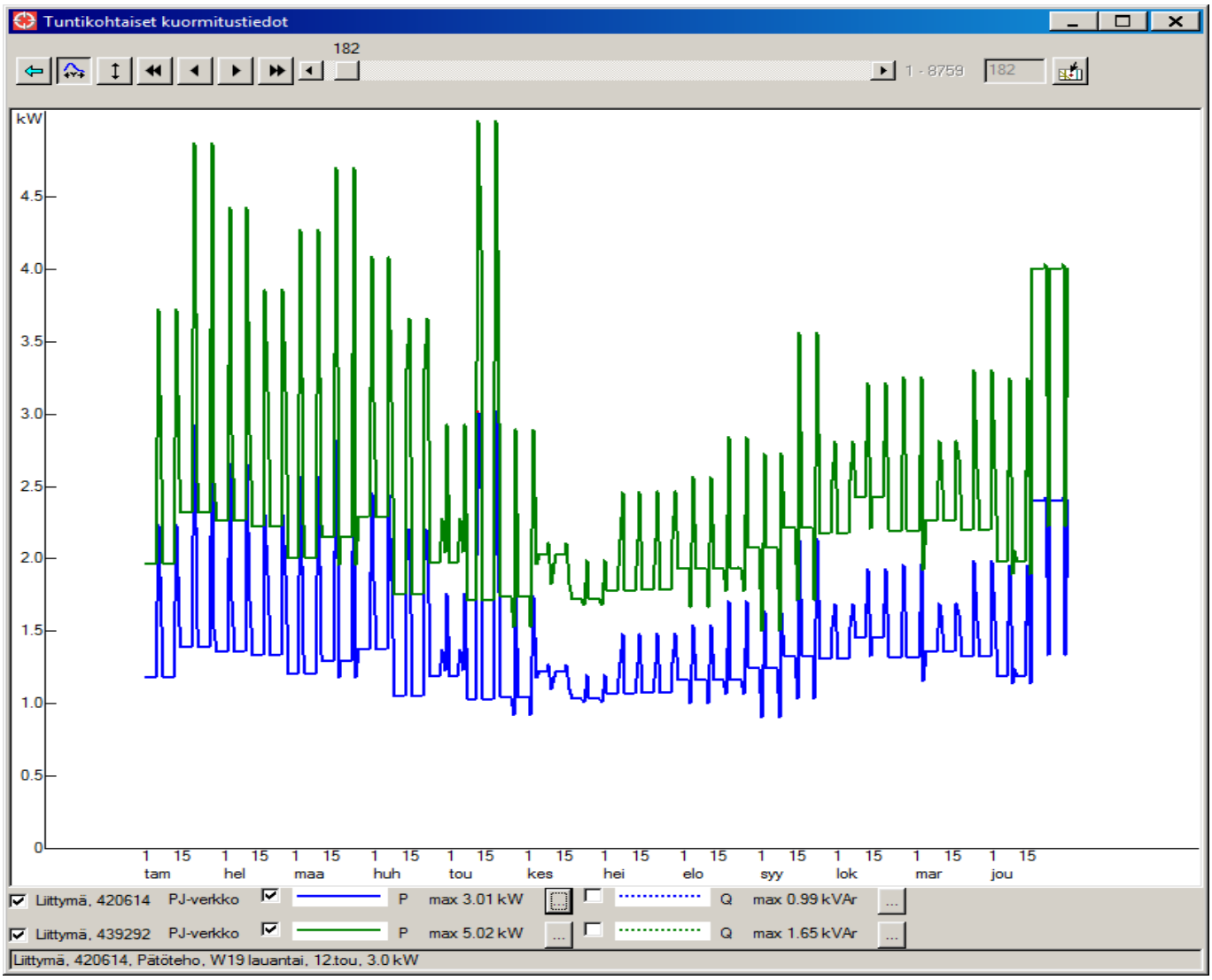
Mitatun vuosienergian kertymiseen vaikuttaa monta tekijää. Esimerkiksi asukkaan pois muuttaminen keskeyttää vuosienergian kertymisen. Vaihtoehtoisesti myös kulutuksen huomattava lisääntyminen esimerkiksi remontin vuoksi niin kutsutusta ”perustilanteesta” johtaa vuosienergian huomattavaan muutokseen. Seuraavassa kuvassa on esitetty sähkönkäyttöpaikan kulutuksen muutos. Kyseisellä käyttöpaikalla on kerrostaloasunnossa aloitettu vesivahingon vuoksi kuivatustoimenpiteet, ja kuivatukseen käytettävä sähköenergia kulkee asunnon mittarin läpi.

Jakson alkamisa...	Jakson päättymis...	Arvo
10.01.2018 00:00	11.01.2018 00:00	104,96
09.01.2018 00:00	10.01.2018 00:00	105,279
08.01.2018 00:00	09.01.2018 00:00	104,615
07.01.2018 00:00	08.01.2018 00:00	103,903
06.01.2018 00:00	07.01.2018 00:00	102,667
05.01.2018 00:00	06.01.2018 00:00	102,874
04.01.2018 00:00	05.01.2018 00:00	103,272
03.01.2018 00:00	04.01.2018 00:00	103,364
02.01.2018 00:00	03.01.2018 00:00	102,917
01.01.2018 00:00	02.01.2018 00:00	103,219
31.12.2017 00:00	01.01.2018 00:00	104,15
30.12.2017 00:00	31.12.2017 00:00	104,033
29.12.2017 00:00	30.12.2017 00:00	104,059
28.12.2017 00:00	29.12.2017 00:00	103,973
27.12.2017 00:00	28.12.2017 00:00	103,587
26.12.2017 00:00	27.12.2017 00:00	103,645
25.12.2017 00:00	26.12.2017 00:00	104,364
24.12.2017 00:00	25.12.2017 00:00	103,94
23.12.2017 00:00	24.12.2017 00:00	104,932
22.12.2017 00:00	23.12.2017 00:00	106,66
21.12.2017 00:00	22.12.2017 00:00	40,311
20.12.2017 00:00	21.12.2017 00:00	0
19.12.2017 00:00	20.12.2017 00:00	0
18.12.2017 00:00	19.12.2017 00:00	0
17.12.2017 00:00	18.12.2017 00:00	0
16.12.2017 00:00	17.12.2017 00:00	0
15.12.2017 00:00	16.12.2017 00:00	0
14.12.2017 00:00	15.12.2017 00:00	0
13.12.2017 00:00	14.12.2017 00:00	0
12.12.2017 00:00	13.12.2017 00:00	0
11.12.2017 00:00	12.12.2017 00:00	0
10.12.2017 00:00	11.12.2017 00:00	0
09.12.2017 00:00	10.12.2017 00:00	0
08.12.2017 00:00	09.12.2017 00:00	0
07.12.2017 00:00	08.12.2017 00:00	0
06.12.2017 00:00	07.12.2017 00:00	0
05.12.2017 00:00	06.12.2017 00:00	0
04.12.2017 00:00	05.12.2017 00:00	0
03.12.2017 00:00	04.12.2017 00:00	0
02.12.2017 00:00	03.12.2017 00:00	0
01.12.2017 00:00	02.12.2017 00:00	0
30.11.2017 00:00	01.12.2017 00:00	1,436
29.11.2017 00:00	30.11.2017 00:00	3,566
28.11.2017 00:00	29.11.2017 00:00	1,82
27.11.2017 00:00	28.11.2017 00:00	1,716
26.11.2017 00:00	27.11.2017 00:00	3,098
25.11.2017 00:00	26.11.2017 00:00	1,885
24.11.2017 00:00	25.11.2017 00:00	2,932

Kuva 7.2.1 Kulutuksen muutos vuorokausikulutuksessa vesivahingon seurauksena. (AIM)

Joulukuun ensimmäiseen päivään asti on kulutus ollut käyttöpaikalle tyypillistä. Vuosikulutus kyseiselle käyttöpaikalle on edellisten vuosien perusteella noin 1500 kWh. Kuivatuksen ollessa käynnissä on käyttöpaikalle kertynyt jo vuoden ensimmäisen 11 päivän aikana noin 1000 kWh. Mikäli asukas muuttaisi takaisin kuivatuksen jälkeen, ja sähkön kulutustottumukset jatkuisivat edellisvuosien kaltaisena (eli

kuormituskäyrää ei muutettaisi), tulevat mallinnetuiksi tehoiksi huomattavasti suuremmat arvot kuin mitä ne ovat tosiasiassa olleet. Myös kuormitusmallin avulla laskettu huipputeho vääristyisi. Seuraavassa kuvassa on esitetty samalla kuormitusmallilla mallinnettuna edellinen kuivauskohde sekä 1500 kWh, että 2500 kWh vuosikulutuksilla. Mallintamiseen on käytetty verkkotietojärjestelmää ja sen vakioparametreja.



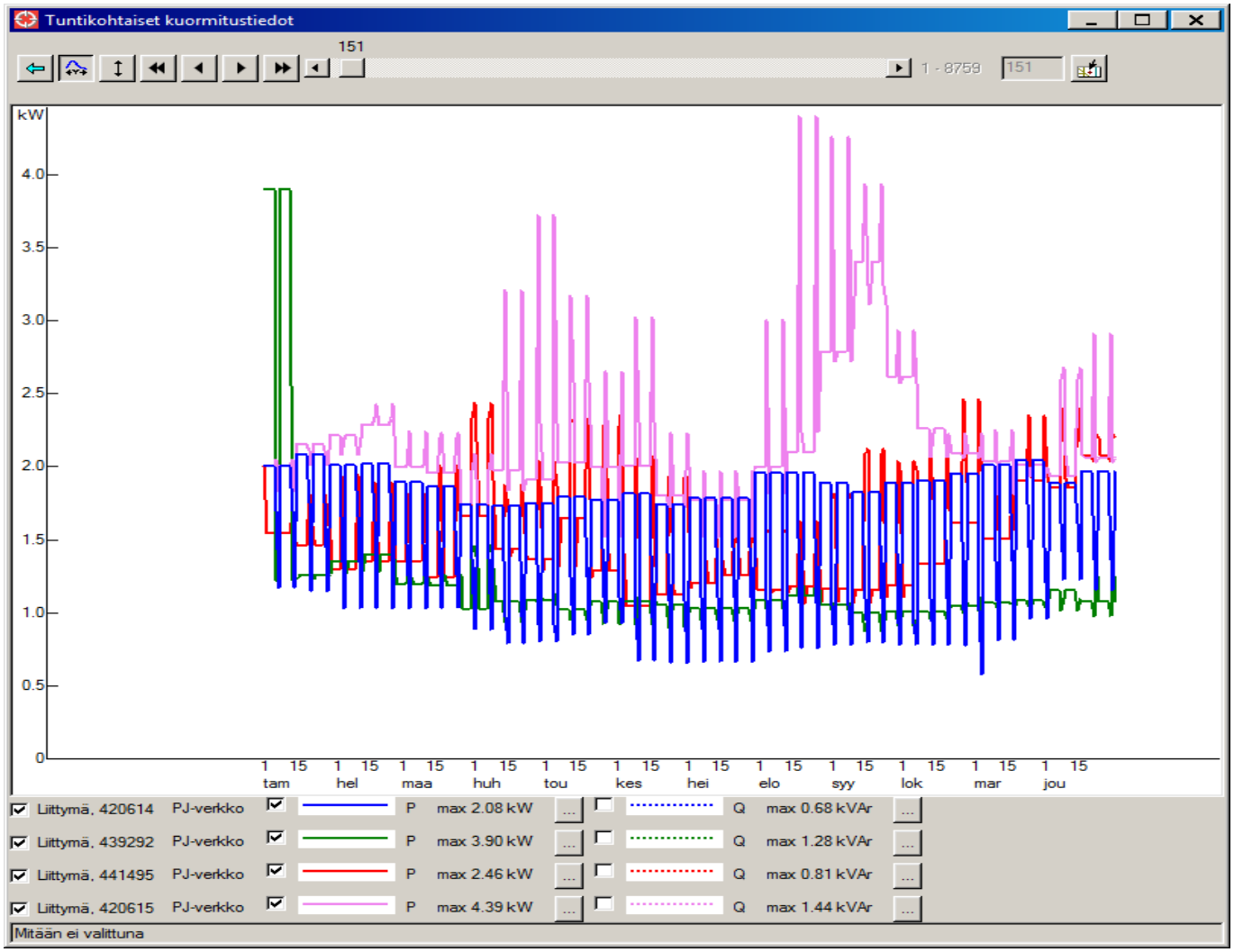
Kuva 7.2.1 Samalla kuormitusmallilla mallinnetut tehot vuosikulutuksilla 1500 kWh ja 2500 kWh.(PG)

Kuten edellä esitetystä kuvasta voidaan huomata, on 1000 kWh:n vuosikulutuksen lisäyksellä huomattava vaikutus mallinnettuihin tehoihin. Mallinnettu huipputeho nousi kaksi kilowattia, ja myös muut mallinnetut tehot yleisesti ottaen nousivat yhtälön 7.1.3 mukaan samassa suhteessa. Vuosikulutuksen pieneneminen aiheuttaa kasvamiseen nähden päinvastaisen reaktion, eli mallinnetut tehot pienenevät. Kuvasta 7.2.1 on havaittavissa asukkaan poismuutto joulukuun alussa. Asunnon oleminen pitkään tyhjillään, esimerkiksi sen ollessa myynnissä, aiheuttaa kuormitusmalleilla mallinnuksessa liian pienet tehot toteutuneeseen nähden. Mikäli simuloitaisiin kuvan 7.2.1 tilanne päinvastaiseksi, eli vuosikulutus 2500 kWh olisi toteutunut kulutus ja 1500 kWh tyhjillään olleen asunnon vuosikulutus, olisivat erot yhtä

suuria, mutta päinvastaisia. Myös huipputehojen osalta muutos on huomattava. 1000 kWh vuosikulutuksen lisäys nosti mallinnettua huipputehoa noin 2 kW. Kun tutkitaan kyseisen kiinteistön toteutunutta kuormitusta, on kuivatuksen aikana esiintynyt tasainen noin 4 kW keskituntiteho. Vuoden 2017 huippukeskituntiteho ilman kuivatuksen tuomaa lisäkuormitusta oli 1,99 kW.

7.2.2 Erot kuormitusmallien välillä

Mallinnettavan verkon huipputehot ja aikavaihtelut muuttuvat kuormitusmallien ja näille määritettyjen hajontojen mukaisesti. Myös näihin ilmiöihin löytyy selittävä tekijä kaavasta 7.1.1. Kuormitusmallin muuttuessa muuttuvat myös kaavassa käytettävät sisäiset ja ulkoiset indeksit. Seuraavassa kuvassa on esitetty 5000 kWh vuosikulutuksen mallintaminen tehoiksi muutamalla eri kuormitusmallilla.

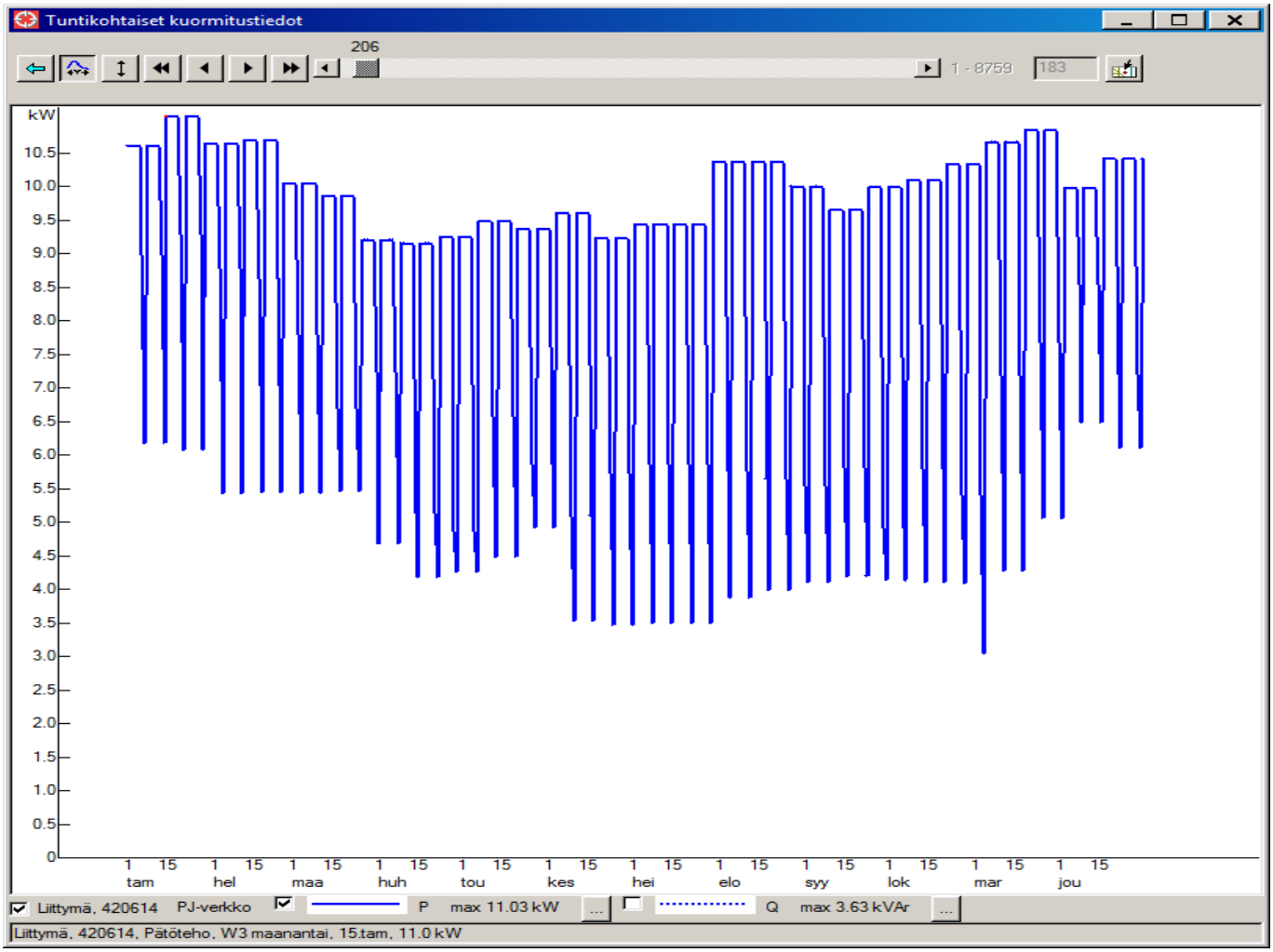


Kuva 7.2.2. 5000 kWh vuosikulutuksen tehomallinnus eri kuormitusmalleilla.(PG)

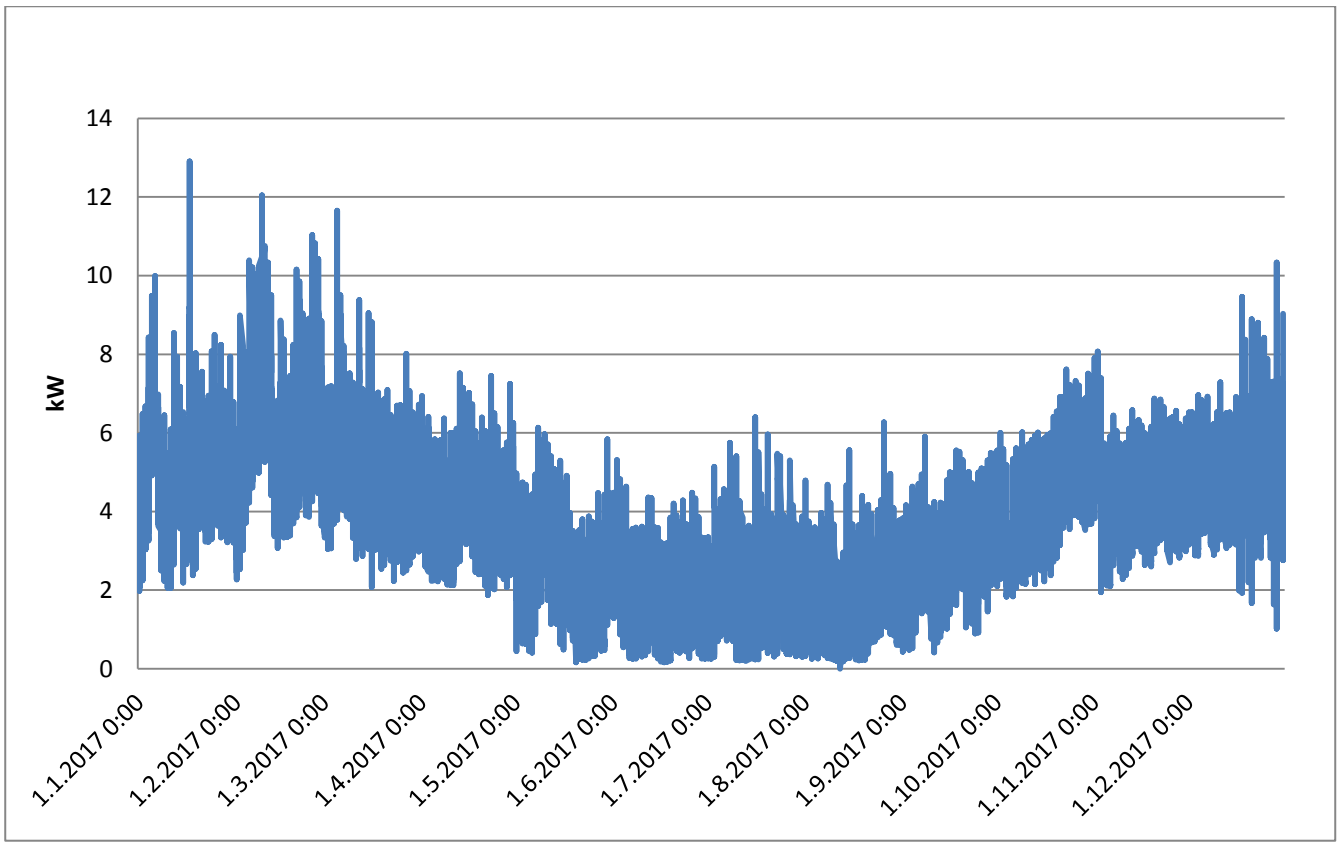
Edellä esitetystä kuvasta on havaittavissa huomattavia eroavaisuuksia mallinnettujen tehojen suuruudessa ja tehojen esiintymisajankohdissa. Muun muassa korkein huipputeho oli yli kaksinkertainen pienimpään verrattuna. Tämän perusteella voidaan todeta, että kuormitusmallin valinnalla on suuria vaikutuksia verkostolaskennassa saatavaan tehoon, jolloin väärin valitulla kuormitusmallilla on merkittävä vaikutus laskennan lopputulokseen.

7.2.3 Mallinnetun ja toteutuneen tuntisarjan vertailua

Aiemmin tässä kappaleessa on havainnollistettu kuormitusmallien heikkouksia vertaamalla kahta mallinnettua kuormitusta keskenään yhtä muuttujaa muuttamalla. Tämän lisäksi on syytä verrata mallinnettuja tehoja toteutuneisiin tehoihin. Seuraavaksi esitetyssä kuvaparissa on esitetty ensimmäisenä verkostolaskennassa käytetyllä kuormitusmallilla mallinnettu vuoden tuntisarja ja toisena saman käyttöpaikan toteutunut tuntisarja.



Kuva. 7.2.3.1 Mallinnettu tuntisarja.(PG)



Kuva 7.2.3.2 Toteutunut tuntisarja

Kohteen mitatulle tuntisarjalle ja vuosienergialle suoritettiin tarkastus, ettei siinä esiinny edellä esitetyn kuivatuksen kaltaisia poikkeuksia. Tämän jälkeen mitattua kuormituskäyrää vertailtiin verkkotietojärjestelmässä oleviin kuormitusmalleihin. Kävi ilmi, että kaikkein lähinnä toteutunutta tuntisarjaa oli jo käytössä oleva kuormitusmalli.

Näitä kahta edellä esitettyä kuvaa jo pelkästään silmämääräisesti vertailemalla voidaan huomata eroja. Käyrien pääasiallinen muoto on samanlainen, talvella päivisin kuormitus on suurimmillaan ja yöksi se laskee. Kesäisin kuormitus on pienempää kuin talvella. Mitattu huippukeskituntiteho on hivenen mallinnettua suurempi, eroa on noin 0,7 kW. Huomattavin ero mallinnetun ja mitatun välillä on kuitenkin tehojen aikajakautuminen. Mallinnetussa versiossa on tehojakauma vuodenajoittain erilainen kuin mitatussa. Kesäisin ei mitatun tiedon perusteella olisi yhtä suurta kuormitusta kuin mallinnuksessa, ja tämän perusteella voidaan todeta tositilanteen kulutusjakauman poikkeavan mallinnetusta.

Eli vaikka kuormitusmalli olisi valittu mahdollisimman hyvin, ei se siltikään välttämättä kuvaa toteutunutta kulutusta kovinkaan hyvin.

7.3 Kuormitusmallien korvaaminen AMR-mittaustiedolla

Edellä esitetyn perusteella käy kuormitusmallit sisältävät virhelähteitä, jotka aiheuttavat epätarkkuutta verkostolaskennassa. Suuri osa virhelähteistä voidaan välttää korvaamalla kuormitusmalleilla luotu aikasarja sähkömittarilta mitatulla aikasarjalla. Tällöin saadaan käyttöön paras mahdollinen keskitehotieto laskentoja silmällä pitäen. Huipputehojen osalta mittaustietoa on harvemmin saatavilla, mutta mikäli mitattua tietoa on käytettävissä, kannattaa myös sitä käyttää laskennoissa mallinnetun sijaan.

7.4 Seurantalaskenta

Yksi verkkoyhtiön tärkeimpiä tehtäviä toimenpiteitä on jakeluverkon seurantalaskennan suorittaminen. Sähköverkon seurantalaskennalla todennetaan olemassa olevan sähköverkon sähkötekninen kunto noin vuoden välein. Laskennassa selvitetään toteutuneiden kulutustietojen, kuormitusmallien ja verkon rakennetietojen avulla mahdollisimman tarkasti muun muassa asiakkaiden liittymispisteiden jännitteen alenemat, jännitejäykkyydet, verkon häviöt sekä oikosulkuvirrat. Seurantalaskennan tuloksena saadaan kuva tarkasteltavan verkon nykyisestä kunnosta, suorituskyvystä ja saneerauksen tarpeesta. (Elovaara 1)

Seurantalaskennassa käsitellään hyvin suurta määrää tietoa. Laskennan muuttujina ovat muun muassa verkon komponentit ominaisarvoineen, näiden lukumäärä, kytkentätilanne, sähkönkäyttäjien vuosikulutukset ja näiden kuormitusmallit. Kaikki muut tiedot, paitsi vuosikohtaiset energiankulutustiedot ja kuormitusmallien muutokset, ovat jo valmiiksi tallennettuna laskennan suorittavaan järjestelmään, tyypillisesti verkkotietojärjestelmään. Vaihtoehtoisesti ne voidaan myös siirtää käytettävään laskentajärjestelmään, mikäli niitä ei siellä jo valmiiksi ole. Kuormitustiedot ja kuormitusmallimuutokset tuodaan ulkopuolisista järjestelmistä, kuten esimerkiksi asiakastietojärjestelmistä ennen laskennan suorittamista omalla tiedonsiirtoajollaan. (PG manuaali)

Verkkotietojärjestelmän laskentaohjelmisto muodostaa käsiteltävästä verkosta laskentamallin perustuen verkon komponenttien ja kytkentätilan tietoihin. Ensiksi muodostetaan keskijänniteverkko sähköasemien syöttöpisteistä jakelumuuntamoille. Pienjänniteverkko mallinnetaan vastaavalla tavalla, aloittaen jakelumuuntamoilta ja päättyen liittymille. Verkkoa muodostettaessa laskentaohjelmisto samalla tarkistaa, ettei verkko ole mistään kohdasta poikki. Liittymille kootaan niiden sisältämät sähkönkäyttöpaikat, käyttöpaikkojen kuormitustiedot, vuosienergiat ja muut mahdolliset mittaustiedot.

Sähkönkäyttöpaikkojen toteutuneet vuosikulutustiedot mallinnetaan tehoiksi ennalta määritettyjen kuormitusmallien, hajontojen ja risteilyjen perusteella aiemmin tässä työssä esitetyn tavan mukaisesti.

Tehojen muodostaminen voidaan tehdä joko vuosienergian tai mitatun huipputehon perusteella. Mikäli huipputehoa käytetään muodostamisessa, muodostaa laskentaohjelmisto käyttöpaikan vuosikulutuksen kuormitusmallien perusteella. (PG manuaali)

Seurantalaskenta aloitetaan liittymiltä, ja laskenta etenee verkossa solmupisteittäin ylöspäin sähköaseman syöttöpisteille asti laskien jokaiselle verkkokomponentille tämän välittämän energian ja tehon, sekä näiden häviöt. Lisäksi lasketaan jokaisen komponentin jänniteenalenema. Kun jokaisen komponentin jännitteenalenema tunnetaan, voidaan solmupisteessä esiintyvä jännite laskea laskemalla reitillä esiintyvät jännitteenalenemat yhteen ja vähentämällä tämä sähköaseman syöttöpisteen jännitteestä. Ensimmäisenä jännitteenalenemalaskuissa lasketaan keskijänniteverkko, jolloin saadaan selvitettyä jakelumuuntajan ensiöjännite. Tämän avulla voidaan laskea pienjänniteverkon solmupisteiden jännitteet vastaavalla tavalla. (Elovaara 1)

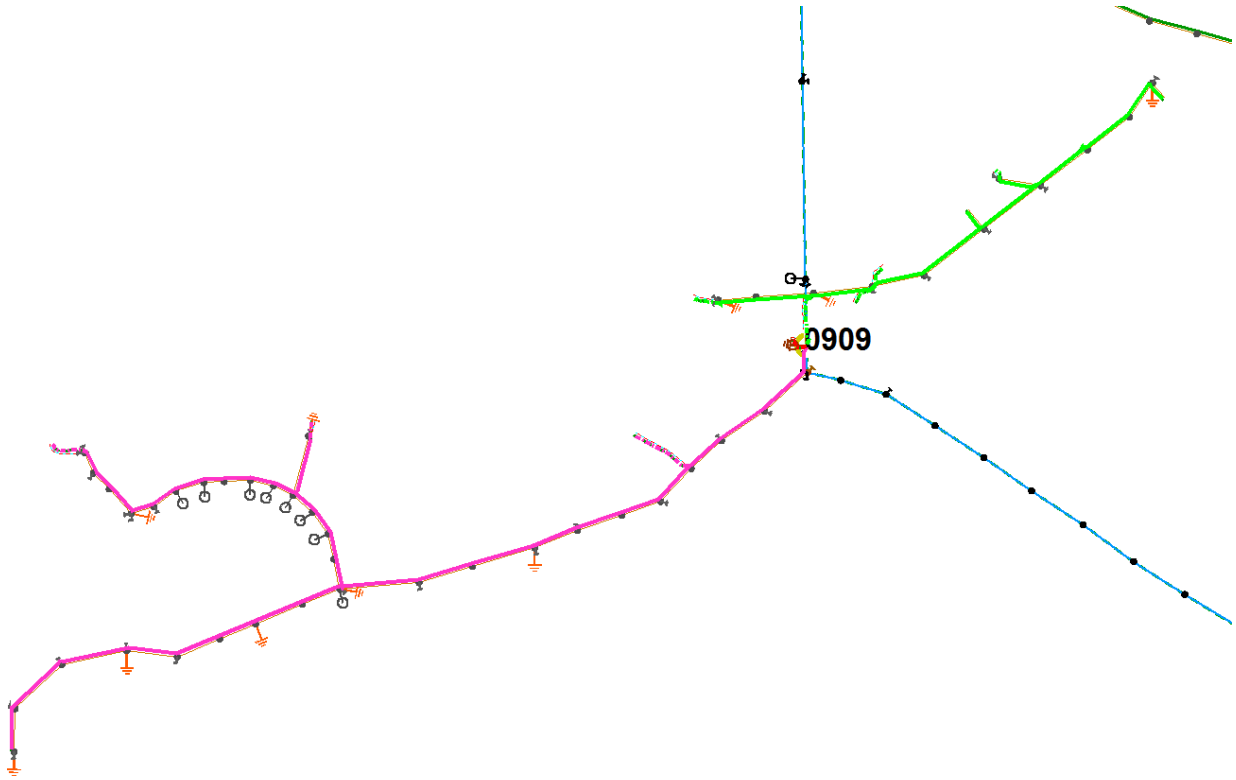
Seurantalaskennassa jokaiselle verkkokomponentille tallennetaan sen huippukuormituksen aikaiset sähkötekniset arvot. Jännitteenalenemalla on suuri vaikutus asiakkaiden liittymispisteissä esiintyviin jännitteisiin. Seurantalaskennan avulla saadaan selville kunkin verkkokomponentin suurin jännitteenalenema, kun verkon syöttöpisteestä ottama teho on suurimmillaan. Tulosten avulla saadaan selvitettyä eniten jännitteenalenemaa aiheuttavat verkon osat, sekä standardien ulkopuoliset jännitteet. Jännitejoustolla ilmaistaan, kuinka paljon verkon jännitteenalenema muuttuu tehon muuttuessa. Jännitejouston avulla voidaan selvittää uusien liittymien ja kulutuksen kasvun vaikutus verkon solmupisteen jännitteeseen. Vastaavasti myös jakorajat voidaan määritellä tehokkaammin jännitejousto tuntemalla. Komponenttien mallinnettujen kuormitusten avulla saadaan selville, ylittävätkö ne sallitut kuormitukset. Esimerkiksi laskennan tuloksissa johtojen ja katkaisijoiden kuormitusten ylittäessä sallitut arvot, voidaan paikantaa potentiaaliset vauriokohteet ja estää niiden synty. Toisekseen toteutuneita kuormituksia vertaamalla seurantalaskennassa mallinnettuihin, voidaan saada arvokasta tietoa ylimitoituksista ja suunnitteluvirheistä. Solmupisteen energiat ja tehot lasketaan summaamalla sen läpi kulkevat verkon solmupisteiden kuormitusmallien mukaiset energiat ja tehot. Seurantalaskennan avulla saadaan laskettua myös tarkasteltavan verkon ja sen osien teho- ja energiahäviöt. Näiden avulla voidaan selvittää verkossa olevat suurimmat häviöiden aiheuttajat. Häviötehon ollessa neliöllisesti verrannollinen kuormitustehoon, korostuu kuormituksen rooli laskennassa. (Elovaara 1)

7.3.1 Esimerkkiseurantalaskenta

Tämän työn puitteissa suoritettiin seurantalaskenta muuntopiirille M0909. Muuntopiirissä on monenlaisia sähkönkäyttäjiä; vapaa-ajan asuntoja, hiihtomaja, vakituisia asuintaloja, pumppaamo, sorateollisuutta ja pururadan valaistusta. Kaiken kaikkiaan erilaisia kuormituskäyriä on viisi kappaletta. Sähkönkäyttöpaikkoja on muuntopiirissä 13. Myös liittymiä on yhtä paljon, 13. Jakelumuuntajana on 100

kVA pylväsmuuntaja, ja verkko on AMKA-johdinpitoista. Ainoastaan muutama liittymiskaapeli on toteutettu maakaapeloinnilla. Välimatkat jakelumuuntajalta kauimmaisille liittymille ovat kohtalaisen pitkiä, pisin on noin 1000 metriä. Kuormitusten lähtötietoina on käytetty vuoden 2017 toteutuneita vuosikulutustietoja. (PG)

Seuraavassa kuvassa on esitetty muuntopiirin M0909 pääpiirteittäinen rakenne.



Kuva 7.3.1. Muuntopiirin M0909 rakenne (PG)

Seurantalaskennan tulokset on esitetty liitteessä 1.

7.4 Mallinnettujen ja toteutuneiden sarjojen vertailu

Kuormitusmallien ja mitattujen keskituntitehojen eroavaisuuksia voidaan tarkastella vertaamalla seurantalaskennalla saatuja kuormituksia tuntisarjoista saatuihin kulutustietoihin. Näitä tuloksia vertaamalla saadaan kuva, kuinka kuormitusmalleilla mallinnetut kulutukset poikkeavat mitatuista. Kuormitukset on mallinnettu käyttämällä vuoden 2017 vuosikulutustietoja ja jo ennalta määritettyjä kuormitusmalleja. Mitatut tehot on kerätty sähkönkäyttöpaikkojen tuntisarjoista, eli ne ovat kyseisen tunnin keskitehoja. Mitattuja huipputehoja ei ollut käytettävissä, mutta huipputehojen laskennassa lähtötietona on mallinnetun tehon sijaan mitattu keskituntiteho.

Taulukko 7.4.1. Huippukeskituntitehot

	Seurantalaskennalla saadut huippukeskituntitehot		Mitatut	
	P [kW]	**Q [kVar]**	**P [kW]**	**Q [kVar]**
Liittymä (415128)	10.64	3.49	6.34	3.54
Liittymä (415129)	17.45	5.73	19.77	25.22
Liittymä (415130)	0.00	0.00	0.12	-
Liittymä (415131)	0.40	0.13	1.99	-
Liittymä (415133)	0.50	0.16	1.31	0.17
Liittymä (415135)	5.95	1.95	9.08	0.84
Liittymä (415137)	7.45	2.44	7.25	1.72
Liittymä (415739)	3.99	1.31	3.65	-
Liittymä (420614)	12.27	4.03	12.91	-
Liittymä (420615)	3.30	0.67	9.03	3.04
Liittymä (437566)	2.60	0.85	3.65	0.89
Liittymä (439292)	8.39	2.75	4.95	3.4
Liittymä (441495)	1.70	0.56	11.24	4.27
SUMMA	**74.65**	**24.07**	**91.29**	**43.09**

Edellä esitetystä taulukosta on havaittavissa, että pääsääntöisesti mitatut keskituntitehot ovat suurempia kuin kuormitusmalleilla mallinnetut. Liittymän 441495 huippukeskituntiteho oli lähes kymmenkertainen verrattuna mallinnettuun tehoon. Huomattavaa on myös loistehon olevan huomattavasti mallinnettua suurempaa. Vaikkei jokaiselta käyttöpaikalta ollut loistehotietoa saatavilla, on huippuloistehojen summa silti lähes kaksinkertainen mallinnettuun verrattaessa. Koska mallinnuksen lähtötietoina käytettiin vuoden 2017 vuosienergioita, joiden tosiasiallisia osatekijöitä mitatut huippukeskituntitehot ovat, voidaan mallinnuksen tuottamien laskennan lähtötietojen olevan pielessä. Tässä tapauksessa mallinnuksen avulla saadut huippukeskituntitehot olivat pääsääntöisesti liian pieniä toteutuneeseen verrattuna. Kuormitusmalleilla mallinnettaessa ei myöskään huipputuntitehojen esiintymisaika vastannut toteutunutta. Esimerkiksi liittymän 437566 huipputeho oli elokuussa, kun mallinnetussa kuormituksessa huipputeho esiintyy talviarkipäivänä.

Seuraavassa taulukossa on seurantalaskennan tuloksista esitetty jakelumuuntajan huippukuormituksen aikaiset mallinnetut tehot, sekä muuntajan kuormitusaste. Huomattavaa on, että mallinnuksen avulla saatuihin tuloksiin on myös laskettu pienjänniteverkossa syntyneet häviöt.

Taulukko 7.4.2. Seurantalaskennalla lasketut jakelumuuntajan kuormitukset

Muuntajan pätöteho (kW)	Muuntajan loisteho (kVAr)	Näennäisteho (kVA)	Kuormitusaste (%)
40.444	12.869	42.442	42.442

Jakelumuuntajan huipputehot on siis laskettu mallinnetun huippukuormituksen mukaisen tilanteen mukaan. Toteutunut huippukuormitus voidaan selvittää etsimällä muuntopiirin huippukuormitushetki etsimällä käyttöpaikkojen tuntisarjojen tuntien summasta huippukulutus.

Taulukko 7.4.3 Tuntisarjojen avulla muodostetut jakelumuuntajan kuormitukset

Muuntajan pätöteho (kW)	Muuntajan loisteho (kVAr)	Näennäisteho (kVA)	Kuormitusaste (%)
44.82	13.96	46.94	46.94

Laskettuja ja mitattuja tehoja vertaamalla voidaan huomata, että mitattu huippukuorma on mallinnettua suurempi, huolimatta siitä ettei verkon tehohäviöitä ei ole mitattuihin tuloksiin lisätty. Jakelumuuntajan toteutunut huippukuormitusaste nousi noin 4.5 prosenttiyksikköä verrattaessa mallinnettuun.

Jakelumuuntajan lähtöjen mallinnetut huipputehot on esitetty seuraavassa taulukossa.

Taulukko 7.4.4 Jakelumuuntajan lähtöjen mallinnetut huipputehot

	Pätöteho (kW)	Loisteho (kVAr)	Näennäisteho (kVA)
Lähtö (01)	17.436	5.720	18.350
Lähtö (02)	18.219	5.976	19.174
Lähtö (03)	17.438	5.322	18.232

Vastaavalla tavalla kuten jakelumuuntajallakin, voidaan näitä tehoja verrata tuntisarjojen avulla toteutuneisiin tehoihin. Tuntisarjoista saadut lähtökohtaiset tuntitehot on esitetty seuraavassa taulukossa.

Taulukko 7.4.5 Jakelumuuntajan lähtöjen tuntisarjojen avulla muodostetut huipputehot

	Pätöteho (kW)	Loisteho (kVAr)	Näennäisteho (kVA)
Lähtö (01)	19.77	0.12	19.770
Lähtö (02)	16.38	0.69	16.395
Lähtö (03)	23.55	0.21	23.551

Lähdöillä 1 ja 3 toteutunut kuormitus oli suurempi kuin mallinnettu. Lähdöllä 2 kuormitus oli pienempää kuin mallinnettu.

Kokonaisuudessaan voidaan edellisten vertailujen perusteella todeta, että mallinnetut kuormitukset ovat liian pieniä toteutuneisiin verrattuna. Täten myös seurantalaskennan muut tulokset, kuten esimerkiksi jännitteenalenemat, ovat pielessä. Tällöin ne eivät myöskään anna oikeaa kuvaa verkon suorituskyvystä

huippukuormituksen aikana. Tähän perustuen voidaan todeta, että on kannattavampaa käyttää mallinnettujen kuormien sijaan mitattuja kulutustietoja seurantalaskennan lähtötietoina.

7.5 Mittaustiedon käyttäminen nykyisessä verkkotietojärjestelmässä

Tällä hetkellä KSSV:n käytössä olevassa verkkotietojärjestelmässä ei ole kykyä käyttää toteutunutta tuntisarjaa laskennan lähtötietona. (PG manuaali) Tämä ei kuitenkaan välttämättä estä tuntisarjojen hyödyntämistä seurantalaskennan joillakin osa-alueilla. Tässä osiossa tutkitaan nykyisen verkkotietojärjestelmän soveltuvuutta toteutuneiden mittaustietojen hyödyntämiseen.

Nykyisessä verkkotietojärjestelmässä on mahdollista syöttää kuormituksen lähtötietoina mitattu huipputeho. Huipputehon perusteella järjestelmä suorittaa jokaiselle tunnille tehon muodostamisen kuormitusmallien avulla. (PG manuaali) Eli mitattua huipputehoa käyttämällä ei kyetä luopumaan kuormitusmalleista ja näiden mukanaan tuomista virhelähteistä. Huipputeho saadaan tällä tavalla mallinnettua oikein, mutta tällöin myös muut tehot ja energiat muuttuvat kuormitusmallien mukaisesti. Esimerkiksi jos mitattu huipputeho kasvaa, kasvaa myös vuosienergia. Lisäksi huipputehon ajankohtaa ei ole järjestelmään mahdollista syöttää, jolloin huipputehojen ajoittumiset ovat edelleen pielessä. Nämä edellä mainitut ongelmakohdat on nähtävissä myös huipputehoilla suoritetun seurantalaskennan tuloksista, jotka ovat nähtävissä liitteessä 2.

Yleisesti ottaen huipputehoilla suoritetun laskennan tulokset ovat skaalautuneet osittain huomattavastikin suuremmiksi kuin toteutuneet. Esimerkiksi jakelumuuntajan huippukuormitus nousi noin 10 kW suuremmaksi kuin mitä mitattu huippukuormitus oli. Lisäksi jakelumuuntajan lähdön numero kaksi huipputeho nousi lähes kaksinkertaiseksi toteutuneeseen verrattuna. Koko muuntopiirin vuosienergia oli huipputehojen avulla mallinnettuna noin 137 MWh suurempi kuin toteutunut kulutus. Tämän perusteella mitattuja huipputehoja käyttämällä kuormitusmallinnuksen lähtötietoina ei saatu paremmin toteutunutta tilannetta vastaavaa seurantalaskentaa tehtyä.

Kuormitusmalleja voidaan yrittää kiertää määrittämällä jokaiselle sähkönkäyttöpaikalle sama kuormitusmalli, ja syöttämällä käyttöpaikkakohtaisesti tarkasteltavan tunnin (huipputunnin) toteutunut mittaustieto huipputunnin paikalle. Tällöin saataisiin laskettua kyseiselle tunnille seurantalaskenta. Tätä mallia kokeiltiin soveltaa muuntopiirille M0909. Seurantalaskennan tulokset on esitetty liitteessä 2.

Koska verkkotietojärjestelmä joka tapauksessa mallintaa jokaisen kuormituksen kuormitusmallien mukaisesti, on jokaisen muun kuin kyseistä huipputuntia koskevan laskennan tulos automaattisesti väärin. Lisäksi huipputunnin laskennassa tuli esille kuormitusten mallinnuksessa käytetty tehojen

tasoittuminen. Tämä voidaan huomata jakelumuuntajan huippukuormituksen pienentymisestä. Mitatuista tiedoista summattu jakelumuuntajan huippukuormitus oli 46.94 kVA. Tällä seurantalaskennalla vastaava tulos oli noin 30.5 kVA.

Teoriassa tämä voitaisiin kiertää, mikäli määritettäisiin laskennassa laskentaparametreissä kyseisen kuormitusmallin (tai uuden luodun kuormitusmallin) hajonta nollaksi. Tällöin kaavan 7.1.3 mukaan saman kuormitusmallin keskituntiteho olisi riippuvainen pelkästään syötetystä tehosta, sekä käyttöpaikkojen lukumäärästä. Kuitenkin mikäli laskentaparametreissa hajonta määritettäisiin nollaksi, olisi sillä vaikutusta yksittäistenkin käyttöpaikkojen huippukuormitusten laskentaan, mikä ei ole toivottavaa.

Kulutustietojen, kuormitusmallien ja laskentaparametrien päivittäminen on yksinkertaista verraten koko verkon huippukuormituksen ajankohdan selvittämiseen. Johtolähdöllä voi olla tuhansia käyttöpaikkoja, ja näiden tuntisarjoista huippukeskituntitehojen etsiminen on hyvin työläs toimenpide. Lisäksi koska seurantalaskennassa lasketaan jokaisen verkonosan kuormittuminen, jouduttaisiin etsimään ja selvittämään solmukohtaisesti useampia huipputunteja ja syöttämään jokainen kuormitustieto erikseen laskentaan. Ilman automatiikkaa tämä on tekemätön paikka. Lisäksi mallinnettavaksi jäisivät edelleen kaikki muut vuoden tunnit kuin huipputehojen aikaiset. Mitattujen huipputehojen puuttuessa on hajonta-parametrilla huomattava merkitys huipputehojen laskennassa. Mikäli hajonta olisi määritetty nollaksi, laskenta toteutuisi pelkästään keskituntitehoilla. Laskennan kattavuutta lisättäessä edetään väistämättä tilanteeseen, jossa simuloitaisiin jokainen vuoden tunti erikseen.

Koska nykyinen laskentajärjestelmä nojautuu vahvasti kuormitusmalleihin, ja niiden kiertäminen osoittautui käytännössä mahdottomaksi tehtäväksi, on mittaustietojen hyödyntäminen seurantalaskennassa nykyisellä verkkotietojärjestelmällä mahdotonta. Jotta mittaustietoja voitaisiin käyttää, on laskennan suorittavassa järjestelmässä oltava mahdollisuus korvata kuormitusmallien luomat sarjat toteutuneilla tuntisarjoilla.

KSSV on hankkimassa uutta verkkotietojärjestelmää. Järjestelmän tarjoavan yhtiön edustajan mukaan uudessa järjestelmässä on mahdollista korvata kuormituskäyrien mallintamat tehot toteutuneilla tehoilla. Käytännössä mittaustietojen siirtäminen tapahtuisi tämän järjestelmän kohdalla ohjelmistotoimittajan suorittamilla eräajoilla, joissa tietojen lähtöpaikkana toimisi KSSV:n mittaustietojen säilytysjärjestelmä. Tällä hetkellä ei vielä ole tiedossa, tarvitaanko esimerkiksi uusia rajapintoja tämän toiminnan mahdollistamiseksi.

7.6 Muiden mittaustietojen kuin kulutustietojen hyödyntäminen seurantalaskennassa

Seurantalaskennan tuloksena saadaan paljon sähköteknisiä tietoja, kuten esimerkiksi solmupisteiden jännitetiedot. Teoriassa seurantalaskennan tulisi antaa mitattua kuormitustietoa käyttämällä myös mitattuja arvoja vastaavia tuloksia, esimerkiksi jännitteen asiakkaan liittymispisteessä tulisi olla sama sekä mallinnettaessa, että mitattaessa. Nykyisellä seurantalaskentatekniikalla saadut tulokset ovat aina pelkästään kuormituksista ja verkkotietojärjestelmään tallennettujen verkon komponenttien arvoista riippuvaisia, eikä tällä hetkellä ei ole kykyä varmentaa laskennan lopputulosta, vaan saatuihin tuloksiin on yksinkertaisesti luotettava.

Sähkömittarin avulla saatavien mittaustietojen avulla voidaan myös laskennan muita osa-alueita kuin pelkästään lähtötietoina käytettäviä kuormitustietoja tarkentaa. Vertaamalla mitattuja arvoja laskennalla saatuihin tuloksiin saadaan tarkempi kuva verkosta ja laskennassa käytetyistä parametreista. Esimerkiksi mittaamalla sähkömittarin avulla liittymispisteen jännitteet, voidaan näitä verrata verkostolaskennan tuloksiin. Mikäli laskennallisen ja mitatun jännitteen arvoissa on eroa käytettäessä samaa mitattua lähtöarvoa, voidaan perustellusti todeta laskennan muiden muuttujien kuin lähtötietojen sisältävän virhettä. Esimerkiksi jokin komponentti verkossa on saattanut vikaantua tai liitos löystyä, ja tätä kautta aiheuttaa tarkasteltavaan verkkoon lisää impedanssia, joka vaikuttaa asiakkaan liittymispisteen jännitteeseen. Tai verkkotietojärjestelmään on kirjattu väärin käytetyn komponentin tiedot.

7.6.1 Lähtötiedot ja niiden hankkiminen

Nykyisessä verkostolaskentamenetelmässä kolmivaiheiset kuormitukset mallinnetaan symmetrisiksi, joten laskennan tuloskin perustuu kuormien symmetrisyyteen. Tositilanteessa kuitenkin täydellinen symmetrisyys on harvinaista, mikä aiheuttaa virhettä jo laskennan lähtötiedoissa. Koska kuormitus on usein epäsymmetristä, eivät myöskään sähkömittarin mittaamat vaihejännitteet tällöin ole symmetrisiä. Lisäksi keskituntitehojen kanssa toimittaessa on kyseessä nimenomaan kyseisen tunnin tehon keskiarvo, niin mallinnetuissa kuin mitatuissa arvoissa. Tämä ei kuvaa kovinkaan tehokkaasti verkon hetkellistä tilaa, koska tunninkin sisällä voi hetkellinen teho vaihdella voimakkaasti. Tämän lisäksi virtatieto on kyettävä mallintamaan oikein. Kyseiset epäsymmetriaan ja huipputehoon liittyvät ongelmat voidaan ratkaista käyttämällä vaihekohtaista hetkellisiä jännitteen- ja virranmittaustuloksia laskennan lähtö- ja vertailutietona. Tällä tavoin saadaan myös vertailutulos sidottua lähtötietoihin ja vältetään tarve jatkuvalle tietojen keräämiselle. Luonnollisesti tämä laskenta kannattaa tehdä vaihekohtaisesti, koska jokaisella vaiheella on esimerkiksi eri liitokset, joissa tehohäviöitä voi syntyä.

Jotta vaihekohtainen laskenta on mahdollista suorittaa, ovat laskennan lähtötiedot selvitettävä vaihekohtaiseksi. Lisäksi on huomioitava, että nämä kyseiset tiedot on saatava samalla hetkellä jokaisen laskennan alla olevan verkon mittareilta. Mitä tarkemmin saadaan jännite- ja virtamittausten ajoittuminen samaan ajankohtaan, sitä tarkemmaksi ja paikkaansa pitävämmäksi laskenta saadaan. Mikäli mitattu virta saadaan jaettua pätö- ja loiskomponentteihin, tarkentuu laskenta entisestään. Jännite- ja virtatietojen lisäksi on myös verkkokomponenttien ominaisuudet oltava saatavilla vaihekohtaisesti.

Teknisesti tämän laskennan lähtötietojen määrittäminen vaatii sähkömittarin, jonka avulla voidaan mitata ja rekisteröidä hetkelliset jännite- ja virtatiedot vaihekohtaisesti. Parhaimman mahdollisen tuloksen saavuttamiseksi on jokaisen laskennan alaisen sähkönkäyttöpaikan mittarin kyettävä näihin edellä mainittuihin mittauksiin. Tämän lisäksi niiden täytyy pystyä rekisteröimään mitatut tehot muistiinsa myöhempää noutoa varten. Hetkelliset vaihekohtaiset mittaukset ovat tällä hetkellä mahdollisia KSSV:n mittarikannalla E450-sukupolvella ja näitä uudemmilla sähkömittareilla. Luentahetkeä määritettäessä on varmistuttava, että jokainen luettava mittari on oikeassa kellonajassa. Normaalisti tietojärjestelmä pitää sähkömittareiden ja datakeskittimien kellonaikaa yllä, mutta virheiden välttämiseksi ovat kellonajat hyvä tarkistaa.

Yhtäaikaisten mittaustietojen saamiseksi on sähkömittareille kyettävä etukäteen määrittelemään suunniteltu luentahetki. Mikäli suoralla luennalla yritettäisiin suorittaa tarvittavien mittaustietojen hankkiminen, ei esimerkiksi PLC-luentatekniikalla kyettäisi niitä saamaan, johtuen keskittimen vuoroittaisesta kommunikoinnista mittareiden kanssa. P2P-luentateknologioilla tämä on teoriassa mahdollista, mutta yksinkertaisempaa tämä on ratkaista määrittelemällä ennalta luentahetki jokaiselle sähkömittarille.

Joillakin käyttöpaikoilla on asennusvaiheessa vaihejärjestys pyörinyt eteen- tai taaksepäin. Lisäksi etäluennan kommunikointiongelmia on ratkaistu vaihtamalla mittarin vaihejärjestystä. Nämä seikat huomioimatta jätettäessä sekoittavat laskennan lähtötietoja. Nämä virheelliset vaihejärjestystiedot on pyrittävä selvittämään ja korjaamaan ennen laskennan aloittamista. Välttämättä ei fyysisiä korjaustoimenpiteitä tarvitse tehdä, mutta vaihetiedot on oikaistava oikeiksi laskennan lähtötiedoissa. Muuten virtojen summat eivät pidä paikkaansa, ja laskenta ei onnistu.

Jännitteenalenemaa ja jännitejoustoa laskettaessa on tiedettävä myös laskettavan verkon alkupään jännite, eli jännite on kyettävä mittaamaan laskennan alkupisteestä. Jännitteenmittauspisteitä ei käytännössä sähkömittarin lisäksi verkossa ole kuin sähköasemilla. Eli alkupään jännitteelle jännitemittaustulos on saatavilla vasta sähköasematasolla, jolloin tarkan laskennan onnistumiseksi on hetkelliset virta- ja jännitemittaustiedot saatava koko johtolähdön sähkönkäyttöpaikoilta. Näiden hankkiminen voi käytännössä osoittautua hankalaksi, mutta onnistuessaan saataisiin koko johtolähtö

keskijänniteverkko ja jakelumuuntajat mukaan lukien osaksi suoritettavaa laskentaa. Laskennassa tarvittavia lähtötietoja saadaan supistettua, mikäli jännite ja virta mitataan lähempänä kulutuspisteitä, esimerkiksi jakelumuuntajilla. Luonnollisesti alkupään jännitteen mittausten on tapahduttava samaan aikaan kuin sähkömittareiden mittauksetkin. Jakelumuuntajalla tapahtuvissa mittauksissa ei välttämättä jännitemittauksiin ole tarpeellista käyttää kiinteästi asennettavaa mittausjärjestelmää, vaan mittaus voidaan suorittaa suoraan jakelumuuntajan pienjännitepuolen kiskoista. Virtojen mittaaminen ilman kiinteää mittalaitetta on hieman hankalampaa suorittaa, koska jokaiselta lähdöltä on jokainen vaihe kyettävä mittaamaan samanaikaisesti. Aivan välttämätöntä ei virtojen mittaus laskennan onnistumiseksi ole, mutta sen avulla saataisiin lisätietoa virtojen aiheuttajista kyseisellä johtoreitillä. Tulevaisuudessa yleistyvä muuntamovalvonta tuo jakelumuuntajille mittauslaitteistoa, jonka avulla voidaan hetkelliset virrat ja jännitteet saada ilman manuaalisesti tapahtuvaa mittausta.

7.6.2 Laskentaohjelma

Jotta kyseinen laskenta voidaan suorittaa, täytyy laskentaohjelmistolla olla tarvittavat laskentamekaniikat. Lisäksi laskentaohjelmiston täytyy sisältää tai sinne täytyy olla mahdollista viedä laskentaan tarvittavat arvot, kuten verkkokomponenttien ominaisarvot sekä jännite- ja virtatiedot. Koska käsiteltävää dataa on paljon, on tietojen vieminen oltava mahdollista automatiikan avulla. Aivan välttämätöntä ei tulosten vertailun onnistuminen laskentaohjelmistossa ole, mutta kyseisen ominaisuuden laskentaohjelmistoon sisällyttäminen vähentäisi manuaalisen työn määrää.

Nykyisessä KSSV:n verkkotietojärjestelmässä verkostolaskennassa lähtöarvot syötetään kuormitustietoina, joiden avulla edellä esitetyn kaltaisesti mallinnetaan verkossa esiintyvät virrat. Koska esimerkiksi kuormitukset oletetaan mallinnuksissa symmetrisiksi, ei tämä mallinnustekniikka ole soveltuva vaihekohtaisen laskennan suorittamiseksi. Verkkotietojärjestelmässä ei ole mahdollista syöttää kuormitustietoja virtoina. Myöskään laskentaa ei ole mahdollista suorittaa vaihekohtaisesti. Tämän perusteella ei nykyistä KSSV:n verkkotietojärjestelmää voida soveltaa edellisen kaltaisen laskennan suorittamiseen (PG manuaali)

Välttämättä ei verkkotietojärjestelmää ole pakko käyttää edellisen laskennan toteuttamiseksi, vaan laskentaan voidaan käyttää muitakin laskentaohjelmistoja. Verkkotietojärjestelmän käyttäminen on kuitenkin perusteltua, koska laskentamekaniikat ovat samat kuin seurantalaskennassakin, joten ne ovat ohjelmistossa jo valmiiksi. Lisäksi verkkotietojärjestelmiin on valmiiksi tallennettu muut laskennassa käytettävät tiedot, kuten käytettyjen johtimien pituudet ja ominaisresistanssit, hyvin yksityiskohtaisesti. Näiden tietojen siirtäminen ja mallintaminen ulkopuolisiin järjestelmiin voi olla työläs ja aikaa vievä toimenpide, sekä sisältää mahdollisuuksia virheisiin. Nämä virhemahdollisuudet korostuvat, mikäli

lasketaan suuria määriä verkkoja tai isoja kokonaisuuksia kerrallaan. Lisäksi ulkopuolisesta laskentaohjelmasta syntyy lisäkuluja, kuten hankinta- ja ylläpitokulut.

Vaihekohtaisen laskennan onnistumiseksi on verkkotietojärjestelmän laskentaa yksinkertaistettava. Laskettaessa hetkellisiin arvoihin perustuvilla tiedoilla ei ole tarpeellista mallintaa virtoja tai niiden hajontoja kuormitusmallien avulla, joten kuormitusten mallintaminen voidaan jättää kokonaan pois. Ja koska lasketaan vain yhden tietyn hetken arvoja, voidaan kaikki muut laskettavat kuin hetkellisarvoihin osa-alueet, esimerkiksi vuosienergia ja huipputunnin esiintymisaika, jättää pois. Lisäksi täytyy lisätä mahdollisuus vaihekohtaiseen laskentaan.

8 Pienjänniteverkon vianhallinta

AMR-mittareiden yleistymisen myötä on pienjänniteverkon vianhallintaan tullut lisäpotentiaalia. Ennen etäluentaa pienjänniteverkon vikailmoitukset perustuivat käytännössä asiakkaiden tekemiin ilmoituksiin. Työn tässä luvussa on tarkasteltu tarkemmin, kuinka sähkömittareita voidaan soveltaa vianhallinnassa.

8.1 Vian havainnointi sähkömittarilla

Sähkömittarin kyky huomata pienjänniteverkon vika perustuu pohjimmiltaan sen kykyyn mitata jännitettä ja virtaa. Tyypillisimmät viat on jännitteen puuttuminen tai nollavika. Jännitteen puuttuminen voidaan havaita kolmivaihemittareilla vaiheittain joko vaihejännitteiden mittaustulokset lukemalla tai sähkömittarin lokeja tutkimalla. Yksivaiheisilla sähkömittareilla jännitteen puuttuminen aiheuttaa mittarin toimimattomuuden. Seuraavassa kuvassa on esitetty kaksivaiheinen katko huomattuna mittarin lokeista.

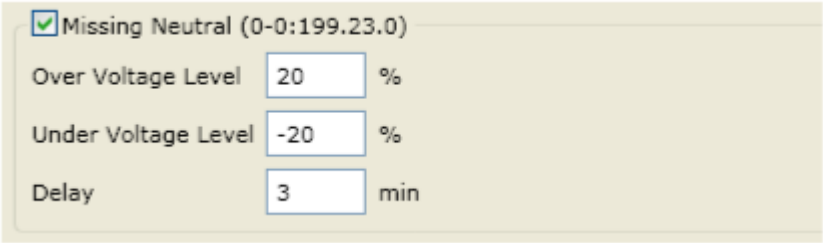
Nimi	Arvon merkitys	Luettu
Sähkökatko L1	Ei sähkökatkoa	2018-04-24 09:20:02
Sähkökatko L2	Sähkökatko	2018-04-24 09:20:02
Sähkökatko L3	Sähkökatko	2018-04-24 09:20:02

Kuva 8.1.1. Sähkömittarin rekisteröimä kaksivaiheinen katko (AIM)

Vastaavalla tavalla myös nollavika voidaan havaita tutkimalla sähkömittarin lokitiedostoja. Nollavian havaitseminen perustuu jännite-epäsymmetriaan ja niiden ennalta ohjelmoituihin arvoihin. Seuraavassa kuvassa on esitettynä periaate, jonka mukaan sähkömittari tunnistaa nollavian. Kuvassa on nuolilla kuvattuna vaihejännitteet vektoreina. Vasemmalla puolella on terve tilanne, jossa vaihejännitteet ovat noin yhtä suuria. Oikealla puolella on esitetty nollajohtimen puuttuminen. Nollajohtimen puuttuminen on muuttanut vaihejännitteitä nimellisarvoistaan.

Kuva 8.1.2. Nollavian tunnistaminen sähkömittarilla (E450 tuotekuvaus)

Nollavian kynnysarvot ovat ohjelmoitavissa.



Kuva 8.1.3. Puuttuvien nollajohdinten kynnysarvojen ohjelmointi (E450 tuotekuvaus)

Seuraavassa kuvassa on esitetty sähkönlaadun mittausta käsittelevän kappaleen kuvan 3.5.1.2 epäsymmetristen jännitteiden perusteella tehty sähkömittarin päätelmä ja rekisteröinti nollajohtimen katkeamisesta.

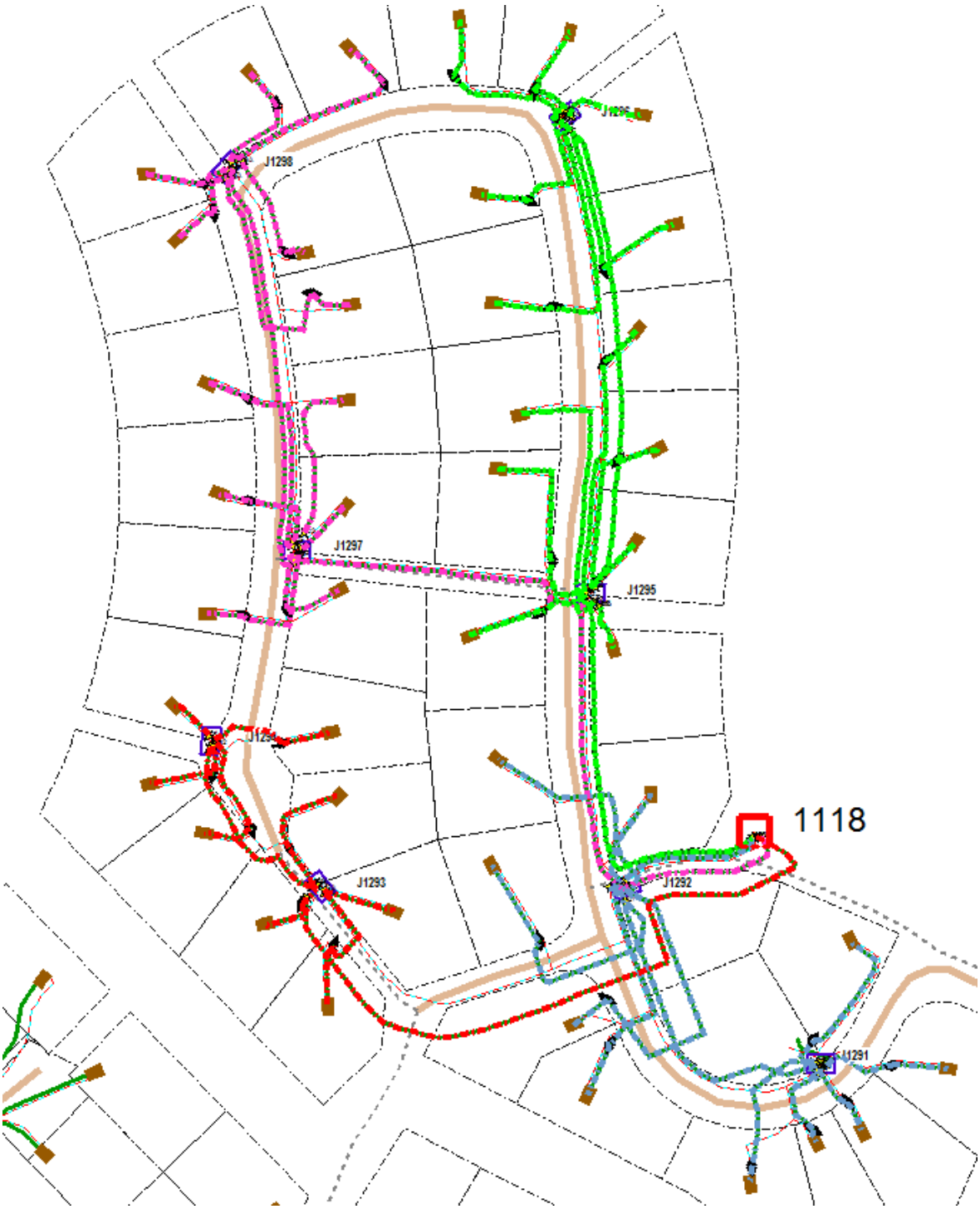
Aika	Kuvaus	Tietojen määrä
2018-02-02 09:01:54	Hälytykset ja tapahtumat: Nollajohdin puuttuu	0
2018-02-02 03:37:53	Hälytykset ja tapahtumat: Nollajohdin puuttuu	0
2018-02-01 23:56:39	Hälytykset ja tapahtumat: Nollajohdin puuttuu	0

Kuva 8.1.4. Sähkömittarin rekisteröimä nollajohtimen katkeaminen (AIM)

Vastaavalla tavalla myös ali- ja ylijännitteet, sekä keskeytykset voidaan mittarilla havaita ja rekisteröidä. Tätä aihepiiriä on tarkasteltu tarkemmin tämän työn aiemmassa vaiheessa sähkönlaatua käsittelevässä kappaleessa.

8.2 Vika-alueen rajaaminen

Sähkömittarin sijaitessa jakeluverkon päässä, näkyy jokaisen sähkön syöttöreitillä olevan suojauslaitteen toiminta sähkömittarin mittauselementeissä. Tätä ominaisuutta voidaan hyödyntää vian rajauksessa. Tarkastellaan esimerkiksi seuraavan kuvan pienjänniteverkkoa.



Kuva 8.2. Esimerkkimuuntopiiri johtolähdöittäin väritettynä (PG)

Kuvaan on ruskeilla suokulmioilla merkitty liittymät, joilla sähkönkäyttöpaikat ja sähkömittarit sijaitsevat. Liittymää ja sähkömittaria suojaavan pääsulakkeen toimiminen aiheuttaa jännitteettömyyden mittarin kyseistä vaihetta mittaavassa terminaalissa. Saman verkon muissa mittareissa ei asiakkaan pääsulakkeen palaminen näy, vaan jännitteet pysyvät normaaleina mittausterminaaleissa. Muuntopiirin muiden sähkömittareiden jännitetiedot tai rekisterit lukemalla voidaan näin ollen todentaa jännitteettömyyden johtuvan asiakkaan pääsulakkeen palamisesta. On myös huomioitava, että

sähkömittarin toimimattomuus on myös mittaustulos, jonka tulkinta riippuu käytettävästä kommunikaatioteknologiasta ja mittarin vaihemäärästä.

Vastaavalla tavalla voidaan jännitetietoja ja rekisterien sisältämiä tietoja yhdistelemällä päätellä myös ennen pääsulakkeita tapahtuvat viat. Esimerkiksi edellä esitetyssä kuvassa punaisella merkityllä lähdöllä on jakokaappi J1293, joka sisältää viisi lähtöä, neljä liittymille sekä yksi jakokaapille J1294. Jokainen lähtö on suojattu sulakkein. Mikäli esimerkiksi jakokaapille J1294 lähtevän lähdön jonkin vaiheen suojaus toimisi, näkyisi se vaiheen puuttumisena jokaisella jakokaapin J1294 jälkeisellä liittymällä. Välttämättä puuttuva vaihe ei sähkömittarilla ole sama, koska asennusvaiheessa on vaihejärjestys voinut pyöriä. Olennaisinta on, että vika näkyy jokaisella jakokaapin J1294 jälkeisellä sähkömittarilla. Tällöin nämä mittaustulokset yhdistämällä voidaan todeta jännitteettömyyden johtuvan jakokaapilla J1293 toimineesta suojauksesta J1294 lähdöllä. Vastaavalla tavalla mittaustietoja yhdistelemällä voidaan päätellä myös jakelumuuntajalla palanut sulake.

Edellä esitetyllä tavalla systemaattisesti tekemällä mittaustietojen yhdistelyä voidaan selvittää verkon vianalainen osa ja päätellä vika-alue. Luonnollisesti ennen päättelyn aloittamista tulee selvittää, ettei vika ole jakelumuuntajaa syöttävässä verkossa. Kaikkein järkevintä on laittaa järjestelmä tekemään tämä päättelytyö, jolloin aikaa ei kulu jokaisen mittarin erikseen lukemiseen. Tämä tosin edellyttää mittavaa ohjelmointia rajauksen tekevään järjestelmään.

8.3 Vikatiedon siirtäminen tietojärjestelmiin

Jotta sähkömittareiden verkon valvonta olisi tehokkaampaa kuin asiakkaiden tekemät vikailmoitukset, täytyy tieto viasta saada siirrettyä verkon käytöstä vastaaville henkilöille automaattisesti. Havaitusta viasta siirretään mittaustiedot eteenpäin mittaustietojärjestelmään käyttämällä sähkömittarin käyttämää kommunikointiteknologiaa. On kannattavampaa käyttää siirrettävänä hälytystietona rekistereiden tietoja, koska hetkelliset jännitteet ovat nimensä mukaisesti hetkellisiä ja ne voivat muuttua jatkuvasti. Esimerkiksi edellä kuvatussa nollaviassa tietystä ilmansuunnasta tuleva tuuli riitti heiluttamaan nollajohtimen heikkoa kiinnitystä. Tällöin nollavika ei ollut jatkuva, ja sen löytäminen oli hankalaa. Paikan päältä oikosulkuvirtoja mitattaessa ei havaittu epäsymmetriaa, ja tehtiin virheellinen päätelmä ehjästä johtimesta. Sähkömittarin rekistereihin oli kuitenkin tallentunut puuttuvasta nollajohtimesta hälytykset, joiden perusteella vian etsintää jatkettiin ja vika lopulta löydettiin.

Saapuneita hälytystietoja voidaan lukea joko mittaustietojärjestelmästä, tai hälytystieto voidaan siirtää eteenpäin päivystäjälle SCADA:n ja DMS:n. Tällöin ei päivystäjän tarvitse hallita erikseen mittaustietojärjestelmiä ja tietojen yhdistäminen verkon tilannekuvan kanssa on saumatonta. Esimerkiksi Elenia on yhdistänyt edellä mainitulla tavalla mittaustietojärjestelmän vianhallintatiedot

käytöntukijärjestelmäänsä, ja he ovat todenneet sen hyvin käyttökelpoiseksi työkaluksi pienjänniteverkon vianhallinnassa. Vastaavanlainen hälytysjärjestelmä on osittain käytössä myös KSSV:n toiminnassa. (Elenia AMI)

Vastaavalla tavalla sähkömittarilta voidaan siirtää käytettäviin järjestelmiin tieto vian poistumisesta. Tällöin voidaan reaaliaikaisesti seurata korjaustöiden etenemistä ja varmistaa jokaisen sähkönkäyttöpaikan saavan sähköt takaisin. Tällä tavoin toimittaessa ei maastossa olevan korjaushenkilökunnan tarvitse käydä toteamassa jännitteiden palautumista paikan päällä. Esimerkiksi suurhäiriötilanteessa tämä vapauttaa resursseja nopeammin toisille vioille ja pitää yllä verkon reaaliaikaista tilannetta.

Vikatietojen siirtämiseksi sähkömittarilta järjestelmiin on olemassa muutamia eri toimintamalleja. Ensimmäisessä toimintamallissa sähkömittari on ohjelmoitu lähettämään tiedot vian havaitessaan. Jos jokainen verkon sähkömittari ohjelmoidaan lähettämään vikailmoitus, saadaan jokaisesta vian vaikutuksen alaisesta sähkömittarista tieto viasta. Tämä toimintamalli edellyttää, että jokaisella mittarilla on vianhallintaominaisuudet käytössään. Välttämättä ei jokaiselle sähkömittarille ole tarvetta sisällyttää hälytysominaisuuksia, vaan valikoimalla hälyttävät mittarit erikseen voidaan vähentää vianhallintaominaisuuksia sisältävien sähkömittareiden tarvetta. Jaottelu voitaisiin tehdä esimerkiksi ryhmittäin. Tällöin ei jokaiselle sähkömittarille tarvitse erikseen ohjelmoida hälytystoimintoja, mutta esimerkiksi verkon suojaukseen käytettävien varokkeiden toiminta saadaan selville yhtä lailla. Mikäli mietitään kuvassa 8.2 esitetyn jakokaapin J1293 jakokaappia J1294 syöttäneen kaapelin suojauksen toimineen, saadaan tieto kyseisen ryhmän vian alaisuudesta J1294 syöttämien ryhmien mittareilta. Mikäli näitä ryhmiä olisi esimerkiksi neljä, ja jokaisessa ryhmässä kaksi sähkömittaria, tulisi kahdeksalta mittarilta hälytystieto. Jos ohjelmoituja sähkömittareita on vain yksi, tulisi vain yksi hälytystieto. Yhden ohjelmoidun sähkömittarin tilanteessa on riskinä, että vian suojaus on tapahtunut sähkömittaria suojaavissa varokkeissa, eikä ryhmää suojaavissa. Tämä tosin voidaan nopeasti todentaa, kun luetaan saman ryhmän toiselta sähkömittarilta hälytystiedot.

Jokaisen mittarin hälytysmallilla positiivisena puolena on vianhallinnan täydellinen kattavuus, sekä vikatietojen päivittyminen lähes reaaliajassa. Täydellisen kattavuuden kääntöpuolena on suuri määrä virhetietoja. Sähkömittarin toimimattomuus esimerkiksi pääkytkimen kääntämisen vuoksi aiheuttaisi turhia hälytyksiä. Vikatiedot päivittyvät yhtä nopeasti myös ryhmäkohtaisesti ohjelmoitujen sähkömittareiden avulla. Ryhmäkohtaisen ratkaisun myötä joudutaan kuitenkin luopumaan täydellisestä kattavuudesta. Toisaalta tällöin hälytystoimintaan valittavien mittareiden oikealla valinnalla voidaan välttää turhat hälytykset suurimmalta osalta ja toteuttaa verkon valvontaa pienemmällä määrällä mittareita. Jotta näitä toimintamalleja voidaan käyttää, on sähkömittarilla oltava kyky lähettää vikatiedot. Mikäli tätä ominaisuutta ei mittareille ole tehtaalta tilattaessa sisällytetty, joudutaan se jälkikäteen

ohjelmoimaan niille. Pahimmassa tapauksessa joudutaan sähkömittari vaihtamaan kokonaan. Lisäksi tietojärjestelmiin tulee lisätä hälytystietoja käsittelevät komponentit.

Toinen vikatietojen siirtämistapa on järjestelmän tekemä tietojen nouto. Tässä mallissa järjestelmä noutaa mittareiden vikatiedot ennalta määritellyllä syklillä mittareiden rekistereistä, vastaavalla tavalla kuin kulutuslukemat. Mikäli vianhallintaa hoidetaan noutotekniikalla, on sähkömittarilta itseltään vaadittava tekniikka yksinkertaisempaa. Tällöin mittaustietojärjestelmään saapuu hälytys jokaisesta vian rekisteröimään kykenevästä mittarista, eikä sähkömittarin kykyä tehdä hälytystä tarvita. Tässä tapauksessa on mittauskalustolle riittävää, että viat pystytään havainnoimaan ja rekisteröimään. Toisaalta luentajärjestelmän on kyettävä suurempaan luentasykliin. Tämä voi koitua ongelmalliseksi, esimerkiksi datakeskittimiltä saattaa muisti käydä rajalliseksi ja se joudutaan jakamaan uudelleen. Tällä voi olla vaikutusta kykyyn säilyttää kulutuslukemia.

Sähkömittari menettää kykynsä toimia verkkojännitteen kadotessa. Tällöin ei myöskään hälytystä kyetä tekemään. Joillekin mittarimalleille on mahdollista saada ns. ”viimeinen henkäys” (last gasp) –toiminto, joka lähettää hälytystiedon täyskatkosta tekstiviestillä, kun mittari huomaa täyskatkon. ”Viimeisen henkäyksen” avulla voidaan hälyttää täyskatkoista reaaliajassa. Tämä on käytännössä ainoa keino saada varma tieto täyskatkosta. Sähkötön mittari näyttäytyy tietojärjestelmiin samalla lailla kuin sellainen, jonka kommunikaatio ei toimi. Tällöin nämä voidaan sekoittaa helposti toisiinsa. PLC-mittareille ”viimeisen henkäyksen” käyttöönotto ei onnistu, koska niillä ei lähtökohtaisesti ole mahdollista kommunikoida muuten kuin sähköverkon kautta. PLC itsessään muuttuu mahdottomaksi, kun kantoaalto katoaa.

8.4 Hälytystietojen lajittelu, vian rajaaminen ja suodattaminen

Jokaisella hälytysmallilla on ongelmana suurviasta selviytyminen. Tässä tapauksessa suurvian määritelmäksi riittää, että hälytystietoja käsittelevä järjestelmä kaatuu ilmoitusten määrän takia. Tyypillisesti tällainen vika voi olla keskijännitelähdön suojauksen toimiminen, jolloin kaikki lähdön alaiset hälytystoimintaan ohjelmoidut sähkömittarit hälyttävät. Keskijänniteverkon suojaus katkaisee kaikki kolme vaihetta kerralla. Tätä ominaisuutta voidaan hyödyntää jättämällä mittareilta täyskatkohälytys pois, jolloin katkaisijan toiminnasta ei aiheudu katkotietotulvaa. Vastaavasti myös pääkytkinten käyttämisen aiheuttamat katkot jäävät tällöin pois. Haittapuolena tässä toimintamallissa on se, että myös kaikki muut täyskatkon aiheuttavat viat jäävät pois, mikä ei ole tarkoituksenmukaista.

Jotta täyskatkoja ei tarvitsisi jättää pois, täytyy hälytystulvaa kyetä hallitsemaan. Keskijänniteverkon suojauksen toimiessa hälytystietoja tulee sähkömittareilta suuri määrä, eikä niillä päivystäjä tee mitään tarkemman ja nopeamman tiedon tullessa SCADA:sta. Tällöin voidaan tarpeeton tieto hylätä jo ennen

kuin se saapuu järjestelmään. Käytännön tasolla hylkäämisen onnistuminen vaatii erillisen tietoteknisen välikappaleen lisäämistä käytettävien tietojärjestelmien ja saapuvan hälytystiedon välille. Kaikki sähkömittareilta saatavat hälytystiedot kulkisivat välikappaleen kautta tietojärjestelmiin. SCADA:sta saatava katkotieto siirretään välikappaleeseen ennen kuin sähkömittareille asetettu viive lähettää (tai järjestelmä noutaa) sähkömittareilta vikatiedon. Esimerkiksi välikappaleeseen voisi olla valmiiksi ohjelmoituna, mitä käyttöpaikkoja minkäkin katkaisijan toimiminen koskettaisi. Tällöin saapuneen hälytystiedon käyttöpaikkaa vertaamalla ”kieltolistaan” voidaan se hylätä. Toimineen katkaisijan ulkopuolelle jääneet käyttöpaikat jatkaisivat vianhallintatoimintaa normaalisti. Välikappaleeseen voisi myös asettaa hälytystietojen estoja manuaalisesti, esimerkiksi suurvian aikana voitaisiin kaikki hälytykset ottaa pois käytöstä.

Välikappale voisi säilyttää hälytystiedot itsessään, vaikkei niitä juuri sillä hetkellä tarvittaisikaan. Yksittäisen blokattu vikatieto jäisi odottamaan korjauskuittausta sähkömittarilta. Mikäli kuittausta vian poistumisesta ei käyttöpaikalle ole saapunut eston poistuessa, siirrettäisiin tällöin yhä aktiivinen hälytystieto eteenpäin tietojärjestelmiin. Mikäli kuittaus on tullut, ei kyseisestä tapahtumasta ole tarpeen siirtää tietoja eteenpäin jolloin hälytys poistuisi. Välikappaleeseen olisi tietysti hyvä sisällyttää historialoki tarkempia tarkasteluja varten.

Välikappaletta voidaan hyödyntää myös hälytystietojen luokittelussa ja jaottelussa. Mikäli sähkömittareilta tulee hälytys, eikä ole tietojärjestelmien puolelta tullut perustetta hylätä tietoa, voidaan jaottelu ja luokittelu suorittaa välikappaleessa ennen lopullisen tiedon siirtämistä tietojärjestelmiin. Tällöin ei päivystäjälle tule kuin yksi tieto. Samasta viasta tulee tieto lähes samalla aikaleimalla noin yhtä aikaa kaikista, ja lajittelu tapahtuisi näiden tietojen perusteella. Osittain ohjelmoidussa toimintamallissa voitaisiin vikatilannetta tarkentaa suorittamalla tietojen haku hälytyksen alaisilta ryhmiltä. Välttämättä ei ole tarkoituksenmukaista hakea aivan jokaisen kerrostalon sähkömittarin tietoa, vaan esimerkiksi kahden tai kolmen mittarin mittaustietoa voidaan pitää riittävänä.

8.5 Vianhallintatoimintaan käytettävien komponenttien vaatimukset

Luonnollisesti sähkömittarilla itsellään täytyy olla rakennettuna kyky vikojen havaitsemiseen ja toimintamallista riippuen niistä hälyttämiseen. Kommunikaatiovaihtoehdoista kannattaa käyttää P2P-teknologiaa, jolloin sähkömittarin etäluentakyky säilyy osittaisessa sähkökatkossa. Täyskatkojen havainnoimiseksi on sähkömittarille sisällytettävä ”viimeinen henkäys”-toiminto. Mikäli PLC-kommunikaatiota käytetään, on keskittimelle ohjelmoitava hälytystietojen eteenpäin vienti niiden ilmaantuessa. Samalla on myös tunnistettava se riski, että PLC-mittarit menettävät kommunikointiyhteytensä mikäli keskitin menettää käyttöjännitteensä. Tällöin ei myöskään vianhallintaa

voida suorittaa. Järjestelmille on rakennettava kyky tunnistaa keskittimen toimimattomuus. Vianhallintaan sovellettavien tietojärjestelmien on oltava käyttökelpoisia vianhallintatoimintaan.

8.6 KSSV:n vianhallintatoiminta AMR-mittareiden avulla

Tällä hetkellä KSSV:n vianhallinta toiminnassa on käytössä yksi P2P-kommunikointiteknologiaa käyttävä kolmivaiheinen mittarimalli, joka on profiloitunut käytettäväksi enemmänkin taajaman ulkopuolisissa verkoissa. Käytännössä mittarimallia ei ole asennettu käyttöpaikoille vianhallinta ominaisuuksien vuoksi, vaan se on asennettu kustannus- ja kommunikointiteknisistä syistä. Tästä johtuen asennukset ovat painottuneet tietyille alueille, eikä aukotonta valvonta-aluetta ole luotu. Mittarimallia on tosin käytetty ahkerasti KSSV:n toiminnassa, verkkoon kytkettynä tällä hetkellä on noin 9500 kappaletta, lähes 20 prosenttia suorista mittareista. Hälytystoiminnan mahdollistavat ohjelmoinnit on tehty sähkömittareille jälkikäteen. Hälytystiedot on siirretty suoraan xml-rajapinnan kautta suoraan DMS:n.

Mittarit on ohjelmoitu hälyttämään yli- ja alijännitteistä (joihin lukeutuvat vaihekohtaiset katkot), muttei kolmivaiheisesta katkosta. Tällä tavoin toimimalla on vältetty keskijänniteverkon suojauksen toimimisen mukanaan tuoma hälytysviestien tulva. KSSV:llä on käytössään kuittaustoiminta, eli saapunut vika kuittaantuu kun sähkömittarilta saapuu tieto vian poistumisesta. Teknisesti hälytystoimintaan käytetyssä mittarimallissa on mahdollista tuoda ilmoitus myös täyskatkoista, mutta sähkömittareita tilattaessa tätä ominaisuutta ei otettu käyttöön. Hälytystoimintaan käytettävillä sähkömittareilla on kommunikointinsa puolesta SIM-kortit jo valmiiksi, joten niitä ei tarvitse jälkikäteen asentaa. Jälkikäteen ohjelmoitaessa mittareille hälytystoimintoja oli mittarin oltava kytkettynä sähköihin, ja kommunikoinnin toimittava, jotta ohjelmointi onnistui. Käytännössä tämä tarkoitti, että sähkömittarin oli oltava aktiivisessa käytössä ja kuuluvuuden piirissä, kun ohjelmointia tehtiin. Tästä syystä varastossa ja verkossa on tämän mallin sähkömittareita, joilla ei ole käytössä vianhallintaominaisuuksia.

Sähkömittareiden osalta vianhallintaa voitaisiin parantaa ohjelmoimalla loputkin käytössä olevat tämän kyseisen mallin mittarit. Lisäksi uudemman kolmivaiheisen P2P-mittarin kyky osallistua vianhallintatoimintaan tulee selvittää laitevalmistajan kanssa. Myös yksivaiheiset P2P-mittarit voitaisiin ohjelmoida mukaan vianhallintatoimintaan soveltuvin osin. ”Viimeinen henkäys” –ominaisuus voitaisiin sisällyttää P2P-mittareille vaihemäärästä riippumatta. Kaikkien sähkömittareiden vaihtamista P2P-teknologialle ei nykyisillä kustannuksilla kannata tehdä. PLC-teknologian muuntopiireille voitaisiin suuriin ryhmittymiin, esimerkiksi kerrostalojen kiinteistöjen mittareiksi, vaihtaa yksittäisiä P2P-mittareita vianhallintatoimintaa silmällä pitäen. Tällä tavoin saataisiin PLC-muuntopiirin kerrostalojen kaikki vaiheet valvonnan piiriin. Tällä olisi kommunikointikustannuksia nostava vaikutus, noin 12 € per mittari per vuosi. Luonnollisesti myös kuluiksi on luettava muut vaihtotöistä ja laitehankinnoista aiheutuvat kustannukset. Vaihtoehtoisesti sähkömittareita voitaisiin asentaa pelkästään hälytystehtäviä silmällä pitäen verkkoon.

Mikäli esimerkiksi hälytystoiminnan omaava mittari asennettaisiin jakokaappiin, tai erilliseen koteloon pylväälle, voitaisiin sen avulla suorittaa verkon valvontaa. Esimerkiksi edellä mainitun 1000 voltin verkon katkaisijan tilatieto voitaisiin välillisesti saada siirrettyä tietojärjestelmiin.

Joillakin jo ohjelmoiduilla sähkömittareilla on havaittu virheellisiä ilmoituksia nollajohdinten katkeamisista. Näistä päästään eroon ohjelmoimalla kyseisille mittareille korkeammat raja-arvot nollavian tunnistamiseen.

PLC-mittareita, vaikka käytännössä niillä on samat mittausominaisuudet kuin P2P-mittareillakin, ei voida vianhallintatoiminnassa tehokkaasti hyödyntää. Ongelmapisteeksi PLC:ssä nykyisillä KSSV:n mittareilla muodostuu tiedonsiirto ja keskitin. Sähkömittari ei automaattisesti lähetä tietoa viasta, vaan keskitin noutaa tiedon mittarilta. Keskitin ei osaa lähettää vikatietoa eteenpäin järjestelmiin sen havaittuaan, vaan tieto siirtyy normaalin luentasyklin mukana. Landis + Gyr:ltä tiedusteltaessa, onko hälytyksen lähetysominaisuutta tulossa nykyisille keskittimille, totesivat he näiden laitteiden kehitystyön loppuneen, eli sitä ei ole saatavissa. Näin ollen nykyisten PLC-mittareiden käyttö vianhallintatoiminnassa ei ole kovin tehokasta, vaan se joudutaan rajoittamaan keskittimien normaalien luentasyklien mukaiseksi.

Jotta kaikki käytettävissä olevat hälytysominaisuudet voitaisiin maksimaalisesti hyödyntää, tulee tässä kappaleessa aiemmin esitelty välikappale tai vastaava ratkaisu ottaa käyttöön. Tällöin ei tarvitse luopua täyskatkojen hälytyksistä, sekä vikojen hallinta helpottuu välikappaleen tarjotessa suoraan hälytysten yhdistämisen ja lajittelun. Tilannekuva suurhäiriössä saataisiin välikappaleen avulla ulottumaan myös pienjänniteverkkoihin.

8.7 Taloudelliset perusteet vianhallintajärjestelmälle

Nykyisellä neljännellä valvontajaksolla ei laatukannustimessa huomioida pienjänniteverkon keskeytyskustannuksia, joten sitä kautta ei saada perustetta laitteen vaihdolle. Pienjänniteverkon keskeytyskustannuksia ei huomioida myöskään viidennellä valvontajaksolla. Tämä huomioiden taloudelliset perusteet tällä hetkellä tulevat vakiokorvausten välttämisestä ja palkkakustannuksissa säästämisestä. Vakiokorvauksessa on ongelmana, että korvaukseen oikeuttavan ajan kertyminen alkaa vasta verkonhaltijan saadessa tiedon keskeytyksestä. Tämä huomioiden voi sähkömittarin tekemällä ilmoituksella olla jopa taloudellisesti negatiivinen vaikutus verkonhaltijan kannalta. (Vakiokorvaus ohje) Hälytystietojen avulla saadaan selville vika-alue ja vianlaatu, joten vian tunnistaminen, löytäminen ja korjaaminen nopeutuvat, jolloin palkkakustannukset pienenevät. Myös toiminnan laatu paranee vianhallintaominaisuuksien myötä, mutta sen mittaaminen ja todentaminen taloudelliselta näkökantilta on haastavaa. Kesken sähkömittarin elinkaaren ei tällä hetkellä kannata mittarinvaihtoja vianhallintaominaisuuksien vuoksi tehdä. Seuraavan sukupolven ja osan nykyisten sähkömittareiden

elinkaari tulee ulottumaan yli viidennen valvontajakson, joten näiden ominaisuuksia määritettäessä on syytä seurata valvontamallin kehitystä.

9 Omaisuuden hallinta

Mittaustoimintaan käytettävien komponenttien ja ohjelmistojen arvo on suuri. KSSV:n sähkömittariomaisuuden jälleenhankinta-arvo on noin 10,5 miljoonaa euroa, noin viisi prosenttia koko verkon jälleenhankinta-arvosta. Verkkoyhtiön kannalta mittausomaisuuden toiminnan ja hallinnan optimoiminen on tärkeää, jotta kyetään mahdollisimman taloudelliseen ja tehokkaaseen toimintaan. Täten saadaan mittausomaisuuteen sidottu pääoma tuottamaan mahdollisimman tehokkaasti.

9.1 Mittaustoiminnan kehittäminen

Perusperiaatteena mittaustoiminnan kehittämisessä on minimoida pitkän aikavälin kokonaiskustannukset. Käytännössä tämä tarkoittaa, että mittaus- ja mittauksiin liittyvä toiminta järjestetään teknisten reunaehtojensa puitteissa mahdollisimman taloudellisella tavalla.

Mittausomaisuuden vaatimusten reunaehdot tulevat hyvin pitkälti sääntelyn vaatimuksista. Jotta vältytään tarpeettomalta mittausomaisuuden muuttamiselta, tulee omaisuutta ja sen käyttöön liittyvää tarpeistoa hankittaessa huomioida vaatimusten asettamat reunaehdot. Tietysti kaikkea ei ole mahdollista ennustaa onnistuneesti, josta miljoonakustannukset mukanaan tuoma varttitase on vahva esimerkki.

Jo valitun mittausomaisuuden potentiaali kannattaa ehdottomasti maksimaalisesti hyödyntää. Tämän työn aiemmassa vaiheessa esitelty katkolaitteettomien mittareiden korvaaminen katkolaitteellisilla on kannattavana toimenpiteenä esimerkki mittaustoiminnan onnistuneesta kehittämisestä.

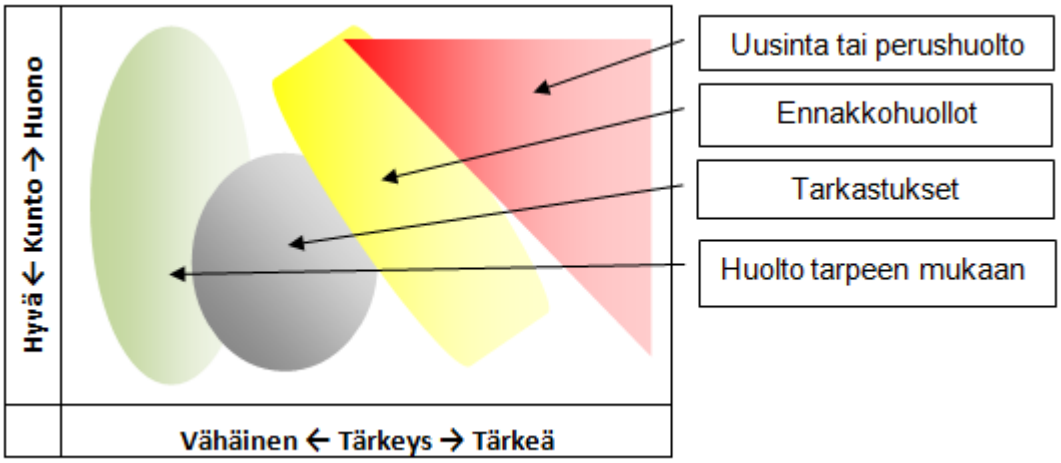
Jotta mittausomaisuuden kehittäminen on mahdollista, täytyy olla käsitys mittaustoimintaan sitoutuneesta omaisuudesta ja sitä kautta rahamäärästä, minkä mikäkin muutos vaatii. Ilman käsitystä mittaustoiminnan vaatimasta taloudellisesta panoksesta kehitystoiminta voi aiheuttaa yhtiölle kokonaiskuvaa katsoen negatiivisen taloudellisen lopputuloksen. Mittaustoimintaan liittyvää taloudellista kenttää on käsitelty tämän kappaleen myöhemmässä vaiheessa.

9.2 Verkosto-omaisuuden kunnossapito

Tavoitteena kunnossapidossa on pitää verkkotoimintaan liittyvät komponentit toimintakuntoisina siten, että pitkän aikavälin kokonaiskustannukset minimoituvat. Esimerkiksi mittaustietojärjestelmän sisältävän ”raudan” virhetoiminta voi aiheuttaa huomattavia operatiivisia kustannuksia, jotka voisi olla vältettävissä oikein suunnitellun ja rakennetun kunnossapitostrategian myötä.

Kunnossapitotoiminta voidaan jakaa kahteen pääkategoriaan, ehkäisevään kunnossapitoon sekä korjaavaan kunnossapitoon. Käytännön jako ei kuitenkaan ole näin mustavalkoinen, vaan toteutuva strategia on yleensä jotain näiden väliltä. Korjaavassa kunnossapidossa ei varsinaisesti ehkäistä vikoja, vaan ne korjataan niiden ilmaannuttua. Tätä strategiaa käytettäessä on tärkeää varmistua varaosien riittävästä saatavuudesta sekä henkilöresurssien riittävyydestä. Ehkäisevässä kunnossapidossa pyritään vika ehkäisemään jo ennen sen ilmenemistä ja tällä tavoin pitämään komponentit käyttökunnossa. Arviointi kunnossapitotoimenpiteiden tarpeesta toteutetaan joko komponentin ikään tai kuntotilaan perustuen. Jokaiselle verkostokomponentille on tärkeää löytää mahdollisimman optimaalinen kunnossapitostrategia.

Optimaalinen kunnossapitostrategia komponentille voidaan luoda käyttämällä luotettavuuspohjaista kunnossapitomallia. Kyseinen strategia on hyvin käyttökelpoinen työkalu, joka perustuu komponentin todelliseen kuntoon ja sen tärkeyteen. Seuraavaksi esitetyssä kuvassa on luotettavuuspohjaisen kunnossapitostrategian periaate.



Kuva 9.2.2 Luotettavuuspohjaisen kunnossapitostrategian periaate (Lakervi)

Kuvassa on pystyakselilla esitetty kuntoindeksi siten, että mitä suurempi arvo, sitä heikommassa kunnossa komponentti on. Vaaka-akselilla on esitetty tärkeysindeksi. Suurempi arvo kuvaa komponentin tärkeyttä. Kuvan vasemmassa alareunassa on hyväkuntoinen ja tärkeydeltään vähäinen komponentti ja oikeassa yläkulmassa huonokuntoinen, mutta hyvin tärkeä komponentti.

Luotettavuuspohjaisen kunnossapitostrategian avulla voidaan määritellä komponentille tehtävä toimenpide. Hyväkuntoisen ja tärkeydeltään vähäisen komponentin kunnossapitostrategia voi olla lähinnä korjaavaa kunnossapitoa. Esimerkiksi sulakkeet ovat tällaisia komponentteja. Komponentin

heiketessä voidaan sen kunto selvittää tarkistamalla ja mittauksin, jolloin saadaan tarkka tieto kunnossapidon tarpeesta. Tärkeimmille komponenteille voidaan suorittaa erilaisia huoltotoimenpiteitä, kuten ennakkohuolto, perushuolto tai tarpeen vaatiessa voidaan komponentti uusia. Näillä toimenpiteillä parannetaan toiminnan luotettavuutta.

9.2.3 Mittausomaisuuden kunnossapito

Aiemmin tässä kappaleessa esitettyjä kunnossapitostrategioita voidaan myös soveltaa mittausomaisuuteen.

Tärkeimpiä mittausomaisuuden komponentteja ovat mittausjärjestelmien ohjelmistot ja niiden fyysiset osat. Käytännössä kaikki mittaustoimintaan liittyvä kulkee ja toimii näiden kautta, joten niiden toimimattomuus on hyvin haitallista. Täten niiden luotettavuusstrategian mukainen tärkeysindeksi on suuri. Näihin tulee tällöin soveltaa enemmän ennaltaehkäiseviä toimenpiteitä. Ennakkohuollot ja jatkuva tarkkailu ovat käytön aikana hyviä ja tärkeitä toimenpiteitä, sekä käyttöiän lopussa niiden uusinta on tehtävä ennen hajoamista. Tällä hetkellä KSSV:n mittaustietojärjestelmien palvelimien käynnissä olemista valvotaan automatiikalla. Palvelimien kaatumisista ja uudelleen käynnistymisistä lähetetään sähköpostitse tieto järjestelmistä vastaaville henkilöille. Mittaustieto-ohjelmistojen toimintaa seurataan päivittäisten töiden mukana, ja valvontapalvelu tarkastaa toiminnan kerran tunnissa. Rautaosille on ennalta määritetty huolto-ohjelma, jonka mukaan toimittaessa ehkäistään raudan toimintahäiriöitä. Ohjelmistojen ja näiden rautaosien kunnossapitostrategioiden voidaan todeta olevan hyvässä mallissa.

Tällä hetkellä mittausten toimimisten, eli mittareiden, keskittimien sekä osaltaan mittaustietojen luentajärjestelmän, seurantaan käytetään tuntisarjojen puuttumisen seurantaa. Tätä varten on mittaustietojen luentajärjestelmään rakennettu kysely, joka etsii sähkönkäyttöpaikat, joilta tuntisarja puuttuu. Turhien käyntien vähentämiseksi on tällä hetkellä puuttuvan aikasarjan minimipituudeksi kyselyssä määritetty viikko. Lyhyempien aikojen käyttämistä ei ole nähty perustelluksi. Yhdistelemällä kyselyn tuloksia muiden tietojärjestelmien tietoihin voidaan sähkönkäyttöpaikan mittauksen tila määrittää. Esimerkiksi katkolaitteeton mittari, jonka käyttöpaikalta on sähköt katkaistu, nousee kyselyn mukana kuulumattomien listalle, koska myös mittarilta on sähköt poikki. Asiakastietojärjestelmästä saadaan tieto sähköjen katkaisusta, jolloin voidaan mittauksen tilanteen todentaa olevan asianmukainen. Vastaavasti jos ei sähkönkäyttöpaikalle löydy katkolle syytä, eikä ole syytä epäillä asiakkaan itse katkaisseen sähköjä käyttöpaikalta, on perusteltua tarkastaa mittaus.

Mittauskomponenteista tärkein yksittäinen laite on keskitin. Koska sen kautta kulkee kaikki dataliikenne PLC-mittareiden ja järjestelmien välillä, on se avainasemassa PLC-kommunikaatiota käytettäessä.

Keskittimen toimintakyvyn heikkeneminen on tällä hetkellä hankalaa huomata. Yleensä keskittimen toiminnan loppuminen huomataan vasta mittaustulosten puuttumisten myötä edellä esitetyn prosessin mukaisesti. Keskittimeen voidaan kuitenkin ottaa etänä yhteys. Luettujen tietojen, kuten hälytysrekisterin, perusteella voidaan määrittää tarpeellinen toimenpide. Esimerkiksi keskittimen sähköinen resetointi on yksi mahdollinen toimenpide. Yhteyden epäonnistuminen tarkoittaa useimmiten joko keskittimen sähköttömyyttä tai jotain vakavampaa toimintahäiriötä, jolloin se on käytävä paikan päällä tarkistamassa. Mikäli keskitin on esimerkiksi salamaniskussa vaurioitunut, menetetään myös sen säilömät mittaustiedot. Taseikkunan ollessa 11 vuorokautta, ja kyselyn aikaviiveen ollessa seitsemän vuorokautta, on kriittistä pitää varastossa keskittimiä varalla, ja töissä olevalla henkilöstöllä osaamista ohjelmoida ja asentaa kyseinen laite. Mikäli keskittimen toiminnan seuranta voitaisiin toteuttaa jollakin muulla tavalla kuin perustamalla se mittareiden tuntisarjojen puutteeseen, kyettäisiin korjauksen aikaikkunaa suurentamaan. Todentaminen voisi tapahtua esimerkiksi keskittimen lokitiedostojen sisällön perusteella tai perustamalla se keskittimen ja järjestelmän välisen kommunikointiyhteyden onnistumiseen. Kommunikointiyhteyden päivittäiseksi testaamiseksi on mahdollista määrittää seurattavat keskittimet erityiseen luentaryhmään, sekä suorittaa luentaryhmälle luenta päivittäin. Käytännössä tämmöinen luentajärjestely on olemassa, koska päivittäin kerätään keskittimiltä niiden keräämät tiedot ja samalla tarkistetaan kellonaika. Tästä työstä muodostuu lokitiedosto, jossa on eriteltynä onnistuneet ja epäonnistuneet luennat. Lokitiedostoa tulkitsemalla voidaan huomata epäonnistuneet yhteydenotot ja ryhtyä selvittämään, miksei yhteys toimi. Tällä hetkellä ei lokitiedostoa aktiivisesti seurata, mutta koska sellainen on jo olemassa, saadaan sitä seuraamalla toimimattomat keskittimet huomattua mahdollisimman aikaisessa vaiheessa. Tällä tavoin saadaan keskittimien seurannan aikaväli tiputettua vuorokauteen, mikä olennaisesti lisää aikaa reagoida toimimattomaan laitteeseen.

Datatoistimen vikaantuminen on hankalampi huomata. Toistimelle ei ole olemassa tällä hetkellä mitään keinoa ottaa suoraa yhteyttä, eikä se kerää tai lähetä tietoa omasta toiminnastaan. Ainoa keino huomata rikkinäinen toistin on tunnistaa sen perässä olevien mittauspisteiden kuulumattomuuden alkaminen. Välttämättä jokainen toistimen perässä oleva mittari ei lopeta kommunikointiaan keskittimen kanssa, vaikka toistin vikaantuisikin. Tällöin vikaantuminen on hankalampaa huomata, ja se vaatii ammattitaitoa. KSSV:n nykyisen laitekannan toistimilla ei ole mahdollisuutta ennakoivaa kunnossapitoa harjoittaa puuttuvan kommunikointiyhteyden vuoksi. PLAN-teknologiassa sähkömittareihin on rakennettu itsessään toistin, ja mittareita onkin asennettu toimimaan pelkästään toistimina. Tällöin mittareille voidaan rakentaa tuntisarjojen mittauksien ja kommunikoinnin myötä vastaavanlainen seurantajärjestelmä kuin muillekin sähkömittareille. Nämä voidaan lisäksi eriyttää omaksi ryhmäkseen, jolloin puuttuvien tuntiarvojen vähimmäisrajaa voidaan pienentää. Tällä tavoin toimittaessa ei myöskään tarvitse varastoida erilaisia varaosia yhtä paljon.

Sähkömittarit yksittäisenä komponenttina eivät vikaantuessaan aiheuta yhtä suuria ongelmia kuin keskitin tai toistin. Täten niiden osalta korjaava kunnossapito on tällä hetkellä riittävää. Tosin virtamuuntajamittareissa on suositeltavaa tehdä koko mittauksen tarkastus viiden vuoden välein.
Kommunikointitekniset ongelmat voidaan havaita tuntisarjakyselyn perusteella. Lisäksi tulkitsemalla mittarin omavalvonnan lokeja voidaan todentaa muita vikoja. Mittaustietojen luentajärjestelmään on mahdollista rakentaa mittareiden kriittisiä virheitä tietokannasta etsivä haku, ja tämä haun avulla todentaa sähkömittareiden erilaisia vikatilanteita.

Sähkömittarit eivät kuitenkaan ole kaikki samanlaisia. Jopa samassa mittarimallissa voi olla valmistuseräkohtaisia eroja laadussa. Välttämättä mittarimallin vika ei näy mittarin omissa lokeissa tai katkaise kommunikointiyhteyttä. Tai vika ei aktivoidu ennen ulkoista ärsykettä, kuten jälleenkytkentää. Tunnistamalla ja ryhmittelemällä erilaisia mittariryhmiä uudelleen erilaisille kunnossapitostrategioille voidaan niihin kohdentaa tehokkaammin oikeanlaisia kunnossapitotoimenpiteitä.

Mittausomaisuuden kunnossapidossa täytyy myös oppia tunnistamaan toimimattomuuden aiheuttaja oikein. Välttämättä suurenkaan alueen vika ei aiheudu keskittimen tai toistimen vikaantumisesta, vaan sähköverkossa saattaa esiintyä kommunikointisignaalin peittävä häiriö. Näihin häiriöihin on ennalta hyvin vaikeaa varautua. Ne on käytävä paikan päällä todentamassa ja poistamassa. Vian väärä diagnosointi aiheuttaa väärien korjaustoimenpiteiden myötä taloudellisia menetyksiä, koska joudutaan tekemään turhia mittarinvaihtoja, sekä useimmiten vaihtamaan kalliimpaan kommunikointiteknologiaan.

9.3 Sähkömittarin arvon määrittäminen

Mittariomaisuuden mahdollisimman tehokkaan käyttämisen yksi työkalu on sähkömittarin ja muun vastaavan mittaustoiminnan komponentin arvon selvittäminen ja sen hyödyntäminen. Komponentin arvo ei kuitenkaan ole yksiselitteinen. Esimerkiksi pelkästään nykykäyttöarvoon perustuva arvo ei yksistään riitä. Seuraavaksi on sähkömittarin ja vastaavan mittaustoimintaan liittyvän komponentin arvon määrityksen perusteita käyty läpi.

9.3.1 Kohtuulliseen tuottoon perustuva arvo

Seuraavaksi esitetyssä taulukossa on esitetty alle 63 ampeerin sähkömittarin valvontamallin mukainen vuosittainen sallittu tuotto. Laskennassa on käytetty vuoden 2018 Energiaviraston määrittämiä yksikköhintoja sekä WACC-prosenttia 6,62 %, yhteisöverona on käytetty 20 %:ia. Pitoaikana on käytetty KSSV:n käyttämää pitoaikaa 15 vuotta.

Taulukko 9.3.1. Alle 63 ampeerin mittarin sallittu tuotto

Ikä [Vuosi]	NKA [€]	Sallittu tuotto [€]	Verojen osuus [€]	Sallittu tuotto verojen jälkeen [€]
0	200.0	13.2	2.65	10.6
1	186.7	12.4	2.47	9.9
2	173.3	11.5	2.29	9.2
3	160.0	10.6	2.12	8.5
4	146.7	9.7	1.94	7.8
5	133.3	8.8	1.77	7.1
6	120.0	7.9	1.59	6.4
7	106.7	7.1	1.41	5.6
8	93.3	6.2	1.24	4.9
9	80.0	5.3	1.06	4.2
10	66.7	4.4	0.88	3.5
11	53.3	3.5	0.71	2.8
12	40.0	2.6	0.53	2.1
13	26.7	1.8	0.35	1.4
14	13.3	0.9	0.18	0.7
15	0.0	0.0	0.00	0.0
	SUMMA	**105.9**	**21.18**	**84.7**

Edellä esitetystä taulukosta on huomattavissa, että käytetyn laskentamallin mukaan uudempi sähkömittari sallii suuremman tuoton. Vuositasolla yksittäisen sähkömittarin sallittu tuotto ei ole kovinkaan suuri. Pitoaikansa viimeisinä vuosina on mittarin sallittu tuotto jo hyvin pieni.

Sääntelylaskennassa käytettävä komponentin ikä määritetään joko sen hankintapäivästä tai ensimmäisestä asennuspäivästä. Luonnollisesti ensimmäinen asennuspäivä on verkkoyhtiön kannalta parempi vaihtoehto, koska mittari voi olla varastossa pitkiäkin aikoja ennen ensimmäistä käyttöönottoaan. Jos esimerkiksi mittari on varastossa vuoden verran, menettää se sallitusta tuotostaan noin kymmenen euroa. Kaikkein optimaalisinta on siis käyttää säännöstelylaskennassa mittarin ensimmäistä asennuspäivää ikälaskennan aloituskohtana.

Verkostokomponenttien valvontamallin mukaisen iän karttuminen ei keskeydy, vaikka se poistettaisiin verkosta. Mikäli tähän ei kiinnitetä huomioita, voi varastossa sijaitsevan mittariomaisuuden arvo laskea huomattavasti. Koska mittarin iän karttuminen alkaa vasta ensiasennuksesta, on taloudellisinta käyttää ja kerran asennettuja toimintakykyisiä mittareita ennemmin kuin uusia. Näin saadaan varastossa olevan mittausomaisuuden arvo hyödynnettyä parhaiten.

9.3.2 Investointikannustimen vaikutus mittauskomponenttien arvoon

Sähkömittareiden sääntelyn mukaista arvoa lisää myös investointikannustin. Investointikannustimen muodostaa yksikköhintojen mukainen kannustinvaikutus, sekä oikaistun jälleenhankinta-arvon perusteella laskettava tasapoisto.

Koska Energiaviraston määrittämät yksikköhinnat ovat kiinteitä, muodostuu kannustinvaikutus määritettyä hintaa pienemmillä investoinneilla. Esimerkiksi sähkömittarin sääntelyn mukaisen arvon ollessa 200 euroa, saadaan kannustinvaikutusta hyödynnettyä käyttämällä mahdollisimman edullista tekniset reunaehdot käyttävää mittausratkaisua.

Mutta kuten aikaisemmin tässä työssä esitetystä tasapoistojen yhtälöstä voidaan havaita, ei komponentin oikea ikä ole yhtälössä muuttujana. Uusi ja pitoaikansa ylittänyt mittari näyttäytyy investointikannustimessa nykyisellä laskentamallilla yhtä arvokkaina.

9.3.3 Mittarin arvo käytännössä

Mittaustoimintaan kykenemätön mittari on käytännössä arvoton mittari, koska se ei pysty suorittamaan tehtäväänsä. Vikaantunut mittari on lähetettävä huoltoon tai se romutetaan. Takaisin operatiiviseen toimintaan sitä ei missään nimessä saa palauttaa, eikä komponentin varastoinnissa ilman ulkopuolista syytä ole taloudellisesti järkeä.

Vian todentaminen ja tunnistaminen on tärkeää mittarin arvon kannalta. Väärin tunnistettu vika aiheuttaa mittarille turhan huoltokierroksen, jonka aikana se menettää sääntelyn mukaista arvoaan sekä aiheuttaa turhia operatiivisia kustannuksia jakeluverkonhaltijalle ja huoltotoimenpiteen tekevälle yhtiölle. Huomaamatta jäänyt vika palauttaa viallisen mittarin operatiiviseen toimintaan takaisin. Tällöin se tuottaa turhia lisäkustannuksia, kun se asennetaan ja pian vaihdetaan uuteen. Lisäksi muun muassa taseselvitystä ja laskutuksia tekevä henkilökunta joutuu tekemään lisätöitä.

Jos vikaa ei voida tunnistaa mittareiden lokeista tai silmämääräisesti tarkastelemalla, voidaan sähkömittari asentaa simuloituun testiympäristöön. Käytännössä tämä tarkoittaa fyysisen PLC-kommunikaatioverkon rakentamista, johon mittari myöhemmin liitetään. P2P-mittareille ei kommunikaatioverkkoa ole tarve rakentaa. Jos sähkömittari toimii testiympäristössä, voidaan päätellä kentällä havaitun toimimattomuuden johtuvan jostain muusta kuin mittarin toiminnallisuudesta. Mittari voidaan tällöin luokitella toimintakykyiseksi ja palauttaa takaisin kiertoon. Vastaavalla tavalla voidaan todentaa myös keskittimien toimintakunto. Toistimien toimintakunto on edellisen kaltaisella järjestelyllä

käytännössä mahdotonta todentaa KSSV:n käytössä olevilla resursseilla. Vikaantuneeksi epäilty toistin lähetetään suoraan huoltoon.

9.3.4 Mittarin käytännön jäännösarvo

Sääntelyn perusteella pitoaikansa ylittäneellä mittarilla ei ole verkkoyhtiölle sallittua tuottoa lisäävää arvoa muuten kuin innovaatiokannustimen tasapoistoissa. Verkosta poistetulla, mutta pitoaikaa vielä omaavalla mittarilla sitä on myös kohtuullisen tuoton laskennassa.

Kuitenkaan jäännösarvotarkastelua ei voi pelkästään jättää edellä mainittujen muuttujien varaan. Kuten aikaisemmin tässä työssä on mainittu, on sähkömittareiden välillä eroja, jotka vaikuttavat mittareiden käyttöön. Mikäli tietyn kommunikaatioteknologian omaavia mittareita tai keskittimiä on vain vähän varastossa jäljellä, nousee jäljellä olevien käytännön jäännösarvo huomattavasti. Tällöin niiden jäännösarvoa voi hahmotella vertaamalla sitä siihen kustannukseen, minkä mittauksen toimintakykyiseksi palauttaminen toisen kommunikaatioteknologian avulla aiheuttaa. Yksittäisen mittarin kohdalla tämä on edullisimmillaan noin 300 euroa, kun huomioidaan laite-, kommunikointi- ja asennuskustannukset. Keskittimien jäännösarvo voi tällä perusteella olla useita tuhansia euroja.

Sallitun tuoton mukaisen nykykäyttöarvon nostaminen nykyisellä sääntelymallilla on sähkömittareille mahdotonta. Ei ole olemassa tällä hetkellä huolto tai tarkastustoimintaa, joiden avulla saataisiin sähkömittarille lisää pitoaikaa, eikä pitoaikaa myöskään voida ainakaan tähän valvontajaksoon enää pidentää.

Käytettyjen sähkömittareiden myymisessä ei ole kovin suurta potentiaalia. Yksityisasiakas ei mittarilta juuri muuta kuin pätöenergian mittausta tarvitse, ja tyypillisesti tähän käyttöön tarkoitetun uuden mittarin saa kohtalaisen edullisesti. Mittarille jouduttaisiin pitämään hyvin alhaista hintaa, eikä se todennäköisesti riittäisi kattamaan myynti- ja varastointitoiminnasta aiheutuvia kuluja. Mikäli käytöstä poistetuille ja pitoaikansa ylittäneille mittareille keksitään jotain muuta käyttöä, voidaan niiden jäännösarvoa tarkastella uudelleen.

9.3.5 Mittarin arvon hyödyntäminen

Mittarille määritettyä arvoa voidaan käyttää perusteena mittarivaihtojen ja tilauksien suunnittelussa. Kaikkein paras taloudellinen ratkaisu on pitää sähkömittari mahdollisimman pitkään operatiivisessa toiminnassa mukana. Tällöin saadaan sähkömittarin nykykäyttöarvon mukanaan tuoma sallittu tuotto täysimääräisenä hyödynnettyä. Välttämätöntä sähkömittarin vaihtaminen ei pitoaikansa loputtua ole. Mikäli mittari on toimiva, voidaan sitä hyödyntää edelleen, ja valvontamallin mukaiset tasapoistot kertyvät

myös pitoajan jälkeen. Uuden mittarin myötä saadaan nykykäyttöarvon avulla komponentille suurempi kassavirta, mutta kassavirran on kyettävä kuolettamaan uuden mittarin hinta.

Varttitase tuo mukanaan vaatimuksen vaihtaa melkein puolet KSSV:n sähkömittareista. Osalla näistä mittareista ei pitoaika tule täyttymään ennen vuoden 2025 takarajaa. Vanhimmat puolestaan ylittäisivät pitoaikansa. Kaikkein optimaalisin saneerausstrategia on aloittaa vaihtotyöt vanhimmista mittareista. Jos mittareiden saneeraukset varttitaseen vuoksi jaetaan esimerkiksi vuosittaisiin tasaeriin, saadaan vuositasolla 6 500 euron säästöt verraten pitoaikaa huomioimattomaan vaihtostrategiaan. Huomioitavaa on, että laskenta on suoritettu olettaen, että 2025 on varttitaseen takaraja. Tulosta voidaan parantaa vielä optimoimalla vaihtotöitä. Käytännön asennustöiden kannalta ei ole merkitystä, aloitetaanko mittareiden vaihto vanhemmasta vai uudemmasta päästä.

9.4 Omaisuuden hallintajärjestelmien käyttö

Tällä hetkellä KSSV:llä ei ole käytössä varsinaista mittausomaisuudenhallinta järjestelmää, eivätkä muut käytössä olevat järjestelmät tarjoa tarvittavassa laajuudessa toiminnallisuuksia mittaroinnin tarpeisiin. Nykyisellään joitakin haluttuja toimintoja on hyvin hankalaa tai jopa mahdotonta suorittaa. Esimerkiksi jonkun tietyn vian omaavan mittarimallin huoltotiedoista on hyvin hankalaa ja aikaa vievää määrittää, onko kyseinen ongelma jo tältä yksittäiseltä mittarilta korjattu. Jos kyseisen vian omaava erä on useita satoja mittareita, on niiden korjaamisten seuraaminen melkein tekemätön paikka. Lisäksi virheiden määrä väistämättä lisääntyy, jolloin tulee virheellisiä huoltoon lähettämisiä ja vikaantuneiden mittareiden verkkoon asentamisia. Koska mittausomaisuudessa tarkkailtavien muuttujien ja komponenttien määrä on huomattava, on niiden kirjaamista ja seurantaa kyettävä automatisoimaan. Jotta tämä on mahdollista, ovat omaisuudenhallintajärjestelmän tiedot oltava sidottuna mittaustietojärjestelmän tietoihin. Lisäksi omaisuudenjärjestelmään on sisällytettävä mahdollisuus lisätä tietoja massana rajapinnan kautta.

Tällä hetkellä on KSSV:llä mittausomaisuudenhallintajärjestelmä hankinnan alla, ja sen odotetaan vähentävän operatiivisen työn määrää, mahdollistavan uusien toimintojen luomista ja muutenkin tehostavan toimintaa. Sen myötä voidaan esimerkiksi seurata sähkömittarin elinkaarta ja tapahtumia, ja mittarivaraston reaaliaikaista tilannetta. Järjestelmän tarjoamaan tietoon perustuen voidaan tehdä päätöksiä tarvittavista mittari-investoinneista. Yksi konkreettinen esimerkki mittausomaisuudenhallintajärjestelmän käytöstä on varttitaseohjelmointien seuraaminen. Järjestelmän avulla saadaan selville, mitkä mittarit vaativat uuden ohjelmoinnin, mitkä mittarit täytyy kytkeä sähköihin ohjelmointia varten ja sekä mitkä mittarit ovat olleet esimerkiksi huollossa, eivätkä ole siitä syystä ohjelmointia vielä saaneet. Ilman tätä ohjelmistoa on tämän seuraaminen käytännössä mahdoton toimenpide.

9.5 Omaisuuden hankintatoimen kehittäminen

Tällä hetkellä KSSV:n mittaritoiminta on vahvasti sitoutunut yhden valmistajan tuotteisiin. Mittaustietotojärjestelmät, -ohjelmistot, ja mittauskomponentit ovat kaikki Landis + Gyr:n tuotteita. Mikäli syntyy tilanne, ettei Landis + Gyr pysty toimittamaan esimerkiksi johonkin projektiin tarkoitettuja sähkömittareita, joudutaan projektiin varatut mittarit ottamaan jostain muualta. Voidaankin todeta nykyisen mittaritoiminnan kärsivän niin kutsutusta pullonkaula–tilanteesta. Tällä tarkoitetaan, että tuotteiden toimittajia on hyvin vähän (tässä tapauksessa vain yksi), ja näiden toimitusongelmia ei kyetä helposti paikkaamaan. Käytännössä ainoa vaihtoehto toimitusongelmien ratkaisemiseen tällä hetkellä on ylläpitää riittävää määrää komponentteja varastossa. Tämä lisää investointi- ja varastointikustannuksia. Lisäksi jo kerran asennetuilla mittareilla sallittu tuotto vähenee niiden ollessa varastossa. Kaikkein paras tilanne olisi päästä irti pullonkaulatilanteesta, jolloin eivät yhden toimittajan vaikeudet haittaisi kokonaistoimintaa yhtä paljon. Tällöin ei tarvitsisi ostaa varastoon niin suurta määrää mittareita. Yksi vaihtoehto tämän toteuttamiseksi on hyödyntää tämän työn aiemmassa vaiheessa esiteltyä IDIS-rajapintaa. Tällä hetkellä ei KSSV:llä ole käytännön kokemusta IDIS-rajapinnan hyödyntämisestä. Ei ole esimerkiksi käsitystä, miten toisten IDIS-rajapintaprotokollaa hyödyntävien valmistajien kommunikointiratkaisut toimivat keskenään. Tämä ratkaisuvaihtoehto on hyvä tarkistaa.

Osaa mittaustoiminnassa käytettävistä komponenteista ei valmisteta enää ollenkaan. Esimerkiksi LON-teknologian mittarit ovat vanhentuneita tuotteita, eikä niitä enää valmisteta. Operatiivisessa käytössä on kuitenkin huomattava määrä LON-teknologian mittareita, eikä niiden käytöstä luopumiselle ennen pitoaikansa täyttymistä ole olemassa vielä taloudellisia perusteita. Kuten tämän työn aikaisemmassa vaiheessa on esitetty, ei LON-teknologian mittaria voi korvata suoraan PLAN-teknologian mittarilla. Koska LON-mittareita ei valmisteta enää, on tärkeää kyetä hyödyntämään nykyistä LON-mittariomaisuutta mahdollisimman hyvin. Turhien kustannusten minimoimiseksi on pyrittävä korvaamaan LON-komponentti vastaavalla LON-komponentilla. Varastossa on pidettävä operatiiviseen toimintaan kykeneviä varaosia tarpeellinen määrä. Tarpeellista määrää voidaan estimoida komponenttierien vikataajuuksien perusteella. Tällä hetkellä ei ole tilastoitua tietoa helposti saatavilla, mutta mittausomaisuudenhallintajärjestelmän myötä kyetään edellä esitetyn kaltaisia vikataajuuksia seuraamaan.

Niiden mittaustoiminnan komponenttien, joiden toimintakuntoa ei tiedetä, määrä varastossa on pyrittävä minimoimaan. Komponentit on testattava ja palautettava kiertoon tai lähetettävä huoltoon, jolloin niiden hyödytön aika pystytään pitämään mahdollisimman vähäisenä. Tämän toimenpiteen tehokkaassa toteuttamisessa voidaan ehkäistä uusien komponenttien tarpeettomia tilauksia. Tämä korostuu etenkin niiden komponenttien kohdalla, joiden tuotanto on lopetettu.

10. Johtopäätöksiä ja toimenpide-ehdotuksia

Nykyisten sähkömittareiden avulla voidaan sähkönlaatumittauksia suorittaa rajoitetusti. Mittareiden mittausominaisuudet eivät mahdollista täydellistä laatumittausta. Esimerkiksi nykyisellä mittarikannalla pikajälleenkytkennän rekisteröinti on mahdotonta. Saatavat mittaustiedot tulee tallentaa, ja siirtää mittaustietojärjestelmiin normaalin luentasyklin mukana tulevaa hyödyntämistä varten. Sähkömittareille ja PLC-kommunikaatiossa myös keskittimille on ohjelmoitava sähkön laatutietojen kerääminen, ellei sitä ole jo valmiiksi tehty.

Sähkömittareilta saatavia sähkönlaatutietoja voidaan käyttää laadunvalvonnan lisäksi myös vianhallintasovelluksissa sekä verkostolaskelmissa. Sähkönlaatumittauksia soveltamalla, sekä sähkömittareiden sijaintia ja kommunikaatioyhteyksia hyödyntämällä voidaan luoda verkon vioista hälyttävä järjestelmä. KSSV:n toiminnassa on jo yksi mittarimalli hälytystoimintakäytössä. Rajoitteiksi useamman mittarimallin valjastamiselle vianhallintatoimintaan muodostui mittareiden käyttämä PLC-kommunikaatioteknologia. PLC-mittareiden luentamenetelmä, sekä datakeskittimien kykenemättömyys siirtää hälytystietoja ajoissa estävät PLC-mittareiden tehokkaan käytön vianhallintatoiminnassa. Täten tämän hetken ainoaksi mahdolliseksi kommunikaatiotavaksi hälyttävässä järjestelmässä jäi P2P. Toimintaa voidaan tehostaa ohjelmoimalla loput hälytyskäytössä olevan mallin mittarit hälytystoimintaan mukaan. Uudempien P2P-mittareiden soveltuminen hälytystoimintaan on laitevalmistajan kanssa selvitettävä, sekä otettava mahdollisuuksien mukaan käyttöön. Suuriin PLC-kommunikaatiota käyttäviin ryhmittymiin voidaan vaihtaa valikoituihin pakkoihin hälyttäviä P2P-mittareita hälytystoiminnan laajuuden kattamiseksi. Uusien PLC-kommunikaatiota käyttävien mittareiden ja keskittimien kanssa on hälytystoiminta otettava mahdollisimman hyvin käyttöön laitteiston kehitystyön avulla. Keskitin ei saa jäädä rajoittavaksi tekijäksi. Mittaustietojen luentajärjestelmään tulee rakentaa raportti, josta ilmenee puutteet jännitteenlaadussa. Raportin avulla voidaan jälkikäteen saada kiinni hälyttämättömät viat. 1000 voltin verkkoon voidaan asentaa hälyttävä mittari, jolloin voidaan korvata tarve ala-asemalle.

Nykyisin KSSV:n käytössä olevassa vianhallintamallissa ei ole käytössä kolmivaiheisia sähkökatkoja. Lisäämällä vianhallintaketjuun erillinen tietotekninen välikappale, voidaan myös kolmivaiheiset katkot ottaa mukaan hälytysten piiriin. Mainittua välikappaletta voidaan hyödyntää myös vikojen tunnistamisessa, paikantamisessa rajaamisessa ja lajittelussa. Tämän lisäksi sen avulla voidaan suorittaa verkon reaaliaikaisen hälytystilanteen ylläpitoa ilman hälytysten tulvaa. Välikappaleen hankkimiseksi on käynnistettävä selvitystyö.

Edellisiä toimenpiteitä harkittaessa on muistettava, että nykyisen valvontamallin puitteissa ei ole taloudellista perustetta vaihtaa kommunikaatioteknologiaa tai sähkömittareita vianhallintatoimen parantamiseksi. Valvontamallien osalta on oltava perillä, mikäli tulevaisuuden valvontajaksot muuttavat tätä tilannetta.

Seurantalaskentaa voidaan parantaa toteutuneiden kulutusten osalta. Kuormitusmalleilla luotavat keskituntitehosarjat voidaan korvata mitatulla aikasarjalla, jolloin voidaan välttää merkittäviä virhelähteitä laskennan lähtötiedoissa. Nykyisessä verkkotietojärjestelmässä ei ole kykyä soveltaa mitattua tietoa, vaan aikasarjan käyttöönotto laskentaperusteena vaatii uuden järjestelmän. Verkkotietojärjestelmää ollaan uusimassa, ja uutta valittaessa on pidettävä huoli kyvystä käyttää aikasarjaa laskennan lähtötietona. Tällä hetkellä tulevassa olevassa järjestelmässä on mahdollista aikasarjoja käyttää.

Myös muita mitattuja tuloksia kuin kulutustietoja voidaan soveltaa seurantalaskennassa. Mittareiden kykyä mitata hetkellistä virtaa ja jännitettä voidaan myös soveltaa laskennassa. Mikäli kyetään mittaamaan jännitteet ja virrat vaihekohtaisesti sekä samaan aikaan muuntopiirin kulutuspisteillä ja esimerkiksi jakelumuuntajalla, voidaan laskea verkon tekniset arvot tarkasti esimerkiksi nousseiden impedanssien osalta. Jotta tämä voidaan ottaa käyttöön, on lisättävä mittauspiste jakelumuuntajalle, ja ohjelmoida mittareille sekä muuntajan mittaukselle yhtä aikaa tapahtuva edellä mainittujen suureiden mittaus. Nykyinen verkkotietojärjestelmä ei kykene tällaiseen laskentaan, eikä laskentaa mittavan komponentti- ja parametrimäärän ole järkevää siirtää toiseen laskentajärjestelmään. Laskennan onnistumiseksi on verkkotietojärjestelmä uusittava.

Mittausomaisuudenhallinnassa kannattaa pyrkiä irti pullonkaulatilanteesta laite- ja ohjelmistotoimittajan osalta. Tähän liittyen on tarpeellista selvittää tarkasti mahdollisuudet käyttää toisen valmistajan laitteistoa esimerkiksi yhteisen IDIS-standardirajapinnan kautta.

Nykyiseen valvontamalliin perustuen kannattaa jo kerran asennetut toimivat sähkömittarit asentaa ennen kuin uusia sähkömittareita aletaan käyttää asennuksiin. Jokaisen mittarin ensimmäinen asennuspäivä on selvitettävä tarkkaan, jotta ei tarvitse käyttää komponentin hankintapäivää sääntelyn mukaista ikää määritettäessä.

Varastossa olevien käytettyjen mittauskomponenttien toimintakyky on testattava, ja toimivat palautettava kiertoon, ja rikkinäiset joko romutettava, tai lähetettävä huoltoon. Tällöin voidaan maksimoida mittauskomponenttien käyttöaste ja muun muassa ehkäistä tarvetta uusien komponenttien tilaamiselle. Mittauksen toimintakyvyn palauttaminen toisen kommunikaatioteknologian avulla on kallista. Tästä syystä on tärkeää pitää korvaavaa mittauskalustoa varastossa riittävissä määrin. Niiden komponenttien, joiden valmistus on lopetettu, on pidettävä tarpeellinen määrä varastossa. Tällä ehkäistään tilanne, jossa

joudutaan vaihtamaan koko muuntopiirin luentateknologia toimimattoman komponentin vuoksi. Tarvittaessa on pienempiä kyseisen luentateknologian muuntopiirejä saneerattava, ja otettava komponentteja varastoon talteen suurempien muuntopiirien toimimattomuuden varalle. Tarpeellinen komponenttien määrä on arvioitava vikaantumistilastojen avulla.

Mittausomaisuuden hallintajärjestelmän käyttöönotto tuo uusia mahdollisuuksia luoda mittareille ja keskittimille kunnossapitostrategioita muun muassa malli- ja eräkohtaisesti. Järjestelmää voidaan käyttää tehokkaasti hyödyksi muun muassa varttitasemittareiden ohjelmoinnissa sekä vaihtotöiden optimaalisessa suunnittelussa.

Sääntelyn osalta tulossa oleva varttitase aiheuttaa mittavan mittarinvaihto-operaation. Mittausomaisuuden hallintajärjestelmän avulla on suunniteltava mittarin arvo huomioiden mahdollisimman taloudelliset mittarinvaihtotyöt taloudellisten kustannusten minimoimiseksi.

Varttitaseeseen kykenevät sähkömittarit, datakeskittimet ja mittaustietoja käsittelevät ohjelmistot on ohjelmoitava uudelleen. Laite- ja ohjelmistotoimittajien kanssa on yhteistyössä selvitettävä, kuinka ohjelmoinnit tapahtuvat, ja muut varttitaseen käyttöönottoon vaikuttavat yksityiskohdat. Mittauskomponenttien ohjelmoinnissa on suosittava etäohjelmointia, koska tällä tavoin saadaan kustannukset minimoitua. Ohjelmoinnit on aloitettava hyvissä ajoin, jolloin pystytään testaamaan etukäteen onnistumisprosentteja, prosessia, mittauskalustoa ja luentajärjestelmiä. Ohjelmointi kannattaa suorittaa ensin pienelle alueelle hyvissä ajoin ennen varsinaista käyttöönottoa, ja seurata tilannetta tarpeellinen aika. Tästä saatujen tulosten perusteella korjataan prosessissa ilmenneitä virheitä. Lopulta on valmis prosessi olemassa ja kaikki mittarit voidaan ohjelmoida.

Muita hahmoteltuja vaatimuksia ei ole vielä vahvistettu, ja niihin reagoitava, mikäli niistä tulee virallisia vaatimuksia. Kykeneväisyys vaatimuksen toteuttamiseen on mittarimallikohtaista, kuitenkin siten, että pääsääntöisesti vanhempi E120-sukupolvi vastaa heikommin sääntelyn hahmoteltuihin vaatimuksiin. Uudemmat mallit pääsääntöisesti kykenevät paremmin vastaamaan uusiin vaatimushahmotelmiin. Sähkömittareiden vaihtaminen katkolaitteellisista katkolaitteettomiin kannattaa tehdä osassa paljon katkotapahtumia sisältävissä muuntopiireissä joko osittain tai koko muuntopiirin mittauslaitteisto saneeraamalla. Tällä tavoin saavutetaan säästöjä katko- ja kytkykustannuksissa. Katkolaitteistettavat kohteet on selvitettävä tutkimalla menneitä tilastoja ja osaltaan myös rakennusten omistussuhteita. Useita katkotapahtumia sisältävissä kiinteistöissä on suoritettava kiinteistökohtainen tarkastelu ja estimointi tulevista katkoista. Mikäli katkokustannukset ovat suuremmat kuin vaihtokustannukset, vaihdetaan kyseisen kiinteistön mittarit katkolaitteellisiin. Tarkastelu on tehtävä luentateknologiasta riippuen koko muuntopiirille kerrallaan.

11. Yhteenveto

Etäluettavien sähkömittareiden avulla saatava mittausdata on lisääntynyt ja monipuolistunut huomattavasti. Tämä on tuonut mukanaan paljon hyödynnettävää lisätietoa. Muuttuvat sähkömarkkinat, -verkot ja –käytöt muokkaavat sähkömittareihin kohdistuvaa sääntelyä. Tämän diplomityön tarkoituksena oli selvittää, millä tavoin etäluettavilta sähkömittareilta saatua dataa ja ominaisuuksia voidaan maksimaalisesti hyödyntää, sekä mitä vaikutuksia mahdollisilla sääntelyn muutoksilla on KSSV:n mittaustoimintaan.

Sääntelyn muutoksia hahmoteltaessa nojauduttiin pääasiassa Energiateollisuuden näkemyksiin tulevaisuuden vaatimusten osalta. Tämän työn tekemisen aikana tuli Energiavirastolta vahvistus varttitaseeseen siirtymisestä, mutta muiden vaatimusten todettiin olevan enemmän tai vähemmän vasta hahmotelman tasolla. Hahmoteltuja sekä varttitaseen vaatimuksia verrattiin KSSV:n sähkömittarikantaan ja näiden toiminnallisuuksiin. Varttitase tulee aiheuttamaan mittavan mittarinvaihto-operaation, koska vanhempaa KSSV:n käytössä olevaa mittarisukupolvea ei pystytä varttitaseeseen etänä ohjelmoimaan. Muiden vaatimusten ollessa lähinnä hahmotelmia tulevaisuudessa mahdollisesti esiintyvistä vaatimuksista eivät ne aiheuta välittömiä toimenpiteitä. Tässä työssä tarkasteltiin kuitenkin myös mittarikannan kykyä vastata näihinkin haasteisiin. Lopputuloksena voidaan todeta vastaavuuden olevan mittarimallikohtaista, sekä joitakin vaatimuksia ei nykyisellä kannalla ole mahdollista toteuttaa ollenkaan. Katkolaitteiden lisääminen todettiin osittain kannattavaksi toimenpiteeksi. Jokaista katkolaitteetonta sähkömittaria ei kannata vaihtaa katkolaitteelliseen mittariin, mutta KSSV:n verkossa on tällä hetkellä alueita, jotka kannattaa varustaa katkolaitteellisilla sähkömittareilla.

Tässä työssä tutkittiin kuormitusmalleilla mallintamisen heikkouksia, sekä niiden avulla laskettavien keskituntitehojen korvaamista mitatulla aikasarjalla toteutuneita vuosikulutuksia käytettäessä verkostolaskennassa. Tässä työssä kerättiin yhden muuntopiirin toteutuneet vuosikulutukset keskituntitehoina mitatuista tuntisarjoista. Pätötehojen lisäksi loistehot kerättiin niiltä sähkömittareilta, joilla sen mittaaminen oli mahdollista. Käyttöpaikoille muodostettiin seurantalaskennassa kuormitusmallien avulla keskituntitehot. Saatuja keskituntitehoja verrattiin keskenään, ja todettiin mallinnettujen kuormitusten sisältävän virhelähteitä. Täten todettiin mitatun tuntisarjan käyttämisen toteutuneen kulutuksen tehoiksi mallintamisessa olevan seurantalaskentaa tarkentavaa ja täten perusteltua. Lisäksi todettiin, että sähkömittareiden avulla voidaan tuottaa lähtötietoja hetkelliseen ja tarkkaan verkostolaskentaan. Tämä edellyttää mittareiden ohjelmoimista ja mittauspisteiden lisäämistä verkkoon.

KSSV:n nykyisin käytössä olevan verkkotietojärjestelmän sopivuutta mitatun tuntisarjan jo kokonaan tai osittain käyttämiseen tutkittiin. Molemmat todettiin mahdottomiksi. Myös muiden mittaustietojen

käyttäminen todettiin mahdottomaksi. KSSV on kuitenkin uusimassa verkkotietojärjestelmäänsä, ja tällä hetkellä tulossa olevassa järjestelmässä on mitatun tuntisarjan käyttäminen mahdollista. Muiden mittaustietojen hyödyntäminen ei ole tässä tulevassa järjestelmässä mahdollista.

Sähkömittareiden soveltuvuutta sähkölaatumittauksiin tutkittiin vertaamalla sähkömittareiden kykyä mitata sähkön laadun eri osa-alueita näiden vaatimuksiin. Mittareiden todettiin soveltuvan osittain sähkönlaatumittauksiin. Joitakin sähkön laadun osa-alueita ei kyetty mittaamaan ollenkaan, ja joidenkin mittaaminen oli vajavaista. Kuitenkin sähkömittareiden avulla kyetään parantamaan nykyistä sähkön laadunmittausta.

Sähkönlaatumittaukset mahdollistavat vianhallintatoiminnan parantamisen. Sähkömittareiden avulla voidaan vika huomata, tunnistaa ja vaikutusalue rajata hyödyntämällä mitattua tietoa tai sen puuttumista. Nykyistä KSSV:n vianhallintatoimintaa voidaan tehostaa lisäämällä vikojen tunnistamiseen, lajitteluun, rajaamiseen ja säilyttämiseen kykenevä tietotekninen välikappale. Sähkömittareiden erilaisista kyvyistä mitata sähkönlaatuun liittyviä suureita johtuen ei jokainen mittarimalli ole kykenevä vianhallintatoimintaan. Lisäksi eri kommunikaatioteknologioiden toimintamallit aiheuttavat rajoituksia vikatietojen siirtämiseen. Tämän lisäksi nykyisessä valvontamallissa ei huomioida pienjänniteverkosta johtuvia keskeytyksiä keskeytyskustannusten laskennassa, sekä koska keskijänniteverkko on jo valmiiksi valvottu hyvin tarkkaan, ei sähkömittareiden vaihdoille vianhallinnan parantamiseksi ole olemassa taloudellista perustetta.

Mittausomaisuuden hallintaa pyrittiin parantamaan tämän työn puitteissa. Valvontamallista johtuen sähkömittareiden ikä alkaa kertyä ensiasennuksesta lähtien. Tämä huomioiden kannattaa suosia jo kerran asennettuja sähkömittareita asennuksissa, mikäli ne on todettu toimintakykyisiksi. Varastossa oleva mittausomaisuus on testattava ja palautettava toimintaan, jolloin tarve uudelle mittauskalustolle pienenee. Hankinnan alla olevan mittausomaisuuden hallintajärjestelmän avulla kyetään toimintaa parantamaan, muun muassa pystytään luomaan tarkat kunnossapitostrategiat eri komponenteille sekä mahdollisimman taloudellinen vaihtosuunnitelma varttitasemittareille.

KSSV:n kannattaa pyrkiä eroon yhden toimittajan tilanteesta, jolloin pystytään paremmin välttämään muun muassa toimitusvaikeuksia. Tämä on tulevaisuudessa mahdollista mittarivalmistajien yhteisten rajapintojen ansiosta.

LÄHTEET

(AIM)

KSSV:n käytössä oleva mittausratkaisu Gridstream AIM. Lisätietoja: https://www.landisgyr.fi/product/gridstream-aim/

(AMR-projektisuunnitelma)

Lakka H. 2006. AMR-järjestelmän hankinnan projektisuunnitelma. [Viitattu 21.9.2017]

(Clean up-ryhmä)

Häiriöraportti, Clean up-ryhmä. 2017. Raportit kuulumattomista mittareista.[Viitattu 20.09.2017]

(Datahub)

Fingrid, Datahub – kohti keskitettyä tiedonvaihtoa.[Internetsivu] [Viitattu 12.12.2017] Saatavilla: https://www.ediel.fi/datahub

(Datahub liiketoiminta)

Fingrid (2016), Sähkön vähittäismarkkinoiden liiketoimintaprosessit datahubissa. [Viitattu 19.12.2017] Saatavilla: https://www.ediel.fi/sites/default/files/Sahkon_vahittaismarkkinoiden_liiketoimintaprosessit_datahubissa_v1.1.pdf

(DC450 tuotekuvaus)

Landis+Gyr. 2012. Datakeskitin DC450 tuotekuvaus. [Viitattu 19.9.2017]

(DLMS)

Kalki Communication Technologies Limited, Implementing DLMS Protocol in Meters. [Raportti][Viitattu 9.12.2017] Saatavilla: https://www.kalkitech.com/wp-content/files/WhitePaper_Implementing_DLMS_protocol_in_meters.pdf

(E120 tuotekuvaus)

Landis + Gyr, E120 Functional Description.[Tuotekuvaus]

(E450 käyttöohjekirja)

Landis + Gyr, E450 PLC 3-vaihesähkömittari S2. [Käyttöopas]

(E450 tuotekuvaus)

Landis + Gyr, E450 Functional Description.[Tuotekuvaus]

(E650 tuotekuvaus)

Landis + Gyr, E650 Functional Description.[Tuotekuvaus]

(EETimes 11)

EETimes, What is power line communication? [Internetsivu] [Viitattu 21.09.2017]. Saatavilla: http://www.eetimes.com/document.asp?doc_id=1279014

(Elenia AMI)

Kauppinen M, Pylväläinen J, Karjalainen J, Sihvola V. Experiences of using AMI system for DSO's business operation. 12-15.6.2017. [Konferenssijulkaisu] [Viitattu 2.2.2018] Saatavilla: http://cired.net/publications/cired2017/pdfs/CIRED2017_0764_final.pdf

(Elovaara 1)

Elovaara J. &Haarla L.(2011) Sähköverkot 1 – Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta. Otatieto: Gaudeamus Helsinki University Press.

(EMC-direktiivi)

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2014/30/EU sähkömagneettista yhteensopivuutta koskevan jäsenvaltioiden lainsäädännön yhdenmukaistamisesta (uudelleenlaadittu) Annettu 26.2.2014. [EU Direktiivi] Saatavilla: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/fi/TXT/PDF/?uri=OJ:JOL_2014_096_R_0079_01&from=EN

(Energiateollisuus)

Energiateollisuus, Verkkoliiketoiminta on tiukasti säänneltyä.[Internet-sivu][Viitattu 4.10.2017] Saatavilla: https://energia.fi/energiateollisuuden_edunvalvonta/energiapolitiikka/energiaverkot/regulaatio

(Energiateollisuus,tuotanto)

Energiavirasto 2017, Sähköntuotanto. [Internetsivu][Viitattu 28.12.2017] Saatavilla: https://energia.fi/perustietoa_energia-alasta/energiantuotanto/sahkontuotanto

(Energiavirasto)

Energiavirasto (2017), Energiavirasto. [Internetsivu][Viitattu 28.12.2017] Saatavilla: http://www.energiavirasto.fi/energiavirasto

(Energiavirasto, Hinnasto)

Energiavirasto (2017), Sähkönjakeluverkon verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 – 2023 [Taulukko] Saatavilla: https://www.energiavirasto.fi/web/guest/verkkokomponentit-ja-yksikkohinnat-2016-2023

(Energiavirasto, Markkinoilla)

Energiavirasto (2017), Energiavirasto sähkö- ja maakaasumarkkinoilla. [Internetsivu] [Viitattu 3.10.2017] Saatavilla: https://www.energiavirasto.fi/energiavirasto-sahko-ja-maakaasumarkkinoilla

(Energiavirasto, sähkön hinta)

Energiavirasto (2017), Sähkön hinta. [Internetsivu][Viitattu 28.12.2017] Saatavilla: https://www.energiavirasto.fi/sahkon-hinta

(Energiavirasto, tuotantotuki)

Energiavirasto 2017, Tuotantotuki. . [Internetsivu][Viitattu 28.12.2017] Saatavilla: https://www.energiavirasto.fi/tuotantotuki1

(Energiavirasto, Valvontamenetelmät)

Energiavirasto 2015, Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla. Saatavilla: https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6njakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936

(Energiavirasto, varttitase)

Energiavirasto 2017, Energiavirasto sähkö- ja maakaasumarkkinoilla. [Internetsivu] [Viitattu 3.10.2017] Saatavilla: http://www.energiavirasto.fi/-/energiavirasto-alkaa-selvittaa-ns-varttitaseen-kayttoonottoaikataulua?redirect=http%3A%2F%2Fwww.energiavirasto.fi%2Fuutisarkisto%3Bjsessionid%3D61EC5AA9CEA136CC1C8FEBBEA7D7BB06%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_c1lTKRwQcXY6%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2

(ET kantapaperi)

Heikkilä Tuukka Energiateollisuus (2017), ET:n näkemys seuraavan sukupolven sähköenergiamittareiden ominaisuuksista. [Kantapaperi] Saatavilla: https://energia.fi/files/1699/Seuraavan_sukupolven_mittarit_ETn_kantapaperi_hyvaksytty_20170615.pdf

(Euroopan komission suositus 2012/148/EU)

Komission suositus, annettu 9 päivänä maaliskuuta 2012, älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönotonvalmistelusta.(2012/148/EU) Euroopan unionin virallinen lehti.

(Fingrid tasapaino)

Fingrid, Kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpito [Internet-sivu][Viitattu 15.12.2017] Saatavilla: https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/kulutuksen-ja-tuotannon-tasapainon-yllapito/

(Fingrid-lehti)

Anteroinen Sami, Frantti Anneli, 2017 Integraatio etenee Euroopan sähkömarkkinoilla. Fingrid-lehti. Julkaistu 8.9.2017. [Internet-sivu] [Viitattu 5.10.17] Saatavilla: https://www.fingridlehti.fi/integraatio-etenee-euroopan-sahkomarkkinoilla/

(Helen sähköverkko, hinnasto)

Helen sähköverkko, Siirtohinnasto. [Internetsivu] [Viitattu 1.2.2018] Saatavilla: https://www.helensahkoverkko.fi/globalassets/hinnastot-ja-sopimusehdot/hsv/sahkon-siirtohinnasto.pdf

(IDIS)

Landis + Gyr, Iskraemeco, Itron and Landis+Gyr Announce IDIS, Interoperable Specifications According to Open Standards for Utilities Across Europe, Middle East and Africa [Internetsivu][Viitattu 10.12.2017] Saatavilla: http://www.prnewswire.co.uk/news-releases/iskraemeco-itron-and-landisgyr-announce-idis-interoperable-specifications-according-to-open-standards-for-utilities-across-europe-middle-east-and-africa-153090825.html

(JaLo)

KSSV:n mittauspäällikkö Jani Lohela haastattelu. 19.12.17 Haastattelijana Tuomas Jääskeläinen

(KaKu)

KSSV:n Käyttöpäällikkö Kuvaja Kai, 2018 [Haastattelu] 30.1.2018. Haastattelijana Tuomas Jääskeläinen

(KHI muutos)

Kuluttajahintaindeksien muutokset. [Internet-sivu] [Viitattu 20.2.2018] Saatavilla: https://www.stat.fi/til/khi/2016/12/khi_2016_12_2017-01-13_tau_006_fi.html

(Kilpailuttaja)

Kilpailuttaja.fi, Sähkötuotteet eli tariffit, 2010. [Internet-sivu][Viitattu 9.10.2017] Saatavilla: https://www.kilpailuttaja.fi/palvelut/tuki_ja_ohjeet/Sahkon_hinta_ja_kilpailuttaminen_kilpailuttajafi_palvelussa/sahkotuotteet_eli_tariffit/

(Kolibri)

KSS Energian asiakastietojärjestelmä Kolibri [Viitattu 10.10.2017]

(KSSV HaLa)

KSS Verkko Oy:n Mittauspäällikkö Lakka Hannu, 2017 [Haastattelu] 28.9.2017. Haastattelijana Tuomas Jääskeläinen

(Kuluttajahintaindeksit)

Tilastokeskus. Kuluttajahintaindeksi 2015. [Internetsivu][Viitattu 20.1.2018] Saatavilla: http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__hin__khi/statfin_khi_pxt_001.px/table/tableViewLayout2/?rxid=5711bfbd-9f11-48c6-ae4f-5621b2aca29a

(Kysynnänjouston loppuraportti)

Palola Ilkka (2016), Kysynnänjouston pilottiprojekti [loppuraportti] Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/kysyntajousto/kysynnanjouston-pilottiprojekti-loppuraportti-julkinen.pdf

(L+G PLC)

Landis + Gyr, Introducing the power of PLC [Internetsivu][Viitattu 10.9.2017] Saatavilla: https://www.landisgyr.com/resources/introducing-the-power-of-plc/

(Laatu- ja toimitustapavirhe ohje)

Energiateollisuus (2014), Sähköntoimituksen laatu- ja toimitustapavirheen sovellusohje. [Ohje][Viitattu 1.2.2018] Saatavilla: https://energia.fi/files/881/Sahkontoimituksen_laatu_ja_toimitustapavirheen_sovellusohje_2014.pdf

(Lakervi)

Lakervi E. & Partanen J. (2012) Sähkönjakelutekniikka. Otatieto: Gaudeamus Helsinki University Press.

(M-Bus)

M-bus –kuvaus [Raportti][Viitattu 19.12.2017] Saatavilla: http://www.m-bus.com/files/MBDOC48.PDF

(.MAP110)

Landis + Gyr:n mittausohjelmistoihin kuuluva huolto- ja luentatyökalu [Viitattu 28.10.2017]

(MiTe haastattelu)

KSSV:n käyttö- ja kunnossapitoinsinööri Mika Tervola, [haastattelu] 16.11.2017. Haastattelijana Tuomas Jääskeläinen

(Mittauslaitedirektiivi)

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2014/32/EU mittauslaitteiden asettamista saataville markkinoilla koskevan jäsenvaltioiden lainsäädännön yhdenmukaistamisesta (uudelleenlaadittu) Annettu 26.2.2014. [EU Direktiivi]Saatavilla: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0032&from=FI

(Mittauslaitelaki)

Mittauslaitelaki 707/2011 ja laki mittauslaitelain muuttamisesta 1138/2016. [Laki]. Saatavilla: https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2011/20110707 ja https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2016/20161138

(Ohje tuotannon liit.)

Energiateollisuus Sähköverkko/Lehto Ina, Sähkötuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon. [Ohje][Viitattu 13.12.2017] Saatavilla: https://energia.fi/files/1248/Ohje_tuotannon_liittamisesta_jakeluverkkoon_PAIVITETTY_20160427.pdf

(PG)

PowerGrid, KSSV:n käytössä oleva verkkotietojärjestelmä

(PG manuaali)

PowerGrid verkkotietojärjestelmän käyttöohjekirja

(Pientuotannon ostosopimusohje)

Energiateollisuus 2015, Pientuotannon osto – sopimusehdoissa huomioitavia asioita. [Ohje][Viitattu 29.12.2017] Saatavilla: https://energia.fi/files/190/Pientuotannon_osto_sopimusohje_20150527.pdf

(PLAN-koulutus)

Landis + Gyr, Järjestelmä- ja laitetoimituksiin kuuluva käyttökoulutus.

(SFS-EN 50160)

SFS-EN 50160. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. Suomen Standartoimisliitto SFS ry, Sesko ry.

(SM opetusmoniste)

Partanen J, Viljainen S, Lassila J, Honkapuro S, Salovaara K, Annala S, Makkonen M (2014), Sähkömarkkinat – Opetusmoniste. [Viitattu 31.12.2017] LUT 2014.

(Sähkölaitostekniikan perusteet)

Elovaara J & Laiho Y (2007), Sähkölaitostekniikan perusteet. Otatieto: Gaudeamus Helsinki University Press.

(Sähkömarkkinadirektiivi ehdotus)

Euroopan komissio 2017, Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi sähkön sisämarkkinoita koskevista ja yhteisistä säännöistä. [Ehdotus direktiiviksi] Saatavilla: http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:c7e47f46-faa4-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0012.02/DOC_1&format=PDF

(Sähkömarkkinalaki)

Sähkömarkkinalaki 588/2013. Annettu 9.8.2013 [Laki]. Saatavilla: http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Lidp450660976

(Sähkömarkkinalaki 1995)

Sähkömarkkinalaki 17.3.1995/386. Annettu 17.3.1995 [Laki, kumottu]. Saatavilla: http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Lidp450660976

(Tuotanto energialähteittäin 2010)

Tilastokeskus, Sähköntuotanto energialajeittain 2010. [Internetsivu][Viitattu 29.12.2017] Saatavilla: http://www.stat.fi/til/salatuo/2006/salatuo_2006_2007-10-18_kuv_005.html

(Tuotekuvaukset)

Tällä viitataan KSSV:n käytössä olevien sähkömittarimallien tuotekuvauksiin.

(Vakiokorvaus ohje)

Energiateollisuus (2014). Vakiokorvaukset – sovellusohje. [Sovellusohje][Viitattu 17.2.2018] Saatavilla: https://energia.fi/files/880/Vakiokorvaukset_-_sovellusohje_2014.pdf

(Valtioneuvoston asetus 66/2009)

Valtioneuvoston asetus 5.2.2009/66 sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. Annettu 5.2.2009. [Asetus] Saatavilla: http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2009/20090066#a31.3.2016-217

(Verkostosuositus SA 10:92)

Sähköenergialiitto Sener, Verkostosuositus SA10:92. [Viitattu 12.2.2018]

Liite 1 Seurantalaskennan olennaisimmat tulokset

PJ-solmut

Kohde	Etäisyys (m)	Jännite (V)	Jännitejäykkyys (V/10kW)	Jännitteenalenema syötöstä (%)
Liittymä (415128)	253.940	209.865	7.517	2.737
Liittymä (415129)	36.000	212.618	2.040	1.461
Liittymä (415130)	191.470	211.666	5.844	1.902
Liittymä (415131)	182.770	211.618	5.372	1.924
Liittymä (415133)	319.100	209.403	8.921	2.951
Liittymä (415135)	418.810	207.722	11.421	3.730
Liittymä (415137)	440.690	206.999	11.366	4.065
Liittymä (415739)	542.420	206.258	14.107	4.408
Liittymä (420614)	1000.650	201.772	15.680	6.488
Liittymä (420615)	578.338	205.894	8.982	4.577
Liittymä (437566)	276.424	210.732	6.665	2.335
Liittymä (439292)	773.627	204.387	12.746	5.276
Liittymä (441495)	981.860	205.467	14.380	4.775
Lähtö (01)	6.000	213.294	1.311	1.148
Lähtö (02)	7.500	213.294	1.311	1.148
Lähtö (03)	9.000	213.294	1.309	1.148
PJ-kytkin (1909640909PA)	3.750	213.294	1.311	1.148
PJ-kytkin (1909640909PA)	5.250	213.294	1.311	1.148
PJ-kytkin (1909640909PA)	6.750	213.294	1.308	1.148

Kohde	Virta (A)	Pätöteho (kW)	Loisteho (kVAr)	Summaergia (MWh)	Käyttöpaikkojen lkm.
Liittymä (415128)	16.294	9.748	3.197	12.500	1.000
Liittymä (415129)	28.727	17.436	5.720	41.800	1.000
Liittymä (415130)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Liittymä (415131)	1.575	0.318	0.104	0.500	1.000
Liittymä (415133)	0.846	0.508	0.167	0.800	1.000
Liittymä (415135)	9.909	5.910	1.939	9.300	1.000
Liittymä (415137)	13.479	7.954	2.609	10.200	1.000
Liittymä (415739)	6.498	3.821	1.253	4.900	1.000
Liittymä (420614)	19.138	11.054	3.626	26.500	1.000
Liittymä (420615)	5.248	3.177	0.644	7.000	1.000
Liittymä (437566)	4.323	2.601	0.853	4.093	1.000
Liittymä (439292)	13.275	7.753	2.543	12.200	1.000
Liittymä (441495)	2.799	1.660	0.544	6.500	1.000
Lähtö (01)	28.727	17.436	5.720	41.800	1.000
Lähtö (02)	30.821	18.219	5.976	38.200	6.000
Lähtö (03)	29.890	17.438	5.322	56.293	5.000
PJ-kytkin (1909640909PA)	28.727	17.436	5.720	41.800	1.000
PJ-kytkin (1909640909PA)	30.821	18.219	5.976	38.200	6.000
PJ-kytkin (1909640909PA)	29.890	17.438	5.322	56.293	5.000

Liite 1 Seurantalaskennan olennaisimmat tulokset

Jakelumuuntaja	
Tehohäviö (kW)	0.283
Häviöenergia (kWh)	826.082
Tyhjäkäyntihäviö (kW)	0.220
Tyhjäkäynnin energiahäviö (kWh)	1927.200
Jännitteenalenema (%)	1.105
Muuntajan pätöteho (kW)	40.444
Muuntajan loisteho (kVAr)	12.869
Näennäisteho (kVA)	42.442
Kuormitusaste (%)	42.442

Liite 2. Huippukeskituntiteholla lasketun seurantalaskennan olennaisimmat tulokset

PJ-solmut

Kohde	Etäisyys (m)	Jännite (V)	Jännitejäykkyys (V/10kW)	Jännitteenalenema syötöstä (%)	Virta (A)
Liittymä (415128)	253.940	210.253	7.503	2.557	10.585
Liittymä (415129)	36.000	211.551	2.050	1.956	32.786
Liittymä (415130)	191.470	210.670	5.870	2.364	0.599
Liittymä (415131)	182.770	210.462	5.402	2.460	10.011
Liittymä (415133)	319.100	208.750	8.949	3.254	2.205
Liittymä (415135)	418.810	206.639	11.480	4.232	15.480
Liittymä (415137)	440.690	206.417	11.398	4.335	12.346
Liittymä (415739)	542.420	205.679	14.147	4.677	6.323
Liittymä (420614)	1000.650	193.207	16.376	10.457	23.157
Liittymä (420615)	578.338	198.156	9.144	8.164	15.528
Liittymä (437566)	276.424	207.595	6.766	3.789	6.121
Liittymä (439292)	773.627	196.788	13.238	8.797	8.586
Liittymä (441495)	981.860	194.880	15.161	9.682	19.777
Lähtö (01)	6.000	212.324	1.317	1.598	32.786
Lähtö (02)	7.500	212.324	1.317	1.598	28.108
Lähtö (03)	9.000	212.323	1.312	1.598	56.569
PJ-kytkin (1909640909PA)	3.750	212.324	1.317	1.597	32.786
PJ-kytkin (1909640909PA)	5.250	212.324	1.317	1.598	28.108
PJ-kytkin (1909640909PA)	6.750	212.324	1.312	1.598	56.569

Kohde	Pätöteho (kW)	Loisteho (kVAr)	Summaergia (MWh)	Käyttöpaikkojen lkm.
Liittymä (415128)	6.353	2.084	16.993	1.000
Liittymä (415129)	19.810	6.498	74.534	1.000
Liittymä (415130)	0.120	0.039	0.461	1.000
Liittymä (415131)	2.004	0.657	7.680	1.000
Liittymä (415133)	1.313	0.431	5.031	1.000
Liittymä (415135)	9.118	2.991	34.945	1.000
Liittymä (415137)	7.264	2.383	19.432	1.000
Liittymä (415739)	3.707	1.216	9.917	1.000
Liittymä (420614)	12.936	4.243	48.672	1.000
Liittymä (420615)	9.048	1.834	26.345	1.000
Liittymä (437566)	3.657	1.200	14.017	1.000
Liittymä (439292)	4.960	1.627	19.009	1.000
Liittymä (441495)	11.262	3.694	60.105	1.000
Lähtö (01)	19.810	6.498	74.534	1.000
Lähtö (02)	16.577	5.438	94.460	7.000
Lähtö (03)	31.821	9.304	168.147	5.000
PJ-kytkin (1909640909PA)	19.810	6.498	74.534	1.000
PJ-kytkin (1909640909PA)	16.577	5.438	94.460	7.000
PJ-kytkin (1909640909PA)	31.821	9.304	168.147	5.000

Liite 2. Huippukeskituntiteholla lasketun seurantalaskennan olennaisimmat tulokset

Jakelumuuntaja	
Tehohäviö (kW)	0.146
Häviöenergia (kWh)	0.000
Tyhjäkäyntihäviö (kW)	0.220
Tyhjäkäynnin energiahäviö (kWh)	1927.200
Jännitteenalenema (%)	0.803
Muuntajan pätöteho (kW)	28.959
Muuntajan loisteho (kVAr)	9.499
Näennäisteho (kVA)	30.478
Kuormitusaste (%)	30.478

Liite 3

Annuiteetin laskeminen

Annuiteetin avulla voidaan kertaluonteinen kustannus jakaa vuosikustannuksiksi tarkasteluajalle kaavan 1 mukaan laskettavan annuiteettikertoimen $\mathcal{E}$ avulla.

$$\varepsilon = \frac{p/100}{1-\frac{1}{(1+\frac{p}{100})^t}} \tag{1}$$

jossa *p* on laskennoissa käytettävä korko, ja *t* investoinnin tarkasteluaika vuosina.
Tässä työssä korkona käytetään viittä prosenttia. Investoinnin tarkasteluaika riippuu tarkasteltavasta kohteesta, ja sähkömittareita tarkastellessa se on 15 vuotta.

Edellä lasketuilla parametreilla saadaan laskettua sähkömittareita koskeviin laskuihin annuiteettikertoimeksi $\mathcal{E}$ 0,0963. Kaavan 1 mukaan se on riippuvainen vain tarkasteluajasta ja laskentaan käytettävästä korkoprosentista. Tässä työssä korkoprosentti ja pitoaika säilyvät mittareita tarkastellessa samoina, joten annuiteettikerroin $\mathcal{E}$ ei muutu. Kertomalla tarkasteluajan alussa oleva kustannus annuiteettikertoimella saadaan se jaettua vuotuiseksi tasaeräksi.

KSS Verkon katkolaitteettomien mittareiden korvaaminen katkolaitteellisella

Laskelmissa käytetyt kappalemäärät ovat mittaustietojärjestelmästä 14.7.2017 kerätyn tilaston mukaisia. Määrät eivät ole olennaisesti muuttuneet.

Katkolaitteettomia P2P-teknologian mittareita yhteensä noin 400 kappaletta. Vastaavan P2P-teknologian katkolaitteellisen mittarin hankintahinta 167 euroa. Kokonaisinvestointi uusille P2P-mittareille on noin 70000 euroa. Mahdollisia antenneja ei ole huomioitu.

Katkolaitteettomia PLC-teknologian mittareita on yhteensä noin 12400 kappaletta. Katkolaitteellinen PLC-mittari on hankintahinnaltaan 96 euroa. Korvaukseen tarvittavien mittareiden laiteinvestoinnit olisivat noin 1 190 000 euroa.

Vuosittainen kustannus nykyarvomenetelmällä noin 115 000 euroa.

Katkotoimenpiteitä tehdään vuosittain noin 2 200 kappaletta. Määrät perustuvat vuonna 2017 tehtyihin katkoyksiköihin. Kappalehinnaltaan yksi katkotoimenpide on 41,6 euroa. Yhteensä katkokustannuksia on noin 92 000 euroa vuosittain.

Katkokustannusten ollessa pienempiä kuin pelkästään mittari-investointien annuiteetti, ei kaikkien mittareiden vaihtamista katkolaitteellisiksi voida pitää kannattavana.

Osittainen katkolaitteistaminen

Katkolaitteellistamiseksi vaihdetaan LON-teknologian mittarit PLAN-teknologian mittareihin.

KH1,KH3 ja KH5 ovat kaikki kerrostaloja, joiden mittarit sijaitsevat monimittarikeskuksessa.
Työkustannukset ovat tällöin 15,7 euroa per vaihdettu mittari. Mittareita KH1, KH3 ja KH5 on yhteensä 131. Työkustannuksiksi saadaan 2 060 euroa.

Uuden PLAN-mittarin hankintahinta 96 euroa. Mittareiden kokonaishankintakustannus 12 600 euroa.
Pois vaihdettavat mittarit ovat vanhinta mittarisukupolvea, joiden jäännösarvo on pieni. Tätä ei laskennassa huomioida.

Uuden keskittimen investointikustannus 600 euroa, vuosittaiset kommunikointikustannukset 60 euroa. Työkustannukset asennukselle 59 euroa.

Yhteensä investointikustannus on noin 15 300 euroa. Annuiteetti investointikustannukselle on noin 1530 euroa. Lukuun on lisätty keskittimen vuosittainen kommunikointikustannus.

Verkkosopimusten aloittamisen ja lopettamisen vuoksi KH1, KH3 ja KH5 taloihin on katkotoimenpiteitä tehty yhteensä 81. Määrät perustuvat vuoden 2017 tilastointiin. Loppuvuoden osuus on laskettu olettamalla katkomäärien olevan kuukausittain tasaisesti jakautunut. Kustannukset katkotoimenpiteistä ovat noin 3400 euroa. Näiden voidaan olettaa olevan samaa suuruusluokkaa vuosittain kiinteistöjen luonteesta johtuen.

Koska vuosittaiset katkokustannukset, eli investoinnilla säästettävä summa, ovat suuremmat kuin investoinnin annuiteetti, voidaan mittareiden vaihtamista pitää taloudellisesti kannattavana.

Liite 4

Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmällä voidaan tehdä eri vuosina esiintyvät kustannukset ja investointikustannukset vertailukelpoisiksi keskenään.

Yksittäisenä vuotena tapahtuva kustannuserä voidaan muuttaa nykyarvoonsa kertomalla se kaavasta 1 saatavalla kertoimella β

$$\beta = \frac{1}{(1+\frac{p}{100})^t} \tag{1}$$

Tässä työssä pitoaikana käytetään mittareiden pitoaikaa 15 vuotta ja korkoprosenttina viittä prosenttia.

Yksittäisen katkolaitteettoman mittarin korvaaminen katkolaitteellisella

Mikäli yksittäinen mittauskohde halutaan varustaa katkolaitteellisella mittarilla, joudutaan vanhan mittarin tilalle vaihtamaan P2P –teknologian mittari. Hankintahinnaltaan tällainen mittari on 167 euroa, ja kommunikointikustannukset ovat 12 euroa vuodessa. Mittarin asentaminen yksittäiseen kohteeseen on 54,7 euroa. Kun vuosittaiset kommunikointikustannukset nykyarvomenetelmällä lisätään investointikustannukselle, saadaan kokonaiskuluiksi P2P-mittarille 347 euroa viiden prosentin korolla sekä 15 vuoden pitoajalla.

Mikäli vanha mittari jätetään, ovat sen laitekustannukset 0 euroa, ja myös kommunikointikustannukset ovat nolla euroa. Tämä kommunikointikustannusten kuluttomuus siitä syystä, että datakeskittimen kommunikointikustannus tiettyyn datamäärään asti on sopimuksen perusteella vakio riippumatta sen alla olevien mittareiden lukumäärästä. Käytännössä yksikään datakeskitin ei ole ylittänyt tätä rajaa viime vuosina. Tällöin ainoastaan mittarin katkokustannukset ovat huomioon otettavia muuttujia.

Nykyarvomenetelmällä laskiessa myös katkon ajankohta vaikuttaa asiaan. Tähän laskentamalliin perustuen ovat mittarin pitoajan lopussa tehtävät katkot nykyarvoltaan edullisempia kuin lähempänä mittarin elinkaaren alkua tehtävät. Sovituilla laskentaparametreilla laskiessa tulee nykyarvomenetelmällä laskien viidennentoista vuoden katkokäynnin hinnaksi 20 euroa ja ensimmäisen vuoden hinnaksi 40 euroa. Seitsemännen vuoden katkon kustannus on nykyarvoltaan 30 euroa. Oletetaan, etteivät katkokustannukset olennaisesti muutu.

Nykyarvomenetelmällä laskiessa katkokulujen tulee ylittää mittarivaihdon investointikustannukset, sekä kommunikaatiokustannukset pitoajan puitteissa. Yksittäisen mittarin vaihtamiseksi P2P-mittariksi tulisi katkokäyntejä olla seitsemäntenä vuonna 12 kappaletta. Mikäli katkotoimenpiteet sattuisivat kaikki

ensimmäiselle vuodelle, tulisi niitäkin olla 9 kappaletta, ja viidentenätoista vuonna tulisi katkokäyntejä olla jo 18 kappaletta. Katkotapahtumia jakamalla tasaisesti pitoajalle, tulee raja-arvoksi noin 13 katkokäyntiä kohteeseen, ennen kuin PLC-mittari kannattaa korvata P2P-mittarilla.

Vanhempia E120-sukupolven P2P-mittareita ei ole myöskään varustettu katkolaitteella. Koska mittareiden kommunikointikustannukset katkolaitteellisen ja –laitteettoman välillä ovat samat, ne jätetään nykyarvolaskennassa pois. Tällöin katkolaitteellisen P2P-mittarin kustannukseksi tulee 292 euroa. Vastaavalla tavalla katkokustannuksia jakaessa tasaisesti pitoajalle, raja-arvoksi tulee noin 10- katko tai kytkentäkäyntiä. Yli kymmenellä käynnillä muuttuu katkolaitteellinen mittari kannattavaksi.