

Niko Mattila

# Etäluettavien sähkömittareiden sähkölaatuominaisuudet

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Insinööri (AMK)

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Insinöörityö

23.1.2016

Tekijä(t) Otsikko	Niko Mattila Etäluettavien sähkömittareiden sähkölaatuominaisuudet
Sivumäärä Aika	34 sivua 23.1.2016
Tutkinto	Insinööri (AMK)
Koulutusohjelma	Sähkötekniikka
Suuntautumisvaihtoehto	Sähkövoimatekniikka
Ohjaaja(t)	Lehtori Tuomo Heikkinen
<p>Tässä opinnäytetyössä tutkitaan Suomessa käytössä olevien etäluettavien sähkömittareiden kantaa ja sähkönlaadun mittaamiseen ja kyseisen tiedon hyödyntämiseen liittyviä ominaisuuksia. Työn tavoitteena on selvittää yleisimmät mittarimallit ja antaa kuvaa mittareiden hyödyntämisestä pienjänniteverkon valvonnassa.</p> <p>Viideltä mittarin toimittajalta valittiin jokaiselta yksi yleinen malli. Työssä tarkastellaan Aidonin, Kamstrupin, Telvent Echelonin, Iskraemecon ja Landis+Gyrin mittareita. Etsin, mitä sähkönlaatusuureita mittarit mittaavat ja minkälaisia ominaisuuksia niissä on. Työssä käsiteltiin apuna sähkötekniikan kirjoja, sekä vanhoja diplomi- ja päättötöitä.</p> <p>Työhön on koottu etäluettaviin mittareihin liittyvät standardit ja yleisimmät mittarimallit. Lisäksi työssä on käsitelty mittareiden laatutietojen hyödyntäminen pienjänniteverkon valvonnassa Suomessa. Opinnäytetyön lopputuloksena pitäisi olla opastusta antava dokumentti etäluettavien sähkömittareiden hyödyntämisestä pienjänniteverkossa.</p>	
Avainsanat	AMR mittaus, etäluenta, sähkön laatu, etäluettava sähkömittari

Author(s) Title	Niko Mattila Electrical Quality Characters of Automatic Meter Reading
Number of Pages Date	34 pages 23 January 2016
Degree	Bachelor of Engineering
Degree Programme	Electrical Engineering
Specialisation option	Electrical Power Engineering
Instructor(s)	Tuomo Heikkinen, Senior Lecturer
<p>This thesis handles what kind of AMR devices are used in Finland, focusing on how Automatic Meter Reading equipment measure quality of electricity and how to utilize that information. Standards and regulations are also explained to some extent. The objective was to clarify how to utilize AMR meters in low voltage network.</p> <p>One meter model from each manufacturer Aidon, Kamstrup, Telvent Echelon, Iskraemeco and Landis+Gyr was chosen. It was studied what they measure and what kind of features they have. Nearly all the information is from electrical books, old thesis and manufacture web sites.</p> <p>The result of this study is information on remotely readable meters and on how to utilize data from remotely readable meters.</p>	
Keywords	AMR, Remote reading, Quality of electricity

## Sisällys

### Lyhenteet

1	Johdanto	1
2	Vaatimukset tuntimittauslaitteistolle	2
2.1	Mittausasetus	2
2.2	Sähkön jänniteominaisuudet	3
2.3	Vaihtosähköenergian mittaus	7
2.4	Sähkömagneettinen yhteensopivuus	10
2.5	Taajuusalueet	10
2.6	Sähkömarkkinalaki 2013	11
3	Suomessa yleisesti käytössä oleva laitekanta	13
3.1	Aidon 5000 -sarja	13
3.2	Schneider Echelon	14
3.3	Landis&Gyr	15
3.4	Kamstrup	16
3.5	Iskraemeco	17
4	Sähkönlaatu	18
4.1	Sähkönlaadun mittaaminen	19
4.2	Mitattujen sähkönlaatutietojen hyödyntäminen	21
5	Pohdinta	24
6	Yhteenveto	29
	Lähteet	30

## Lyhenteet

AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i> , älykäs mittarointi.
AMKA	Alumiinijohtiminen riippukierrekaapeli.
AMM	<i>Automatic Meter Management</i> , automaattinen mittarin hallinta.
AMR	<i>Automatic Meter Reading</i> , automaattinen mittarinluenta.
DMS	<i>Distribution Management System</i> , käytöntukijärjestelmä.
gG	Johdon ylikuormitus- ja oikosulkusuojaksi tarkoitettu sulaketyyppi.
Gsm	Puhelinverkkoyhteys.
M-Bus	Mittarointiväylä
MESH	Langaton kommunikointi
PEN	Yhdistetty nolla- ja suojajohdin.
PLC	Power line communication, kommunikointi sähkökaapelin kautta.
P2P	<i>Point to point</i> , kommunikointi suoraan luentajärjestelmään.
RS-väylä	Mittarit kytketty toisiinsa parikaapelilla .
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i> , käytönvalvontajärjestelmä.
THD	Harmoninen kokonaissärö

## 1 Johdanto

Etäluettavia sähkömittareita käytetään jo melkein joka taloudessa, ja ne ovat osa älykäästä sähköverkkoa. Verkkoyhtiöt saavat asiakkaan kulutustiedot ilman käyntiä asiakkaan luona, ja asiakas pystyy tarkkailemaan omaa kulutustaan. Yhtiöt tarjoavat netissä omia ohjelmiaan ja puhelinsovelluksiaan, joista pystyy näkemään oman kulutuksen kelonajan mukaan ja siten säästämään rahaa. AMR-mittarin voi myös liittää kiinteistöautomaatiojärjestelmään, jolloin saadaan tietoa esimerkiksi veden kulutuksesta. Pienkäyttäjä pystyy myös liittämään uusiutuvia energialähteitä, kuten aurinkopaneeleita AMR-mittariin ja näkemään, paljonko sähköä energialähde tuottaa. Asiakkaat saavat laskunsa tarkemmin mitattuna etäyhteyden avulla ilman, että lukemat täytyy tarkastaa induktiomittarilta.

Etäluettavan mittarin tarkoitus on mitata ja tallentaa sähkönkulutuksen ja tuotannon keskiteho tunnin välein. Mittalaitteen pitää rekisteröidä erikseen verkosta otto- ja antolukemat. Mittarilta saatavia laatumietoja voidaan hyödyntää verkon hallinnassa sekä vikojen etsinnässä. Mittareiden avulla voidaan saada tiedot muun muassa nollajohdinvioista, yksi- ja kaksivaihevioista, jännite-epäsymmetriasta ja yli- ja alijännitteistä. Mittalaite hyödyntää kahdensuuntaista etäyhteyttä, ja sillä pystyy etäkatkaisemaan ja kytkemään sähköt kohteeseen. Etäluenta mahdollistaa nopeamman viankorjauksen sekä säästöt luenassa ja kytkennöissä. AMR-mittareilla voidaan siis valvoa pienjänniteverkkoa yhdistämällä ne käyttötukijärjestelmään. Mittarit ovat täysin elektronisia, jolloin prosessori laskee saaduista arvoista tarvittavat tiedot. Koska mittareissa ei ole liikkuvia osia niiden käyttöikä on pitkä. [1, s. 78.]

Sähkön laadun mittaaminen koostuu periaatteessa jännitteen laadusta ja sähköverkon käyttövarmuudesta. Suomessa jännitteen laadun ominaisuudet määritetään standardissa SFS-EN 50160, ja vaihtosähkön mittausta käsitellään standardissa SFS 3381. AMR-mittareille valtioneuvosto on määrännyt tuntimittaussuosituksen ja eduskunnassa sähkömarkkinalain.

Etäluettaviin tuntikulutuksen mittaaviin sähkömittareihin siirryttiin nopeasti, kun valtioneuvosto antoi asetuksen, jonka tavoitteena oli, että 80 % jakeluverkon asiakkaista on tuntimittauksen ja etäluennan piirissä vuoden 2013 lopulla ja kaikki joilla on yli 63 A:n pääsulake vuoden 2010 lopussa. Energianteollisuuden selvityksen mukaan 1.1.2014

kattavuus oli 97 %. Asetus on osa EU:n 20–20–20 ilmastotavoitetta: 20 % vähemmän hiilidioksidipäästöjä, 20 % energiatehokkuuden edistämistavoite ja 20 % uusiutuvan tuotannon edistämistavoite. [2.]

Etäluettavia mittalaitteita on saatavilla 1- ja 3-vaiheisina sekä mittarit voidaan kytkeä joko suoraan tai virta- ja jännitemuuntajien avulla riippuen onko kohde pääsulakkeeltaan alle 63 A vai yli. Suoraa mittausta käytetään kun pääsulake on alle 63 A ja epäsuoraa mittausta käytetään kun pääsulake on yli 63 A.

Tässä työssä käydään ensin läpi vaatimuksia tuntimittauslaitteistolle ja sähkön laadun standardia. Työssä tutkitaan myös, millaista laitekantaa sähköyhtiöt Suomessa käyttävät, sekä lopuksi laitteiden sähkönlaadun mittaamiseen ja kyseisen tiedon hyödyntämiseen liittyviä ominaisuuksia.

## **2 Vaatimukset tuntimittauslaitteistolle**

### **2.1 Mittausasetus**

Mittausasetuksen mukaan tuntimittauslaitteistolla tarkoitetaan laitteistoa tai laitteistojen yhdistelmää, joka mittaa ja rekisteröi laitteiston muistiin sähkönkulutuksen tai verkkoon syötön tunneittain ja jonka rekisteröimä tieto voidaan lukea laitteiston muistista viestintäverkon välityksellä. Mittausasetuksen mukaan tuntimittauslaitteiston ja verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevän tietojärjestelmän tulee sisältää vähintään seuraavassa esitetyt vaatimukset. [3.]

- Mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista tiedonsiirtoverkon kautta (etäluentaominaisuus).
- Mittauslaitteiston tulee rekisteröidä yli kolmen minuutin pituisen jännitteettömän ajan alkamisen ja päättymisajankohdat.
- Mittauslaitteiston tulee kyetä vastaanottamaan tietoverkon välityksellä lähetettäviä kuormanohjauskomentoja ja siinä tulee olla vähintään yksi kuormanohjaukseen käytettävissä oleva ohjauslaite, jota ei saa varata muuhun käyttöön.

- 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.
- Mittauslaitteiston ja verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevän tietojärjestelmän tietosuojan tulee olla asianmukaisesti varmistettu. [3.]

## 2.2 Sähkön jänniteominaisuudet

Suomessa käytössä on standardi SFS-EN 50160 joka määrittelee jakelujännitteen ominaisuudet liittämiskohdassa pien- ja keskijännitejakeluverkossa. Taulukossa 1. esitetään yleisimpien häiriöiden kuvaukset. Standardi määrittää sähkönlaadulle nämä seuraavat ominaisuudet: [4.]

- verkkotaajuus
- jakelujännitteen suuruus
- jännitetason vaihtelut
- nopeat jännitemuutokset
- välkyntä
- epäsymmetria
- signaalijännitteet
- jännitekuopat
- harmoniset- ja epäharmoniset yliaaltojännitteet
- käyttötaajuiset ylijännitteet
- transienttiylijännitteet. [4.]

### **Verkkotaajuus**

Suomen sähköverkkojen perustaajuus on 50 Hz, ja taajuus saa vaihdella taulukon 2. mukaan.



Taulukko 2. Taajuuden laatukriteerit [4.]

Jännitteen ominaisuus	Hyvä laatu (Sener)	Normaali laatu (Sener)	SFS-EN 50160:n mukainen laatu
Taajuus	50 Hz $\pm$ 1 %	50 Hz $\pm$ 1 %	99,5 % välillä 50 Hz $\pm$ 1 % kaikki välillä 50 Hz + 4 % / -6 %
Taajuus (erillisverkoissa)			95 % välillä 50 Hz $\pm$ 2 % kaikki välillä 50 Hz $\pm$ 15 %

### Jakelujännitteen suuruus

Suomen pienjakelujännitteen suuruus on 230 V nolla- ja vaihejohtimen välillä. 95 % jännitteen arvosta pitää olla 230 V  $\pm$  10 %, ja kaikkien arvojen pitää olla 230 V + 10 % / -15 % taulukon 3. mukaan.

Taulukko 3. Jännitteen laatukriteerit pienjännitteelle [4.]

Jännitteen ominaisuus	Hyvä laatu (Sener)	Normaali laatu (Sener)	SFS-EN 50160:n mukainen laatu
Jännitetason vaihtelu (pj-verkko, $U_n=230$ V)	$U_n \pm 4$ % ja keskiarvo $U_n \pm 2,5$ %	$U_n +6 / -10$ %	95 % välillä $U_n \pm 10$ % kaikki välillä $U_n \pm 10 / -15$ %

### Harmoniset ja epäharmoniset yliaaltojännitteet

Yliaallot johtuvat mm. tehoelektroniikasta, ja aiheuttajia ovat suuntaajat, hitsauslaitteet, UPS-laitteet ja tietokoneet. Niiden ottama virta ei ole täysin sinimuotoista, mikä johtaa johtojen, muuntajien ja moottorien kuumenemiseen. Kuorman virran yliaallot leviävät verkkoa pitkin myös muille käyttäjille. Yliaaltoja pystytään vähentämään passiivisuodattimilla, aktiivisuodattimilla, yhdistetyillä suodattimilla sekä kapea- ja leveäkaistasuodattimilla. Harmoniset yliaaltojännitteet ovat jaksosta toiseen samanlaisia, kun epäharmoninen yliaaltojännite muuttuu. Taulukossa 4. käsitellään harmonisten yliaaltojännitteiden sallitut arvot liittämiskohdassa.

Taulukko 4. Harmonisten yliaaltojännitteiden sallitut arvot liittämiskohdassa [4.]

Parittomat yliaallot				Parilliset yliaallot	
Kolmella jaottomat		Kolmella jaolliset			
Järjestysluku h	Suhteellinen jännite $u_h$	Järjestysluku h	Suhteellinen jännite $u_h$	Järjestysluku h	Suhteellinen jännite $u_h$
5	6,0 %	3	5,0 % <sup>a)</sup>	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6...24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

HUOM. Järjestysluvultaan yli 25 harmonisille ei anneta arvoja, koska ne ovat tavallisesti pieniä ja hyvin arvaamattomia resonanssilanteiden vuoksi.

<sup>a)</sup> Verkon rakenteesta riippuen kolmas yliaalto saattaa olla huomattavasti pienempi.

### Jännitetason vaihtelut

Normaaleissa käyttöolosuhteissa, pois lukien keskeytysjaksot, jännitetason vaihtelut eivät saisi ylittää  $\pm 10$  % sopimuksen mukaisesta jännitteestä. Jos jakeluverkko ei ole liitetty yleiseen siirtoverkkoon, jännitevaihtelun ei tulisi ylittää  $+10$  % /  $-15$  % sopimuksen mukaisesta jännitteestä. Sama on voimassa erityisillä syrjäseutujen verkon käyttäjillä. [4.]

### Nopeat jännitemuutokset

Jakelujännitteen nopeat muutokset aiheutuvat pääasiassa asiakkaan verkossa tapahtuvista kuormitusmuutoksista, järjestelmässä tehdyistä kytkennöistä tai vioista. Nopealla jännitteenmuutoksella tarkoitetaan tehollisarvon nopeaa muutosta tasolta toiselle välillä  $\pm 10 U_n$ . [8.]

### Välkyntä

Yleensä nopeat jännitemuutokset johtuvat suurista kuormista, joiden verkosta ottama teho vaihtelee suhteessa verkon oikosulkutehoon kuorman kytkentäpisteessä. [4.]

### Lyhyet ja pitkät keskeytykset

Lyhyet keskeytyksen kestävät alle kolme minuuttia ja ovat yleensä jälleenkytkentöjen tai kaapeliverkon vikakohdan etsintätoimenpiteiden aiheuttamia. Pitkät keskeytyksen kestävät yli kolme minuuttia. [4.]

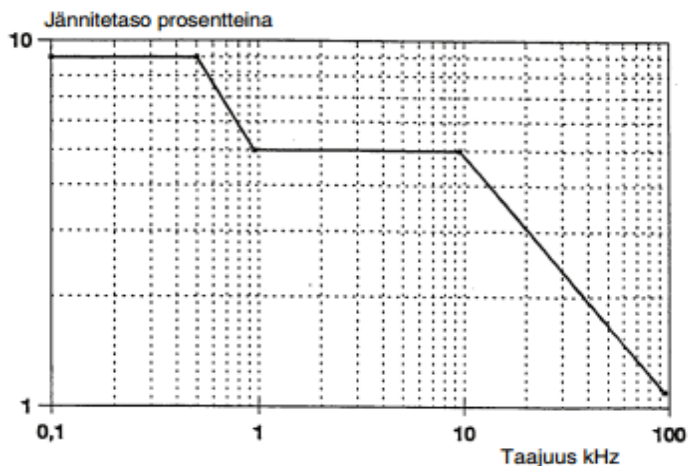
## Epäsymmetria

Epäsymmetriassa vaihejännitteiden tehollisarvot tai niiden väliset kulmat eivät ole yhtä suuria. Pienjänniteverkossa epäsymmetriaa esiintyy jossain määrin aina johtuen siitä, että vaiheet kuormittuvat epätasaisesti yksivaiheisten sähkölaitteiden vuoksi. Epäsymmetrian takana voi olla myös maasulku tai yhden sulakkeen palaminen. [8.]

## Signaalijännitteet

Verkkoyhtiö voi käyttää sähköverkkoa viestisignaalien siirtoon. Pienjänniteverkon liittämiskohdasta mitattuna signaalijännitteen pitää olla kolmen sekunnin keskiarvona, yli 99 % päivästä pienempi tai yhtä suuri kuin taulukossa 5.

Taulukko 5. Yleisessä Pj-jakeluverkossa käytettävien signaalitaajuuksien jännitetasot prosentteina nimellisjännitteestä  $U_n$  [4.]



## Jännitekuopat

Jännitekuopalla tarkoitetaan jännitteen äkillistä alenemista välille 1- 90 %  $U_n$ , jonka jälkeen jännite palautuu lyhyen ajan kuluttua normaalille tasolle. Jännitekuopan kesto on välillä 0,01 s- 3 min. Jännitekuopat johtuvat yleensä verkossa tai asiakkaan asennuksessa tapahtuvista vioista, mutta myös suurempien kuormien kytkennät voivat aiheuttaa kuopan. [8.]

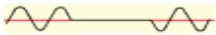
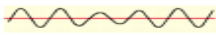
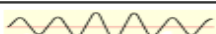


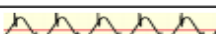
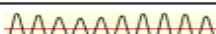
## Käyttötaajuiset ylijännitteet

Käyttötaajuinen ylijännite on suhteellisen pitkään, yleensä yli 20 ms, kestävä ylijännite. Käyttötaajuisen ylijännitteen takana ovat usein kytkentätoimenpiteet tai viat, esim. kuorman yllättävä aleneminen, yksivaiheinen vika tai epälineaarisuudet. [4.]

## Transienttiylijännitteet

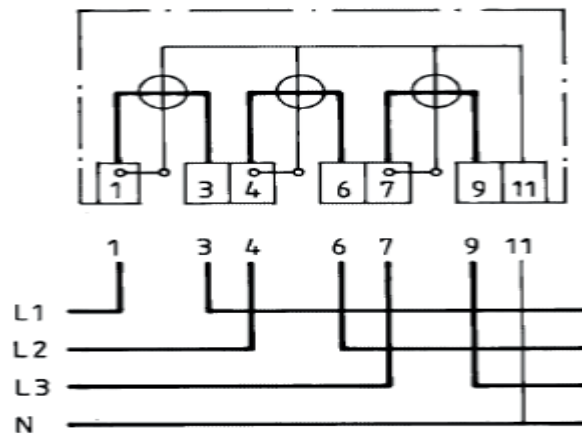
Transienttiylijännitteet aiheutuvat yleensä salamoista tai järjestelmässä suoritetuista kytkentätoimenpiteistä. [4]

Taulukko 1. Häiriöiden kuvaukset [6.]

Häiriötyyppi	Kuvaus	Mahdolliset syyt
Sähkön jakelun katkos (> 1min)		Huoltotoimet, linjaviat, onnettomuudet, sää, tuuli, salamät, jää
Pitkäaikainen ylijännite		Pieni kuormitus, huono säätö
Pitkäaikainen alijännite		Raskas kuorma, voimakkaat kuormitushuiput, ei loistehonsäätöä, huono tehokerroin
Hetkelliset katkokset		Katkaisijoiden laukeaminen, vian selvitystilanne, syötön vaihto
Jännitekuopat		Suurien kuormien kytkentä, hetkelliset viat, katkaisijoiden toiminta, induktiiviset kuormat
Hetkelliset ylijännitteet		Piirin kapasitanssi, suurten kuormien poiskytkentä, vaihevika
Transienttijännitteet		Valaistus, kapasitiivien kytkentä, virtasuojan laukeaminen, epälineaariset kuormat, häiriöt
Harmoniset virran yliaallot		Epälineaariset komponentit, korkeataajuiset kytkennät, TV, tietokoneet, valaistus, huono tehokerroin, laitteiden aiheuttama signaalihäiriö
Jaksolliset häiriöt (t < 0,5 sykliä)		Tehoelektroniikkalaitteet
Välkyntä		Eritaajuinen jännitteen vaihtelu, valaistus, loistehon vaihtelu
Jännite-epätasapaino		Epätasainen kuormitus, kompensointikondensaattorit, moottorit

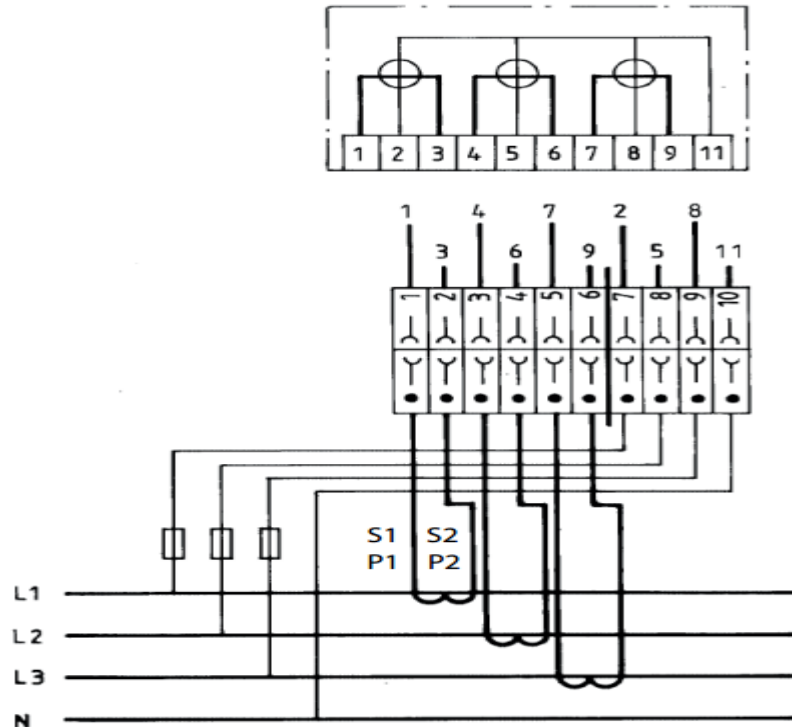
## 2.3 Vaihtosähköenergian mittaus

Suomessa vaihtosähköenergian mittausta käsitellään standardissa SFS 3381. Suoraa mittausta käytetään uudessa pienjänniteliitymässä, jonka mitoitusvirta on enintään 63 A, ja vanhassa asennuksessa kuormituksen kasvaessa enintään 80 A:n mitoitusvirtaan asti. Suoranmittauksen kytkentäkaavio näytetään kuvassa 1. Virtajohtimien poikkipinnat valitaan kuormitusvirran mukaan, ja nollajohtimena käytetään 2,5 mm<sup>2</sup> kuparijohdinta. [7.].



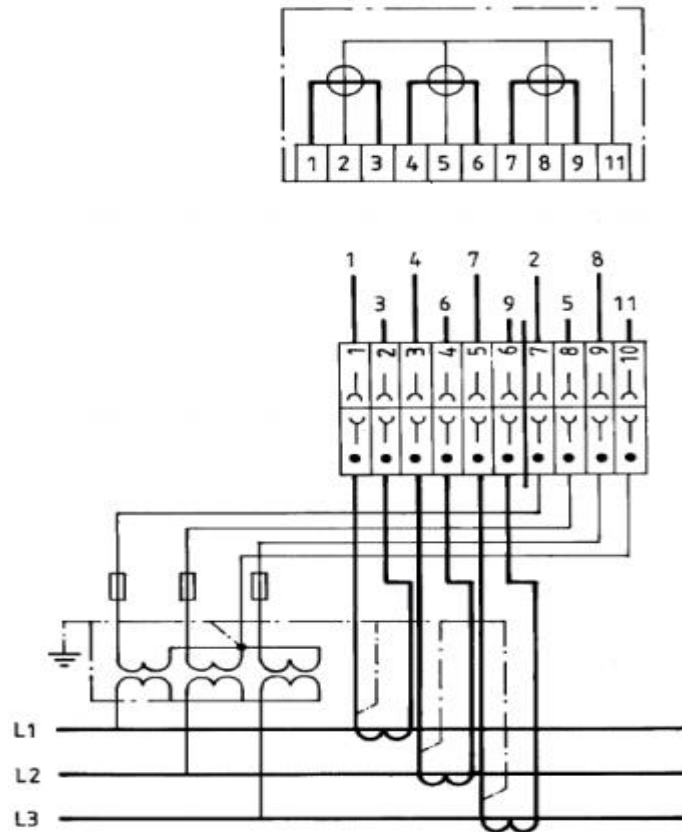
Kuva 1. Suoramittaus [7].

Epäsuoraa mittausta käytetään, jos ylivirtasuojien nimellisvirrat ovat suoran mittauksen arvoja suurempia, eli jos pääsulakkeen koko on yli 63 A, niin virran mittaukseen käytetään pienjänniteliittymässä epäsuoraa mittausta. Epäsuoran mittauksen kytkentäkaavio näytetään kuvissa 2 ja 3. Suurjänniteliittymässä käytetään aina epäsuoraa mittausta. Virtajohtimien poikkipintana käytetään 2,5 mm<sup>2</sup> kuparijohtimia, ellei johtimien aiheuttama taakan lisäys tai oikosulkukestoisuus edellytä suurempaa poikkipintaa. [7].



Kuva 2. Epäsuora mittaus, virtamuuntajaliitäntä. [7].

Virtamuuntaja on vaihtovirran mittaukseen tarkoitettu muuntaja, joka perustuu Faradayn induktiolakiin. Mittamuuntajina saa käyttää standardin SFS-EN 61869 -1, -2, -3, ja 5 mukaisia mittamuuntajia, joiden tarkkuusluokat ovat taulukossa 6. [8, s.13].



Kuva 3. Epäsuora mittaus, virta- ja jännitemuuntajaliitettä. [7].

Asuinympäristössä sisätiloissa 1-vaihemittauksissa voidaan käyttää luokkien A, B tai C mittareita. Asuinympäristössä ulkotiloissa tai 3-vaihemittauksissa voidaan käyttää luokkien B tai C mittareita. Liiketoiloissa tai kevyen teollisuuden sisätiloissa voidaan käyttää luokkien B tai C mittareita, mutta ulkotiloissa on käytettävä luokan C mittareita. [7, s.3.]

Mittamuuntajien tarkkuusluokka valitaan taulukon 6 mukaan. Jännitemuuntajat kytetään yleensä ennen virtamuuntajia energian pääkulkusuunnassa. [7]

Taulukko 6. Mittarien ja mittamuuntajien tarkkuusluokat sekä jännitejohtimien sallitut jännitteen alenemat

Mittausryhmä	Mittaustapa ja tehorajat <sup>1)</sup>	U <sub>N</sub>	Pätömittari	Virtamuuntaja	Jännitemuuntaja	Jännitteen alenema	Pulssimäärä <sup>2)</sup>
1	Suora mittaus	< 1 kV	A, B tai C <sup>3)</sup>	–	–	≤ 0,2 %	≥ 200
2	Virtamuuntajamittaus	< 1 kV	B tai C <sup>3)</sup>	0.2 S	–	≤ 0,2 %	≥ 500
3	Tehoraja < 2 MW	≥ 1 kV	B tai C <sup>3)</sup>	0.2 S	0.2	≤ 0,2 %	≥ 500
4	Tehoraja 2–10 MW	≥ 1 kV	0.5 S	0.2 S	0.2	≤ 0,1 %	≥ 1 000
5	Tehoraja > 10 MW	≥ 1 kV	0.2 S	0.2 S	0.2	≤ 0,05 %	≥ 2 000

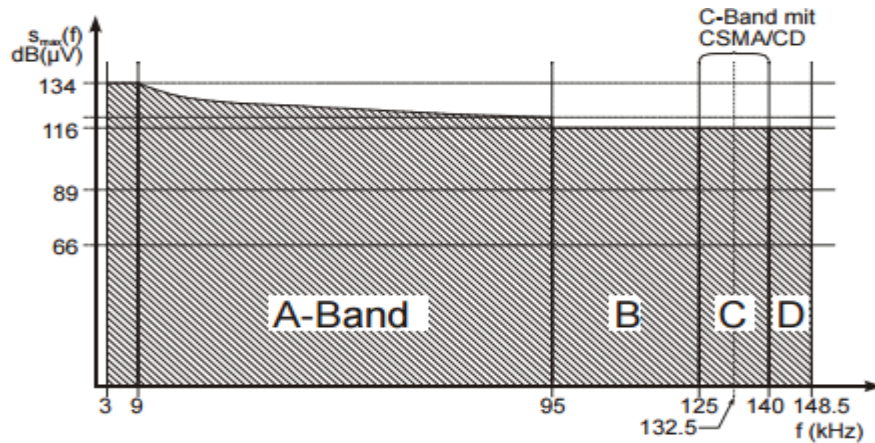
<sup>1)</sup> Tehoraja on mittauspisteen mitoitusteho, joka voidaan myös laskea mittamuuntajien nimellisarvoista (jännite ja virta) olettaen, että mittamuuntajat on valittu oikein.  
<sup>2)</sup> Pulssimäärä nimelliskuormalla yhden tunnin aikana.  
<sup>3)</sup> Katso edeltä kohta 4.1.

## 2.4 Sähkömagneettinen yhteensopivuus

EMC eli Electromagnetic compatibility tarkoittaa laitteiden sähkömagneettista yhteensopivuutta. Laitteiden tulisi toimia häiritsemättä muita laitteita ja ympäristöä. Toiseksi laitteiden tulisi olla häiriintymättä muista laitteista ja ympäristöstä aiheutuvista häiriöistä. EMC-direktiivi määrää, että laitteiston valmistaja huolehtii laitteen sähkömagneettisesta yhteensopivuudesta. Etäluettavat sähkömittarit lähettävät säteilyä sallituissa rajoissa, kun mittaustieto siirtyy luentajärjestelmään yleensä tunnin välein. Lisäksi yleensä mittarit sijaitsevat kaukana kellareissa tai eteisissä, joissa ei liikuta paljoa, jolloin altistuminen säteilylle on vähäistä. PLC-tekniikkaa käyttäessä johdoissa voi syntyä säteilyä. Sähköverkkoa ei ole suunniteltu tiedon siirtoon. Jos sähkömittarit aiheuttavat häiriötä, niin voidaan asentaa häiriönsuodatin. [9; 10.]

## 2.5 Taajuusalueet

CENELEC 50065-X määrittelee hyväksytyt taajuusalueet tiedonsiirrossa, maksimiampplitudit ja häiriöajat ympäröiville taajuuskaistoille kuvan 4. mukaan. [11, s. 10].



Band	Frequency range	Purpose
	3 kHz - 9 kHz	for electric distribution companies use only
A	9 kHz - 95 kHz	for electric distribution companies use and their licenses
B	95 kHz - 125 kHz	available for consumers with no restriction
C	125 kHz - 140 kHz	available for consumes only with media access protocol
D	140 kHz - 148.5 kHz	available for consumers with no restriction

Kuva 4. Taajuusalueet

## 2.6 Sähkömarkkinalaki 2013

Sähkömarkkinalain tarkoituksena on taata hyvä sähkön toimintavarmuus, kilpailukykyinen sähkön hinta ja kohtuulliset palveluperiaatteet voidaan turvata loppukäyttäjille. Saa-  
vuttaakseen tämän ensimmäiset keinot ovat terveen ja toimivan talouden turvaaminen sähkön tuotannossa ja toimituksessa. [12.]

Sähkömarkkinalakia sovelletaan sähkön tuotantoon, tuontiin, vientiin ja toimitukseen sekä sähkönsiirtoon ja- jakeluun. [12.]

### 19 §

Verkonhaltijan tulee ylläpitää ja kehittää sähköverkkoaan, jotta sähkökäyttäjillä olisi hyvänlaatuista sähköä. Sähköverkon tulisi täyttää toiminnan laatuvaatimukset ja sähköverkon pitäisi toimia luotettavasti, kun verkkoon kohdistuu ilmastollisia, mekaanisia ja ulkoisia häiriöitä. Sähköverkon tulisi toimia sähköjärjestelmän kanssa ja se tulisi pystyä liittämään yhteen toiseen sähköverkkoon. Sähköverkkoon tulisi myös pystyä liittämään käyttöpaikkoja ja voimalaitoksia. [12.]



## 22 §

Verkonhaltijan täytyy ilmoittaa sähkötoimitusten mittaus ja mittaustietojen rekisteröinti sähkömarkkinoiden osapuolille. Mittaustiedot ilmoitetaan sähkötoimittajalle sähkökäyttöpaikka- tai mittauskohtaisesti. Verkon käyttäjien tehokasta ja säästäväistä sähkönkäyttöä sekä ohjausmahdollisuuksien hyödyntämistä tulisi edistää. Mittauspalvelu voidaan järjestää omana työnä tai hankkia palvelun muualta. [12.]

## 51 §

Jakeluverkon vikaantuessa myrskyn tai lumikuorman takia, ei sähköjakelun keskeytys saisi kestää yli 6 tuntia. Jakeluverkon vikaantuessa muualla myrskyn tai lumikuorman takia, ei sähköjakelun keskeytys saisi kestää yli 36 tuntia. [12.]

## 71 §

Sähkön mittaus kiinteistössä on kiinteistönhaltijan vastuulla ja kiinteistön mittaustietojen tulisi olla siirrettävissä etäluentaominaisuudella jos asiakas haluaa vaihtaa sähkötoimittajaa. Mittauksesta aiheutuvien kustannusten tulisi olla mahdollisimman pienet loppukäyttäjälle ja sähkötoimittajille. [12.]

## 100 §

Sähköjakelun tai sähkötoimituksen yhtäjaksoisesta keskeytymisestä on loppukäyttäjällä oikeus vakiokorvaukseen, jos sähkötoimittaja ei osoita että sähkökeskeytyminen johtuu hänen vaikutusmahdollisuuksien ulkopuolella olevasta esteestä. [12.]

Vakiokorvauksen määrä loppukäyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta on:

- 1) 10 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12 tuntia mutta vähemmän kuin 24 tuntia;
- 2) 25 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24 tuntia mutta vähemmän kuin 72 tuntia;
- 3) 50 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72 tuntia mutta vähemmän kuin 120 tuntia;
- 4) 100 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120 tuntia mutta vähemmän kuin 192 tuntia;
- 5) 150 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 192 tuntia mutta vähemmän kuin 288 tuntia;
- 6) 200 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 288 tuntia.

Loppukäyttäjälle kalenterivuoden kuluessa maksettavien vakiokorvausten määrä on kuitenkin enintään 200 prosenttia vuotuisesta siirtopalvelumaksusta tai 2 000 euroa. [12.]

### 3 Suomessa yleisesti käytössä oleva laitekanta

#### 3.1 Aidon 5000 -sarja



Kuva 5. Aidon 5530

Aidon 5000 -sarjaan kuuluva 3-vaiheinen kWh-mittari sopii enintään 63 A:n pääsulakekohteisiin. Mittaa jokaisen vaiheen jännitettä ja virtaa erikseen. Mittarin prosessori laskee

saaduista arvoista muun muassa edestakaisen päto- ja loistehon sekä kokonaiskulutuksen.

Mittarilta saadaan hälytykset ali- ja ylijännitteistä, jännitekatkoista, jännitteen vaihteluista sulakekoon ylityksestä, vaihejärjestyksen muuttumisesta, nollaviasta, KJ -johtimen katkeamisesta, ja sulakepaloista. Mittari lähettää vioista automaattisesti ilmoituksen luentajärjestelmään ja rekisteröi edellä mainittujen tiedot muistiin. [13; 14; 15, s. 19.]

Tiedonsiirtoon käytetään P2P, RS-väylää ja MESH- radioverkkoyhteyttä. Master- mittari käyttää matkapuhelinverkkoa saadakseen yhteyden luentajärjestelmään, kun käytetään RS tai MESH yhteyttä. P2P tekniikalla mittari toimii itsenäisesti. [15, s. 13]

Mittari on käytössä muun muassa Oulunseudun sähköllä, Mäntsälän sähköllä ja Kymenlaakson sähköllä. [33; 34; 35.]

### 3.2 Schneider Echelon



Kuva 6. MTR 3000

Euroopan yleisin mittarimalli on saatavilla 1- ja 3 vaiheisina. Mittarit käyttävät PLC-tekniikkaa, PLC:n avulla mittarit muodostavat verkon, jonka avulla ne kommunikoivat keskittimen kanssa. Mittari mittaa jokaiselta vaiheelta erikseen jännitettä, ja virtaa ja laskee saaduista arvoista päto- ja loistehon (4-kvadrantti mittaus), tehokertoimen, THD:n ja taajuuden.

Mittari rekisteröi muistiin sähkökatkojen alkamisen ja päättymisen, ali- ja ylijännitteen, jännitekuopat, ylivirran (kun kestää yli 10 s), THD:n (U, I, S), [16; 17, s. 26; 32, s. 14.]

Mittari antaa hälytyksen nollaviasta, ja vaiheen puuttumisesta. Se kertoo, kun vaiheet on kytketty väärin, tai mittaria ei löydy keskittimen kautta. Se ilmoittaa myös sulakekoon ylityksestä. Kulutus- ja laatusanomien toimintavarmuus 99,7 % - 100 %.[16; 17, s. 26.]

Mittarit ovat käytössä Fortumilla, Carunalla ja mittarit valmistaa Echelon. Telvent oli Echelon mittareiden toimittaja ja nykyään Schneider omistaa Telventin. [36.]

### 3.3 Landis&Gyr



Kuva 7. Landis&Gyr E650

Mittaria käytetään kaikilla jännitetasoilla, yleensä pääsulake 63 ampeeria tai suurempi. Mittari mittaa jokaiselta vaiheelta jännitettä ja virtaa erikseen. 4–kvadranttimittauksen avulla saadaan pätö- ja loistehon mittaus molempiin suuntiin. Mittari mittaa myös huipputehon, vaihekulman, taajuuden.[18.]

Mittari rekisteröi tehokertoimen  $\cos(\varphi)$ , energiahäviöt, THD:n (U, I, S), pätö- ja loistehon ja laskee saaduista arvoista näennäistehon.

Näytöltä voi lukea seuraavia hetkellisarvoja:

- 0.4.2 Virtamuuntajan muuntosuhde
- 0.4.3 Jännitemuuntajan muuntosuhde
- 31.7.0 Vaiheen L1 virran hetkellisarvo
- 51.7.0 Vaiheen L2 virran hetkellisarvo
- 71.7.0 Vaiheen L3 virran hetkellisarvo
- 91.7.0 Nollajohtimen virran hetkellisarvo
- 32.7.0 Vaiheen L1 jännitteen hetkellisarvo
- 52.7.0 Vaiheen L2 jännitteen hetkellisarvo
- 72.7.0 Vaiheen L3 jännitteen hetkellisarvo
- 16.7.0 Hetkellinen pätöteho
- 131.7.0 Hetkellinen loisteho
- 14.7.0 Taajuus
- 33.7 Vaiheen L1 tehokerroin
- 53.7 Vaiheen L2 tehokerroin
- 73.7 Vaiheen L3 tehokerroin
- 13.7 Kokonaistehokerroin
- 1.8.1 Kokonaisenergielukema, kumulatiivinen, A+
- 2.8.1 Kokonaisenergielukema, kumulatiivinen, A. [18.]

### 3.4 Kamstrup



Kuva 8. Kamstrup 382

Kamstrup 382 on 3-vaiheinen mittari kotitalouksille, ja se käyttää virran mittaamiseen shunttivastusta jokaiselta vaiheelta erikseen. Jännitteen mittaamiseen käytetään jännitteenjakajaa. 4-kvadrantti mittauksen avulla pätö- ja loistehon mittaus molempiin suuntiin. [19.]

Mittari rekisteröi ali- ja ylijännitteen, vaihekohtaisen jännitekatkon, jännitetason vaihtelut. Nollajohtimen puuttumisen huomattuaan se katkaisee virran automaattisesti. Mittariin on mahdollista lisätä moduuli kuormanohjausta varten. [19.]

### 3.5 Iskraemeco



Kuva 9. Iskra MT37y

Mittareita on saatavilla 1- ja 3-vaiheisia, suoraan ja epäsuoraan kytkettäviä sekä eri kommunikaatoratkaisulla. Mittari käyttää jokaista vaihetta varten kahta Rogowskin kelaa virran mittaamiseen. Ensimmäinen on tarkoitettu virranmittaukseen ja toinen on häiriöiden mittaamiseen. Jännitteen mittaukseen käytetään jännitejakajaa. Prosessori laskee muun muassa käytetyn ja tuotetun energian. Mittarilla pystyy myös mittaamaan seuraavat: edestakaisen pätö- ja loistehon ja taajuuden. [20.]

Jokaisen vaiheen jännitteestä mitataan RMS arvo 200 ms välein. Mittari kerää tietyn aikavälin (oletuksena 10 minuuttia) ajan RMS arvoja ja laskee näistä arvoista keskiarvon. Keskiarvolaskennasta saatua arvoa verrataan mittarille määrättyihin raja-arvoihin. Mittari

rekisteröi jännitteen vaihtelut, näennäistehon, epäsymmetrian, jännitekuopat, lyhyet keskeytykset, vaihekatkon, ali- ja ylijännitteen. [20; 26, s. 38.]

Mittaria käytetään muun muassa Vattenfalilla ja Rovakairalla.

#### **4 Sähkönlaatu**

Suomessa sähköä tarvitaan melkein kaikkialla, joten sähkölaatu on nykyään tärkeä asia. Lisääntynyt tehoelektroniikka ja tulevaisuudessa sähköautojen latauspisteet kuormittavat verkkoa yhä enemmän ja epätasaisemmin. Kuluttajalle huono sähkölaatu voi merkitä jännitekatkoja, valojen himmenemistä ja välkyntää, sekä pahimmassa tapauksessa rikkoo laitteita ja aiheuttaa sähköiskun vaaran. Tasalaatuinen sähkö helpottaa ja vaikuttaa ihmisten elämään yllättävän paljon. Esimerkiksi sairaaloille sähkön saanti on tärkeää ja niissä käytetään varavoimajärjestelmiä turvaamaan sähkön saanti jännitekatkojen ajan.

Sähkömarkkinoiden vapautumisen myötä huonosta sähkön laadusta voidaan sakottaa ja hyvästä saada tuottoa. AMR-mittarit ovat osa älykästä sähköverkkoa yhdessä luenta-järjestelmän kanssa. Yhtiöt hyödyntävät AMI järjestelmiä yhä enemmän, ja niillä pystytään seuraamaan sähkönkäyttöä kaksisuuntaisen etäyhteyden avulla, saamaan tietoa sähkön laadusta pienjännitepuolella ja ohjaamaan mittareita etänä.

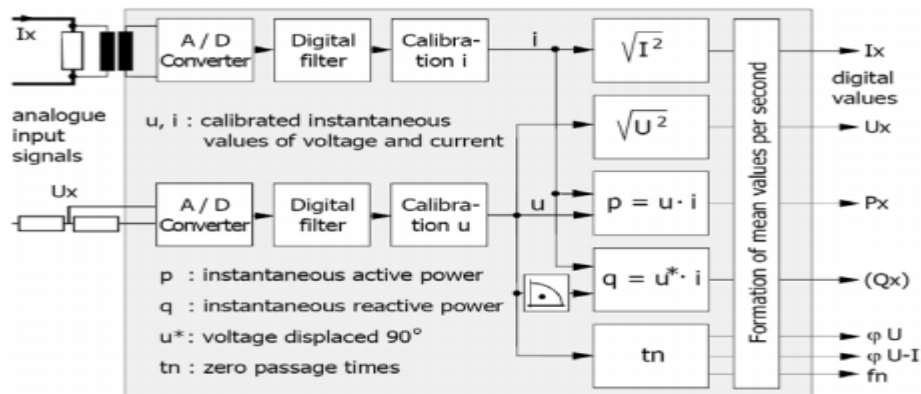
Sähkön laatua arvioidaan jännitteen laadun ja verkon käyttövarmuuden avulla. Jännitteen laatua arvioidaan jakelujännitteen ominaisuuksille standardissa SFS-EN 50160. Verkon käyttövarmuudessa tarkastellaan keskeytysten lukumäärää sekä niiden keskimääräistä kestoa. [21, s. 55.]

Jännitteensäätö tapahtuu muun muassa käämikytkinten avulla, mutta lisäksi käytetään kompensointilaitteita, jännitteensäätömuuntajia ja jakelumuuntamoiden väliottokytkimiä. Käämikytkin on sähköaseman päämuuntajassa, ja sillä säädetään muuntajan muuntosuhdetta. Jakeluverkossa käytetään rinnakkaiskondensaattoreita loistehon kompensointiin, ja ne sijaitsevat yleensä sähköaseman alajännitekiskossa. Kondensaattorit tuottavat loistehoa, mikä pyritään tuottamaan mahdollisimman lähellä kulutusta. Niin vältetään

loistehon siirto kauempaa verkosta, mikä alentaa jännitettä ja siirtokapasiteettia sekä lisää häviöitä. Jakelumuuntajien väliottokytkimillä voidaan säätää muuntosuhdetta, mutta säätö tapahtuu jännitteettömässä tilassa. [22, s. 41.]

#### 4.1 Sähkönlaadun mittaaminen

Etäluettavat sähkömittarit ovat elektronisia mittalaitteita. Yleensä mittarit käyttävät virran mittaamiseen shuntti vastusta, Hall-anturia tai Rogowskin kela ja jännitteen mittaamiseen jännitejakajaa. A/D muunnin muuttaa saadut analogiset arvot digitaaliseen muotoon. Kuvassa 10. näytetään Landis&Gyr E650 mittarin toimintakaavio.



Kuva 10. Landis&Gyr E650 toimintakaavio [18, s. 15.]

Mittarit kytketään joko suoraan tai mittamuuntajien avulla asennettavaan kohteeseen. Etäluettavissa mittareissa on prosessori mittaustoimintoja varten ja yksi tai enemmän tietojen käsittelyyn, hallintaan ja tietoliikennettä varten. Mittareissa on muistia mittauksille ja ohjelmistoille, ja niissä tieto säilyy myös jännitekatkon ajan. Eri valmistajien mittareissa on suunnilleen samat perusmittaukset ja prosessorille voi etäpäivittää lisää toimintoja. Mittarin ominaisuudet riippuvat myös asennuskohteesta. [23, s. 6.]

Keskitin toimii mittarin ja luentajärjestelmän välillä keräten tietoa mittareilta. Mittaustieto siirtyy kulutusmittarista luentajärjestelmään lähes aina matkapuhelinverkkoyhteyden avulla. Keskitimeltä tiedonsiirto tapahtuu pienjänniteverkon yli PLC:llä, langattomalla Mesh-verkolla tai sarjaväyläteknikoilla. Etäluennan tiedonsiirtotekniikoita ovat muun muassa seuraavat:



- MESH-radioverkkoa käytetään usein omakotitaloalueilla, MESH-tekniikka hyödyntää langatonta tiedonsiirtoa ja jokaisella slave-mittarilla on eri reittejä kommunikoida master-mittariin. [15, s. 14.]
- RS485:tä, RS232:ta käytetään usein kerros- ja rivitaloasunnoissa. RS-väylää käyttäessä on yksi master-mittari, muita kutsutaan slave mittareiksi ja mittarit muodostavat ketjun. [15, s. 14.]
- P2P:tä käytetään usein haja-asutusalueilla. Mittari kommunikoi suoraan luentajärjestelmään. [15, s. 14]
- PLC:tä käytetään mittarin ja keskittimen väliseen tiedonsiirtoon, jonka signaali kulkee sähköverkkoa pitkin. [24, s. 27]
- M-Bus tekniikkaa käytetään mittarin ja keskittimen väliseen tiedonsiirtoon, joka kommunikoi kaapelia tai ilmarajapintaa pitkin. [24, s. 28]
- GSM-yhteyttä käytetään siirtämään mittarilta saatava tieto joko suoraan mittarilta tai keskittimeltä luentajärjestelmään. [24, s. 28]
- DLMS/COSEM on kommunikointistandardi. [24, s. 29]

Luentajärjestelmää käytetään mittaustietojen lukemiseen etäluettavilta sähkömittareilta ja saatu tieto tallennetaan suojatulla yhteydellä mittaustietokantaan. [24, s. 24]

Tietojärjestelmien käytönvalvonnassa käytetään muun muassa SCADA- ja DMS-järjestelmää. SCADA on mittaus- ja tilatietojen sekä ohjauskäskyjen välittämiseen tarkoitettu järjestelmä. Se näyttää verkosta kerätyt hälytys-, mittaus- ja tilatiedot valvomolle. DMS näyttää graafisessa muodossa esitetyn verkkokartan, jossa on mukana maastokartta. DMS:n kautta menevät AMR-mittarikyselyt, keskeytystilanteiden käsittely, maantieteellinen hahmotus ja keskeytysaikojen laskenta. [25, s. 27.]

AMR-mittareiden myötä verkkoyhtiöt pystyvät tarkkailemaan paremmin sähkön laatua. Eri valmistajien mittareilla ja moduuleilla saadaan mitattua laajemmin asiakkaiden

- vaihejännitettä
- vaihevirtaa
- kokonaisenergiaa
- pätötehoa
- loistehoa
- näennäistehoa
- tehokerrointa
- THD:tä
- taajuutta.

Lisäominaisuuksina voidaan hyödyntää muun muassa:

- kuormanohjausta
- kysyntäjoustoja
- tariffien ohjausta
- pulssiluenta mahdollistaa pulssilähtöisten veden, kaasun ja kaukolämmön kulutusmittareiden luennan
- 4-kvartanttimittauksen avulla saadaan pätö- ja loistehon suuruudet molempiin suuntiin mittarista tehotieto muuhun järjestelmään [26, s. 36.]

Mittalaitteen rekisteröimiä keskeytystietoja tarkastaessa on hyvä ottaa huomioon näytteenottotaajuus ja rekisteröityvätkö kaikki jännitekuopat ja lyhyet keskeytykset. Pitkissä keskeytyksissä tulisi ottaa huomioon alkamis- ja päättymishetken tai keskeytyksen keston ja päättymisajankohdan. Lyhyissä keskeytyksissä tulisi ottaa huomioon rekisteröintien lukumäärät ja mahdollisesti ajoittumisen. Mittareilta saatava jännitetieto voi olla tehollisarvo tai tehollisarvojen keskiarvo tietyltä ajalta esim. 1 minuuttia, 3 minuuttia, 10 minuuttia. Standardissa EN50160 jännitteen hitaita vaihteluja tarkastellaan 10 minuutin jaksoilla. Jännitearvot suositellaan mittaamaan kaikilta vaiheilta. [3, s. 23.]

#### 4.2 Mitattujen sähkönlaatu tietojen hyödyntäminen

Etäluettavilla mittareilla pystytään huomaamaan vikoja ja alkavia vikoja mittarin hälytystoiminnoilla. Mittarit hälyttävät heti vakavista vioista, kuten vaihejohtojen ja nollajohtojen

katkeamisista. Mittareilla pystytään tarkkailemaan talon energiankulutusta ja vertailemaan sitä muihin saman kokoluokan taloihin ja huomaamaan, onko sähkönkulutuksessa suuria poikkeamia. Lisäksi takuuajan seurannassa voidaan varmistua, että talotekniset tavoitteet toteutuvat. [27, s. 20.]

Mittareilta saadun datan perusteella voidaan nähdä esimerkiksi:

- Yli- ja alijännite

Alijännite johtuu yleensä kuormituksen kasvusta ja siitä johtuvasta jännitteen alenemasta. Voidaan asettaa hälytys päälle tietyn ajan jälkeen [15, s. 26.]

Mittarit rekisteröivät alkamis- ja loppumiskohtan sekä jännitteen alimman tai ylimmän arvon. Ali- ja ylijännitteen kestoajan voi valita, jotta se tallentuu rekisteriin. Mittarille voi myös valita, kuinka paljon jännite saa nousta tai laskea väliä 1-99 %. [17, s. 26.]

- Nollavika

Nolla-johtimen katkeaminen pienjänniteverkossa havaitaan jännite-epäsymmetrialla: vaiheiden jännitteet ovat erisuuruisia. Syy voi olla ilmajohdon kohdalla puun kaatuminen AMKA-johdolle. Syy voi olla myös pienjänniteverkonpuolella maakaapelinkohdalla katkeaminen tai routiminen, mikä aiheuttaa vaarallista ylijännitettä ja voi rikkoa laitteita. Nollavika huomataan, kun saa sähköiskun metallikuorisesta laitteesta ja osa valoista palaa kirkkaina ja osa himmeinä. [28.]

- Keskijänniteverkon vaihekatko näkyy jännite-epäsymmetriana pienjännitepuolella. Se huomataan Piha-sovelluksessa, kun kahdessa vaiheessa jännitetaso on 69 V-161 V ja yhdessä vaiheessa jännite on 195 V-264 V. Hälytysviiveeksi on asetettu 150 sekuntia. [15, s. 23.]

- Vaiheen puuttuminen

Rekisteröidään sulakepalona, jännitekatkona ja hälyttää hälytysjärjestelmään. Voi aiheutua puun kaatumisesta AMKA-johdolle katkaisten nolla ja vaihejohtimen

sekä kaivuutöistä. Havaitaan kun jännite on alle 69 V, 210 sekunnin ajan. [15, s. 25.]

- Kahden vaiheen puuttuminen

Rekisteröi ja hälyttää käyttöjärjestelmään. Järjestelmään saapuneista hälytyksistä päätellään, onko kyseessä keskijännitejohdon katkeaminen. Voidaan todeta kun useat hälytykset tulevat eri pisteiltä, jotka sijaitsevat samalla keskijännitelähdöllä [29, s. 28.]

- Kolmen vaiheen puuttuminen

Rekisteröidään jännitekatkokseksi, ei hälytystä.

- Vaihejärjestyksen muuttuminen

Kun jokin vaihe vaihtaa paikkaa, mittari antaa hälytyksen tietyn ajan kuluessa. [15, s. 26.]

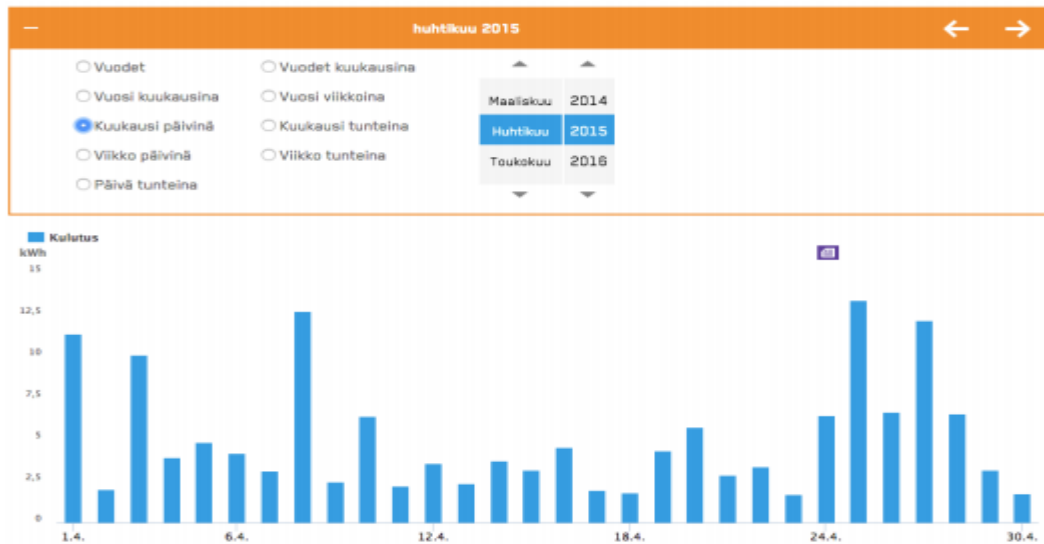
- Sulakekoon ylitys

Kun asiakas kuormittaa yli oman liittymissopimuksen sulakekoon, sähkö voidaan katkaista. [15, s. 26].

- Virtarajat

Rajoilla voidaan seurata pitkäaikaisia ja lyhytaikaisia pääsulakekoon ylityksiä. [15, s. 28].

Mittareilta saadun tiedon avulla pystytään säätämään jännitetasoa ja näkemään kuormitustietoja. Asiakkaat pystyvät seuraamaan sähkönkulutustaan kuvan 12. mukaisesta kaaviosta, jonka löytää nettisovelluksesta. Verkkoyhtiöt pystyvät paremmin tarkkailemaan, kuinka paljon sähköä eri alueet tarvitsevat, ja ennustamaan paremmin tulevaisuuden kysyntää. Etäyhteyden avulla verkkoyhtiöt voivat tasoittaa kuormahuippuja kuormanohjauksella ja mahdollistaa kysyntäjouston. Jännitesärön mittaaminen auttaa havaitsemaan tarvittavan loistehon kompensoinnin.



Kuva 11. Sähkönkulutuksen seurantapalvelu. [17, s. 35]

## 5 Pohdinta

Tässä vertaillaan luvussa 3 mainittuihin, viiden eri valmistajan yleisintä mittaria Suomessa ja niiden hyödyntämiä ominaisuuksia, jotka kerrotaan manuaaleissa. Taulukossa 7. on koottu yhteenveto mittareiden ominaisuuksista.

### Verkkotaajuus

Verkkotaajuuden mittaaminen etäluettavilla mittareilla ei ole järkevää, koska taajuus on sama yhteisessä verkossa, eli n. 50 Hz. Asia on toinen, jos ei kuulu kantaverkkoon. Taajuutta pystytään mittaamaan seuraavilla mittareilla;

Iskra MT372

Landis+Gyr E650

Telvent Echelon MTR 3000

### Lyhyet ja pitkät keskeytykset

Mittarit antavat nopeammin tiedon sähkökatkoista, kun ennen tieto on osassa kohteista tullut asiakkaalta esimerkiksi kesäasunnolta päiviä myöhässä. Mitä pidempiä keskeytykset ovat, sitä kalliimmaksi se sähköyhtiölle tulee. Mittarit rekisteröivät keskeytyksen alku-

ja loppuhetken. Lyhyet ja pitkät keskeytyksen pystytään mittaamaan seuraavilla mittareilla;

Iskra MT372

Telvent Echelon MTR 3000

Aidon 5530

Kamstrup 382

Landis&Gyr E650

### **Jakelujännitteen suuruus ja jännitetason vaihtelut**

Jakelujännitteen mittauksella voidaan säätää jännitettä tarkemmin. Kun vaiheen ja nollan välinen jännite on lähellä 230 voltia ja jännite ei vaihtele paljoa, niin vikoja on vähemmän. Jakelujännitteen suuruuden ja jännitetason vaihtelut pystytään mittaamaan seuraavilla mittareilla;

-Iskra MT372

-Kamstrup 382

-Aidon 5530 [30, s. 22]

### **Nopeat jännitemuutokset, välkyntä ja transienttilyijännitteet**

Mittareiden manuaaleissa ei kerrottu voiko mittareilla mitata nopeita jännitemuutoksia, välkyntää ja transienttilyijännitteitä. Välkyntän häiritsevyysindeksin voi laskea kaavalla 1.

**Välkyntän häiritsevyysindeksin laskukaava** [5, s. 18]

$$P_{lt} = \left[ \sum_{i=1}^{12} \frac{P_{si}}{12} \right]^{1/3} \quad (1)$$

$P_{lt}$  = Pitkäaikainen häiritsevyysindeksi

$P_{si}$  = Lyhytaikainen häiritsevyysindeksi

## Epäsymmetria

Epäsymmetriaa esiintyy, kun vaiheiden kuormitukset ovat epätasaisia. Epäsymmetriasta aiheutuu virtaa nollajohtimeen ja yliaaltoja. Tasaamalla vaiheiden kuormat yhtä suuriksi epäsymmetria poistuu. Luulisi, että useammalla mittarilla pystyisi mittaamaan epäsymmetriaa, kun mittareilla on mahdollista mitata jokaisen vaiheen jännitettä erikseen. Epäsymmetrian voi laskea kaavalla 2.

Manuaalien perusteella ainut mittari, joka mittaa epäsymmetriaa, on Iskramecon MT372. Mittari mittaa vaiheiden jännitettä ja vertailee sitä kaikkien kolmen vaiheen keskimääräiseen jännitteeseen [31, s. 40.]

**Epäsymmetrian laskukaava** [30, s. 11]

$$U = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2)$$

$$\text{jossa } \beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2} \quad (3)$$

$\beta$  = jännitekerroin

U = epäsymmetria

$U_{12}$  = jännite vaiheiden L1 ja L2

$U_{23}$  = jännite vaiheiden L2 ja L3

$U_{31}$  = jännite vaiheiden L3 ja L1

## Jännitekuopat

Jännitekuoppien aikana jännite siis laskee 1–90 % nimellisjännitteestä ja kestää 10 millisekunnista minuuttiin. Aiheutuu raskaiden kuormien käynnistymisestä, oiko- ja maasu- luista verkossa. Jännitekuoppia pystytään mittaamaan seuraavilla mittareilla;

- Iskra MT372
- MTR 3000
- Kamstrup 382. [5, s. 33.]

### **Harmoniset- ja epäharmoniset yliaaltojännitteet**

Harmonisia yliaaltoja tulee epälineaarista kuormista, joiden ottama virta ei ole sinimuotoista. Epäharmonisia yliaaltoja syntyy epälineaarisisissa laitteissa, joiden ottama virta vaihtelee jännitejaksoista riippumattomasti. Muun muassa tasasuuntaajat, UPS-laitteet ja taajuusmuuttajat aiheuttavat yliaaltoja. Yliaaltoja voidaan kompensoida aktiivisilla ja passiivisilla kompensointiparistoilla. Harmonisen jännitesärön voi laskea kaavalla 4. Liitetykskohdassa kokonaissärö THD ei saisi ylittää 8 %.

Harmonisia yliaaltoja pystytään mittaamaan seuraavilla mittareilla;

- Landis&Gyr E630
- Telvent Echelon MTR300. [5, s. 16.]

### **Harmoninen jännitesärö [5]**

$$\text{THD} = \sqrt{\sum_{a=2}^{40} (U_a)^2} \quad (4)$$

AMR-mittarit eivät kykene mittaamaan kaikkia sähkön laatuun liittyviä suureita ja mittareiden välillä on eroja. Häiriön alkaessa voidaan tarvita tarkempaa mittausta erillisillä laatumoduuleilla. AMR-mittareiden etuna on niiden suurimäärä, käyttöikä ja tarvittaessa niihin voidaan päivittää lisää mittaustoimintoja.

### **Käyttötaajuiset ylijännitteet**

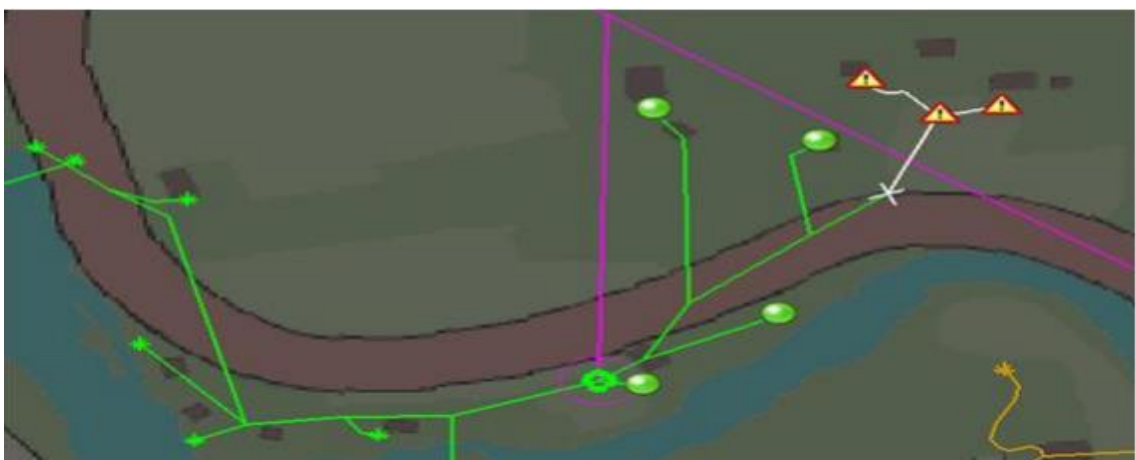
Mittareiden manuaaleissa ei kerrottu näistä.



Taulukko 7. Mittareiden vertailu

	Aidon 5530	Echelon MTR 3000	Landis+Gyr E650	Kamstrup 382	Iskra MT37y
Taajuus		x	x		x
Jakelujännitteen suuruus	x			x	x
Jännitetason vaihtelut	x			x	x
Nopeat jännitemuutokset					
Välkyntä					
Epäsymmetria					x
Signaalijännitteet					
Jännitekuopat		x		x	x
Harmoniset- ja epäharmoniset yliaallot		x	x		
Käyttötaajuiset ylijännitteet					
Lyhyet keskeytykset	x	x	x	x	x
Pitkät keskeytykset		x	x	x	x

Esimerkki kuvassa 12, vikaantunut osa näkyy valkoisella ja yleensä vika löytyy ensimmäisen hälyttävän mittarin ja valkoisen rastin välistä. Hälyttävät mittarit näkyvät huuto-merkeillä. AMR-mittareille voidaan tehdä myös kyselyitä, joiden avulla voidaan selvittää yksittäisen tai useamman mittarin tilaa. [1, s.79.]



Kuva 12. Pienjänniteverkon vian paikantaminen käyttökijärjestelmän avulla. [1, s.79]

## 6 Yhteenveto

Insinööriyön tavoitteena oli selvittää yleisimmät etäluettavat mittarimallit ja niiden mitaustietojen hyödyntäminen. Työssä on vertailtu mittareita keskenään ja selvitettiin mittareiden hyödyntämistä pienjänniteverkon valvonnassa. Tämän hetkisiä mittareita ei voi pelkästään käyttää pienjänniteverkon valvonnassa, koska kaikki mittarit eivät mittaa kaikkia sähkönlaadun ominaisuuksia. Laajimmat mittausominaisuudet olivat manuaalien perusteella Iskraemeco 372 ja Echelonin MTR 3000 mittareilla. Mittarit ovat kuitenkin hyödyllisiä vikojen etsinnässä, sekä parantavat asiakaspalvelua ja tuovat säästöjä verkko-yhtiöille.

Työssä tarkastellaan myös sähkömarkkinalakia, mittausasetusta ja vaihtosähkönmittaukseen liittyviä standardeja. Sähkönlaatua on käsitelty standardissa SFS-EN 50160 ja mittareiden kommunikointitavat on pääpiirteissään käyty läpi. Opinnäytetyön lopputuloksena on dokumentti etäluettavien sähkömittareiden hyödyntämisestä pienjänniteverkossa. Tulevaisuudessa mittareiden ominaisuuksilla on enemmän käyttöä älykkäässä sähköverkossa. Muun muassa etäkatkaisun käyttö ja kysynnänjouston hyödyntäminen tulevat lisääntymään. Mittarit voi myös päivittää etätoimintona, mikä lisää niiden käyttöikä.

## Lähteet

- 1 Löff, Niklas. 2009. Pienjänniteverkon automaattioratkaisuiden kehitysnäkymät. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto.  
<[https://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/pdf%20julkiset%20dyot/Lof\\_Niklas\\_julk.pdf](https://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/pdf%20julkiset%20dyot/Lof_Niklas_julk.pdf)>. Luettu 9.9.2015
- 2 Työ- ja elinkeinoministeriön, EU:n energiayhteistyö 2015. Verkkodokumentti.  
< [https://www.tem.fi/energia/eu\\_n\\_energiayhteistyö](https://www.tem.fi/energia/eu_n_energiayhteistyö)>. Luettu 11.9.2015
- 3 Energiateollisuus. Tuntimittauksen periaatteita 2010.  
< [http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/sahkomarkkinat/Sanomaliikenne/tuntimittaussuositus\\_2010\\_linkit\\_paivitetty.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/sahkomarkkinat/Sanomaliikenne/tuntimittaussuositus_2010_linkit_paivitetty.pdf)>. Luettu 8.9.2015
- 4 SFS-EN 50160. Yleistä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. Suomen standardisoimisliitto. Luettu 9.9.2015
- 5 VTT. 2006. Sähkön laadun ja jakelun luotettavuuden hallinta.  
<<http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2006/W52.pdf>>. Luettu 11.9.2015
- 6 Energiateollisuus. 2014. Sähkötoimituksen laatu- ja toimitustapavirheen sovellusohje  
<[http://energia.fi/sites/default/files/sahkon\\_laatu\\_ja\\_toimitustapavirheen\\_sovellusohje\\_2014.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/sahkon_laatu_ja_toimitustapavirheen_sovellusohje_2014.pdf)> Luettu 11.9.2015
- 7 SFS EN 3381. Vaihtosähköenergian mittaus. Suomen standardisoimisliitto.  
Luettu 9.11.2015
- 8 Tulonen, Jussi. 2009. Sähköenergian mittaus kampuksella. Opinnäytetyö, Satakunnan Ammattikorkeakoulu. <[https://publications.theseus.fi/bitstream/handle/10024/3713/Tulonen\\_Jussi.pdf?sequence=1](https://publications.theseus.fi/bitstream/handle/10024/3713/Tulonen_Jussi.pdf?sequence=1)>. Luettu 13.9.2015
- 9 Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi. EMC-direktiivi 2004.

- <<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri=CELEX:32004L0108&from=EN>>. Luettu 1.12.2015
- 10 Sähkömittareiden säteily. Stuk verkkodokumentti.  
<<http://www.stuk.fi/aiheet/kodin-ja-toimiston-sateilevat-laitteet/etaluettavien-sahko-mittareiden-sateily-on-vahaista>>. Luettu 1.12.2015
  - 11 Wentus, Niklas. 2013. Etäluettavien sähköenergiamittareiden testauksen automaatio. Opinnäytetyö. Turun Ammattikorkeakoulu.  
<[http://theseus.fi/bitstream/handle/10024/69895/Wentus\\_Niklas.pdf?sequence=1](http://theseus.fi/bitstream/handle/10024/69895/Wentus_Niklas.pdf?sequence=1)>. Luettu 13.9.2015
  - 12 Sähkömarkkinalaki. 2013. Finlex verkkodokumentti.  
< <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Pidp3811104>> Luettu 10.11.2015
  - 13 Aidon pienjänniteverkon hallinta. Verkkodokumentti.  
<<http://www.aidon.com/fi/piha/>>. Luettu 6.9.2015
  - 14 Lahti Energia. Tietoa etäluennasta. Verkkodokumentti.  
<<http://www.lahtienergia.fi/sahko/tietoa-etaluennasta>>. Luettu 6.9.2015
  - 15 Kuronen, Tatu. 2012. Asiakaspalvelun ja vianhoidon kehittäminen. Opinnäytetyö. Keski-pohjanmaan ammattikorkeakoulu.  
<[http://theseus.fi/bitstream/handle/10024/45205/kuronen\\_tatu.pdf?sequence=1](http://theseus.fi/bitstream/handle/10024/45205/kuronen_tatu.pdf?sequence=1)>. Luettu 16.9.2015
  - 16 Echelon MTR 3000-manuaali.  
<<http://www.echelon.com/assets/bltc1e4347bb1a04c1c/Smart-Meter-MTR-3000-IEC-Poly-Phase-datasheet.pdf>>. Luettu 6.9.2015
  - 17 Ahlnäs, Sebastian. 2012. Älykkäiden sähkömittareiden hyödyntäminen tulevaisuudessa. Insinöörityö. ARCADA.  
<[http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/95258/Sebastian\\_Ahlnas.pdf?sequence=1](http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/95258/Sebastian_Ahlnas.pdf?sequence=1)>. Luettu 16.9.2015

- 18 Landis+Gyr E650-manuaali.  
<[http://www.prodemel.es/manuales/LANDIS\\_GYR\\_ZMD\\_INTERNACIONAL-manual\\_de\\_usuario.pdf](http://www.prodemel.es/manuales/LANDIS_GYR_ZMD_INTERNACIONAL-manual_de_usuario.pdf)>. Luettu 6.9.2015
- 19 Kamstrup 382-manuaali.  
<<http://www.infopulsas.lt/files/eshop/289/1-datasheet1.pdf>>. Luettu 7.9.2015
- 20 Iskrameco 372-manuaali.  
<<http://www.smsmetering.co.uk/wp-content/uploads/2013/08/Iskraemeco-Mx37y-Technical-Description.pdf>>. Luettu 7.9.2015
- 21 Koto, Antti. 2010. Tietojärjestelmien väliset rajapinnat sähköjakeluverkon käyttötoiminnassa. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto.  
<[http://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/pdf%20julkiset%20dyot/Koto\\_Antti\\_julk.pdf](http://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/pdf%20julkiset%20dyot/Koto_Antti_julk.pdf)>. Luettu 17.9.2015
- 22 Rautiainen, Antti. 2007. Virtuaalivoimalan tarjoamat lisäpalvelut sähköverkon häiriötilanteiden hallintaan. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto.  
<[https://webhotel2.tut.fi/units/set/research/inca-public/tiedostot/Raportit/Antti\\_Rautiainen\\_diplomityo.pdf](https://webhotel2.tut.fi/units/set/research/inca-public/tiedostot/Raportit/Antti_Rautiainen_diplomityo.pdf)>. Luettu 14.11.2015
- 23 Nieminen, Mika. 2013. Jakeluverkon mittaustiedon hyödyntäminen NETCON-100 järjestelmällä verkonhaltijan näkökulmasta. Insinööriyö. Metropolia Ammattikorkeakoulu.  
<[http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/65440/Insinoorityo\\_Mika\\_Niemi\\_nen.pdf?sequence=1](http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/65440/Insinoorityo_Mika_Niemi_nen.pdf?sequence=1)>. Luettu 19.9.2015
- 24 AMM tietoturva. VTT tutkimusraportti 2013.  
<[http://energia.fi/sites/default/files/amm\\_tietoturvaselvitys\\_ja\\_roadmap\\_v10\\_0.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/amm_tietoturvaselvitys_ja_roadmap_v10_0.pdf)>. Luettu 25.9.2015
- 25 Kauppi, Matti. 2014. Muuntamoautomaation hyödyntämismahdollisuudet Elenian jakeluverkossa. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto.  
<<https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/22211/kauppi.pdf?se>

- quence=1>. Luettu 13.11.2015
- 26 Pikkarainen, Marko. 2009. Muuttuneista kuormituksista aiheutuvat sähkönlaadun ongelmat sekä niiden arviointi ja mittaaminen. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. <[https://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/pdf%20julkiset%20dyot/Pikkarainen\\_Marko\\_julk.pdf](https://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/pdf%20julkiset%20dyot/Pikkarainen_Marko_julk.pdf)>. Luettu 25.9.2015
- 27 Svahn, Tatu. 2013. Älykkäiden sähköverkkojen mittausjärjestelmät. Opinnäytetyö. Metropolia Ammattikorkeakoulu.  
<[http://theseus.fi/bitstream/handle/10024/61992/Svahn\\_Tatu\\_Theseus.pdf?sequence=1](http://theseus.fi/bitstream/handle/10024/61992/Svahn_Tatu_Theseus.pdf?sequence=1)>. Luettu 27.9.2015
- 28 Tunnista nollavika. Oulun Energia verkkodokumentti.  
<<https://www.ouluenergia.fi/asiointi/hairiot-ja-keskeytykset/toimintaohjeet/tunnista-nollavika>>. Luettu 7.9.2015
- 29 Turunen, Olli. 2012. Etäluettavien mittalaitteiden sähkönlaatu-tietojen hyödyntäminen verkkoyhtiössä. Opinnäytetyö. Pohjois-karjalan ammattikorkeakoulu.  
<[http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/39606/Turunen\\_Olli.pdf?sequence=1](http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/39606/Turunen_Olli.pdf?sequence=1)>. Luettu 7.9.2015
- 30 Heikonen, Suvi. 2013. Etäluentamittareiden tuomat tuotteistamismahdollisuudet sähkönmyyjille. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.  
<<http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/90676/Diplomity%C3%B6%20Suvi%20Heikonen.pdf?sequence=2>>. Luettu 8.9.2015
- 31 Ranta, Aki. 2009. Sähkölaadunmittauksella lisäarvoa AMR-järjestelmistä. Insinööriö. Metropolia Ammattikorkeakoulu.  
<<http://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/2917/TutkimusFinal.pdf?sequence=1>>. Luettu 1.11.2015
- 32 Analysis of needs and available solutions for second generation AMR support for Smart Grid. SGEM tutkimusraportti. <<http://sgemfinalreport.fi/print>>. Luettu 1.11.2015

- 33 Mittarilukuohjeet. Oulun seudun sähkön verkkodokumentti.  
<<https://www.oulunseudunsahko.fi/Sahko/Sahkonsiirto/Mittareiden-etaluenta>>.  
Luettu 16.9.2015
- 34 Mittarilukuohjeet. Mäntsälän sähkön verkkodokumentti.  
<<https://www.oulunseudunsahko.fi/Sahko/Sahkonsiirto/Mittareiden-etaluenta>>.  
Luettu 16.9.2015
- 35 Mittareiden käyttöohjeet. Kymenlaakson sähkön verkkodokumentti.  
<<http://www.ksoy.fi/sahkonsiirto/ohjeita-ja-neuvoja/sahkon-mittaus-etaluettavalla-mittarilla>>. Luettu 16.9.2015
- 36 Mittareiden käyttöohjeet. Caruna verkkodokumentti.  
<<https://www.caruna.fi/sahkomittari>> Luettu 16.9.2015





