

Sampo Cavén

# AMM-mittarin hyödyntäminen sähkönlaatumittauksissa

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Insinööri (AMK)

Sähkötekniikka

Insinööriytyö

17.05.2016

Tekijä(t) Otsikko	Sampo Cavén AMM-mittarin hyödyntäminen sähkönlaatumittauksissa
Sivumäärä Aika	33 sivua 17.05.2016
Tutkinto	Insinööri (AMK)
Koulutusohjelma	Sähkötekniikka
Suuntautumisvaihtoehto	Sähkövoimatekniikka
Ohjaaja(t)	Harri Hauta-Aho, IT Service Area Manager Tuomo Heikkinen, Lehtori
<p>Tämä opinnäytetyö tehtiin Caruna Oy:lle ja tavoitteena oli selvittää, kuinka hyvin nykyisiä verkkoyhtiön etäluettavia AMM-mittareita pystytään hyödyntämään kuluttaja-asiakkaiden sähkönlaatumittauksissa.</p> <p>Työ aloitettiin tutustumalla mittarin tietoihin ja tutkimalla, miten siinä olevia sähkönlaatuominaisuuksia on mahdollista käyttää ja hyödyntää. Teoriaosuudessa käydään läpi sähkönlaatustandardia ja sille asetettuja raja-arvoja ja nykyisten sähkönlaatumittareiden ominaisuuksia sekä tutustutaan AMM-mittarin tarjoamiin palveluihin ja ominaisuuksiin.</p> <p>Tarkoituksena oli ohjelmoida mittarille sähkönlaatumittausohjelma testimittauksia varten ja verrata saatuja arvoja nykyiseen laatumittariin. Työssä luotiin suuntaa antava ohjeistus ja testiohjelma verkkoyhtiön mittareiden sähkönlaatumittausominaisuuksien määrittämiseen. Ohjelman asentamisen aikana ilmeni kuitenkin haasteita, joiden vuoksi suunnitellut mittaukset eivät toteutuneet.</p>	
Avainsanat	AMM-mittaus, sähkönlaatu, etäluettava sähkömittari

Author Title	Sampo Cavén AMM Meter Utilization in Power Quality Measurement
Number of Pages Date	33 pages 17 May 2016
Degree	Bachelor of Engineering
Degree Programme	Electrical Engineering
Specialisation option	Electrical Power Engineering
Instructors	Harri Hauta-Aho, IT Service Area Manager Tuomo Heikkinen, Senior Lecturer
<p>This thesis was made for Caruna Oy and the aim was to find out how well the company's existing AMM meters can be utilized in consumer-customer power quality measurements.</p> <p>The work was started by getting to know the meter data and by examining how the existing power quality characteristics can be used and utilized.</p> <p>In the theoretical part the power quality standard and the limit values, and the existing power quality meter features are introduced. Also the services and features offered by the AMM meter are familiarized with.</p> <p>The aim was to program the meter with power quality program for test measurements and to compare the values obtained from the current power quality meter. In this thesis, illustrative guidance and test program to help determine the characteristics for the power quality measurement were created. However, the installation of the program revealed challenges, which is why the planned measurements were not realized.</p>	
Keywords	AMM, Remote reading, Quality of electricity

## Sisällys

### Lyhenteet

1	Johdanto	1
2	Caruna yrityksenä	2
3	Sähkönlaatu pienjänniteverkossa	3
3.1	Sähkönlaadun määritelmä	4
3.2	Taajuus	4
3.3	Jännitteen suuruus ja vaihtelut	5
3.4	Yli- ja alijännitteet	6
3.5	Nopeat jännitemuutokset ja välkyntä	7
3.6	Jännitteen epäsymmetria	8
3.7	Signaalijännitteet	9
3.8	Jännitekuopat	10
3.9	Keskeytykset	10
3.10	Harmoniset ja epäharmoniset yliaaltojännitteet	11
3.11	Transienttilylijännitteet	12
4	Sähköverkon tekninen toteutus	12
4.1	Sähkömarkkinalaki	13
4.2	Sähköntoimitusten selvitys ja mittausasetus	14
4.3	EU-direktiivi	14
5	AMM-mittari	15
5.1	Mittarin tekniset ominaisuudet	15
5.2	Mittarin kytkentätavat	17
5.3	Mittarin palvelut ja ominaisuudet	19
5.3.1	Siirtotuotteet	19
5.3.2	Hyödyt kuluttajalle	20
5.4	Mittarin tiedonsiirto	22
5.4.1	Keskitin	22
5.4.2	Tietojen hyödyntäminen	22
5.4.3	Asennustapa	23

6	Sähkönlaadun mittaus AMM-mittarilla	23
6.1	Mittausjärjestelmä	24
6.2	Sähkön laatumittaukset	24
6.3	Mittarille asetetut nykyiset mittausraja-arvot ja hälytystasot	25
6.3.1	Mittarin kuormitusprofiilit	27
6.3.2	Kuormitusprofiilien uudet sähkönlaatumittausominaisuudet	28
6.4	Sähkönlaatumittaustestaukset	29
6.5	Kehitysideat mittauksien raportointiin	30
7	Yhteenveto	31
	Lähteet	32

## Lyhenteet

AMM-mittari	Automated Meter Management, etäluettava sähkömittari
PLC	Power Line Communication; sähköverkossa tapahtuva tiedonsiirto
Keskitin	Sähkömittareiden tietojen kerääjä ja lähetin
Liittämiskohta	Verkonhaltijan ja liittäjän sähköasennusten välinen kohta
Liittymisoikeus	Liittymän suurin sallittu pääsulakekoko
NES	Mittarin ohjelmoinnin ja luennanohjelma
Titanium	Mittareiden ja keskittimien hallintaohjelma.
Pingaus	Titaniumin ja mittarin välillä muodostettu yhteys
Event	Mittarin tallentamat sähkönlaatutapahtumat.

## 1 Johdanto

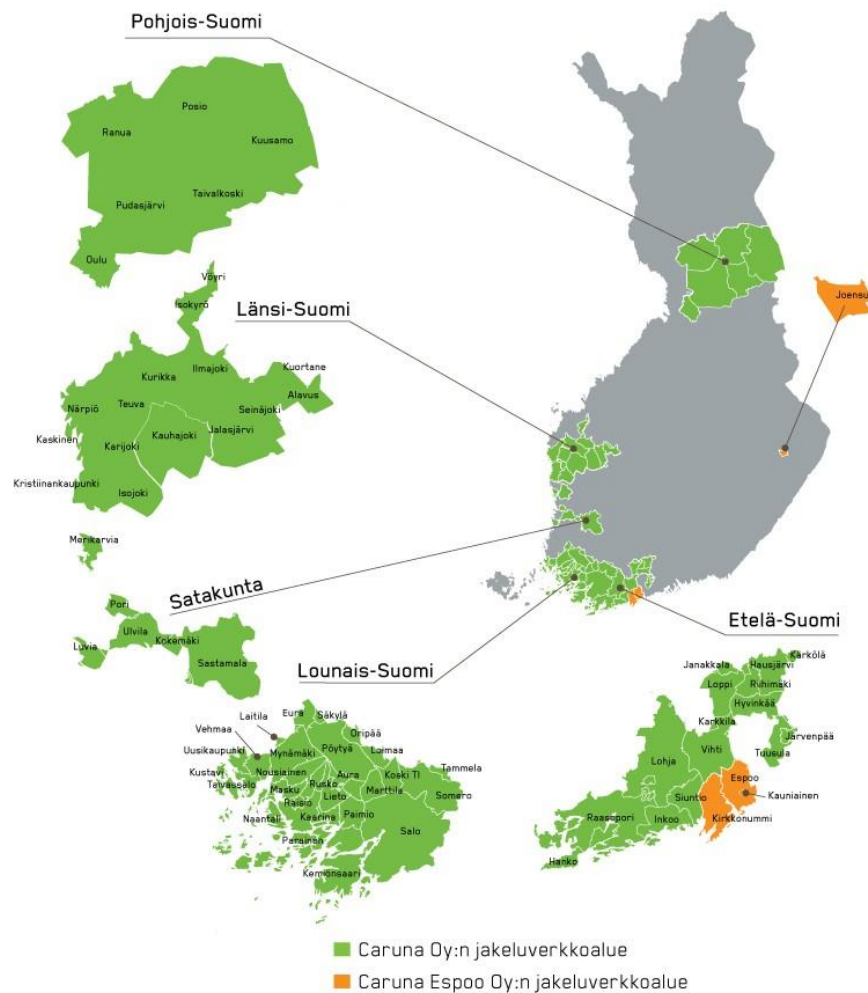
Fortum Sähkönsiirto toteutti vuosina 2011- 2013 AMM-mittariprojektin, jonka aikana oli tarkoitus asentaa jokaiselle Fortumin sähkönsiirtoasiakkaalle uusi etäluettava sähkömittari. Projekti perustui valtioneuvoston vuonna 2009 antamaan mittausasetukseen [1], joka velvoitti jakeluverkonhaltijat vaihtamaan vanhat paikan päällä luettavat mittarit uusiin etäluettaviin sähkömittareihin. Projektin aikana Fortum Sähkönsiirto vaihtoi noin 620 000 kuluttaja-asiakkaallensa uuden etäluettavan sähkömittarin.

Tämä insinööri työ on AMM-mittariprojektin jatkumoa siitä, kuinka tulevaisuudessa voimme paremmin hyödyntää uusia etäluettavia sähkömittareita. Työssä tutkitaan, kuinka hyvin uudet etäluettavat sähkömittarit voivat tallentaa ja rekisteröidä sähköverkossa aiheutuvia sähkönlaatuongelmia/häiriöitä.

Työssä tutustutaan ensin sähkönlaatustandardin SFS-EN 50 160 määrittelemiін rajoihin. Seuraavaksi tarkoituksena on selvittää nykyisten laatumittareiden mittausominaisuudet ja niiden pohjalta ohjelmoida päivitetyllä NES-ohjelmalla uusien mittareiden omille muistilohkoille samanlaiset raja-arvot. Tarkoitus on selvittää, olisiko tulevaisuudessa mahdollista käyttää AMM-mittarilta saatuja tietoja hyödyksi ilman erillistä laatumittarin asennusta kohteeseen. Lisäksi tässä työssä paneudutaan mittarin muihin teknisiin ominaisuuksiin ja pyritään löytämään kehitysideoita mittauksien raportointiin.

## 2 Caruna yrityksenä

Caruna Oy on suomalainen sähkösiirtoyhtiö, joka on muodostunut entisestä Fortumin sähkösiirrosta vuonna 2014. Yhtiön toimintaan kuuluvat sähköntuotanto, jakelu, myynti ja kunnossapito- ja käyttöpalvelut. Caruna on Suomen suurin yksittäinen sähkösiirtoyhtiö, ja se omistaa noin 20 prosenttia paikallisesta sähkösiirrosta. Yritys vastaa noin 650 000 asiakkaan sähkösiirrosta Etelä-, Lounais, Länsi- ja Pohjois-Suomessa, Joensuussa, Koillismaalla sekä Satakunnassa. Kuvassa 1 on esitetty Carunan verkkoalueet tarkemmin. [2.]



Kuva 1. Caruna Oy:n jakeluverkkokartta [2.]



Yrityksessä työskentelee noin 270 työntekijää, ja suoranaisesti yritys työllistää miltei 2000 työntekijää eri puolella Suomea. Yrityksen liikevaihto vuonna 2015 oli noin 287 miljoonaa euroa ja liikevoitto 25 miljoonaa euroa. Yritys investoi joka vuosi noin 200 miljoonaa sähköverkkoon ja sen toimintaa säätelee Energiavirasto, joka valvoo sähköverkkoliiketoimintaa Suomessa. Yrityksen omistaa suomalaiset eläkevakuutusyhtiöt Keva (12,5 %) ja Elo (7,5 %) sekä kansainväliset infrastruktuurisijoittajat First State Investments (40 %) ja Borealis Infrastructure (40 %) [2.]

### **3 Sähkönlaatu pienjänniteverkossa**

Nykyinen yhteiskuntamme ei tulisi enää toimeen enää ilman sähköä, ja sen tarpeellisuus kasvaa vain koko ajan laitteiden uudistuessa ja sähköistyessä (mm. sähköautot). Tämän myötä myös erilaiset sähkönlaatuongelmat lisääntyvät verkossa, koska käytössä on laitteistoja, jotka aiheuttavat häiriöitä sähköverkkoon (mm. erilaiset moottorikäytöt, asuntojen/kerrostalojen pumpput/kompressorit ja sähköautojen lataukset). Hyvänlaatuisen sähkönlaadun takaaminen luotettavasti onkin nykyään muodostunut tärkeäksi osaksi yhteiskuntaamme. Sähkönlaatu muodostuu kahdesta osatekijästä, sähkökatkojen määrästä ja toimitetun sähkön laadusta. Verkko-yhtiön tulee toimittaa kohtuullisella voitolla kustannustehokkaasti asiakkaille riittävään laadukasta sähköä. Täysin häiriötöntä ja katkoton sähköä ei kuluttajille teknistaloudellisesti ole mahdollista tuottaa, koska verkkoon tehtävien muutosten kustannukset nousisivat paljon korkeammalle kuin kuluttajat ovat siitä valmiita maksamaan. [3.] Lisäksi sähkönlaatuun vaikuttaa myös jakeluverkon lisäksi asiakkaan oma verkko ja siihen liitetyt laitteet. Jakeluverkossa jännitteen laatu mitataan sähköliittymän liittymiskohdassa [4]. Sähkönlaatu muodostuu liittämiskohdassa verkko-yhtiön jakelujännitteen laadun lisäksi asiakkaan laitteiden käytönvaikutuksesta [3]. Näin ollen sähkönlaatu muodostuu käytännössä virran ja jännitteen laadusta. Sähkönjakelun suosituksissa määritellään sähkökatkojen pituuksissa ja määrissä noudatettavia suositusrajoja. Jakeluverkon jännitteenlaadun rajat on määritelty standardissa SFS-EN 50 160, jonka rajoissa sähköverkkoon kytkettyjen laitteiden tulisi toimia normaalisti ilman häiriöitä ja rikkoutumisia. Energiatieteellisuuden sähkötoimituksen laatu- ja toimintatapa- virheen soveltamisohjetta käytetään myös sähkön toimitukseen liittyvissä suosituksissa, jossa määritellään suositellut virherajat korvauksille, keskeytyksille ja sähkönlaadun ominaisuuksille. [5.]

### 3.1 Sähkönlaadun määritelmä

Euroopassa sähkönlaadun määrittelee SFS-EN 50 160 -standardi, joka on luotu laatu-määräyksien yhdenmukaistamiseksi. Standardi määrittelee normaaleissa olosuhteissa olevat laatuvaatimukset eli rajat/arvot sähkön kuluttajan liittämiskohdassa, joiden sisällä jännitteen ominaisuuksien tulisi pysyä. Standardia ei sovelleta tilanteissa, jotka luetaan poikkeaviksi ja joihin sähkön toimittaja ei voi itse vaikuttaa. Poikkeuksellisia tilanteita ovat mm. ulkopuolisten aiheuttamat häiriöt, ulkopuolisista tapahtumista aiheutuva tehonvaja-us, työmarkkinataistelut, viranomaisten toimista aiheutuneet poikkeukset, ylivoimainen este tai poikkeukselliset sääolosuhteet ja muut luonnonkatastrofit. [6.]

Standardi ei myöskään ole voimassa viankorjaus- eikä huoltotilanteissa, joissa syöttöjär-jestelyjä on tilapäisesti muutettu. Poikkeuksiksi luetaan myös tilanteet, joissa verkonkäyt-täjän laitteisto tai asennukset eivät täytä voimassa olevien standardien tai jakeluverkon-haltijan vaatimuksia. Vaatimukset pätevät myös yksityisten voimalaitosten aiheuttamiin häiriöihin.[6.]

SFS-EN 50 160 määrittelee raja-arvot: verkkotaajuudelle, jakelujännitteen suuruudelle, vaihteluille, epäsymmetrioille, jännitekuopille, yliaalloille, keskeytyksille, signaalijännit-teille ja transienttiyläjännitteille. [6.]

### 3.2 Taajuus

Taajuus kuvaa jakelujännitteen perusaallon mittausta tietyn aikavälin aikana [5]. Jakelu-jännitteen nimellistaajuus Suomessa ja Pohjoismaissa on 50 Hz. Taajuus vaihtelee aina verkossa hieman riippuen verkon kuormituksen tilanteesta. Kun verkossa käytetään säh-köä enemmän kuin tuotetaan, taajuus laskee. Kun taas kuormitus on pienempi kuin tuo-tanto, taajuus nousee. Normaalisti verkossa esiintyvät taajuuden muutokset ovat pieniä verrattuna koko sähköverkon liike-energiaan. [3.] Standardi määrittelee taajuudelle omat raja-arvonsa yhteiskäyttöverkolle ja erillisverkoille.

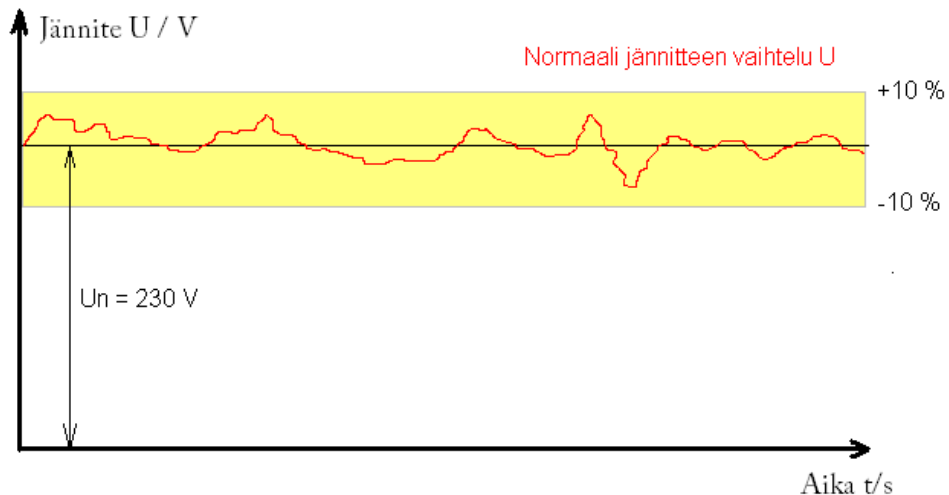
Perustaajuuden keskiarvon normaaleissa olosuhteissa 10 sekunnin aikavälillä mitattuna tulee yhteiskäyttöverkoissa olla 100 % ajasta välillä 50Hz +4 % / -6 % (eli 47...52 Hz) ja

99,5 % vuodesta välillä  $50 \text{ Hz} \pm 1 \%$  (eli 49,5...50,5 Hz) ja erillisverkoissa (mm. saaristoissa) 100 % ajasta välillä  $50 \text{ Hz} \pm 15 \%$  (eli 42,5...57,5 Hz) ja 95 % vuodesta välillä  $50 \text{ Hz} \pm 2 \%$  (eli 49...51 Hz). [6.]

### 3.3 Jännitteen suuruus ja vaihtelut

Verkossa esiintyy tavallisesti jännitetason vaihtelua verkon kuormituksen muuttuessa [6]. Sähkölaitteiden tulisi kestää verkossa esiintyvien raja-arvojen sisällä tapahtuvien kohtuullisten jännitteiden vaihtelut [3]. Verkossa olevaa kokonaiskuormitusta tai mahdollista kestoa on mahdotonta ennustaa ja sen takia jakelujännitteelle on olemassa standardissa määritellyt raja-arvot. Jakelujännitteellä tarkoitetaan liittämiskohdassa olevan jännitteen tehollisarvoa tietyssä ajankohtana ja tietyllä aikavälillä. Pienjänniteverkon nimellisjännite Suomessa vaiheen ja nollan välillä on 230 V. Normaaleissa olosuhteissa standardi määrittelee seuraavat arvot: 95 % jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin jaksoilta mitatuista keskiarvoista tulee olla välillä  $U_n \pm 10 \%$  ja kaikkien tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla välillä  $U_n +10/ -15 \%$ . [6.]

Kuvassa 2 on merkattu keltaisella värillä jännitteen suhteen oleellinen alue, joka kuvastaa standardissa määriteltyä raja-arvoa, jossa jännitteen tulisi pysyä.



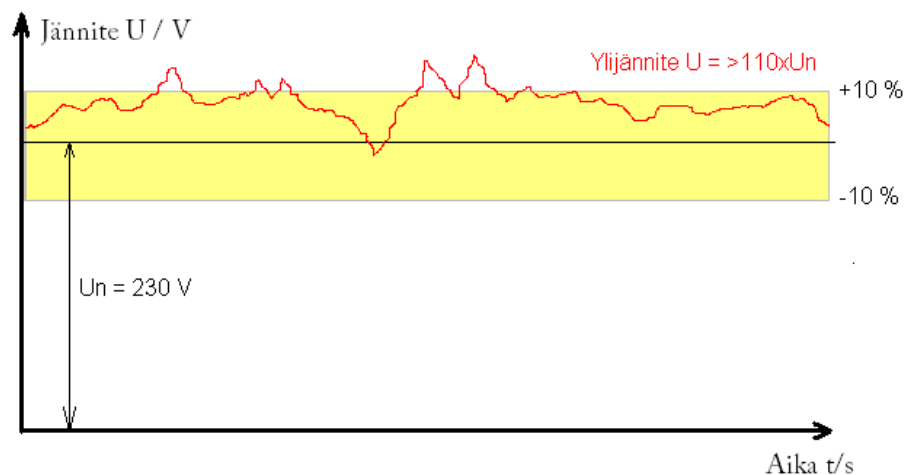
Kuva 2. Jakelujännitteen vaihtelu [7.]

### 3.4 Yli- ja alijännitteet

Hetkellisiä ylijännitteitä sähköverkkoon aiheuttavat ilmastolliset (mm. salamoiden iskut) ja erilaiset suuri tehoisten laitteiden kytkentätilanteet (mm. muuntamon irrottaminen verkosta ja sähkönlaatua parantavia laitteiden kytkennät) [7.]

Pitkäkestoista ylijännitettä verkossa voi esiintyä nollavikatilanteessa, mikä voi aiheuttaa asiakkaan laitteiden rikkoutumista ja sulakkeiden palamista. Asiakkaalla nollavika voi näkyä sulakkeiden palamisen lisäksi lamppujen kirkkausasteen vaihteluna (himmennemisenä ja kirkastumisena) tai rikkoutumisena, kohteella olevien laitteiden kuormituksen muuttuessa [7.]

Pitkäkestoinen ylijännite voi myös johtua siitä, että kuluttajan sähköliittymä on lähempänä jakelumuuntamoaa, jossa jännitetaso on hieman korkeampi. Tällöin jos pitkäkestoinen jännitetaso on korkeampi kuin standardi määrittelee  $230\text{ V} \pm 10\%$  eli  $207 - 253\text{ V}$ , voidaan sitä säätää mm. jakelumuuntajan väliottokytkimellä. Kuvassa 3 on esitetty ylijännitteen kuvaaja, jossa keltaisella merkattu kohta on normaali jännitteen vaihteluväli [7.]



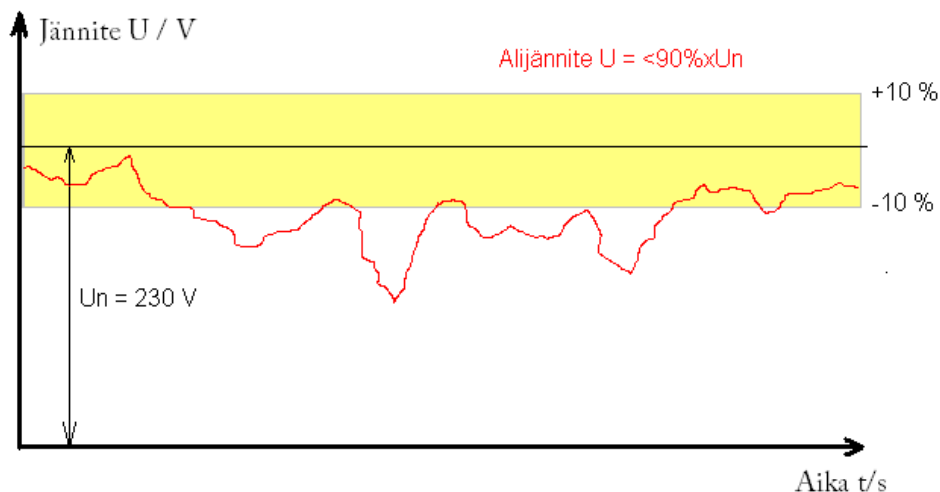
Kuva 3. Ylijännitteen kuvaaja [7.]

Hetkellisiä alijännitteitä sähköverkkoon aiheuttavat suuritehoisten kuormien kytkentätilanteet, katkaisijoiden toiminnot ja vikatilanteet. Alijännitettä voi sähköverkossa esiintyä myös nollavikatilanteessa, joka voi näkyä asiakkaille sulakkeiden palamisena, lamppujen rikkoutumisena tai laitevauriona (vrt. ylijännite) [7.]

Pitempikestoisia alijännitteitä aiheuttavat myös suuritehoisten laitteiden käyttö (mm. hitsauslaitteet ja suurta kuormaa aiheuttavat laitteet) [7.]

Samassa muuntopiirissä olevien kuluttajien kulutuksen lisääntyminen voi myös aiheuttaa sähköverkkoon alijännitettä. Tällöin muuntajan pienjänniteverkon kapasiteetti ei enää riitä tuottamaan tarpeeksi sähköä sen hetkiseen kulutukseen nähden, mikä näkyy asiakkaille alijännitteenä. Tämän tapaista alijännitetilannetta esiintyy mm. kovilla pakkasilla, kun on paljon suurta kuormaa/sähköä käyttäviä laitteita käytössä [7.]

Pitkäkestoinen alijännite voi johtua myös siitä, että kuluttajan sähköliittymä on kauempana jakelumuuntamosta eli pienjänniteverkon loppupäässä, jossa jännitetaso on hie-man alhaisempi. Jos pitkäkestoinen jännitetaso on alempi kuin standardi määrittelee 230 V +/-10 % eli 207 - 253 V, voidaan sitä säätää mm. jakelumuuntajan väliottokytkimellä. Kuvassa 4 on esitetty alijännitteen kuvaaja, jossa keltaisella merkattu kohta on normaali jännitteen vaihteluväli [7.]



Kuva 4. Alijännitteen kuvaaja [7.]

### 3.5 Nopeat jännitemuutokset ja välkyntä

Nopealla jännitemuutokselle tarkoitetaan jännitteen tehollisarvon nopeaa muutosta kahden peräkkäisen, kestoltaan määrittelemättömän jännitetason välillä. Pienjänniteverkossa jännitteen vaihteluväliksi on määritelty  $\pm 10\%$ , mutta tavallisesti muutos ei ylitä tai alita  $5\%$  nimellisjännitteestä. [5.] Jos jännitemuutos ylittää jännitekuopan tai ylijännitteen havahtumiskynnyksen, luokitellaan tapahtuma ylijännitteeksi tai jännitekuopaksi. Nopeat jännitemuutokset aiheutuvat pääasiassa verkossa tapahtuvista kuormitusmuutoksista,

tehdystä kytkennöistä tai vioista. Myös asiakkaiden suhteellisen isojen kuormien kytkeytymiset voivat aiheuttaa nopeita jännitemuutoksia (mm. suurien moottoreiden käynnistyminen). Nopeisiin jännitemuutoksiin vaikuttaa sähköverkon oikosulkuteho. [3.]. Verkon oikosulkuteho  $S_k$  voidaan laskea seuraavan kaavan 1 mukaisesti.

$$S_k = \sqrt{3} \times U \times I_k \quad (1)$$

$U$  on jakelujännitteen suuruus ja  $I_k$  on sähköverkon oikosulkuvirta-arvo. Mitä suurempi on verkon oikosulkuteho, sitä pienempiä ovat verkon jännitteen muutokset, joita kuormien vaihtelut aiheuttavat. [3]. Useat peräkkäiset nopeat jännitetason muutokset aiheuttavat lamppujen luminanssien muutoksia, jotka voivat aiheuttaa välkynnäksi kutsutun näköaistimuksen. Tyypillisesti välkyntää aiheuttavat laitteet, joilla on huomattavan epätasainen kuormitusvirta, mm. hitsauslaitteet, valokaariuunit, kompressorit, klapikoneet ja maalämpöpumput. Välkyntä aiheuttaa mm. lamppujen luminanssin vaihtelua, jonka ihmissilmä havaitsee ärsytyksenä. Välkynnän häiritsevyyttä tarkastellaan lyhytaikaisella häiritsevyyksillä  $P_{st}$  ja siitä johdetulla pitkäaikaisella häiritsevyyksillä  $P_{lt}$ , jotka määritetään UIE-IEC välkynnän mittausmenetelmän avulla. Normaaleissa olosuhteissa mitattuna pitkäaikaisen välkynnän häiritsevyydenindeksi  $P_{lt}$  tulisi olla standardin mukaan olla 95 % ajasta alle 1. Välkynnän lyhytaikainen häiritsevyyksienindeksi  $P_{st}$  mitataan kymmenen minuutin aikaväliltä ja pitkäaikaisen häiritsevyydenindeksi  $P_{lt}$  lasketaan kahdestatoista kahden tunnin mittausaikaväliltä saadusta  $P_{st}$ -arvosta yhtälön 2 mukaisesti. [6.]

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}} \quad (2)$$

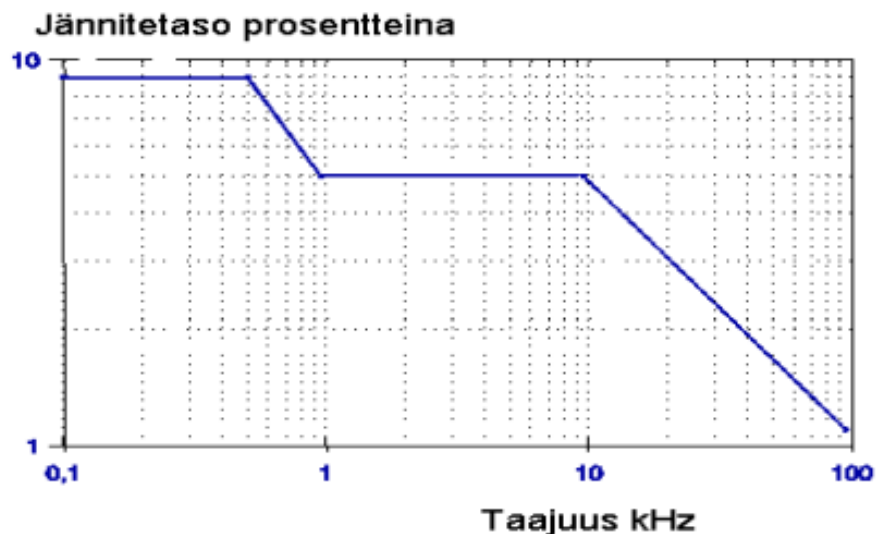
### 3.6 Jännitteen epäsymmetria

Pienjänniteverkossa epäsymmetria aiheutuu pääasiassa siitä, että vaiheet kuormittuvat epätasaisesti. Näitä aiheuttavat mm. yksivaiheiset sähkölaitteet, yhden vaiheen sulakkeen palaminen tai maasulku. Epäsymmetriassa jännitteiden tehollisarvot eivät ole yhtä suuria, ja tästä johtuen niiden vaihekulmat eivät ole enää 120 astetta. Standardi määrittelee, että normaaliolosuhteissa 95 % jakelujännitteen vastakomponentin 10 minuutin tehollisarvojen keskiarvoista tulee olla 0...2% myötäkomponentista viikon pituisen mit-

tausjakson aikana. Standardi määrittelee raja-arvot vastakomponentin suhteesta myötäkomenttiin, koska tämän arvon ilmoitetaan olevan kytkettävien laitteiden häiriöiden kannalta mitattavista arvoista olennaisin. Vastakomponentista on haittaa mm. pyöriville epätahtikoneille, koska moottoriin muodostuu tällöin myötäkomenttiin nähden vastakkaiseen suuntaan pyörivä vuo, joka kuumentaa moottorissa olevia staattorikämejä, mikä saattaa aiheuttaa pahimmassa tapauksessa koneen tuhoutumisen. [5.]

### 3.7 Signaalijännitteet

Signaalijännitteellä tarkoitetaan signaalia, joka on lisätty jakelujännitteeseen viestin välittämiseksi sähköverkkoa pitkin. Sitä käytetään esimerkiksi sähkömittareiden etälunassa sähköverkon sinimuotoisina kantosignaaleina taajuusalueella 3–148,5 kHz, sekä tariffien, kytkentätilanteiden ja verkon komponenttien ohjaamiseen. Elektronisissa laitteissa signaalijännitteet saattavat aiheuttaa häiriöitä. Standardi määrittää, että yli 99 % mitatuista 3 sekunnin keskiarvoista tulee olla kuvan 5 mukaisia. [5.]

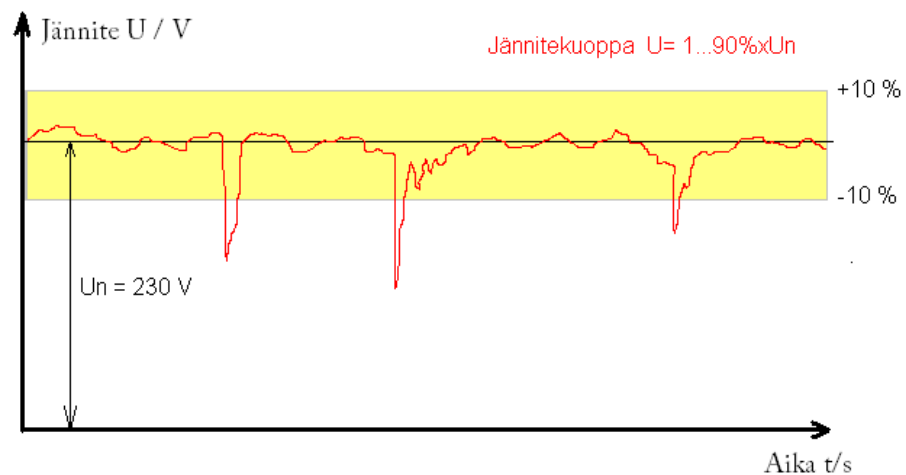


Kuva 5. Käytettävien signaalijännitteiden suositellut maksimitasot yleisessä jakeluverkossa prosentteina nimellisjännitteestä  $U_c$  (pj-verkossa  $U_n = U_c$ ) [5]

Pienjänniteverkon käyttäjien asennuksissa voidaan standardin mukaan soveltaa sähköverkon kantoaaltosignaaleja taajuusalueella 95–148,5 kHz. Vierekkäiset viestinsiirtojärjestelmät voivat joskus aiheuttaa toisiinsa häiriöitä. Tämän takia käyttäjällä saattaa olla tarpeellista asentaa suojaus ja tehdä tarvittavat toimenpiteet järjestelmän korjaamiseksi. [6.]

### 3.8 Jännitekuopat

Jännitekuopalla tarkoitetaan jakelujännitteen tehollisarvon tilapäistä laskua havahtumisjännitettä pienemmäksi jossain verkon osassa. Standardin mukaan jännitekuopan havahtumisjännitteen raja-arvona käytetään 90 % vertailujännitteestä. Jännitekuopan kesto-aika voi standardin mukaan olla aina 10 ms:sta 10 minuuttiin asti. [6.] Yleisemmin jännitekuopat johtuvat verkossa olevista vioista, mutta myös suurien kuormien kytkemiset voivat aiheuttaa niitä esim. suuritehoisen oikosulkumoottorin käynnistyksessä [3]. Jännitteen alinta tasoa verrataan nimellistasoon ja tällä määritellään jännitekuopan suuruus. Asiakkaalle jännitekuopat näkyvät yleensä laitteiden hetkellisenä toimimattomuutena mm. laitteiden sammumisena. Kuvassa 6 on esitetty jännitekuopan kuvaaja, jossa keltaisella merkattu kohta on normaali jännitteen vaihteluväli. [6.]



Kuva 6. Jännitekuopan kuvaaja [7.]

### 3.9 Keskeytykset

Sähköverkoissa esiintyy kahdenlaisista tilanteista johtuvia keskeytyksiä, joko suunnitelluista tai häiriö/vikatilanteista. Kun liittymiskohdan jännite on alle 5 % vertailujännitteestä, kutsutaan tilannetta keskeytykseksi. Suunniteltuja keskeytyksiä esiintyy verkossa, kun verkonhaltija tekee verkossa töitä, jotka vaativat sähkönjakelun katkaisun. Näistä tehdään ennakoilmoitus alueen verkon käyttäjille lähettämällä katkaisuilmoitukset. Häiriökeskeytykset ovat keskeytyksiä, jotka johtuvat ei-suunnitelluista keskeytyksistä (luon-



nonilmiöt, laitteiden vikaantumiset tai suojalaitteiden toiminnot). Häiriökeskeytykset jaetaan kahteen eri luokkaan lyhyisiin alle kolmen minuutin ja pitkiin yli kolmen minuutin kestäviin keskeytyksiin. [6.]

### 3.10 Harmoniset ja epäharmoniset yliaaltojännitteet

Jakelujännitteen sinimuotoisuuden säröytymisen johdosta tulevat esiin erilaiset yliaallot, jotka voidaan luokitella harmonisiin ja epäharmonisiin yliaaltoihin. Yliaallot johtuvat verkossa käytettävistä asiakkaiden laitteistoista (mm. hitsaus ja suuntaajat). Koska laitteiden ottama virta ei ole täysin sinimuotoista, tämä saattaa aiheuttaa laitteiden kuumentumista sekä häiriöitä (mm. välkyntää) muille verkon käyttäjille. Harmoninen yliaaltojännite on sinimuotoista jännitettä, jonka taajuus on jakeluverkonjännitteen perustaajuus jollain kokonaisluvulla kerrottuna. [5]

Kokonaissärökerroin voidaan johtaa matemaattisesti kaavan kolme mukaisesti.

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2} \quad (3)$$

Kaavassa  $U_h$  on suhteellinen amplitudi verrattuna perustaajuisen jännitteen amplitudiin  $U$  ja  $h$ -symboli on harmonisen ylijännitteen järjestysluku.

Standardin mukaan 95 % jakelujännitteen yksittäisten yliaaltojännitteiden 10 minuutin keskimääräisistä tehollisarvoista tulee olla pienempiä tai yhtä suuria kuin taulukossa 1 on esitetty viikon mittaisella tarkastusjaksolla. Lisäksi Jakelujännitteen kokonaissärökertoimen THD tulee olla pienempi tai yhtä suuri kuin 8 %, 95 % ajasta 10 minuutin tehollisarvolla mitattuina. [6.]

Taulukko 1. Liittämiskohdassa olevien harmonisten yliaaltojännitteiden sallitut arvot prosentteina nimellisjännitteestä järjestyslukuun 25 saakka. [6.]

Parittomat yliaallot				Parilliset yliaallot	
kolmella jaottomat		Kolmella jaolliset		järjestys- luku n	suhteelli- nen jännite
järjestys- luku n	Suhteelli- nen jännite	järjestys- luku n	suhteelli- nen jännite		
5	6 %	3	5 %	2	2 %
7	5 %	9	1,5 %	4	1 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6...24	0,5 %
13	3 %	21	0,5 %		
17	2 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

### 3.11 Transienttiyljännitteet

Transienttiyljännitteitä voi esiintyä liittämiskohdassa. Niiden nousuaika kestoltaan vaihtelee aina millisekunneista, alle muutamiin mikrosekunteihin. Tavallisesti nämä johtuvat salamoinneista aiheutuvista indusoituneista ylijännitteistä tai verkossa tehtävistä laitteiden kytkemisistä. Standardin EN 60664-1 mukaan suunniteltujen laitteiden tulisi kestää kohteella tapahtuvat transienttiyljännitteet. Laitteiston suojaamiseen tulee tarvittaessa käyttää standardin IEC 60364-5-53 mukaan olevia ylijännitesuojia, joilla voidaan eliminoida ilmastollisista ja kytkentätöistä aiheutuvat ylijännitteet. [6.]

## 4 Sähköverkon tekninen toteutus

Sähköverkossa ollaan menossa koko ajan entistä älykkäämpään suuntaan, joka mahdollistaa entistä paremmin sähköverkon laadun valvomisen ja kulutustietojen saamisen. Ensimmäinen askel sähköverkossa otettiin, kun vanhat kWh-induktiomittarit vaihdettiin etäluettaviin sähkömittareihin perustuen 1.3.2009 asetettuun Valtioneuvoston asetukseen sekä EU:n asetukseen. Lisäksi vuoden 2013 Sähkömarkkina-asetuksen 588/2013 asetetulla toimintavarmuuslailla on myös tarkoituksena parantaa asiakkaiden sähkönlaatua verkossa. Edellä mainitut lait ja asetukset kannustavat/edellyttävät verkkoyhtiötä parantamaan nykyistä verkon kuntoa, sekä tätä myöten vähentämään verkossa esiintyviä sähkönlaatuongelmia.

#### 4.1 Sähkömarkkinalaki

Sähkömarkkinalaki, joka astui voimaan 2013 velvoittaa verkkoyhtiöitä parantamaan merkittävästi sähköjakelunsa toimitusvarmuutta. Laki määrittää, että siirtymäajan jälkeen jakeluverkon vioittumisen, lumikuorman tai myrskyn seurauksen ei taajama- ja kaupunki alueella saa esiintyä yli 6 tunnin sähkökatkoja ja haja-asutusalueilla ei saa esiintyä yli 36 tunnin sähkökatkoja pois lukien vapaa-ajan asunnot.[8.]

Sähkömarkkinalain mukaan edellä mainituista sähkökatkojen pituuksien kestoista voidaan poiketa erityistapauksissa, kuten käyttöpaikasta joka sijaitsee saaristossa ja johon ei ole olemassa kiinteää yhteyttä (siltaa tai säännöllisesti liikennöivää maantielauttaa) tai kohteen vuotuinen sähkönkulutus on kolmen edellisen kalenterivuoden aikana ollut enintään 2500 kilowattituntia ja edellä mainittujen vaatimuksien täyttäminen olisi kohteen etäisen sijainnin vuoksi investointikustannuksiltaan poikkeuksellisen suuret, verrattuna muihin käyttöpaikkoihin. [8.]

Sähkömarkkinalaissa on määritelty siirtymäajankohdat edellä mainituille säädöksille. Lain mukaan verkonhaltijan on täytettävä laissa säädetyt vaatimukset viimeistään 31.12.2028. Laissa on määritelty siirtymäajat, jonka mukaan 31.12.2019 verkonhaltijan on täytettävä vaatimukset 50 % kaikista verkon käyttäjistä (pois lukien vapaa-ajan asunnot) ja 31.12.2023 vähintään 75 % kaikista verkon käyttäjistä (pois lukien vapaa-ajan asunnot). [8.]

Jakeluverkon haltijalla on mahdollisuus hakea Energiamarkkinavirastosta lisäaikaa edellä mainittuihin siirtymäaikoihin. Energiamarkkinavirasto voi jatkaa vähintään 75 % verkon käyttäjistä olevaa täytäntöönpanoaikaa painavista syistä enintään 31.12.2025 asti ja erittäin painavista syistä 31.12.2028 asti. Kaikkia verkon käyttäjien koskevaa täytäntöönpanoaikaa painavista syistä 31.12.2032 asti ja erittäin painavista syistä 31.12.2036 asti. Näille jatkamisen edellytyksenä on, että verkonhaltija on esittänyt, että vaatimuksien täytyminen edellyttää verkonhaltijalta, keskiarvoa merkittävistä suuremman osuuden keski- ja pienjänniteilmajohtojen maakaapeloinnissa ja jakeluverkonhaltija joutuu ennenaikaisesti uusimaan merkittävästi jakeluverkkoa vaatimuksien täyttymiseksi. Jakeluverkonhaltijan tulee tehdä hakemus täytäntöönpanonajan jatkamiseksi viimeistään 31.12.2017. [8.]

## 4.2 Sähkötoimitusten selvitys ja mittausasetus

Valtioneuvosto asetti 1.3.2009 mittausasetuksen verkkoyhtiölle sähkötoimituksesta ja mittauksesta. Asetuksen mukaan mittauslaitteiston tulee rekisteröidä kaikki yli kolmen minuutin kestävät katkot, laitteiston muistiin rekisteröimä tieto tulee voida lukea muistista viestintäverkon kautta. Laitteiston tulee voida kytkeä viestintäverkon kautta tulevat kuormanohjauskomennot. Mittauslaitteiston rekisteröimä kulutustieto ja jännitteetön tieto on tallennettava verkkoyhtiön mittausjärjestelmään, tuntikohtainen mittaustieto tulee säilyttää vähintään kuusi vuotta ja jännitteetöntä aikaa oleva tieto kaksi vuotta. Mittauslaitteiston mitattu kulutustieto tulee olla tarjolla seuraavan päivän kuluessa kaikille osapuolille, myös asiakkaalle.[1.]

## 4.3 EU-direktiivi

Vuonna 2009 EU:n asettaman standardin (Directive 2009/72/EC), mukaan kaikkia EU-jäsenmaiden sähköyhtiöitä kehoitettiin vuoteen 2014 mennessä siirtymään älykkäisiin sähköverkkoihin. Standardilla määritettiin, että etäluettava sähkömittari tulisi asentaa kaikille asiakkaille, älykkäämmän sähköverkon kehittämisen edesauttamiseksi. Ideana oli myös, kannustaa kuluttajia seuraamaan tarkemmin ja aktiivisemmin omaa sähkönkulutustaan ja yleisiä sähkömarkkinoita ja näin ollen pienentämään turhaa sähkönkulutustaan. Asiakkaille tuli tarjota mahdollisuudet seurata itse sellaisella tasolla sähkömarkkinoita, että se kannustaisi heitä aktiivisempaan kilpailutukseen. Tämä oli silti päättävien tahojen ja sähköyhtiöiden vastuulla antaa kuluttajille tällainen mahdollisuus hinnasta ja laadusta kampanjoimalla. [9.]

## 5 AMM-mittari

AMM-mittareita kutsutaan Echeloneiksi ja käyttöpaikasta riippuen kohteessa voi olla asennettuna 1-vaiheinen, 3-vaiheinen tai CT eli virtamuuntajamittari, jossa mittaus tapahtuu virtamuuntajien kautta ja niitä käytetään kohteissa, joissa pääsulakekoko on yli 3x63 A. Kuvassa. 7 on esitetty kolme verkkoyhtiön yleisimmin käytettyä mittaria.



Kuva 7. Verkkoyhtiön yleisimmin käytetyt Echelon- mittarit [10.]

### 5.1 Mittarin tekniset ominaisuudet

Echelon-mittarin toimintavarmuus on kulutus- ja laatusanomien osalta 99,7 -100 % ,sillä on hyvät tekniset ja laadulliset ominaisuudet, ja se kuuluu tarkkuusluokkaan B. Mittari toimii toimintalämpötilassa -40...+70 °C, ja mittarin näytön toimintalämpötila on -25...+60 °C ja suojausluokka IP 54, joten se soveltuu loistavasti Suomen olosuhteisiin, koska sisäiset komponentit eivät kompensoidu, ja näin ollen sitä voidaan pitää hyvin myös ulkona.

Mittari on teknisiltään mitoiltaan hyvin samanlainen kuin vanhat verkkoyhtiöllä käytössä olleet mittarit, yksivaihemittarin mitat ovat hieman pienemmät kuin kolmivaihe- ja epä-

suoralla mittarilla. Yksivaihemittarin koko on 125x206x72 ja kolmivaihe- ja virtamuuntajamittarin 169x238x86. Mittarin liittimien koko on 35 mm<sup>2</sup>, ja mittarilla on myös pienemmät potentiaalisissa olevat reiät, joita käytetään lähinnä mittarin ohjelmoinnissa ja mahdollisissa testaustilanteissa, mutta ei asennuksissa. Jäljempänä kohdassa 5.2 on esitetty tarkemmin mittarin kytkentätapoja. Mittareissa on mahdollista asentaa pulssitiedon keruu vesi- tai kaasumittarilta. [11.]

Mittarin nimellisjännite  $U_n$  yksivaiheisella on 220-240V ja kolmivaiheisella 380 – 415V ja mittarin mittausalue  $-20...+15\% U_n$ . Nimellisvirta on  $I_b=5A$  ja maksimivirta  $I_{max}=100A$ . Käynnistysvirta mittarilla on 20 mA, taajuusalueena on normaali verkkotaajuus 50 Hz  $\pm 2,5$  Hz.[11.]

Mittarin taajuuskaistana käytetään CENELEC A-band (3...95 kHz) -kaistaa ja mittarit kommunikoivat keskittimien kanssa taajuusalueella 75 - 86 kHz. Lähetyksen aikainen tyypillinen PLC-teho on 1,4 W ja absoluuttinen PLC-maksimiteho 2,5 W lähetyksen aikana. [11.]

Mittareissa on sähkökatkoja varten sisäänrakennettu paristo, joka pitää mittarin datat tallessa, jos sille ei syötetä virtaa sähköverkkoa pitkin. Pariston elinikä on noin 20 vuotta normaalissa käytössä, eikä se ole vaihdettavissa. Ohjelmointia varten mittarissa on erillinen optinen viestintäportti, joka on vain asentajien käytössä. Kuvassa 8 mittarin ja tietokoneen tiedonsiirtoa varten tarvittava optinen-lukija [11.]



**Kuva 8. Tietokoneen ja mittarin väliseen tiedonsiirtoon tarvittava USB-liitännäinen optinen-lukija**

## 5.2 Mittarin kytkentätavat

Mittarille mahdollista kytkeä, kuormanohjauksia, virtamuuntajamittauksia tai pulssilähtö. Mittarin kytkentätapa riippuu kohteen mittauksen etusulakekoosta ja siellä tarvittavista palveluista. Kuvassa 9 on kuvat yksi- ja kolmivaiheisen mittarin liitoskohdista, pohjasta kuvattuna [11.]



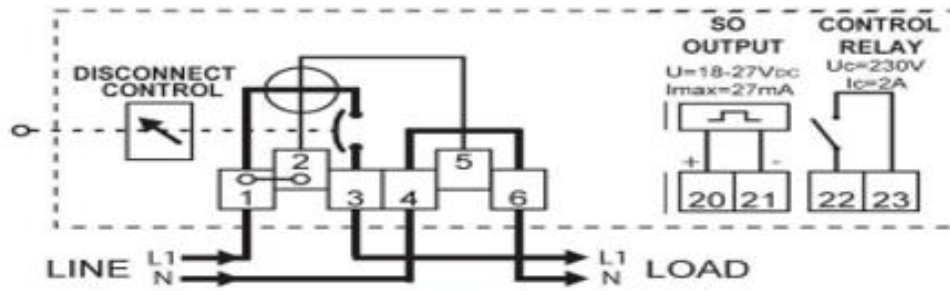
Yksivaiheinen mittari



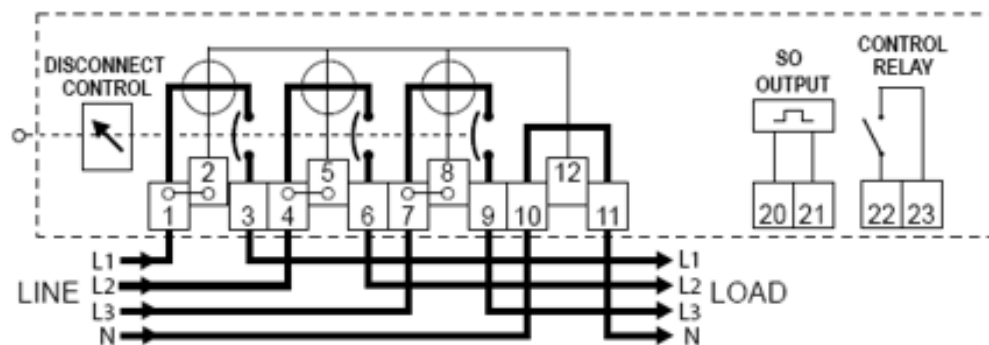
monivaiheinen mittari

**Kuva 9. Yksivaiheinen ja kolmivaiheinen mittari pohjasta kuvattuna [11.]**

Maksimissaan 3x63 A:in kohteessa tulevaan puoleen sähkönsyöttöön käytetään mittarin liittimiä 1 (L1), 4 (L2), 7(L3) ja 10 (N) ja lähtevään 3 (L1), 6 (L2), 9 (L3) ja 11(N). Mittarilla on myös mahdollista käyttää pienempi liittimiä 2 (L1), 5 (L2), 8 (L3) ja 12 (N), mutta niitä käytetään ainoistaan mittarin ohjelmoinnissa ja sen testauksessa. Mittari kommunikoi keskittimen kanssa L1-vaiheesta, joten siksi on muistettava tarkistaa, että tulevan ja lähtevän välissä oleva potentiaaliruuvi on kiinni, koska muutoin mittarille ei saada ollenkaan yhteyttä. Myös muiden vaiheiden potentiaalit tulee olla suljettu, jotta virta kulkee oikein. Kuormaohjauksia varten mittarissa on 2 A:n rele ja siihen käytetään liittimiä 22 ja 23. Liittimet 20 ja 21 on pulssiulostulolle ja liittimiä 14 - 19 käytetään mittariin liitettäviin lisälaitteisiin esim. keruuyksiköihin (M-bus). Kuvissa 10 ja 11 kytkentäkaavio yksi- ja kolmivaiheiselle mittarille, joissa on mukana kuormanohjaus ja pulssitulokytkeä. [11.]

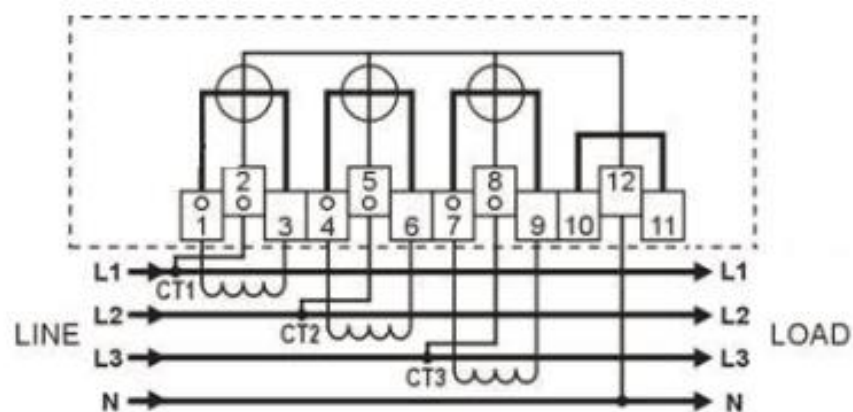


Kuva 10. Yksivaiheinen kytkentäkaavio [11.]



Kuva 11. Kolmivaiheisen mittarin kytkentäkaavio [11.]

Epäsuorassa mittauksessa mittarille kytketään vaihejohtimien kautta tulevat virtamuuntajamittaukset. Muuten mittarille kytketään kuormanohjaukset, pulssitulot ja muut laitteet, samoin kuin kolmivaihemittarilla. Johtimina voidaan käyttää 6-35 mm paksuisia kaapeleita. Kuvassa 12 epäsuoran mittauksen kytkentäkaavio [11.]



Kuva 12. Epäsuoran mittarin kytkentäkaavio [11.]



### 5.3 Mittarin palvelut ja ominaisuudet

Uudet mittarit mahdollistavat paremman ja nopeamman tiedonsiirron ja tietojen saannin. Nyt verkkoyhtiöillä onkin tarkoituksena löytää tapa, jolla hyödynnetään kaikkea saatavilla olevaa dataa sähköverkon laadun parantamiseen, koska nykyiset mittarit tarjoavat huomattavasti enemmän teknistä ja ajantasaista tietoa kuin vanhat mittarit. Lisäksi uusien mittareiden avulla kuluttajat voivat itse vaikuttaa ja parantaa omaa energiakulutustaan.

Kuluttajan käyttöpaikan pääsulakkeen koko määrittelee, millainen mittari kohteelle tulee asentaa. Lisäksi sähkönsiirtotuote määrittelee, onko kuluttajalla kohteessa mittarilla aktiivituna kuormanohjauspalvelu eli onko kohteen mittari releellinen vai ei. Pääsääntöisesti kuitenkin kohteille asennetaan suoraan releellinen mittari, jotta asiakkaan muuttaessa kohteen tuote esim. yleissirrosta yösiirroksi, voidaan muutos tehdä suoraan ohjelman avulla etänä aktiivimalla palvelu eikä sen takia tarvitse lähettää kohteelle asentajia. Tässä edellytyksellä on, että kohteen kuormanohjauksien johdotukset on kytketty mittarille. [11.]

Kuormanohjaukset on porrastettu Fingridin antaman ohjeistuksen mukaan alkamaan klo 22-24 välillä ja päättymään klo 07:00, koska jos kaikki kuormanohjaukset alkaisivat samaan aikaan esim. iltakymmeneltä, ei sähköntuotanto ehtisi seurata kuormitusmuutosta. Tämä aiheuttaisi sähkön käytön varmuuden heikentämistä selvästi. Vuonna 2008 tehdyn tutkimuksen mukaan yö sähkökuormien samanaikainen päälle kytkeytyminen nostaa sähkönkulutusta hetkessä jopa 1000 megawattia. [12.] Kuormanohjaus ja yö sähkö tarkoittavat eri asioita; kuormanohjaus määrittelee ajan, jolloin rele kytkeytyy päälle ja ajan, jolloin se katkeaa, mutta yö sähkömittaus alkaa täsmälleen siitä hetkestä, kun on verkkoyhtiön kanssa sovittu. Huolimatta siitä, onko kuormanohjaus kytkeytynyt päälle vai ei, verkkoyhtiön yösiirto alkaa aina klo 22:00 ja päättyy klo 07:00 [13.]

#### 5.3.1 Siirtotuotteet

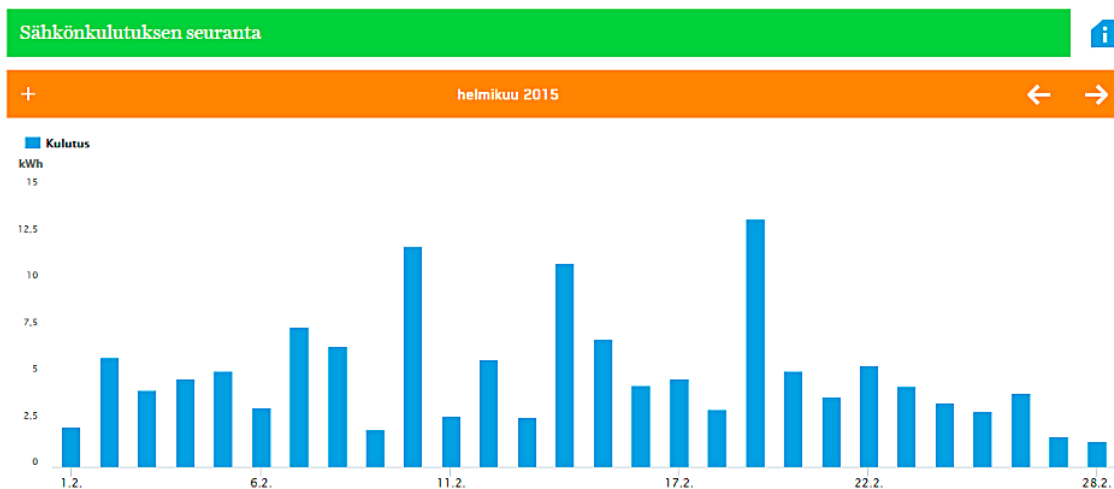
Verkkoyhtiöllä on käytössään alueesta riippuen joko neljä tai viisi eri tariffia eli tuotetta, yleis-, yö- kausisiirto tai jos epäsuora virtamuuntajamittaus kohde, niin silloin teho PJ tai teho 2 PJ. Ohjelmissa on lähinnä erona se, kuinka asiakas haluaa, että hänen sähkönkulutuksensa mitataan ja miten siitä itse maksaa. Yleissirrosta asiakkaan siirtohinna on koko ajan sama, käytetään pääsääntöisesti kerros- ja rivitaloissa, sekä omakotitaloissa,

joissa ei ole käytössä sähkölämmitystä. Yösiirrossa asiakkaalla on käytössään kaksi laskuria, erikseen yölle ja päivälle ja niistä maksetaan eri siirtohintaa. Öisin hinta on edullisempi ja päivisin kalliimpi, käytetään pääsääntöisesti kohteissa, joissa on varaava lämmitys ja jota käytetään pääsääntöisesti öisin. Kausisiirrossa on myös kaksi eri laskuria mittarilla käytössä, erikseen talvipäiville (1.4 – 31.10) ja muulle ajalle. Niitä käytetään kohteissa, joissa kesäisin käytetään suoraa sähkölämmitystä ja talvisin mahdollista käyttää muita vaihtoehtoisia lämmitysmuotoja, esim. puulämmitystä. [14.]

Tehosiirto 1 PJ on kuten yleissiirto ja teho 2 PJ kuten kausisiirto, mutta niitä käytetään ainoastaan yli 3x63 A:in epäsuorissa mittauksissa. Mittarilla on laskurit myös teho- ja loistehomittauksille, joista asiakas maksaa joko verkkoyhtiön määritellyn minimitehomaksun 40 kW/kk tai sitten, jos käyttö ylittää tuon niin kuukausittaisen huipputehon mukaan, jota käytetään myös loistehomaksussa. Loistehomaksun perusteena käytetään kuukausittaista loistehohuippua, joista on vähennetty 20 % saman kuukauden päätotehohuipun määrästä. [14.]

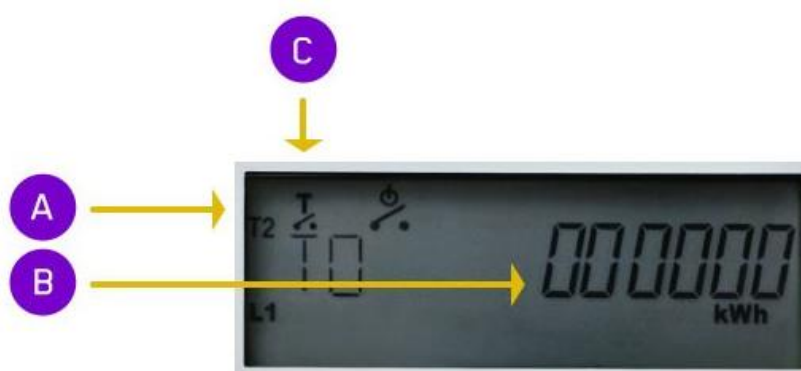
### 5.3.2 Hyödyt kuluttajalle

Uusien etäluettavien sähkömittareiden avulla kuluttaja voi nykyään itse seurata internetin kautta omaa sähkönkulutustaan lähes reaaliaikaisesti päivän viiveellä energiaseuranta nimisestä palvelusta. Palvelusta asiakas voi tarkastella omaa sähkönkulutustaan jopa tunnin tarkkuudella. Näillä tiedoilla kuluttajan on helppo selvittää mahdolliset suuret sähkösyöpöt kotonaan ja tarkistaa, kuinka paljon jokin uusi laite (esim. ilmanlämpöpumppu tai uusi kodinkone) kuluttaa energiaa. Kuluttajan on tietojen pohjalta helppo muuttaa omia sähkönkäyttötottumuksiaan ja näin ollen säästää energiaa ja sitä myöten suoraan rahaa omassa sähkölaskussaan kulutustaan pienentämällä. Kuvassa 13 on esitetty asiakkaan näkemä näkymä energiaseurantapalvelustaan. [15.]



Kuva 13. Energiaseurantapalvelu [15.]

Kuluttajan ei myöskään tarvitse enää lähettää lukemakortteja tai verkkoyhtiön käydä paikalla päällä lukemassa mittareita, vaan kaikki tarvittavat datat saadaan luettua etänä muuntopiireihin asennettujen keskittimien avulla. Näin säästetään esim. asentaja kustannuksissa, ja asiakas saa laskunsa niin, että se perustuu ajantasaiseen kulutukseen vanhojen arviointilaskutuksien sijaan. Kuluttajan on myös mahdollista tarkistaa itse suoraan lukematiedot mittarin näytöltä. Kuluttaja näkee mittarista, miten kulutus on kertynyt erikseen yö- ja päivälaskureille, jos kuluttajalla on sellainen tariffi käytössään. Lisäksi näytöltä on mahdollista nähdä, onko yösähkö kytkeytynyt päälle rele-symbolista. T0 näyttää kokonaiskulutuksen määrän (kWh) (kuva 14,B), T1 näyttää päivä- tai talvipäiväajan kulutuslukeman ja T2 näyttää yö- tai muun ajan kulutuslukeman kaksiaikamittauksessa (kuva 14, A) ja Releen symboli osoittaa, onko yösähkö kytkeytynyt päälle (kuva 14,C). [13.]



Kuva 14. Echelon mittarin näytösymbolit [13.]

## 5.4 Mittarin tiedonsiirto

Mittari lähettää tiedot verkossa sijaitsevalle keskittimelle PLC-tekniikalla, josta verkkoyhtiö sitten saa tiedot. Keskitin on aina muuntopiirikohtainen, ja mittarit alkavat heti verkkoon liitettäessä hakea muuntopiirissä sijaitsevaa keskitintä ja keskittimet mittareita. Ennen mittarin asennusta sille pitää valita oikea muuntopiiri sekä ohjelmoida mittari järjestelmään, jotta yhteys keskittimeen saadaan muodostettua. Mittareiden ja keskittimien välinen tiedonsiirto on salasanasuojattu [16.]

### 5.4.1 Keskitin

Sähköverkko on jaettu ns.muuntopiireihin ja muuntopiiriin tarvitaan aina vähintään yksi keskitin, jotta mittareiden tiedot saadaan kerättyä. Keskittimen alle kuuluu normaalisti noin 300-500 mittaria, joka on aikoinaan ennen asennuksia testattu olevan optimoitu määrä keskittimelle sen rajallisen muistin ja siirron vuoksi. Keskitin toimii mittarin tietojen kerääjänä ja niiden siirtäjänä mittari lähettää keskittimelle sähköverkkoja pitkin ilmoituksen, että sillä on dataa saatavilla, jonka keskitin kerää seuraavalla kyselyjaksolla. Nykyasetuksilla mittari lähettää lukematiedot keskittimelle 4 tunnin välein, ja keskitin lähettää tiedot kerran päivässä gms-datayhteydellä verkkoyhtiölle. [16.]

Tarvittaessa mittarilta voidaan hakea useamminkin tietoja pingaamalla se Titaunium-nimisen ohjelman avulla. Normaalisti mittari pingataan siinä tapauksessa, jos halutaan katsoa, saadaanko mittarille yhteys ja onko mittari mahdollisesti rekisteröinyt päivän aikana jotain häiriöitä tai katkoa, jotka ovat olleet kestoltaan lyhyempiä kuin tapahtumien raja-arvoiksi on asennettu ja joita ei silloin näy mittarin event-tiedoissa. Silloin on mahdollista nähdä, onko kohteella ollut esim. yli-alijännitettä, mutta siitä ei ole arvoa saatavilla, ainoistaan merkintä, koska jos tapahtuma on kestänyt vähemmän kuin mittarille on määritelty, ei mittari rekisteröi suureen arvoa. [11.]

### 5.4.2 Tietojen hyödyntäminen

Sähkömittareilta saadaan myös tietoa verkon sähkönlaadusta ja mahdollisista keskeytyksistä, ja mittarit ovatkin erittäin hyödyllisiä esim. myrskytilanteissa. Kun kohteella rie-

huu kova myrsky ja puita kaatuilee sähkölinjojen päälle, aiheuttaen sähkökatkoja ja viikoja, voidaan mittareiden avulla silloin paikallistaa mahdollisia vikapaikkoja edellyttäen, että keskitin kommunikoi luotettavasti järjestelmän kanssa.

#### 5.4.3 Asennustapa

Keskittimet asennetaan nykyisin yleensä suoraan muuntajalla. Keskittimiä voidaan asentaa myös niin kutsuttuina reppuasennuksena suoraan käyttöpaikoilla asiakkaan keskukselle, mikäli keskittimen alla on enintään 20 käyttöpaikkaa/mittausta. Reppuasennuksessa keskitin asennetaan keskukseseen ennen mittaria, ja mittari asennetaan sitten keskittimen päälle ja kiinnitetään keskittiimeen kiinni. Myrskyjen aikana havaittiin tässä asennustavassa ongelma, kun käyttöpaikalta hävisivät sähköt esim. linjalle kaatuneen puun takia. Silloin katosi yhteys myös keskittimelle ja sen alla oleviin muihin mittareihin. Tämä aiheutti turhia hälytyksiä ja ongelmia vikapaikan paikallistamiseen. Myöskään lukematietoja ei saatu silloin mittareilta ja kuluttajille saattoi tämän vuoksi lähteä tasaukseen perustavia laskuja.

## 6 Sähkönlaadun mittaus AMM-mittarilla

Tämän insinööriyön tarkoituksena oli tutkia uusien mittareiden kykyä rekisteröidä sähkönlaatusuureita, uusilla omilla muistilohkoilla standardin määrittelemälle tasolla. Laatu-tietojen kerääminen mittareiden avulla etänä toisi verkkoyhtiölle huomattavia taloudellisia kustannussäästöjä esim. asentajakustannuksissa ja mittarointikustannuksissa, koska kohteelle ei tarvitsisi enää lähettää erikseen asentajia paikan päälle suorittamaan laatumittareiden asentamista. Lisäksi mittarilta saatuja tietoja voitaisiin hyödyntää suoraan verkkoyhtiön suunnitelmissa. Kun saataisiin mittarilta tietoa verkon nykykunnosta ja arvoista, voitaisiin paljon helpommin suunnitella, mitä vahvistuksia ja muutoksia jakeluverkolle tulisi tulevaisuudessa tehdä.

## 6.1 Mittausjärjestelmä

Mittausjärjestelmänä käytetään NES-ohjelmaa, jolla voidaan ohjelmoida mittarille käyttöpaikalla tarvittava ohjelma/tariffi. Kun asentaja asentaa käyttöpaikalle etäluettavan sähkömittarin hänelle tehdyssä tehtävänannossa ja järjestelmässä on määritelty, mikä siirtotuote eli ohjelma asiakkaalle tulee mittarille asentaa. Lisäksi on maininta siitä, onko käyttöpaikalle tarkoitus ohjelmoida kuormanohjausreletoimintaa, jos asiakkaalla on kuormanohjauksia tarvittavia laitteita, kuten esim. varaava lattialämmitys, vesivaraaja ym. Nämä vaativat silloin myös kuormanohjausjohtiminen asentamisen mittarille. Lisäksi jos kyseessä on yli 3x63 A:n kohde pitää mittarille asentaa myös teho- ja loistehomittaukset ja ohjelmoida virtamuuntajatiedot. Nämä tiedot ovat erittäin tärkeitä, jotta mittarille saadaan ohjelmoitua asiakkaan pyytämät palvelut.

## 6.2 Sähkön laatumittaukset

Nykyisillä mittareilla on ollut jo alusta alkaen mahdollista ohjelmoida sähkölaatumittauksia, mutta niitä ei ole voitu kunnolla ottaa käyttöön, koska ei ole ollut mahdollista käyttää mittareissa olevaa lisämuistia. Uuden mittarin ohjelmiston päivityksen myötä tulevaisuudessa verkkoyhtiöllä on tavoitteena pystyä etänä ohjelmoimaan mittarille laatumittauksien keruu. Mittarin saamia tietoja voidaan hyödyntää tulevaisuudessa verkon kunnossapidossa ja selvityksissä, mutta koska sähkömittarit ovat B-luokan mittareita, niitä ei voida käyttää varsinaisissa laatumittauksissa, vaan niihin kohteisiin on edelleen asennettava vaatimuksien mukainen A-luokan sähkölaatumittari.

Nykyisillä käytössä olevilla asiakkaille asennettavilla sähkölaatumittareilla on mahdollista mitata mm. seuraavia sähkölaatusuureita:

- vaihteittaiset jännitetasot
- vaihteittaiset jännitekuopat/kohoumarekisteröinnit
- vaihteittainen jännitteen kokonaissärö (THD)

- vaiheittainen jännitteen tasakomponentti  $U_{dc}$
- jännitteen  $U_2/U_1$ ,  $U_0/U_1$  epäsymmetria
- jännitteen harmoniset 3,5,7,9,11,13 yliaallot
- Pst1,Pst2,Pst3 välkyntä
- taajuus
- PF-tehokerroin vaiheittain
- vaiheittaiset virrat
- vaiheittain ja 3-vaiheinen pätöteho
- loisteho perusaallosta (50 Hz) vaiheittain
- vaiheittainen ja 3-vaiheinen fryzen loisteho
- vaiheittainen ja 3-vaiheinen näennäisteho. [17.]

### 6.3 Mittarille asetetut nykyiset mittausraja-arvot ja hälytystasot

Nykyisille mittareille on asetettu tietyt raja-arvot ja hälytystasot, joilla se tallentaa kohdeella olevia sähkönlaatu tapahtumia ja lähettää niistä tarvittaessa hälytykset operaattoreille. Jotta mittari tallentaa tapahtuman, tulee sillä olla alku ja loppuleima, jotta mittari tallentaa sen tapahtumaksi [11.]

Ennen mittareiden fyysistä asennusta niihin asennetaan haluttu ohjelma, jolla määritellään, mitä tietoja mittari kerää ja kuinka usein. Normaalisti mittareille on esiasennettu kulutustietojen ja tiettyjen sähkönlaatu tietojen keruu. Mittarille on esiasennettu seuraavat mittausarvot eli parametriarvot, jotka mittari kerää, jos jokin asetuista arvoista täyttää ohjelmaan asetetut raja-arvot. Näistä mittari kerää omaan muistiinsa tapahtumat, jotka sitten lähetetään luennan yhteydessä keskittimelle ja siitä sitten verkkoyhtiölle. Arvot on

tarvittaessa mahdollista lukea myös paikan päällä optisella lukijalaitteella ja NES- ohjelmalla. Mittarille on myös asetettu hälytysraja-arvot tietyistä sähkönlaatuiedoista, jotka sisältävät kriittistä tietoa. Näiden ero normitapahtumille on se, että niitä ei lähetetä vasta päiväraportissa. Kun tapahtuma on päättynyt, lähtee siitä silloin suoraan tieto operaattorille. Mittareille on asetettu standardin mukaan määritellyt arvot ja kestoajat. Mittarilta on saatavilla seuravanlaisia tapahtumia ja hälytystietoja. [11.]

- Power Outages (sähkökatkot)

Mittari tallentaa 10 viimeisen sähkökatkon alkamis- ja loppumisajan sekä laskee katkon keston ja sähkökatkojen määrän.

- Voltage Sag RMS (alijännite) ja Voltage Swell RMS (ylijännite)

Tallentaa kun mitattu jännite alittaa tai ylittää mittarille asennetun oletusarvon 230 V.

Arvo voidaan valita 1-99 % väliltä jännitteen oletusarvosta ja asettaa aika 0-15,555 sekunnin väliltä siitä, miten kauan tapahtuman pitää kestää, jotta se tallennetaan.

- Over-current RMS (ylivirta).

Tallentaa jokaisella vaiheella vähintään 10 sekunnin kestävän virtapiikkien määrän, jotka ylittävät mittarille esiasetetun virran arvon.

- Phase Loss (puuttuva vaihe)

Hälyttää, kun jokin vaihe puuttuu mittarilta ja ei ole havaittavissa ja arvo alittaa mittarille ohjelmoidun jännitteen raja-arvon.

- Rotation error (väärä vaihejärjestys)

Virta kulkee väärään suuntaan tai vaihejärjestys muuttunut. [11.]



### 6.3.1 Mittarin kuormitusprofiilit

Nykyisillä mittareilla on ohjelmoitu yksi kuormitusprofiili ja se on tarkoitettu kohteen kulutustietojen lukemiseen. Tämän takia tuolle profiilille ei ole voitu/uskallettu ohjelmoida laatumittauksi. Koska mittarissa on rajallinen muisti, niin sitten kun muisti alkaa olemaan täynnä, alkaa mittari ylikirjoittamaan tietoja vanhimmasta uuteen ja näin ollen hävittämään mahdollisesti tärkeitä kulutusdataa mittarilta. Uuden ohjelmiston avulla mittarille on mahdollista ohjelmoida neljä erillistä kuormitusprofiilia 16 kanavaan asti. Kullekin erilliselle profiilille on mahdollista luoda oma erillinen toisistaan riippumaton mittaus. Mittarilla voidaan esim. käyttää yhtä kuormitusprofiili kulutustietojen rekisteröintiin ja kolmea muuta rekisteröimään haluttuja sähkönlaadun tilasuureita. Kuormitusprofiileille on mahdollista valita mitattu jaksonaika 1,2,3,4,5,6,10,12,15, 20, 30, 60 minuutin tai päivän välein. Ohjelmaan voidaan määrittää, kuinka useasti mittari lähettää rekisteröimät tiedot keskittimelle, tiedot voidaan lähettää 2,3,4,5,6,10,12,15, 20, 30, 60 minuutin tai päivän välein. Haluttu lähettämisväli vaikuttaa hieman myös siihen, millaisella ajanjaksolla voidaan mitata, koska mitatun ajanjakson tulee jakautua tasaisesti sille välille, jona tiedot halutaan mittarille lähettää. Tallennetut tiedot on etäyhteydellä noudettavissa määritetyllä aikavälillä. Haluttu aikaväli ja haluttu lähetysväli vaikuttaa siihen, kuinka monta erillistä sähkönlaatusuuretta mittarilta on mahdollista mitata. Mittarilla ei ole mahdollista valita mittausjaksoa, vaan mittari mittaa tietoja niin kauan kuin sille asetettu ohjelma on käytössä. Kun mittarin muisti on täytynyt mittausdatasta, alkaa se ylikirjoittamaan dataa vanhemmasta päästä alkaen. Mittarin muisti, mittausjakson pituus ja mitattavien suureiden määrä vaikuttaa siihen, kuinka paljon dataa mittarin muistiin mahtuu, mihin vaikuttaa siis mittarin oman muistin koko. Vanhalla ohjelmistolla olevien mittareiden muistikapasiteetti on noin 25,5 Kb ja niissä on vain yksi kuormitusprofiili. Uudella ohjelmistoversiolla mittarin laajennusmuisti uusille kuormitusprofiileille on 90,0 Kb. Mittarit, jotka sisältävät ohjelmistoversion 3,5 tai uudemman ja tehdasasennetun mittarin laajennuksen, käytön voidaan ohjelmoida ottamaan käyttöön mittarinlisämuisti eli kolme kuormitusprofiilia, Load profile 2,3 ja 4. Mittari pystyy tallentamaan yhdellä kanavalla 720 päivää 60 minuutin eli tunnin mittausjaksolla. Mittarille voidaan ohjelmoida yhteensä 16 kanavaa, jolloin tunnin mittausjaksolla pystytään tallentamaan noin seitsemän päivän ajan tietoja, ennen kuin mittarin muisti alkaa täyttyä. [11.]

Teoriassa, jos mittari ohjelmoidaan lähettämään tietoja keskittimelle lyhyellä aikavälillä, ei ylikirjoituksella pitäisi olla niin suurta väliä, koska data on saatavilla keskittimeltä. Ongelmaksi tässä muodostuu se, että keskittimellä on myös rajallinen muisti, ja kun sen alla

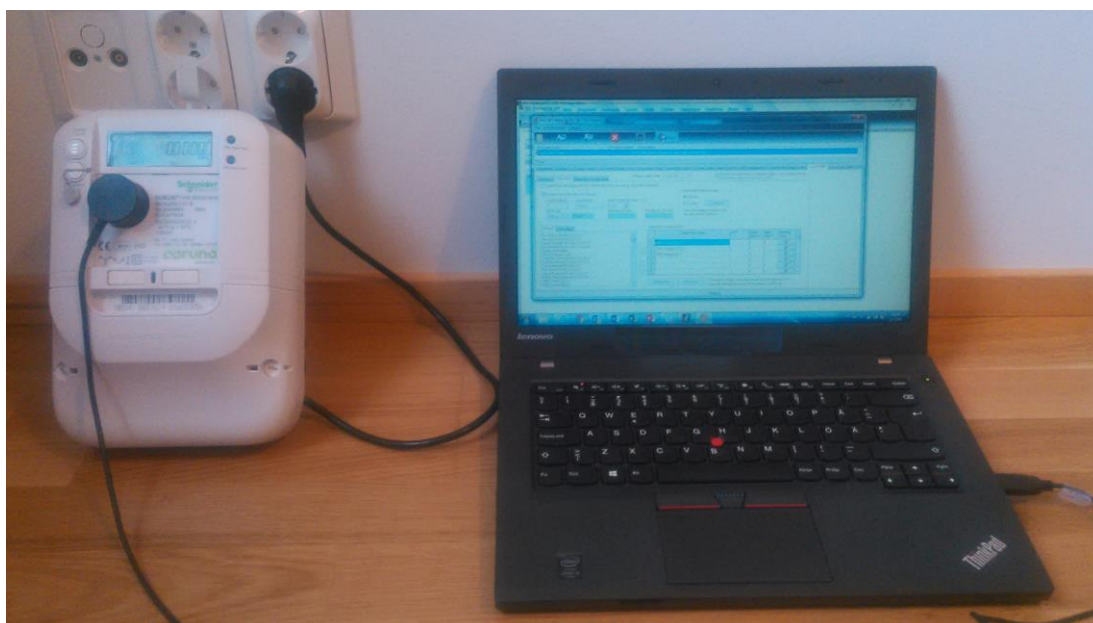
on useita mittareita, ei tietoja voida tästä syystä lähettää niin useasti. Nykyisellään kulutustiedot luetaan tunnin jaksolta ja ne lähetetään keskittimelle neljän tunnin välein ja keskitin lähettää datat kerran päivässä verkkoyhtiölle.

### 6.3.2 Kuormitusprofiilien uudet sähkönlaatumittausominaisuudet

Työssä tutustuttiin mittarin ja mittarin ohjelman ohjeistuksiin ja sen perusteella tutkittiin, mitä arvoja mittarilta on mahdollista saada ja kuinka pitkällä mittausjaksolla. Mittarin kuormitusprofiileihin on mahdollista NES-ohjelman avulla määrittellä, mitä sähkönlaatu-tietoja mittarin halutaan rekisteröivän. Mittarille ohjelmoitiin haluttuja sähkönlaatusuureita ja laskettiin paljonko ne tulevat viemään muistia mittarilta, sekä tutkittiin, kuinka tietoja saadaan luettua mittarilta. Profiileille on mahdollista ohjelmoida mittari mittaamaan seuraavia sähkönlaatusuureita. [11.]

- päästösuuntainen ja käänteinen pätöteho (kW)
- päästösuuntainen ja käänteinen, päästösuuntainen + käänteinen, päästösuuntainen – käänteinen pätöteho (kWh)
- positiivinen ja negatiivinen loisenergia (kVAr) / (kVArh)
- juokseva tai lohkottu kysyntä.
- pulssilukemat
- taajuus (Hz)
- minimi/maksimi-virrat
- RMS-jännite vaiheittain
- RMS-virta vaiheittain
- tehokerroin vaiheittain
- näennäisteho summana (VA)
- vaihekulman sini vaiheittain. [11.]

Mittarille voidaan myös ohjelmoida parametrit näkymään osittain suoraan näytössä, jotta voidaan halutessaan katsoa suoraan mittarin näytöstä reaaliaikaisesti samoja tietoja kuin laatulokiin tallennetaan. Mittarin näytölle voidaan ohjelmoida maksimissaan 30 näyttävää tietoa, jotka sisältä ID-koodin jokaiselle tiedolle erikseen. Huomioitavaa on kuitenkin, että näytöltä voidaan lukea ainoastaan ensisijaiseksi määritellyn kuormitusprofiilin tietoja. Se on aina se profiili, joka sisältää kulutustiedot eikä sinne ole mahdollista ohjelmoida muita mittauksia. Näin ollen sitä ei voida hyödyntää sähkölaatusuureiden mittauksissa fyysisissä kohteissa, koska niissä tarvitsee mitata normaalit kulutustiedot, mutta laboratoriomittauksia varten sitä voidaan käyttää. Mittarin näytöltä on silloin helppoa ja nopeaa katsoa tarvittaessa suoraan mittarin näytöstä, sen hetkisiä arvoja. Mittarin tiedot saadaan luettua mittarilta NES-ohjelman ja optisen lukijan avulla ja ne tallentuvat tekstitiedostoksi, jotka voidaan purkaa esim. Excel-muotoon, tietojen tarkempaa tutkimista ja laskemista varten. Kuvassa 15 on havainnollistettu mittarin ohjelmointia NES-ohjelman avulla. [11.]



Kuva 15. Mittarin ohjelmointi NES-ohjelman avulla

#### 6.4 Sähkölaatumittaustestaukset

Mittaria haluttaisiin hyödyntää kenttäolosuhteissa nykyisten laatumittareiden tavoin niin, että sillä voitaisiin tehdä viikon eli seitsemän päivän kestäviä mittauksia, kymmenen minuutin näytteenottotaajuuksella. Noin pitkä mittausjakso on haastavaa mitata laboratorio-

olosuhteissa, koska kytkentää ei voi jättää valvomatta mahdollisten vikojen ja paloturvallisuusriskien takia. Pienin mahdollinen näytteenottotaajuus, joka kuormitusprofiilille voidaan asentaa, on 1 minuutti. Laskennallisesti mittarilla pitäisi mitata silloin sähkönlaatu-tietoja vähintään 16,8 tunnin ajan, jotta mittarin muisti saataisiin täyttymään ja näin tutki-maan, hävittääkö mittari tärkeitä kulutustietoja ylikirjoittamisen vuoksi.  $(7 \times 24 \times 60) / 10 = 1008 \rightarrow 1008 / 60 = 16,8$ . Mittauksilla tulisi myös selvittää, kuinka mittari mittaa tietoja kun lähestytään lähelle nimellisvirtaa, joka on lähemmäs 100 A. Tämä saattaa aiheuttaa haasteita, koska vaikea toteuttaa laboratorio olosuhteissa kytkentä, jossa saataisiin käy-tettyä noin suuria virtoja. Mittari mittaa siitä läpi menevän virran ja sitä kautta jännitteen, joten kun mittauksia tehdään, tulee analysaattori mittari asentaa sarjaan kytkennän kanssa, jotta saadaan selvitettyä, kuinka paljon mittarin laatutapahtumien arvot eroavat virallisten sähkönlaatumittareiden tietojen kanssa ja selvittää, onko AMM-mittarissa jotkut sähkönlaatu raja-arvot, joita mittari ei enää mittaa, vaan rekisteröi ne suoraan nollassi. Kun mittari siirretään kenttämittauskohteeseen, tulee siitä sopia silloin mittarin luentapal-veluja tarjoavan tahon kanssa. Esiselvityksen perusteelle mittari pitää asettaa sellaiseen tilaan, että se ei testivaiheessa lähettäisi tietoja keskittimelle, vaan se käytäisiin itse lu-kemassa paikan päällä. Tämä aiheuttaa myös sen, että tällöin verkkoyhtiö eikä asiakas saa tuolta ajalta kulutuslukematietoja. Lisäksi luentapalveluita tarjoavan palvelijan tulee asettaa mittari QX- tilaan, ettei heille tule turhia hälytyksiä mittarilta. [11.]

## 6.5 Kehitysideat mittauksien raportointiin

Esim. hetkellisten virta- ja jännite arvojen saanti mittarilta olisi tärkeitä esim. pumppaa-mokohteissa (Mittarin teknisen dokumentin mukaan näitä ei ole ollenkaan mahdollista saada). Lisäksi olisi hyvä saada otettua mittarille ohjelmoita pehmosulake toiminto käyt-töön. Jolla saataisiin helposti selville, jos käyttöpaikalla ylitetään sinne asetetun sulake-koon arvo  $\rightarrow$  suuri helpottava vaikutus asiakasreklamaatioihin, koska suurin osa säh-könlaatuongelmista johtuu nimenomaan siitä, että asiakas ylittää oman liittymisoikeu-tensa. Lisäksi suunnittelijoille ja teknisille asiantuntijoille, olisi paljon hyötyä, jos he pys-tyisivät suoraan halutessaan hakemaan mittarilta sen hetkiset sähkönlaatuarvot, riippu-matta siitä, onko kohteen verkossa sähkönlaatuhäiriöitä vai ei. Tästä olisi paljon hyötyä esim. sähköliittymien suunnittelussa, kun tarvitsee mitoittaa, tuleeko kohteen nykyinen oikosulkuvirta arvo riittämään. Tähän käytetään nykyisin verkkotietojärjestelmää, jossa saattaa olla virheellistä tietoa ja sitä kautta se välillä aiheuttaa ongelmia, kun lasketut arvot eivät olekaan olleet paikkansa pitäviä nykyisen tilanteen kanssa.

## 7 Yhteenveto

Insinööriyön tekeminen töiden ohessa aiheutti suuria aikataulullisia haasteita, ja sen takia myös työn tekeminenkin viivästyi alkuperäisestä aikataulusta. Lisäksi mittarin uutta ohjelmaa ja uutta mittaria jouduttiin teknisistä ja yhteensopivuusongelmista johtuen odottamaan melko kauan. Tästä syystä mittaria ei päästy ohjelmoimaan niin nopeasti kuin olisi haluttu/tarvittu, ja tämä aiheutti aikataulullisesti sen, että työn alussa suunniteltuja sähkönlaatumittauksia ei päästy tekemään. Koska työn loppuvaiheessa selvisi, että nykyiset mittarit on jo tehtaalla asennettu sellaiseen tilaan, ettei niissä olevaa muistilohkoa voidakaan ottaa uusien ohjelmien avulla käyttöön, eikä sitä ole mahdollista yli-kirjoittaa turvallisuussyistä, työn yksi tavoite jäi saavuttamatta. Työssä pääsin tutustumaan sähkönlaatu määräyksiin ja mittarin teknisiin ominaisuuksiin ja siitä on ollut omassa työssäni apua. Työssäni kerrotaan paljon nykyisten mittareiden ominaisuuksista ja laajennusmahdollisuuksista, joten tulevaisuudessa on helppoa lähteä toteuttamaan tarvittavia sähkönlaatumittauksia, kun mittareiden laajennetut kuormitusprofiilit saadaan otettua käyttöön.

## Lähteet

- 1 Valtioneuvoston asetus sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta <<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20090066>>.
- 2 Caruna Yrityksemme, Verkkodokumentti <<https://www.caruna.fi/caruna/yrityksemme/jaamme-hyvaa-energiaa>>.
- 3 Elovaara, Jarmo ja Haarla, Liisa. Sähköverkot 1. Helsinki : Gaudeamus Helsinki University Press/Otatieto, 2011. ISBN 978-951-672-360-3.
- 4 Energiateollisuus RY. Verkkopalveluehdot VPE2014, Verkkodokumentti <[http://energia.fi/sites/default/files/Verkkopalveluehdot\\_VPE2010.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/Verkkopalveluehdot_VPE2010.pdf)>.
- 5 Energiateollisuus RY. <[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 1.1.2015.
- 6 Suomen standardoimisliitto SFS. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. SFS-EN 50160. Helsinki : SESKO ry, 2010. Osa/vuosik. 4. painos.
- 7 Sähkönlaatu ja siihen liittyvät sähkölaiteongelmat, sisäinen verkkodokumentti.
- 8 Sähkömarkkinalaki, Verkkodokumentti <<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>>.
- 9 EU-directive 2009/72/EC <<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:EN:PDF>>.
- 10 Echelon mittarityypit, sisäinen verkkodokumentti.
- 11 Echelon mittarin manuaali, IEC Electric Meter User's Guide Firmware Version 3.5X.
- 12 Energiateollisuus RY tiedote 2.6.2008, sisäinen verkkodokumentti.

- 13 Näin luet sähkömittaria, Verkkodokumentti < <https://www.caruna.fi/sahkomit-tari>> Luettu 16.3.2016.
- 14 Caruna Sähkösiirronhinta, verkkodokumentti <<https://www.caruna.fi/asiakas-palvelu/hinnastot-ja-sopimusehdot/sahkonsiirron-hinta>>.
- 15 Carunan energiaseurantapalvelu, Verkkodokumentti < <https://www.ca-run.fi/energiaseuranta>>.
- 16 NES- ohjelman manuaali, NES Provisioning Tool v2.81 User´s Guide.
- 17 eQL Laatumittauslaitteet, verkkodokumentti < [http://www.elect-rix.fi/pdf/eQL\\_Laatuvahti2.pdf](http://www.elect-rix.fi/pdf/eQL_Laatuvahti2.pdf)>.