

Ville Saarinen

# UUDEN SUKUPOLVEN AMR VAATIMUKSET JA MAHDOLLISUUDET

Kandidaatin työ  
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta  
Sami Repo  
04/2021

# TIIVISTELMÄ

Ville Saarinen: Uuden sukupolven AMR vaatimukset ja mahdollisuudet  
Kandidaatin työ  
Tampereen yliopisto  
Sähkötekniikka  
04 2021

---

Tässä työssä tarkoituksena on aluksi tutustua sähköenergian laadullisiin suureisiin ja sähkömittareiden vähimmäisominaisuuksiin lain puitteissa. Lain ja määräysten pohjalta kartoitetaan automaattisen mittarinluennan nykytilaa. Työn perimmäisenä tarkoituksena on löytää raamit uuden sukupolven älymittareille ja sille, mitä niillä on mahdollista toteuttaa sekä mikä kaikki siitä on hyödyllistä.

Sähköverkko on jatkuvassa uudistustilassa ja etenkin mittausjärjestelmä tullaan kuluva vuosikymmenen aikana uudistamaan täysin. Tämä luo tiettyjä vaatimuksia etäluettaville mittareille, mutta samalla tekee mahdollisuuksia uudelle toiminnallisuudelle. Haasteena on löytää mahdolliset ominaisuudet uusille mittareille sekä siihen liittyville järjestelmille ja rajapinnoille. Osapuolia on todella paljon ja kaikilla on valmiiksi omat järjestelmät ja toimintaperiaatteet. Näiden yhtenäistäminen sekä standardointi liittyy myös mittareihin.

Asiaa on tutkittu jo paljon ja laajasti, joten ehdotuksia uusista ominaisuuksista on esitetty. Tärkeimpinä uudistuksina tulee olemaan tiheämpi ja laajempi sähköenergian mittausta ja rekisteröintiä, reaaliaikaiset tiedonsiirtoväylät, yhtenäistetyt järjestelmät sekä monipuoliset kuormanohjausmahdollisuudet.

Avainsanat: sähköenergia, etäluentamittari, älymittari, AMR, uuden sukupolven mittari

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

# ABSTRACT

Ville Saarinen: Next generation AMR requirements and possibilities  
Bachelor's thesis  
Tampere University  
Electrical engineering  
04 2021

---

The purpose of this work is first to get acquainted with the qualitative quantities of electrical energy and the minimum properties of electricity meters within the framework of the law. Based on the law and regulations, the current state of automatic meter reading is mapped. The ultimate purpose of the work is to find a framework for the new generation of smart meters and what they can accomplish and from all what is really useful.

The electricity grid is in a state of constant renewal, and the metering system in particular will be completely overhauled during the current decade. This creates certain requirements for remotely readable meters, but at the same time opens up opportunities for new functionality. The challenge is to find possible features for new meters and related systems and interfaces. There are a lot of aspects and every participating party has their own systems and operating principles. The harmonization and standardization of these is also one of main objectives when designing the next generation of meters.

The issue has already been studied extensively, so many suggestions for new features have been made. The most important innovations will be more frequent and extensive measurement and registration of electrical energy, real-time data transmission buses, unified systems and versatile load control options.

Keywords: electrical energy, remote meter, smart meter, AMR, next generation meter

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

# SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO .....	1
2. SÄHKÖVERKKO JA AMR YLEISESTI .....	2
2.1 Sähkönjakelun tarpeet ja toiveet .....	2
2.2 Lakiasetukset .....	4
2.3 Etäluentamittarit maailmalla .....	7
3. NYKYISET ETÄLUENTAMITTARIT .....	9
3.1 Etäluenta Suomessa .....	10
3.2 Nykyinen tiedonsiirto .....	10
3.3 Nykyiset ominaisuudet .....	11
3.3.1 Yleiset ominaisuudet .....	11
3.3.2 Kuormanohjaukselliset ominaisuudet .....	11
3.3.3 Sähkönlaadulliset ominaisuudet .....	12
3.4 Datahub .....	13
4. UUDEN SUKUPOLVEN ETÄLUENTAMITTARIT .....	14
4.1 Tiedonsiirron tulevaisuus .....	14
4.1.1 NB-IoT .....	15
4.1.2 5G .....	15
4.1.3 LTE Cat-M1 .....	16
4.2 Vähimmäisominaisuudet .....	16
4.3 Mahdolliset lisäominaisuudet .....	17
5. YHTEENVETO .....	19
LÄHTEET .....	21

# LYHENTEET JA MERKINNÄT

AMI	Automatic metering infrastructure, automaattinen mittari-infrastruktuuri
AMR	Automatic meter reading, automaattinen mittarinluenta
AMS	Automatic metering system, automaattinen mittarijärjestelmä
ATJ	Asiakastietojärjestelmä
DMS	Distribution management system, käytöntukijärjestelmä
KTJ	Käytöntukijärjestelmä
LTE	Long Term Evolution, langaton tiedonsiirtotekniikka
NIS	Network information system, verkkotietojärjestelmä
PLC	Power Line Carrier, sähköjohtoja pitkin tapahtuva tiedonsiirto
SCADA	Supervisory control and data acquisition, verkonhallintajärjestelmä
VTJ	Verkkotietojärjestelmä

# 1. JOHDANTO

Sähköverkko ja siihen liittyvä infrastruktuuri sähköntuottajalta aina kulutusasiakkaalle on kriittinen osa nyky-yhteiskuntaa ja sen toimintaa. Sähköjärjestelmät monimutkaistuvat jatkuvasti muun teknologian kanssa, sähkölaitteet tulevat entistä herkemmiiksi sähkölaadun vaihteluille ja kuluttajien vaatimukset sähköenergian saatavuudelle asettavat tiukat toimintavaatimukset. Sähkölaitteet ovat pieni osa tätä järjestelmää, mutta niiden rooli sähköverkon valvojana ja laadun takaajina kasvattaa niiden merkitystä jatkuvasti.

Sähkölaitteet otettiin Suomessa käyttöön laajasti vuoteen 2013 mennessä. Suurin osa kaikista Suomessa olevista kulutuspaikoista varustettiin niin sanotuilla ensimmäisen sukupolven AMR (automatic meter reading) etäluentamittareilla. Näiden mittareiden vaihto-ikä on 10–20 vuotta, ja verkkoyhtiöt ovat valinneet vaihtoajaksi keskimäärin 12,7 vuotta. Tämä tarkoittaa, että tällä vuosikymmenellä suurin osa mittareista tullaan vaihtamaan uusiin, uuden sukupolven mittareihin. [1]

Sähköverkkoteknologia on mennyt viimeisessä yli kymmenessä vuodessa harppauksen eteenpäin. Samoin ovat menneet sähkölaitteet, niiden sensorit sekä muut niihin liittyvät sähkö- ja tietotekniset osa-alueet. Uusien mittareiden kohdalla haasteena on tyydyttää sähköverkkoinfrastruktuurin tarpeet mittareilta ja samalla luoda mahdollisuuksia sen parantamiselle sekä palveluiden kehittämiselle. Lopullinen tavoite on tuottaa sekä siirtää kulutusasiakkaille mahdollisimman laadukasta sähköenergiaa mahdollisimman edullisesti.

Suomi toimii edelläkävijänä älykkään sähköverkon standardoinnissa sekä luonnissa. Uuden sukupolven mittareita on jo suunniteltu paljon ja niistä on laajasti tietoa. Yksi merkittävistä tutkimuksista on älyverkkotyöryhmän tuottama AMR 2.0 - tutkimusraportti, jossa kartoitetaan pohjatieto ja tutkitaan toiminnallisuusvaatimuksia seuraavan sukupolven älykkäille sähkölaitteille [1].

Tässä työssä aluksi luvussa 2 perehdytään yleisesti sähköverkkoon ja sen laatutekijöihin. Sen jälkeen tutkitaan sähkölaitteisiin liittyviä lakivelvoitteita ja lopuksi aliluvussa 2.3 perehdytään hieman sähkölaitteiden järjestelmiin maailmalla. Luvussa 3 käydään läpi nykyistä järjestelmää, sähkölaitteita ja niiden tiedonsiirtoa ja luvussa 4 luodaan näkymiä ja vaatimuksia mittareiden sekä järjestelmien uudelle sukupolvelle. Luvussa 5 asiat ovat vielä kerätty tiiviiseen yhteenvetoon.

## 2. SÄHKÖVERKKO JA AMR YLEISESTI

Sähkönkäyttöpaikkojen määrä on kasvanut tasaisesti viime vuosikymmenien aikana. Vuonna 2017 Suomessa oli lähes 3,6 miljoonaa käyttöpaikkaa liitettynä jakeluverkkoon ja vuosittainen kasvu on noin yhden prosentin tasolla. [2] Energiaviraston mukaan nykyisin lähes kaikkien Suomen kotitalouksien sähkönkulutus voidaan mitata tuntitasolla sekä lukea etätoiminnon avulla.

Automaation määrä sähköverkossa kasvaa jatkuvasti älykkään verkon kehittymisen myötä. Taseselvityksen ja kysyntäjoustopon kasvavat reaaliaikavaatimukset vaativat varsinkin pienjänniteverkolta jatkuvasti enemmän dataa. Myös sähköverkon toimintavarmuuden kehittäminen on merkittävässä roolissa, joten mahdollisten vikojen havainnointi on tärkeää. Lisäksi sähköverkkoyhtiöitä ohjataan laeilla kehittämään asiakaslähtöistä toimintaansa ja parantamaan sähkön laatua. Kaikkiin näihin asioihin liittyy AMR-mittareiden käyttö sekä niiden ominaisuuksien kehittäminen.

### 2.1 Sähkönjakelun tarpeet ja toiveet

Sähkönlaatu on keskeisessä osassa sähkönjakelua. Siihen liittyviä vaatimuksia on määriteltä sähkömarkkina-alueissa sekä standardissa SFS-EN 50160 (Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet). Näiden pohjalta Energiavirasto on luonut sovel-lusohjeen sähkötoimitusten laatua ja toimitustapaa varten [3].

Standardi SFS-EN 50160 määrittelee pien- ja keskijännitejakeluverkossa jakelujännit-teelle ominaisuudet. Pienjänniteverkon nimellinen tehollisarvo on alle 1 kilovoltia ja kes-kijänniteverkon välillä 1-36 kilovoltia. Näitä jännitteen ominaisuuksia ovat

- 1) Verkkotaajuus
- 2) Jakelujännitteen suuruus
- 3) Jännitetason vaihtelut
- 4) Nopeat jännitemuutokset
- 5) Epäsymmetria
- 6) Signaalijännitteet
- 7) Jännitekuopat
- 8) Harmoniset yliaaltojännitteet
- 9) Epäharmoniset yliaaltojännitteet

## 10) Käyttötaajuiset ylijännitteet

## 11) Transienttiyljännitteet

Kaikille näille on standardissa SFS-EN 50160 määritelty suhteelliset rajat, joiden välissä kyseisen suureen on pysyttävä tietty prosentuaalinen osuus ajasta. Lisäksi taajuudelle sekä jännitetasolle on määritelty ehdottomat rajat, joiden sisällä on pysyttävä jatkuvasti. Tämä standardi ei koske poikkeuksellisia oloja, joihin toimittaja ei kykene vaikuttaman. Näihin lukeutuvat esimerkiksi myrskyt sekä ulkopuolisten aiheuttamat häiriöt. [3]

Vikatilanteet usein heikentävät sähkön laatua tai estävät sähkön jakelun kokonaan. Näille tilanteille on standardissa oma määrittelynsä. Ne voidaan jakaa vikakeskeytyksiin, suunniteltuihin keskeytyksiin sekä sähkötoimituksen virheisiin, josta esimerkkinä nollavika. Vikakeskeytykset voidaan jakaa edelleen lyhyisiin (alle kolme minuuttia) tai pitkiin keskeytyksiin (yli kolme minuuttia). Jälleenkytkentöjä ei pääsääntöisesti luokitella virheiksi, mikäli niitä ei esiinny suurta määrää normaalioloissa. [3]

Nykyään merkittävä osa sähköstä tuotetaan uusiutuvilla energialähteillä, kuten vesi- ja tuulivoimalla. Tämä lisää sään mukaan vaihtelevaa sähköntuotantoa ja samalla vähentää säästökykyistä tuotantoa. [4] Lisäksi ydinvoimalla tuotetaan koko ajan enemmän sähköä, mikä lisää joustamatonta sähköntuotantoa [5]. Jotta energiatuotanto ja -kulutus saadaan pidettyä tasapainossa kustannustehokkaasti, täytyy sähkömarkkinamallia päivittää. Tämä tarkoittaa taseselvitysjakson lyhentämistä, kysyntäjoustoparantamista sekä sähkömarkkinoiden siirtymistä kohti reaaliaikamarkkinoita. [6]

Jokainen sähkönmyyjä on velvollinen suorittamaan taseselvityksen nykyisin joka tasatunti. Selvitys perustuu sähkömittareilta mitattujen tuntienergioiden pohjalta tehtyihin laskelmiin. Taseselvityksestä selviää sähkömarkkinoilla toimivien osapuolien väliset toimitukset. [4] Kansallinen varttitase -kampanja käynnistyi vuonna 2018 Fingrid Oyj:n koordinoimana. Sen tavoitteena on lyhentää taseselvitysjakso sekä samalla kaupankäyntijakso 15 minuuttiin. Myös eurooppalaisiin verkkosääntöihin kuuluva tasehallinnan suuntaviiva vaatii EU-maita ottamaan varttitaseen käyttöönsä vuoden 2020 loppuun mennessä. Pohjoismaiden kantaverkkoyhtiöt eivät kuitenkaan usko tämän aikataulun olevan mahdollinen. [6]

Kysyntäjousto on sähkönkulutuksen sekä sähkön hintojen kasvaessa yhä merkittävämmässä roolissa. Siinä sähkön kulutusta painotetaan niille ajanjaksoille, jolloin yleinen kulutus sekä hinta ovat alhaisempia. Jotta nykyinen sähkömarkkinamalli saadaan ylläpidettyä joustamattoman energian lisääntyessä, täytyy sähkön kulutusta ohjailta tuotannon mukaan. [5]



Kuormanohjauksessa tietyn käyttöpaikan paljon sähköä kuluttavia yksittäisiä kuormia pyritään kytkemään pois päältä epäedulliseen aikaan. Tällaisia kuormia ovat esimerkiksi kiinteistön sähkölämmitys sekä lämminvesivaraaja. [7] Kuormanohjaus voidaan jakaa karkeasti kolmeen luokkaan, aikavyöhyke-, tuntipohjaiseen- ja nopeaan ohjaukseen. Aikavyöhykeohjauksessa on ennalta määritetty ohjausprofiili, esimerkiksi yö-/päiväohjaus. Tuntipohjaisessa ohjauksessa osallistutaan Elspot-markkinoille määrittelemällä ohjattavalle kuormalle tuntikohtainen ohjausaikataulu. Nopeassa ohjauksessa osallistutaan Fingridin reservi- tai säätösähkömarkkinoille nopeilla, sekunneissa tai minuuteissa tapahtuvilla ohjauksilla. [8] Energiantuotanto- ja ympäristövaatimusten tiukentuessa myös kysyntäjoustossa sekä kuormanohjauksessa siirrytään lähemmäs reaaliaikamarkkinoita.

## 2.2 Lakiasetukset

Euroopan unionin vuonna 2009 asettamassa sähkömarkkinadirektiivissä (2009/72/EC) määritetään, että jäsenvaltioiden tulee tehdä kustannus- sekä aikataulusuunnitelma älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönotosta. Jos jäsenmaan luoman suunnitelman hyödyt osoittautuvat positiivisiksi, jäsenmaan tulee ottaa älykäs mittausjärjestelmä käyttöön 80 prosentilla kuluttajista vuoteen 2020 mennessä. [9]

Samana vuonna Suomen valtioneuvosto määrittäi asetuksen sähkömittausten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009) [10]. Siinä asetettiin etäluentamittareiden käyttöönottoa velvoittavia säädöksiä. Luvun 4 1 §:ssa määritetään tuntimittaukseen perustuvasta taseselvityksestä. Luvun 6 2 §:ssa määritetään sähkönkulutusta mittaava laitteisto pakolliseksi sähköverkkoon liitetyille sähkönkäyttöpaikoille. Poikkeuksena ovat verkonhaltijan sähkölaitteistot sekä pääsulakekooltaan 3 x 25 ampeeria pienemmät sähkönkäyttöpaikat, joiden sähkönkulutus on helposti arvioitavissa.

Luvun 6 4 §:n mukaan sähkönkulutuksen mittauksen tulee perustua tuntimittaukseen sekä etäluentaan. Jakeluverkonhaltija voi poiketa tästä enintään 20 prosentissa sähkönkäyttöpaikoista. Poikettavan käyttöpaikan tulee olla varustettu enintään 3 x 25 ampeerin pääsulakkeella tai jos se on varustettu suuremmalla pääsulakkeella, tulee vuosikulutuksen olla alle 5000 kWh sekä sähkön tulee olla ostettu sähkömarkkinalain 21 § ehdoilla. [10] Tässä laissa määritetään, että verkonhaltijan on siirtokyvyn rajoissa myytävä kohtuullista korvausta vastaan sähkön siirto- ja jakelupalveluja niitä tarvitseville [1]. Luvun 6 5 § määrittää mittalaitteiston sekä tietojärjestelmän vähimmäisominaisuudet, joita ovat:

- 1) mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista viestintäverkon kautta.

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

Lisäksi luvun 6 6 § asettaa, että sähkökäyttöpaikan tuntimittauslaitteisto on luettava vähintään kerran vuorokaudessa. Kaikkien näiden asetusten tulee olla täytettynä alle 3 x 63 ampeerin pääsulakkeen omaavilla sähkökäyttöpaikoilla 1.1.2014 mennessä. [10] Seuraava etäluentalaitteita koskeva uudistus oli sähkömarkkinalaki 588/2013 [11]. Siinä määritetään sähköverkonhaltijan tehtäviä sekä käyttäjien oikeuksia. 57 §:n ja 69 §:n mukaan sähköjakeluverkon käyttäjien laskutuksen sekä loppukäyttäjille toimitetun sähkön laskutuksen on perustuttava todelliseen kulutukseen. Laskutus tulee tehdä vähintään neljästi vuodessa. Asiakkaan tulee saada laskutusta ja hintaa koskevat tiedot ymmärrettävässä muodossa. Lisäksi 71 §:n mukaan verkonhaltijan tehtävänä on mitata sähkön kulutus, rekisteröidä se sekä ilmoittaa molemmille sähkökauppaan osallistuville osapuolille. [11]

Vuonna 2011 annetussa mittauslaitelaisissa 707/2011 määritetään mittauslaitteen vaatimuksia, joihin kuuluu tuloksen näyttäminen [12]. Myös Euroopan unionin vuonna 2014 asettamassa mittauslaidirektiivissä (2014/32/EU) asetetaan vaatimuksia mittauslaitteen näytölle. Liitteen I luvussa 10 määritetään, että sähkökulutusmittauksiin liittyvissä mittareissa on oltava näyttö, riippumatta onko mittari kaukoluettava. Näytölle on tultava mitattu lukema, joka määrää sähköstä maksettavan hinnan. Kuluttajan on myös päästävää helposti näkemään näyttö. Tämän lisäksi direktiivin liitteessä V Määritetään sähkömittareille asetettuja erityisvaatimuksia. Näihin kuuluu muun muassa käyttöedellytykset, suurimmat sallitut virheet sekä häiriöiden sallittu vaikutus. [13] Valtioneuvoston asetus 2432/2016 asetti nämä mittauslaidirektiivissä määritetyt säädökset voimaan Suomessa 1.1.2017 alkaen [14].

Valtioneuvosto antoi asetuksen 66/2009 päälle uuden asetuksen vuonna 2016 (217/2016). Uutena lisäyksenä tuli luvun 4 1 §:aan määrittäminen, että taseselvityksen tulee perustua tuntimittaukseen ja sen jaksona on tasatunti. Myös uudessa luvun 6 5a §:ssa

määritellään ominaisuuksia, jotka verkonhaltijan tulee toimittaa asiakkaan tilatessa ne erikseen. Näitä ovat:

- 1) tuntimittauslaitteisto, jossa on standardoitu liitäntä reaaliaikaista sähkönkulutuksen seuranta varten;
- 2) tuntimittauslaitteisto sähköntuotannon määrän erillistä mittaamista varten sähköntuotantolaitteistossa tai voimalaitoksessa, jonka varustaminen erillisellä mittauslaitteistolla ei ole pakollista;
- 3) tuntimittauslaitteisto sähköajoneuvojen latauspisteen sähkötoimituksen erillistä mittaamista varten.

Tämä valtioneuvoston asetus tuli voimaan asteittain vuoden 2016 aikana. [15]

Euroopan komissio julkaisi vuonna 2017 direktiivin, jossa se määrittelee artiklassa 20 sähkön älykkään mittaukseen liittyviä toimintoja. Näihin kuuluu asiakkaan mahdollisuus saada vaivattomasti ja lähes reaaliaikaisesti tosiasiallista sähkönkulutusta kuvaavia tietoja todellisesta käyttöajasta. Mittareiden tulee myös kyetä mittaamaan aktiivisten asiakkaiden tiloissa tuotettu ja verkkoon siirretty sähkö. Nämä tiedot on myös toimitettava lopputuotteen saataville heidän sitä pyytäessä helposti ymmärrettävässä muodossa. Älykkäiden mittarien on myös mahdollistettava kulutuksen mittaaminen sekä tasaaminen taseselvitysjakson kanssa samassa ajanjaksossa. [16]

**Taulukko 1:** Lakien, asetusten ja direktiivien asettamat vähimmäisominaisuudet etäluettaville mittareille.

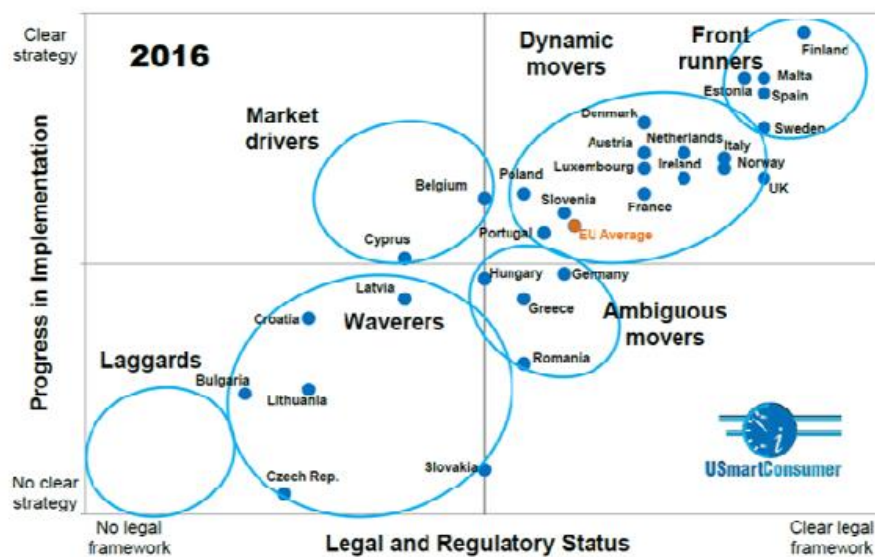
<b>Vähimmäisominaisuudet etäluentamittareille</b>
Mittauksen perustana tulee olla tasejakso, joka on yksi tunti.
Mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista viestintäverkon kautta.
Mittauslaitteiston tulee rekisteröidä yli kolmen minuutin pituisen jännitteettömän ajan alkamis- ja päättymisajankohta.
Mittauslaitteiston tulee kyetä vastaanottamaan ja panemaan täytäntöön tai välittämään eteenpäin viestintäverkon kautta lähetettäviä kuormanohjauskomentoja.
Mittalaitteessa on oltava näyttö, joka näyttää lukemaa, jonka perusteella asiakas maksaa sähköstä.
Tuntimittauslaitteisto, jossa on standardoitu liitäntä reaaliaikaista sähkönkulutuksen seuranta varten.

Yllä olevaan taulukkoon on kuvattuna vielä kerätysti kaikki nämä lain velvoittamat ominaisuudet.

### 2.3 Etäluentamittarit maailmalla

Euroopan unioni aloitti älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönoton vuonna 2014. Samana vuonna EU:n jäsenmaat sitoutuivat asentamaan yhteensä noin 200 miljoonaa älymittaria vuoteen 2020 mennessä. Kustannuksia hankkeelle kertyy yhteensä arviolta 45 miljardia euroa. Vuonna 2017 EU28 maissa sekä Norjassa oli asennettuna yhteensä 80 miljoonaa älymittaria, mikä kattaa noin 30 prosenttia kaikista Euroopan sähkömittauspaikoista. Vuoteen 2020 mennessä älymittareita on arvioitu olevan noin 60 prosentilla eurooppalaisista sähkökuluttajista. [17]

Kuvassa 1 on esitettyä eri Euroopan maiden älymittareiden käyttöönoton suunnitelman edistyminen suhteessa lainvoimaisten raamien edistymiseen vuonna 2016. Kuvasta nähdään hyvin, eri maiden kehitysvaihe sekä edelläkävijämaat kuin myös perässä laahaajat. Kuvaan on myös merkitty keskiarvopiste kaikista maista. [18]



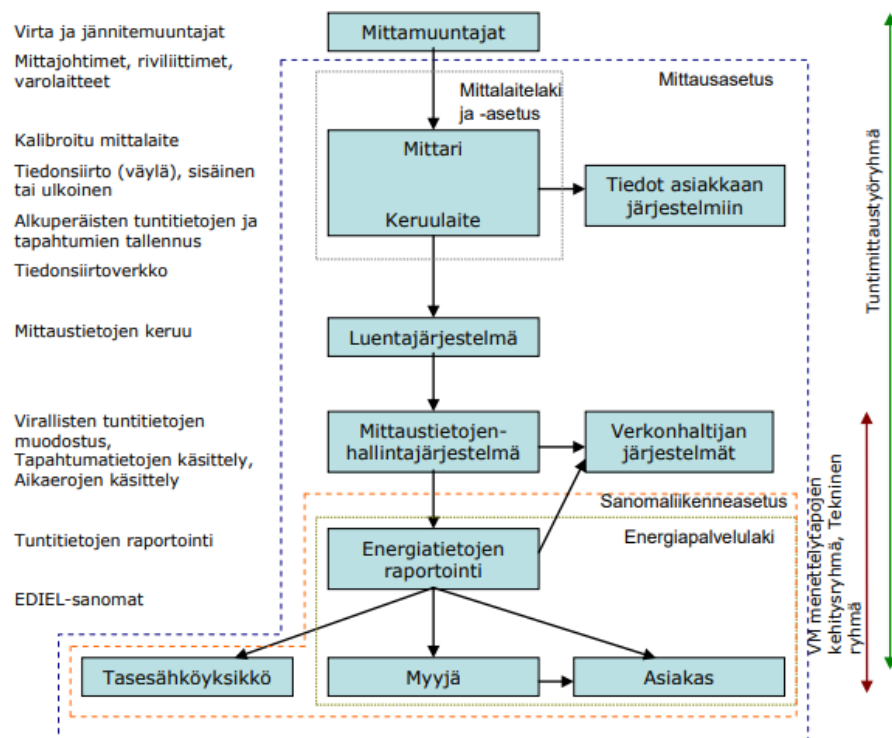
**Kuva 1:** Eurooppalaisten maiden kehitysvaihe älymittareiden käyttöönotossa vuonna 2016. [18]

Vuoteen 2016 mennessä Suomessa, Ruotsissa sekä Tanskassa kaikkiin tai lähes kaikkiin sähkön käyttöpaikkoihin oli asennettuna älymittarit. Suurin osa lopuista asennuksista on tehty Ranskassa, Espanjassa, Britannianssa, Itävalloissa ja Alankomaissa. Saksassa

etäluentamittareiden asennus aloitettiin käyttöpaikoista, joissa vuosittainen sähkönkulutus ylitti 6000 kWh. Sitä vähemmän käyttäviin sähkönkuluttajiin Saksassa kuuluu noin 90 prosenttia käyttöpaikoista. Näille älymittarin asentaminen on vapaaehtoista. [17]

### 3. NYKYISET ETÄLUENTAMITTARIT

Sähkönjakelu vaatii hyvin toimiakseen laajan infrastruktuurin. Tässä järjestelmässä sähkömittarit ovat vain pieni osa kokonaisuutta. Mittarit ovat ensimmäinen liittymäpinta sähköverkkoon, kun ajatellaan sähkön mittaamista. Mittalaitteilta mittaustiedot lähtevät mittatietojen hallintajärjestelmään, josta ne siirtyvät sähköverkonhaltijan järjestelmiin. Tiedot siirtyvät myös mahdollisesti suoraan asiakkaan järjestelmiin mittareilta. Sähköverkon hallintajärjestelmistä tiedot siirtyvät laajemman raportoinnin muodossa energiaviranomaisille. Tätä infrastruktuuria käsitellään kuvassa 2. Kuvasta selviää myös edellisessä luvussa selitettyjen lakiasetusten vaikutusalueet tässä järjestelmässä. [19]



**Kuva 2:** Sähkönjakeluinfrastruktuuri sekä siihen liittyvät asetukset ja lait vaikutusalueineen. [19]

Suomalainen sähköinfrastruktuuri on luotu aikaohjausperustaisesti yö- ja päivätariffien pohjalta. Sähköverkkoyhtiöt hyödyntävät sähkölämmityskuormiaan ohjatakseen joustavaa kulutusta. Tämä joustava kulutus on pois dynaamisilta joustomarkkinoilta. Jakeloverkkoyhtiöiden kulutusasiakkaisiin liittyvä ohjauspotentiaali on moninkertainen tämän hetken sähkölämmityskuormiin verrattuna. Samalla kun sähkön tuotantorakenne muuttuu enemmän säästä riippuvaiseksi sekä nopeammin vaihtelevaksi, tulee entistä tärke-

ämmäksi, että mahdollisimman suuri osuus kulutuksesta voi reagoida markkinatilanteeseen. Tässä korostuu mittareiden rooli, sillä tietoa kulutuksesta on saatava kattavammin sekä tiheämmin. [20]

### **3.1 Etäluenta Suomessa**

Suomi on jo pitkään toiminut edelläkävijänä sähkönmittauksessa sekä taseselvityksessä. Etäluettavat sähkömittarit otettiin suomessa käyttöön ensimmäisten maiden joukossa maailmanlaajuisesti. [1]

Suomessa on tällä hetkellä noin 3,7 miljoonaa [21] sähkönkäyttöpaikkaa varustettuna etäluentamittareilla. Tämä vastasi yli 99,6 % kaikista käyttöpaikoista, joten paikallisesti luettavien mittareiden määrä oli noin 12 000. Suurin osa näistä mittareista oli asennettu vuosien 2009 ja 2013 välissä. Tavallisille kuluttajille määriteltyjen, enintään 63 A mitoitettujen mittauslaitteiden keski-ikä oli vuoden 2016 lopussa noin 5,5 vuotta, joten vuoden 2020 lopussa se oli noin 9,5 vuotta. [1]

### **3.2 Nykyinen tiedonsiirto**

Tiedonsiirto on tärkeä osa kaikessa tietotekniikkaan liittyvässä, niin myös sähkönmittausjärjestelmissä. Nykyisin sähkömittareiden tiedonsiirto toteutetaan yleisesti joko PLC (power line carrier) -tekniikalla, 2G ja 3G verkkoja hyödyntäen tai lyhyen sekä pitkän matkan RF-radioteknologiaa hyödyntäen. Yleisimmin tiedonsiirto toteutetaan ensin mitalaitteelta keskittimelle käyttäen RF-tekniikkaa ja keskittimeltä luentajärjestelmään mobiiliverkon tai laajakaistaverkon avulla. [1]

PLC tiedonsiirron etuna on, että verkkoyhtiö omistaa jo valmiiksi sähkölinjat, siirtomatkat voivat olla pitkiäkin ja maaperällä tai sen muodoilla ei ole väliä. Toisaalta PLC:tä käytettäessä tiedonsiirtojärjestelmä on täysin yhdessä sähkönsiirtoverkoston kanssa, joten muokkaukset verkossa vaikuttavat näihin molempiin. Tästä saattaa syntyä myös lisäkustannuksia, jotta verkkokomponentit ovat yhteensopivia myös tiedonsiirtoa ajatellen. [22]

Mobiiliverkon yli tapahtuvassa tiedonsiirrossa hyvänä puolena on jo valmiiksi olemassa oleva infrastruktuuri. Kuitenkin kattavan toimintavarmuuden saavuttamiseksi tiedonsiirron tulee toimia useiden eri verkko-operaattorien kanssa, jotta voidaan taata tarpeeksi korkea yhteensopivuus eri laitteiden sekä ohjelmistojen kanssa. [22]

### 3.3 Nykyiset ominaisuudet

Etäluentamittareiden minimivaatimukset pohjautuvat luvussa 2 mainittuihin lakisäädöksiin. Jokaisen mittarin tulee täyttää nuo vaatimukset. Energiateollisuus on tämän lisäksi luonut vuonna 2016 raportin, jossa on kerrottu suosituksia uusia sekä saneerattavia mittauskohteita ajatellen [19]. Näistä tiedoista saadaan kerättyä yleispätevä ominaisuuslista nykyisille mittareille ja sille, mitä niiden tulisi kyetä tekemään.

#### 3.3.1 Yleiset ominaisuudet

Mittareiden tulee tehdä tunnin välein mittaus sekä sen rekisteröinti omaan muistiin. Tässä mittauksessa on mahdollista tallentaa mitattu energiatieto joko kumulatiivisena tuntilukemana tai tuntikeskitehona. Suosituksena on, että korkeintaan 3x63 A kuluttajiasiakkaiden kohdalla mitataan siirtotuotteen mukaista kumulatiivista lukemaa, jolloin se voidaan näyttää mittarin näytöllä. Tämä yksiaikalukema saattaa kuitenkin aiheuttaa poikkeavuuksia verrattuna tunnin välein rekisteröitävään kumulatiiviseen mittaukseen, varsinkin jos asiakkaalla on käytössä kaksiaikatuote, esimerkiksi erillinen yö- ja päiväkulutus. Verkosta otettu ja verkkoon annettu teho tulee myös rekisteröidä erikseen, paitsi jos ne tapahtuvat samaan aikaan eri vaiheita pitkin. Tällöin voidaan laskea nettosiirto ja rekisteröidä se joko otoksi tai annoksi riippuen nettosiirron suunnasta. [19]

Mittalaitteen muistin tulee olla tarpeeksi suuri, jotta se kykenee tallentamaan mitausten tiedot vähintään taseikkunan, eli 14 vuorokauden, ajalta. Tietojen tulee säilyä muistissa myös sähkökatkoksen aikana. Lisäksi pitkän keskeytyksen alku- ja loppuajat tulee kyetä tallentamaan. Mittarissa on myös oltava verkonhaltijan valitsemalla standardoidulla liitännällä oleva paikallinen rajapinta reaaliaikaista energiakulutusta varten, kuitenkin vain asiakkaan tahdosta. [19]

#### 3.3.2 Kuormanohjaukselliset ominaisuudet

Etämittarin tulee olla varustettu etäkatkaisu ja -kytkentäominaisuudella, jotta voidaan toteuttaa kuormanohjausta. Myös kuormien, etenkin yöllisten, ohjauksiin, -aikojen sekä kysynnän joustoa palvelevia toimintoja täytyy olla ohjelmoitavissa mittariin. Nämä ominaisuudet luovat mahdollisuudet yötariffiin perustuvalla kuormanohjaukselle. Ohjausta olisi myös mahdollista käyttää etänä muihinkin tarpeisiin, kuten kysyntäjoukseen sekä tehopulatilanteisiin.

Jos kulutuskohteessa on suoraa tai varaavaa lämmitystä, tällöin olisi hyvä olla kaksi relettä kuormanohjausta varten. Toista voi käyttää tariffipohjaiseen ohjaukseen ja toista



muihin tarpeisiin, kuten yllä mainittuun kysyntäjousto. Mittareiden ohjausta ei kuitenkaan saa käyttää erotuslaitteena, sillä se ne eivät täytä sähköturvallisuusmäärittämiä. [19]

### 3.3.3 Sähkönlaadulliset ominaisuudet

Laki määrittää, että vähintään kolmen minuutin mittaiset keskeytykset tulee rekisteröidä. Mittarin olisi kuitenkin suotavaa kyetä rekisteröimään myös lyhyempiä katkoksia. Myös jännitteen vaihteluiden mittaaminen ja jännitekuoppien havainnoiminen on hyödyllistä, joko mitaten jännitteen tehollisarvoa tai sen keskiarvoa. 10 minuutin tehollisarvon keskiarvon mittaaminen on perusteltua esimerkiksi sillä, että sähkönlaatustandardissa jännitteenlaatua tarkastellaan tuolla kyseisellä ajalla. Jänniteenvaihtelua mitattaessa on kuitenkin oltava kriittinen, sillä mittarin näytteenottotaajuus vaikuttaa tuloksiin, varsinkin jos jännitteen vaihtelu on tiheää. [19]

Keskeytyksistä sekä jännitteenalenemista mittarin tulisi indikoida sekä lähettää hälytys. Näin verkonhallintajärjestelmissä voidaan reagoida nopeammin tällaisiin tilanteisiin. Mittariin tulisi olla mahdollista ohjelmoida ali- ja ylijänniteraja-arvot, jolloin on mahdollista havaita myös nollavika, keskijänniteverkon vaihekatkot sekä pienjänniteverkon yhden tai kahden vaiheen puuttuminen. [19]

**Taulukko 2:** Etäluentamittareiden nykyiset yleisimmät ominaisuudet.

<b>Nykyiset ominaisuudet</b>
Tunnin välein mitattu energiatieto joko kumulatiivisena tuntilukemana tai tuntikeskitehona.
Verkosta annettu ja otettu teho erikseen. Tehojen netotus mittarilla ainoastaan, jos ne tapahtuvat samanaikaisesti eri vaiheita pitkin.
Mittarin tallennuskapasiteetti vähintään 14 vuorokautta.
Pitkien keskeytysten alku- ja loppuajat on rekisteröitävä.
Paikallinen, reaaliaikainen ja standardoitu tiedonsiirtorajapinta on oltava asiakkaan niin tahtoessa.
Mittarissa on oltava etäkatkaisu- ja -kytkentäominaisuus.
Muita mitattavia ominaisuuksia ovat jännitteenalenemat, nollaviat, keskijänniteverkon vaihekatkot sekä pienjänniteverkon yhden tai kahden vaiheen puuttumiset

Taulukkoon 2 on kerätty aliluvussa 3.3 mainitut nykyisten etäluentamittareiden yleisimmät ominaisuudet. Luvussa 2 kerrotut lakiasetukset määrittävät pakolliset ominaisuudet, mutta mittareissa on näiden lisäksi myös muuta toiminnallisuutta.

### **3.4 Datahub**

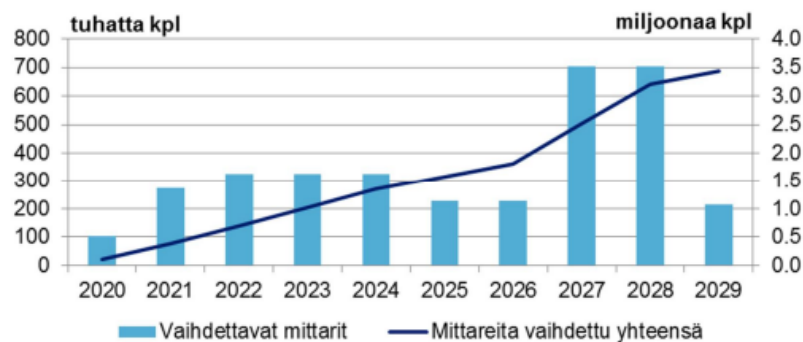
Datahub on Fingrid Oy:n kehittämä ja ylläpitämä asiakastietojärjestelmä, jonka tarkoituksena on selkeyttää ja nopeuttaa asiakastietojen jakamista eri sähkökaupan osapuolten välillä. Näitä osapuolia ovat esimerkiksi sähkön kuluttajat, -tuottajat sekä sen siirrosta ja jakelusta vastuussa olevat tahot. Datahub tulee helpottamaan kaikkien näiden toimintaa, sillä data tulee olemaan keskitetysti yhdessä paikassa, aina ajantasaisesti tasapuolisesti kaikkien saatavilla. [21]

Älykkäät etäluentamittarit yhdessä datahubin kanssa tulevat luomaan hyvät edellytykset sovelluksille. Älymittareilla mittaustietoa saadaan luettua sekä lähetettyä huomattavasti enemmän sekä tehokkaammin. Tämä data on datahubin kautta kaikkien uusien sovellusten käytettävissä, jolloin voidaan luoda sovelluksia, jotka eivät ole tähän mennessä olleet mahdollisia. Datahubin on tarkoitus tulla käyttöön 21.2.2022. [23]

## 4. UUDEN SUKUPOLVEN ETÄLUENTAMITTARIT

Seuraavan sukupolven etäluentamittareiden käyttöönotto tulee olemaan merkittävä investointi. Käyttäen Energiaviraston määrittelemiä yksikköhintoja, tämän uudistuksen mittalaitteiden investointikustannukset pelkästään ovat arviolta noin 700 miljoonaa euroa. Tämä kattaa pelkästään mittarit, niiden lisäksi uudistukseen sisältyy muun muassa tietoliikenteen sekä tietojärjestelmien uudistukset. [1]

Älymittareiden uudistaminen ei tule tapahtumaan yhdessä hetkessä, vaan siinä kestää arvioiden mukaan koko 2020–2029 vuosikymmen. Mittareiden vaihtamisajankohtaan vaikuttaa sähköverkkoyhtiöiden määrittelemä pitoaika omille mittareilleen, mikä on keskimäärin 13,8 vuotta. Arvioiden mukaan vuosina 2021–2026 mittareita tullaan vaihtamaan noin 280 000 kappaletta vuodessa ja vuosina 2027 sekä 2028 noin 700 000. Epävarmuutta arvioihin luo sähköverkkoyhtiöiden eroavaisuudet pitoajoissa sekä alkuperäisten mittareiden asentamisajankohdissa. Näissä luvuissa oletuksena on, että kaikki noin 3,4 miljoonaa etäluentamittaria tullaan vaihtamaan vuoden 2030 alkuun mennessä. Tätä uudistustahtia havainnollistetaan kuvassa 3. [1]



**Kuva 3:** Etäluettavien mittareiden vaihtomäärä arviolta vuosina 2020–2029. [1]

Teknologia kehittyi yhä kiihtyvällä tahdilla. Tulevaisuuden mittarisukupolvia ajatellen on arvioitu pitoaikojen lyhenevän entisestään. Tätä kehitystä varten mittareiden hyötyjä täytyy oppia käyttämään tehokkaasti, jotta investointien hyödyt voidaan perustella.

### 4.1 Tiedonsiirron tulevaisuus

Seuraava mittareiden sukupolvi tulee lisäämään sähkönkulutukseen liittyvän mittausdatan määrää merkittävästi, sillä mittausjakso ja -taajuus pienenevät samalla kun mitattu-

jen ominaisuuksien määrä kasvaa. Myös datan reaaliaikaisuuden tarve lisääntyy jatkuvasti. Tällöin korostuu mittareiden tiedonsiirtokapasiteetti luentajärjestelmiin sekä muiden toimijoiden sovelluksiin ja tietojärjestelmiin. [1]

Uusien tiedonsiirtoratkaisujen tulee mahdollistaa entistä lyhyemmät vasteajat ja suurempi sekä nopeampi datansiirtokyky. Mittarin rooli koko infrastruktuurissa tulee olemaan entistä voimakkaammin pelkkänä sensorina toimiminen. Kaikkia ongelmia ei kuitenkaan edes uusilla tiedonsiirtotekniikoilla voida ratkaista, esimerkiksi kellareissa sijaitsevilla mittareilla tulee edelleen olemaan ainakin jossain määrin kuuluvuusongelmia. Parannuksia näihinkin osa-alueisiin kuitenkin tulee. Mahdollisia uusia tiedonsiirtoteknologioita ovat mobiiliverkon yli toimivat NB-IoT, 5G sekä LTE Cat-M1. [1]

#### **4.1.1 NB-IoT**

NB-IoT on LTE-verkossa toimiva uuden tyylinen Low Power Wide Area (LPWA) teknologiaa hyödyntävä tiedonsiirtoprotokolla, jota voidaan hyödyntää esimerkiksi esineiden internetissä. Tämä teknologia on hyödyllinen tiedonsiirtoon, jossa dataa ei ole paljoa ja sitä ei siirretä usein. Tiedonsiirtonopeus on sen sijaan yli kaksinkertainen verrattuna nykyisesti käytössä olevaan GPRS tekniikkaan. [1]

NB-IoT:n yhtenä hyötynä on sen hyvä kuuluvuus esimerkiksi kellarituloissa tai muissa tiloissa, joissa normaaleilla LTE-verkoilla on ongelmia. Lisäksi jo olemassa olevat tietoliikenneverkot ovat kykeneväisiä hyödyntämään tätä tekniikkaa ja tukiasemat vaativat vain uudelleenohjelmoinnin. Tämä teknologia mahdollistaa myös useiden satojen tuhansien mittareiden liittämisen yhteen tukiasemaan. Näin ollen mahdollisen käyttöönoton kustannukset sekä tiedonsiirron yksikkökustannukset jäisivät mataliksi. [1]

NB-IoT parantaa kuuluvuusongelmia, se on edullinen ja helppo käyttöönottaa. Se ei ole kuitenkaan paras vaihtoehto, kun vaatimuksena on suurten datamäärien reaaliaikainen, tiheä välittäminen. [1]

#### **4.1.2 5G**

Viidennen sukupolven tietoliikenneteknologia 5G on pätevä vaihtoehto etenkin nykyisten mobiiliverkkoratkaisuiden korvaajaksi. 5G verkolle ominaista on korkean taajuusalueen käyttö, kuten 5GHz tai 24GHz sekä sen hyödyntämä samalla taajuudella tapahtuva kaksisuuntainen tiedon välitys Full Duplex -teknologialla. [1]

5G:n hyvinä puolina ovat sen kyky siirtää dataa tehokkaasti. Sen avulla tiedonsiirto on noin kymmenen kertaa nopeampaa ja kapasiteettia on noin sata kertaa enemmän kuin

nykyisillä mobiiliverkkoratkaisuilla. Tämän lisäksi 5G mahdollistaa pienen latenssin, jolloin viive tiedonsiirrossa putoaa noin kymmenesosaan verrattuna nykyisiin teknologioihin. [1]

5G:n heikkoutena on sen käyttämä korkea taajuus, mikä aiheuttaa signaalille heikon läpäisykyvyn eri materiaaleista, sekä lyhyemmän kantaman. Näin ollen 5G teknologiaa varten joudutaan asentamaan tukiasemia paljon tiheämpään, noin parin sadan metrin välein. Tämä taas kasvattaa käyttöönottokustannuksia huomattavasti. 5G on jopa liian tehokas tulevan sukupolven älymittareita ajatellen, joten sen käyttötarkoitus tulee todennäköisesti olemaan kustannustensa takia enemmän mobiili- sekä IoT-teknologiassa kuin etäluettavissa mittareissa. [1]

### 4.1.3 LTE Cat-M1

LTE Cat-M1 on NB-IoT:n tavoin avoimen standardin mukainen LPWA-teknologiaa hyödyntävä LTE-tiedonsiirtoratkaisu. Tämä teknologia mahdollistaa pitkän akunkeston, hyvän kuuluvuuden sekä matalat laitekustannukset.

Verrattuna NB-IoT teknologiaan Cat-M1:lle ominaista on hieman parempi tiedonsiirtonopeus. Toisaalta sillä on myös suurempi sähkönkulutus sekä tiedonsiirron yksikköhinta. Nämä molemmat siis soveltuvat uuden sukupolven mittareiden tiedonsiirtoprotokolliksi ja ne ovat riippuen operaattorista ne ovat molemmat kehityksessä sekä käytössä. [1]

## 4.2 Vähimmäisominaisuudet

AMR 2.0 loppuraportissa [1] on suunniteltu ja kerrottu vähimmäisvaatimukset sekä mahdolliset lisäominaisuudet tulevan sukupolven mittareille. Vähimmäisominaisuuksia on kuvailtu tässä aliluvussa ja lisäominaisuuksia seuraavassa. Huomioitavaa on, että aliluvun 2.2 lakiasetukset sekä aliluvun 3.4 ominaisuudet ovat voimassa edelleen ja niitä tarkennetaan sekä päivitetään tulevaisuutta varten. Myös joitain lisäominaisuuksia on suunnitella.

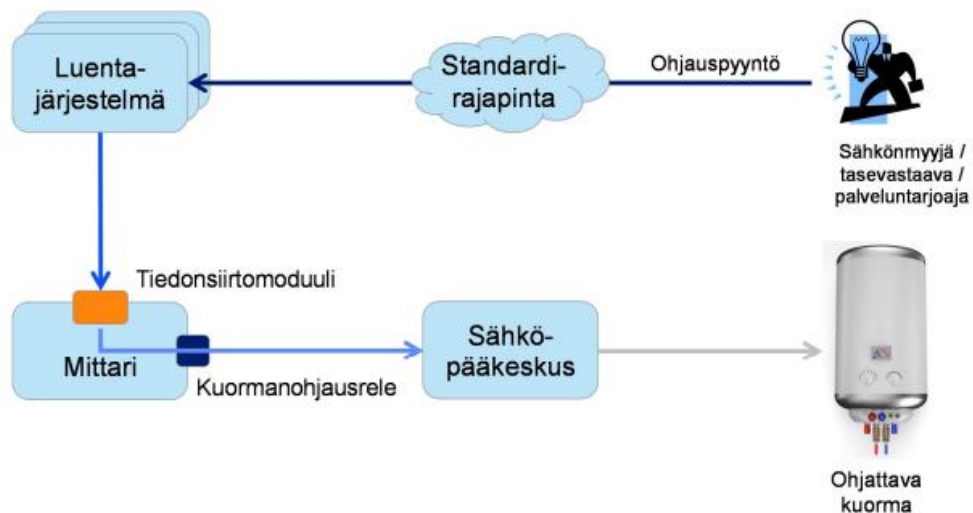
Ensimmäinen vaatimus koskee tasejakson mukaista mittaus- ja rekisteröintiäväliä. Tulevaisuudessa käytössä on varttitasejärjestelmä, joten 15 minuutin mittausväli tulee olla mahdollinen nykyisen tunnin rinnalla. Myös viiden sekä kolmen minuutin jaksot ovat suotavaa olla käytettävissä. Käytettävän aikavälin vaihtaminen tulee olla mahdollista ohjelmallisesti etäyhteyden kautta. Mitattavina suureina tulee olla käytetty sähköenergia ja pätö- sekä loistehon määrä. Etenkin pätötehon mittaaminen ja rekisteröinti on tärkeää mahdollisen tulevan tehotariffin kannalta. Mittauksissa tulee ilmetä erikseen verkosta otetut sekä sinne annetut määrät vaihekohtaisesti. Mittari ei saa netottaa määriä, vaan se pitää tehdä vasta verkonhaltijan järjestelmissä tai datahubissa erikseen. [1]

Muita suureita, joista tulee mitata hetkellisarvot, ovat vaihekohtainen jännite, virta sekä taajuus. Näiden on oltava siirrettävissä muihin laitteisiin paikallisen rajapinnan kautta. Lisäksi, mikäli niitä käytetään asiakkaan laskutuksen perusteena, tulee ne rekisteröidä mittarin muistin sekä välittää asiakkaalle. Mittarin täytyy rekisteröidä lisäksi kaikki keskeytykset, myös alle kolmen minuutin mittaiset. [1]

Kaikkien tietojen tulee olla luettavissa etäluentana viestintäverkkoa hyödyntäen. Mittauslaitteessa tulee olla lisäksi paikallinen, lähes reaaliaikainen, standardoitu tiedonsiirprotokolla, jota hyödyntäen mittaustiedot voidaan puskea yksisuuntaisesti ulkopuolisiin sovelluksiin sekä laitteisiin. Näiden ominaisuuksien lisäksi etäkatkaisu- ja kytkentämahdollisuudet tulee olla laajasti käytössä, jotta niitä voidaan käyttää joustavasti, esimerkiksi asiakkuuksien vaihtuessa asuinpaikassa. [1]

### 4.3 Mahdolliset lisäominaisuudet

Älymittareille tulee luoda standardoitu kuormanohjausraja-alue, jonka avulla tuetaan monipuolista kuormanohjausta. Tämä edistää nykyisestä kaksiaikaohjauksesta irtautumista kohti dynaamisempia toimintamalleja. Tämän rajapinnan kautta useat eri sidosryhmät voivat tehdä kuormanohjauspyyntöjä, jolloin sähkönkulutusta saadaan ohjattua nopeammin vastaamaan markkinoiden tarpeita. Kuvassa 4 on periaatekuva tällaisen järjestelmän tiedonkulusta eri osapuolten ja järjestelmien välillä kuormanohjauspyyntöjä tehdessä.

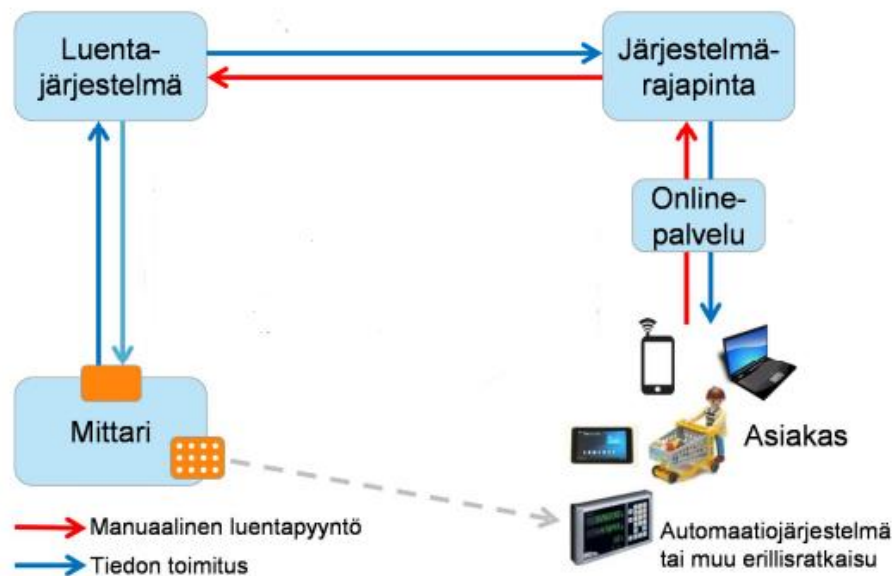


**Kuva 4:** Mallikuva kuormanohjauskäskyn liikkumisesta sidosryhmältä itse kuormalle.

[1]

Paikallinen ja standardoitu tiedonsiirtoväylä on jo pakollisen vaatimuksena nykyisille mittareille. Sen toiminnallisuutta tulee kuitenkin tehostaa luomalla siitä lähes reaaliaikainen,

jotta ulkopuoliset laitteet sekä sovellukset palvelevat asiakkaiden tarpeita mahdollisimman kattavasti. Tämän lisäksi lähes reaaliaikainen yhteys tulee olla mahdollinen, mikäli olosuhteet sen sallivat. Näiden rajapintojen toteuttaminen ei ole kuitenkaan mahdollista esimerkiksi monimittauspisteiden kohdalla. Siksi näiden lisäksi olisi hyödyllistä olla esimerkiksi verkonhaltijan online-palvelu, josta asiakkaat voisivat käydä hakemassa tietoja. Tätä online-palvelun kautta tapahtuvaa luentapyynnön sekä siitä seuraavan tiedonvälityksen kulkua eri järjestelmien välillä on kuvattu alla kuvassa 5. Siihen on myös merkityyllä mainittu paikallinen tiedonsiirtoväylä suoraa kolmannen osapuolen järjestelmään. [1]



**Kuva 5:** Paikallinen sekä etäyhteydellä online-palvelun kautta tapahtuva tiedonhaku sekä sen välittäminen asiakkaalle. [1]

Kuormanohjaustoiminnallisuuden lisäksi hyödyllisenä ominaisuutena voisi toimia niin sanottu ohjelmallinen sulake, eli ohjelmaan asetettu raja-arvo virralle, jonka ylittyessä kuorma irrotetaan kuormaohjausreleen avulla verkosta. Tämä mahdollistaisi tehotariffien sekä tehopulatilanteiden monipuolisemman hallinnan. [1]

Sähkönlaadullisten suureiden monipuolisempi mittaaminen tulisi olla mahdollista uuden sukupolven älymittareilla. Näitä lisäsuureita ovat esimerkiksi nolla- ja vaiheviat, virran väärä suunta ja vaiheiden epäsymmetriat. Verkonhaltijalla tulisi olla mahdollisuus määritellä näiden mittaukseen liittyvät seikat sähköverkon käyttöön ja hallintaan soveltuen. Lisäksi hälytysten monipuolisuutta tulee lisätä. Niitä tulee antaa niin sähkökatkoista kuin myös laadullisista epäkohdista ja poikkeavuuksista. Osa näistä hälytyksistä olisi vain verkonhaltijan käytössä mutta osa, kuten sähkökatkot sekä nollaviat, tulisi toimittaa myös asiakkaille. [1]

## 5. YHTEENVETO

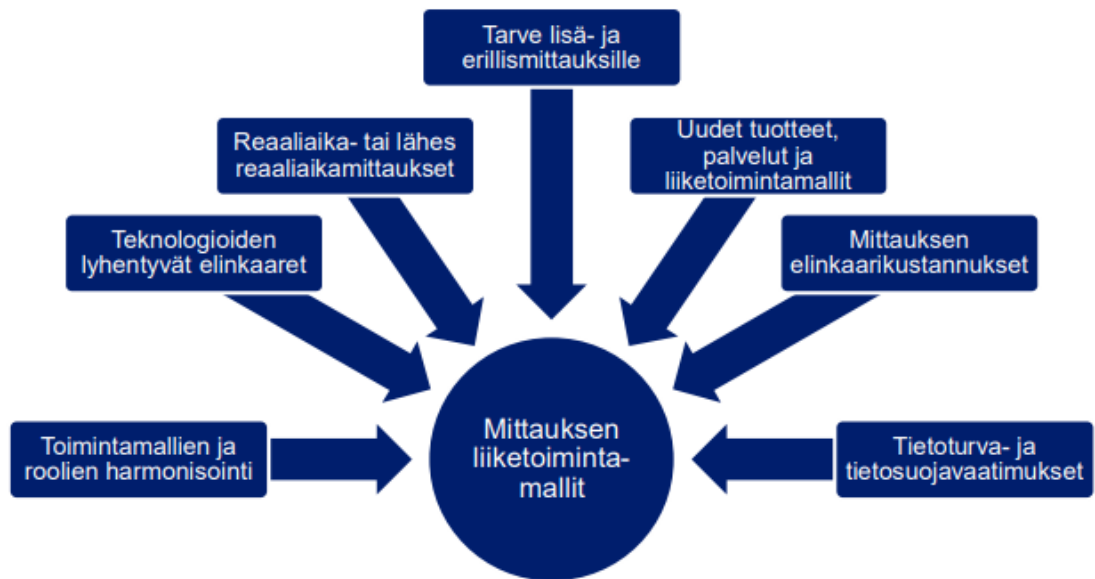
Uuden sukupolven älymittarit luovat mahdollisuudet sähköverkkotoiminnan laajamittaiselle kasvulle tällä vuosikymmenellä. Alla olevaan taulukkoon on kerättyä näille luodut vähimmäisominaisuudet sekä mahdolliset lisäominaisuudet niiltä osin, kun ne ovat uusia vanhoihin mittareihin verrattuna. Mitään standardoitua ja yhdenmukaista, valtakunnallista päätöstä näistä ei ole vielä tehty.

**Taulukko 3:** Uuden sukupolven mittareiden vähimmäis- ja lisäominaisuudet.

<b>Uuden sukupolven älymittareiden ominaisuudet</b>
Mittausjaksona tulee käyttää yhtä tuntia tai 15, 5 tai 3 minuuttia.
Mitattavia suureita ovat kulutettu energia, syötetty energia, pätö- ja loisteho sekä hetkellisarvollisesti vaihekohtainen pätö- ja loisteho, virta, jännite ja taajuus.
Mittalaitteen tulee rekisteröidä verkosta otto ja anto erikseen vaihekohtaisesti. Mahdolliset netotukset on tehtävä vasta muissa järjestelmissä.
Mittalaitteen tulee rekisteröidä kaikki katkokset.
Mittauslaitteen tietojen tulee olla luettavissa viestintäverkon avulla. Myös ohjelmistopäivitykset pitää olla mahdollisia etäyhteyttä käyttäen.
Kaikissa mittalaitteissa on oltava etäkatkaisu- ja -kytkentäominaisuus.
Fyysinen ja standardoitu paikallinen tiedonsiirtoväylä tulee olla reaaliaikainen.
Tietoturvan täytyy olla koko järjestelmässä asianmukainen.

Näillä ominaisuuksilla sekä kaikilla sähköverkkoon ja sen järjestelmiin liittyvillä uudistuksilla luodaan paljon potentiaalisia liiketoimintamahdollisuuksia. Alla olevassa kuvassa on kerätty uudistuksen eri osa-alueet, jotka mahdollisesti tulevat vaikuttamaan tai ovat jo vaikuttaneet nykyiseen mittareiden liiketoimintamalliin. Huomioitavaa on, että tämä luo käytännössä pelkästään lisää mahdollisuuksia poistamatta vanhoja.





**Kuva 6:** Uuden sukupolven älymittareiden mukana tulevien muutosten osa-alueet, jotka vaikuttavat sähkömittauksen liiketoimintamalliin. [1]

Vaikka uudet etäluentamittarit luovat paljon mahdollisuuksia, vaativat ne vielä standardointia ja suunnittelua. Investointeina ne eivät tule olemaan halpoja ja siksi onkin tärkeää tehdä pohjatutkimus sekä kannattavuuslaskelmat eri ominaisuuksille tarkasti.

## LÄHTEET

- [1] AMR 2.0 loppuraportti, Älyverkkotyöryhmä, Pöyry Management Consulting Oy, 15.12.2017. Viitattu 31.3.2021. Saatavissa <https://tem.fi/documents/1410877/3481825/AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017/6a2df7e6-a963-40c0-b4d8-d2533fbca488/AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017.pdf>.
- [2] Raportti sähköverkkoliiketoiminnan kehityksestä, sähköverkon toimitusvarmuudesta ja valvonnan vaikuttavuudesta 2018, Energiavirasto, 12.3.2019. Viitattu 29.3.2021. Saatavissa <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut>.
- [3] Sähkötoimitusten laatu- ja toimitustapavirheen sovellusohje, Energiateollisuus, 17.11.2014. Viitattu 9.10.2019. Saatavissa [https://energia.fi/files/881/Sahkontoimituksen\\_laatu\\_ja\\_toimitustapavirheen\\_sovellusohje\\_2014.pdf](https://energia.fi/files/881/Sahkontoimituksen_laatu_ja_toimitustapavirheen_sovellusohje_2014.pdf).
- [4] Taseselvitys, Fingrid Oyj, verkkosivu. Viitattu 9.10.2019. Saatavissa <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/taseselvitys/>.
- [5] Kysyntäjousto, Fingrid Oyj, verkkosivu. Viitattu 10.10.2019. Saatavissa <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyss/pilottihankkeita/kysyntajousto/>.
- [6] Varttitase eli 15 minuutin taseselvitysjakso, Fingrid Oyj, verkkosivu. Viitattu 10.10.2019. Saatavissa <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyss/pohjoismainen-tasehallinta/varttitase/>.
- [7] Katkaisulaitteella varustettujen AMR-mittareiden hyödyntäminen, Niklas Löf, 29.8.2010. Viitattu 11.10.2019. Saatavissa <https://docplayer.fi/15828821-Katkaisulaitteella-varustettujen-amr-mittareiden-hyodyntaminen-toimintojen-kuvaus-ja-vaatimusmaarittelyt.html>.
- [8] Asennettujen etäluettavien mittareiden hyödyntäminen kysyntäjoustopissa, Caruna Oy, Elenia Oy, Helen Sähköverkko Oy, Rauman Energia Oy, 22.5.2017. Viitattu 11.10.2019. Saatavissa <https://tem.fi/documents/1410877/3481825/Asennettujen+et%C3%A4luettavien+mittareiden+hy%C3%B6dynt%C3%A4minen+kysynt%C3%A4joustopissa%2C+22.5.2017.pdf/3968fe7d-ab5f-420f-b7fc-b0d64a5b9b1d/Asennettujen+et%C3%A4luettavien+mittareiden+hy%C3%B6dynt%C3%A4minen+kysynt%C3%A4joustopissa%2C+22.5.2017.pdf?t=1538985530000>.
- [9] Sähkömarkkinadirektiivi 72/2009, Euroopan unionin virallinen lehti, 13.7.2009. Viitattu 11.10.2019. Saatavissa <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/fi/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0072>.
- [10] Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 66/2009, Oikeusministeriö, 5.2.2009. Viitattu 11.10.2019. Saatavissa <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20090066>.
- [11] Sähkömarkkinalaki 588/2013, Oikeusministeriö, 9.8.2013. Viitattu 11.10.2019. Saatavissa <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>.

- [12] Mittauslaitelaki 707/2011, Oikeusministeriö, 17.6.2011. Viitattu 11.10.2019. Saatavissa <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2011/20110707>.
- [13] Mittauslaitedirektiivi 2014/32/EU, Euroopan unionin virallinen lehti, 26.2.2014 Viitattu 11.10.2019. Saatavissa <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/fi/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0032>.
- [14] Valtioneuvoston asetus mittauslaitteiden vaatimuksista 1432/2016, Oikeusministeriö, 21.12.2016. Viitattu 11.10.2019. Saatavissa <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2016/20161432>.
- [15] Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 217/2016, Oikeusministeriö, 31.3.2016. Viitattu 11.10.2019. Saatavissa <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2016/20160217>.
- [16] Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä, Euroopan komissio, 23.2.2017. Viitattu 11.10.2019. Saatavissa <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52016PC0864R%2801%29>.
- [17] Project, Smart metering benefits for European consumers and utilities, USmartConsumer, 2017. Viitattu 29.3.2021. Saatavissa [http://www.es-cansa.es/usmartconsumer/documentos/USmartConsumer\\_Final\\_Report\\_Publishable.pdf](http://www.es-cansa.es/usmartconsumer/documentos/USmartConsumer_Final_Report_Publishable.pdf).
- [18] European Smart Metering Landscape Report "Utilities and Consumers", USmartConsumer, 11/2016. Viitattu 29.3.2021. Saatavissa [http://www.es-cansa.es/usmartconsumer/documentos/USmartConsumer\\_European\\_Landscape\\_Report\\_2016\\_web.pdf](http://www.es-cansa.es/usmartconsumer/documentos/USmartConsumer_European_Landscape_Report_2016_web.pdf).
- [19] Tuntimittauksen periaatteita, Energiateollisuus, 12.10.2016 Viitattu 30.3.2021. Saatavissa [https://energia.fi/files/1153/Tuntimittausuositus\\_paiv\\_20161012.pdf](https://energia.fi/files/1153/Tuntimittausuositus_paiv_20161012.pdf).
- [20] Älyverkkotyöryhmän ehdotukset ja niiden tarkemmat perustelut, Älyverkkotyöryhmä, Työ- ja elinkeinoministeriö, 2018. Viitattu 30.3.2021. Saatavissa [https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161119/Liite\\_TEM\\_33\\_2018.pdf](https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161119/Liite_TEM_33_2018.pdf).
- [21] What Is Datahub, Fingrid Oy, verkkosivu. Viitattu 31.3.2021. Saatavissa <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/datahub/>.
- [22] AMR Communication Systems: Making an Intelligent Choice, Larry Helwig, Nevada Power, 4.4.2007. Viitattu 31.3.2021. Saatavissa [https://www.academia.edu/8795681/AMR\\_Communication\\_Systems\\_Making\\_an\\_Intelligent\\_Choice](https://www.academia.edu/8795681/AMR_Communication_Systems_Making_an_Intelligent_Choice).
- [23] Datahub, Fingrid Oy, verkkosivu. Viitattu 31.3.2021. Saatavissa <https://palvelut.datahub.fi/en/datahub/general-info#kayttoonottoinfo>.