



Open your mind. LUT.
Lappeenranta University of Technology

AMR-mittareiden nykytila ja kehitysmahdollisuudet pohjoismaissa

*Present state and development opportunities of AMR meters in the
Nordic countries*

Joni Niinikoski

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikka

Joni Niinikoski

AMR-mittareiden nykytila ja kehittymismahdollisuudet pohjoismaissa

2018

Kandidaatintyö.

31 sivua, 10 kuvaa ja 1 liite.

Tarkastaja: professori Jarmo Partanen

Hakusanat: älymittari, AMR, AMI, älyverkko, kysyntäjousto, datahub

Tässä kandidaatintyössä kartoitetaan älymittareiden tämänhetkistä asennustilannetta pohjoismaissa sekä seuraavan älymittarisukupolven vaihtojankohtaa ja kehittymismahdollisuuksia. Työssä esitellään tällä hetkellä yleisimmät mittaustiedon siirtoon käytettävät tiedonsiirtoteknologiat, tutkitaan eurooppalaisen ja kansallisen sääntelyn vaikutuksia älymittarikehitykseen pohjoismaissa sekä käsitellään seuraavan mittarisukupolven ominaisuuksia ja sovelluskohteita. Tutkimusaineisto koostuu alan ajankohtaisista dokumenteista sekä kolmen suomalaisen sähköverkkoyhtiön älymittariasiantuntijan haastatteluista.

Pohjoismaat ovat älymittarikehityksen saralla edelläkävijöitä ja Islantia lukuun ottamatta älymittariasennukset on jo toteutettu tai niitä ollaan toteuttamassa. Ensimmäisinä massa-asennukset saatiin valmiiksi Suomessa ja Ruotsissa 2010-luvun vaihteessa ja tällöin asennettujen mittareiden käyttöikä päättyy 2020-luvun puolivälissä.

Seuraavan sukupolven energiamittareiden sääntely kiristyvät mittauksen tasejakson ja etäohjauksen osalta. Lisäksi kerättyä mittausdataa voitaisiin hyödyntää kotiautomaatiojärjestelmissä kysyntäjoustop toteuttamiseksi. AMR-mittareilla on tärkeä, mutta rajattu rooli ja niiden tulee soveltua käytettäväksi myös tulevaisuuden älyverkoissa.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Joni Niinikoski

Present state and development opportunities of AMR meters in the Nordic countries

2018

Bachelor's Thesis.

31 pages, 10 pictures and 1 appendix.

Examiner: professor Jarmo Partanen

Keywords: smart meter, AMR, AMI, smart grid, demand response, datahub

In this Bachelor's Thesis, the present state of smart meter installations in the Nordic countries and development opportunities of next-generation smart meters are reviewed. The most common data transmission technologies for metering data transmission are introduced, the effects of European and national regulations on the Nordic countries' smart meter development are examined, features and applications of next generation meters are previewed in this work. Research material consists of documents in the field of Electrical Engineering as well as interviews of three Finnish smart meter specialists.

The Nordic countries are pioneers in smart meter development and, apart from Iceland, smart meter installations have already been implemented or are being implemented. The first mass installations were finished in Finland and Sweden at the turn of 2010s and the technical lifetime of installed meters will end in the mid-2020s.

The regulation of measurement period length and remote control will be tightened for next-generation energy meters. In addition, the collected metering data could be utilized in home automation systems to implement the demand response. AMR meters have an important but limited role and should be suitable for future smart grids as well.

SISÄLLYSLUETTELO

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

1.	JOHDANTO	6
1.1	Työn tavoitteet ja rakenne	6
2.	Automaattinen mittarinluenta	8
2.1	Tiedonsiirtoteknologiat.....	9
2.1.1	Kiinteät tiedonsiirtoverkot.....	9
2.1.2	Langattomat tiedonsiirtoverkot.....	11
2.2	Etäluentajärjestelmän hyödyt ja haitat.....	12
3.	Etäluentavien sähkömittareiden vaihdot pohjoismaissa.....	14
3.1	Suomi.....	14
3.2	Ruotsi.....	15
3.3	Norja.....	16
3.4	Islanti	17
3.5	Tanska.....	17
3.6	Pohjoismaiden vertailu muuhun maailmaan	17
4.	Seuraavan sukupolven etäluentajärjestelmä	20
4.1	Mittareiden perusominaisuudet	20
4.2	Mittareiden lisäominaisuudet	22
4.3	Mittausjärjestelmän sovellukset	23
5.	Yhteenveto ja johtopäätökset.....	26
	Lähteet	28

Liitteet

Liite 1. Sähköpostihaastattelut

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

AMR	Automatic Meter Reading, automaattinen mittarinluenta
AMI	Advanced Metering Infrastructure, älykäs mittarointijärjestelmä
AMM	Automated Meter Management, etäluettava energiamittari
AMS	Advanced Metering System, älykäs mittaus
GPRS	General Packet Radio Service, pakettikytkentäinen datayhteys
GSM	Group Special Mobile, toisen sukupolven matkapuhelinjärjestelmä
HAN	Home Area Network, koti(automaatio)verkko
IoT	Internet of Things, esineiden internet
LAN	Local Area Network, lähiverkko
MMR	Manual Meter Reading, manuaalinen mittarinluenta
P2P	Point-to-Point, suora tiedonsiirto luentajärjestelmään
PLC	Power Line Communications, sähköverkkotiedonsiirto
PSTN	Public Switched Telephone Network, yleinen puhelinverkko
UPS	Uninterruptible Power Supply, keskeytymätön virransyöttö
V2G	Vehicle-to-Grid, kaksisuuntainen sähköautojen latausjärjestelmä
WAN	Wide Area Network, laajaverkko

1. JOHDANTO

Maaliskuussa 2009 voimaantullut Valtioneuvoston asetus sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta loi suomalaisille verkkoyhtiöille investointipaineita siirtymiseen mekaanisista kilowattituntimittareista etäluettaviin sähkömittareihin. Asetuksen vaatimuksena oli saada vähintään 80 % verkkoyhtiöiden asiakkaista tuntimittauksen ja vuorokautisen etäluennan piiriin vuoden 2013 loppuun mennessä. Sittenkin myös muissa pohjoismaissa Suomen ja Ruotsin lisäksi on alettu uudistamaan vanhaa mittarikantaa etäluettaviin sähkömittareihin. Mittareiden pitoaika on noin 15 vuotta, joten ensimmäiset AMR-mittarin vaihdetaan uusiin 2020-luvulla.

Vauhdilla uudistuvat sähkö- ja energijärjestelmät luovat edellytyksiä myös älymittareiden kehitykselle muun muassa mittaus-, ohjaus- ja tietoturvaominaisuuksien osalta. Lähitulevaisuudessa älymittareiden tulee kohdata asiakkaiden ja muuttuvien sähkömarkkinoiden vaatimukset sekä toimia yhdessä älyverkkojen kanssa.

1.1 Työn tavoitteet ja rakenne

Tutkimuksen tavoitteena on kartoittaa älymittareiden vaihtojen tämän hetkistä tilannetta sekä selvittää älymittareiden tulevaisuuden kehityskohteita ja sovelluksia niiden käyttöön. Tutkimus keskittyy sähköenergiamittareihin pohjoismaissa ja tavoitteena on tuottaa lukijalle yleiskuva pohjoismaiden mittaroinnin nykytilasta sekä tulevaisuuden älymittareiden mahdollisista ominaisuuksista.

Työ tehdään kirjallisuuskatsauksena. Tutkimusaineistona käytetään älymittareihin, sähkömarkkinoihin, älyverkkoihin ja IoT-sovelluksiin liittyviä tutkimuksia, raportteja, esityksiä, tilastoja, standardeja ja lainsäädäntöä. Tilastojen perusteella analysoidaan etäluettavien sähkömittareiden vaihdon nykytilaa pohjoismaissa verraten sitä yleisesti muualle maailmaan. Seuraavan sukupolven AMR-mittareiden ja mittarointijärjestelmän kehityssuuntaa arvioidaan pohjautuen pääasiassa Energiategollisuuden kantapaperissa (ET:n näkemys seuraavan sukupolven sähköenergiamittareiden ominaisuuksista) esitettyihin näkemyksiin ja Euroopan komission sähkömarkkina- ja mittalaitedirektiiveihin.

Lisäksi työhön sisältyy kolmen sähköverkkoyhtiön asiantuntijoiden sähköpostihaastattelut. Haastatteluissa kartoitetaan etäluettavan energianmittausjärjestelmän kattavuutta Suomessa, yhtiöiden kokemuksia nykyisistä älymittareista, näkemyksiä seuraavan sukupolven sähkömittareista ja niiden käyttömahdollisuuksista sekä vaihtoaikataulusta.

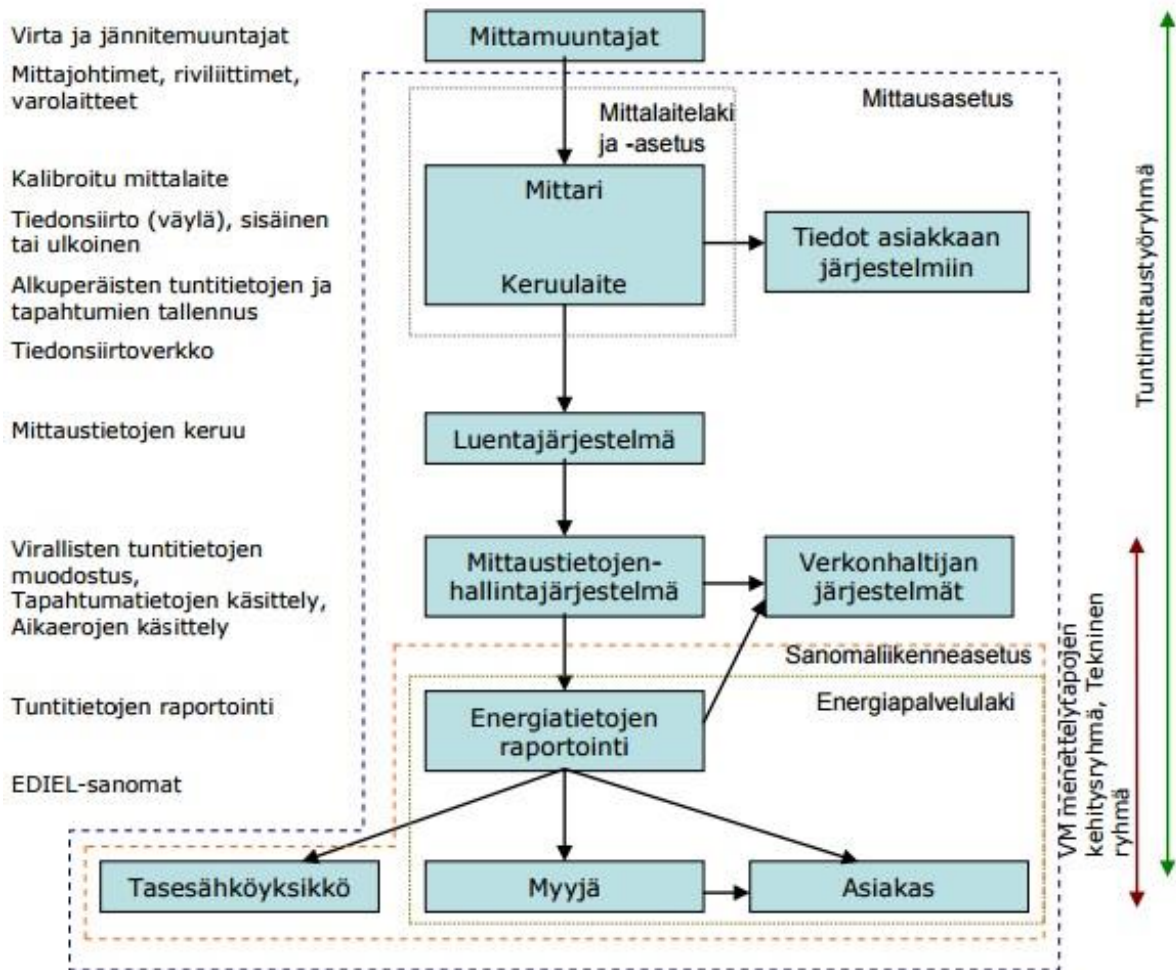
Tutkimuksen pääkysymyksiä ovat

- Miksi älymittareiden käyttöön on siirrytty?
- Millaisia erilaisia tiedonsiirtoteknologioita AMR-mittarit käyttävät?
- Missä vaiheessa ovat AMR-mittareiden vaihdot eri pohjoismaiden osalta?
- Mitä uusia ominaisuuksia seuraavan sukupolven älymittareiden on tarkoitus sisältää?
- Mihin muihin käyttötarkoituksiin älymittareita tai kiinteistön alamittauksia voidaan käyttää tulevaisuudessa?

2. AUTOMAATTINEN MITTARINLUENTA

Automaattinen mittarinluenta on osa älyverkkoja eli smart gridejä. AMR-järjestelmiin on siirrytty, koska se mahdollistaa MMR-järjestelmää tarkemman tiedon keräämisen sähköverkoista sekä erilaisten komentojen lähettämisen verkon ohjauksen toteuttamiseksi (Kaliush 2009). Sen tärkein tehtävä on mitata kulutetun ja tuotetun sähkön määrää ja kerätä mittaus-tiedot erilaisiin järjestelmiin. Kerättyjen tietojen tarkoitus on mahdollistaa sähkömarkkinoi-den toiminnan seuranta toimijakohtaisesti sekä parantaa loppukäyttäjien mahdollisuuksia hyödyntää mittaustietoa energiansäästötarkoituksiin ja saada käytettäväksi uusia palveluita (Kärkkäinen 2006). Myös verkonhaltija saa tarkempaa tietoa sähköverkon sen hetkisestä ti-lasta ja kunnosta. Kuormanohjauksilla pystytään mahdollistamaan kulutuspiikkien tasaami-nen sekä etäkatkaisut ja -kytkennät.

Tässä työn osassa käsitellään lyhyesti pohjoismaiden AMR-järjestelmän yleisimpien tiedon-siirtoteknologioiden toimintaperiaatteet ja käyttökohteet keskittyen mittarin ja luentajärjes-telmän väliseen tiedonsiirtoon (Kuva 1). Lisäksi läpi käydään älykkään energianmittausjär-jestelmän hyötyjä ja haittoja.



Kuva 1 Mittaus- ja tiedonsiirtoketju. Kuvassa on eriteltyä sovellettavat lait ja asetukset osakohtaisesti mittaus- ja tiedonsiirtojärjestelmässä. (Energiateollisuus 2016)

2.1 Tiedonsiirtoteknologiat

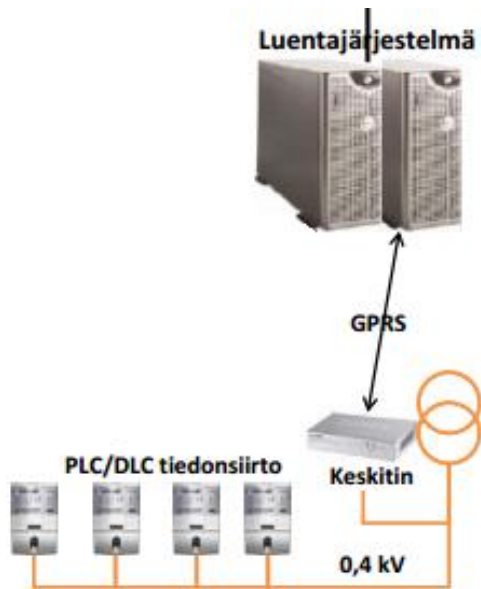
Etäluettavien älymittareiden tiedon siirtoon käytettävät järjestelmät vaihtelevat kohteittain. Yleisimmät käytettävät teknologiat pohjoismaissa ovat kiinteät PLC- ja sarjaliikenneväylätekniikat sekä langattomat matkapuhelin- ja radioverkot. Lisäksi olemassa on myös langattomia tiedonsiirtoverkkoja, joita voidaan käyttää älymittareiden tiedonsiirtoon.

2.1.1 Kiinteät tiedonsiirtoverkot

Nykyään vain pieni osa mittaustiedoista siirretään kiinteän puhelinverkon (PSTN) välityksellä, sillä lähes aina mittaustiedon siirto luentajärjestelmään tapahtuu mobiiliverkkojen ku-

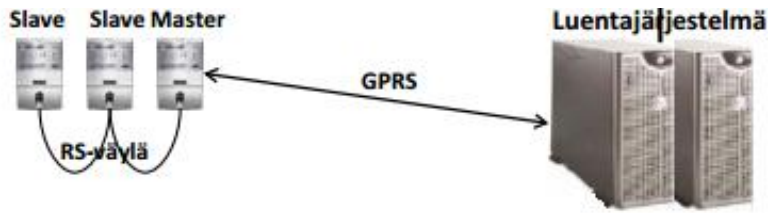
ten GSM, GPRS ja UMTS välityksellä. (Savolainen 2013). Perinteisen puhelinverkon käyttäminen ainoastaan mittaustiedon siirtämiseen on kustannuksiltaan poikkeustapauksia lukuun ottamatta kannattamatonta, sillä kotitaloudet ovat pitkälti siirtyneet käyttämään matkapuhelinverkkoja. Kustannuksiltaan kiinteät tiedonsiirtoverkot ovat kuitenkin kustannustehokkaita, sillä kommunikointikanavaa ei tarvitse erikseen rakentaa (Savolainen 2013).

PLC-tiedonsiirto tapahtuu voimalinjoja pitkin Euroopassa 3-148,5 kHz taajuuksia käyttäen ja sitä voidaan käyttää niin kaupunki- kuin haja-asutusalueilla (EN 50065-1:2001). Mittarit ovat yhteydessä keskittimeen, joka sijaitsee yleensä muuntamolla ja täten kulutustietojen lähetys luentajärjestelmään tapahtuu muuntopiireittäin (Kuva 2).



Kuva 2 PLC-tiedonsiirron yleisrakenne mittarilta luentajärjestelmään. Tiedonsiirto keskittimeltä luentajärjestelmään tapahtuu matkapuhelinverkkoja käyttäen. (Energiateollisuus 2016)

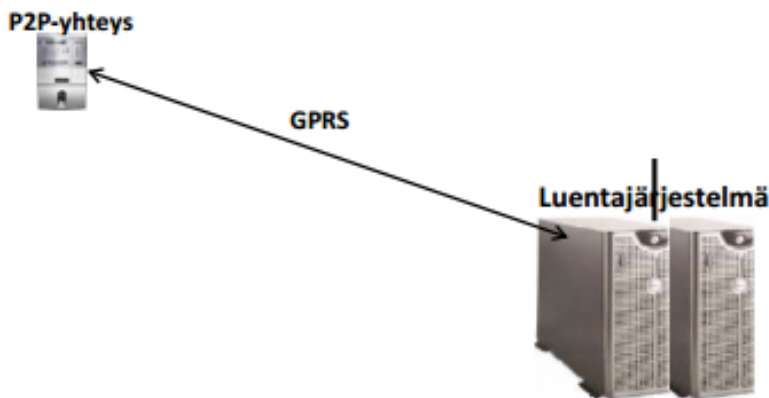
Sarjaväyläteknikoita kuten RS485 ja RS232 käytetään paikoissa, joissa kaikki mittalaitteet sijaitsevat teknisessä tilassa kuten kerros- ja rivitalojen sähköpääkeskuksissa ja lämmönjakohuoneissa. Mittalaitteet ovat kytketty toisiinsa ja ketjussa oleva Master-mittari toimii PLC-tiedonsiirron keskittimen tavoin keräten kulutustiedot ja lähettäen ne luentajärjestelmään (Kuva 3). (Kuronen 2012)



Kuva 3 Mittaustietojen tiedonsiirto RS-väylää käyttäen. (Energiateollisuus 2016) Master-mittariin voi olla yhdistettynä myös useampia Slave-mittareita.

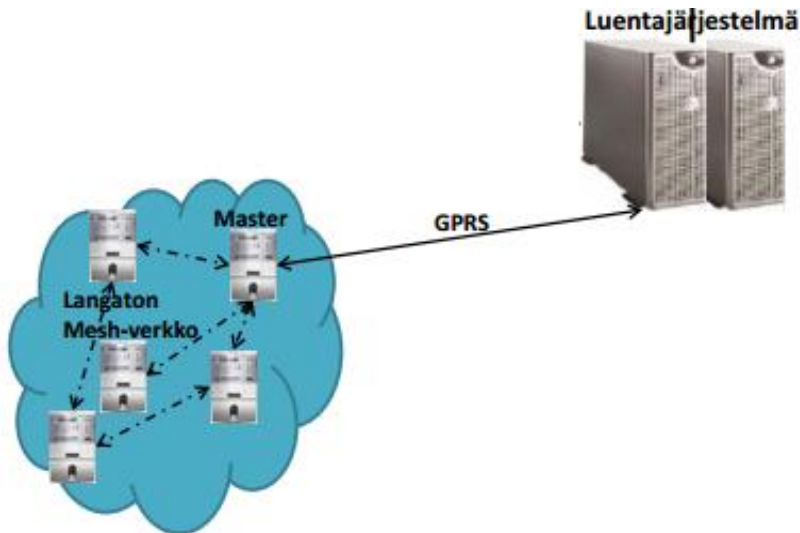
2.1.2 Langattomat tiedonsiirtoverkot

Matkapuhelinverkkoja käytetään yhdessä muiden teknologioiden kanssa tietojen siirtämiseen luentajärjestelmään. Sitä voidaan käyttää myös P2P-yhteyden tavoin haja-asutusalueilla tai käyttöpaikoissa, joissa ei ole mahdollista käyttää muita tapoja tiedonsiirtoon (Kuronen 2012). Tällöin mittari on suoraan yhteydessä luentajärjestelmään (Kuva 4).



Kuva 4 Tiedonsiirto luentajärjestelmään suoraan mittarilta matkapuhelinverkkoja käyttäen. (Energiateollisuus 2016) Nykyisin tiedonsiirtoon käytetään useimmiten GPRS: ää, mutta tietojensiirtoon käytetään myös vanhempaa GSM-verkkoa ja tulevaisuudessa yhä enemmän kolmannen sukupolven matkapuhelinverkkoja kuten UMTS: ää.

Radioverkkoja voidaan käyttää tiedonsiirtoon joko mesh-tekniikalla tai radiomaston kautta kommunikoiden. Mesh-mittarit jakautuvat Master- ja Slave-mittareihin, mutta sarjaväylä-tekniikoista eroten ne voivat kommunikoida toistensa kanssa useiden eri reittien kautta (Kuva 5).



Kuva 5 Tiedonsiirto langattomassa mesh-verkossa. (Energiateollisuus 2016) Mesh-verkkoa käytetään tyypillisesti asuinlähiöissä, joissa mittalaitteet ovat sijoitettu asuntoihin ja ne ovat maksimissaan muutaman sadan metrin sisällä toisistaan (Kuronen 2012).

2.2 Etäluentajärjestelmän hyödyt ja haitat

Älymittarit mahdollistavat kuluttajille uusia palveluita ja tuotteita kuten mahdollisuuden oman kulutuksen seurantaan ja erilaiset sähkötuotteet kuten sähkön ostamisen kulutuksen hetkisen spot-hintatason mukaisesti. Kuluttajat pystyvät tämän myötä toteuttamaan kuluttajalähtöistä kysyntäjoustoa eli keskittämään sähkönkulutustaan tunneille, joilla ei ole kysyntähuippuja ja näin pienentämään sähkölaskunsa hintaa.

Verkonhaltijan osalta ne mahdollistavat kulutus- ja vikaseurannan sekä edistävät taselaskentaa ja verkostosuunnittelua. Lisäksi laskutus pystytään järjestämään toteutuneen kulutuksen mukaan arviolaskutuksen sijaan ja erillisiä mittarinlukukäyntejä asiakkaan luona ei vaadita. Lisäksi etäohjauksien käyttäminen vähentää asiakaskäyntejä ja parantaa vasteaikaa, kun esimerkiksi sopimuksettomat käyttöpaikat voidaan katkaista ja uuden sopimuksen myötä kytkeä uudelleen etäyhteyden avulla. AMR-mittareita voidaan käyttää myös vianselvityksiin suoran luentayhteyden ansiosta (Liite 1). Kysyntäjoustoa voidaan toteuttaa laadukkaammin ja välttämään sähkönkulutuspiikkejä esimerkiksi porrastamalla lämmitysten käyttöön ottamista (Järventausta 2015).

Haittina älymittareista tulee rollout-prosessien investointitarve ja mittausinfrastruktuurin ylläpidon aiheuttamat kustannukset. Käyttöikä älymittareilla on vanhempia, mekaanisia mittareita lyhyempi ja ne ovat herkempiä elektroniikkansa vuoksi ylijännitteille. Tiedonsiirron häiriöselvitykset ja rikkoutuneiden mittareiden vaihtaminen ovat työläitä prosesseja ja aiheuttavat kustannuksia verkkoyhtiöille (Liite 1). Etenkin PLC-tiedonsiirto on erittäin altis häiriöille, joita aiheuttavat muun muassa taajuusmuuttajat, UPS-laitteet ja invertterit (Savolainen 2013). Uusi tekniikka ja tiheämmät vaihtovälit saattavat aiheuttaa asiakkaisissa negatiivisia reaktioita ja alentaa asiakastytyvääisyyttä.

3. ETÄLUETTAVIEN SÄHKÖMITTAREIDEN VAIHDOT POHJOISMAISSA

Tässä kappaleessa käsitellään etäluettavan mittaroinnin tilaa eri pohjoismaissa ja rolloutteihin vaikuttavia tekijöitä. Lisäksi pohjoismaiden tilaa verrataan muuhun Eurooppaan sekä muihin maanosiin.

3.1 Suomi

Vuonna 2009 voimaantullut Valtioneuvoston asetus määrittä vaatimukset mittauslaitteistolle, joita olivat seuraavat:

- Mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista viestintäverkon kautta (etäluentaominaisuus);
- 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;
- Mittaustieto sekä jännitteetöntä aikaa koskeva tieto tulee tallentaa verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevään tietojärjestelmään, jossa tuntikohtainen mittaustieto tulee säilyttää vähintään kuusi vuotta ja jännitteetöntä aikaa koskeva tieto vähintään kaksi vuotta;
- Mittauslaitteiston ja verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevän tietojärjestelmän tietosuojan tulee olla asianmukaisesti varmistettu. (66/2009)

Älymittareiden tuli olla asennettuna vähintään 80% käyttöpaikoista vuoden 2013 loppuun mennessä. Kyseisistä mittalaitteiston vaatimuksista voitiin poiketa ainoastaan pienikokoisissa sähköntuotanto- tai -kulutuspaikoissa, mutta tällöinkin kulutus- ja tuotantotietojen tuli oltava arvioitavissa tai mitattavissa riittävällä tarkkuudella. Vastuussa mittausjärjestelmän

vaatimusten toteuttamisesta oli verkonhaltija. Verkonhaltijan vastuulla on lisäksi taseselvityksen järjestäminen sekä mittaustietojen raportointi ja säilytys sähkömarkkinoilla olevien toimijoiden käyttöön.

2014 alusta lähtien tuntikohtaisien kulutustietojen on ollut oltava kuluttajan, sähköjakelijan ja asiakkaan vaatimien kolmansien osapuolien saatavilla viimeistään seuraavana päivänä kulutushetkestä. (USmartConsumer 2016)

Ensimmäiset älymittarit asennettiin jo 2000-luvun alkupuolella ja nykyään lähes kaikille kuluttajille on vaihdettu etäluettava sähkömittari. Massa-asennukset tapahtuivat pääsääntöisesti vuosien 2011-2013 aikana. Vanhoja manuaalisia mittareita löytyy nykyään enää muutamista kohteista, joihin mittarinvaihtoa ei ole mahdollista suorittaa. (Liite 1) Tällä hetkellä asennettujen etäluettavien sähkömittareiden on täytettävä vuoden 2009 Valtioneuvoston mitausasetusten vaatimukset.

Ensimmäisten asennettujen älymittareiden osalta näiden käyttöikä on lähenemässä loppuaan. Vuosien 2009-2013 aikana vaihdettujen mittareiden käyttöikä tulee päätökseen 2024-2028. Seuraava rollout tulee ajankohtaiseksi viimeistään vuosien 2024-2026 aikana, mutta lainsäädännön muutokset tai käyttöiän osoittautuminen arvioitua lyhemmäksi saattavat aiheuttaa rolloutin toteutumisen jo aiemmin (Liite 1). Testikohteissa on jo aloitettu ensimmäisten seuraavan sukupolven mittareiden asentaminen. (Uusiteknologia.fi 2017)

3.2 Ruotsi

Ruotsissa älymittareihin siirtyminen aloitettiin jo vuonna 2003 voimaan tulleen lain myötä. Vaatimuksena oli automaattinen mittarinluku kuukausitasolla kulutuskohteille, joiden päävarokkeet olivat alle 3x63A. Kyseinen vaatimus oli toteutettava vuoden 2009 puoliväliin mennessä. Suuremmille kulutuskohteille vaatimus tuntimittaukselle astui voimaan jo vuonna 2006. Uusi asetus astui voimaan lokakuussa 2012, jonka myötä pienkuluttajat saivat vaatia verkonhaltijalta tuntimittauksen piiriin siirtymistä veloituksetta, mikäli kyseisen asiakkaan sähkösopimus pohjautui tuntimittaukseen. Kyseisellä asetuksella oli tarkoituksena edistää kuluttajien tietoisuutta energiankulutuksesta ja kannustaa kuluttajalähtöiseen kysyntäjoustoon. (NordREG 2014)

Tällä hetkellä noin 90% älymittareista pystyivät kulutustietojen rekisteröimiseen tuntitasolla, mutta luentajärjestelmistä ainoastaan 50% pystyvät vastaanottamaan tietoa tunnin tarkkuudella. Kuluttajat pystyvät seuraamaan kulutustaan tunnin tai vuorokauden tarkkuudella riippuen saatavilla olevan mittaustiedon tarkkuudesta. (USmartConsumer 2016)

Koska älymittareihin siirtyminen on aloitettu Suomea muutamaa vuotta aiemmin, niin Ruotsissa älymittareiden seuraava massavaihto on hyvinkin ajankohtainen. Osa verkonhaltijoista onkin jo aloittanut toisen sukupolven rolloutin ja yleisellä tasolla siirtyminen toisen sukupolven älymittareihin tapahtuu vuosien 2017-2025 välillä. Tällöin mittarit päivitetään vastaamaan toisen sukupolven älymittareiden vaatimuksia. (USmartConsumer 2016).

3.3 Norja

Norjassa vuonna 2011 voimaan tullut asetus vaatii älymittarin kaikille käyttöpaikoille vuoden 2019 alkuun mennessä, joiden asennuksesta verkonhaltija on vastuussa. (USmartConsumer 2016) Norjassa älymittarijärjestelmää kutsutaan AMS-järjestelmäksi, jonka vaatimukset ovat edistyskellisempiä kuin Suomen ja Ruotsin vaatimukset ja käytännössä Norjan rollout tapahtuu suoraan älymittareiden toiseen sukupolveen.

Norjassa seurattiin pitkään Ruotsin kokemuksia älymittareista, eikä mittarinvaihtojen kanssa ole kiirehditty (Kärkkäinen 2006). Vuonna 2014 vain 7% käyttöpaikoista oli varustettu tuntimittaukseen kykenevillä sähköenergiamittareilla (NordREG 2014). Suurin osa verkonhaltijoista on aloittanut älymittareihin siirtymisen ennen vuoden 2015 loppua ja massavaihto tapahtuu vuosien 2017- 2018 aikana. Tällä hetkellä noin 70%:lle käyttöpaikoista on asennettu AMS-vaatimukset täyttävä älymittari (Kuva 6).

	2016	Q1 2017	Q2 2017	Q3 2017	Q4 2017	Q1 2018	Q2 2018	Q3 2018	Q4 2018
No. of meters (x 1000) installed per quarter	527	315	412	429	380	345	301	195	33
Accumulated percentage completed	18	29	43	57	70	82	92	99	100

Kuva 6 AMS-järjestelmän kvartaalikohtainen asennussuunnitelma Norjassa. Suurin osa mittareista asennetaan vuoden 2017 aikana. (Norges vassdrags- og energidirektorat 2016)

3.4 Islanti

Vuosien 2015-2017 aikana maahan asennetaan noin 7000 älyluettavaa lämpöenergiamittaria, jonka ohessa toteutetaan kahdenkymmenen sähköenergiamittarin pilottihanke. Sähköenergiamittarit asennetaan lämpöenergiamittareiden yhteyteen ja kommunikoivat yksisuuntaisesti niiden kautta. (Landis+Gyr 2015)

Islannissa ei tällä hetkellä ole kansallista lainsäädäntöä, joka sitoisi verkkoyhtiöitä mittareiden päivittämistä etäluennan ja tuntimittauksen piiriin. Islanti ei myöskään kuulu tällä hetkellä Euroopan unioniin, joten tulevat Euroopan komission velvoitteet eivät toistaiseksi koske Islantia. Tällä hetkellä päätökset investoinneista älymittariasennuksiin on pitkälti Islannin energiayhtiö Veiturin käsissä. Islannissa asuu kuitenkin muita pohjoismaita huomattavasti vähemmän ihmisiä, joten myös nopealla aikataululla toteutuva rollout on mahdollinen.

3.5 Tanska

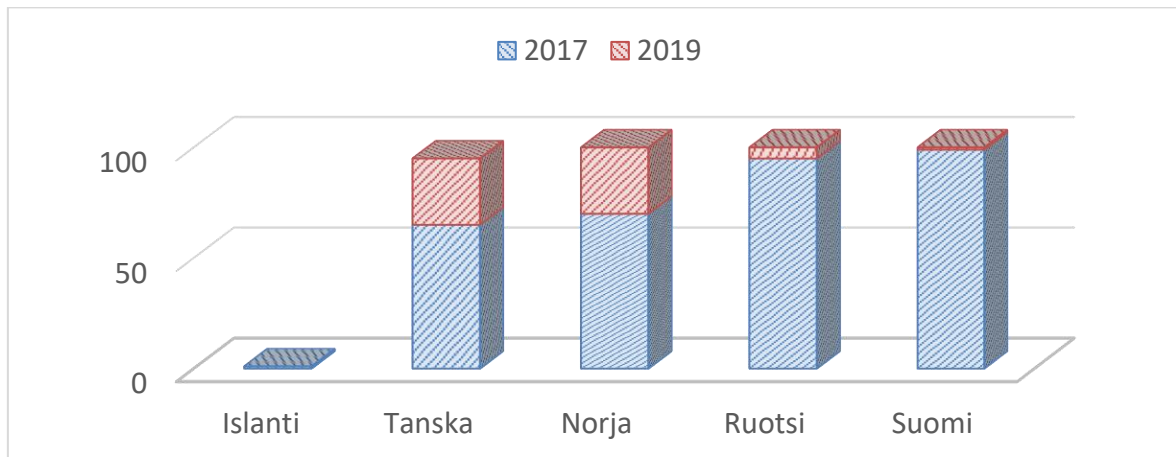
Tanskassa tuntimittaus on ollut pakollista vuodesta 2003 kohteissa, joiden vuosikulutus on yli 200 000 kWh ja vuodesta 2005 kohteissa, joiden vuosikulutus on yli 100 000 kWh (NordREG 2014). Vuoden 2013 ilmasto-, energia- ja rakennusministerin asetuksen vaatimuksena on toteuttaa rollout vuoteen 2020 mennessä noudattaen samalla EU:n vaatimuksia ja valtiollista älyverkkostrategiaa. (USmartConsumer 2016)

Osa verkonhaltijoista on toteuttanut vapaaehtoisen rolloutin jo ennen asetuksen voimaan astumista ja tällä hetkellä yli puolelle kaikista käyttöpaikoista on asennettu tuntimittauksen piirissä oleva sähköenergiamittari (USmartConsumer 2016). Vapaaehtoisen rolloutin aikana asennettujen mittareiden käyttöikä tulee päätökseen 2020-luvun aikana, jolloin on uusittava noin 1,6 miljoonaa sähköenergiamittaria.

3.6 Pohjoismaiden vertailu muuhun maailmaan

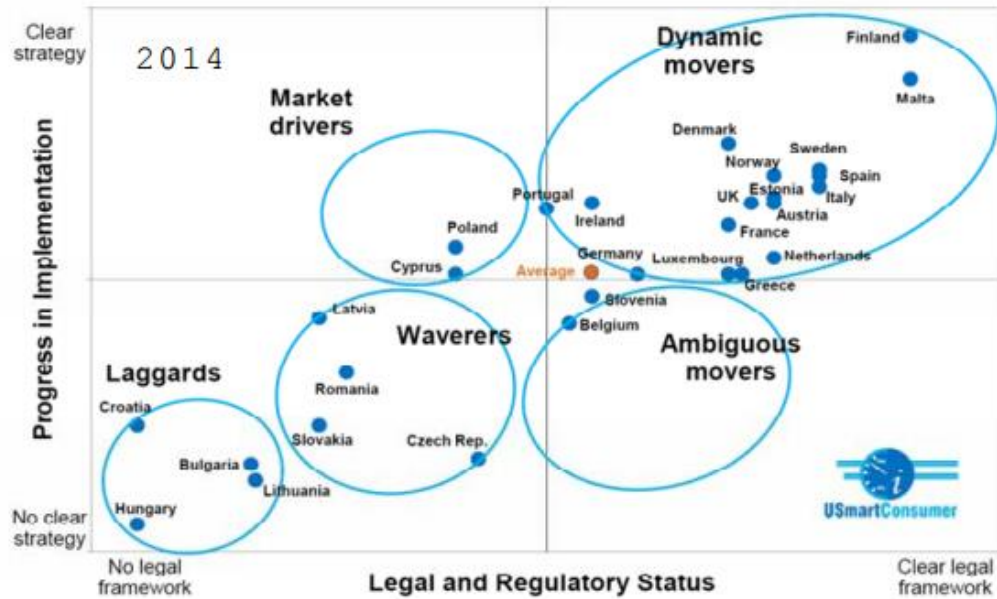
Pohjoismaista Suomi ja Ruotsi ovat suorittaneet rolloutin ja lähes kaikki kuluttajat ovat etäluennan ja tuntimittauksen piirissä. Molemmissa maissa seuraavan sukupolven älymittareiden rollout on alkanut tai alkamassa 2020-luvun alkupuolella. Edistyksellisin älymittarijär-

jestelmä on käytössä Norjassa ja vuoteen 2019 mennessä Norja on siirtynyt mittareiden perusominaisuuksien osalta toisen sukupolven älymittareihin. Samassa vaiheessa rollouttia Norjan kanssa on Tanska, jonka siirtyminen älymittareihin valmistuu hieman Norjaa myöhemmin – kuitenkin vuoteen 2020 mennessä. Mittarinvaihtojen tämänhetkinen tilanne ja ennuste vuodesta 2019 on esitetty kuvassa 7.

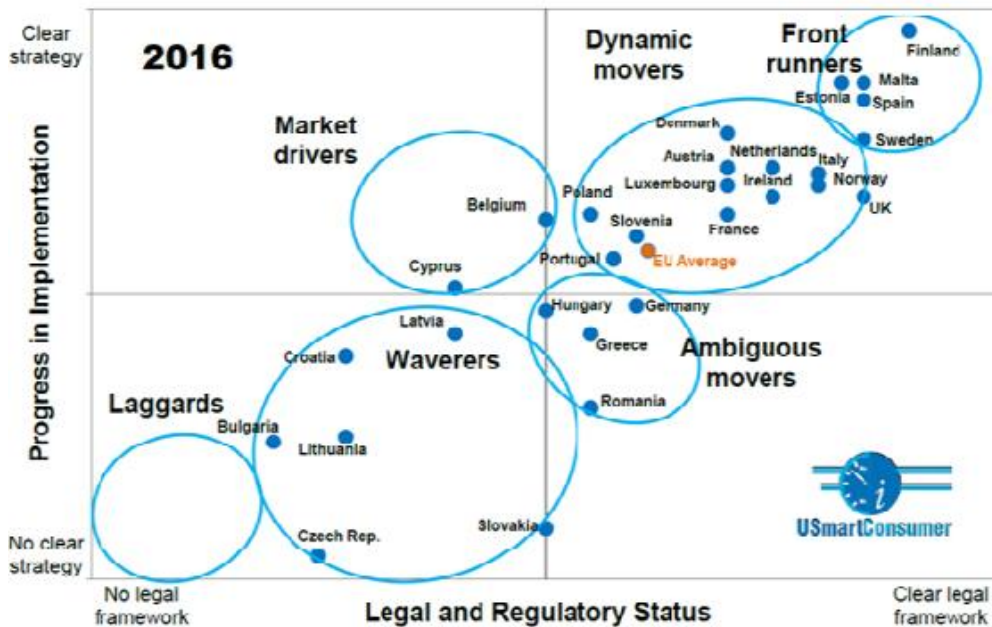


Kuva 7 Tuntimittaukseen kykenevien älymittareiden määrä Pohjoismaissa (% käyttöpaikoista). Islannin osalta vuoden 2019 tilannetta ei ole arvioitu puuttuvasta lainsäädännöstä ja älymittaristrategiasta johtuen.

Tällä hetkellä pohjoismaat Islantia lukuun ottamatta ovat Euroopassa älymittarikehityksen kärkiluokkaa. Kuitenkin viime vuosina useiden EU-maiden sähköverkkoyhtiöt ovat aloittaneet investoinnit älymittarien ja järjestelmäinfrastruktuurin asentamiseen ja kehittämiseen. Euroopan maiden yleistilanne vuosina 2014 ja 2016 on esitetty kuvissa 8 ja 9.



Kuva 8 Älymittarijärjestelmien käyttöönoton tilannekatsaus Euroopassa syyskuussa 2014. (USmart-Consumer 2016).



Kuva 9 Älymittarijärjestelmien käyttöönoton tilannekatsaus Euroopassa syyskuussa 2016. (USmart-Consumer 2016).

Muissa maanosissa älymittareita on käytössä lähinnä Kiinassa, Yhdysvalloissa ja Australiassa. Osuudet vaihtelevat paljon alueittain ja osavaltioittain, sillä älymittarijärjestelmien käyttöönotto on tapahtunut pilottihankkeina tai osavaltiokohtaisesta lainsäädännöstä johtuen. (Alejandro 2014)

4. SEURAAVAN SUKUPOLVEN ETÄLUENTAJÄRJESTELMÄ

Seuraavan sukupolven sähköenergiamittareita aloitetaan asentamaan viimeistään 2020-luvulla pohjoismaissa. Tässä tutkimuksen osiossa tarkastellaan tulevaisuuden sähköenergiamittareiden ominaisuuksia sekä niille asetettavia vaatimuksia. Mittareiden ominaisuudet ovat jaettu tässä työssä kahteen osaan: perus- ja lisäominaisuuksiin. Perusominaisuudet ovat mittareille määriteltäviä pakollisia toimintojen raja-arvoja, jotka tulevaisuudessa mittareiden on täytettävä ja lisäksi kyseiset toiminnot ovat helposti toteutettavissa seuraavan sukupolven mittareihin säilyttäen samalla mittaustiedon luotettavan saannin. Lisäominaisuudet ovat toimintoja, joille on hankala määrittää tiettyjä raja-arvoja tai joiden toteuttaminen kaikkien käyttöpaikkojen mittareihin olisi vaikeaa. Tässä osiossa esitetään myös etäluentajärjestelmän hyödyntämisen sovelluskohteita.

4.1 Mittareiden perusominaisuudet

Energiamittareiden pakolliset ominaisuudet määritellään jokaisessa pohjoismaassa niiden omassa lainsäädännössä ja lisäksi EU-lainsäädäntö sekä standardit asettavat omat vaatimuksensa älymittareille ja älymittarijärjestelmille. Jatkossakin älymittareiden on täytettävä regulaation asettamat vaatimukset ja tämän lisäksi edistää sähkömarkkinoiden osapuolten saamia etuja ja säästöjä.

Vaatimukset mittauksen tasejaksolle on kiristymässä Euroopan komission sähkömarkkinadirektiiviesityksen myötä ja seuraavan sukupolven älymittarit tulevat olemaan ns. varttimittareita eli niiden tulee rekisteröidä verkkoon otettu ja tuotettu sähkö 15 minuutin tarkkuudella (2016/0379/COD). Jatkossa sähkömarkkinoista tulee yhä reaaliaikaisempia, johon mittarin ominaisuuksien olisi vastattava tarjoamalla esimerkiksi valmiutta vieläkin tarkemmille tasejaksoille päivityksen myötä. Tämä asettaa suurempia investointipaineita verkkoyhtiöille mittareiden päivittämiseksi yhdessä ensimmäisen sukupolven älymittareiden käyttöiän päättymisen kanssa.

Suomessa noin 60 %:ssa nykyisissä sähköenergiamittareissa on käytössä sähkökäyttöpaikan etäkatkaisu- ja kytkentäominaisuus (Heikkilä 2017). Kyseinen ominaisuus on tullut jo

pakolliseksi useissa maissa ja sähköverkkoyhtiöissä se on ollut aktiivisessa käytössä sekä se on saanut positiivisen vastaanoton. Täten etäkytkentä ja -katkaisuominaisuuden asettaminen pakolliseksi kaikkien pienkulutuskohteiden mittareihin olisi helppo toteuttaa asennettaessa seuraavan sukupolven mittareita ja siitä saatavat hyödyt niin vasteajan nopeuttamisen kuin taloudellisten säästöjen osalta ovat merkittäviä verkkoyhtiöille sekä kuluttajille.

Sähköenergiajärjestelmä on murroksessa, joten älymittareilta vaadittavat ominaisuudet saattavat muuttua jo niille suunnitellun käyttöiän aikana. Kaikkia, mahdollisesti tulevaisuudessa tarvittavia ominaisuuksia ei ole taloudellisesti järkevää toteuttaa mittariin valmiiksi, sillä älyverkkojen sekä sähkömarkkinoiden kokonaiskuva ja niiden eri toimintojen käyttöaste tulevaisuudessa on vielä melko hankala ennustaa. Etäpäivitysominaisuus mahdollistaisi uusien ominaisuuksien käyttöönoton markkinoiden kehittyessä (Heikkilä 2017). Tehtäessä päivitykset ilman läsnäoloa mittarin luona, nopeuttaisi se päivityssyklin suorittamista ilman uuden mittarin vaihtoa. Etäpäivitysominaisuudella parantavia vaikutuksia tulisi myös verkkoyhtiöiden asiakastyytyvyyteen, sillä ne eivät vaatisi asiakkaan huomiota esimerkiksi mittariasentajan sisäänpääsyn järjestämiseksi.

Älymittareiden tulisi olla jatkossa yhä aiempaa kestävämpiä niiden käyttöiän aikana ja luentajärjestelmän tiedonsiirron vähemmän häiriöherkkiä, sillä lukuisat huoltokäynnit ja häiriöselvitykset aiheuttavat verkkoyhtiöille merkittäviä kustannuksia (Liite 1). Tämän vuoksi mittareiden perusominaisuudet tulisi pitää kapea-alaisena, mutta tulevaisuudessa etäpäivityksin laajennettavina. Verkkoyhtiöiden aiempia kokemuksia ja näistä saatuja tietoja voitaisiin hyödyntää seuraavan sukupolven älymittareiden massa-asennusprojektia suunniteltaessa. Alueilla, joilla on havaittu paljon PLC-häiriöitä, voitaisiin mittarit vaihtaa käyttämään jatkossa esimerkiksi asuinlähiöissä mesh-tyyppistä radioverkkoa tai haja-asutusalueilla P2P-yhteyttä. Myös mittarin hinta eli verkkoyhtiöiden investointikustannus voisi olla suurempi, mikäli sen avulla pystyttäisiin pienentämään operatiivisia kustannuksia ja keskeytyksestä aiheutuvia haittoja ja täten saamaan mittausjärjestelmän kokonaiskustannukset yhä pienemmäksi.

4.2 Mittareiden lisäominaisuudet

Mittaustietojen keräämisessä tulisi saada entistä laajempia ja tarkempia sähkönlaatumietoja sähköverkkoyhtiöiden käyttöön. Myös kuormanohjauksien toiminnallisuutta tulisi parantaa yhtenäistämällä eri mittareiden ominaisuuksia. Tällä hetkellä kuormanohjauksien vasteajat ovat erilaiset luentatekniikasta riippuen eikä nykyisellä tekniikalla voida täysin kattavasti varmistaa ohjauksien perille menoa (Heikkilä 2017).

Kotiautomaatiojärjestelmien myötä IoT-kommunikaatio yleistyy ja tällä hetkellä käytettyjen tiedonsiirtoteknologioiden lisäksi tulisi olla mahdollisuus käyttää myös muita tekniikoita. Verkkoyhtiöiden toive olisi mahdollistaa mittareissa tiedonsiirtomoduulin vaihdon ilman mittarinvaihtoa (Liite 1). Tämä mahdollistaisi häiriötilanteissa kommunikaatiöväylän vaihdon ilman sähkökatkoa ja parantaen sähköturvallisuutta.

Sähköturvallisuutta voitaisiin edistää myös virtavahtiominaisuudella (Liite 1). Etäkytkettäessä sähköjä kulutuskohteeseen ei voida varmistua kunnossa olevasta kulutuskohteen sisäisestä sähköverkosta tai kulutuskohteessa päällä olevista laitteista. Virtavahtiominaisuus katkaisee tällöin sähköt, mikäli se havaitsee tulipalovaaran.

Tietoturvan osalta tämän hetkinen regulaatio ei ole kovin tarkkaa säänneltyä. Esimerkiksi Suomessa tietoturvan taso on määritelty seuraavasti:

- Mittauslaitteiston ja verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevän tietojärjestelmän tietosuojan tulee olla asianmukaisesti varmistettu. (66/2009)

Tulevaisuudessa tietoturvaan tulee kiinnittää huomiota yhä enemmän. Mittaustiedon avulla pystytään päättämään paljon kulutuskohteesta ja se on suoraan yhdistettävissä yksityishenkilöihin ja yrityksiin. Jatkossa etäkytkentä ja -katkaisuominaisuuksien yhä yleistyessä tulee huomioida myös ilkeiden ja sähköverkon sabotoinnin mahdollisuus. On pääteltävissä, että AMI-järjestelmässä käytössä olevat salausjärjestelmät eivät ole yleisesti tunnettuja ja täten mahdollisesti haavoittuvampia (Savolainen 2013). Tulevaisuudessa IoT-järjestelmissä mittarin kommunikoidessa asiakkaan oman kommunikaatiöväylän kautta, tulee varmistautua

siitä, ettei mittariin tai mittausjärjestelmään ole mahdollista murtautua asiakkaan omistaman laitteen tietoturva-aukon kautta. Tämän vuoksi on varmistuttava salauksen riittävydestä ja asiakkaan omat järjestelmät, mittaustietojärjestelmät ja verkostoautomaatiojärjestelmät on eriytettävä toisistaan. Riittävä tietoturva tulee määritellä mittareiden osalta jatkossa tarkemmin ainakin käyttöpaikoissa, jotka tarjoavat perusominaisuuksia laajempia ominaisuuksia sekä AMI-järjestelmän osalta kokonaisuudessaan.

4.3 Mittausjärjestelmän sovellukset

Sähkömittareita ja älymittausjärjestelmää voitaisiin hyödyntää myös energianmittauksen ulkopuolisissa sovelluksissa kuten kotiautomaatiossa ja hajautetuissa energiantuotantojärjestelmissä.

Älymittarit olisi mahdollista liittää kotiautomaatiojärjestelmiin, jolloin mittaustietoja voitaisiin käyttää energiansäästötarkoituksiin ja kysynnänjoustoon. Erilaisissa hälytystilanteissa mittari voisi myös automaattisesti katkaista sähkön kulutuskohteesta vahinkojen välttämiseksi. Käytössä oleva tieto olisi täysin reaaliaikaista, sillä se siirtyisi suoraan sähkömittarilta kotiautomaatiojärjestelmään HAN-, LAN- tai WAN-yhteyksiä käyttäen. HAN-verkoissa käytettävät protokollat voisivat olla esimerkiksi matalatehoisia radioverkkoja kuten Z-Wave ja ZigBee (Shafik 2011).

Hajautetussa energiantuotannossa älymittareita voitaisiin hyödyntää kuormanohjauksiin käytettäessä akkuja. Tällöin kodin sähkönsyöttöä voitaisiin vaihtaa energiavaraston ja sähköverkon välillä siten, että sähkön markkinahinnan ollessa suuri otetaan kulutuskohteen sähkönsyöttö energiavarastosta. Energiavarastona voitaisiin käyttää esimerkiksi sähköajoneuvoja tai suoraan sähkövarastoiksi tarkoitettuja kaupallisia ratkaisuja kuten Tesla Powerwall. Älykäs mittarijärjestelmä voisi olla arvioida energiavaraston tulevaa kapasiteettia pohjautuen muun muassa aiempiin kulutustietoihin ja sääennustuksiin tuottaessa sähköä tuuli- ja aurinkovoimaloilla. Tällöin sähkövaraston käyttöä pystyttäisiin optimoimaan, jotta sitä voitaisiin hyödyntää entistä tehokkaammin kysyntäjoustoon ja mahdollistaa sähköverkkoa käytettäessä mahdollisimman pienen sähköenergian markkinahinnan. Tavallisesta kysynnänjoustosta poiketen optimoimalla saataisiin säästöjä aikaan myös siirtohinnoissa tuotettaessa sähköä itse ja käytettäessä sähköverkkoa mahdollisimman vähän. Käytännössä tämä tarkoittaisi, että sähköverkko olisi käytössä pääsääntöisesti öisin (jolloin sähköenergian hinta on

pieni), jolloin tarvittaessa samalla voitaisiin myös ladata energiavarastoa. Ensisijaisesti sähkövaraston varausta ylläpidettäisiin pienvoimaloiden avulla.

Kuitenkaan AMR-mittari ei sovellu kovinkaan hyvin ohjaamaan kotiautomaatio- ja älykoti-järjestelmiä vaan laajassa mittakaavassa sen rooli tulee olla rajattu energiamittauksiin ja yksinkertaisiin ohjauksiin. Älykkäiden kuormanohjauksien ja kotiautomaatiojärjestelmälaitännän lisääminen energiamittareihin lisää ainakin tällä hetkellä merkittävästi sen valmistuskustannuksia ja uuden mittarisukupolven käyttöönotto pitkittyisi laajemman asennustyön myötä. Lisääntyneiden komponenttien määrä tekisi mittarista myös aiempaa alttiimman rikkoutumiselle. Verkkoyhtiöt voisivat kuitenkin erityiskohteisiin ominaisuuksiltaan tavallista energiamittaria älykkäämpiä mittareita, joihin sisältyisi aiemmin mainittuja lisäominaisuuksia ja sovelluksia.

Älymittareiden keräämää tietoa voitaisiin hyödyntää erilaisissa sovelluksissa esimerkiksi datahubin kautta käyttäen kulutuskohteen ohjauksiin erillistä ohjainlaitetta tai älykästä alimitausta. Tällöin mittausjärjestelmä välittää tiedon datahubiin, jossa sijaitsevat sähköön käyttöön liittyvät ydintiedot ja jonka kautta tiedonvaihtoon liittyvät prosessit hoidetaan. Asiakas pystyy valtuuttamaan kulutustietojen hakuun datahubista kolmansia osapuolia, jotka ovat sinne rekisteröityneitä. (Fingrid 2017). Datahubiin rekisteröinnistä vastaisi tällöin ohjainlaitteen valmistaja, joka toimisi järjestelmässä kolmantena osapuolena palveluntarjoajan roolissa. (Kuva 10). Etuna tämä mahdollistaisi eri järjestelmien pysymisen erillään tietoturvallisesti lisäämättä älymittareiden valmistuskustannuksia. Haittapuolena käytettävissä oleva data ei olisi suoraan mittarilta reaaliaikaisesti lähetettyä vaan tieto olisi vasta käytettävissä nykytekniikalla tiedonsiirron jälkeen vasta seuraavana vuorokautena. Pohjoismaissa Datahub on tullut jo käyttöön Norjassa 2017 (Elhub) sekä on tulossa käyttöön Suomessa sekä Ruotsissa vuosien 2019 ja 2020 aikana (USmartConsumer 2016).



Kuva 10 Datahubin kaksisuuntainen tiedonsiirtomalli sähkömarkkinoiden eri osapuolten välillä. (Fingrid 2016)

5. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Pariisin ilmastosopimus asettaa tiukat rajat tavoitteet kasvihuonepäästöille. Tämä yhdessä muiden energiansäästöavoitteiden kanssa on vauhdittanut sähköverkkojen ja -markkinoiden kehitystä. Älykkäillä energiamittareilla saadaan sähköverkosta ja energiankulutuksesta entistä tarkempaa tietoa sekä asiakkaat saavat laadukkaampaa asiakaspalvelua ja käytettävään uusia palveluita. Kansallisen lainsäädännön lisäksi älymittareille vaatimuksia asettaa eurooppalainen sähkömarkkinadirektiivi, joka on muuttumassa lähivuosien aikana. Päivittyneen direktiivin myötä mittauksen tasejakso lyhentynee 15 minuuttiin ja sähkömarkkinoilla pyritään entistä reaaliaikaisempaan sähköverkon kulutustietojen seurantaan.

Pohjoismaat ovat älymittauksen edelläkävijöitä ja älymittausjärjestelmä on käytössä tai tulossa käyttöön lähiaikoina kaikissa pohjoismaissa Islantia lukuun ottamatta. Suomessa ja Ruotsissa älymittareiden tekninen käyttöikä päättyy 2020-luvun aikana, jolloin mittarit on vaihdettava uusiin. Näissä maissa mittareiden valinnassa tulisi huomioida myös tulevaisuuden muuttuvat vaatimukset, jotta energiamittarit on mahdollista päivittää ohjelmallisesti etäyhteyden avulla vaihtamatta itse mittaria. Viime vuosina myös muualla Euroopassa on alettu kehittämään yhä selkeämpää strategiaa AMI-järjestelmään siirtymistä varten ja laajalaisesti älymittarit ovat tulossa käyttöön Euroopassa 2020-luvun aikana.

AMR-mittareiden tiedonsiirtoon voidaan käyttää useita eri tiedonsiirtotekniikoita, joista tällä hetkellä yleisimmät ovat PLC ja GPRS. Tulevaisuudessa mittaustietojen lähettämiseen voitaisiin käyttää myös asiakkaan omistamaa tiedonsiirtoverkkoa. Suurimmat ongelmat mittausjärjestelmän ylläpidossa liittyvät mittareiden vikaantumisiin ja häiriöselvityksiin, jotka lisäävät mittausjärjestelmän ylläpidon kustannuksia. Seuraavan sukupolven älymittareissa ei tulisi keskittyä pelkästään uusien ominaisuuksien tuomiseen vaan myös parantaa luentajärjestelmän luotettavuutta ja mittareiden kestävyyttä käyttöään aikana. Jatkotutkimuksessa voisi tutkia kehitysmahdollisuuksia mittareiden teknisen käyttöään kasvattamiseen ja vika-herkkyyden pienentämiseen sekä näiden vaikutusta kustannuksiin.

AMR-mittarin rooli tulee olla smart grideissä tarkkaan rajattu eikä lisäominaisuuksien tuominen ole verkonhaltijoille taloudellisesti kannattavaa. Mittaustietoja voidaan kuitenkin hyödyntää tulevaisuudessa myös asiakkaan omilla laitteilla. Yhdessä älykotiratkaisujen ja hajautetun energiantuotannon avulla energiansäästöä ja kuluttajalähtöistä kysyntäjoustoa

voidaan edistää. AMR-mittareilla ohjattavat kuormat ovat jatkossakin mm. sähkölämmityksiä, joita porrastetaan sähkönkulutuspiikkien tasaamiseksi. Tarkempien mittaustietojen ja laajempien ohjausmahdollisuuksien myötä tietoturvan rooli älymittareissa on yhä merkittävämpi. Kehittyvissä älyverkoissa AMR-mittareiden tulee kehittyä sen rinnalla tarjoten riittävä määrä tietoa luotettavasti sähkömarkkinoiden eri osapuolien käyttöön ja sen täytyy soveltua käytettäväksi pientuotanto- ja V2G-järjestelmien rinnalla.

LÄHTEET

(2016/0379/COD)

European Commission. 2016. Proposal for a regulation of the European parliament and of the council on the internal market for electricity.

(Alejandro 2014)

Alejandro, L., Blair, C., Bloodgood, L., Khan, M., Lawless, M., Meehan, D., Schneider, P., Tsuji, K. 2014. Global Market for Smart Electricity Meters: Government Policies Driving Strong Growth. U.S. International Trade Commission. [verkkodokumentti]. [viitattu 11.12.2016]. Saatavilla: https://www.usitc.gov/publications/332/id-037smart_meters_final.pdf

(EN 50065-1:2001)

European Committee for Electrotechnical Standardization. 2009. Signalling on low-voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148,5 kHz.

(Energiateollisuus 2016)

Energiateollisuus ry. 2016. Tuntimittauksen periaatteita. [verkkodokumentti]. [viitattu 11.12.2016]. Saatavilla: http://www.polarmit.fi/assets/site/files/apua_sahkomittauksiin/tuntimittausuositus_-_paivitetty_20160531.pdf

(Fingrid 2016)

Fingrid Oyj. 2016. Datahub infotilaisuus 31.5.2016. [diaesitys]. [viitattu 11.12.2016]. Saatavilla: <https://www.slideshare.net/Fingrid/datahub-infotilaisuus-3152016>

(Fingrid 2017)

Fingrid Oyj. 2017. Datahub toiminnallisuudet. [verkkosivu]. [viitattu 11.12.2016]. Saatavissa: <https://www.ediel.fi/datahub/liiketoimintaprosessit/datahubtoiminnallisuudet>

- (Heikkilä 2017) Heikkilä, T. 2017. ET:n näkemys seuraavan sukupolven sähköenergiamittareiden ominaisuuksista. Energiateollisuus ry. [verkkodokumentti]. [viitattu 9.11.2017]. Saatavissa: https://energia.fi/files/1699/Seuraavan_sukupolven_mittarit_ETn_kantapaperi_hyvak-sytty_20170615.pdf
- (Järventausta 2015) Järventausta, P., Repo, S., Trygg, P., Rautiainen, A., Mutanen, A., Lummi, K., Supponen, A., Heljo, J., Sorri, J., Harsia, P., Honkinieniemi, M., Kallioharju, K., Piikkilä, V., Luoma, J., Partanen, J., Honkapuro, S., Valtonen, P., Tuunanen, J., Belonogova, N. 2015. Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli). Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto. ISBN 978-952-15-3485-0
- (Kaliush 2009) Kaliush, A. 2009. Automatic meter reading – benefits and applications. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- (Kuronen 2012) Kuronen, T. 2012. Asiakaspalvelun ja vianhoidon kehittäminen. Ylivieska: Keski-Pohjanmaan ammattikorkeakoulu.
- (Kärkkäinen 2006) Kärkkäinen S., Koponen P., Martikainen A., Pihala H. 2006. Sähkön pienkuluttajien etäluettavan mittaroinnin tila ja luomat mahdollisuudet. Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy. [verkkodokumentti]. [viitattu 9.11.2017]. Saatavissa <http://www.vtt.fi/inf/julkaisut/muut/2006/VTT-R-09048-06.pdf>
- (Landis+Gyr 2015) Landis+Gyr AG. 2015. Landis+Gyr's heat metering solution to transform domestic heating market in Iceland. [verkkodsivu]. [viitattu 11.12.2016]. Saatavilla: <http://eu.landisgyr.com/blog/landisgyr-s-heat-metering-solution-to-transform-domestic-heating-market-in-iceland>

- (NordREG 2014) NordREG. 2014. Common Nordic Metering Methods. [verkkodokumentti]. [viitattu 11.12.2016]. Saatavilla: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/Common-Nordic-Metering-Methods.pdf>
- (Norges vassdrags- og energidirektorat 2016) Norges vassdrags- og energidirektorat. 2016. Advanced Metering System (AMS) - Status and plans for installation per Q2 2016 (Unofficial Translation of Norwegian Report 79-2016). [verkkodokumentti]. [viitattu 11.12.2016]. Saatavilla: https://www.nve.no/Media/5445/advanced-metering-system-ams_report_final.pdf
- (Savolainen 2013) Savolainen, P., Koponen, P., Noponen, S., Sarsama, J., Toivonen, J. 2013. AMM Tietoturva. Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy. [verkkodokumentti]. [viitattu 11.12.2016]. Saatavissa: https://energia.fi/files/967/AMM_Tietoturvaselvitys.pdf
- (Shafik 2011) Shafik, A. 2011. Smart metering and home automation solutions for the next decade. 2011 International Conference on Emerging Trends in Networks and Computer Communications (ETNCC). IEEE.
- (USmartConsumer 2016) USmartConsumer Project. 2016. European Smart Metering Landscape Report. [verkkodokumentti]. [viitattu 11.12.2016]. Saatavissa: http://www.escansa.es/usmartconsumer/documentos/USmartConsumer_European_Landscape_Report_2016_web.pdf
- (Uusiteknologia.fi 2017) Uusiteknologia.fi. 2017. Sähköyhtiö ottaa uudet älymittarit käyttöön. [verkkoartikkeli]. [viitattu 11.12.2016]. Saatavilla: <https://www.uusiteknologia.fi/2017/03/09/sahkoyhtio-ottaa-uudet-alymittarit-kayttoon/>

(66/2009)

Suomen valtioneuvosto. 2009. Valtioneuvoston asetus sähkötoimistusten selvityksestä ja mittauksesta.

LIITTEET

Liite 1. Sähköpostihaastattelut

Anniina Vilkkö, mittauspalveluinsinööri, Lappeenrannan Energiaverkot Oy, 11.12.2017:

Vastaukset lihavoituna.

- Kuinka suuri osa alueenne verkon käyttöpaikoista on vielä ilman etäluettavaa mittaria?
Alle 50 kpl on enää manuaalisia mittareita (autiotaloja ym). Massavaihdot tehtiin 2012-2013 jolloin suurin osa mittareista vaihdettiin ulkopuolisen urakoitsijan toimesta.

- Millaiset ovat verkkoyhtiönne kokemukset etäluettavaan mittareihin siirtymisestä? Suurimmat edut ja haitat?

+ **Mittareilta tuntidata, asiakas pystyy itse seuraamaan omaa sähkön kulutustaan (myös kaukolämpö ja kaasua etäluennassa meillä)**

+ **Kulutus pohjainen laskutus, ei enää tasa-laskuja. Myös ongelmat havaitaan nopeammin.**

+ **Etäkytkennät/-katkot**

+ **Kulutustietojen hyödyntäminen esim. sähkösuunnittelussa**

+ **Suora luentayhteys mittareille; näkee onko sähköt päällä, vaiheiden jännitetiedot, mahdolliset nollaviat ym.**

+ **Mittareilta saatavat hälytystiedot; vian paikantaminen helpottuu**

+ **yms!**

-**Mittareiden vikaantumistaajuus ja huoltokäyntien määrä**

-**PLC häiriöt (mittareiden luenta ei toimi)**

-**Asiakkaat katkaisevat sähköt pääkytkimeltä kesämökeillä ja dataa ei saada ja mittarin luullaan olevan rikki**

- Millä aikajänteellä arvioisitte verkkonne alueella olevien etäluettavien mittareiden vaihdon uusiin (seuraava rollout) tulevan ajankohtaiseksi?

Noin 2025. Seuraavan sukupolven mittarit varttimittareita eli tunnin sijasta mittari luetaan 15 min välein.

- Mitä lisäominaisuuksia kokisitte tarpeelliseksi seuraavan sukupolven älymittareissa?

-Kestävämpi laatu

-Paremmat hälytykset, esim. siitä kun asiakas katkaisee itse sähkön.

-Pitäisin taloautomaation ym. mielellään erillään sähkömittarista, sillä kaikki lisäominaisuudet nostavat mittarin hintaa ja toisaalta lisäävät elektroniikan määrää ja täten vikaantumisia.

Jari Mustaparta, verkkopalvelupäällikkö, Turku Energia Sähköverkot Oy, 11.12.2017:

Vastaukset lihavoituna.

- Kuinka suuri osa käyttöpaikoista on vielä ilman etäluettavaa mittaria?

Vastataan kääntäen, että asennusprosentti 99,9%. Onko se sitten 0,1% kun ei ole asennettu.

Vuonna 2001 aloitettiin pienimuotoisesti omana työnä. Pilotissa vajaa 2000 mittausta. Tämän jälkeen toteutettiin ensimmäinen isompi projekti, 20 000 mittausta neljään vuoteen. Ajoittui vuosille 2002-2005. Tehtiin omin voimin, lähinnä kaksi työpäriä. Perinteiset paperiset työmääräimet APJ:stä asentajille ja palautumisen jälkeen AIM-järjestelmän asiantuntijat laittoivat ne luentaan. Tuolloin amr-järjestelmä oli omassa ylläpidossa/käytössä. Tuon jälkeen oli seesteisempää, uudet kohteet toki mittaroitiin amr-mittareilla. Laki-/asetusmuutoksen jälkeen kilpailutettiin 40 000 mittauspistettä avaimet käteen systeemillä eli syntyi Turku AMM2011 projekti Landis+Gyr Oy:n kanssa. Tämä varmaan suht identtinen Lappeenrannan kanssa. Eli sähköiset työmääräimet ulos APJ:stä, ne Landiksen SiteManageriin ja sieltä PDA-laitteisiin (ja palautus integraatioiden kautta eri järjestelmiin). Ja yhteistyö Landiksen kanssa jatkuu edelleen. Palvelusopimusta on jäljellä useampi vuosi. Nyt tosin asennukset hoitaa emoyhtiön urakointiyksikkö, kun AMM2011 –projektissa asennuksesta vastasi ARE.

- Millaiset ovat verkkoyhtiönne kokemukset etäluettavaan mittareihin siirtymisestä?

Positiivinen juttu kaiken kaikkiaan.

- Suurimmat edut ja haitat?

Mittarin luennan nopeus eli parempaa/nopeampaa asiakaspalvelua. Tuntitason mitaustiedosta on muutakin hyötyä kuin laskutus. Esim. erilainen asiakasneuvonta ja mittarivikaepäilyt, joissa tuntidatasta voi jo arvailla, että mihin ja milloin sähköä ”kuuluu”. Jos mittarin etäluenta ei toimi, häiriö- tai kuuluvuusselvitykset työläitä. Toimimaton etäluenta (ongelmat) johtaa jossain tapauksissa laskujen korjauksiin, tasevirheisiin jne. ja näidenkin työstäminen on ns. turhaa työtä.

- Millä aikajänteellä arvioisitte verkkonne alueella olevien etäluettavien mittareiden vaihdon uusiin (seuraava rollout) tulevan ajankohtaiseksi?

Alkaa mahdollisesti v. 2024-2026 välillä ellei aikaisemmin. Perustuu 15 vuoden käyttöikäarvioon. Aikaisemmin, jos mittarien elinikä osoittautuu arvioitua 15 v lyhemmäksi. Tai jos lainsäätävä keksii jotain poikkeuksellista, mistä seuraisi uusi mittarinvaihtoprojekti aikaistettuna. Toki yleensä lakimuutoksissa on siirtymäajat, mutta silti.

- Mitä lisäominaisuuksia kokisitte tarpeelliseksi seuraavan sukupolven älymittareissa?

Minulle, joka vastaa asiakaslaskutuksesta riittää, kunhan tuntisarja tai jatkossa vart-tisarja tulee 100% luotettavuudella eli kommunikaatio olkoon sitten PLC tai Radio tai GPRS tai IoT, niin täytyy toimia.

Kommunikaation vaihtomahdollisuus lennosta, mittaria vaihtamatta on jatkossa vaatimus. No etäkatkaisu- ja kytkentä ei ole uutta, mutta siihen voisi jotain fiksuutta lisätä. Joidenkin valmistajien mittareissa taitaa jo nyt olla virtavahtiominaisuus eli jos kytkennän jälkeen virta nousee kovasti, niin katkeaa automaattisesti estäen mahdollisen tulipalon. Käyttötoiminto haluaa sitten erilaiset hälytykset ja tapahtumat, joita mittari pystyy rekisteröimään. (Lappeenranta on tässä asiassa meitä edellä.) Jännitteistä ja virroista voisi kerätä myös nykyistä enemmän ja nykyistä tarkempaa dataa.

Verkkoyhtiön kannalta nuo riittäisi, mutta kun markkinat haluaa kaikenlaisia kysynnän joustoja jne., niin varmaan noissa seuraavan sukupolven mittareissa on nuokin ominaisuudet nykyistä tärkeämmät.

Anna Pasma, verkkopalvelu- ja kehityspäällikkö, Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy,
3.1.2018:

Vastaukset lihavoituna.

- Kuinka suuri osa käyttöpaikoista on vielä ilman etäluettavaa mittaria?

Muutama purkukuntoinen talo

- Millaiset ovat verkkoyhtiönne kokemukset etäluettavaan mittareihin siirtymisestä? Suurimmat edut ja haitat?

Edut: datan toimitukset päivittäin, etäkytky- ja katkotoiminnot, suoraluenta, asiakaspalvelu parantuminen, hälyttävät mittarit (1 kpl / muuntopiiri), laskutuksen oikeellisuuden paraneminen ja vikojen/mittausvirheiden nopeampi löytäminen, lisäksi asiakkaat ottavat harvoin yhteyttä virheiden takia, koska arvioitavat ajanjaksot ovat todella lyhyitä.

Haitat: vikaherkempiä laitteita, kuuluvuusongelmia, ylläpidon kalleus, luentapalvelun maksut, mittareiden toimitukset tehtaalta eivät aina toimi vaan usein viivästyvät, mittareiden mallit muuttuvat jatkuvasti

- Millä aikajänteellä arvioisitte verkkonne alueella olevien etäluettavien mittareiden vaihdon uusiin (seuraava rollout) tulevan ajankohtaiseksi?

n. 2024

- Mitä lisäominaisuuksia kokisitte tarpeelliseksi seuraavan sukupolven älymittareissa?

Mittarilta tulee saada mittausdata (varttisarja tai joku muu sarja), etäkytky- ja katkolaitetoiminto, yksi yökuormienohjaus (vanhoille asiakkaille), tiedonsiirtomoduuli vaihdettavissa eri tiedonsiirrolle mittaria vaihtamatta eli modulaarisuus