

15.12.2017



ÄLYVERKKOTYÖRYHMÄ

Seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden vähimmäistoiminnallisuudet

Raportti on laadittu Asiakkaan käyttöön ja julkaistavaksi. Raportti on laadittu noudattaen Pöyryn ja Asiakkaan välisen sopimuksen ehtoja. Pöyryn tähän raporttiin liittyvä tai siihen perustuva vastuu määräytyy yksinomaan kyseisten sopimusehtojen mukaisesti.

Raportin sisältämät tulkinnat ja johtopäätökset perustuvat osittain Pöyryn kolmansilta osapuolilta tai ulkopuolisista lähteistä saamiin tietoihin. Pöyry ei ole tarkistanut minkään kolmansilta osapuolilta tai ulkopuolisista lähteistä saadun ja raportin laatimiseen käytetyn tiedon oikeellisuutta tai täydellisyyttä, koska se ei ole kuulunut Pöyryn toimeksiannon laajuuteen. Pöyry ei anna raportin perusteella tai siihen liittyen mitään vakuutusta (nimenomaista tai konkludenttista) eikä vastaa sen sisältämien tietojen ja arvioiden oikeellisuudesta.

Pöyry ei vastaa kolmannelle osapuolelle tämän raportin käyttämisen tai siihen luottamisen perusteella aiheutuneesta haitasta taikka mistään välittömästä tai välillisestä vahingosta.

SISÄLTÖ

TERMIT JA MÄÄRITELMÄT.....	5
YHTEENVETO.....	7
1 JOHDANTO	10
1.1 Selvityksen tausta ja tarkoitus	10
1.2 Selvityksen tavoitteet ja rajaukset	11
1.3 Selvityksen toteutus	12
2 KÄYTTÖÖNOTON LÄHTÖKOHDAT.....	15
2.1 Älymittauksen nykytila Suomessa.....	15
2.2 Keskeinen lainsäädäntö.....	16
2.2.1 Mittauksiin liittyvät velvoitteet ja vastuut.....	17
2.2.2 Mittauslaitteille ja -järjestelmille asetetut vaatimukset.....	17
2.3 Suositus tuntimittauksen periaatteista.....	19
2.4 Mittauksen uudet ja kehittyvät tarpeet.....	21
3 MITTAUKSILLE ASETETUT VAATIMUKSET MUISSA MAISSA.....	25
3.1 Euroopan unionin lainsäädäntö	25
3.1.1 EU-direktiivit.....	26
3.1.2 Euroopan komission vuoden 2016 toimenpidepaketin vaikutukset	27
3.1.3 Komission suositus älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönoton valmistelusta.....	29
3.1.4 Eurooppalainen referenssitiedonsiirtoprotokolla.....	30
3.2 Pohjoismaat	30
3.2.1 Ruotsi	31
3.2.2 Norja	34
3.2.3 Tanska	35
3.3 Saksa	37
3.4 Alankomaat	40
3.5 Iso-Britannia.....	44
3.6 Italia	48
3.7 Viro	50
3.8 Yhteenveto.....	51
4 SIDOSRYHMIEN TUNNISTAMAT TARPEET.....	52
4.1 Mittauslaitteen rooli	52
4.2 Mittauslaitteen perustoiminnallisuudet	54
4.3 Kuormanohjaus.....	56
4.4 Reaaliaikainen tiedonsiirto	58
4.5 Yhteenveto.....	59
5 MITTAUSLAITETEKNOLOGIOIDEN KEHITTÄMINEN.....	61

5.1	Mittauslaitteet	61
5.2	Tiedonsiirto	62
5.2.1	NB-IoT	63
5.2.2	5G.....	64
5.2.3	LTE Cat-M1	65
5.3	Yhteenvedo.....	66
6	TOIMINNALLISUUKSIEN MÄÄRITTELY	67
6.1	Pakolliset perustoiminnallisuudet	67
6.2	Lisäselvitystä vaativat toiminnallisuudet	69
6.2.1	Mittauslaitteen käyttö kuormanohjauksiin	69
6.2.2	Reaaliaikainen tiedonsiirto	71
6.3	Mittauslaitteen muut toiminnallisuudet	75
7	TOIMINNALLISUUSVAIHTOEHTOJEN ARVIOINTI.....	76
7.1	Laadullinen arviointi	77
7.1.1	Kuormanohjaustoiminnallisuus	77
7.1.2	Lähes reaaliaikainen tieto kaikille asiakkaille verkonhaltijan tietojärjestelmien kautta.....	80
7.1.3	Reaaliaikainen tiedonsiirto mediamuuntimen kautta.....	81
7.2	Kustannushyötyanalyysi	82
7.2.1	Lähtökohdat ja rajaukset	82
7.2.2	Yleiset oletukset	83
7.2.3	Käyttäjryhmien segmentointi.....	85
7.2.4	Kuormanohjaustoiminnallisuus	85
7.2.5	Lähes reaaliaikainen tieto kaikille asiakkaille verkonhaltijan järjestelmien kautta	92
7.2.6	Reaaliaikainen tiedonsiirto mediamuuntimen kautta.....	95
7.3	Yhteenvedo.....	98
8	JOHTOPÄÄTÖKSET JA SUOSITUKSET	99
	LIITE 1. HAASTATTELUT.....	105
	LIITE 2. LAISSA JA ASETUKSISSA ASETETUT KESKEISET VAATIMUKSET MITTAUKSILLE	106
	LIITE 3. MITTAUSLAITTEISTOJEN JA -JÄRJESTELMIEN TOIMINNALLISUUKSIA KOSKEVIA SUOSITUKSIA ENERGIATEOLLISUUDEN TUNTIMITTAUKSEN PERIAATTEITA -SUOSITUKSESSA	108
	LIITE 4. REFERENSSIARKKITEHTUURI TIEDONSIIRTORAJAPINNOILLE	111

TERMIT JA MÄÄRITELMÄT

Termi / lyhenne	Määritelmä
AMR	Automatic Meter Reading. Älykäs mittausjärjestelmä. Käytetään tässä selvityksessä synonyyminä termeille AMS (Advanced Metering System) ja AMI (Advanced Metering Infrastructure).
AMR 2.0	Seuraavan sukupolven älykäs mittausjärjestelmä.
Ensimmäisen sukupolven älymittari	Ensimmäisen sukupolven älymittareilla tarkoitetaan Suomessa nykyisin käytössä olevia älymittareita. Ero ensimmäisen sukupolven ja seuraavan sukupolven mittauslaitteiden välillä ei ole aina yksiselitteinen. Ks. myös seuraavan sukupolven älymittari.
Datahub	Sähkön vähittäismarkkinoiden keskitetty tiedonvaihtoratkaisu.
HAN	Home Area Network. Kotiverkko.
Käyttöpaikka	Kohde, jonka kulutusta sähkömittari mittaa. Yhdessä sähköliittymässä voi olla useampi käyttöpaikka.
(Sähkö-)liittymä	Sähköverkon liittytäpiste ja liittytäteho määritetään sähköliittymässä. Sähköliittymän alla voi olla useampi käyttöpaikka.
Luentajärjestelmä	Järjestelmä, jolla suoritetaan mittauslukemien keruu ja ylläpidetään mittalaitteen asetuksia.
MDM	Metering Data Management. Mittaustiedonhallintajärjestelmä. Mittalaitteelta kerättyjen tietojen tallennukseen ja käsittelyyn tarkoitettu järjestelmä. Mittaustietojen tarkastaminen, statusten korjaus ja tuntitietojen välitys eteenpäin tapahtuu yleensä mittaustiedonhallintajärjestelmässä.
Mittalaite (mittari)	Yleistermi käyttöpaikalla olevasta energiamittaukseen tarkoitettua mittarista.
Mittauslaitteisto	Mittalaitteen (mittarin) ja tiedonsiirtoyhteyden muodostama kokonaisuus.
Mittauspiste	Sähköverkon piste, johon toimituspisteen mittauslaitteiston virtamuuntaja tai mittari on kytketty.
Mittaustieto	Mittarin tuottama yksittäinen tiettyä ajanhetkeä tai aikaväliä koskeva suuren arvo.
Taseselvitys	Taseselvityksessä selvitetään sähkömarkkinaosapuolien väliset sähköntoimitukset.

Tasevastaava	Tasevastaava vastaa omalla taseselvitysalueellaan sähkön tuotannon ja kulutuksen erotuksen tasaamisesta.
Seuraavan sukupolven älymittari	Seuraavan sukupolven älymittarilla tarkoitetaan tässä selvityksessä älymittareita, joilla tullaan korvaamaan nykyiset etäluettavat mittauslaitteet ja jotka tullaan asentamaan pääosin 2020-luvulla. Seuraavan sukupolven älymittarit tulevat olemaan toiminnallisuuksiltaan ja tiedonsiirto-ominaisuuksiltaan nykyisiä mittauslaitteita kehittyneempiä. Ero ensimmäisen sukupolven ja seuraavan sukupolven mittauslaitteiden välillä ei ole aina yksiselitteinen. Ks. myös ensimmäisen sukupolven älymittari.
Tuntimittaus	Tasatunneittain tapahtuva sähkön määrän mittaus ja tämän mittaustiedon rekisteröinti mittauslaitteiston muistiin.
Tuntimittauslaitteisto	Laitteisto tai laitteistojen yhdistelmä, joka mittaa ja rekisteröi laitteiston muistiin sähkönkulutuksen tai verkkoon syötön tasatunneittain ja jonka rekisteröimä tieto voidaan lukea laitteiston muistista viestintäverkon välityksellä.
Tuntiteho	Kunkin tunnin tuntikeskiteho. Tämä voidaan laskea kahden peräkkäisen tuntilukeman erotuksena.
Tuntitieto	Yleistermi, jolla tarkoitetaan joko tuntitehoa tai tuntilukemaa.
Älykäs mittausjärjestelmä	Sähköinen järjestelmä, jossa älykkäät sähkömittarit, kaksisuuntaiset tiedonsiirtoyhteydet ja tietojenhallintajärjestelmät muodostavat älykkään kokonaisuuden. Älymittausjärjestelmällä voidaan mitata energian- ja tehonkulutus, tarjota enemmän tietoja kuin tavanomaisella mittarilla sekä lähettää ja vastaanottaa tietoja sähköisen viestinnän muodossa.
Älymittari tai älykäs sähkömittari	Etäohjelmoitava ja -luettava mittauslaitteisto, joka on osa älykästä mittausjärjestelmää ja joka kykenee tarkasti ja luotettavasti mittaamaan sähkön kulutuksen ja tuotannon.
Älyverkkotyöryhmä	Työ- ja elinkeinoministeriön alainen työryhmä, jonka tehtävä on selvittää älyverkkojen mahdollisuuksia sähkömarkkinoille.

YHTEENVETO

Etäluettavat sähkömittarit tuli ottaa käyttöön Suomessa vuoden 2013 loppuun mennessä. Seuraavan sukupolven älymittareiden massa-asennusten arvioidaan käynnistyvän jo ensi vuosikymmen alkupuolella ja jatkuvan vuosikymmenen loppuun saakka. Tämän selvityksen tarkoituksena on tarkastella, mitä toiminnallisuusvaatimuksia seuraavan sukupolven älymittauslaitteistoille ja -järjestelmille tulisi asettaa.

Selvityksessä kuvataan lainsäädännölliset ja muut keskeiset lähtökohdat seuraavan sukupolven älykkäiden mittauslaitteistojen ja -järjestelmien käyttöönotolle Suomessa, kartoitetaan Euroopan unionin ja tiettyjen vertailumaiden älykkäille mittausjärjestelmille asettamia vaatimukset, analysoidaan keskeisten sidosryhmien tarpeita ja tarkastellaan teknologian kehittymisen tuomia mahdollisuuksia sähköenergian mittauksille. Näiden pohjalta määritellään pakolliset perustoiminnallisuudet seuraavan sukupolven älymittauslaitteistoille ja -järjestelmille sekä arvioidaan laatu- ja kustannushyötyanalyysin keinoin kuormanohjaustoiminnallisuuden ja reaaliaikaisen tiedonsiirron sisällyttämistä vähimmäisvaatimuksiin. Selvityksen lopuksi esitetään perustellut suositukset seuraavan sukupolven älymittausjärjestelmän vähimmäistoiminnallisuudeksi.

Selvityksessä tarkastellaan mittauslaitteiden toiminnallisuusvaatimuksia, jotka tulisivat pakollisia kaikille jakeluverkonhaltijoille. Tekniset vaatimukset on rajattu tarkastelun ulkopuolelle. Tarkastelussa ovat suorat kulutusmittaukset käyttöpaikoissa, joiden liittymän pääsulakekoko on enintään 63 A.

Selvitys on laadittu työ- ja elinkeinoministeriön asettamalle älyverkkotyöryhmälle. Selvitystä varten on haasteltu lähes kolmeakymmentä sidosryhmän edustajaa sekä tehty kattava kirjallisuustutkimus. Selvitystyötä on ohjannut älyverkkotyöryhmän sihteeristö ja toteutusta on tukenut selvitystä varten perustettu älyverkkotyöryhmän jäsenistä ja asiantuntijoista koostunut referenssityöryhmä.

Tuntimittauslaitteistoille ja -järjestelmille on asetettu toiminnallisuusvaatimuksia mittausasetuksessa. Ne liittyvät etäluentaominaisuuteen, katkoaikojen rekisteröintiin, kysynnänohjauksiin, tietojen tallentamiseen, tietosuojaa sähkökulutuksen reaaliaikaiseen seurantaan ja sähköautojen latauspisteen mittaukseen. Lisäksi mittauslaitelaissa ja sen nojalla annetuissa asetuksissa on teknisiä ja toiminnallisia vaatimuksia muun muassa mittauslaitteen näytöstä. Euroopan komission vuonna 2016 julkaisema "Puhdasta energiaa kaikille eurooppalaisille" -toimenpidepaketti sisältää monia älykkäisiin mittausjärjestelmiin liittyviä ehdotuksia. Niistä yksi merkittävin Suomen näkökulmasta on vaatimus tarjota sähkön kulutustietoja loppukäyttäjille lähes reaaliaikaisesti ja ilman lisäkustannuksia. "Lähes reaaliaikaisella" tarkoitetaan sekuntitasolle ulottuvaa tietoa, mutta vaatimukseen on mahdollisesti tulossa tarkennuksia.

Selvityksessä on tarkasteltu Ruotsin, Norjan, Tanskan, Viron, Iso-Britannian, Alankomaiden, Saksan ja Italian älykkäille mittausratkaisuille asettamia vähimmäisvaatimuksia. Tarkasteltavia toiminnallisuuksia ovat olleet muun muassa kuormanohjaustoiminnallisuus ja standardoidut rajapinnat paikallista tiedonsiirtoa varten. Kuormanohjaustoiminnallisuus on määritelty älykkään sähkömittarin vähimmäistoiminnallisuudeksi Norjassa,

Iso-Britanniassa ja Italiassa. Kaikissa tarkastelluissa maissa Viroa lukuun ottamatta on määritelty standardoitu rajapinta paikallista tiedonsiirtoa varten. Rajapinnan kautta toimitettavan tiedon päivitystaajuus on tyypillisesti 10 sekuntia. Iso-Britanniassa asiakkaalle on tarjottava kotinäyttö veloitusetta. Tietoturvaan ja tietosuojaan liittyvät vaatimukset ovat useimmissa maissa selvästi Suomea kattavampia. Tämän vuoksi osa maista on päätenyt tiedonsiirtokeskitin-tyyppiseen ratkaisuun, jossa markkinaosapuolilla on pääsy vain tiettyihin ”tiedonsiirtoportteihin”.

Sidosryhmillä on yhdensuuntaiset näkemykset seuraavan sukupolven älymittareiden toiminnallisuuksista. Mittauslaite nähdään sensorina, joka mittaa tarkasti ja luotettavasti ja välittää mittaustietoa taseselvityksen, laskutuksen ja verkonhallinnan tarpeisiin sekä esimerkiksi joustopalvelujen tarjoajille. Lisäksi nähtiin, että kaikkiin mittauslaitteisiin tulisi asentaa jatkossa etäkatkaisu-/kytkentälaite. Yksimielisyys oli myös standardoidusta fyysisestä tiedonsiirto-rajapinnasta sekä mittauslaitteen näytön tarpeettomuudesta. Sen sijaan mittauslaitteen kuormanohjaustoiminnallisuus sekä reaaliaikaisen tiedonsiirron tarpeellisuus ja toteutustapa jakoivat sidosryhmien näkemyksiä.

Selvityksen perusteella seuraavan sukupolven mittauslaitteille ehdotetaan seuraavia vähimmäistoiminnallisuuksia:

- Taseselvitysjakson mukainen mittaustiheys, joka voi olla tulevaisuudessa 3–15 minuuttia
- Energian sekä päto- ja loistehon mittaus ja rekisteröinti vaihekohtaisesti
- Hetkellisarvojen mittaus: päto- ja loisteho, jännite ja virta sekä taajuus
- Verkosta oton ja verkkoon annon mittaus vaihekohtaisesti erikseen (ei netotusta mittarilla)
- Myös alle kolmen minuutin pituisten jännitteettömien aikojen rekisteröinti
- Mittauslaitteen toiminnallisuutta määrittelevien ohjelmistojen etäpäivitettävyyys
- Etäkatkaisu- ja kytkentätoiminnallisuus
- Paikallinen yksisuuntainen fyysinen tiedonsiirtoväylä, jonka päivitystaajuus on enintään 5 sekuntia

Mittauslaitteen kuormanohjaustoiminnallisuudesta ja reaaliaikaisen mittaustiedon toimittamisen toteutustavoista laadittiin erilliset laatu- ja kustannushyötyanalyysit.

Laatu- ja kustannushyötyanalyysin tulosten sekä älyverkkotyöryhmän tekemien linjausten pohjalta suositellaan, että kuormanohjausrelettä ei sisällytetä seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden pakolliseksi vähimmäistoiminnallisuudeksi. Kuormanohjausreleen sisällyttäminen vähimmäisvaatimukseen voisi olla perusteltua ainoastaan siinä tapauksessa, että siirtymistä jakeluverkkoyhtiöiden kaksiaikaohjauksesta markkinaehtoiseen kustannustehokkaiseen kulutuksenohjauksen toteutukseen ei pystyttäisi tekemään hallitusti ja tämä vaarantaisi sähkötehon riittävyyden huippukulutustunteina.

Selvityksessä esitetään, että kaikki seuraavan sukupolven mittauslaitteet tullaan varustamaan standardoidulla fyysisellä tiedonsiirtoväylällä, jonka kautta voidaan välittää reaaliaikaisen mittaustietoa asiakkaan tai tämän valtuuttaman kolmannen osapuolen laitteeseen tai sovellukseen. Toiminnallisuusvaihtoehto, jossa lähes reaaliaikaista (viive < 60 sekuntia) validoimatonta mittaustietoa toimitettaisiin pyyntöpohjaisena palveluna kaikille asiakkaille jakeluverkonhaltijan tietojärjestelmien kautta, ei osoittanut taloudellisesti kannattavaksi eivätkä sen laadulliset hyödyt olleet merkittäviä. Tämän vuoksi toiminnallisuutta ei esitetä pakolliseksi, ellei se ole osa ratkaisua, joka on välttämätön EU:n asettamien lähes reaaliaikaisuuden vaatimusten täyttämiseksi.

Selvityksessä arvioitiin myös toiminnallisuusvaihtoehtoa, jossa mittauslaitteen vaatimukseen sisältyisi tiedonsiirtoväylään liitettävä mediamuunnin tai muu tiedonsiirtoratkaisu, jolloin asiakkaan tai tämän valtuuttaman tahon ei tarvitsisi investoida tiedonsiirtoyhteyteen ja joka olisi ratkaisuna asiakkaalle helpompi ja käyttäjäystävällisempi. Myöskään tämä ratkaisu ei ole kustannushyötyanalyysin perusteella kannattava. Toteutustapaan liittyy myös eriarvoistava vaikutus, sillä mediamuuntimen kustannukset tulisivat kaikkien sähköverkon asiakkaiden maksettavaksi riippumatta heidän mahdollisuudestaan käyttää sitä.

Nykyisin käytössä olevat teknologiat eivät tarjoa vielä kustannustehokasta ratkaisua reaaliaikaisen mittaustiedon toimittamiseksi kaikille sähköverkon asiakkaille. Tämä tulisi kuitenkin olla tavoitteena ensi vuosikymmenen loppuun mennessä. Jotta kaikki asiakkaat saisivat parempaa ja ajantasaisempaa tietoa sähkönkulutuksesta ja tehonkäytöstä, selvityksessä suositellaan jakeluverkonhaltijoilla kehittämään pyyntöpohjaisia palveluja ja tihentämään luentasykliä seuraavan sukupolven mittauslaitteiden ja -järjestelmien käyttöönoton yhteydessä.

1 JOHDANTO

1.1 Selvityksen tausta ja tarkoitus

Etäluettavat sähkömittarit tuli ottaa käyttöön Suomessa vuoden 2013 loppuun mennessä. Asennukset pääsulakekooltaan enintään 63 A -käyttöpaikkoihin käynnistyivät jo viime vuosikymmenen puolivälissä, mutta suurimmillaan asennusmäärät olivat heti vuosikymmenen vaihteen jälkeen. Vuoden 2016 lopussa Suomen 3,4 miljoonasta pienjänniteverkon käyttöpaikasta oli 99,6 prosenttiin asennettu etäluettava sähkömittari. Ainoastaan noin 12 000 käyttöpaikassa oli enää paikallisesti luettava sähkömittari.

Energiaviraston sähkön jakeluverkkotoiminnan valvontamenetelmissä etäluettavien energianmittauslaitteiden pitoaikaväliksi on määritelty 10–20 vuotta¹. Vuoden 2016 lopussa enintään 63 A -sähkömittareiden keski-ikä oli 5,5 vuotta ja verkonhaltijoiden valitsema keskimääräinen pitoaika oli 12,7 vuotta. Näiden tietojen perusteella seuraavan sukupolven mittalaitteiden massa-asennukset olisivat suurimmillaan molemmin puolin ensi vuosikymmenen puolta väliä.

Mittausasetuksessa ja mittauslaitelaisissa on asetettu vähimmäisvaatimukset mittauslaitteiston ja -järjestelmän toiminnallisuuksille. Lainsäädännössä asetettujen vaatimusten toteuttamistapaa on tarkennettu toimialan laatimassa ”Tuntimittauksen periaatteita” -suosituksessa.

Toimialan yrityksille ei ole vielä muodostunut riittävän selkeää ja yhtenäistä näkemystä seuraavan sukupolven älymittareille asetettavista toiminnallisuusvaatimuksista. Tämän vuoksi työ- ja elinkeinoministeriön asettama älyverkkotyöryhmä on nähnyt tarpeelliseksi laatia selvityksen seuraavan sukupolven älymittausjärjestelmän toiminnallisuusvaatimuksista ennen kuin älymittareiden hankinnat käynnistyvät laajassa mittakaavassa. Toiminnallisuusmäärittelyyn liittyy myös merkittävä taloudellinen vaikutus, sillä pelkkien mittauslaitteiden arvo nykyisillä Energiaviraston yksikköhinnoilla laskettuna on lähes 700 milj. euroa. Älymittareiden toiminnallisuudet vaikuttavat myös mittauksen operatiivisiin kustannuksiin.

Selvityksen tarkoituksena on tarkastella, mitä toiminnallisuusvaatimuksia seuraavan sukupolven älymittauslaitteistoille ja -järjestelmille tulisi asettaa huomioiden nykyllä lainsäädännössä asetetut vaatimukset sekä mittauksen uudet ja kehittyvät tarpeet.

¹ <http://www.energiavirasto.fi/valvontamenetelmat-2016-20231>

1.2 Selvityksen tavoitteet ja rajaukset

Selvityksessä tarkastellaan seuraavan sukupolven älykkäille mittauslaitteistoille ja -järjestelmille (AMR 2.0) asetettavia toiminnallisuusvaatimuksia. Selvityksen tavoitteet ovat seuraavat:

- Kuvata lainsäädännölliset ja muut keskeiset lähtökohdat seuraavan sukupolven älykkäiden mittauslaitteistojen ja -järjestelmien käyttöönotolle Suomessa;
- Kartoittaa Euroopan unionin sekä Suomen kannalta kiinnostavien vertailumaiden älykkäille mittausjärjestelmille asettamia vaatimuksia;
- Analysoida keskeisten sidosryhmien, kuten verkonhaltijoiden, sähkön vähittäismyyjien ja asiakkaiden tarpeita seuraavan sukupolven älykkäille mittausjärjestelmille;
- Tarkastella teknologian kehittymisen tuomia mahdollisuuksia sähköenergian mittauksille;
- Määritellä pakolliset perustoiminnallisuudet seuraavan sukupolven älymittauslaitteistoille ja -järjestelmille sekä arvioida laatu- ja kustannushyötyanalyysin keinoin kuormanohjaustoiminnallisuuden ja reaaliaikaisen tiedonsiirron sisällyttämistä vähimmäisvaatimukseen;
- Esittää perustellut johtopäätökset ja suositukset seuraavan sukupolven älymittausjärjestelmän vähimmäistoiminnallisuudeksi.

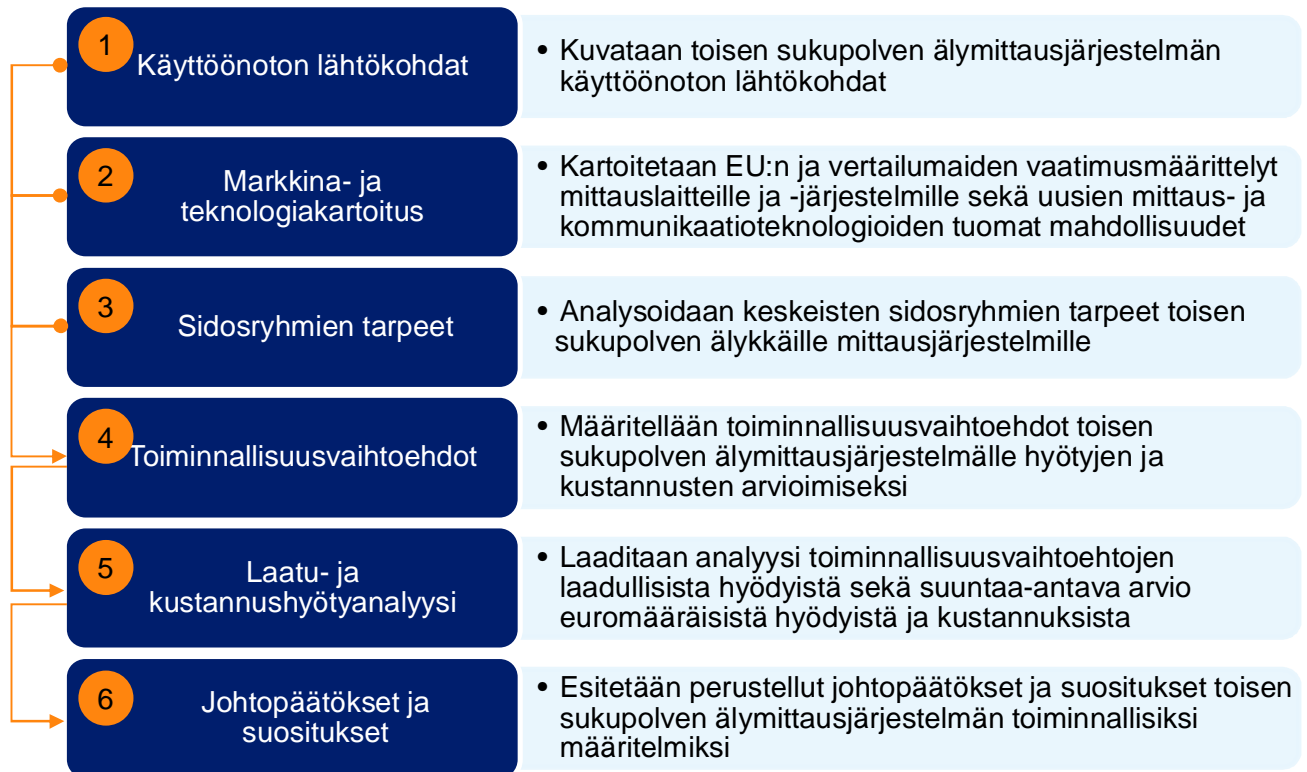
Selvityksen sisältöön ja toteutukseen liittyen on tehty seuraavat rajaukset:

- Selvityksessä keskitytään mittauslaitteiden toiminnallisiin vaatimuksiin. Tekniset vaatimukset, kuten mittareiden tarkkuusvaatimukset eivät kuulu tämän selvityksen laajuuteen.
- Selvityksessä tarkastellaan mittauslaitteille lainsäädännössä asetettavia pakollisia vähimmäisvaatimuksia, jotka tulisi ottaa huomioon myös valvontamallin yksikköhinnoissa;
- Selvityksessä tarkastellaan sähköenergian suoria kulutusmittauksia käyttöpaikoissa, joiden sulakekoko on enintään 63 A. Epäsuorat virtamuuntajamittaukset on rajattu tarkastelun ulkopuolelle;
- Selvityksessä tarkastellaan tietojärjestelmiä ainoastaan niiltä osin, kuin mittauslaitteisiin liittyvät toiminnallisuusvalinnat niihin vaikuttavat;
- Toiminnallisuusvaihtoehtojen analysointi ja vertailu perustuu laatuanalyysin sekä suuntaantavaan kustannusten ja hyötyjen euromääräiseen arviointiin.

Selvitys tehdään työ- ja elinkeinoministeriön asettamalle älyverkkotyöryhmälle.

1.3 Selvityksen toteutus

Selvitys on toteutettu laajana kirjoituspöytä- ja haastattelututkimuksena kuvassa 1 esitettyjen päävaiheiden mukaisesti.



Kuva 1. Selvityksen päävaiheet

Markkinakartoituksessa on käyty läpi kohdemaiden lainsäädäntöä ja älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönottoa käsitteleviä selvityksiä. Kohdemat valittiin tarkasteluun niiden kiinnostavuuden perusteella. Tarkastellut maat ovat Ruotsi, Norja, Tanska, Viro, Alankomaat, Iso-Britannia, Saksa ja Italia. Markkina perustuu julkisiin lähteisiin.

Pohjoismaista Norja ja Tanska ovat parhaillaan ottamassa käyttöön älykästä mittausjärjestelmää. Virossa älymittareiden käyttöönotto saatiin päätökseen vuoden 2017 alussa. Ruotsissa on käynnistymässä vielä tämän vuosikymmenen puolella seuraavan sukupolven mittauslaitteiden asennukset. Saksa, Alankomaat ja Iso-Britannia valittiin tarkasteluun mukaan niiden vahvan tietoturvaan ja yksityisyyden suojaan perustuvan painottumisen vuoksi. Iso-Britanniassa korostui

lisäksi asiakkaan erillisnäytön rooli. Italia on ollut edelläkävijä maailmassa etäluennan käyttöönotossa ja siellä ollaan Ruotsin tavoin käynnistämässä seuraavan sukupolven mittauslaitteiden asennuksia.

Teknologiakartoituksessa pääpaino oli mittauslaitteiden ja tiedonsiirron kehitysnäkymissä. Teknologia-analyysi perustuu julkisten lähteiden lisäksi laite- ja tietoliikennetoimittajien haastatteluun.

Sidosryhmähaastattelujen avulla selvitettiin eri sidosryhmien tarpeita ja näkemyksiä seuraavan sukupolven älymittausjärjestelmän toiminnallisuuksista. Haastattelut toteutettiin teemahaastatteluina. Haastateltavia sidosryhmiä oli yhteensä 27 ja haastatteluja yhteensä 29. Haasteltuja sidosryhmiä ovat jakeluverkonhaltijat, järjestelmävastaava kantaverkonhaltija, sähkönmyyjät / tasevastaavat, palveluntarjoajat, laite- ja järjestelmävalmistajat, tietoliikennetoimittajat, asiakkaiden ja energia-alan yritysten edunvalvontajärjestelmät sekä viranomaiset. Verkonhaltijat muodostivat suurimman haastateltavien ryhmän. Haastateltaviksi valittiin erityyppisiä verkonhaltijoita yrityksen koon ja verkon rakenteen mukaan. Haastatteluihin osallistuneet sidosryhmät on esitetty liitteessä 1.

Vähimmäistoiminnallisuuksien määrittely perustuu selvityksen edeltäviin vaiheisiin eli käyttöönoton lähtökohtien selvittelyyn (erityisesti nyky-lainsäädäntö sekä mahdolliset lainsäädäntömuutokset), markkina- ja teknologiakartoitukseen sekä sidosryhmien tunnistamiin tarpeisiin. Tarkastelussa huomioitiin myös toimialan itsensä laatima kantapaperi seuraavan sukupolven sähköenergiamittareiden ominaisuuksista¹. Perustoiminnallisuudet ovat niitä pakollisia vähimmäistoiminnallisuuksia, joiden sisällyttämiseen toiminnallisuusmäärittelyyn oli vahvat perusteet ja laaja yksimielisyys. Toiminnallisuusvaihtoehdot muodostettiin niistä toiminnallisuuksista, joiden sisällyttäminen vähimmäistoiminnallisuuksiksi jakoi eniten mielipiteitä ja joiden hyödyt ja kustannukset edellyttivät jatkoselvittelyä.

Toiminnallisuusvaihtoehtoja arvioitiin vaiheessa 5 sekä laadullisesti että kustannushyötyanalyysin keinoin. Kustannushyötyanalyysissä tarvittavat lähtötiedot kerättiin sidosryhmähaastattelujen yhteydessä sekä analyysivaiheessa tehdyillä lisäkyselyillä ja haastatteluilla. Kustannushyötyanalyysi on ylätasoa, suuntaa-antava analyysi toiminnallisuusvaihtoehtojen euromääräisistä hyödyistä ja kustannuksista. Koska laskentaparametreihin liittyy erityisesti hyötyjen osalta epävarmuutta, laadullisen analyysin merkitys on tärkeä. Laadullisessa analyysissä on käsitelty vaihtoehtojen hyviä ja huonoja puolia huomioiden myös sähkömarkkinoiden mahdolliset kehityssuunnat (esim. joustomarkkinoiden kehittyminen).

¹ Energiateollisuus ry. ET:n näkemys seuraavan sukupolven sähköenergiamittareiden ominaisuuksista, 15.6.2017.

Johtopäätökset ja suositukset edustavat selvityksen tekijöiden omia näkemyksiä.

Selvitys on tehty tiiviissä yhteistyössä älyverkkotyöryhmän ja keskeisten sidosryhmien kanssa hyödyntäen sidosryhmien vahvaa osaamista. Selvityksen toteutuksen tueksi hankkeelle perustettiin älyverkkotyöryhmän jäsenistä referenssiryhmä, johon kuului seitsemän jäsentä. Työryhmä kokoontui selvityksen aikana kolme kertaa. Työryhmätapaamisissa käytiin läpi selvityksen sisältöä, toteutustapaa, menetelmiä ja alustavia tuloksia. Lisäksi työryhmän jäsenet ovat osallistuneet raporttiluonnoksen kommentointiin.

2 KÄYTTÖÖNOTON LÄHTÖKOHDAT

2.1 Älymittauksen nykytila Suomessa

Suomi oli ensimmäisiä maita maailmassa, missä sähkömittareiden etäluenta otettiin laajamittaisesti käyttöön. Tuntimittauksessa ja tuntitaseselvityksessä Suomi on edelläkävijä maailmassa.

Tuntimittausvelvoite säädettiin maaliskuussa 2009 voimaan tullessa Valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009)¹. Asetuksen mukaan 80 prosenttia sähkönkäyttöpaikoista tuli olla tuntimittauksessa 1.1.2014 mennessä.

Tällä hetkellä Suomen noin 3,4 miljoonasta sähkönkäyttöpaikasta lähes kaikki ovat etäluennassa. Energiaviraston mukaan joulukuussa 2016 noin 12 000 käyttöpaikkaa eli alle 0,4 % käyttöpaikoista oli paikallisesti luettavia. Valtaosa etäluettavista sähkömittareista on asennettu vuosina 2009–2013. Enintään 63 A -energiamittauslaitteiden keski-ikä oli vuoden 2016 lopussa 5,5 vuotta.

Verkonhaltijoiden kohtuullista tuottoa säätelevässä Energiaviraston valvontamallissa etäluettavien energiamittauslaitteistojen pitoaikaväliksi on määritelty 10–20 vuotta². Yhtiöiden enintään 63 A -mittareille valitseman pitoaika on keskimäärin 13,8 vuotta. Koska yhtiökohtaiset erot pitoajoissa ja ensimmäisen sukupolven älymittareiden käyttöönnotossa ovat merkittäviä, seuraavan sukupolven älymittareiden laajamittaisen käyttöönnoton ajankohtaa ei voida määritellä tarkasti. Keskimäärin arvioituna käyttöönotto tulee ajoittumaan vuosille 2022–2028, mutta suuria määriä älymittareita tullaan asentamaan jo ennen tätä ja myös tämän jälkeen. Mittauslaitteen vaihdon ajankohtaan vaikuttavat myös mittauslaitteen teknis-taloudellinen elinikä sekä valvontamenetelmien investointikannustin.

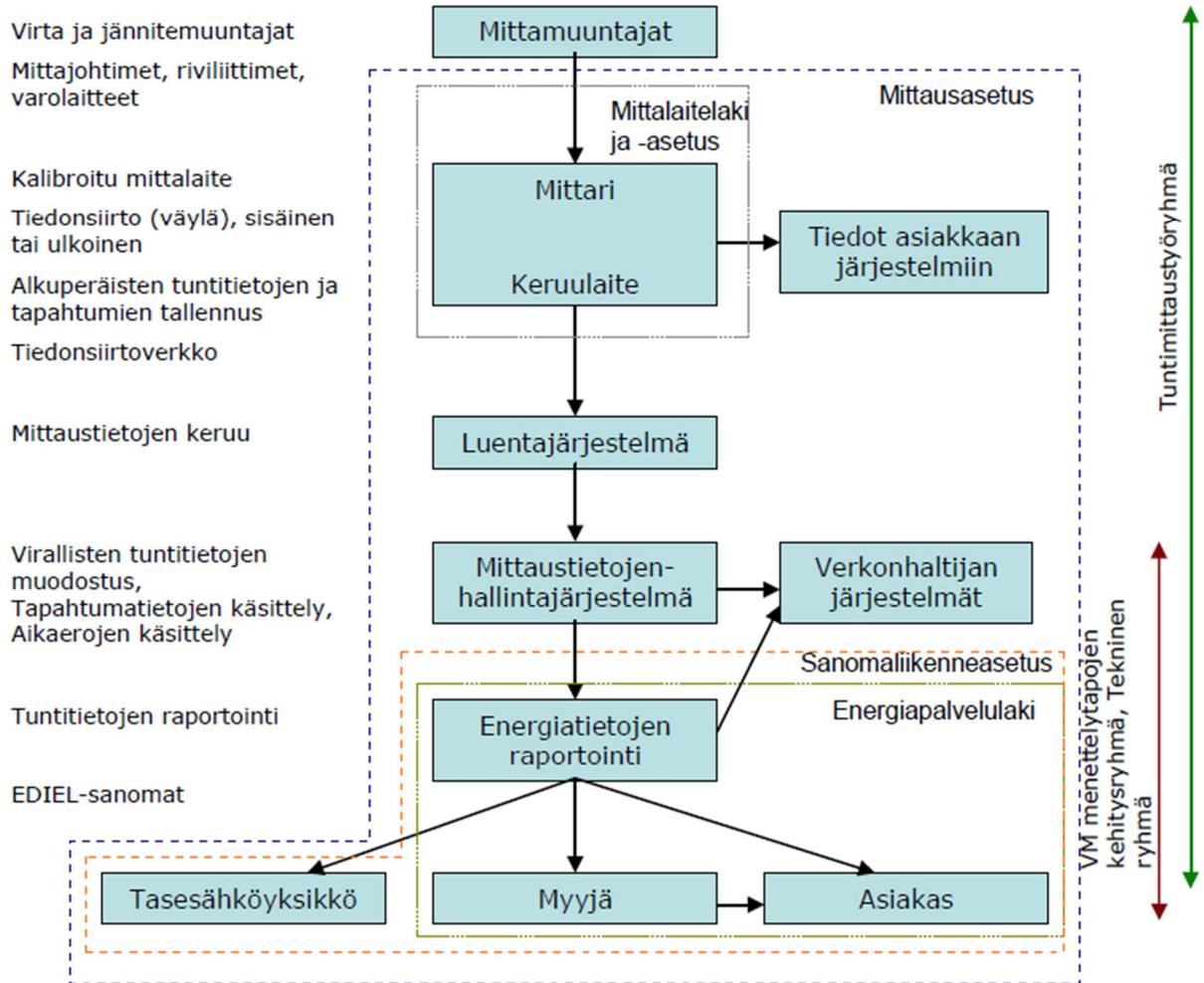
Seuraavan sukupolven älymittareiden käyttöönotto on merkittävä investointi. Jo pelkästään mittalaitteiden investointikustannus on noin 700 milj. euroa laskettuna Energiaviraston määrittämällä yksikköhinnolla. Tämän lisäksi tulevat muun muassa tietojärjestelmiin ja tietoliikenteeseen liittyvät investoinnit.

Tuntimittaukseen liittyvät vaatimukset perustuvat lainsäädäntöön ja viranomais määräyksiin. Näiden lisäksi toimialalla on laadittu suosituksia hyväksi arvioiduista toimintatavoista. Kuvaan 2 on merkitty,

¹ Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009). Annettu Helsingissä 5 päivänä helmikuuta 2009

² Pitoaikavalinnat eivät yksin vaikuta käyttöönnoton ajankohtaan, vaan siihen vaikuttavat myös mm. sääntelymallin poistokäsittely sekä mittareiden teknis-taloudellinen pitoaika.

miten mittaus- ja tiedonsiirtoketju toimii ja miten eri asetukset sekä toimialan laatimat suositukset määrittelevät ketjun eri osia.



Kuva 2. Mittaus- ja tiedonsiirtoketju (Energiateollisuus ry)

2.2 Keskeinen lainsäädäntö

Sähkömarkkinalaissa (588/2013) ja sen nojalla annetuissa asetuksissa on määritelty sähköenergian mittauksille asetetut vaatimukset. Mittauslaitteisiin liittyviä vaatimuksia on lisäksi Mittauslaitelaissa (707/2011) ja sen nojalla annetuissa asetuksissa, joilla on saatettu voimaan Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivissä 2014/32/EU (mittauslaitedirektiivi) mittauslaitteelle asetettuja olennaisia vaatimuksia ja sähköenergiamittarille asetettuja erityisvaatimuksia.

2.2.1 Mittauksiin liittyvät velvoitteet ja vastuut

Sähkömarkkinalain (588/2013) mukaan verkonhaltijan tehtävänä on järjestää sähköverkossaan taseselvityksen ja laskutuksen perustana oleva sähköntoimitusten mittaus sekä mittautietojen rekisteröinti ja ilmoittaminen sähkömarkkinoiden osapuolille¹. Laskutuksessa tarvittavat mittautiedot on ilmoitettava sähkön toimittajalle sähkönkäyttöpaikka- tai mittauskohtaisesti. Mittauspalvelua järjestäessään verkonhaltijan on pyrittävä edistämään verkon käyttäjien tehokasta ja säästäväistä sähkönkäyttöä sekä sähkönkäytön ohjausmahdollisuuksien hyödyntämistä.

Sähkömarkkinalain (57 § ja 69 §) mukaan tuntimittauslaitteiston osalta jakeluverkonhaltijan jakeluverkon käyttäjien laskutus ja vähittäismyyjän loppukäyttäjille toimitetun sähkön laskutus on suoritettava tosiasiallisen kulutuksen perusteella vähintään neljä kertaa vuodessa. Hintaa koskevat tiedot ja arviot on annettava loppukäyttäjälle oikea-aikaisesti ja helposti ymmärrettävässä muodossa.

Valtioneuvoston asetuksessa (66 / 2009)² eli ns. mittausasetuksessa on annettu tarkempia säännöksiä sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta sähköverkoissa. Asetuksen (4 §) mukaan sähkönkulutuksen ja pienimuotoisen sähköntuotannon mittauksen tulee perustua tuntimittaukseen ja mittauslaitteiston etäluentaan (tuntimittausvelvoite). Jakeluverkonhaltija voi poiketa tuntimittausvelvoitteesta enintään 20 prosentissa jakeluverkon sähkönkäyttöpaikoista, jos poikkeuksen piiriin kuuluva sähkönkäyttöpaikka 1) on varustettu enintään 3 x 25 ampeerin pääsulakkeilla tai 2) on varustettu yli 3 x 25 ampeerin pääsulakkeilla, sähkönkulutus sähkönkäyttöpaikassa on enintään 5 000 kilowattituntia vuodessa ja sähkö ostetaan sähkönkäyttöpaikkaan sähkömarkkinalain 21 §:ssä³ tarkoitetuilla ehdoilla.

Työ- ja elinkeinoministeriön asetuksessa sähkökaupassa ja sähköntoimitusten selvityksessä noudatettavasta tiedonvaihdosta (273/2016)⁴ on säädetty tarkemmin sähkökaupan, tasevastuun täyttämisen ja taseselvityksen edellyttämästä tiedonvaihdosta.

2.2.2 Mittauslaitteille ja -järjestelmille asetetut vaatimukset

Verkonhaltija on vastuussa sähkönkäyttö- ja tuotantopaikkoihin asennettavista mittalaitteista ja tiedonsiirtoyhteyksistä. Mittausasetuksessa sähkönkäyttöpaikkaan asennettavalle

¹ Sähkön mittaus kiinteistön sisäisessä sähköverkossa on kiinteistönhaltijan vastuulla (71 §).

² Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 5.2.2009/66 ("Mittausasetus").

³ Verkonhaltijan on kohtuullista korvausta vastaan myytävä sähkön siirto- ja jakelupalveluja niitä tarvitseville sähköverkkonsa siirtokyvyn rajoissa (siirtovelvollisuus)

⁴ Sanomaliikenneasetus

tuntimittauslaitteistolle ja verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevälle tietojärjestelmälle on asetettu seuraavat toiminnalliset vähimmäisvaatimukset:

- 1) Mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista viestintäverkon kautta (etäluentaominaisuus);
- 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 kuormanohjauskomentoja¹;
- 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 verkonhaltijan tulee asiakkaansa erillisestä tilauksesta tarjota tämän käyttöön

6. tuntimittauslaitteisto, jossa on standardoitu liitäntä reaaliaikaista sähkönkulutuksen seurantaan varten ja
7. tuntimittauslaitteisto sähköajoneuvojen latauspisteen sähköntoimituksen erillistä mittaamista varten.

Tuntimittauslaitteiston keräämä tieto on saatettava asiakkaan käyttöön viimeistään samanaikaisesti kuin se on luovutettu tai valmistunut luovutettavaksi tämän sähköntoimittajalle. Sanomaliikenneasetuksen mukaan tämä tarkoittaa, että tiedot on oltava saatavilla viimeistään toimituspäivää seuraavana toisena arkipäivänä klo 11:een mennessä.

Mittauslaitelaki ja sen nojalla annetut asetukset

Mittauslaitelaisissa (707/2011) on säädetty mittauslaitteille ja -menetelmille asetettavista vaatimuksista ja niiden varmentamiseen liittyvistä toimenpiteistä. Lakia sovelletaan sähkön, kaasun, lämpöenergian ja veden kulutusmittauksiin. Mittauslaitelain nojalla on annettu 1.1.2017 voimaan tullut valtioneuvoston asetus mittauslaitteiden olennaisista vaatimuksista, vaatimustenmukaisuuden osoittamisesta ja teknisistä erityisvaatimuksista (1432/2016). Asetuksessa pannaan täytäntöön

¹ Tuntimittauksen periaatteissa tätä on tulkittu niin, että mittauslaitteistossa tulee olla vähintään yksi kuormanohjaukseen käytettävissä oleva ohjauslaite, jota ei saa varata muuhun käyttöön.

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivissä 2014/32/EU (mittauslaitedirektiivi) mittauslaitteelle asetettuja olennaisia vaatimuksia (direktiivin liite I) ja sähköenergiamittarille asetettuja erityisvaatimuksia (direktiivin liite V, sähköenergiamittarit MI-003).

Mittauslaitelain ja sen nojalla annettujen asetusten vaatimukset ovat muutamia poikkeuksia lukuun ottamatta luonteen teknisiä. Merkittävin poikkeus tähän on mittauslaitteen näyttöä koskeva toiminnallisuusvaatimus. Mittauslaitedirektiivin olennaisissa vaatimuksissa esitetään, että kulutusmittauksiin tarkoitettuna mittauslaitteen on oltava varustettu kuluttajan helposti ja ilman työkaluja nähtävissä olevalla metrologisesti ohjatulla näytöllä riippumatta siitä, voidaanko mittaustietoja lukea kauko-ohjatusti. Näytössä oleva lukema on mittaustulos, jonka perusteella määritetään maksettava hinta. Lisäksi mittauslaitteen on oltava siten suunniteltu, että mittaukset voidaan tarkastaa sen jälkeen, kun laite on saatettu markkinoille ja otettu käyttöön.

Liitteeseen 2 on koottu tämän selvityksen kannalta keskeiset nykyainsäädännössä asetetut vaatimukset mittauksille sekä mittauslaitteille ja -järjestelmille.

2.3 Suositus tuntimittauksen periaatteista

Energiateollisuus on laatinut ”Tuntimittauksen periaatteita” -suosituksen¹. Siinä annetaan ohjeita luvussa 2.2 kuvatun sähkömarkkinalainsäädännön vaatiman tuntimittauksen toteutukselle. Suosituksessa käydään läpi lainsäädännöstä tulevia vaatimuksia sekä annetaan tarkempia ohjeita ja suosituksia tuntimittauksen toteutuksesta ja tuntitietojen käsittelystä sekä välityksestä. Suosituksessa esitetään myös laitteistojen ja järjestelmien toiminnallisuuksia koskevia suosituksia, jotka tulisi ottaa huomioon laitteita ja järjestelmiä hankittaessa tai päivitettäessä. Suosituksen tavoitteena on yhtenäistää toimialan käytäntöjä tuntimittauksen ja tuntitietojen välityksen suhteen. Keskeinen ero luvussa 2.2 kuvattuun lainsäädäntöön on se, että Tuntimittauksen periaatteita on luonteeltaan suositus eikä sellaisenaan sido osapuolia ellei lainsäädännöstä muuta johdu.

Taulukoihin 1–4 on listattu tämän selvityksen kannalta keskeisimmät mittauslaitteiden toiminnallisuuksia koskevat suositukset. Liitteessä 3 on suositukset kuvattu yksityiskohtaisemmin. Tarkastelussa ovat käyttöpaikat, jotka on varustettu suorilla mittauksilla ja jotka ovat pääsulakekooltaan enintään 63A.

¹ Tässä selvityksessä viitataan 12.10.2016 päivättyyn versioon. Ensimmäinen versio suosituksesta on laadittu vuonna 2010. Saatavilla osoitteessa: https://energia.fi/files/1153/Tuntimittaussuositus_paiv_20161012.pdf.

Taulukko 1. Mittaukset sekä mittaustietojen rekisteröinti ja tallentaminen paikallisesti (Tuntimittauksen periaatteita)

Suositus	Toiminnallisuus
Mittalaitteen tulee mitata sekä rekisteröidä tunnin välein mittalaitteen muistiin kumulatiivisia lukemia (tuntilukema) tai tuntikeskitehoja (tuntiteho)	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Mittalaitteen tulee rekisteröidä erikseen verkosta otto ja verkkoon anto. Mittalaite ei saa laskea yhteen yhden tunnin aikana tapahtunutta verkosta ottoa ja antoa (netotus). Samalla hetkellä tapahtuva verkosta otto ja verkkoon anto voidaan netottaa.	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Mittalaitteilla on hyvä rekisteröidä pitkien, yli kolmen minuutin keskeytysten lisäksi lyhyet keskeytykset	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Mittalaitteella voidaan mitata ja rekisteröidä jännitetasoja. Mittareilta saatava jännitetieto voi olla tehollisarvo tai tehollisarvojen keskiarvo tietyltä ajalta, esim. 1 min, 3 min, 10 min.	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Mittarille tulee voida tallentaa keskeytykset ja mahdolliset jännitteen laatuun liittyvät tiedot vähintään viikon ajalta.	Mittaustietojen tallentaminen paikallisesti
Mittalaitteen muistiin tulee mahtua energiatiedot vähintään taseikkunan (11 vrk) ajalta. Mittalaitteen mittaamien muiden tietojen (erityisesti yli 3 minuutin keskeytykset) tulee säilyä vähintään viikon ajalta.	Mittaustietojen tallentaminen paikallisesti

Taulukko 2. Kuormanohjaus ja kysyntäjousto

Suositus	Toiminnallisuus
Mittauslaitteiston tulee kyetä vastaanottamaan tietoverkon välityksellä lähetettäviä kuormanohjauskomentoja ja siinä tulee olla vähintään yksi kuormanohjaukseen käytettävissä oleva ohjauslaite, jota ei saa varata muuhun käyttöön.	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto
Sähkölämmityskohteiden, joissa on sekä suoraa että varaavaa lämmitystä, mittalaitteet suositellaan varustettavan kahdella ohjaustarkoituksiin varatulla releellä (tai muulla vaihtoehtoisella tekniikalla, jolla kaksi ohjausta voidaan toteuttaa). Releistä toinen varataan yökuormanohjaukselle ja toinen mahdollisille kysyntäjousto- ja kuormanpudotusohjauksille.	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto
Mittalaitteen tulisi kyetä mahdollistamaan kysyntäjousto- ja tehonpudotusohjaukset. Tekninen toteutustapa on valittavissa.	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto
Mittalaite on hyvä varustaa etäkatkaisu- ja kytkentätoiminnolla erityisesti, jos mittalaite on kohteessa, jossa on tyypillisesti paljon sopimusmuutoksia.	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto
Mittalaitteelle tulisi voida ohjelmoida etänä yökuormien ohjausviiveitä, ohjausaikoja sekä mahdollisia kysynnän joustoa palvelevia ohjaustoimintoja.	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto

Taulukko 3. Tiedonsiirto, liityntäraja- ja näyttö

Suositus	Toiminnallisuus
Mittalaitteen tiedonsiirtoyhteys suositellaan valittavaksi siten, että tiedonsiirto onnistuu kaikkina vuorokauden aikoina. Tiedonsiirto-protokollan tulee perustua julkiseen standardiin (esim. DLMS/COSEM).	Tiedonsiirto ja liityntäraja- ja näyttö
Mittaustietoja voidaan siirtää asiakkaan laitteistolle mm. pulssimuodossa (potentiaalivapaa kosketin). Standardisoituja, mittalaittevalmistajasta riippumattomia menetelmiä ovat esimerkiksi Pulse Output S0, C-Band, Zigbee, M-Bus.	Tiedonsiirto ja liityntäraja- ja näyttö
Mittalaitte on voitava lukea myös paikallisesti tiedonsiirtoliitännän kautta, jos mittalaitteen etäluenta ei jostain syystä onnistu.	Tiedonsiirto ja liityntäraja- ja näyttö
Mittalaitteen näytöltä on nähtävä vähintäänkin siirtotuotteen mukaisesti jaotellut lukemat. Mittalaitteen näytöltä suositellaan näkyvän päivämäärä ja kellonaika.	Näyttö ja käyttöliittymä

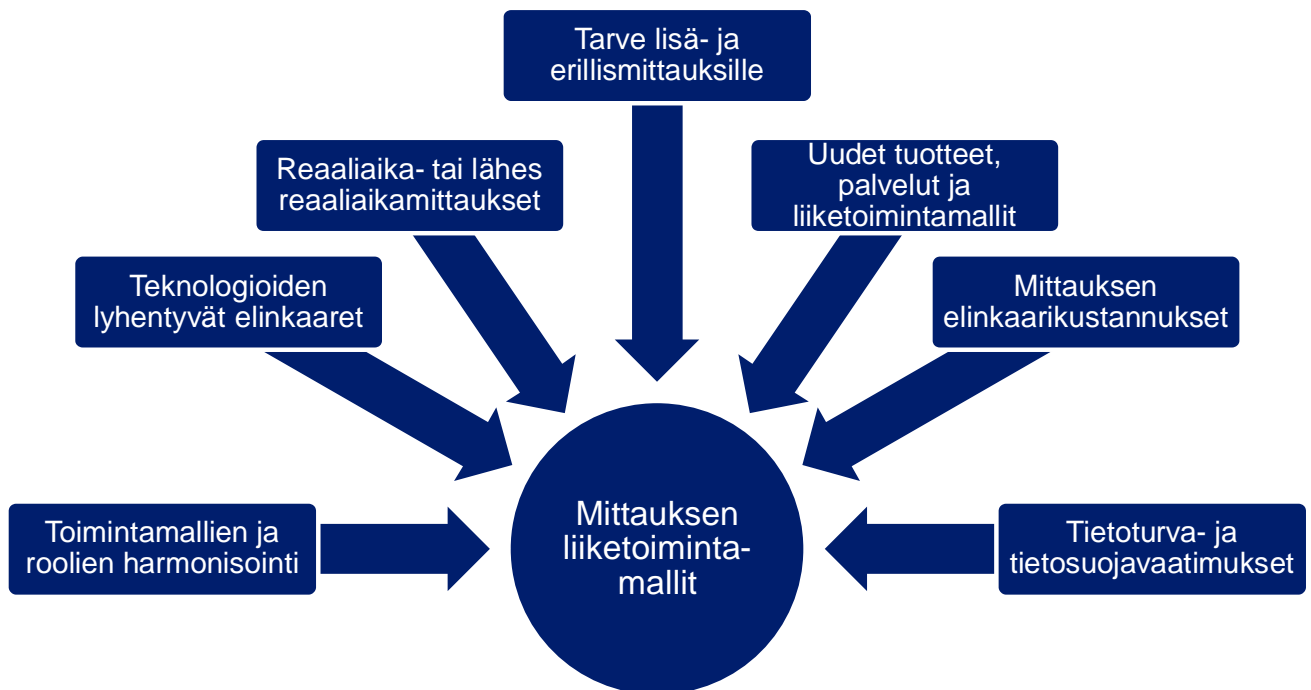
Taulukko 4. Tietoturva ja tietosuojat

Suositus	Toiminnallisuus
Etäluentajärjestelmän tulee olla kokonaisuudessaan tietoturvallinen. Tietoturva muodostuu mm. henkilöstö-, tietoaineisto- (varmuus- ja suojakopiointi), laitteisto-, ohjelmisto-, tietoliikenne- ja käyttöturvallisuudesta (haittaohjelmistoilta suojautuminen) sekä fyysisestä turvallisuudesta.	Tietoturva ja tietosuojat
Tuntitietoja tulee käsitellä kuten henkilötietoja mittalaitteelta asti. Mittaustietojen siirron ja tallennuksen osalta on varmistettava, että asiattomien pääsy tietoihin on estetty	Tietoturva ja tietosuojat

2.4 Mittauksen uudet ja kehittyvät tarpeet

Sähköenergian mittaukset olivat vuosikymmeniä hyvin pysyvää, muuttumatonta liiketoimintaa. Sähkömittareiden etäluennan laajamittainen käyttöönotto muutti mittauksen toimintamalleja merkittävästi. Etäluenta mahdollisti mittaustietoa hyödyntävien liiketoimintaprosessien automatisoinnin sekä toi samalla mittausliiketoimintaan nopeasti muuttuvan tietotekniikkakomponentin. Mitattuun kulutukseen pohjautuvan laskutustiedon merkitys korostui energiatehokkuuden edistämiseksi ja asiakkaiden aktivoimisessa. Seuraavan sukupolven älymittausjärjestelmän käyttöönotto on koko ensi vuosikymmenen kestävä projekti, johon liittyy taas monia uusia mittauksen tarpeita.

Kuvassa 3 on esitetty uusia ja kehittyviä mittauksen tarpeita, jotka seuraavan sukupolven älymittausjärjestelmän määrittelytyössä tulee ottaa huomioon.



Kuva 3. Mittauksen uudet ja kehittyvät tarpeet

1. Lisä- tai erillismittauksien tarve kasvaa. Uusia mittaustarpeita synnyttävät uudet toimintamallit, kuten energiayhteisöt, sähköverkkoon kytkettyjen ohjattavissa olevien hajautettujen resurssien määrän kasvu ja sähköinen liikenne. Energiayhteisöllä tarkoitetaan yhdestä tai useammasta vapaaehtoisesta luonnollisesta tai oikeushenkilöstä muodostuva juridista tahoa, joka jakaa yhteisön tai sen jäsenten hallinnoimien energiaresurssien tuottamia hyötyjä laatimiensa periaatteiden mukaan. Energiaresurssit voivat olla esimerkiksi sähkön pientuotantoa tai sähkövarastoja. Yhteiset energiaresurssit aiheuttavat yhteisön sisäisiä mittaus- ja taseselvitystarpeita, sillä jakeluverkkoyhtiön kautta energiayhteisölle siirretty sähkö tulee voida erottaa energiayhteisön itse tuottamasta sähköstä. Uusia mittaustarpeita liittyy myös sähköautojen lataamiseen ja purkamiseen sekä asiakkaan mahdollisuuksiin valita lataussähkön toimittaja. Lisäksi joustopotentialin mittaaminen ja tehtyjen joustojen todentaminen sekä sähkövarastojen käyttö edellyttävät uusia mittauksia. Kaikki uudet mittaukset eivät kuitenkaan kuulu jakeluverkonhaltijan vastuulle.

2. Tarve reaaliaikaisille tai lähes reaaliaikaisille mittauksille kasvaa. Reaaliaikaisella tai lähes reaaliaikaisella mittaustiedolla on useita käyttötarkoituksia. Yhtäältä se tukee kuluttajien energiatehokkuustoimenpiteitä sähköverkkoon kytkettyjen laitteiden kulutuksen seurannan ja

ohjauksen kautta. Toisaalta tietoa tarvitaan sähköjärjestelmän hallintaan mahdollistamalla parempi ja reaaliaikaisempi näkyvyys erityisesti jakeluverkkoon kytkettyjen hajautettujen energiaressurssien osalta. Sähkönmyyjät tarvitsevat reaaliaikaisempaa tietoa asiakkaiden sähkönkulutuksesta sähkönhankintaa ja sähkötaseen aktiivista hallintaa varten. Tässä voidaan hyödyntää kysyntäjoustoa, mikä edellyttää reaaliaikaista tietoa jouston määrästä sekä tehtyjen joustotoimenpiteiden jälkikäteistä todentamista markkinapaikan sääntöjen mukaisesti. Taseselvitysjakson lyheneminen EU-lainsäädännön mukaisesti tunnista viiteentoista minuuttiin vuosien 2020–2025 aikana ja tulevaisuudessa mahdollisesti tätäkin lyhyemmäksi tihentää mittauksia.

3. Uudet tuotteet, palvelut ja liiketoimintamallit hyödyntävät mittaustietoa. Seuraavan sukupolven älymittarit luovat osaltaan edellytyksiä uusille sähkötuotteille ja -palveluille. Esimerkkeinä ovat jakeluverkon tehotariffien käyttöönotto ja kulutusjouston ottaminen osaksi sähkötuotetta. Myös uudet hintasidonnaisuudet nykyisten spot-markkinahintojen ohella ovat mahdollisia, mikä tulee huomioida mittauslaitteen kyvykkyydessä mitata erilaisia mittausjaksoja.

4. Teknologioiden elinkaaret lyhenevät. Sähkömittareiden muuttuminen tietotekniikkaa sisältäviksi älylaitteiksi lisää teknologian nopean vanhenemisen riskiä. Ensi vuosikymmenen alussa asennettavat mittauslaitteet tulevat olemaan mittaus- ja tiedonsiirtoteknologialtaan hyvin erilaisia, kuin lähes kymmenen vuotta myöhemmin asennettavat mittauslaitteet. Teknologioiden lyhentyvät elinkaaret yhdessä lähes vuosikymmenen kestävästä käyttöönoton kanssa lisäävät vähimmäistoiminnallisuuksien määrittelyn haastavuutta. ”Kolmannen sukupolven” älymittareiden osalta käyttöönotto tulee ajoittumaan entistä pitemmälle ajanjaksolle, minkä vuoksi tulevaisuudessa mittalaitteiden toiminnallisuuksien luokittelu ”laitesukupolvien” perusteella ei ole tarkoituksenmukaista.

5. Mittauksen elinkaarikustannusten hallinta edellyttää hyvää suunnittelua. Teknologioiden lyhentyvät elinkaaret voivat johtaa keskimääräisten pitoaikojen lyhentymiseen entisestään, jolloin älymittarit voitaisiin joutua vaihtamaan jopa alle kymmenen vuoden välein. Mikäli mittauslaitteiden asennuskustannukset säilyvät nykyisellä tasolla, merkitsee tämä yhteiskunnallisesti merkittävää lisäkustannusta, joka tulee lopulta asiakkaiden maksettavaksi. Elinkaarikustannusten minimointi edellyttää mittauslaitteen roolin tarkkaa määrittelyä sekä mahdollisimman laajaa ohjelmistollista päivitettävyyttä. Kehittämällä modulaarista rakennetta, jossa mittauslaite päivitetään vain vanhentuneelta osalta tai jossa asiakas tai asiakkaan valtuuttama taho tekee laitepäivitykset tai -laajennukset, voidaan saavuttaa merkittäviä hyötyjä. Mittauksen elinkaarikustannuksia voidaan minimoida myös siten, että kullekin asiakasryhmälle toimitetaan juuri ko. asiakasryhmän tarpeisiin soveltuva mittauslaite. On kuitenkin huomioitava, että Suomen ollessa mittauslaitevalmistajille pieni

markkina-alue, kansallisilla erityisvaatimuksilla voi olla merkittävä vaikutus mittauslaitteen hintaan, mikäli toiminnallisuuksille ei ole kysyntää muilla markkina-alueilla.

6. Tietoturva- ja tietosuojavaatimukset ovat entistä tärkeämpiä. Tietoturva ja tietosuoja ovat olleet keskiössä älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönotossa erityisesti Länsi- ja Keski-Euroopan maissa, kuten Saksassa, Alankomaissa ja Iso-Britanniassa. Mittaustiedot ovat henkilötietoja ja niiden avulla voidaan nykyisin päätellä paljon asiakkaan käyttäytymisestä. Tietoturva ja tietosuoja tulee olla sisäänrakennettuna älykkäissä mittausjärjestelmissä. Toteutusmallin tulisi olla sellainen, että älykkään mittausjärjestelmän hyödyt toteutuvat mahdollisimman täysimääräisesti mutta samalla vaarantamatta tietoturvaa ja yksityisyyden suojaa.

7. Mittauksen toimintamalleja ja rooleja harmonisoidaan. Harmonisointi liittyy erityisesti Euroopan unionissa tehtävään sähkömarkkinoiden kehitys- ja harmonisointityöhön. Tätä eurooppalaista sääntelykehystä käsitellään mittausvaatimusten näkökulmasta tarkemmin luvussa 3.1.

3 MITTAUKSILLE ASETETUT VAATIMUKSET MUISSA MAISSA

Luvun 3 tarkoituksena on esitellä, mitä vähimmäisvaatimuksia sähköenergian mittauksille sekä mittauslaitteistoille ja -järjestelmille on asetettu EU:n tasolla sekä valikoiduissa etäluennan jo käyttöönotaneissa tai parhaillaan käyttöönottavissa maissa.

Tarkastelussa on keskitytty Suomen kannalta kiinnostaviin toiminnallisuuksiin. Kaikissa vertailumaissa sähkömittareiden etäluennalle on asetettu tiettyjä yhteneviä yleisiä perusvaatimuksia, joita ei ole tarkastelu erikseen maakohtaisesti. Tällaisia toiminnallisia perusvaatimuksia ovat esimerkiksi mittauslaitteiden etäluettavuus ja -päivitettävyyys sekä järjestelmän suojaaminen väärinkäyttöä vastaan. Lisäksi tulee huomioida, että kaikkia EU-maita sekä Norjaa koskevat mittauslaitedirektiivissä asetetut vaatimukset.

3.1 Euroopan unionin lainsäädäntö

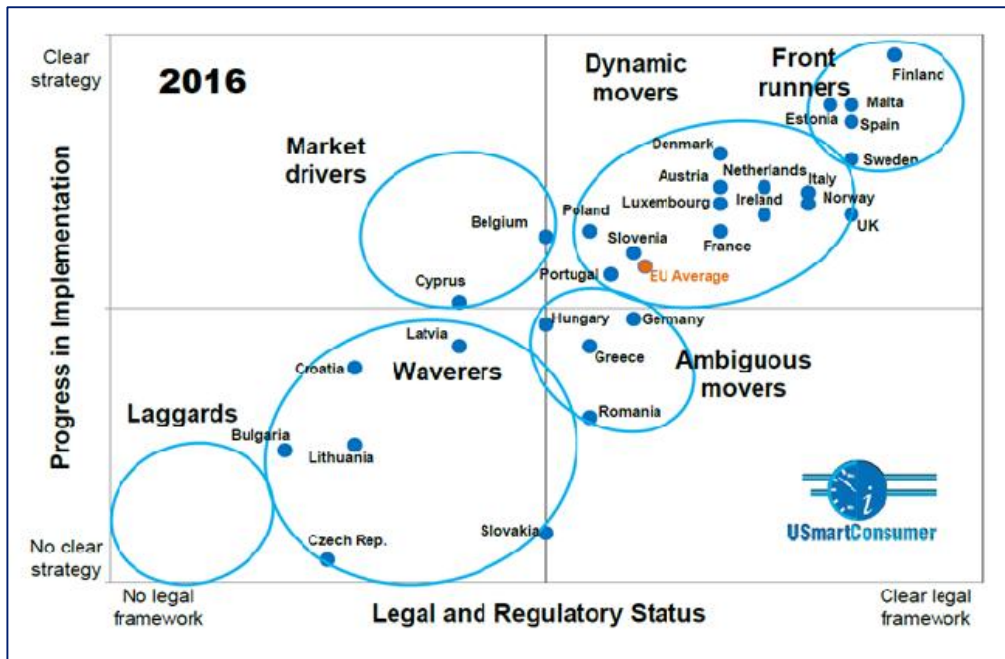
Älykkäällä mittausjärjestelmällä tarkoitetaan järjestelmää, jolla ”voidaan mitata energian kulutusta ja tarjota enemmän tietoa kuin tavanomaisella mittarilla sekä lähettää ja vastaanottaa sähköistä viestintää käyttäen dataa tiedonsaanti-, seuranta- ja valvontatarkoituksiin”.¹

EU:n kolmannen energiamarkkinapaketin seurauksena useimmat EU-jäsenmaat ovat asettaneet jonkinlaisen lainsäädännöllisen viitekehyksen älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönotolle. EU:n sähkömarkkinadirektiivin 72/2009 mukaan jäsenvaltiot ovat velvoitettuja varmistamaan älykkään mittausjärjestelmän käyttöönoton, mikäli tätä varten laadittu kustannushyötyanalyysi osoittaa käyttöönoton hyödyt positiivisiksi. Tällöin jäsenvaltion tulee saavuttaa 80 prosentin asennustaso vuoden 2020 loppuun mennessä.

USmartConsumerin teettämän selvityksen mukaan marraskuuhun 2016 mennessä EU28-alueella ja Norjassa oli asennettu yhteensä noin 80 miljoonaa älykästä sähkömittaria². Kuvassa 4 havainnollistetaan EU-jäsenvaltioiden etenemistä älymittareiden käyttöönotossa ja lainsäädännöllisen viitekehyksen tasoa. Kuten kuvasta nähdään, Suomi kuuluu älymittareiden käyttöönotossa edelläkävijöihin.

¹Ehdotus: Euroopan Parlamentin ja Neuvoston Direktiivi sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä. Bryssel 23.2.2017 COM(2016) 864 final

² USmartConsumer (2016) European Smart Metering Landscape Report



Kuva 4. EU-jäsenmaiden lainsäädännön ja älymittarien käyttöönoton suhde. Kuvakaappaus kohteesta¹

3.1.1 EU-direktiivit

Energiatehokkuusdirektiivissä (2012/27/EU)¹ on useita artikloita, jotka liittyvät älykkäisiin mittausjärjestelmiin. Taulukkoon 5 on koottu niistä keskeisimmät. Direktiivi on tullut saattaa osaksi kansallista lainsäädäntöä 5. kesäkuuta 2014 mennessä.

Älymittareita hankittaessa ja asennettaessa tulee noudattaa myös mittauslaitedirektiivin (2014/32/EU)² määräyksiä. Mittauslaitedirektiivin liitteen 1 mukaisesti ”mittauslaitteen on tarjottava hyvä metrologinen suoja, jotta kaikki asianomaiset osapuolet voivat luottaa mittaustulokseen.” Mittauslaitedirektiivi myös vaatii, että mittalaitteessa olevasta näytöstä voidaan varmistaa mittaustulos, mistä johtuen kaikissa mittauslaitteissa on oltava fyysinen näyttö. Mittauslaitedirektiivi on tullut saattaa osaksi kansallista lainsäädäntöä 20. huhtikuuta 2016 mennessä.

¹Direktiivi 2012/27/EU, annettu 25 päivänä lokakuuta 2012 energiatehokkuudesta, direktiivien 2009/125/EY ja 2010/30/EU muuttamisesta sekä direktiivien 2004/8/EY ja 2006/32/EY kumoamisesta

² Direktiivi 2014/32/EU, annettu 26 päivänä helmikuuta 2014, mittauslaitteiden asettamista saataville markkinoilla koskevan jäsenvaltioiden lainsäädännön yhdenmukaistamisesta

Taulukko 5. Energiatohokkuusdirektiivin 2012/27/EU älymittausta koskevat artiklat

Sisältö	Viite
Jäsenvaltioiden on varmistettava, että mittausjärjestelmät antavat loppukäyttäjille tiedot kulutuksen todellisesta ajoittumisesta ja että energiatohokkuutta koskevat tavoitteet ja loppukäyttäjille koituvat hyödyt otetaan täysimittaisesti huomioon mittareiden vähimmäistoimintoja ja markkinatoimijoille asetettavia velvoitteita määriteltäessä.	9 artikla kohta 2 a
Jäsenvaltioiden on varmistettava älykkäiden mittareiden ja tiedonsiirron turvallisuus sekä loppukäyttäjien yksityisyys asiaankuuluvan tietosuojaa ja yksityisyyttä koskevan unionin lainsäädännön mukaisesti.	9 artikla kohta 2 b
Sähkön osalta ja loppukäyttäjän pyynnöstä niiden on vaadittava mittareista vastaavia operaattoreita varmistamaan, että mittari pystyy tai mittarit pystyvät ottamaan huomioon loppukäyttäjän tiloista verkkoon siirretyn sähkön.	9 artikla kohta 2 c
Niiden (mittausjärjestelmien) on varmistettava, että jos loppukäyttäjät sitä pyytävät, niiden verkosta ottamaa ja verkkoon siirtämää sähköä koskevat mittaustiedot asetetaan loppukäyttäjien tai loppukäyttäjän puolesta toimivan kolmannen osapuolen saataville helposti ymmärrettävässä muodossa, jota loppukäyttäjät voivat käyttää sopimusten tasapuoliseen vertailuun.	9 artikla kohta 2 d
Direktiivien 2009/72/EY ja 2009/73/EY mukaisesti asennettujen mittarien on mahdollistettava tosiasialliseen kulutukseen perustuvat täsmälliset laskutustiedot. Jäsenvaltioiden on varmistettava, että loppukäyttäjillä on mahdollisuus saada helposti täydentäviä tietoja aiemmasta kulutuksesta, joiden avulla he voivat itse tehdä yksityiskohtaisia tarkastuksia.	10 artikla kohta 2
Aiempiä kulutusta koskevien täydentävien tietojen on sisällettävä: a) Kumulatiiviset tiedot vähintään kolmen edeltävän vuoden ajalta tai toimitussopimuksen alkamisesta lähtien, jos siitä on kulunut tätä lyhyempi aika. b) Yksityiskohtaiset tiedot käyttöajan mukaan kultakin päivältä, viikolta, kuukaudelta ja vuodelta. Näiden tietojen on oltava loppukäyttäjän saatavilla internetin tai mittariliittymän välityksellä vähintään 24 edeltävän kuukauden ajalta tai toimitussopimuksen alkamisesta lähtien, jos siitä on kulunut tätä lyhyempi aika.	10 artikla kohta 2

3.1.2 Euroopan komission vuoden 2016 toimenpidepaketin vaikutukset

Euroopan komissio julkaisi vuoden 2016 marraskuussa toimenpidepaketin ”Puhdasta energiaa kaikille eurooppalaisille”, jonka tarkoitus on päivittää energiamarkkinoita säänteleviä direktiivejä ja asetuksia sekä tuoda selkeyttä nopeasti muuttuville energiamarkkinoille. On tärkeää huomioida, että kyseessä on Euroopan komission esitys, jonka sisältöön on tulossa muutoksia ja tarkennuksia ennen toimenpidepaketin voimaantuloa.

Tämän selvityksen kannalta oleellisin on sähkömarkkinadirektiivi eli ”ehdotus sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä”¹, jonka useissa artikloissa on määritelty vaatimuksia älykkäille mittausjärjestelmille. Ehdotuksessa katsotaan, että kaikilla asiakkailta tulee olla entistä

¹ COM (2016) 864 final: Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast). Bryssel 23.2.2017.

parempi pääsy energiamarkkinoille. Tämä voi tarkoittaa parempaa markkinainformaation saamista, oman tuotannon myyntiä tai kysyntäjoustopotentiaalin taloudellista hyödyntämistä. Älykkäiden mittausjärjestelmien katsotaan parantavan mahdollisuuksia markkinoille osallistumiseen sekä tuottavan täsmällistä ja reaaliaikaista tietoa kuluttajan ja muiden markkinaosapuolten, kuten verkonhaltijoiden, hyödynnettäväksi.

Direktiiviehdotuksen perusteluissa todetaan, jotta kuluttajat voisivat toimia aktiivisesti sähkömarkkinoilla, jäsenvaltioiden alueellaan käyttöön ottamien älykkäiden mittausjärjestelmien olisi oltava yhteentoimivia eivätkä ne saisi muodostaa estettä toimittajan vaihtamiselle. Lisäksi niissä olisi oltava tarkoituksenmukaiset toiminnot, joiden ansiosta kuluttajat voivat saada kulutustietonsa lähes reaaliaikaisesti, mukauttaa energian kulutustaan ja, jos se on infrastruktuurin rajoissa mahdollista, tarjota joustoa verkkoon ja energiapalveluyrityksille, saada siitä korvausta ja säästää sähkölaskussaan.

Sähkömarkkinadirektiivin keskeiset vaatimukset älykkäille mittausjärjestelmille on esitetty taulukossa 6. Yksi keskeisimmistä vaatimuksista on tarjota sähkön kulutustietoja loppukäyttäjille lähes reaaliaikaisesti ja ilman lisäkustannuksia. ”Lähes reaaliaikaisella” tarkoitetaan älykkään mittauksen yhteydessä aikaa, yleensä sekuntitasolle asti, joka kuluu datan kirjaamisesta sen automaattiseen käsittelyyn ja lähettämiseen käyttö- tai tietotarkoituksiin. Vaatimukseen on mahdollisesti tulossa tarkennuksia muun muassa tiedon rekisteröintivaatimuksen osalta.

Älykkäitä mittausjärjestelmiä käyttöön ottavien jäsenvaltioiden on hyväksyttävä ja julkaistava toiminnalliset ja tekniset vähimmäisvaatimukset alueellaan käyttöön otettaville järjestelmille. Jäsenvaltioiden on varmistettava tällaisten älykkäiden mittausjärjestelmien yhteentoimivuus ja niiden liitettävyyys kuluttajien energianhallinta-alustoihin. Tässä tarkoituksessa jäsenvaltioiden on otettava asianmukaisesti huomioon saatavilla olevat sovellettavat standardit, myös yhteentoimivuuden mahdollistamisen alalla, ja parhaat käytännöt sekä sähkön sisämarkkinoiden kehittämisen tärkeys.

Lisäksi jäsenvaltioiden on varmistettava, että loppukäyttäjät osallistuvat käyttöönoton kustannuksiin avoimesti ja syrjimättömästi. Jäsenvaltioiden on seurattava säännöllisesti käyttöönottoa alueellaan siten, että niillä on tieto kustannusten ja hyötyjen kehityksestä koko arvoketjussa, mukaan lukien nettohyödyt kuluttajille.

Taulukko 6. Sähkön sisämarkkinoiden yhteisten sääntöjen direktiiviehdotuksen älymittaukseen vaikuttavat artikkelit

Suositus	Viite
Älykkäät mittausjärjestelmät mittaavat tarkasti tosiasiallista sähkönkulutusta ja antavat loppukäyttäjille tietoa todellisesta käyttöajasta. Näiden tietojen on oltava helposti saatavilla ja loppukäyttäjien <i>näkyvillä</i> ¹ ilman lisäkustannuksia ja lähes reaaliaikaisesti, jotta voidaan tukea automatisoituja energiatehokkuusohjelmia, kysyntäjoustoa ja muita palveluja.	20 artikla kohta a)
Älykkäiden mittausjärjestelmien ja tietojen vaihtamisen turvallisuus on varmistettu unionin asiaa koskevan turvallisuuslainsäädännön mukaisesti, ottaen asianmukaisesti huomioon parhaat saatavilla olevat tekniikat mahdollisimman korkeatasoisen kyberturvallisuuden varmistamiseksi.	20 artikla kohta b)
Loppukäyttäjien yksityisyyden suoja ja tietosuojaturvataan tietosuojaa ja yksityisyyden suoja koskevalla unionin lainsäädännöllä.	20 artikla kohta c)
Mittareista vastaavien operaattoreiden on varmistettava, että aktiivisten asiakkaiden mittarit tai mittarit pystyvät ottamaan huomioon aktiivisen asiakkaan tiloissa tuotetun ja verkkoon siirretyn sähkön.	20 artikla kohta d)
Jos loppukäyttäjät sitä pyytävät, niiden verkkoon tuottamaa ja verkosta ottamaa sähköä koskevat mittaukselliset tiedot on asetettava paikallisen standardoidun tietoliikenneliitännän ja/tai etäyhteyden välityksellä loppukäyttäjien tai loppukäyttäjän puolesta toimivan kolmannen osapuolen saataville 24 artiklan mukaisesti helposti ymmärrettävässä muodossa, jota loppukäyttäjät voivat käyttää sopimusten tasapuoliseen vertailuun.	20 artikla kohta e)
Älykkäiden mittausjärjestelmien on mahdollistettava loppukäyttäjien kulutuksen mittaaminen ja tasaaminen kansallisten markkinoiden taseselvitysjakson kanssa samalla aikaresoluutiolla.	20 artikla kohta g)

3.1.3 Komission suositus älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönoton valmistelusta

Euroopan Komissio on julkaissut vuonna 2012 suosituksen älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönoton valmistelusta². Kyseessä on komission suositus, joten jäsenvaltio voi halutessaan jättää sen huomioimatta. Taulukoon 7 on listattu tämän selvityksen kannalta keskeisimmät suositukset.

¹ Englanninkielisessä tekstissä: That information shall be made easily available and *visualised* to final customers at no additional cost and at near-real time in order to support automated energy efficiency programmes, demand response and other services.

² 2012/148/EU: Komission suositus, annettu 9 päivänä maaliskuuta 2012, älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönoton valmistelusta

Taulukko 7. EU-komission suosituksia älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönotossa (2012/148/EU)

Suositus
Käytössä olisi oltava kaksisuuntainen viestintä älykkään mittausjärjestelmän ja älykkään mittausjärjestelmän ylläpidosta ja valvonnasta vastaavien ulkoisten verkkojen välillä.
Tietosuoja- ja tietoturvaominaisuudet olisi sisällytettävä älykkäisiin mittausjärjestelmiin ennen kuin ne otetaan laajaan käyttöön.
Suojattujen (salattujen) kanavien käyttöä suositellaan yhtenä tehokkaimmista keinoista väärinkäytön estämiseksi.
Jäsenvaltioiden olisi voimakkaasti kannustettava verkko-operaattoreita sisällyttämään sisäänrakennetun tietosuojan ja oletusarvoisen tietosuojan asetukset älykkäisiin verkkoihin ja älykkäisiin mittareihin niiden käyttöönoton yhteydessä.
Jäsenvaltioiden olisi varmistettava, että verkko-operaattorit määrittelevät turvariskit ja turvatoimenpiteet, joilla voidaan taata älykkäiden mittausjärjestelmien riittävä turvataso ja häiriönsietokyky.
Asiakas ja mahdolliset kuluttajan nimeämät kolmannet osapuolet saavat asiakkaan valitsemasta rajapinnasta suoraan, käyttäjätasoisesti ja nopeasti täsmälliset lukemat. Vakiorajapinta mahdollistaisi ”reaaliaikaiset” energianhallintaratkaisut, kuten kotiautomaation ja erilaiset kysyntäjoustoratkaisut sekä helpottaisi tietojen varmaa toimittamista suoraan asiakkaalle.
Älykkäitä mittausjärjestelmiä käyttävillä loppuasiakkailla on käytössään vakiorajapinta, josta kuluttaja saa yksilöllistetyt kulutustiedot visuaalisesti havainnollisessa muodossa.
Jotta kuluttajat voisivat tukeutua järjestelmän tarjoamiin tietoihin, heidän on voitava nähdä, että tiedot muuttuvat heidän toimintansa mukaisesti. Päivitystiheys on mukautettava energiaa kuluttavien tai energiaa tuottavien tuotteiden vasteaikaan. Yleisesti katsotaan, että tiedot on tarpeen päivittää vähintään kerran viidessätoista minuutissa. Tuleva kehitys ja uudet energiapalvelut johtavat todennäköisesti nopeampaan viestintään.
Älykkäissä mittausjärjestelmissä olisi oltava pitkälle kehitetyt tariffirakenteet, käyttöaikarekisteri ja tariffien etähallinta. Vahvasti suositellaan, että loppuasiakas voi älykkään mittausjärjestelmän kautta saada automaattisesti tietoa pitkälle kehitetyistä tariffivaihtoehdoista.
Käytössä olisi oltava toimituksen ja/tai virtauksen päälle- ja päältäkytkentä tai virranrajoitus etätoimintona.

3.1.4 Eurooppalainen referenssiedonsiirtoprotokolla

Euroopan komissio antoi vuonna 2009 mandaatin¹ kolmelle eurooppalaiselle standardoimiskomitealle² määrittellä Euroopan laajuinen, avoimeen standardiin perustuva tiedonsiirtoprotokolla. Tavoitteena oli varmistaa laitteiden yhteensopivuus jäsenvaltioiden välillä ja edistää älymittarien tuloa markkinoille. Standardi valmistui vuonna 2011 ja siihen viitataan esimerkiksi Italian ja Saksan toiminnallisuusmäärittelyissä. Tarkempi kuvaus standardista löytyy liitteestä 3.

3.2 Pohjoismaat

Markkinakartoituksessa tarkastellaan Pohjoismaista Ruotsia, Norjaa ja Tanskaa. Ruotsissa etäluenta on jo laajamittaisesti käytössä. Norja ja Tanska ovat päättäneet ottaa älymittarit käyttöön EU:n

¹ Mandaatti M/441 Saatavilla: <http://ec.europa.eu/growth/tools-databases/mandates/index.cfm?fuseaction=search.detail&id=421> Viitattu 6.11.2017

² ETSI, CEN ja CENELEC

sähkömarkkinadirektiivin asettaman aikarajan puitteissa. Tavoite koskee kaikkia käyttöpaikkoja.

3.2.1 Ruotsi

Ruotsissa verkonhaltijat veloitettiin ottamaan etäluettavat sähkömittarit käyttöön vuoden 2009 kesäkuuhun mennessä. Etäluettavien sähkömittareiden toiminnallisuusvaatimukset olivat melko samankaltaiset kuin Suomessa, mutta pakollisen tuntimittauksen asemesta vaatimuksena oli kuukausiluenta. Seuraavan sukupolven älymittarien asennukset ovat vähitellen käynnistymässä. Energiamarknadsinspektionen teki marraskuussa 2017 esityksen hallitukselle toiminnallisuusvaatimuksista, jotka seuraavan sukupolven älymittareiden tulisi vähintään täyttää.

Ruotsissa sähkömittareiden etäluennan käyttöönotosta säädettiin vuonna 2003. Sähkömittareiden etäluenta veloitettiin toteutettavaksi kaikkien pääsulakekooltaan enintään 63 A kotitalouksien osalta kesäkuuhun 2009 mennessä. Lainsäädännössä edellytettiin kuukausimittausta. Vain suurempien asiakkaiden osalta edellytettiin tuntimittausta. Koska kotitalousasiakkaille ei asetettu tuntimittausveloitetta, arviolta noin 10–20 % ensimmäisen sukupolven mittauslaitteista ei mahdollistanut tuntimittausta. Vuonna 2012 voimaan tulleella sähkömarkkinalain muutoksella verkonhaltijat kuitenkin veloitettiin tarjoamaan tuntiluettavaa mittauslaitetta kaikille kotitalouksille asiakkaan pyynnöstä, mikäli asiakkaan sähkösopimus perustuu tuntihinnoitteluun.

Etäluettavien sähkömittareiden enimmäispitoaika on sääntelymallissa 12 vuotta. Ensimmäisen sukupolven mittauslaitteiden korvaaminen uusilla etäluettavilla sähkömittareilla on jo käynnistynyt muutamissa verkkoyhtiöissä. Suurimmat asennusmäärät tulevat ajoittumaan vuosikymmenen vaihteeseen.

Vuoden 2017 heinäkuussa voimaan astuneella sähkömarkkinalainmuutoksella kuluttajalle annettiin oikeus saada käyttöönsä tuntimittaus tiedot ilmaiseksi verkonhaltijalta riippumatta kuluttajan sähkösopimustyyppistä¹. Verkonhaltijan vastuulla on määrittää, miten ja millä aikataululla tämä vaatimus toteutetaan. Samalla hallitukselle tai tämän nimeämälle viranomaiselle annettiin oikeus määrätä älymittarien pakollisista toiminnallisuuksista.

Kansallinen energiamarkkinaviranomainen Energiamarknadsinspektionen (Ei) on tehnyt esityksen hallitukselle älykkäiden sähkömittareiden pakollisista vähimmäistoiminnallisuuksista. Prosessi käynnistyi vuonna 2015, jolloin Ei antoi ensimmäisen esityksensä tulevaisuuden älymittarien

¹ http://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/arende/betankande/funktionskrav-pa-elmatare_H401NU10

toiminnallisuuksista¹. Toimialakuulemisen jälkeen Ei päivitti esitystään marraskuussa 2017 ja nyt se sisältää seitsemän pakollista toiminnallisuusvaatimusta kirjattavaksi lainsäädäntöön². Edellisessä suosituksessa pakollisena vaatimuksena ollut nollavikahälytykset poistettiin, koska nollavikojen havaitsemistapaan liittyy epävarmuuksia ja koska verkkoyhtiöitä ei haluttu velvoittaa ottamaan vastuuta asiakkaan laitteissa tapahtuvista nollavioista. Nollavikahälytyksen pelättiin myös pienentävän Ruotsin markkinoille soveltuvien mittarimallien määrää.

Taulukossa 8 on esitetty Ei:n esittämät vähimmäisvaatimukset älymittareille. Ehdotuksen mukaan laki tulisi voimaan 1. heinäkuuta 2018. Enintään 63A mittareiden tulisi täyttää lakiin kirjattavat toiminnallisuusvaatimukset 1.1.2025 mennessä. Ei esittää, että toiminnallisuusvaatimukset kirjattaisiin mittausasetukseen sekä mahdollisesti erillisiin määräyksiin.

Taulukko 8. Ei:n esitys älymittareiden pakollisista toiminnallisuuksista

Sisältö	Toiminnallisuus
Mittarin tulee mitata kulutuksen ja tuotannon jokaisesta vaiheesta sekä päto- että loisteho, jännite ja virta.	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Mittari tulee varustaa avoimella ja standardisoidulla rajapinnalla, josta saa lähes reaaliaikaisia arvoja kulutuksesta, tuotannosta, jännitteestä ja virrasta. Kuluttajilla on oltava pääsy näihin arvoihin. Avoimen rajapinnan on kyettävä lähettämään tietoja kymmenen sekunnin välein. Verkkoyhtiön tulee voida aktivoida ja sulkea rajapinta asiakkaan tai asiakkaan valtuuttaman tahon pyynnöstä kolmen työpäivän kuluessa. Rajapinnan tulee olla yksisuuntainen.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Verkonhaltijan tulee voida lukea etäyhteyden yli seuraavat mittaustiedot: jännite, virta, päto- ja loisteho vaihekohtaisesti sekä kulutus, verkkoon syöttö ja katkotiedot.	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Mittarin tulee havaita ja kirjata ylös yli kolmen minuutin pituisen katkon alkamisajankohta ja kesto kaikista vaiheista.	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Kaikki mitatut tiedot tulee olla etäluettavissa tunnin mittausjaksolla ja mittari on kyettävä vaihtamaan viidentoista minuutin taseselvitysjaksoon.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Verkonhaltijan tulee kyetä päivittämään mittarin ohjelmisto ja sen asetukset etänä.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Verkonhaltijan tulee kyetä katkaisemaan ja kytkemään irti sähkölaitteisto etänä mittaajajärjestelmän välityksellä.	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto

Mittaustiheys ja mittaussuureet

Mittarin tulee mitata jokaisessa vaiheessa tuotettu ja kulutettu päto- ja loisteho sekä jännite ja virta. Nämä tiedot on oltava luettavissa etäyhteyden kautta. Mittarin on myös rekisteröitävä yli kolmen

¹ Norstedt, D., Persson, S. ja Ny, T. (2015) Funktionskrav på framtidens elmätare

² http://ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202017/Ei_R2017_08.pdf

minuutin mittaisen sähkökatkoksen alkamis- ja päättymisajankohta jokaisessa vaiheessa. Tiedot on rekisteröitävä tunnin mittausjaksolla, ja mittari on kyettävä päivittämään 15 minuutin mittausjaksoon.

Verkkoyhtiön tulee voida lukea etänä kaikki tiedot, joita mittari kykenee mittaamaan. Verkkoyhtiöllä ei ole kuitenkaan velvoiteta tallentaa kaikkia tietoja ja se voi itse sopeuttaa mittausjaksot omien tarpeidensa mukaisesti.

Kuormanohjaus

Mittarin tulee voida kytkeä ja irtikytkeä sähkölaitteisto etänä mittausjärjestelmän välityksellä. Näin voidaan muun muassa estää sähkönkulutus sopimuksettomissa käyttöpaikoissa. Toiminnallisuus tarkoittaa etäkatkaisu-/kytkentälaitetta eikä kuormanohjaustoiminnallisuutta.

Reaaliaikainen paikallinen tiedonsiirto

Mittarissa tulee olla avoimeen standardiin perustuva asiakasrajapinta. Rajapinnasta tulee saada vaihekohtaista tietoa sähkön kulutuksesta, tuotannosta ja laadusta lähes reaaliajassa¹. Rajapinnan tulee olla yksisuuntainen, jotta voidaan varmistaa tietosuoja esimerkiksi kohteissa, joissa usean eri käyttäjän mittarit sijaitsevat samassa tilassa. Verkkoyhtiö aktivoi rajapinnan kuluttajan tai kuluttajan valtuuttaman kolmannen osapuolen pyynnöstä kolmen päivän kuluessa pyynnön esittämisestä. Asiakkaan vaihtuessa käyttöpaikalla rajapinta tulee sulkea.

Rajapinnan kautta saatavan tiedon tulee päivittyä vähintään 10 sekunnin välein. Ehdotuksessa todetaan, että rajapinnan toimintaa ei määritellä tarkemmin, sillä liian tarkka tekninen määrittely voi johtaa korkeisiin kustannuksiin, mikäli tietyt ratkaisut rajautuvat pois². Ei:n ehdotukseen lausunnon antaneet esittivät, että erilaiset tekniset toteutusratkaisut tulee sallia. Lausunnon antajat ilmaisivat myös tarpeen selventää EU:n Puhtaan energian paketissa esiintyvää ”lähes reaaliaikaisuuden” määritelmää. Tietojen visualisointiin ei Ei:n ehdotuksessa otettu kantaa.

Mittalaitteen näyttö

Mittalaitteessa on oltava näyttö EU:n mittauslaitedirektiivin mukaisesti. Lisänäyttö ei ole sisällytetty Ei:n esittämään toiminnallisuusvaatimukseen.

¹ Virta, teho, päto- ja loisteho

² Raportissa mainitut tahot ehdottivat useita vaihtoehtoja rajapinnan määrittelystä, esimerkiksi RJ11, RJ12 ja RJ45

3.2.2 Norja

Norjassa älymittarin toiminnallisuusvaatimuksiin sisältyy kuormanohjaus. Mittarissa tulee olla avoimeen standardiin perustuva rajapinta kommunikointiin ulkoisten laitteiden kanssa. Tiedot tulee päivittyä rajapinnan kautta 10 sekunnin välein.

Norjassa älykäs sähkömittari tulee olla asennettuna kaikkiin käyttöpaikkoihin vuoden 2019 loppuun mennessä.¹ Älymittareita asennetaan yhteensä noin 2,9 miljoonaa. Norjan Vesi- ja energiaviraston raportin mukaan 70 % mittareista olisi asennettuna vuoden 2017 loppuun mennessä.²

Vaikka Norja ei kuulu Euroopan Unioniin, noudattaa sen lainsäädäntö monilta osin EU:n direktiivejä. Oleellinen mittareita koskeva Norjan lainsäädäntö on vuodelta 1999³ (FOR-1999-03-11-301). Lainsäädäntöä on päivitetty muun muassa vuosina 2015 ja 2017 Elhubin ja taseselvityksen myötä. Taulukossa 9 on esitelty älymittareita koskevan lainsäädännön keskeisimmät vaatimukset.

Taulukko 9. Norjan lainsäädännön mittauslaitteilta edellyttämät toiminnallisuudet (FOR-1999-03-11-301)

Sisältö	Toiminnallisuus
Mittarin tulee tallentaa kulutuslukemia enintään 60 minuutin tasejaksolla ja kyetä vaihtamaan 15 minuutin tasejaksoon.	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Mittarissa tulee olla avoimeen standardiin perustuva rajapinta ulkoisten laitteiden kanssa kommunikointia varten. Tiedot tulee pystyä päivittämään 10 sekunnin välein.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Mittarijärjestelmän tulee kyetä toimimaan ja kommunikoidaan yhdessä muiden mittarien kanssa.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Mittausjärjestelmän tulee kyetä lähettämään ja vastaanottamaan tietoa hinnoista ja tariffeista kuluttajan mahdolliseen lisänäyttöön sekä välittämään ohjaus- ja nollavikasinnaaleita.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Verkkoyhtiön tulee järjestää näyttö niille asiakkaille, jotka sellaisen haluavat. Verkkoyhtiö ei ole velvollinen kustantamaan tätä näyttöä.	Näyttö ja käyttöliittymä
Mittausjärjestelmän tulee kyetä katkaisemaan ja rajoittamaan tehoa jokaisessa mittauspisteessä, paitsi virtamuuntajilla varustetuissa mittauspisteissä	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto
Mittaustiedot tulee saattaa loppukäyttäjälle ilmaiseksi internetin välityksellä seuraavaan päivään klo 9:00 mennessä.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat

Kuormanohjaus

Norjassa on määrätty, että jokaisessa mittarissa tulee olla etäkatkaisulaite ja kyvykyys tehonrajoitukseen. Mittausjärjestelmän tulee kyetä välittämään kuormanohjausviestejä.

¹ <https://www.nve.no/energy-market-and-regulation/retail-market/smart-metering-ams/>

² The Norwegian Water Resources and Energy Directorate 2016. *Advanced Metering System (AMS) Status and plans for installation per Q2 2016*

³ <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301>

Reaaliaikainen paikallinen tiedonsiirto fyysisestä rajapinnasta

Mittarissa on oltava avoimeen standardiin perustuva rajapinta ulkoisia laitteita varten. Järjestelmän tulee olla suojattu tiedon väärinkäyttöä vastaan ja ehkäistä ei-toivottu pääsy ohjausjärjestelmään. Mittarijärjestelmän tulee kyetä toimimaan ja kommunikoidaan yhdessä muiden energiamittarien kanssa.

Mittaustiheys ja mittaussuureet

Mittarin tulee tallentaa kulutuslukemia enintään 60 minuutin tasejaksolla ja kyetä vaihtamaan 15 minuutin tasejaksoon. Mittarijärjestelmän tulee kyetä välittämään nollavikasignaaleita. Mittarin tulee mitata pätö- ja loistehoa molempiin suuntiin.

Mittalaitteen näyttö

Verkkoyhtiö ei ole velvollinen kustantamaan lisänäyttöä, mutta sellainen tulee tarjota asiakkaalle tämän pyynnöstä.¹ Mittarijärjestelmän tulee kyetä lähettämään ja vastaanottamaan tietoa hinnoista ja tariffeista kuluttajan mahdolliseen lisänäyttöön.

3.2.3 Tanska

Tanskassa mittarin on kyettävä mittaamaan kulutus ja tuotanto 15 minuutin tai tätä lyhyemmissä mittausjaksoissa. Mittalaitteelta on kyettävä siirtämään mitattu tieto kulutuksesta ja tuotannosta ulkoiselle laitteelle paikallisen rajapinnan kautta.

Tanskan keskeisin älykkäitä sähkömittareita koskeva lainsäädäntö on ”Asetus etäluettavista mittareista ja sähkön loppukulutuksen mittaamisesta”². Tämän asetuksen 2. pykälä määrää, että joulukuun 31. päivään 2020 mennessä kaikilla loppukäyttäjillä tulee olla etäluettava sähkömittari. Yhteensä Tanskassa on noin 3,2 miljoonaa käyttöpaikkaa.

Taulukossa 10 on esitetty lainsäädännön olennaisimmat toiminnallisuusvaatimukset.

¹ NordREG (2014) *Recommendations on Common Nordic Metering Methods*.

² Order No. 1358 on remote electricity meters, 2013 <https://www.retsinformation.dk/Forms/R0710.aspx?id=160434>

Taulukko 10. Tanskan olennaisimmat älykkään sähkömittarin toiminnallisuusvaatimukset¹

Sisältö	Toiminnallisuus
Mittarin tulee mitata kulutus ja tuotanto erikseen 15 minuutin tai tätä lyhyemmissä jaksoissa	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Etäluettavan sähkömittarin tulee kyetä siirtämään mitattu tieto kulutuksesta ja tuotannosta verkkoyhtiölle sekä ulkoiselle laitteelle.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Etäluettavan sähkömittarin tulee kyetä näyttämään vähintään sähkön kulutustiedot ja hetkellinen teho.	Näyttö ja käyttöliittymä

Kuormanohjausrele

Tanskassa kuormanohjaustoiminnallisuudesta ei ole velvoittavaa lainsäädäntöä.

Reaaliaikainen paikallinen tiedonsiirto fyysisestä rajapinnasta

Kuluttajan tulee kyetä kytkemään ulkoisia laitteita mittariin avoimien standardien mukaisesti ja saada mittarilta jatkuvasti kuluttajalle oleellista tietoa. Kytkeä tulee olla mahdollista toteuttaa ilman, että mittari vahingoittuu ja siten, että maallikkokin kykenee kytkennän suorittamaan. Verkkoyhtiö voi päättää, että ulkoisen laitteen aktivointi tulee tapahtua verkkoyhtiön toimesta. Fyysisen rajapinnan yli laitteelle tapahtuvan tiedonsiirron tulee olla suojattua.

Tanskassa ei ole määritelty mitään tiettyä fyysistä standardirajapintaa, mutta tiedonsiirto tulee olla suojattu esimerkiksi salauksella.

Mittaustiheys ja mittaussuureet

Etäluettavan sähkömittarin tulee mitata sähkön kulutus ja tuotanto 15 minuutin välein tai lyhyemmässä ajassa ja tallentaa mitattu tieto myöhemmin käytettäväksi. Mittausjakso on kyettävä muuttamaan yhtiöiden laskutuskäytäntöjen mukaisesti verkonhaltijan järjestelmien kautta. Etäluettavan sähkömittarin tulee kyetä näyttämään paikallisesti vähintään sähkön kulutustiedot ja hetkellinen teho.

Mittausjärjestelmän on kyettävä havaitsemaan sähkökatko ja verkonhaltijan pyynnöstä lähettämään katkotiedot.

Mittarin näyttö

Mittarin näytöstä ei ole säädetty erikseen.

¹ Tanskan Energia-, huoltovarmuus- ja ilmastoministeriö: Asetus 1358 etäluettavista sähkömittareista. Annettu 3.12.2013

3.3 Saksa

Saksan älykäs mittausjärjestelmä rakentuu älymittarikeskittimen ympärille ja sähkömittari on vain tarkka sensori. Älymittarikeskittimien massa-asennukset alkavat vuoden 2017 aikana, ensin yli 10 000 kWh kuluttavien kohteiden osalta ja vuonna 2020 yli 6 000 kWh kuluttavien kohteiden osalta. Tiukat tietoturva- ja tietosuojavaatimukset sääntelevät merkittävästi älymittareiden käyttöönottoa.

Talous- ja teknologiaministeriön vuonna 2013 teettämän kustannushyötyanalyysin mukaan älykkäiden sähkömittareiden laajamittainen käyttöönotto vuoteen 2020 mennessä ei ole Saksassa taloudellisesti perusteltua¹. Kustannushyötyanalyysi suositteli, että vuodesta 2020 eteenpäin kaksisuuntaista tiedonvaihtoa hyödyntävä älykäs mittausjärjestelmä otetaan käyttöön kaikissa yli 6 000 kWh vuodessa kuluttavissa käyttöpaikoissa sekä teholtaan yli 7 kW tuotantolaitoksissa². Lisäksi kustannushyötyanalyysi suositteli, että älymittari asennetaan kaikkiin uusiin rakennuksiin sekä laajasti remontoituihin kohteisiin³.

Heinäkuussa 2016 Saksassa tuli voimaan laki⁴, jonka tavoitteina on edistää älymittarien asennuksia sekä selkeyttää älymittarilta ja keskittimeltä vaadittavia ominaisuuksia. Laissa on määritelty käyttöönoton aikataulu, joka noudattaa kustannushyötyanalyysin suosittelemia energiankulutusrajoja. Massa-asennukset alkavat vuoden 2017 aikana yli 10 000 kWh vuodessa kuluttavien kohteiden osalta ja vuonna 2020 käynnistetään yli 6 000 kWh vuodessa kuluttavien kohteiden asennus. Mittarien asennusten ennakoitaan jatkuvan vuoteen 2032⁵ saakka.

Saksassa digitaalisella mittarilla tarkoitetaan etäluettavaa mittaria ("advanced meter"), jossa on yhdensuuntainen tiedonsiirtoyhteys ja joka lähettää mittaustiedot ylätasoon järjestelmiin vaadituin väliajoin. Älykkäällä sähkömittarilla eli älymittarilla ("smart meter") tarkoitetaan digitaalista etäluettavaa mittaria, joka on kytketty älymittarikeskittimeen (Smart Meter Gateway, SMGW) ja joka kykenee kaksisuuntaiseen tiedonsiirtoon. Kyse on ratkaisusta, jossa älymittari toimii sensorina ja älymittarikeskitin tiedonsiirtoyksikkönä.

¹ Ernst & Young (2013) Cost-benefit analysis for the comprehensive use of smart metering

² Vapaaehtoisesti voidaan asentaa älymittari myös alle näiden rajojen kuluttaviin/tuottaviin kohteisiin

³ Tarkempaa määrittelyä laajalle remontille ei ole annettu

⁴ Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, 2016

⁵ <https://www.twobirds.com/en/news/articles/2016/germany/july/germany-launches-smart-metering-roll-out>

Saksassa oli vuoden 2015 lopussa vasta noin miljoona etäluettavaa mittaria. Perinteisiä mittalaitteita oli 44 miljoonaa¹. Miljoona etäluettavaa mittaria eivät täytä Saksan lainsäädännön vaatimuksia älykkäälle sähkömittarille. Vaatimukset täyttäviä älymittareita oli vuoden 2015 lopussa asennettu vain 90 000.

Saksan Liittovaltion informaatioteknologian turvallisuusvirasto (Federal Office for Security in Information Technology, BSI) on laatinut sitovia määräyksiä älykkäiden mittausjärjestelmien toiminnallisuuksille koskien erityisesti tietoturvaa ja -suoja². Lisäksi OMS® (Open Metering System), joka on saksalainen foorumi sähkö-, vesi- ja kaasuyhtiöille ja -yhdistyksille sekä mittarivalmistajille³, on laatinut avoimen standardin älymittarien tiedonsiirrolle ja toiminnallisuuksille.

Älyverkkokeskitin

Merkittävä osa sekä BSI:n että OMS:n laatimista toiminnallisuusvaatimuksista käsittelee älymittarikeskitin toimintoja. Älymittarikeskitin toimii eri osapuolien välisen kommunikaation porttina ja samalla mahdollistaa tietoturvallisen tiedonsiirron ja kulutustietojen salaamisen tahoilta, joilla ei ole niihin pääsyoikeutta. Kaikki keskittimeen kytkettävät laitteet tulee rekisteröidä keskitin järjestelmänvalvojan (admin) kautta. Keskittimeen voi kytkeytyä erilaisilla rajapinnoilla muun muassa seuraavat laitteet ja palvelut:

- energiamittarit
- älykkäät kotilaitteet
- verkonhaltijan ja sähkönmyyjien markkinaprosessit
- kolmansien osapuolien palvelut.

Älymittarikeskitin tärkein rooli on vastaanottaa ja käsitellä mittaustiedot paikallisilta mittareilta ja lähettää ne eteenpäin markkinaosapuolille. Keskitin toimii välittäjänä sekä hallitsee ja suojaa tiedonvaihtoa eri rajapintojen välillä. Yleisimmät tiedonsiirtoratkaisut keskitimeltä eteenpäin ovat PLC-teknologia sekä mobiiliverkkoihin pohjautuvat ratkaisut. Älymittarikeskitin eri rajapinnat on esitelty kuvassa 5 ja rajapintojen eri toiminnot taulukossa 11.

¹ Monitoring report 2016. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt

² Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (2013). Technische Richtlinie BSI TR-03109-1

³ Open Metering System (2014) Specification Vol.2 – Primary Communication, Issue 4.0.1

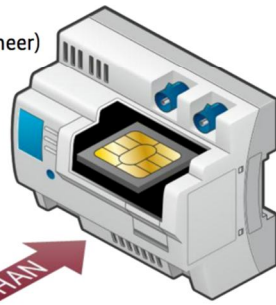
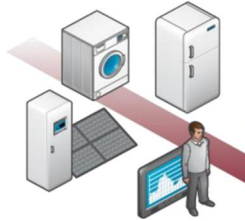
Taulukko 11. Älymittarikeskittimen eri verkkojen toiminnalliset roolit

Verkko	Rooli
HAN-verkko (Home Area Network)	Kodin älykkäiden laitteiden ja mahdollisen lisänäytön kytkeminen. Tulee tukea langatonta M-Bus-standardia.
LMN-verkko (Local Metrological Network)	Sähkö- ja lisämittarien yhdistäminen keskittimeen. Lisämittareilla tarkoitetaan tässä yhteydessä muiden energiamuotojen mittauksia.
WAN-verkko (Wide Area Network)	Mittarin yhdistäminen verkonhaltijan järjestelmiin ja sähkömarkkinaprosesseihin.

Smart Meter Gateway roles and functions

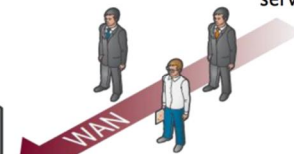
Home Area Network (HAN)

Authorized clients (consumers, service engineer)
Controllable Local Systems (CLS)



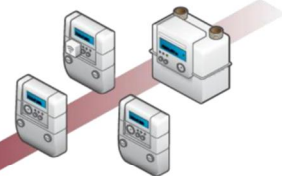
Wide Area Network (WAN)

Authorized clients (energy and service providers, SMGW Admin)



Local Metrological Network (LMN)

Registered meters



Secure communication platform for the Smart Grid

- Transparency of consumption data and privacy compliant transfer of measured data
- Control of consumption and power generation units (load / feed-in management)



Bernd Kowalski | Secure Smart Metering Systems: The German Approach | May 11, 2017 | Page 10

Kuva 5. Älymittarikeskittimen rajapinnat¹

Kuormanohjausrele

Mahdollinen kuormanohjaus tapahtuu keskittimen kautta, joka ohjaa laitteiden kytkimiä ja välittää kuormanohjauskomentoja ohjattaville laitteille, kuten releille ja älykkäille kodinkoneille, HAN-verkon välityksellä. OMS:n suosituksen mukaan rele on älymittareiden valinnainen ominaisuus².

Reaaliaikainen tiedonsiirron rajapinta

¹ Bernd Kowalski | Secure Smart Metering Systems: The German Approach | May 11, 2017

² Open Metering System Specification (2014) Volume 1 Issue 2.0.1

Älymittarikeskitin tarjoaa valtuutetuille loppukäyttäjille mahdollisuuden hakea keskittimeen tallennettuja tietoja loppukäyttäjäraja-rajapinnasta (HAN-verkon rajapinta). Keskittimen järjestelmänvalvojan tulee rekisteröidä keskittimeen kytketyt laitteet ja tahot, jotka ovat valtuutettuja hakemaan tietoja.

Mittaustiheys ja mitattavat suureet

OMS suosittelee, että kulutuslukemat päivitetään kuluttajille 15 minuutin välein ja sähkön myyjille tunnin välein.

Mittalaitteen näyttö

Lisänäytöstä ei ole määrätty erikseen.

Sähkömittareiden toiminnallisuuksia

Taulukossa 12 on esitetty OMS:n standardoimia toiminnallisuussuosituksia sekä BSI:n tietoturvamääritelmät.

Taulukko 12. OMS:n standardin toiminnallisuussuosituksia sekä BSI:n tietoturvamääritelmät¹

Sisältö	Toiminnallisuus
OMS suosittelee, että kulutuslukemat päivitetään kuluttajille 15 minuutin välein ja sähkön myyjille tunnin välein. Toteutustapaa ei standardissa ole määritelty.	Tiedonsiirto ja liityntäraja-rajapinnat
OMS:n suosituksessa kuormanohjausrele on valinnainen ominaisuus.	Kuormanohjaus
SMGW vastaanottaa tai hakee mittaustiedot mittareilta säännöllisin väliajoin. Arvot vastaanotetaan salattuina ja koskemattomuus varmistettuina, minkä jälkeen salaus puretaan ja varustetaan aikaleimalla. Tämän jälkeen arvot tallennetaan kulutustietorekisteriin.	Tiedonsiirto ja liityntäraja-rajapinnat
Langaton tiedonsiirto tulee olla salattua ja tiedonsiirto tietoturvallista. Kaikessa tiedonsiirrossa kuluttajan henkilöllisyys tulee suojata eikä kuluttajaa tule voida tunnistaa kulutustietojen kautta, paitsi oleellisia toimintoja, kuten laskutusta varten. Kolmannelle osapuolelle tiedot lähetetään SMGW adminin kautta, jotta myös SMGW pysyy tunnistamattomana.	Tietoturva ja tietosuoja

3.4 Alankomaat

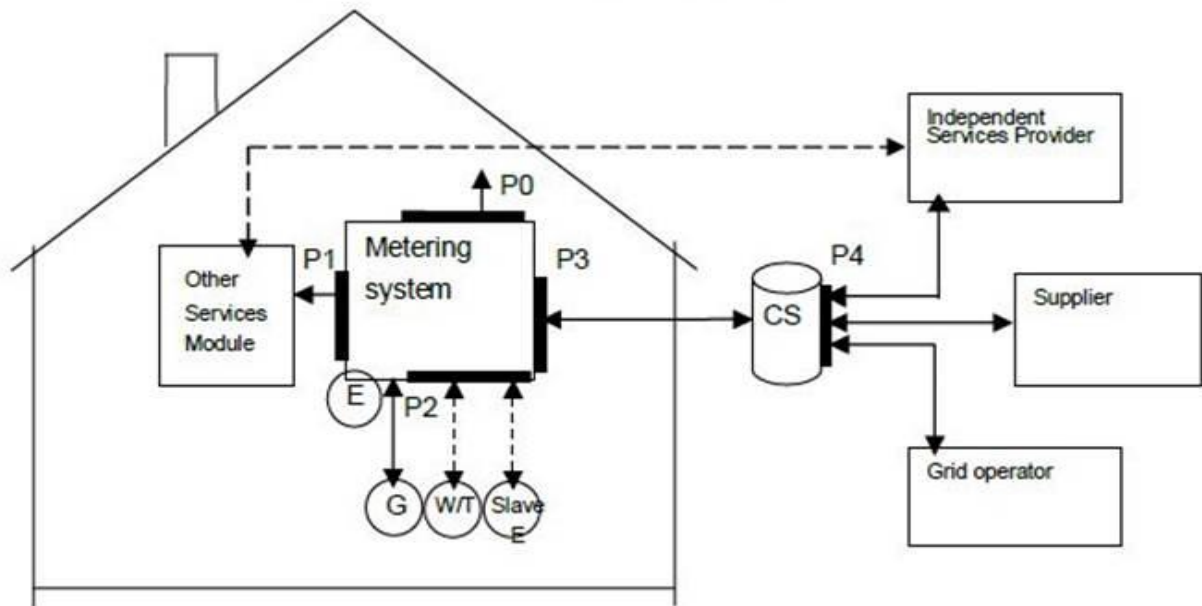
Alankomaissa älymittausjärjestelmään on määritelty tiedonsiirtorajapinnat eri käyttötarkoituksia varten. Paikallinen tiedonsiirtorajapinta on yksisuuntainen. Siihen voidaan kytkeä enintään viisi (5) ulkoista laitetta ja mittarin tulee lähettää tietoa ulkoiselle laitteelle 10

¹ OMS (2014) Open Metering System Specification Vol 2. & Federal Office for Security in Information Technology (2013) Technical Guidelines TR-03109-1

sekunnin välein. Alankomaissa tietoturva- ja tietosuojavaatimukset ovat tiukat. Kuluttajalla on oikeus kieltäytyä älymittauksesta. Mittarissa ei saa olla tehonkatkaisulaitetta.

Alankomaiden sähkö- ja kaasulaki määrää, että verkonhaltijoiden tulee tarjota kaikille pienasiakkaille (kotitaloudet ja pienet yritykset) älykäs sähkömittari¹. Tavoitteena on saavuttaa sähkömarkkinadirektiivin mukainen 80 % asennustaso vuoteen 2020 mennessä. Asiakas voi kieltäytyä mittarista tai määrätä jo asennetun älymittarin lopettamaan kulutustietojen etäluennan.

Kuvassa 6 on esitetty mittausjärjestelmän rajapinnat. Mittausjärjestelmällä (Metering System) tarkoitetaan käyttöpaikan paikallista järjestelmää, jolla hallinnoidaan sähkön mittauksia (kuvassa E ja Slave E) sekä lisälaitteita, jotka joko tuottavat (vesi- ja kaasumittarit, W/T ja G) tai käyttävät (esimerkiksi lisänäyttö tai kysyntäjoustoratkaisut) mittaustietoa kohteessa. Paikallinen mittausjärjestelmä siirtää tiedot tiedonsiirtokeskittimelle (Central System, CS), joka välittää ne eteenpäin verkonhaltijalle, sähkönmyyjälle tai kolmannelle osapuolelle.²



Kuva 6. Alankomaiden mittarointijärjestelmän kommunikaatioväylät.³

Taulukossa 13 on kuvattu tiedonsiirtorajapintojen toiminnot tarkemmin.

¹ Dutch Electricity Act and the Gas Act (2015)

² Netbeheer Nederland - WG DSMR (2014) Dutch Smart Meter Requirements v.4.2.2

³ Kuvakaappaus kohteesta Dutch Smart Meter Requirements v.4.2.2 (Netbeheer Nederland, 2014)

Taulukko 13. Alankomaiden älymittausjärjestelmän tiedonsiirtorajapinnat

Rajapinta	Rooli
Portti P0	Tarjoaa rajapinnan huoltotoiminnoille ja asennuksen yhteydessä tarvittaville laitteille.
Portti P1	Tarjoaa rajapinnan ulkoisille palveluntarjoajille ja heidän laitteilleen, mutta vain yksisuuntaisesti. Mittarille ei voi lähettää tietoa tai antaa komentoja tästä rajapinnasta. Portin kautta voi olla kytkettynä enintään viisi (5) ulkoista laitetta. Porttiin kytketylle laitteelle tulee lähettää tietoa 10 sekunnin välein.
Portti P2	Rajapinta mittarointijärjestelmän ja mahdollisten orjamittarien välille (kaasu, vesi, lisäsähkömittarit). Kommunikaatio tulee tehdä langallisena tai radioyhteydellä (langaton M-bus).
Portti P3	Tarkoitettu ainoastaan mittausjärjestelmänjärjestelmän ja keskusjärjestelmän (CS) väliseen kommunikointiin. Vain verkkohaltijalla on pääsy tähän rajapintaan.
Portti P4	Tarkoitettu tiedonsiirtokeskittimen ja verkkohaltijan väliseen tiedonsiirtoon.

Porteille P1, P2 ja P3 on olemassa erilliset toiminnallisuusmäärittelyt päädokumentin lisäksi.

Reaaliaikainen tiedonsiirron rajapinta

Tiedonsiirto on standardoitu Alankomaissa kehitetyn standardin mukaisesti¹. Palveluntarjoajien laitteille tarkoitettu portti P1 on määrätty yksisuuntaiseksi. Tämä parantaa tietoturvaa, sillä näin ulkoiset laitteet eivät voi ohjata mittaria. Portista P1 tulee lähettää tietoa porttiin kytketylle laitteelle kymmenen sekunnin välein. Portissa käytetään RJ12-tiedonsiirtoliitintä. Portista tulee saada ainakin hetkelliset energian ja tehon kulutustiedot. Rajapinnat eivät saa hyväksyä luvattomia tai virheellisiä yhteyksiä ja niiden tulee kyetä tiputtamaan tällaiset yhteydet ilman haitallisia vaikutuksia rajapinnan tai laitteen toimintaan.

Kuormanohjausrele

Poikkeuksena moniin muihin maihin, Alankomaissa mittarissa ei saa olla katkaisijaa eli katkolaitetta tai kuormanohjausrelettä.

Mittalaitteen näyttö

Mittalaitteen näytöstä ei ole säädetty erikseen.

Mittaustiheys ja mittaussuureet

Mittarin tulee kirjata energian kulutus ja tuotanto 15 minuutin mittausjaksoissa.

¹ https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Slimme_meter_15_32ffe3cc38.pdf

Taulukossa 14 on esitetty älymittareille asetetut olennaisimmat toiminnallisuusvaatimukset.

Taulukko 14. Alankomaiden toiminnallisuusmäärittely¹

Sisältö	Toiminnallisuus
Mittarissa ei saa olla katkaisijaa (katkolaite).	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto
Mittarin tulee kirjata energian kulutus ja tuotanto 15 minuutin jaksoissa. Lukemat tulee kerätä tunneittain.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Portin P1 tulee lähettää tietoa porttiin kytketyille laitteelle 10 sekunnin välein.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Sähkömittarin tulee tarjota jaksottaiset mittarilukemat P3-portin kautta heti kun pyyntö on vastaanotettu.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Mittarin näytössä tulee olla toiminnallisuus lukemien, standardoitujen viestien ja muiden vaadittujen tietojen näyttämiseen kätevällä tavalla.	Näyttö ja käyttöliittymä
Näytön tulee indikoida jokainen kytketty vaihe.	Näyttö ja käyttöliittymä

Alankomaissa on kiinnitetty Saksan ja Iso-Britannian tavoin erityistä huomioita älykkäiden mittausjärjestelmien tietoturvaan ja sitä koskevia vaatimuksia on paljon. Tietoturva tulee suunnitella niin, että se ottaa huomioon myös tulevaisuuden vaatimukset ("Future Proof"). Tällä veloitetaan mittarien valmistajat ja operoijat huomioimaan myös tulevaisuuden epävarmat tarpeet ja kehitys. Taulukossa 15 on esitetty keskeisimpiä tietoturva- ja tietosuojavaatimuksia.

Taulukko 15. Alankomaiden tietoturva ja –suojausvaatimukset älymittareille²

Sisältö
Tietoturva tulee suunnitella tulevaisuusyhteensopivaksi.
Laitteen tulee tarjota toiminnallisuus autentikoimiselle eli käyttäjän tai palvelun identiteetin varmistamiseksi kommunikaatioporteista P0 ja P3.
Laitteen tulee kyetä hallitsemaan pääsyoikeuksia jokaiselle loogiselle komponentille.
Rajapinnat eivät saa hyväksyä luvattomia tai virheellisiä yhteyksiä ja niiden tulee kyetä tiputtamaan tällaiset yhteydet ilman haitallisia vaikutuksia rajapinnan tai laitteen toimintaan.
Kaikki tietoturva-avaimet (paitsi master-avain), joita verkkonhaltija voi käyttää, tulee voida vaihtaa joko paikallisesta huoltoportista P0 tai etänä portin P3 kautta.
Jokainen yritys päästä portteihin ja komponentteihin väärällä tietoturva-avaimella tulee johtaa portin tai laitteen lukitsemiseen 10 sekunniksi ja lokitietomerkintään.
Laitteessa tulee olla toiminnallisuus laitteen koskemattomuuden suojaamiseksi.

¹ Netbeheer Nederland - WG DSMR (2014) Dutch Smart Meter Requirements v.4.2.2

² Netbeheer Nederland - WG DSMR (2014) Dutch Smart Meter Requirements v.4.2.2

Sisältö

Laitteen tulee tarjota toiminnallisuus tietosuojan koskemattomuuden raportoimiseen ja rekisteröimiseen, mukaan lukien laiteohjelmiston (firmware) koskemattomuuden menettäminen.

Sähkömittarin tulee merkitä tapahtuma ylös, mikäli laitteen konfiguraatiota muutetaan mittarin asentamisen jälkeen.

Kaikki kommunikaatio liittyen sensitiiviseen tietoon tulee olla suojattu siten, että koskemattomuus, autenttisuus, luottamuksellisuus ja yksilöllisyys on varmistettu. Jokaisella älymittarilla on oltava oma mittarin master tietoturva-avain ja tietoturva-avaimet on tallennettu turvallisella tavalla, jotta ne pysyvät suojattuina. Kaikki suojausavaimet tulee päivittää master avaimen avulla. Tietoturvaa toteuttavat ohjelmistot tulee olla suojattu luvattomalta pääsylvä ja muutoksilta ja ohjelmistojen tulee olla päivitettäviä. Päivitys tulee tehdä suojatulla tavalla.

3.5 Iso-Britannia

Isossa-Britanniassa sähkönmyyjät ovat vastuussa energian mittauksista ja näin ollen älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönotosta. Älymittari kytketään tiedonsiirtokeskittimeen, joka välittää mittarin keräämät tiedot eteenpäin. Kotinäytön tarjoaminen asiakkaille on pakollista. Tietojen tulee päivittyä kotinäyttöön 10 sekunnin välein.

Iso-Britannia päätti kustannushyötyanalyysin perusteella älymittareiden laajamittaisesta käyttöönotosta. Älymittareiden käyttöönotosta vastaavat sähkönmyyjät, joiden vastuulla ovat sähköenergian mittaukset. Lisenssiehtojen mukaan sähkönmyyjien tulee varmistaa kaikin tarkoituksenmukaisin keinoin, että kaikille pienasiakkaille (kotitaloudet ja pienyritykset) asennetaan älymittari vuoden 2020 loppuun mennessä. Suuremmille yritysasiakkaille älymittarit asennettiin jo huhtikuuhun 2014 mennessä.

Isossa-Britanniassa älymittaria tarjotaan kaikille pienasiakkaille, mutta asiakas voi kuitenkin halutessaan kieltäytyä älymittarista¹.

Maaliskuun 2017 loppuun mennessä Iso-Britanniassa oli asennettu yhteensä noin 3,5 miljoonaa älykästä sähkömittaria, kun sähkönkäyttöpaikkoja on yhteensä noin 26 miljoonaa². Käyttöönottoa on viivästyttänyt muun muassa samaan aikaan käyttöönotettavan keskitetyn tiedonvaihtoratkaisun viivästyminen sekä älymittareiden vaatimusmäärittelyn keskeneräisyys. Myös myyjävetoista käyttöönottomallia on arvosteltu tehottomaksi³.

Älymittareiden nykyinen tekninen vaatimusmäärittely on SMETS 1 (Smart Metering Equipment Technical Specification). Vaatimusmäärittely laadittiin vuonna 2012 ja sitä päivitettiin vuonna 2014

¹ https://www.engerati.com/article/uk%E2%80%99s-smart-meter-rollout-track-maximise-benefits?utm_campaign=Newsletter-29-06-17&utm_source=emailCampaign&utm_content=&utm_medium=email

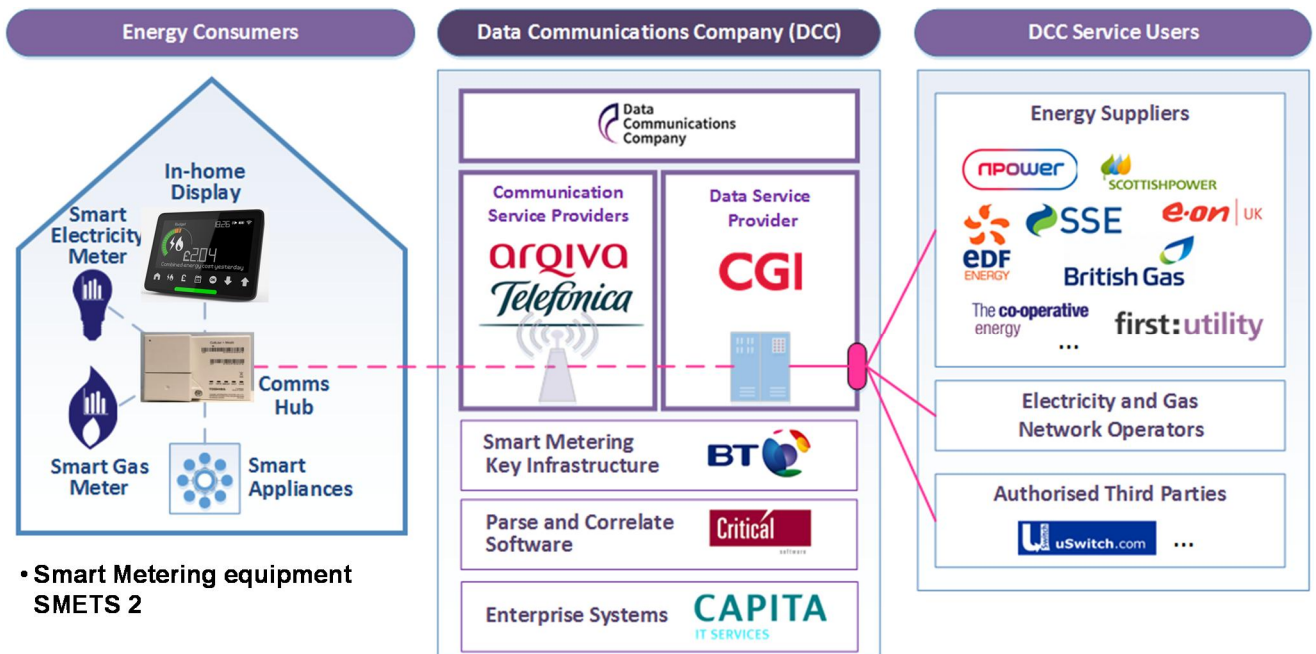
² Smart Meters Quarterly report to end March 2017 Great Britain, Department for Business, Energy & Industrial Strategy

³ Esim. Helm 2017

(SMETS 2). Iso-Britannia on ottamassa käyttöön mittaustiedon välittämisessä niin kutsutun kommunikaatiohub-ratkaisun, jonka käyttöönoton yhteydessä on tarkoitus siirtyä älymittareissa keskitettyyn tiedonvaihtoon perustuvaan SMETS 2 -vaatimusmäärittelyyn¹. Tässä selvityksessä käydään tarkemmin läpi SMETS 2 -vaatimusmäärittelyssä mittauslaitteille asetettuja vaatimuksia. Vaatimusmäärittelystä ei ole olemassa vielä lopullista hyväksyttyä versiota vaan kyseessä on vuoden 2014 lopussa laadittu luonnos.

Kommunikaatiohub

Kuvassa 7 on esitetty DCC:n (Data Communication Company) kommunikaatiohub-ratkaisu ja sen kytkeytyminen älykkääseen mittausjärjestelmään. Smart DCC -infrastruktuuri koostuu asiakaspään tiedonsiirtokeskittimestä (”Comms hub”) ja siihen liitettävistä laitteista, keskitetystä tiedonsiirtoratkaisusta ja rajapintaratkaisusta markkinaosapuolille, kuten sähkönmyyjille, verkonhaltijoilla ja asiakkaan valtuuttamille palveluntarjoajille. Älykkäät sähkö- ja kaasumittarit liitetään käyttöpaikoilla tiedonsiirtokeskittimeen. Samaan keskittimeen kytketään myös erillinen kotinäyttö (IHD, in-home display) sekä mahdolliset muut älykkäät laitteet. Tiedonsiirtokeskittimen omistaa DCC, joka vuokraa sen sähkönmyyjille. Sähkönmyyjät vastaavat käyttöpaikoilla mittauslaitteiden asentamisen lisäksi myös tiedonsiirtokeskittimen ja kotinäytön asennuksista.



Kuva 7. Smart DCC -infrastruktuuri²

¹ Department of Energy & Climate Change: Smart Metering Equipment Technical Specifications Version 1.58. Draft document V1.58 28 November 2014

² <https://www.smartdcc.co.uk/>

Telefonica ja Arqiva ovat tiedonsiirtopalvelujen toimittajia, joiden tehtävänä on suunnitella tiedonsiirtokeskittimet ja toimittaa niitä sähkönmyyjille sekä rakentaa tiedonsiirtoyhteyden tiedonsiirtokeskittimeltä DCC:n kommunikaatiohubiin. Maan eteläosissa toimiva Telefonica hyödyntää tiedonsiirrossa ensisijaisesti jo käytössä olevia mobiilidatayhteyksiä. Maan pohjoisosassa toimiva Arqiva rakentaa kokonaan uuden radioteknologiaan perustuvan tiedonsiirtoverkon perustuen pitkän kantaman radioteknologiaan (LRR). Arvion mukaan puolet kotitalouksista tulee hyödyntämään tiedonsiirrossa 868 MHz taajuutta ja puolet 2,4 GHz taajuutta¹.

Kuormanohjausrele

Kuormanohjausrele on älymittarin pakollinen ominaisuus. Mittauslaitteessa releitä voi olla enintään viisi. Releiden tulee tukea HAN-kytkentää ja mittarin tulee kyetä antamaan ohjauskomentoja näiden releiden avaamiseksi ja sulkemiseksi.

Reaaliaikainen paikallinen tiedonsiirto fyysisestä rajapinnasta

Mittarin on tuettava HAN-käyttöliittymää. Vain rekisteröidyt laitteet voivat yhdistyä tähän käyttöliittymään. Mittarin on kyettävä muodostamaan yhteys HAN-verkon välityksellä yhteen kommunikaatiohubin toiminnallisuuteen.

Tiedonsiirtokeskittimen vaatimien tiedonsiirtoyhteyksien toimimattomuus on ollut ongelma kohteissa, joissa mittauslaite ja tiedonsiirtokeskitin sijaitsevat fyysisesti erillään toisistaan. Ongelmia on esiintynyt erityisesti kotinäyttöjen yhteydessä, joille on määrätty ZigBee yhteensopivuus 2,4 GHz taajuudella. HAN-ratkaisun toteutuksen kannalta ongelmallisten rakennusten osuudeksi arvioidaan 3,5 %. Sähkönmyyjät ovat perustaneet yhteisen hankkeen selvittämään ratkaisuja kuuluvuusongelmaan².

Mittaustiheys ja mittaussuureet

Mittarin tulee kirjata pätö- ja loisen energian tuotanto ja kulutus 30 minuutin jaksoissa. Mittarin on myös kyettävä laskemaan ja kirjaamaan tuotannon ja kulutuksen 30 minuutin keskiarvot. Mittarin tulee hälyttää yli kolmen minuutin katkoista jokaiselta vaiheelta ja kirjata lokiin hetket, jolloin sähkön toimitus on keskeytynyt ja uudelleen jatkunut.

Taulukossa 16 on esitetty tarkemmin mittauslaitteiden keskeisimpiä toiminnallisuusvaatimuksia.

¹ Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2016). Smart Meter Roll-Out Cost-Benefit Analysis part 1

² <http://www.gemserv.com/industry-news/news/gb-starts-vendor-engagement-smart-metering-solutions-difficult-buildings/>

Taulukko 16. Iso-Britannian toiminnallisuusvaatimukset älymittareille¹

Sisältö	Toiminnallisuus
Iso-Britanniassa on käytössä 30 minuutin taseselvitysjakso älymittaroiduille suurille ja keskisuurille yritysasiakkaille. Myös osalla pienasiakkaista, joilla on älymittari, taseselvitysjakso on 30 minuuttia. ²	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Mittarin on oltava ZigBee SEP v1.2 -yhteensopiva. Mittarin on tuettava HAN-käyttöliittymää. Mittarissa on oltava tietovarasto. Mittarissa on oltava tiedonsiirto- ja liityntärajapinnat, jos mittari asennetaan kommunikaatiohubin yhteyteen	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat
Mittarin tulee kyetä hyödyntämään käyttöaikaan perustuvaa hinnoittelua sekä blokkihinnoittelua. Ohjaussignaalien tulee kyetä hyödyntämään satunnaisesti laskettua arvoa vaihtamisen ajoittamisessa.	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto
Mittarissa on oltava kuormanohjausrele. Mittarin tulee kyetä kytkemään ulkoisen kuorman rele päälle/pois ulkoisen kuorman kalenterin mukaisesti. Mittarin tulee kyetä tukemaan enintään viittä (5) ulkoisen kuormanohjauksen relettä ja HAN-kytkettyä kuormanohjausrelettä. Mittarissa on oltava mahdollisuus antaa komento kuormanohjausreleiden avaamiseksi/sulkemiseksi. Tällä komennolla on oltava aikajakso.	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto
Mittari tulee suunnitella kaikkien kohtuullisten keinojen mukaisesti niin, että estetään mittarin luvaton käyttö ja tietojen vaarantuminen. Mittarin tulee havaita jokainen yritys tällaiseen luvattomaan käyttöön, kirjata tapahtuma ja tarvittaessa lukita laite ja katkaista sähkötköt. Mittariin voivat muodostaa yhteyden ainoastaan ne laitteet, joiden pääsyoikeuteen liittyvät valtuudet ovat laitteen lokissa.	Tietoturva ja tietosuojat

Kotinäyttö

Asiakkaille tarjottavan kotinäytön tulee näyttää käytössä oleva hintatariffi (£/kWh) sekä kuluvan päivän, viikon ja kuukauden kumulatiiviset kulutukset ja kustannukset 10 sekunnin päivitysvälein. Lisäksi kotinäytön tulee näyttää numeerisessa muodossa lähes reaaliaikainen käytössä oleva kokonaisteho sekä indikoitava, onko tehon taso korkea, keskinkertainen tai matala. Kotinäytön tulee olla ZigBee-yhteensopiva 2,4 GHz taajuudella. Kotinäytön vaatimuksia on kuvattu tarkemmin taulukossa 17. Kotinäyttö on tarjottava asiakkaalle veloitusetta, mutta asiakas voi kieltäytyä kotinäytöstä.

¹ Department of Energy & Climate Change (2014) Smart Metering Equipment Technical Specifications. Version 1.58

² Käynnissä on parhaillaan selvitys pakolliseen 30 minuutin taseselvitysjaksoon siirtymisestä kaikkien pienasiakkaiden osalta.

Taulukko 17. Iso-Britannian kotinäytön toiminnallisuusvaatimukset¹

Sisältö
Kotinäytön tulee sisältää tietovarasto, HAN-käyttöliittymä ja kuluttajan käyttöliittymä.
Kotinäytön HAN-käyttöliittymän tulee olla ZigBee SEP v1.2-yhteensopiva.
Näytön tulee kyetä ilmoittamaan 10 sekunnin taaajuudella HAN-liittymän yhteyden vahvuus sekä UTC-kellonaika.
Kotinäyttö tulee suunnitella siten, että informaatio on selkeästi luettavissa myös sellaisten kuluttajien toimesta, joilla on heikentynyt näkö, muisti ja oppimiskyky, havaintokyky ja/tai hienomotoriikka.
Kotinäytön tulee kyetä vastaanottamaan hinnoittelu- ja kulutustietoa mittarilta sekä havaitsemaan ja visualisoimaan, mikäli nämä tiedot eivät ole ajan tasalla, esimerkiksi yhteyden menettämisen vuoksi.
Näytön tulee kyetä ilmoittamaan seuraavat tiedot 10 sekunnin välein numeerisessa muodossa: Käytössä oleva hintatariffi (€/£) /kWh, päivän, viikon ja kuukauden kumulatiiviset kulutukset ja kustannukset sekä kuluttajan tunnustenumero.
Näytön tulee kyetä ilmoittamaan historialliset tiedot kulutuksesta ja kustannuksista edelliseltä seitsemältä päivältä, viideltä kuukaudelta ja yhdeltä vuodelta.
Kotinäytön tulee kyetä näyttämään lähes reaaliaikainen käytössä oleva kokonaisteho sekä kustannus tämän tehon ylläpidosta seuraavalta tunnilta. Lisäksi on indikoitava, onko tämä tehon taso korkea, keskinkertainen tai matala.
Näytön tietoturvan tulee olla suunniteltu kaikkien järkevien toimenpiteiden mukaisesti, jotta henkilötiedot tai pääsyoikeuksiin liittyvät valtuudet eivät vaarannu.

3.6 Italia

Italiassa on käynnistynyt seuraavan sukupolven älymittarien asennukset. Mittarit käyttävät tiedonsiirrossa PLC-teknologiaa ja RF-radioteknologiaa. Mittarit on varustettava tehonrajoittimella ja hetkellinen teho tulee välittää paikalliseen tiedonsiirtorajapintaan 1 sekunnin mittaustaajuudella.

Italiassa jakeluverkkoyhtiöt ovat vastuussa sähköntoimitusten mittaamisesta. Kulutustiedot kerätään keskitettyyn tietovarastoon (Integrated Information System), josta ne toimitetaan markkinaosapuolten käyttöön.²

Italia oli maailman ensimmäisiä maita sähkömittareiden etäluennan laajamittaisessa käyttöönotossa. Ensimmäisen sukupolven älymittareiden asentaminen aloitettiin 2000-luvun alussa, ja maassa on juuri käynnistetty seuraavan sukupolven AMR-järjestelmänhanke³. Italiassa on noin 35 miljoonaa älymittaria, joista 33 miljoonaa asennettiin vuoteen 2006 mennessä. Seuraavan sukupolven mittareita arvioidaan asennettavan yli 40 miljoonaa vuoteen 2031 mennessä⁴. Italian edistyneisyyttä selittää suurelta osin yksittäisen sähköverkkoyhtiön, Enel Distribuzionen suuri 86 prosentin markkinaosuus.

¹ Department of Energy & Climate Change (2014) Smart Metering Equipment Technical Specifications. Version 1.58 kappaleet 6.3 ja 6.4

² EURELECTRIC (2016). *The power sector goes digital - Next generation data management for energy consumers*

³ <https://www.enel.com/en/media/press/d201606-enel-presents-enel-open-meter-the-new-electronic-meter.html>

⁴ <https://www.export.gov/article?id=Italy-Smart-Grid-Technologies>

Italian sähkö-, kaasu- ja vesiviranomainen on säätänyt seuraavan sukupolven älymittarin toiminnallisuuksista määräyksessään marraskuussa 2016¹.

Mittaustiheys ja mittaussuureet

Enel, joka on Enel Distribuzionen emoyhtiö, on kehittänyt oman sähkömittarin, joka tullaan asentamaan 32 miljoonaan kohteeseen. Mittari kykenee keräämään kulutustietoja viidentoista minuutin välein. Tällä varaudutaan taseselvitysjakson lyhenemiseen. Mittarin on mitattava 1 sekunnin jaksoissa käytössä oleva hetkellinen teho. Käytetty pätöteho tulee mitata ja rekisteröidä 15 minuutin keskitehona. Kulutettu ja siirretty sähkö- ja loisenergia on rekisteröitävä päivä ja kuukausitasolla.

Reaaliaikainen paikallinen tiedonsiirto fyysisestä rajapinnasta

Käytössä tulee olla kansallisesti yhdenmukainen standardoitu tiedonsiirtoprotokolla mittarin ja laitteen välillä. Rajapinnan tulee ilmoittaa laitteelle välittömästi tehonrajoittimen käytöstä. Rajapinnan kautta tulee olla mahdollista valita, mitä tietoja siirretään sekä siirtää hetkellinen tehotieto yhden sekunnin taajuudella.

Kuormanohjaus

Mittarissa tulee olla tehonrajoitin. Tehoa voidaan rajoittaa tai se voidaan katkaista kokonaan.

Mittalaitteen näyttö

Kulutustiedot voidaan visualisoida kuluttajille kotinäytön avulla. Enel Distribuzione on kehittänyt oman lisänäytön, jonka avulla voidaan myös ohjelmoida kuluttajien laitteita. Lisänäyttö ei ole kuitenkaan pakollinen.

Muut toiminnallisuudet

Italiassa viranomaismääräyksessä numero 8 vuodelta 2016 todetaan, että PLC-teknologia on toimiva ratkaisu tiedonsiirtoon. On kuitenkin huomattava, että samassa määräyksessä todetaan, että tietojen toimittaminen asianomaisille tahoille alle 30 tunnin sisällä aiheuttaisi luotettavuusongelmia PLC-teknologian kanssa. Teknologian on todettu soveltuvan huonosti reaaliaikaisempiin toimintoihin. Varavaihtoehtona pidetään kaasumittareissa hyödynnettävää 169 MHz radiotaajuutta, mutta tätä varten tulisi asettaa selkeät säännöt, jotta voidaan hallita useiden eri mittarien (vesi, kaasu, sähkö)

¹ The Italian Regulatory Authority for Electricity, Gas and Water: Resolution 8 March 2016 (87/2016/R/EEL): Functional specifications enabling low-voltage smart meters and the performance of applicable second generation (2G) smart metering system in the electric power industry, pursuant to legislative decree no 102 of 4 July 2014

kommunikointi samalla taajuusalueella. Tätä radiotaajuutta tulisi käyttää ainoastaan tietojen hakemiseen mittarilta.

Taulukossa 18 on esitetty keskeiset toiminnallisuusvaatimukset seuraavan sukupolven älymittareille

Taulukko 18. Italian älymittarien toiminnallisuusvaatimukset¹

Sisältö	Toiminnallisuus
Mittarin on mitattava 1 sekunnin jaksoissa käytössä oleva hetkellinen teho. Käytetty päätoteho tulee mitata ja rekisteröidä 15 minuutin keskitenhona.	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Tehonrajoittimen tapahtumat tulee kirjata rekisteriin ja varustaa aikaleimalla, tehonpudotuksen määrällä ja syyllä, miksi tehoa rajoitettiin.	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Mittarin tulee olla taaksepäin yhteensopiva ensimmäisen sukupolven ulkoisten laitteiden kanssa.	Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti
Tehonrajoittimen katkaisutoiminto voidaan varustaa kynnysjärjestelmällä.	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto
Etäohjauskomentojen on mentävä perille 94 % todennäköisyydellä neljän tunnin kuluttua komennosta ja 97 % todennäköisyydellä 24 tunnin jälkeen komennosta	Kuormanohjaus ja kysyntäjousto
Mittauslaitteen näytössä tulee näkyä aika ja päivämäärä, sopimustiedot (asiakaskoodi, sopimusteho), päivän suurin 15 minuutin keskitoteho (kulutettu ja tuotettu), kyseisen hetken tehonrajoituksen tilanne ja asiakasviestit.	Näyttö ja käyttöliittymä
Käytössä tulee olla kansallisesti yhdistetty tiedonsiirtoprotokolla tietojen siirtämiseen kuluttajan laitteille. Rajapinnan tulee ilmoittaa laitteelle välittömästi tehonrajoittimen käytöstä. Rajapinnan kautta tulee olla mahdollista valita, mitä tietoja siirretään sekä siirtää hetkellinen tehotieto yhden sekunnin jaksoissa.	Tiedonsiirto ja liityntärajapinnat

Älymittareiden viranomaismääräyksiä varten konsultoitiin toimialaa. Konsultaation tuloksena todettiin, että kapeakaistateknologiat (esim. NB-IoT, katso luku 5.2.1) eivät olleet konsultaation aikana teknologisesti vielä riittävän kypsiä ratkaisuja, mutta niiden potentiaali tunnistettiin.

3.7 Viro

Lainsäädäntö on velvoittanut asentamaan tuntiluettavat mittarit 1.1.2017 mennessä. Älymittarin määritelmää mukailten, mittarin on oltava kaksisuuntainen, mittari on kyettävä kytkemään päälle ja pois etänä ja siinä tulee olla avoin portti tietojen saamiseksi.²

Virossa ei ole määrätty muita erityisiä toiminnallisuusvaatimuksia mittauslainedirektiivin taikka etäluettavien mittareiden asentamisv lisäksi. Kuluttajat näkevät kulutuksensa verkkoyhtiön palvelusta sekä Viron datahubin verkkosivuilta. Tiedot ovat saatavissa seuraavana päivänä.

¹ The Italian Regulatory Authority for Electricity, Gas and Water: Resolution 8 March 2016 (87/2016/R/EEL)

² USmartConsumer (2016) European Smart Metering Landscape Report

3.8 Yhteenveto

Taulukossa 19 on yhteenveto tämän selvityksen kannalta keskeisistä vähimmäistoiminnallisuuksista vertailumaissa.

Taulukko 19. Yhteenveto eri maiden toiminnallisuuksista

Maa	Kuormanohjaus -rele	Etäkatkaisu -laite	Standardoitu rajapinta	Tiedon päivitystaajuus	Lisänäyttö
Ruotsi	–	Ü	Ü	10 s	–
Norja	Ü	Ü	Ü	10 s	–
Tanska	–	–	Ü	–	–
Viro	–	–	–	–	–
Saksa	–	–	Ü	15 min	–
Alankomaat	✗	✗	Ü	10 s	–
Iso-Britannia	Ü	–	Ü	10 s	Ü
Italia	Ü	Ü	Ü	1 s (tehotieto)	–

Ü Pakollinen toiminnallisuus

– Toiminnallisuutta ei ole määritelty (pakolliseksi)

✗ Toiminnallisuus on kielletty

Kuormanohjaus on määritelty älymittarin vähimmäistoiminnallisuudeksi Norjassa, Iso-Britanniassa ja Italiassa. Ruotsissa mittalaitteessa on oltava etäkatkaisulaite, mutta Iso-Britanniassa siitä ei ole erillistä vaatimusta.

Kaikissa tarkasteluissa maissa Viroa lukuun ottamatta on määritelty standardoitu rajapinta paikallista tiedonsiirtoa varten. Iso-Britanniassa ja Saksassa rajapinta on älymittarikeskittimessä, josta tietoa siirretään HAN-verkon välityksellä. Tiedon päivitystaajuudesta rajapinnasta on asetettu erilaisia vaatimuksia, mutta tyypillisesti se on 10 sekuntia. Iso-Britannia on ainoa maa, jossa kotinäyttöä on pakko tarjota kuluttajille veloitusetta. Kotinäytön päivitystaajuus on 10 sekuntia.

4 SIDOSRYHMIEN TUNNISTAMAT TARPEET

Seuraavan sukupolven älymittausjärjestelmään liittyviä tarpeita kartoitettiin sidosryhmähaastatteluilla. Haastatteluja tehtiin yhteensä 29. Haastateltavia sidosryhmiä olivat jakeluverkonhaltijat, sähkönmyyjät, palveluntarjoajat, kuluttajien etujärjestöt sekä viranomaiset. Lisäksi laite-, järjestelmä- ja tietoliikennetoimittajilta kerättiin tietoa mittaus- ja tiedonsiirtoteknologioiden kehittymisestä, mitä on käsitelty luvussa 5.

Sidosryhmähaastatteluissa keskityttiin seuraaviin osa-alueisiin:

- AMR 2.0 käyttöönoton lähtökohdat sekä mittarin rooli älykkäässä sähköjärjestelmässä
- AMR 2.0 perustoiminnallisuudet
- Tarve mittarin kuormanohjaustoiminnallisuudelle
- Tarve reaaliaikaiselle tiedonsiirrolle sekä mittauslaitteen ulkoiset liityntärajapinnat
- Älymittausjärjestelmän tietoturva

Luku 4 perustuu sidosryhmähaastattelujen tietoihin.

4.1 Mittauslaitteen rooli

Haastatteluissa korostui älymittarin rooli sensorina. Tällä tarkoitetaan sitä, että mittari toimii luotettavana ja reaaliaikaisena etäohjelmoitavana ja -luettavana laitteena, mutta älykkyys on pääosin taustajärjestelmissä. Sensoriajatteluun liittyy myös pitkälle viety mittauslaitteen perustoiminnallisuuksien standardointi. Esimerkiksi eräässä kommentissa todettiin, että ”myyjän toiminnot eivät voi jäädä siitä kiinni, ettei myyjä tiedä minkälainen mittari kohteessa on.” Tällä tarkoitetaan sitä, että mittausjärjestelmässä on oltava tietyt perustoiminnot, jotta sähkönmyyjät ja palveluntarjoajat voivat kehittää mahdollisia palveluitaan mittarin ympärille, eikä näiden tarvitse selvittää kunkin käyttöpaikan mittarityyppejä erikseen.

Älymittari ei ole kotiautomaatiojärjestelmä, vaikka siihen liitettäisiin muitakin kuin mittaukseen ja tiedonsiirtoon liittyviä ominaisuuksia. Mittarin toiminnallisuutta voidaan muuttaa ja laajentaa ohjelmistollisesti, mutta älymittarin tarkoitus ei ole tarjota samoja toiminnallisuuksia kuin palveluntarjoajien kaupalliselta pohjalta kehittämät palvelut.

Haastatteluissa korostui verkonhaltijoiden rooli markkinapaikan mahdollistajana. Sähkömittarissa tulisi esimerkiksi olla standardisoitu liityntärajapinta kotiautomaatiolaitteille. Samalla kuitenkin pidettiin tärkeänä, että toimialalla mahdollistettaisiin kilpailua ja annettaisiin markkinoiden löytää

parhaat toteutusteknologiat, eikä asetettaisi liian yksityiskohtaisia vaatimuksia tavalle toteuttaa vaaditut toiminnallisuudet.

Haastatteluissa ei noussut esille uusia mitattavia suureita, joita ei jo nykyisillä mittalaitteilla kyettäisi mittaamaan.

Datahubin toivottiin tuovan markkinoille selkeyttä ja yksinkertaisempia tiedonsiirtoprosesseja, kun kulutus- ja käyttöpaikkatiedot siirtyvät keskitettyyn tietokantaan, josta markkinaosapuolet voivat niitä tarvittaessa noutaa.

Mittarispesifikaatio

Mittarispesifikaation osalta nähtiin tarpeelliseksi määritellä vain vähimmäisvaatimukset. Nämä tulisi määritellä toiminnallisuusnäkökulmasta – mitä mittarilla on kyettävä tekemään – eikä ottamalla kantaa toteutustapaan. Laitevalmistajat perustelivat tätä erityisesti sillä, että tiukka toteutustavan määrittely rajoittaa kustannustehokkaiden ratkaisujen kehittämistä.

Haastatteluissa korostettiin teknologianeutraalisuutta. Seuraavan sukupolven mittarien käyttöönoton pitkä aikajänne ja yli 10 vuoden teknistaloudellinen elinkaari yhdessä nopean teknologiakehityksen kanssa tekevät teknologiavalinnoista haastavia. Tämän vuoksi on parempi, ettei päädytä tiettyyn teknologiseen ratkaisuun esimerkiksi paikallisen liityntärajan osalta.

Viranomaisnäkökulmasta älymittarilla tulee olla jonkinlaisia vähimmäisvaatimuksia sääntelyn näkökulmasta, mutta älymittarien pitkä elinkaari ja uusien mittarien käyttöönoton pitkä aikaväli ja markkinoiden kehittyvät tarpeet tekevät määrittelyn haasteelliseksi. Vähimmäisvaatimukset tulisi laatia mahdollisimman monipuolisesti kaikkia markkinaosapuolia palvelleen. Esimerkiksi etäkytkentälaitte palvelee sekä jakeluverkkoyhtiöitä että sähkönmyyjä tuoden samalla kustannussäästöjä.

Osa haastateltavista nosti esille, voisiko vain tietty osa mittarista olla reguloitua pääomaa. Tällainen toteutus voisi olla esimerkiksi kuormanohjausreleen jättäminen reguloidun pääoman ulkopuolelle. Releen asentaminen asiakkaille voitaisiin tarjota lisäpalveluna esimerkiksi sähkönmyyjän tai palvelun tarjoajan toimesta. Tällöin toiminnallisuudesta aiheutuvat kustannukset kohdistuisivat paremmin sille taholle, joka kustannukset aiheuttaa ja joka saa hyödyt.

Haastateltavat suhtautuivat eri tavoin mittauslaitteiden käyttäjäryhmäkohtaisen määrittelyn tarpeellisuuteen. Segmentointia pidettiin mahdollisena esimerkiksi kuormanohjausreleen kohdalla, jolloin se voitaisiin asentaa vain tiettyihin käyttöpaikkoihin. Toisaalta haastatteluissa esitettiin näkemyksiä siitä, että käyttäjäryhmäkohtainen toiminnallisuuksien määrittely saattaa lisätä mittarin

valmistus- ja asennuskustannuksia mittakaavaetujen menettämisen ja erilaisten asennusprosessien johdosta.

4.2 Mittauslaitteen perustoiminnallisuudet

Haastattelujen perusteella seuraavat toiminnallisuudet tulisi olla pakollisia perustoiminnallisuuksia seuraavan sukupolven älymittareissa:

- Tasejakson mukainen mittaustiheys
- Etäkatkaisulaite
- Etäpäivitettävyys
- Standardoitu, avoin fyysinen liityntärajpinta
- Pätö- ja loistehon kulutuksen ja tuotannon mittaus kaikissa vaiheissa
- Mittauslaitteen näyttö¹
- Aktiiviset sähkön laatuun liittyvät hälytykset
- Asianmukaisesti varmistettu tietoturva ja tietosuoja

Tasejakson mukainen mittaustiheys

Toiminnallisuusvaatimuksessa tulee huomioida taseselvitysjakson lyheneminen 15 minuuttiin sekä varautua ohjelmistollisesti siihen, että taseselvitysjakso voi lyhentyä tätäkin lyhyemmäksi jo seuraavan sukupolven älymittareiden elinkaaren aikana.

Etäkatkaisulaite

Erityisesti verkonhaltijat nostivat etäkytkentälaitteen toiminnallisuudeksi, joka tulisi olla kaikissa mittareissa. Etäkytkentälaite mahdollistaa kulutuspiesteen kytkemisen pois verkosta ja takaisin etänä, mikä poistaa tarpeen käydä fyysisesti kohteessa katkaisemassa tai kytkemässä sähköt. Verkkoyhtiöt, jotka eivät olleet asentaneet etäkytkentälaitetta ensimmäisen sukupolven älymittareihin, kokivat, että laite olisi kannattanut asentaa jokaiseen käyttöpaikkaan.

Etäpäivitettävyys

Mittauslaitteessa tulisi olla mahdollisimman laaja ohjelmistollinen etäpäivitettävyys. Tämä mahdollistaa mittarissa olevien laiteriippumattomien toiminnallisuuksien käyttöönoton jälkikäteen.

¹ EU:n mittauslaittedirektiivin vaatimus, joka tulee täyttää, ellei direktiiviä tai sen tulkintaa muuteta.

Etäpäivitetävyyden yhteydessä nousi esille mittauslaitteen modulaarinen rakenne muun muassa tiedonsiirtoyhteyden osalta. Modulaarisuus mahdollistaisi mittarien päivittämisen jälkikäteen, esimerkiksi asentamalla kuormanohjausrele erillisestä asiakkaan pyynnöstä. Laitevalmistajien mukaan mittareiden modulaarinen rakenne mahdollistaa mittarien sopeuttamisen pienempien markkinoiden, kuten Suomen tarpeisiin.

Standardoitu, avoin fyysinen liityntärajapinta

Standardoitua paikallista liityntärajapintaa pidettiin seuraavan sukupolven älymittarin perustoiminnallisuutena, joka on saatavilla jo nykyisinkin toimitettaviin mittareihin. Tiedonsiirto-rajapinnan tulee mahdollistaa mittaustietojen siirtäminen asiakkaan laitteisiin, kuten kotiautomaatiojärjestelmään. Paikallinen liityntärajapinta mahdollistaa reaaliaikaisen tiedon välittämisen kysyntäjousto- ja älykotisovelluksille. Tietoturvasyistä rajapinnan tulisi olla yksisuuntainen, jolloin ohjausten tai muutosten tekeminen mittauslaitteelle ei olisi mahdollista. Rajapinnan käytön aktivoinnista vastaisi jakeluverkonhaltija.

Rajapinnan osalta nähtiin tarpeellisena määritellä, mitä tietoa ja millä mittausjaksolla rajapinnan kautta tulisi olla mahdollista siirtää asiakkaan laitteisiin. Sen sijaan erityisesti laitevalmistajat korostivat, että toteutustapa ja -teknologia tulisivat olla markkinaehtoisesti valittavissa.

Päätö- ja loistehon kulutuksen ja tuotannon mittaus kaikissa vaiheissa

Kaikki mittaukset tulisi tehdä vaihekohtaisesti, mikä mahdollistaa verkonhaltijoille mittaustiedon monipuolisemman käytön ja lisää sähköturvallisuutta. Mahdolliset netotukset tulee tehdä ylätason järjestelmissä.

Mittauslaitteen näyttö

Sähkömittarin näyttöä pidettiin tarpeettomana, sillä asiakkaiden ei koettu olevan kiinnostuneita kulutustietojen tarkkailuun mittarin näytöstä. Monilla asiakkailla ei ole edes pääsyä mittarille. Sähkömittarin näyttövaatimus perustuu kuitenkin EU:n mittauslaitedirektiivistä ja tätä vaatimusta ei voida kansallisesti ohittaa. Mikäli direktiiviä tai sen tulkintaa ei muuteta, tulee mittarissa olla fyysinen näyttö myös jatkossa. Viranomaisen arvion mukaan esimerkiksi mobiilisovellusta olisi hyvin kyseenalaista tulkita mittauslaitedirektiivin edellyttämäksi näytöksi.

Myöskään lisänäyttöä ei nähty hyödyllisenä. Vaikka lisänäyttö tarjottaisiin asiakkaille ja siitä saisi reaaliaikaista tietoa, ei tämän arvioitu kiinnostavan kovinkaan suurta osaa asiakkaista. Mikäli asiakas on kiinnostunut lisänäytöstä, tällainen voidaan lisäkustannuksesta tarjota. Lisänäytön kustannuksia ei nähty järkeväksi asettaa verkonhaltijan maksettavaksi.

Aktiiviset hälytykset

Jo ensimmäisen sukupolven älymittarit kykenevät aktiivisiin hälytyksiin verkkoyhtiöiden tekemien mittariasetusten mukaisesti. Verkonhaltijoiden tarpeista esille nostettiin erityisesti jännitteen laatuun liittyvät hälytykset sekä nollavikailmoitukset. Reaaliaikaisia hälytyksiä pidettiin arvokkaina tietoina, jotka parantavat verkonhallintaa ja sähköturvallisuutta sekä mahdollistavat nopeamman ja tehokkaamman ylläpito- ja viankorjaustoiminnan. Tulevaisuuden tavoitetilana nähtiin verkonhallinnan prosessien automaattinen käynnistyminen hälytyksistä, mikä sekkin on jo nykypäivää joissakin yhtiöissä. Haasteena pidettiin hälytyksien suurta määrää. Tietojärjestelmän tulisi kyetä suodattamaan hälytyksiä ja asettamaan niitä tärkeysjärjestykseen.

Tietoturva ja -suoja

Tietoturvaa ja -suojaa pidettiin tärkeänä asiana, mutta sidosryhmät eivät nähneet tarvetta erilliselle tietoturvamäärittelylle. Nykyinen määritelmä, jonka mukaan tietoturva tulee olla asianmukaisesti varmistettu, katsottiin riittäväksi.

Nykyisenkaltaisen tietosuojan ei koettu vaikeuttavan markkinaprosesseja. Useassa haastattelussa viitattiin muun muassa Saksan ja Hollannin malleihin, joissa kuluttajien tietosuoja ja -turva ovat paljon tiukemmin säädeltyjä. Tätä mallia pidettiin kankeana ja ja sen katsottiin hidastaneen Saksan älymittarien asennuksia. Tällaista kehitystä ei toivottu Suomeen.

4.3 Kuormanohjaus

Mittauslaite voi tukea kulutuksen ohjausta ja kysyntäjoustoja kahdella eri tavalla: 1) mahdollistamalla kuormanohjaukset mittauslaitteelle asennettavalla kuormanohjausreleellä ja 2) tarjoamalla mittauslaitteelta reaaliaikaista tai lähes reaaliaikaista mittaustietoa ohjaus- ja kysyntäjoustoratkaisujen käyttöön. Seuraavaksi tarkastellaan sidosryhmien näkemyksiä kuormanohjaustoiminnallisuudesta.

Verkonhaltijoiden näkemykset mittauslaitteiden kuormanohjaustoiminnallisuuden tarpeellisuudesta ovat kahtiajakautuneet. Osa verkkonhaltijoista näki järkevänä mahdollistaa kuormanohjaukset myös seuraavan sukupolven älymittareissa. Keskeisiä perusteluja olivat suuri ja helposti saavutettavissa oleva joustopotentiali, joka liittyy erityisesti sähkölämmitteisiin kiinteistöihin. Kynnys asiakkaiden osallistumiselle kysyntäjoustopotentialille on alhaisempi, sillä asiakkaan ei tarvitsisi tehdä alkuinvestointia kysyntäjoustopotentialin mahdollistamaan erilliskäyttöön. Tämä korostuu erityisesti siksi, että nykyiset kannustimet kysyntäjoustopotentialille ovat melko vähäiset. Mittauslaitteella tehtävää kuormanohjausta puolsivat yleisellä tasolla myös verkkonhaltijan rooli markkinapaikan mahdollistajana ja tarjoajana.

Vasta-argumentit mittauslaitteella tehtäville kuormanohjauksille liittyivät niin joustoliiketoiminnan luonteeseen ja osapuolten rooleihin ja vastuisiin kuin kuormanohjausreleellä toteutettavan ohjausratkaisun heikkoon tekniseen toiminnallisuuteen ja suorituskykyyn. Jousto-eroointi nähdään markkinaehtoisena, kilpailullisena liiketoimintana, jonka tulisi perustua avoimeen kilpailuun ja markkinaehtoisin ratkaisuihin.

Osapuolten väliset vastuut pieniasiakkaiden ohjauksissa ja jousto-eroinnissa ovat epäselviä muun muassa virhevastuiden osalta. Esimerkkejä ovat ohjauslaitteiden tai ohjattavien laitteiden rikkoontumiset, virheelliset ohjaukset tai ohjausten perille menon estyminen. Vastuiden epäselvyyteen liittyvät ongelmat korostuivat siirryttäessä kaksiaikatariffeista monipuolisempiin ja reaaliaikaisempiin ohjausmalleihin. Osapuolten roolit ja vastuut tulisi olla määritelty yksiselitteisesti.

Nykyistä toimintamallia kritisoitiin myös siitä, että ”pakollinen” kuormanohjausrele on kerrostalokohteissa tarpeeton. Käytännössä ainoa merkittävä ohjattavissa oleva laite kerrostaloissa on yleensä mahdollinen sähkökiuas. Sähkölämmityskohteissa vastaavasti ei ole välttämättä kytketty ohjattavaa kuormaa eikä kuormien kytkentä ole yksin verkonhaltijan vaikutusmahdollisuuksien piirissä. Molemmissa tilanteissa kuormanohjausreleen asentaminen johtaa tarpeettomiin investointeihin.

Sähkönmyyjät ja palveluntarjoajat eivät koe kuormanohjausrelettä tarpeelliseksi, sillä heidän mukaansa kotiautomaatiojärjestelmät kykenisivät tekemään ohjaukset paljon paremmin. Älymittarin releen kautta tehty ohjaus ei ole riittävän tarkka ja nopea. Palveluntarjoajien näkemys oli, että kuormanohjaus tulisi toteuttaa lähtökohtaisesti kaupallisten tarpeiden ja palvelutuotannon kautta ja mielellään kuluttajien omilla laitteilla. Sen sijaan asiakkaita edustavat kuluttajajärjestöt pitivät kuormanohjaustoiminnallisuutta tarpeellisena, sillä asiakas ei joudu investoimaan uusin, kalliisiin erillislaitteisiin sähkömarkkinoille osallistumista varten.

Laitevalmistajien mukaan kuormanohjausrelettä ei ole tarpeellista asentaa kaikkiin käyttöpaikkoihin, mutta verkonhaltijoille voisi asettaa veloitteen tarjota kuormanohjausrelettä asiakkaan sitä erikseen pyytäessä. Tämä on mahdollista modulaarisissa mittauslaitteissa. Kuormanohjausrelettä parempi ratkaisu kuitenkin olisi, että mittauslaitteessa on liityntärajapinnat ulkoisille laitteille, kuten kotiautomaatiojärjestelmille, jotka tekevät kuormanohjausta.

Ohjelmistollinen virtarajoitin ("softasulake")

Relettä ohjaavalla ohjelmistosulakkeella olisi mahdollista rajoittaa asiakkaan käyttämää sähkötehoa, mikäli tästä olisi asiakkaalle hyötyä tehotariffien näkökulmasta. Haastatteluissa virtarajoitin nostettiin esille myös osana kysyntäjoustoratkaisua, mutta toiminnallisuutta ei pidetty pakollisena.

Monilla haastateltavilla ei ollut kovin selkeää näkemystä ohjelmistollisen virtarajoittimen toiminnallisuudesta muun muassa sen osalta, miten tehoa käytännössä rajoitetaan. Etäkatkaisulaitteeseen kytketty virtarajoitin koettiin vähemmän edistyksellisenä ja asiakkaalle huonona ratkaisuna. Hieman kehittyneempi ratkaisu olisi virtarajoittimen ohjelmointi niin, että sillä ohjattaisiin kuormanohjausrelettä.

Ohjelmistollisen virtarajoittimen soveltuvuutta tehopulatilanteisiin ei osattu arvioida.

4.4 Reaaliaikainen tiedonsiirto

Nykyistä reaaliaikaisemman tiedonsiirron käyttötarkoituksia ovat kulutustiedon välittäminen asiakkaille reaaliaikaisesti, sähkönmyyjän tai tasevastaavan sähkötaseen hallinnan ja sähkönhankinnan tarpeet, verkonhaltijan sähköverkon operointiin ja hallintaan liittyvät tarpeet sekä jousto-operointiin liittyvät tarpeet.

Sidosryhmät eivät nähneet reaaliaikaisen kulutustiedon välittämistä kuluttajille välttämättömänä ja sen lisähyötyjä pidettiin melko vähäisinä. Ne kuluttajat, jotka ovat kiinnostuneita reaaliaikaisesta kulutustiedosta, hankkivat kotiinsa kotiautomaatiojärjestelmiä ja muita lisäpalveluita, jotka tarjoavat yksityiskohtaisempaa tietoa kuin mittarilta saadaan. Mahdolliset tulevat tarpeet ovat enemmänkin lainsäädännöstä johtuvia. Tehotariffien laajamittainen käyttöönotto voisi kuitenkin lisätä reaaliaikaisen tehotiedon tarvetta riippuen sovellettavasta tariffirakenteesta.

Reaaliaikaisen kulutus- ja tehotiedon tarjoaminen yhdenvertaisesti kaikille asiakkaille todettiin teknisesti haasteelliseksi. Erityisesti tämä korostuu kerrostaloissa asuvien asiakkaiden kohdalla, joiden mittauslaite sijaitsee tyypillisesti kellareiden lukituissa monimittauskeskuksissa, joista mittaustiedon siirtäminen reaaliaikaisesti huoneistoon nykyisillä tiedonsiirtoteknologioilla ei ole vielä mahdollista ilman huomattavia lisäkustannuksia. Lisäksi kerrostaloasuntojen kulutuksen ollessa varsin vähäistä ja kulutusprofiilin tasaista, haastateltavat kyseenalaistivat reaaliaikaisen tiedon siirtämisen mielekkyyden näistä käyttöpaikoista. Samalla tämän todettiin kuitenkin eriarvoistavan asiakkaita.

Myöskään sähkönhankinnan ja tasehallinnan tarpeiden ei nähty edellyttävän reaaliaikamittausta kaikista käyttöpaikoista. Osa myyjistä ja tasevastaavista pystyy hyödyntämään omissa ennustemalleissaan rajapistemittauksista saatavaa reaaliaikatieoa. Osalle taas riittäisi riittävän suuri otos eniten kuluttavista käyttäjäryhmistä, kuten sähkölämmittäjistä. Tiedonsiirron ei tarvitsisi olla reaaliaikaista, vaan luentatiheyden kasvattaminen nykyisestä vuorokausiluennasta muutamaaan kertaan vuorokaudessa voisi olla riittävä ratkaisu. Reaaliaikaiset lämpötilatiedot ja lämpötilaennusteet nähtiin reaaliaikaista kulutustietoa tarkoituksenmukaisempuna keinona sähkönhankinnan ja tasehallinnan parantamisessa.

Reaaliaikaisella mittaustiedolla on käyttöarvoa sähköverkon operoinnin ja hallinnan tehtävissä. Verkonhallinnan näkökulmasta jokaisesta kulutus pisteestä ei kuitenkaan tarvita jatkuvasti reaaliaikaista tietoa, vaan verkkoyhtiö voisi määritellä yksittäisiä käyttöpaikkoja, joista tietoa vastaanotetaan tiheämmällä mittausjaksolla. Reaaliaikaista tietoa kerätään laajamittaisesti jo nyt verkon ylemmistä osista. Pääosa älymittareista voisi lähettää pelkästään aktiivisia hälytyksiä sähkön laatuun ja mahdollisiin vikatilanteisiin liittyen. Jakeluverkonhaltijat näkevät reaaliaikaisen tiedonsiirron laajamittaisen lisääntymisen nostavan mittauksen kustannuksia merkittävästi.

Positiivisimmin reaaliaikaiseen tiedonsiirtoon suhtautuvat kysyntäjoustoa tukevien palvelujen ja -ratkaisujen tarjoajat. Reaaliaikaisen kulutus-, teho- ja taajuustiedon välittäminen paikallisen rajapinnan kautta erillISRatkaisuihin toisi heille kustannussäästöjä vähentämällä erillismittausten tarvetta erillISRatkaisuissa. Lyhyemmät mittausjaksot ja reaaliaikainen tiedonsiirto tukisivat myös käytettävissä olevan jouston määrän arviointia ja tehtyjen joustojen todentamista. Mittaustavan ja mittaussuureiden tulisi vastata markkinapaikkojen mittausvaatimuksia.

4.5 Yhteenveto

Haastatelluilla sidosryhmille oli samansuuntaiset näkemykset seuraavan sukupolven älymittareiden toiminnallisuuksista. Mittauslaite nähdään sensorina, joka mittaa tarkasti ja luotettavasti ja välittää mittaustietoa taseselvityksen, laskutuksen ja verkonhallinnan tarpeisiin sekä mahdollisille lisäarvopalveluille, kuten kysynnän ohjaukselle ja joustolle. Mittauslaitteen tulee olla ohjelmallisesti laajasti päivitettävissä ja rakenteeltaan modulaarinen. Lisämoduulien asentaminen voisi olla mahdollista myös asiakkaan tai hyväksytyn asennusliikkeen toimesta.

Mittauslaitteella tehtävät kuormanohjaukset on toiminnallisuus, josta erityisesti jakeluverkonhaltijoiden näkemykset olivat eniten jakaantuneet. Osa verkkoyhtiöistä suhtautui kuormanohjaustoiminnallisuuteen myönteisesti tai vähintäänkin neutraalisti, osa ei nähnyt sitä

lainkaan tarpeellisena tai ainakaan tarpeellisena kaikissa käyttäjäryhmissä. Muissa sidosryhmissä vallitseva näkemys oli kysyntäjoustop markkinaehtoinen toteutus. Ohjausten ja kysyntäjoustop tukemiseen mittauslaitteelta paikallisesti saatavalla reaaliaikaisella mittaustiedolla suhtauduttiin yleisesti positiivisesti.

Reaaliaikainen tiedonsiirto oli toinen keskustelua herättänyt toiminnallisuus. Yleinen näkemys oli tarve tihentää mittausjaksoa ja siirtyä reaaliaikaisempaan tiedonsiirtoon. Käytännön tarpeiden ja sovelluskohteiden osalta näkemykset olivat kuitenkin maltillisempia. Kysyntäjoustop osallistuminen reservimarkkinoille nähtiin ainoana konkreettisena sovelluskohteena reaaliaikaiselle tiedonsiirrolle. Muiden osapuolten, kuten asiakkaiden tai sähkönmyyjien tarvetta reaaliaikaiselle tiedonsiirrolle ei nähty merkittävänä. Nykyisen vuorokausiluennan korvaamista useamman kerran vuorokaudessa tehtävillä luennoilla pidettiin moniin tarpeisiin riittävänä ratkaisuna. Myöskään verkonhaltijat eivät tarvitse verkon operoinnissa ja hallinnassa reaaliaikatietoa kaikista käyttöpaikoista vaan aktiiviset hälytystiedot riittävät. Reaaliaikaisen tiedonsiirron tarpeen kasvu nähtiin voimistuvana trendinä, mutta sisältöä ja laajuutta ei kyetty kuvaamaan tarkasti.

Haastatteluissa ei noussut esille merkittäviä uusia, aiemmin tunnistamattomia toiminnallisuustarpeita seuraavan sukupolven älymittareille. Yhteenvetona voidaan todeta, että ensimmäisen sukupolven mittarit toteuttivat olennaisimman tarpeen eli kaikkien käyttöpaikkojen etäluettavuuden ja sitä kautta monien markkinaprosessien automatisoinnin ja paremman palvelun laadun muun muassa vikatilanteissa. Seuraavan sukupolven älymittareissa kehityksen nähtiin suuntautuvan nykyisten toiminnallisuuksien tekniseen kehitykseen ja tiedonsiirron paranemiseen.

Seuraavan sukupolven älymittarin toiminnallisuuksien määrittely tulisi toteuttaa teknologianeutraalisti, jotta vältetään lukittuminen tiettyyn tämänhetkiseen teknologiaan. Mittarille tulisi kuitenkin määritellä perustoiminnallisuudet, jotta perusprosessit tapahtuisivat samalla tavalla läpi sähkömarkkinan. Tietoturva ja tietosuoja tulee olla asianmukaisesti varmistettu.

5 MITTAUSLAITETEKNOLOGIOIDEN KEHITTYMINEN

Tässä luvussa tarkastellaan mittaus- ja tiedonsiirtoteknologioiden kehittymisen tuomia mahdollisuuksia ja vaikutuksia seuraavan sukupolven älymittareiden toiminnallisuuksiin. AMR 2.0 tarkoittaa ensisijaisesti kehittyneempiä tiedonsiirtoratkaisuja, minkä vuoksi mittauslaitteiden kehitys on tarpeen erotella pääosin tietoliikenneverkkovalmistajien ja teleoperaattoreiden ajamasta tiedonsiirtoteknologioiden kehityksestä. Mittalaitteiden kehitystä käsitellään luvussa 5.1 ja tiedonsiirron kehitysnäkymiä luvussa 5.2. Tiedonsiirtoteknologioiden osalta selvityksen tarkoituksena ei ole vertailla vaihtoehtoisia teknologioita, vaan nostaa esille kiinnostavimpia tiedonsiirtoteknologioita, jotka voisivat tukea nykyisiä teknologioita paremmin lisääntyvän tiedonsiirron ja reaaliaikaisuuden vaatimuksia.

5.1 Mittauslaitteet

Etäluettavat mittauslaitteet ovat tiedonsiirtoyhteyksiä lukuun ottamatta (ks. luku 5.2) jo varsin vakiintunutta teknologiaa. Niiden merkittävimmät kehityskohteet liittyvät laitteiden luotettavuuden ja mittaustarkkuuden parantamiseen sekä laitteiden valmistuskustannusten alentamiseen¹. Kehittämällä mittarien ohjelmistojä ja modulaarisuutta (katso kappale 4.2) voidaan varmistaa, että mittareita voidaan päivittää ja muokata asennuksen jälkeen vastaamaan muuttuviin tarpeisiin ja vaatimuksiin.

Älymittarit ovat ”tietokoneita”, minkä vuoksi laitteiden suorituskyky, kuten prosessoriteho sekä muistin ja tallennuskapasiteetin määrä, tulee oletetusti paranemaan. Tämä mahdollistaa tiheämmän mittaustaajuuden ja -jakson sekä kyvyn välittää mittaustietoa tehokkaammin paikallisen rajapinnan ja ulkoisten tiedonsiirtokanavien kautta. Seuraavan sukupolven mittauslaitteiden olennainen ominaisuus on, kuten tietokoneillakin, ohjelmistopuolen etäpäivitettävyyden ja kehittäminen.

Mittauslaitteen toiminnallisuuden osalta painopiste on nykyisten toiminnallisuuden edelleen kehittämistä kuin kokonaan uusia toiminnallisuuksissa. Seuraavan sukupolven älymittareihin liittyvä sensoriajattelu tarkoittaa esimerkiksi monipuolisempaa ja aktiivisempaa laatu- ja hälytystietojen välittämistä sähköverkon operoinnin ja hallinnan tarpeisiin. Mittauslaitteet tulevat tarkkailemaan myös entistä enemmän omaa kuntoaan, millä on vaikutus laitteiden ylläpidon kustannuksiin.

¹ On syytä huomata, että mittalaitteet ovat jo nykyisin tarkkoja ja luotettavia ja markkinoille päästäkseen niiden on täytettävä mittauslaitteille asetetut tekniset vaatimukset.

Seuraavan sukupolven mittausjärjestelmien toivottaisiin mahdollistavan yksittäisten kotitalouslaitteiden kulutuksen mittauksen ja ohjauksen¹. Tätä ei ole kuitenkaan vielä näköpiirissä. Sen sijaan esimerkiksi älykkäillä algoritmeilla on mahdollista tunnistaa sähkön laatu- ja kulutustiedoista yksittäisiä laitteita ja hyödyntämällä laitteiden välisiä yhteyksiä voidaan tulevaisuudessa arvioida erittäin tarkasti laitteiden kulutus. Tarkempi kulutuksen profilointi lisää tietoturvan ja tietosuojan merkitystä, mikä on kasvava trendi yleisemminkin.

Suomalaisista jakeluverkkoyhtiöistä Elenia on toteuttanut pilottihankkeen², jossa on asennettu seuraavan sukupolven älymittareita. Keskeisiä toiminnallisuus pilottihankkeessa ovat olleet siirtyminen viiden minuutin mittausjaksoon, kehittyneempien tiedonsiirtoyhteyksien käyttö ja kysyntäjoustop tukeminen.

Seuraavan sukupolven mittauslaitteet tulevat kehittymään älykkäiksi sensoreiksi, jotka mahdollistavat entistä tarkemmat, monipuolisemmat ja reaaliaikaisemmat mittaukset. Älykkyys tulee kuitenkin olemaan pääosin tietojärjestelmissä, jonne mittaustieto siirretään mittauslaitteilta. Näitä järjestelmiä ovat verkonhaltijan ja muiden markkinaosapuolten tietojärjestelmät sekä asiakkaiden omat mittaustietoa hyödyntävät erilliskäytökäsit.

5.2 Tiedonsiirto

Tiedonsiirto on älykkäissä mittausjärjestelmissä nopeimmin kehittyvä osa-alue. Nykyisin yleisimmin käytettyjä tiedonsiirtoteknologioita ovat sähköverkon tiedonsiirto PLC, mobiiliverkon teknologiat 2G/3G sekä erilaiset lyhyen ja pitkän kantaman radioteknologiat. Mikäli sähköverkon tiedonsiirtoa tai lyhyen kantaman RF-radioteknologiaa käytetään tiedon siirtämisessä mittalaitteelta keskittimelle tai muuhun keskittävään pisteeseen, tiedonsiirto keskittimeltä luentajärjestelmään on yleensä toteutettu mobiiliverkon tai kiinteän laajakaistaverkon yhteyksien avulla.

Mittaustiedon määrä tulee tulevaisuudessa kasvamaan merkittävästi mittausjakson- ja taajuuden tiheydessä ja mittaustarpeiden lisääntyessä. Samalla kasvaa tarve entistä reaaliaikaisemmalle tiedonsiirrolle mittauslaitteelta tietojärjestelmiin ja erilaisiin asiakkaiden ja kolmansien osapuolten sovelluksiin ja järjestelmiin. Tässä kehityksessä tiedonsiirron kyvykkyys nousee keskiöön. Seuraavaksi tarkastellaan kolmea mobiiliverkon tiedonsiirtoteknologiaa, NB-IoT, 5G ja LTE Cat-M1,

¹ <https://www.metering.com/news/metering-appliance-level-finally-possible/>

² <https://www.aidon.com/elenia-a-new-generation-of-smart-metering-system-with-sonera-and-aidon/>

joiden odotetaan tarjoavan uusia ratkaisuja laitteiden välisiin tiedonsiirron tarpeisiin, kuten energiamittauksiin¹.

5.2.1 NB-IoT

NB-IoT² on uusi Low Power Wide Area (LPWA) -tiedonsiirto-protokolla esineiden internetille, mikä toimii LTE-verkoissa³ käyttäen kapeaa 200 kHz kaistanleveyttä ja alle 1 GHz lisensoitua taajuusalueita. Sillä voidaan yhdistää toisiinsa satoja tuhansia laitteita yhtä tukiasemaa kohti, mikä johtaa alhaisiin tiedonsiirron yksikkökustannuksiin. NB-IoT perustuu avoimeen standardiin⁴. Laittevalmistajista Nokia, Huawei ja Ericsson tukevat ja kehittävät NB-IoT ratkaisuja. Ensimmäiset kaupalliset ratkaisut on jo tuotu markkinoille⁵.

NB-IoT soveltuu heikon kuuluvuuden kohteisiin, kuten kellaritiloihin. Nokian toteuttamassa kokeessa verrattiin NB-IoT:n ja perinteisen LTE-ratkaisun kuuluvuutta 800MHz LTE-verkossa⁶. Testissä kuuluvuus maanalaisen pysäköintihallin toiseen kerrokseen toimi 98 % todennäköisyydellä, kun LTE:tä hyödyntäen todennäköisyys oli vain 45 %. Kolmannessa kerroksessa NB-IoT:n kuuluvuuden todennäköisyys oli kuitenkin enää 45 %⁷.

NB-IoT:n tietoliikenneprotokolla on suunniteltu tiedonsiirtoon, jossa tiedonsiirto on määrältään vähäinen ja tiedonsiirtoväli on harva. Suurin tiedonsiirtonopeus on 250 kB/s, mikä on kuitenkin yli kaksinkertainen verrattuna vielä yleisesti käytössä olevaan GPRS:n tiedonsiirtonopeuteen. NB-IoT soveltuu myös laitteiden väliseen kommunikointiin⁸.

NB-IoT voidaan ottaa nopeasti käyttöön hyödyntämällä olemassa olevia tietoliikenneverkkoja ja ohjelmoimalla uudelleen käytössä olevia tukiasemia. Uusien laitteiden käyttöönoton kustannukset ovat alhaiset. Huaweiin mukaan komponenttikustannus on noin viisi dollaria kappale⁹. Vodafone ennustaa kustannusten laskevan kahteen dollariin vuoteen 2020 mennessä¹⁰.

¹ Esim. Nokia, Vodafone ja Huawei sekä Ericssonin teettämä kysely

² Narrowband-Internet of Things, myös LTE CAT NB1

³ Long-Term Evolution (LTE) on 3G-teknologiaan perustuva tiedonsiirtoteknologia.

⁴ 3GPP (2016) release 13. 3GPP on kansainvälinen tietotekniikka-alan standardointiyhdistys.

⁵ <https://www.uusiteknologia.fi/2017/05/29/dna-tuo-nb-iot-tekniikan-kayttoon/> ja <http://www.iotm2mcouncil.org/huajanz>

⁶ Nokia (2017). Automotive services enabled with LTE evolution for IoT

⁷ Autojen sijaintitietoja car-sharing platformille; vastaavanlaisia tietoja, kuin mitä mittarit lähettävät 5-15 min välein.

Reaaliaikainen tiedonsiirto kellareista vaatisi järeämmät laitteet.

⁸ Nokia (2015) LTE-Advanced Pro – Pushing LTE capabilities towards 5G

⁹ Huawei (2015) NB-IoT – Enabling New Business Opportunities

¹⁰ Vodafone (2017) Narrowband-IoT: pushing the boundaries of IoT

Yhdessä alhaisen hinnan, avoimen standardin ja helpon käyttöönoton kanssa NB-IoT on yksi mahdollinen vaihtoehto älymittarin tiedonsiirtoratkaisuksi¹. Se mahdollistaa luotettavan ja tietoturvallisen tiedonsiirron sekä nykyisiä mobiiliteknologioita paremman kuuluvuuden myös kellaritiloissa. Kaikkia radioverkon kuuluvuusongelmia NB-IoT ei kuitenkaan poista. Se ei myöskään ole paras mahdollinen teknologia jatkuvaan, reaaliaikaiseen tiedonsiirtoon, jossa siirrettävät tietomäärät ovat suuria.

5.2.2 5G

Viidennen sukupolven tietoliikenneverkot (5G) eivät vielä ole kaupallisessa käytössä, mutta ensimmäisiä pilottiprojekteja on jo rakenteilla, esimerkiksi Tampereella². Nokian mukaan laajamittaisesti 5G-verkkojen odotetaan olevan kaupallisessa käytössä vuoden 2020 tienoilla, mutta Ericssonin³ mukaan alan toimijat ovat toteuttamassa ennakoitua enemmän testejä ja pilottiprojekteja jo vuoden 2018 aikana.

5G tarjoaa nykyisiä käytössä olevia mobiiliteknologioita merkittävästi tehokkaampaa tiedonsiirtoa⁴:

- 10 x nopeampi tiedonsiirto
- 100 x tietoliikennekapasiteetti
- Kaistan tehokkuuden kolminkertaistaminen
- 10 x enemmän yhteyksiä samalla alueella
- Tiedonsiirron viiveen putoaminen kymmenesosaan nykyisestä

5G:ltä odotetaan ratkaisua useisiin nykyisiin tiedonsiirto-ongelmiin, erityisesti tiedonsiirtoverkon ruuhkaisuuteen sekä kymmenien tuhansien laitteiden yhdistämiseen toisiinsa. Vaikka standardointi on vielä kesken, olennaisia ominaisuuksia ovat ainakin⁵:

- Nykyistä huomattavasti korkeamman taajuusalueen käyttö (esim. 5 GHz, 24 GHz, 60 GHz)
- Kaksisuuntainen tiedonsiirto samalla taajuudella (Full Duplex)

¹ <https://www.u-blox.com/en/press-release/portugal-presents-first-nb-iot-smart-meter>

² <https://palsta.elisa.fi/elisan-tiedotteet-2/elisa-tuo-tampereen-alueen-mobiiliverkkoon-5g-valmiuden-ensimmaeisenae-suomessa-507346>

³ Ericsson (2017) 5G readiness survey. Saatavilla osoitteessa:

<https://www.ericsson.com/assets/local/narratives/networks/documents/5g-readiness-survey-2017.pdf>. Viitattu 31.10.2017.

⁴ <https://www.qualcomm.com/invention/5g/technologies>

⁵ <https://spectrum.ieee.org/video/telecom/wireless/everything-you-need-to-know-about-5g>

- Suuri määrä lähetin- ja vastaanotinantenneja tukiasemaa kohti eli dynaaminen moniantennitekнологia (Massive MIMO)
- Pienet ja paikalliset tukiasemat (Small Cells)

Korkean taajuusalueen käyttöönotto tuo uutta kapasiteettia verkoille, mutta korkeammilla taajuuksilla signaalin läpäisykyky heikkenee. Tämän vuoksi on otettava käyttöön suuri määrä pieniä ja paikallisia tukiasemia. Kasvattamalla antennien määrää tukiasemaa kohden tehostetaan tukiaseman toimintaa huomattavasti. Asentamalla pieniä tukiasemia muutaman sadan metrin välein ylläpidetään verkkoa korkeilla taajuuksilla ja suurella tiedonsiirtokapasiteetilla. Kaksisuuntainen tiedonsiirto samalla taajuudella mahdollistaisi samanaikaisen viestien lähettämisen ja vastaanottamisen, mikä kaksinkertaistaisi tiedonsiirtokyvyn.

Tiedonsiirtonopeus on jopa 20 GB/s, kun tällä hetkellä matkaviestinverkot pystyvät noin 1 GB/s nopeuteen. Älymittarointia varten riittäisi paljon alhaisempi tiedonsiirtonopeus¹, mutta reaaliaikaisen tiedonsiirron vaateiden ja palvelutarjonnan kehityksen myötä myös nopeammat tiedonsiirtonopeudet voivat osoittautua hyödyllisiksi. Erityisen mielenkiintoista on 5G:n oletettu alhainen latenssi (1 ms), mikä tehostaa erityisesti reaaliaikaista tiedonsiirtoa ja ohjaukskäskyjen perille menoa. 5G hyödyntää pääasiassa lisensoituja taajuuksia, joilla taataan luotettava tiedonsiirto. Myös lisensoimattomien taajuuksien hyödyntäminen on mahdollista, millä voidaan hetkellisesti kasvattaa huippukapasiteettia.

5G-teknologia on yksi mahdollinen ratkaisu esineiden internetiin (IoT) erityisesti lyhyen latenssin ansiosta sekä siirtämään suuria määriä reaaliaikaista mittaustietoa eri käyttötarkoituksiin. Älykkäässä mittausjärjestelmässä 5G voisi soveltua ensisijaisesti monimittauspisteisiin ja master-mittareihin korvaamaan nykyiset 2G-, 3G- ja 4G- -verkoja hyödyntävät ratkaisut. Älykotiratkaisuissa voi olla kannattavaa hyödyntää 5G:tä älykkäiden laitteiden kytkemisessä toisiinsa. 5G tulee olemaan todennäköisesti liian kallis ratkaisu jokaisessa älymittarissa hyödynnettäväksi.

5.2.3 LTE Cat-M1

LTE Cat-M1 on uusi avoimeen standardiin² perustuva Low Power Wide Area (LPWA) – tiedonsiirtoprotokolla esineiden internetille. Cat-M1 hyödyntää 1 MHz kaistanleveyttä lisensoiduilla LTE-taajuuksilla³. Verrattuna NB-IoT:hen, Cat-M1:llä on suurempi tiedonsiirtonopeus (1 Mb/s)⁴.

¹ Esimerkiksi paikallisten laitteiden välillä yleisesti käytössä oleva langaton M-bus kykenee max. 100 b/s

² 3GPP release 13 (2016)

³ https://en.wikipedia.org/wiki/NarrowBand_IOT

⁴ <https://www.u-blox.com/en/lte-cat-m1>

Cat-M1 on suunniteltu laitteille, jotka vaativat pitkää akunkestoa, alhaista laitekustannusta ja hyvää kuuluvuutta. Erona NB-IoT:hen on tiedonsiirtonopeuden ja kaistanleveyden lisäksi hieman suurempi sähkönkulutus ja yksikköhinta. NB-IoT ja Cat-M1 soveltuvat pääpiirteittäin samoihin käyttötarkoituksiin. Esimerkiksi Yhdysvaltalaiset operaattorit Verizon sekä AT&T ovat valinneet Cat-M1:n IoT-tiedonsiirtoprotokollaksi¹, kun taas T-Mobile on valinnut sekä Cat-M:n että NB-IoT:n².

5.3 Yhteenveto

Älykkäissä mittausratkaisuissa kehitys tulee olemaan merkittävintä mittauslaitteiden tiedonsiirtoyhteisissä sekä tietojärjestelmien kyvyssä käsitellä ja analysoida mittaustietoa ja käyttää sitä päätöksenteossa. Mittarin roolin korostuu sensorina, joka mahdollistaa entistä luotettavimmat ja monipuolisemmat mittaukset.

Uudet tiedonsiirtoteknologiat mahdollistavat entistä nopeamman tiedonsiirron ja nykyistä lyhyemmät vasteajat. Tiedonsiirron hinnoittelumallit tulevat muuttumaan siten, että nykyisten käyttöpaikkakohtaisten hinnoittelumallien rinnalle tulee tiedonsiirtokapasiteettipohjaista hinnoittelua. Tiedonsiirron yksihinta tulee laskemaan, mutta kasvavista tiedonsiirtomääristä johtuen mittauksen tiedonsiirron kokonaiskustannukset eivät tule välttämättä muuttumaan.

Uudet tiedonsiirtoteknologiat eivät tule ratkaisemaan kaikkia mittauslaitteen kuuluvuusongelmia; esimerkiksi kellaritiloissa sijaitsevien mittauslaitteiden kuuluvuusongelmia. Myöskään tiedonsiirtoa ei voida taata uusillakaan tiedonsiirtoteknologioilla monimittauspisteistä kaikille asiakkaille.

Teknologian kehitys tulee olemaan merkittävintä tietojärjestelmissä ja sovelluksissa, joissa seuraavan sukupolven älymittareilta kerättävää tietoa tullaan käsittelemään. Tietojärjestelmät mahdollistavat entistä paremman ja yksityiskohtaisemman tiedon analysoinnin mutta ennen kaikkea oppivina järjestelminä tukevat päätöksentekoa tai tekevät päätöksiä itsenäisesti.

¹ <https://www.link-labs.com/blog/verizon-and-att-lte-cat-m1-for-iot>

² <https://www.fiercewireless.com/iot/t-mobile-to-build-nationwide-nb-iot-network-and-lte-cat-m-network-2018>

6 TOIMINNALLISUUKSIEN MÄÄRITTELY

Luvussa 6 on esitetty seuraavan sukupolven älymittareiden toiminnallisuusmäärittely. Aluksi luvussa 6.1 on esitetty ne vähimmäistoiminnallisuudet, jotka eivät edellytä erillistä kustannusten ja hyötyjen arviointia. Luvussa 6.2 määritellään ne toiminnallisuusvaihtoehdot, joiden hyödyistä ja kustannuksista laaditaan erillinen analyysi toiminnallisuuksien pakollisuuden arvioimiseksi. Luvussa 6 on esitetty lista niistä älymittareiden toiminnallisuuksista, jotka selvityksen perusteella nähdään hyödyllisinä mutta joiden käyttöönoton osalta harkintavalta tulisi jättää verkonhaltijalle.

6.1 Pakolliset perustoiminnallisuudet

Selvityksen perusteella seuraavan sukupolven älymittareiden pakollisiksi perustoiminnallisuuksiksi esitetään seuraavia:

- 1. Mittalaitteen tulee mitata ja rekisteröidä mittauslaitteen muistiin kulutettu energia sekä pätö- ja loisteho taseselvitysjaksoa vastaavan mittausjakson mukaisesti. Mittausjakso tulee olla ohjelmallisesti muutettavissa etäyhteyden välityksellä yhdestä (1) tunnista viiteentoista (15) minuuttiin. Myös tätä lyhyempi viiden (5) minuutin ja kolmen (3) minuutin mittausjakso tulee olla mahdollinen. Pätötehon mittaus ja rekisteröinti ovat tärkeitä jakeluverkon tehotariffien käyttöönoton kannalta. Vastaavasti ohjelmallisesti etäasetettava mittausjakso tukee taseselvitys- ja kaupankäyntijakson lyhenemistä tulevaisuudessa sekä verkonhaltijan ja markkinaosapuolten tarpeita saada mittautietoa myös tiheämmällä aikavälillä. Verkonhaltija voi käyttää myös taseselvitysjaksoa lyhyempää mittausjaksoa, mutta sähkömarkkinoiden edellyttämät tiedot tulee toimittaa asiakkaalle ja muille markkinaosapuolille taseselvitysjakson mukaisesti.*
- 2. Mittalaitteen tulee mitata sekä verkosta otto että verkkoon anto.*
- 3. Kohdan 1 ja 2 mittaukset tulee tehdä vaihekohtaisesti. Mahdolliset netotuslaskelmat esimerkiksi vaiheiden välillä tai taseselvitysjakson sisällä tulee tehdä verkonhaltijan tietojärjestelmissä tai datahubissa erikseen niin päätettäessä. Vaihekohtaiset mittaukset ovat tärkeitä muun muassa sähkön laadun valvonnan ja sähköturvallisuuden kannalta.*
- 4. Mittalaitteen tulee mitata seuraavien suureiden hetkellisarvot: vaihekohtainen pätö- ja loisteho, jännite ja virta sekä sähköverkon paikallinen taajuus. Hetkellisarvot tulee olla siirrettävissä ulkoisiin laitteisiin mittauslaitteen paikallisen tiedonsiirtorajapinnan kautta. Mikäli hetkellisarvoja käytetään asiakaslaskutuksen perusteena, esim. kuukauden huipputeho,*

tulee ne rekisteröidä mittalaitteen muistiin ja välittää asiakkaalle. Muiden kuin laskutuksessa käytettävien hetkellisarvojen rekisteröinnistä päättää verkonhaltija (esim. minimi- ja maksimiarvot tietyllä ajanjaksolla). Asiakas tai asiakkaan valtuuttama kolmas osapuoli voivat hyödyntää mittalaitteen mittaamia hetkellisarvoja energiatehokkuustoimenpiteissä sekä sähkönkulutuksen ja tehonkäytön optimoinnissa.

5. *Mittauslaitteen tulee rekisteröidä kaikki – myös alle kolmen minuutin pituiset – jännitteettömät ajat. Jännitteetöntä aikaa koskevat tiedot tulee välittää asiakkaalle.* Nykyisin mittauslaitteen tulee rekisteröidä vain yli kolmen minuutin pituisen jännitteettömän ajan alkamis- ja päättymisajankohdat. Tietoa lyhyemmistä katkoista voidaan hyödyntää sähköverkon operoinnissa. Keskeytykset ovat myös yksi Energiavirastolle raportoitavista tunnusluvuista. Katkotiedon välittäminen asiakkaalle sähköisen palvelun kautta parantaa asiakkaan palvelun laatua.
6. *Kaikki mittalaitteen rekisteröimät tiedot tulee voida lukea mittauslaitteiston muistista viestintäverkon kautta (etäluentaominaisuus).*
7. *Mittauslaitteen toiminnallisuutta määrittelevien ohjelmistojen tulee olla päivitettävissä tiedonsiirtoyhteyden välityksellä.* Ohjelmistoja ja niiden parametreja päivittämällä voidaan ottaa käyttöön tai muuttaa mittauslaitteiston (hardware) mahdollistamia toiminnallisuuksia asiakas- tai käyttäjäryhmäkohtaisesti.
8. *Kaikki mittalaitteet tulee varustaa etäkatkaisu ja -kytkentätoiminnallisuudella.* Tämä tehostaa ja yhdenmukaistaa sähkömarkkinaprosesseja sekä mahdollistaa yhdenvertaisen palvelun kaikille asiakkaille esimerkiksi asiakkaan muuttaessa tai sähköntoimituksen päättyessä muusta syystä.
9. *Mittauslaitteessa tulee olla paikallinen fyysinen tiedonsiirtoväylä, joka perustuu yleisesti käytössä olevaan, laitetoimittajariippumattomaan avoimeen standardoituun tiedonsiirtorajapintaan. Tiedonsiirtoväylän tulee mahdollistaa reaaliaikaisen mittaustiedon, kuten hetkellisen teho- ja kulutustiedon välittäminen (push) väylään kytketyille laitteille. Rajapinnan kautta välitettävien tietojen päivystiheys tulee olla vähintään kerran viidessä (5) sekunnissa. Tiedonsiirtoväylän tulee olla yksisuuntainen eli tiedonsiirto tulee olla mahdollista vain mittauslaitteelta tiedonsiirtoväylään kytketylle ulkoiselle laitteelle tai sovellukselle. Yksisuuntaisuudella varmistetaan, että ratkaisu on tietoturvallinen (esim. monimittauskeskukset). Jakeluverkonhaltija vastaa asiakkaan tai asiakkaan valtuuttaman kolmannen osapuolen pyynnöstä rajapinnan aktivoimisesta ja sen tietoturvasta sekä siitä, mitä*

tietoa rajapinnan kautta välitetään. Rajapinnan aktivointiin ja sulkemiseen tulee määrittellä prosessit. Paikallisen tiedonsiirtoväylän kautta välitettävä tieto on validoimatonta.

10. *Mittalaitteessa tulee olla näyttö.* Mikäli mittauslaitedirektiiviä tai sen tulkintaa muutetaan, mittalaitteen näytöstä voidaan luopua ja ottaa käyttöön uuden tulkinnan mukainen ratkaisu mittaustuloksen näyttämiseksi asiakkaalle.

11. *Verkonhaltija vastaa siitä, että verkkonhaltijan mittauslaitteiston, tiedonsiirtoketjun ja mittaustietoa käsittelevien tietojärjestelmien tietosuoja ja tietoturva on asianmukaisesti varmistettu.* Tietosuojaan ja tietoturvaan liittyvistä teknisistä ja toiminnallisista määritelmistä sekä osapuolien roolista suositellaan tehtäväksi erillinen tietoturvaselvitys.

6.2 Lisäselvitystä vaativat toiminnallisuudet

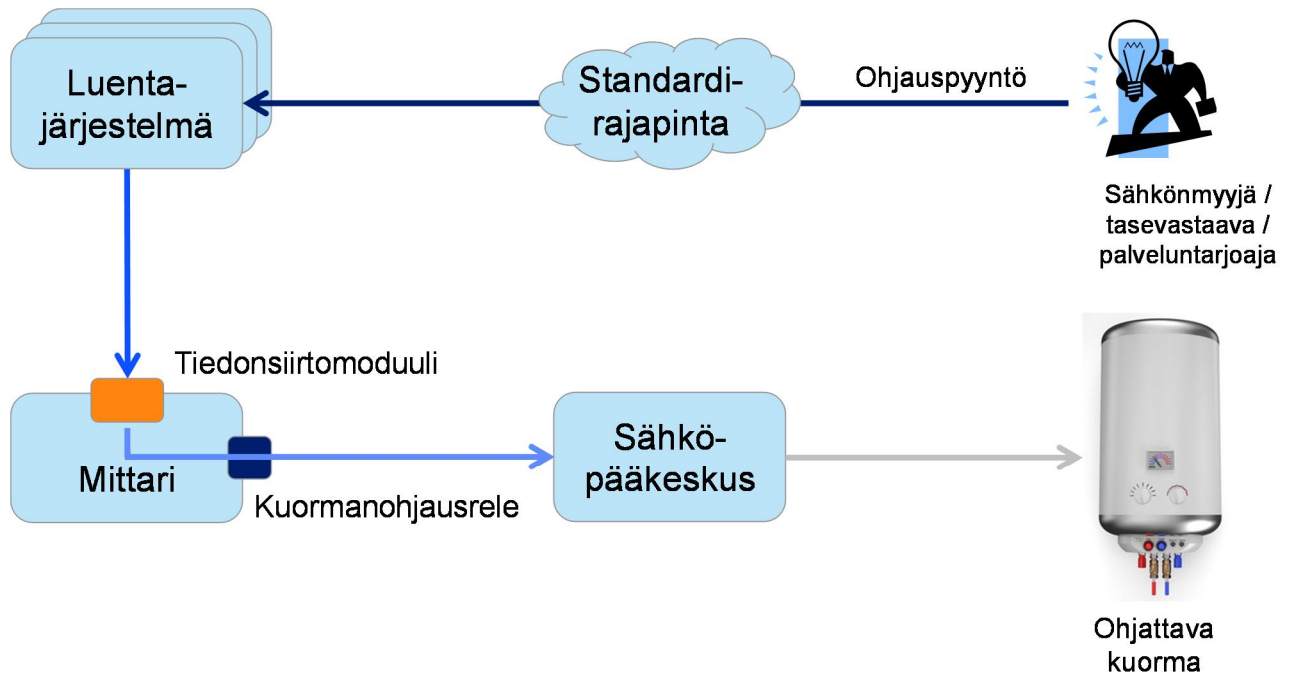
6.2.1 Mittauslaitteen käyttö kuormanohjauksiin

Sähkömarkkinalain mukaan mittauspalvelua järjestäessään verkkonhaltijan on pyrittävä edistämään sähkönkäytön ohjausmahdollisuuksien hyödyntämistä. Mittausasetuksessa edellytetään, että mittauslaitteiston tulee kyetä vastaanottamaan ja panemaan täytäntöön tai välittämään eteenpäin viestintäverkon kautta lähetettäviä kuormanohjauksikomentoja. Asetuksessa ei oteta kantaa ohjausten tekniseen toteutukseen, mutta tuntimittauksen periaatteissa toteutusvaihtoehtona suositellaan ohjaustarkoituksiin varattua kuormanohjasrelettä.

Nykyisin AMR-järjestelmässä kuormanohjauksirelettä käytetään sähkölämmityskohteissa mittalaitteen ohjelmoitavaan tariffikalenteriin perustuvissa verkon kaksiaikaohjauksissa (yö/päivä). Kaksiaikatariffeissa ohjausajat ovat hyvin pysyviä. Standardoitujen ohjausrajapintojen puuttumisen vuoksi sähkönmyyjien, tasevastaavien tai palveluntarjoajien ei ole ollut mahdollista välittää tariffiohjauksia mittalaitteille. Älyverkkotyöryhmän tekemän linjauksen mukaan nykyisistä jakeluverkon kaksiaikatariffeista luovutaan, kun kustannustehokkaita ja markkinaehtoisia ohjauspalveluja on riittävän kattavasti tarjolla.

Kuvassa 8 on havainnollistettu kuormanohjauksen toteuttamista kuormanohjauksireleellä seuraavan sukupolven älymittarilla. Jotta ratkaisu olisi käyttötarkoitustaan hyvin palveleva, tulisi käytössä olla ohjauspyyntöjen välittämiseksi mittareille standardirajapinta. Tällöin jokaisen sähkönmyyjän, tasevastaavan tai muun asiakkaan valtuuttaman palveluntarjoajan ei tarvitse sovittaa omia järjestelmiä kunkin jakeluverkonhaltijan kuormanohjauksijärjestelmiin erikseen. Standardoitu rajapinta ohjauspyyntöjen välittämiseen olisi järkevää toteuttaa keskitetyn teknisen palvelualustan kautta,

esimerkiksi käyttöönotettavassa datahub-järjestelmässä. Tällöin kaikki ohjauspyynnöt välitettäisiin verkonhaltijoiden järjestelmiin ja edelleen mittauslaitteella yhden keskitetyn ohjausrajapinnan kautta.



Kuva 8. Kuormanohjaus mittauslaitteen kuormanohjausreleellä

Mittalaitteella tehtävälle kuormanohjaukselle on olemassa markkinaehtoisia toteutusratkaisuja, kuten laitekohtaiset ohjausratkaisut, energiahallintajärjestelmät ja kotiautomaatiojärjestelmät (jatkossa ”erillISRatkaisut”). Näissä erillISRatkaisuissa on mahdollista, mutta ei välttämätöntä, hyödyntää älymittausjärjestelmän tarjoamaa infrastruktuuria. Älymittarit voivat välittää reaaliaikaista mittaustietoa erillISRatkaisuihin fyysisen tiedonsiirtoväylän kautta ja edistää siten sähkönkäytön ohjausmahdollisuuksien hyödyntämistä. Mikäli paikallinen tiedonsiirtorajapinta olisi kaksisuuntainen, erillISRatkaisuilla voitaisiin ohjata myös mahdollista mittauslaitteen kuormanohjausrelettä. Kaksisuuntaista tiedonsiirtoa ei kuitenkaan ehdoteta käyttöönotettavaksi tietoturvaan liittyvien näkökulmien vuoksi. Kaksisuuntainen tiedonsiirtorajapinta voisi mahdollistaa murtautumisen mittauslaitteelle. Suurin riski on monimittauskeskuksissa.

Mikäli seuraavan sukupolven älymittareita ei varusteta kuormanohjausreleellä, nykyisen mittausasetuksen vaatimusta ohjausmahdollisuuksien osalta ei pystytä täyttämään ellei etäkatkolaitteella tehtävien ”ohjausten” katsota täyttävän asetuksen vaatimuksia.

Sidosryhmien näkemykset kuormanohjausreleen tarpeellisuudesta ovat jakautuneet. Tämän vuoksi älymittarin kuormanohjaustoiminnallisuuden tarpeellisuutta arvioidaan tarkemmin laatu- ja kustannushyötyanalyysin keinoin luvussa 7.

6.2.2 Reaaliaikainen tiedonsiirto

Mittausasetuksessa verkonhaltija veloitetaan tarjoamaan asiakkaan erillisestä tilauksesta ja erillismaksusta tämän käyttöön tuntimittauslaitteisto, jossa on standardoitu liitäntä reaaliaikaista sähkönkulutuksen seurantaan varten. Sidosryhmähaastattelujen perusteella tällaisia mittauslaitteistoja on kuitenkin toimitettu asiakkaille hyvin vähän.

Puhtaan energian paketin sähkömarkkinadirektiiviehdotuksen mukaan sähkönkulutusta koskevien tietojen tulee olla helposti saatavilla ja loppukäyttäjien näkyvillä ilman lisäkustannuksia ja lähes reaaliaikaisesti. Lähes reaaliaikaisella tarkoitetaan sekuntitason viivettä tiedon rekisteröinnistä sen lähettämiseen. Lisäksi jos loppukäyttäjät sitä pyytävät, niiden verkkoon tuottamaa ja verkosta ottamaa sähköä koskevat mittaukselliset tiedot on asetettava paikallisen standardoidun tietoliikenneliitännän ja/tai etäyhteyden välityksellä loppukäyttäjien tai loppukäyttäjän puolesta toimivan kolmannen osapuolen saataville. EU-komission suosituksessa älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönotossa (2012/148/EU) tietojen päivitystiheys kuluttajille tarjottaviin järjestelmiin tulisi olla vähintään kerran viidessätoista minuutissa ja tulevaisuudessa nopeampi.

Selvitys osoittaa, että useissa maissa on otettu tai esitetty otettavaksi käyttöön standardoitu paikallinen fyysinen tiedonsiirtorajapinta, jota tässäkin selvityksessä esitetään seuraavan sukupolven älymittarin vähimmäistoiminnallisuudeksi. Paikallinen tiedonsiirtoväylä mahdollistaa reaaliaikaisen mittauksellisten tietojen välittämisen asiakkaan tai tämän valtuutuksella toimivan kolmannen osapuolen laitteeseen tai sovellukseen (ks. kuva 9).



Kuva 9. Periaatekuva mittauslaitteen paikallista tiedonsiirtoväylästä

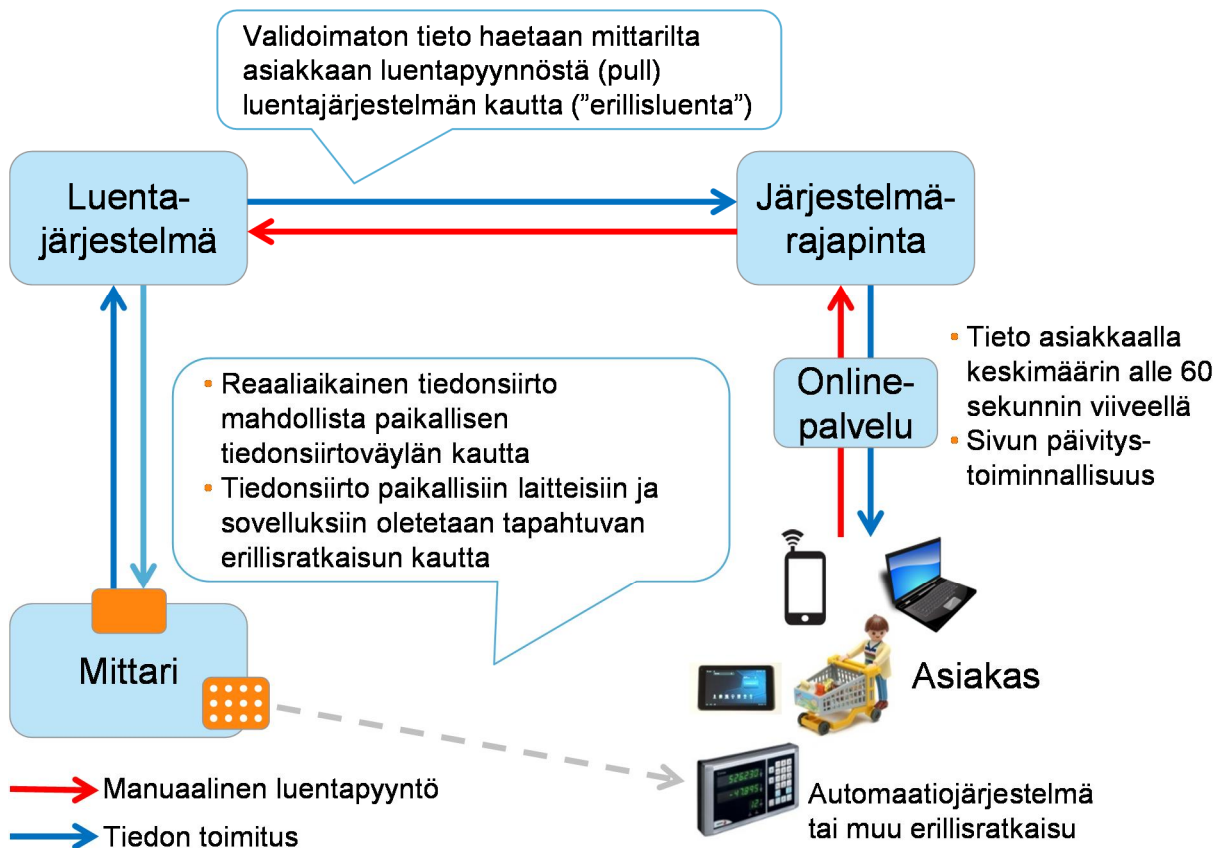
Paikallisen tiedonsiirtorajapinnan käyttöä vaikeuttaa se, että tieto on siirrettävä mittalaitteen tietoliikenneportista laitteeseen tai sovellukseen, mikä voi edellyttää tietoliikenneporttiin kytkettävää paikallista tiedonsiirtoratkaisua. ErillISRatkaisujen toimittajilla on yleensä asiantuntemusta laitteiden yhteenliittämisestä, mutta mittaustiedon saaminen kuluttajien omiin laitteisiin tai sovelluksiin voi olla kuluttajille haastavaa. Esimerkiksi Tanskassa kytkentä tulee olla mahdollista toteuttaa siten, että ”maallikkokin” kykenee sen tekemään.

Toinen paikallisen tiedonsiirtorajapinnan rajoite liittyy monimittauskeskuksiin. Kerrostaloissa mittarit sijaitsevat yleensä lukituissa tiloissa, jonne asiakkaalla ei pääsyä. Mittaustietojen välittäminen erityisesti kerrostalojen mutta myös joidenkin rivitalojen monimittauspisteistä asiakkaan laitteisiin tai sovelluksiin voi olla vaikeaa tai hyvin kallista toteuttaa, kuten Iso-Britannian HAN-ratkaisu on osoittanut (ks. luku 3.5). Uudet tiedonsiirtoteknologiatkaan eivät pysty vielä tätä täysin ratkaisemaan kustannustehokkaasti (ks. luku 5.2). Reaaliaikaista mittaustietoa ei voitaisi tarjolla paikallisen tiedonsiirtoväylän kautta osalle sähkönkäyttäjistä.

Paikalliseen tiedonsiirtorajapintaan liittyvien rajoitteiden vuoksi tässä selvityksessä tarkastellaan vaihtoehtoisia ratkaisuja välittää reaaliaikaista tai lähes reaaliaikaista mittaustietoa asiakkaille. Toinen tarkasteltava vaihtoehto on kaikille asiakkaille tarjottava palvelu päästä tarkastelemaan sähkönkäyttöön liittyviä tietoa lähes reaaliaikaisesti verkonhaltijan (tai sähkönmyyjän) online-

palvelusta. Toisessa vaihtoehdossa verkonhaltija tarjoaa asiakkaille pelkän fyysisen tiedonsiirtoväylän asemesta mittarin porttiin kytkettävän paikallisen tiedonsiirtoratkaisun eli mediamuuntimen ("dongle").

Kuvassa 10 on esitetty periaatekuva ratkaisusta, jossa kaikille asiakkaille voidaan tarjota lähes reaaliaikaista mittaustietoa sähkönkulutuksesta ja tehon käytöstä. Siinä asiakas tekee luentapyynnön mittalaitteelle verkonhaltijan online-järjestelmästä pyyntöperiaatteella (pull). Luentapyyntö välitetään online-palvelun rajapinnan kautta luentajärjestelmään, joka tekee erillislunnon mittalaitteelta. Tällaisten verkonhaltijan tietojärjestelmien kautta tehtävien luentojen keskimääräinen viive olisi enimmilläänkin alle 60 sekuntia. Jakeluverkonhaltijat pystyvät tekemään erillisluentoja jo nykyisissä AMR-järjestelmissä, joten toiminnallisuus olisi vain siltä osin uusi, että nyt asiakas itse voisi käynnistää erillisluentapyynnön. Riippuen käytössä AMR-teknologiasta viive voi olla todellisuudessa merkittävästi alle 60 sekuntia. Asiakkaalla on tässäkin vaihtoehdossa käytössään myös fyysinen tiedonsiirtoväylä, joka mahdollistaa reaaliaikaisen tiedon enintään 5 sekunnin viiveellä.



Kuva 10. Periaatekuva lähes reaaliaikaisen mittaustiedon toimittamisesta verkonhaltijan tietojärjestelmien kautta

Asiakkaiden luentapyynnöille on mahdollista myös keskitetty järjestelmärajapinta, jolloin pyynnöt olisi mahdollista tehdä myös sähkönmyyjän online-palvelusta. Tätä vaihtoehtoa ei ole arvioitu tässä selvityksessä.

Vaihtoehtoinen, kevyempi ratkaisu kuvan 10 toiminnallisuusvaihtoehdolle on mittauslaitteiston keräämä tiedon välittäminen asiakkaiden käyttöön nykyisin käytössä olevan vuorokausiluennan sijaan tiheämmällä luentasyklillä, esim. vähintään neljän tunnin välein. Tätä vaihtoehtoa ei ole analysoitu tarkemmin tässä selvityksessä vaan se nähdään enemmänkin luonnollisena kehityksenä mittausjärjestelmien ja tiedonsiirtoteknologioiden kehittyessä.

Kuvassa 11 on esitetty periaatekuva ratkaisusta, jossa jakeluverkonhaltija kytkee paikalliseen tiedonsiirtoväylään mediamuuntimen ("dongle"). Ratkaisu tarjoaisi asiakkaalle pelkkää fyysistä tiedonsiirtoväylää helpomman ja käyttäväystävällisemmän tavan saada reaaliaikaista mittautietoa omiin laitteisiin ja sovelluksiin.



Kuva 11. Periaatekuva tiedonsiirtoväylästä, johon on kytketty mediamuunnin

6.3 Mittauslaitteen muut toiminnallisuudet

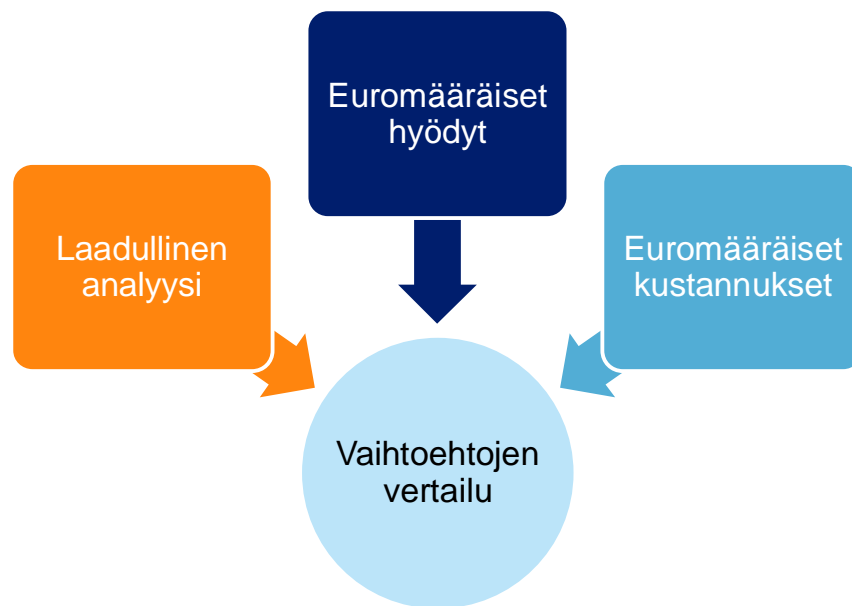
Verkonhaltija voi asettaa seuraavan sukupolven älymittareille myös muita toiminnallisuusvaatimuksia. Esimerkkejä näistä muista toiminnallisuuksista ovat muun muassa seuraavat:

- Ohjelmistollisesti asetettava virtaraja ("softasulake"). Kuormanohjausreleeseen yhdistettynä toiminnallisuus mahdollistaisi paremman tehotariffien hallinnan sekä olisi hyödynnettävissä myös tehopulatilanteissa. Etäkatkaisulaitteeseen yhdistettynä toiminnallisuus ei ole yhtä asiakaslähtöinen, koska tämä ei tue asiakkaan yksittäisiin kuormiin kohdistuvaa ohjausta.
- Sähkön laatuun liittyvät mittaukset: esimerkiksi nolla- ja vaiheviat, vaihe-epäsymmetriat, väärä virransuunta. Nämä verkkonhaltija tulisi voida määritellä omista sähköverkon käytön ja hallinnan tarpeista.
- Sähkökatkoihin ja sähkönlaatuun liittyvät aktiiviset hälytykset. Osa hälytyksistä liittyy sähköverkon käyttöön mutta osa hälytystiedoista olisi hyödyllistä välittää myös asiakkaille (mm. katkotiedot ja nollavikahälytykset).

Verkonhaltija voi hyödyntää nykykäytännön mukaan edellä mainittuja toiminnallisuuksia verkon käytössä ja hallinnassa sekä asiakaspalvelussa omaan harkintaansa perustuen, mutta toiminnallisuudet eivät olisi jakeluverkonhaltijoita velvoittavia, eikä niitä huomioitaisi sellaiseen mittauslaitteen yksikköhintaa määriteltäessä. Tämä kannustaisi verkkonhaltijoita hakemaan mahdollisimman kustannustehokkaita ratkaisuja verkon käyttöön ja hallintaan.

7 TOIMINNALLISUUSVAIHTOEHTOJEN ARVIOINTI

Luvussa 7 tarkastellaan luvussa edellisessä luvussa määriteltyjä lisäselvitystä vaativia toiminnallisuusvaihtoehtoja laadullisen analyysin ja euromääräisen kustannushyötyanalyysin keinoin (ks. kuva 12). Luvussa 7.1 on esitetty toiminnallisuusvaihtoehtojen laadullinen arviointi ja luvussa 7.2 kustannushyötyanalyysi.



Kuva 12. Laatu- ja kustannushyötyanalyysi.

Laatu- ja kustannushyötyanalyysissä tarkasteltavat toiminnallisuusvaihtoehdot ovat seuraavat:

- Kuormanohjaustoiminnallisuus, joka perustuu mittauslaitteen kuormanohjausreleeseen tai vaihtoehtoisesti erillisratkaisuun;
- Lähes reaaliaikaisen (viive < 60 s) mittaustiedon toimittaminen pyyntöpohjaisesti kaikille asiakkaille;
- Reaaliaikaisen mittaustiedon tarjoaminen paikallisesti fyysiseen tiedonsiirtoväylään kytketyn mediamuuntimen ("dongle") välityksellä.

7.1 Laadullinen arviointi

7.1.1 Kuormanohjaustoiminnallisuus

Taulukkoon 20 on koottu mittauslaitteen kuormanohjaustoiminnallisuuteen liittyviä hyviä ja huonoja puolia.

Taulukko 20. Mittalaitteella tehtävien kuormanohjausten vahvuudet ja heikkoudet

Vahvuudet	Heikkoudet
<ul style="list-style-type: none"> • Nykyisiin mittalaitteisiin kytketty 1800 MW:n lämmityskuorma¹ voidaan saada helpommin ohjauksen piiriin • Soveltuu sähkön spot-markkinahintaan perustuviin ohjauksiin (day-ahead-markkinat) • Tarjoaa siirtymävaiheen ratkaisun kaksiaikatariffeista spot-hintaohjauksiin • Toiminnallisuus on yhdenvertaisesti kaikkien myyjien ja palveluntarjoajien käytettävissä • Ei estä tai vaikeuta sähkönmyyjän tai palveluntarjoajan vaihtoa • Kuormanohjausreleellä tehtävät ohjaukset ovat toimintamallina tuttu monille sähkölämmittäjäasiakkaille • Ei vaadi asiakaspään alkuinvestointeja asiakkaalta tai asiakkaan kysyntäjoustopalvelun tarjoajalta 	<ul style="list-style-type: none"> • Monopoliliiketoimintaan perustuva ratkaisu, joka hidastaa markkinaehtoisten ratkaisujen kehittämistä • Ei sovellu hyvin ohjauksille, jotka edellyttävät nopeita läpimenoaikoja suurelle määrällä käyttöpaikkoja • Edellyttää ohjausrajapinnan ja tiedonvaihdon määrittelyä ja standardointia; keskitetyn ratkaisun kehittämisessä muutoshitautta • Suuri teknologian vanhenemisriski, sillä asennukset ajoittuvat 10 vuodelle ja mittareiden pitoaika on 10–20 vuotta • Ratkaisuun on vaikea sisällyttää paikallista älyä sähkökäytön optimoimiseksi • Keskitetty ohjausrajapinta edellyttää erittäin luotettavia tietoturvaratkaisuja • Kustannukset kohdentuvat kaikille asiakkaille, myös niille, jotka eivät käytä palvelua • Ohjauksiin liittyvien vasteaikojen ja vastuukysymysten määrittely on vaikeaa, sillä teknologisesta ratkaisusta ja kaupallisesta palvelutarjonnasta vastaavat eri tahot

Merkittävin kuormanohjausrelettä puoltava tekijä on nykyisiin etäluettaviin sähkömittareihin kytketty noin 1 800 MW:n lämmityskuorma. Tämä ohjauspotentialiaali olisi helposti ja yhdenmukaisesti saatavissa sähkömarkkinoiden käyttöön. Ohjattavien kuormien määrää voisi olla mahdollista jopa lisätä tiedottamalla potentiaalisia sähkölämmitysasiakkaita ohjausten vaatimista muutostöistä riittävän ajoissa ennen uuden mittauslaitteen asentamista. Tällä ei kuitenkaan pystytä vastaamaan lähivuosien joustotarpeeseen.

¹ DR pooli (2015). Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille. Loppuraportti.

Toinen merkittävä etu on ratkaisun yhteensopivuus kaikkien ohjauspalvelua tarjoavien sähkönmyyjien, tasevastaavien ja palveluntarjoajien kanssa. Standardoitu ohjausraja-alue tai datahubiin toteutettava ohjaustoiminnallisuus mahdollistaisi kaikille ohjauspyyntöjen lähettämisen kustannustehokkaasti ja yhdenvertaisesti kaikkiin relettoiminnallisuudella varustettuihin mittauslaitteisiin.

Mittauslaitteen kuormanohjaustoiminnallisuus ei ole markkinaehtoinen ja teknologianeutraali ohjausratkaisu. Älymittareiden kuormanohjausratkaisu voi vähentää kannustimia kehittää markkinaehtoisia, innovatiivisempia ohjausratkaisuja. ErillISRatkaisuilla saatava lisähyöty on rajallisempi, mikä käytössä on jo kuormanohjausreleeseen perustuva ohjausratkaisu. Tällöin asiakkaan kannustimet ottaa käyttöön palvelutasoltaan parempia ratkaisuja ovat vähäisemmät. Tämä taas vähentää myyjien ja palveluntarjoajien kannustimia kehittää älykkäämpiä ratkaisuja, joilla pystyttäisiin tukemaan sähköjärjestelmää ja sähkömarkkinoita monipuolisemmin kuin mittareiden kautta tehtävällä hintajoustolla.

Kuormanohjaustoiminnallisuudesta aiheutuvat kustannukset tulevat myös niiden sähköverkon pienasiakkaiden maksettaviksi, jotka eivät kuormanohjaustoiminnallisuutta käytä. Näin muut sähkökäyttäjät maksavat osan kuormanohjaustoiminnallisuutta käyttävien asiakkaiden saamista hyödyistä maksamalla tästä aiheutuvia kustannuksia. Kustannusten kohdentamista voitaisiin parantaa jonkin verran tariffilaskennassa määrittelemällä ne käyttäjäryhmät, joille kuormanohjaustoiminnallisuudella varustettua mittalaitetta tarjotaan sekä huomioimalla eri mittalaitetyypit valvontamallin yksikköhinnoissa. Tämä johtaisi kuitenkin monimutkaisiin menettelyin ja kaikkia kustannuksia ei silti voitaisi kohdentaa aiheuttamisperiaatteen mukaisesti.

Kuormanohjausreleellä tehtävien ohjausten heikkous on niiden huono soveltuvuus nopeille ohjauksille. Ohjausten läpimenoajat ovat pitempiä ja luotettavuus heikompi verrattuna erillISRatkaisuilla tehtäviin ohjauksiin. Mittalaitteella tehtävät kuormanohjaukset soveltuvat ensisijaisesti sähkön markkinahintaan perustuvaan kysyntäjouktoon day-ahead-markkinoilla (Elspot). Tällöin ohjauspyynnöt voidaan lähettää mittalaitteelle riittävän ajoissa jo edellisen vuorokauden aikana. Yksittäisille käyttöpaikoille tehtävien ohjausten läpimenoaika voi olla nopeimmillaan kymmeniä sekunteja, mutta keskimääräinen läpimenoaika voi olla tätä huomattavasti pidempi riippuen muun muassa etäluentateknologiasta ja samanaikaisten ohjauspyyntöjen määrästä.

On mahdollista, että seuraavan sukupolven etäluentajärjestelmissä ohjauksia voidaan tehdä suurellekin määrälle käyttöpaikkoja saman muuntopiirin alueelle nykyistä AMR-järjestelmää nopeammin ja luotettavammin. Osa käyttöpaikoista voisi soveltua myös aktiivisempaan

tasehallintaan, esim. Elbas- ja säätösähkömarkkinoilla. Kysyntäjoustopalvelun piirissä oleva ohjauspalvelu voisi pienentää myös tehoreservin tarvetta. Niinä hetkinä, kun järjestelmässä on niukkuutta sähkötehosta ja tehoreserviä oletettavasti tarvittaisiin, voidaan olettaa, että myös sähkön hinta on korkea. Tällöin hinnan perusteella ohjattavat kysyntäjoustokohteet vähentävät kulutustaan mahdollisuuksien mukaan ja vähentävät näin tarvetta tehoreservin käytölle. Kantaverkkoyhtiön reservimarkkinoille AMR-teknologia ei ole riittävän luotettavaa eikä täytä markkinapaikkojen vaatimuksia.

Älymittareiden kautta tehtävät ohjaukset ja ohjauksiin liittyvä tiedonvaihto edellyttävät standardoitua ohjausrajapintaa tai keskitettyä datahub-tyyppistä ratkaisua sekä ohjauspyyntöjen välittämiseen tarvittavien tiedonvaihtoformaattien määrittelyä. Usean toimijan ohjausketjuun liittyvän ratkaisun heikkous on vastuiden määrittelyn vaikeus. Jotta ratkaisu voitaisiin ottaa käyttöön esimerkiksi spot-hintaan perustuvissa ohjauksissa, vastuut ohjauspyyntöjen läpimenon ja kuormanohjausten toteutuksen osalta tulisi määrittellä yksiselitteisesti verkonhaltijan, asiakkaan, ohjauspalvelujen tarjoajan ja datahubin välillä. Tässä yhteydessä tulisi määrittellä myös aikarajat ohjauspyyntöjen lähettämiseksi sekä palvelutasot ohjausten läpimenoille ja mahdolliset palvelutasosanktiot.

Älymittareiden kuormanohjausratkaisut eivät ole yhtä monipuolisia ja ”älykkäitä” kuin erilliskäyttöiset ratkaisut, joihin voidaan liittää myös muuta, esimerkiksi kotien asumisviihtyvyyteen ja turvallisuuteen liittyvää toiminnallisuutta. Mittareilla toteutettaviin ratkaisuihin liittyy myös merkittävä teknologian vanhenemisen riski. Erilliskäyttöisissä ohjausteknologioiden arvioidaan kehittyvän mittalaiteratkaisuja paljon nopeammin ja integroituvan tuleviin älykotijärjestelmiin.

Erilliskäyttöiset ratkaisut, kuten laitekohtaiset ohjausratkaisut, energiahallintajärjestelmät ja kotiautomaatiojärjestelmät ovat vaihtoehto mittalaitteen kuormanohjausreleellä tehtäville kysynnänohjauksille. Taulukkoon 21 on koottu vertailun vuoksi erilliskäyttöisyyden hyviä ja huonoja puolia. Oletuksena on, että tällöin kaikki ohjaukset tehtäisiin markkinaehtoisesti erilliskäyttöisillä.

Taulukko 21. ErillISRatkaisujen vahvuudet ja heikkoudet kuormanohjauksessa

Vahvuudet	Heikkoudet
<ul style="list-style-type: none"> • Markkinaehtoisuus ja teknologianeutraalisuus • Ohjausteknologioiden kehittyminen nopeaa ja ne integroituvat älykosisovelluksiin • ErillISRatkaisut soveltuvat myös nopeisiin ohjauksiin • Ratkaisut ovat älymittareiden releohjauksia monipuolisempia ja älykkäämpiä • Jokainen asiakas päättää itse erillISRatkaisun hankinnasta ja vastaa myös kustannuksista • Kuormanohjauksiin liittyvien vastuiden määrittely yksinkertaisempaa • Tulevaisuudessa ohjausratkaisut integroituvat suoraan ohjattaviin laitteisiin, jolloin erillisiä ohjauslaitteita ei enää tarvita • Suoraan laitteisiin integroituvien ratkaisujen hinnat laskevat nopeasti 	<ul style="list-style-type: none"> • Voidaan menettää osa nykyisestä ohjattavasta sähkölämmityskuormasta • Ratkaisut ovat usein sidoksissa laite- tai palvelutoimittajaan (vendor lock-in), jos niissä ei ole avoimia rajapintoja • Voi estää tai vaikeuttaa myyjänvaihtoa • ErillISRatkaisujen korkea hinta ja maksut hidastavat vielä nykyisin niiden yleistymistä • Teknologia vanhenee nopeasti, toisaalta päivittäminen ja palvelukehitys on ketterää • ErillISRatkaisujen tietoturvassa voi olla merkittäviä eroja • Asiakkaalla voi olla vastuu tiedonsiirtoyhteydestä ohjauspalveluun

ErillISRatkaisujen vahvuuksia ovat markkinaehtoisuus ja teknologianeutraalisuus. Toisin kuin monopolitoimintaan perustuvissa ratkaisuissa niin hyödyt kuin kustannukset kohdentuvat oikeudenmukaisemmin aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. ErillISRatkaisut tarjoavat tarvelähtöisen ratkaisun joustomarkkinoille. Ratkaisut kehittyvät puhtaasti markkinainsentiivien mukaisesti. Myös palvelukehitys on markkinaehtoista. ErillISRatkaisuilla voidaan vaikuttaa jouston määrään jo paljon ennen seuraavan sukupolven älymittareiden käyttöönottoa.

ErillISRatkaisujen keskeinen heikkous on vielä nykyisin niiden keskimäärin korkea hinta sekä palvelun käyttöönottoon liittyvä vaiva. Monet nykyisistä ratkaisuista ovat myös palveluntarjoajakohkaisia suljettuja järjestelmiä, mikä voi vaikeuttaa sähkönmyyjän tai palveluntarjoajan vaihtoa. Asiakashyötynä on kuitenkin erillISRatkaisujen monipuolisemmat energiasäästöön ohjaavat toiminnallisuudet. Älykkäämpinä ratkaisuina ne myös tukevat paremmin tehotariffien käyttöönottoa ja sähkönkäytön kokonaisoptimointia.

7.1.2 Lähes reaaliaikainen tieto kaikille asiakkaille verkonhaltijan tietojärjestelmien kautta

Reaaliaikaisessa tiedonsiirrossa vähimmäistoiminnallisuudeksi (nollavaihtoehto) määriteltiin paikallinen standardoitu fyysinen tiedonsiirtoväylä (ks. luku 6.1). Lähes reaaliaikaista sähkönkulutus- ja tehotietoa (keskimääräinen viive < 60 sekuntia) voitaisiin tarjota asiakkaille myös ei-paikallisesti

verkonhaltijan tietojärjestelmien kautta. Taulukkoon 22 on koottu tähän toiminnallisuusvaihtoehtoon liittyvät hyvät ja huonot puolet.

Taulukko 22. Lähes reaaliaikaisen tiedonsiirron hyvät ja huonot verkonhaltijan järjestelmien kautta toimitettuna

Vahvuudet	Heikkoudet
<ul style="list-style-type: none"> • Voidaan tarjota kaikille sähköverkon asiakkaille • Toimintamalli nykyisten erillis-/suoraluentojen kaltainen • Mittaustieto haetaan pyynnöstä vain sitä tarvitseville (pull) • Reaaliaikainen mittaustieto on saatavilla tarvittaessa fyysisen tiedonsiirtoväylän kautta • Voidaan hyödyntää olemassa olevia online-palveluja luentapyyntöjen aktivoimisessa 	<ul style="list-style-type: none"> • Ei reaaliaikaista tietoa; keskimääräinen vasteaika muutamia kymmeniä sekunteja • Jatkuvat tai lukuisat samanaikaiset luentapyynnot voivat hidastaa tiedonsiirtoa • Tieto on validoimatonta • Käyttö myyjän tai palveluntarjoajan järjestelmistä edellyttää standardirajapintaa • Lisäarvo asiakkaalle verrattuna nykyiseen tuntimittaustietoon voi olla vähäinen

Mittaustiedon toimittaminen pyyntöpalveluna (pull) on hyvin samankaltainen kuin monilla verkkoyhtiöillä jo nykyisin käytössä olevat käyttöpaikkojen suora- tai erillislennat. Toiminnallisuus edellyttäisi rajapinnan rakentamisen loppuasiakkaalle esimerkiksi nykyiseen online-palveluun. Toiminnallisuuden merkittävin vahvuus on se, että kaikille asiakkaille – myös kerrostalokohteisiin – voidaan toimittaa lähes reaaliaikaista mittaustietoa.

Toiminnallisuus ei kuitenkaan mahdollista täysin reaaliaikaisen mittaustiedon toimittamista, mutta niille asiakkaille, joilla on pääsy mittalaitteelle, reaaliaikainen tieto on saatavissa fyysisen tiedonsiirtoväylän kautta.

Toiminnallisuuteen liittyy epävarmuus siitä, onko se riittävä täyttämään Puhtaan energian paketin sähkömarkkinadirektiiviehdotuksen lähes reaaliaikaisen tiedonsiirron vaatimuksen.

7.1.3 Reaaliaikainen tiedonsiirto mediamuuntimen kautta

Standardoidun fyysisen tiedonsiirtoväylän lisäksi analyysissä tarkastellaan tiedonsiirtoväylään liitettävää mediamuunninta, joka mahdollistaisi reaaliaikaisen mittaustiedon välittämisen esimerkiksi langattomasti asiakkaan tai tämän valtuuttaman kolmannen osapuolen laitteeseen tai sovellukseen paikallisesti. Taulukossa 23 on kuvattu tämän toiminnallisuusvaihtoehdon vahvuudet ja heikkoudet verrattuna pelkkään fyysiseen tiedonsiirtoväylään.

Taulukko 23. Fyysiseen tiedonsiirtoväylään kytkettävän mediamuuntimen vahvuudet ja heikkoudet

Vahvuudet	Heikkoudet
<ul style="list-style-type: none"> • Käyttöönotto on asiakkaalle helpompaa, koska ratkaisu sisältää myös valmiin tiedonsiirtoratkaisun • Tiedot voidaan välittää useaan eri sovellukseen tai IP-osoitteeseen • Mahdollistaa langattoman tiedonsiirron • Langallista tiedonsiirtoa voidaan edelleen käyttää erillISRatkaisuihin, mikäli se nähdään luotettavampana ja tietoturvallisempänä • Mahdollistaa asiakkaan omien näyttöjen, padien ja mobiililaitteiden käytön 	<ul style="list-style-type: none"> • Standardien määrittely ja yhteensopivuuden varmistaminen hankalaa • Edellyttää myös sovellusta, johon mittaustiedot siirretään • Mediamuuntimen käyttöön liittyvät kysymykset voivat kuormittaa asiakaspalvelua • Teknologia voi vanheta nopeasti • Laitteen ylläpitoon ja vikaantumiseen liittyvät vastuut ovat verkonhaltijalla • Ratkaisua ei voida tarjota kaikille asiakkaille (esim. kerrostaloasiakkaat) • Ei ole välttämätön järjestelmä- ja palvelutoimittajien erillISRatkaisuille

Ratkaisun merkittävin etu on käyttöönoton helppous asiakkaalle. Mikäli mittalaitteessa on pelkästään fyysinen tiedonsiirtoväylä, monet asiakkaat eivät todennäköisesti tule hyödyntämään sitä. Mediamuuntimen avulla tieto voidaan välittää tiedonsiirtoväylästä suoraan asiakkaan laitteeseen. Tämä edellyttää kuitenkin jonkinlaista sovellusta, johon reaaliaikainen mittaustieto voidaan viedä langattomasti esimerkiksi sähkönkulutuksen ja tehonkäytön seuraamiseksi ja analysoimiseksi sekä erilaisten hälytysten mahdollistamiseksi (esim. sopimustehon ylitykset).

Mittalaitteeseen kytkettävä mediamuunnin toisi verkonhaltijalle uusia vastuuta, jotka liittyvät mediamuuntimen käytön neuvontaan ja ylläpitoon. Ratkaisu myös eriarvoistaa asiakkaita, sillä sitä ei voida tarjota kaikille asiakkaille. Kerrostalojen monimittauskeskuksista tiedonsiirtoyhteyden rakentaminen asiakkaan laitteisiin ja sovelluksiin voi olla haastavaa ja kallista.

Fyysiseen tiedonsiirtoväylään liitettävä mediamuunnin voisi vaihtoehtoisesti olla sähkönmyyjän tai muun palveluntarjoajan tarjoama palvelu taikka asiakas voisi hankkia sen itse markkinoilta. Tämä edellyttäisi fyysiseen tiedonsiirtoväylään soveltuvien laitteiden tai tiedonsiirtoprotokollien määrittelyä.

7.2 Kustannushyötyanalyysi

7.2.1 Lähtökohdat ja rajaukset

Kustannushyötyanalyysissä tarkastellaan lisäselvitystä vaativien toiminnallisuusvaihtoehtojen kustannukset ja hyödyt. Lähtökohtana on tarkastella, tuottaako mittauslaitteen

kuormanohjaustoiminnallisuuteen tai (lähes) reaaliaikaiseen tiedonsiirtoon sijoitettava lisäeuro toiminnallisuudesta aiheutuvaa kustannusta suuremman hyödyn.

Tässä on huomioitava, että analyysi on laadittu seuraavan sukupolven älykkään mittausjärjestelmän näkökulmasta. Selvityksessä ei tehdä kustannushyötyanalyysiä erilaisista joustojen hankintatavoista, esimerkiksi miten Suomen sähköjärjestelmän joustotarpeet saataisiin toteutettua yhteiskunnallisesti mahdollisimman kustannustehokkaasti. Mittauslaitteen kuormanohjaustoiminnallisuutta käsittelevän analyysin yhteydessä tarkastellaan erilliskäytösten kannattavuutta mutta muita vaihtoehtoisia tapoihin tai teknologioihin saada joustoja markkinoille (esim. voimalaitokset tai akut). Analyysissä ei ole myöskään arvioitu määrällisesti mahdollisia sähkön siirtohinnoitteluun liittyviä hyötyjä, jotka voivat liittyä toiminnallisuusvaihtoehtoihin siirryttäessä tehopohjaiseen siirtohinnoitteluun.

Koska tulevaan kehitykseen liittyy paljon epävarmuutta, analyysi tuottaa enemmänkin suuruusluokka- kuin tarkkoja arvioita kustannuksista ja hyödyistä. Herkkyystarkasteluilla voidaan vertailla vaihtoehtojen kannattavuutta eri kustannus- ja hyötytasolla. Näin saadaan myös selville, mitkä tekijät ovat tärkeimpiä ajureita eri vaihtoehtojen kannattavuuden osalta. Mitä lähempänä euromääräiset hyödyt ja kustannukset ovat toisiaan tai mitä enemmän laskelmiin liittyy epävarmuutta, sitä suurempi painoarvo on luvun 7.1 laadullisella analyysillä.

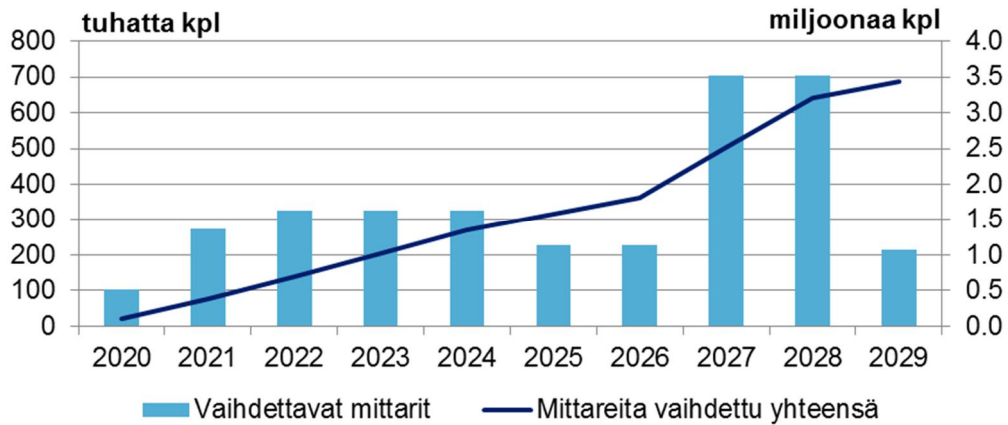
Kustannushyötyanalyysin lähtötiedot on kerätty julkisten lähteiden lisäksi jakeluverkonhaltijoilta, myyjiltä ja tasevastaavilta, laitevalmistajilta ja järjestelmätoimittajilta, kantaverkkoyhtiö Fingridiltä ja Energiavirastolta.

7.2.2 Yleiset oletukset

Valtaosa etäluettavista sähkömittareista on asennettu vuosina 2009–2013. Enintään 63 A - energiamittauslaitteiden keski-ikä oli vuoden 2016 lopussa 5,5 vuotta ja yhtiöiden mittareille valitseman pitoajan painotettu keskiarvo on 13,8 vuotta. Energiavirastolta saatujen tilastojen perusteella tässä työssä on käytetty kuvan 13 mukaista jakaumaa seuraavan sukupolven älymittareiden asennuksille. Kuvasta nähdään, että mittariasennukset alkavat vuonna 2020 ja vuosina 2021–2026 niitä asennetaan vuosittain keskimäärin noin 280 000 kappaletta. Vuosina 2027 ja 2028 mittareita asennetaan noin 700 000 kappaletta. Tässä selvityksessä on oletettu, että kaikki 3,4 miljoonaa mittaria vaihdetaan viimeistään vuonna 2029.

Mittareiden asennusjakaumaa käytetään analyysissä, jotta investointikustannukset voidaan kohdentaa oikeille vuosille ja jotta vuosittaisten operatiivisten kustannusten ja hyötyjen arvioinnissa käytetään oikeaa vaihdettujen mittarien lukumäärää.

Mittareiden pitoaikana laskelmissa on käytetty 10 vuotta. Tällä hetkellä keskimääräinen pitoaika on 13,8 vuotta ja teknologisen kehityksen myötä voidaan olettaa, että pitoaika lyhenee tulevaisuudessa ja siirtyy lähemmäksi nykyisen vaihteluvälin, 10–20 vuotta, minimiarvoa.



Kuva 13. Seuraavan sukupolven mittareiden asennus vuosittain 2020-2029.

Osassa tarkasteltavista toiminnallisuusvaihtoehdoissa vaaditaan jakeluverkonhaltijoilta investointeja tietojärjestelmiin. Näissä tapauksissa kustannukset ovat jakeluverkkokohtaisia eivätkä mittarikohtaisia. Tämän vuoksi analyysissä käytetään keskimääräistä jakeluverkonhaltijaa, joka saadaan laskettua seuraavasti: etäluettavia käyttöpaikkoja on 3,4 miljoonaa ja jakeluverkonhaltijoita 78, joten keskimääräisellä verkkoyhtiöllä on noin 44 000 käyttöpaikkaa. Tämä tarkoittaa sitä, että jos tiettyä vuonna asennetaan 220 000 mittaria, verkkoyhtiökohtaisiin kustannuksiin käytetään kerrointa $(220 / 44) = 5$.

Kustannushyötyanalyysissä käytetään nettonykyarvomenetelmää, jonka diskonttokorko-oletukset on esitelty taulukossa 24. Nettonykyarvolaskenta tehdään ajanjaksolle 2020–2039, koska seuraavan sukupolven älymittareiden asennusten oletetaan alkavan vuonna 2020 ja päättyvän vuonna 2029. Kymmenen vuoden pitoaikaoletuksella kaikki seuraavan sukupolven mittarit ovat pitoaikansa lopussa vuonna 2039.

Taulukko 24. Nettonykyarvolaskennassa käytettävät diskonttokorot.

Parametri	Arvo	Kommentit
Diskonttokorko hyötyjen laskennassa	5 %	Hyödyt kohdistuvat pääasiassa asiakkaille ja kaupallisille markkinaosapuolille (myyjät ja palveluntarjoajat)
Diskonttokorko kustannusten laskennassa	4 %	Kustannukset kohdistuvat pääasiassa verkkoyhtiöille. 4 % vastaa jakeluverkonhaltijoiden reaalista kohtuullista tuottoastetta (post-tax) 3. ja 4. valvontajaksolla. ¹

7.2.3 Käyttäjryhmien segmentointi

Koska suurin osa hyödyistä liittyy pienasiakkaisiin, joilla on paljon ohjattavaa kuormaa (sähkölämmittäjät, lämpöpumput jne.), tarkastelu tehdään valikoiden eri käyttäjäryhmille. Omakotitalo- ja rivitaloasiakkaat ovat potentiaalisia asiakkaita ohjaus- ja joustopalveluille. Kerrostaloasukkailla ei ole taas juurikaan ohjattavaa kuormaa, että kysyntäjoustopuolelta saatavat hyödyt olisivat taloudellisesti merkittäviä. Täten kustannushyötyanalyysissä on käytetty oletusta, että kuormanohjausreleet asennettaisiin vain omakotitalo- ja rivitaloasiakkaille. Samaa oletusta on käytetty vaihtoehdossa ”reaaliaikainen tiedonsiirto mediamuuntimen kautta”, koska näissä kohteissa on yleensä mahdollista toteuttaa langaton tiedonsiirtoratkaisu mittarilta asiakkaan huoneistoon.

Tilastokeskuksen Asunnot ja asuinolot -tilaston mukaan Suomessa oli vuoden 2016 lopussa 1,05 miljoonaa asuntokuntaa erillisissä pientaloissa ja 0,36 miljoonaa rivi- ja ketjutaloissa. Tarkasteltavia kohteita on siis yhteensä 1,4 miljoonaa (noin 40 % kaikista käyttöpaikoista).

7.2.4 Kuormanohjaustoiminnallisuus

Laskentaparametrit

Kuormanohjaustoiminnallisuuden investointikustannukset ja laskennassa käytetyt arvot on esitelty taulukossa 25. Kuormanohjaukseen oletetaan käytettävän nykyisen kaltaista releratkaisua, jossa mittarissa on tyypillisesti kaksi relettä. Näin samaan mittariin voidaan kytkeä erikseen esimerkiksi lämminvesivaraaja ja sähkölämmityskuorma.

Muut investointikustannukset koostuvat verkonhaltijoiden tietojärjestelmäkustannuksista ja keskitetystä teknisestä palvelualustasta (standardiohjausrajapinta), joka mahdollistaa kuormanohjausviestien lähettämisen kaikille verkonhaltijoille.

¹ Lähde: <https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite+2+-+Energiaviraston+esitys+talousvaliokunnassa+10022016.pdf/e00fd539-bd11-4f74-9728-9722affada17>

Taulukko 25. Kuormanohjaustoiminnallisuuden investointikustannukset.

Parametri	Arvio	Kommentit
Kuormanohjausrelepaketti	5–10 euroa per mittari	Releitä oletetaan asennettavan nykyiseen malliin kaksi kappaletta. Kustannus on käyttöpaikkokohtainen eli sisältää molemmat releet.
Tiedonvaihdon rajapinta verkonhaltijan järjestelmien ja mittarin välillä	50 000 euroa per verkonhaltija	Investointikustannus kohdistetaan jokaista keskimääräistä verkonhaltijaa kohden (44 000 mittaria).
Keskitetty rajapinta kuormanohjausviestien välittämiseen myyjiltä ja palveluntarjoajilta verkonhaltijoille	500 000–1 000 000 euroa	Laskennassa on käytetty vaihteluvälin keskiarvoa: 750 000 euroa.

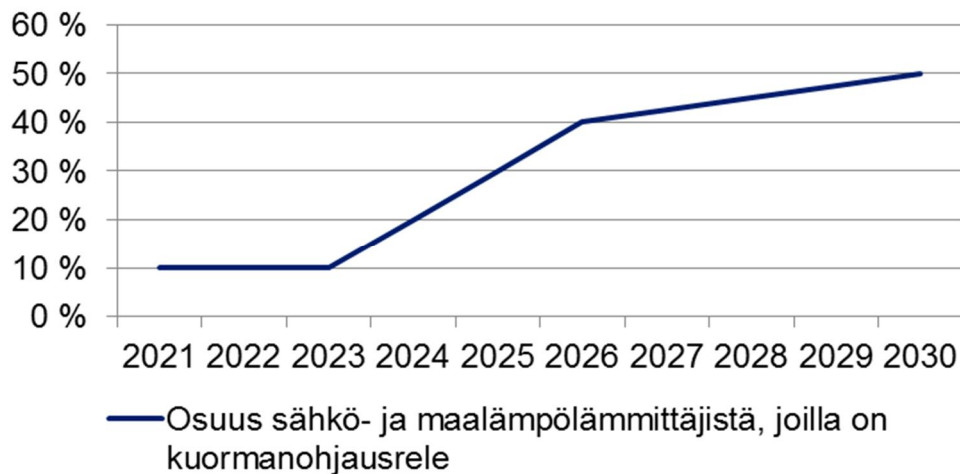
Vuosittaiset operatiiviset kustannukset on esitelty taulukossa 26. Ne koostuvat tiedonvaihdon ja tietojärjestelmien vuosittaisista kustannuksista verkonhaltijan ja mittauslaitteiden sekä verkonhaltijan ja muiden markkinaosapuolten välillä.

Taulukko 26. Kuormanohjaustoiminnallisuuden operatiiviset kustannukset. Kaikki kustannukset ovat vuosittaisia.

Parametri	Arvio	Kommentit
Ohjauspalvelun kustannus	1–2 euroa per kysyntäjoustoos osallistuva asiakas	Ohjauspalvelun kustannus koostuu kuormanohjausviestien välittämisestä mittarille ja kuittausten vastaanottamisesta (verkon järjestelmien ja mittarin välinen tiedonvaihto).
Vikaantuneiden releiden vaihto	0,06 euroa	Oletuksena, että 1 % releistä vikaantuu mittarin elinkaaren aikana eli 0,1 % vuosittain. Vikaantuneen releen korjauskustannuksena käytetty 60 euroa, joka koostuu korjaajan käynnistä käyttöpaikalla ja uuden releen hinnasta.
Verkonhaltijan järjestelmärajapinnan ylläpitokustannus	10 000 euroa per verkonhaltija	20 % investointikustannuksesta on tyypillinen tietojärjestelmän vuosittainen ylläpitokustannus.
Keskitetyn rajapinnan ylläpitokustannus	100 000–200 000 euroa	20 % investointikustannuksesta on tyypillinen tietojärjestelmän vuosittainen ylläpitokustannus. Laskennassa on käytetty vaihteluvälin keskiarvoa: 150 000 euroa.

Hyötyjen arvioinnissa on otettu lähtökohdaksi, että kysyntäjouston hyötyjä saadaan potentiaalisimmasta asiakassegmentistä: sähköä lämmitykseen käyttävistä asiakkaista. Tämän vuoksi potentiaalisiksi asiakaskunnaksi on valittu kohteet, joiden pääasiallinen lämmitysmuoto on sähkö tai maalämpö. Näitä kohteita oli vuoden 2016 lopussa yhteensä noin 600 000 Tilastokeskuksen Rakennukset ja kesämökit -tilaston mukaan, mikä on noin 40 % kaikista pientalo- ja rivitalokohteista (eli kohteista, mihin rele asennettaisiin).

Potentiaalisen asiakassegmentin lisäksi tarvitaan lisäksi oletus kysyntäjoustoos osallistuvista asiakkaista. Tämän vuosittainen kehitys näkyy kuvassa 14. Käyttöasteen kehityksessä on oletettu, että keskitetty ohjausrajapinta rakennetaan vuonna 2023, kun seuraavan sukupolven mittareita on asennettu yhteensä noin miljoona (ks. kuva 13). Tämän jälkeen palvelu on huomattavasti houkuttelevampi asiakkaalle, koska kaikki palveluntarjoajat pystyvät tarjoamaan kysyntäjoustopalvelua keskitetyn ohjausrajapinnan kautta. Sitä ennen vain pieni osa asiakkaista saadaan kysyntäjoustopalvelujen piiriin verkkokohtaisten ratkaisujen avulla. Ensimmäisinä vuosina vuoden 2023 jälkeen saadaan potentiaalisimmat asiakkaat palvelun piiriin, jonka jälkeen käyttöasteen kasvutahti hidastuu.



Kuva 14. Kysyntäjoustopalvelun vuosittainen käyttöaste niillä on sähkö- ja maalämpölämmittäjillä, joille on asennettu seuraavan sukupolven mittari.

Kuormanohjaustoiminnallisuuden hyötyjen oletetaan tulevan pääasiallisesti hintajoustopista eli kulutuksen siirtämisestä kalliimmilta tunneilta halvemmille. Kutakin kysyntäjoustoos osallistuvaa asiakasta kohden on arvioitu ylätasolla, miten paljon järjestelmätason hyötyä kysyntäjoustopista on. Koska tässä työssä kysyntäjoustopin vaikutusta Elspot-hintoihin ei ole mallinnettu, hyödyille tehdään ylätasoin herkkyytstarkastelu eri suuruustasoilla. Hyödyksi on arvioitu konservatiivisesti 10–30 euroa kutakin kysyntäjoustoos osallistuvaa asiakasta kohden. Vaikutuksia siirtolaskuun ei ole huomioitu, koska laskennassa on oletettu, että Älyverkkotyöryhmän linjauksen mukainen luopuminen kaksiaikatariffista tehdään viimeistään siinä yhteydessä, kun asiakkaalle vaihdetaan mittari. Yksittäisten asiakkaiden, etenkin varaavaa sähkölämmitystä käyttävien, saamat hyödyt pienentyneen

sähkölaskun myötä voivat olla tätä selvästi suuremmat.¹ Yhteiskunnallisesti hyödyt jakautuvat kuitenkin järjestelmätasolla esimerkiksi päivän kalliimpien aamu- ja iltapäivätuntien alhaisempana keskihintana. Pöyryn aiemmassa selvityksessä Viron kantaverkko-operaattori Eleringille kysyntäjoustopuhtaus hyödyt Elspot-markkinoilla olivat 8–12 €/kW vuodessa alemman keskihinnan kautta Viron hinta-alueella vuosina 2020–2030.² Tulokset ovat karkeasti rinnastettavissa Suomeen, sillä esimerkiksi vuonna 2016 Elspot-tuntihinnat olivat yhteneväiset Suomessa ja Virossa 90 % tunneista.

Muita hyötyjä ovat tasehallinnan kustannusten aleneminen ja tehoreservin määrän mahdollinen pieneneminen yleistyvän kysyntäjoustopuhtaus myötä, mutta niitä ei ole huomioitu tässä kustannushyötyanalyysissä hyötyjen arviointiin liittyvän suuren epävarmuuden vuoksi.

Tulokset

Kustannushyötyanalyysin tulokset on laskettu kuormanohjaustoiminnallisuudelle seuraaville tapauksille:

- Perustapaus
- Hintajoustopuhtaus korkea ja matala hyöty
- Kuormanohjausreleiden korkea ja matala hinta

Näiden tapauksien laskentaparametrit löytyvät taulukosta 27. Muut laskentaparametrit on pidetty vakiona eri tapauksien välillä.

Taulukko 27. Kuormanohjaustoiminnallisuuden eri tapaukset ja niiden laskentaparametrit

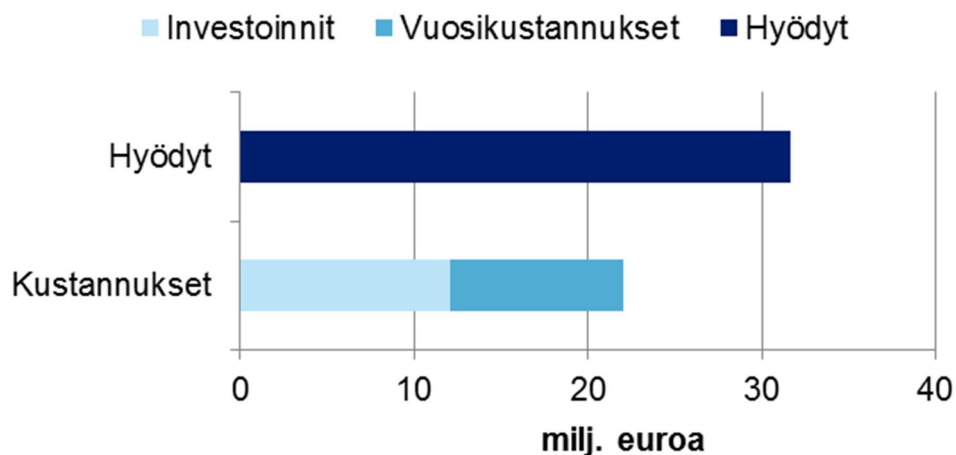
Tapaus	Hintajoustopuhtaus saatava hyöty kysyntäjoustopuhtaus osallistuvaa asiakasta kohden, euroa/vuosi	Kuormanohjausreleiden hinta, euroa per mittari	Nettonykyarvo, milj. euroa
Perustapaus	20	7,5	10
Korkea hyöty hintajoustopuhtaus	30	7,5	26
Matala hyöty hintajoustopuhtaus	10	7,5	-6
Korkea kuormanohjausreleiden hinta	20	10	7
Matala kuormanohjausreleiden hinta	20	5	12

¹ Esimerkiksi käyttövesivaraajalla, jonka kulutus on 15 kWh vuodessa, olisi säästännyt vuonna 2016 noin 50 euroa, jos verrataan yksinkertaistetusti tasaista sähkönkulutusta ja kulutusta pelkästään halvimmilla tunneilla ja oletetaan, että asiakkaalla on tuntihintaan perustuva spot-sopimus. Omakotitalossa, jossa on varaava sähkölämmitys ja 18 MWh vuosikulutus, vastaava laskenta tuottaa 120 euron vuosisäästön 2016 hinnoilla.

² Pöyry (2015): Demand-side response as source for flexibility.

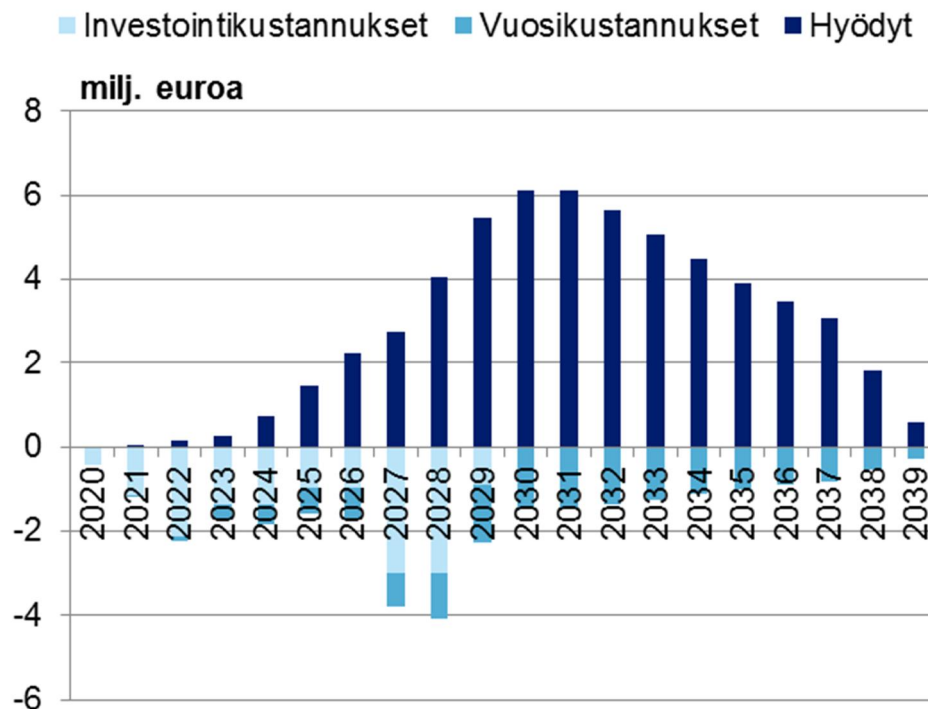
Perustapauksessa investoinnin nettonykyarvo on 10 milj. euroa ja eri tapausten vaihteluväli on -6...26 milj. euroa. Laskennan tulokset ovat herkkiä hintajoustosta saataville hyödyille. Matalalla hyötytasolla nettonykyarvo on -6 milj. euroa ja korkealla hyötytasolla 26 milj. euroa. Kuormanohjausreleen hinnalla taas on laskennan tuloksiin pienempi vaikutus, vaikka kuormanohjausreleet ovat suurin yksittäinen kustannuserä. Korkealla kuormanohjausreleen hinnalla (10 euroa) laskennan nettonykyarvo on 7 milj. euroa ja matalalla hintatasolla (5 euroa) nettonykyarvo on 12 milj. euroa.

Hyötyjen ja kustannusten nykyarvo sekä kustannusten nykyarvon jakautuminen näkyvät kuvassa 15. Kustannusten nykyarvosta hieman yli puolet (noin 55 %) tulee investointikustannuksista. Suurin investointikustannuserä on kuormanohjausreleet.



Kuva 15. Nettonykyarvot kuormanohjaustoiminnallisuuden perustapauksessa

Kuvassa 16 on kustannusten ja hyötyjen vuosittainen kehittyminen. Kuvasta nähdään, että suurimmat investointipiikit osuvat vuosille 2027–2028, jolloin vaihdetaan yhteensä noin 1,4 miljoonaa mittaria, joista vajaaseen 600 000 tulee kuormanohjaustoiminnallisuus. Vuosittaiset hyödyt kehittyvät alussa hitaasti alhaisemman käyttöasteen vuoksi, mutta nousevat noin 6 milj. euron vuositasolle siinä vaiheessa, kun kaikki mittarit on vaihdettu ja kysyntäjoukseen osallistuu 50 % sähkö- ja maalämpölämmittäjistä. Tämän jälkeen vuosittaiset hyödyt alkavat vähentyä, koska ensimmäisenä asennetut seuraavan sukupolven mittarit alkavat tulla pitoaikansa päähän.



Kuva 16. Vuosittaiset kustannukset ja hyödyt kuormanohjaustoiminnallisuuden perustapauksessa. Lukuja ei ole diskontattu

ErillISRatkaisujen kannattavuusarviointi

Vertailun vuoksi alla on laskettu takaisinmaksuaikoja kahdelle kuormanohjausratkaisulle, johon ei käytetä mittauslaitteen kuormanohjausrelettä:

- Varaavan sähkölämmityksen ja lämminvesivaraajan erillinen ohjausratkaisu
- Lämminvesivaraajan integroitu ohjausratkaisu

Erillisten ohjausratkaisujen kustannukset koostuvat tyypillisesti alkuinvestoinnista ja kuukausittaisesta palvelumaksusta asiakkaalta sähkönmyyjälle tai palveluntarjoajalle. Alkuinvestointi sisältää kohteeseen asennettavan laitteiston ja asennustyön. Laitteisto koostuu yleensä ainakin seuraavista osista: keskusyksikkö, lämmityslaitteita ohjaavat releet sekä lämpötilaa ja ilmankosteutta mittaavat anturit. Tällaisia ratkaisuja tarjoavat Suomessa tällä hetkellä muun muassa Fortum (Fiksu), OptiWatti ja Cleworks (Clebox). Asiakkaan saamat hyödyt koostuvat energiansäästöstä esimerkiksi laskemalla huoneiden lämpötilaa silloin, kun asukkaat eivät ole paikalla. Tämän lisäksi hyötyjä saadaan hintajoustosta eli siirtämällä kulutusta kalliimmilta tunneilta halvemmille. Erillisiin ohjausratkaisuihin liittyvät laskentaparametrit on esitelty taulukoissa 28 ja 29.

Taulukko 28. Varaavan sähkölämmityksen ja lämminvesivaraajan erilliseen ohjausratkaisuun liittyvät kustannukset

Parametri	Arvio	Kommentit
Alkuinvestointi	1 000–1 400 euroa	Tässä hintaluokassa ovat muun muassa Fortum Fiksu, OptiWatti ja CleBox.
Palvelumaksu	60–70 euroa per vuosi	Palvelumaksut ovat tällä hetkellä tyypillisesti keskimäärin 5–6 euroa kuukaudessa.

Taulukko 29. Varaavan sähkölämmityksen ja lämminvesivaraajan erillisestä ohjausratkaisusta saatavat vuosittaiset säästöt

Parametri	Arvio	Kommentit
Energiatehokkuus	130 euroa per vuosi	Oletuksena 18 MWh:n vuosikulutus, josta poistettu 5 MWh:n laitesähkökulutus.
Hintajousto	110 euroa per vuosi	Oletuksena että lämmitys ajoittuu tunneille 00–06 tasaisen kulutuksen sijaan.

Lämminvesivaraajaan integroituja ohjausratkaisuja tarjoaa tällä hetkellä esimerkiksi Kaukora (Jäspi Älyvaraaja). Kustannukset koostuvat lisäinvestoinnista ohjausratkaisun sisältävään varaajaan ja kuukausittaisesta palvelumaksusta, jota tällä hetkellä esimerkiksi Jäspin kohdalla ei ole. Hyödyt koostuvat energiansäästöistä ja hintajoustosta vastaavalla tavalla kuin varaavan sähkölämmityksen erillisratkaisun kohdalla. Lämminvesivaraajan integroituun ohjausratkaisuun liittyvät laskentaparametrit on esitelty taulukoissa 30 ja 31.

Taulukko 30. Lämminvesivaraajan integroituun ohjausratkaisuun liittyvät kustannukset

Parametri	Arvio	Kommentit
Lisäinvestointi	200 euroa	Ohjausratkaisun sisältävä lämminvesivaraaja arvioidaan maksavan 200 euroa enemmän kuin vastaava varaaja ilman ohjausratkaisua.
Palvelumaksu	0 euroa per vuosi	–

Taulukko 31. Lämminvesivaraajan integroidusta ohjausratkaisusta saatavat vuosittaiset säästöt

Parametri	Arvio	Kommentit
Energiatehokkuus	55 euroa per vuosi	Oletuksena 15 kWh:n vuorokausikulutus.
Hintajousto	45 euroa per vuosi	Oletuksena että lämmitys ajoittuu tunneille 01–05 (3 kW teho) tasaisen kulutuksen sijaan.

Edellä esitellyillä oletuksilla lasketut takaisinmaksuajat on esitelty taulukossa 35. Erillisratkaisujen takaisinmaksuajat kasvavat selvästi, jos niistä saatava lisähyöty ei sisällä hintajoustoa eli sähkön

käytön ajoittamista halvimmille tunneille. Toisin sanoen jos asiakkaalla on jo käytössä AMR-järjestelmän kuormanohjaustoiminnallisuus, ei erillISRatkaisusta saatava lisähyöty sisällä hintajoustoa. Tällöin erillISRatkaisun kannattavuus heikkenee merkittävästi.

Taulukko 32. Takaisinmaksuajat erillISRatkaisuille ja lämminvesivaraajan integroidulle ohjausratkaisulle

Ratkaisu	Takaisinmaksuajat	
	Pelkkä energiatehokkuus	Energiatehokkuus ja hintajousto
Varaava sähkölämmitys ja lämminvesivaraaja	17–21 vuotta	6–8 vuotta
Lämminvesivaraaja	3,7 vuotta	2,0 vuotta

7.2.5 Lähes reaaliaikainen tieto kaikille asiakkaille verkonhaltijan järjestelmien kautta

Laskentaparametrit

Tämän toiminnallisuuden kustannukset ja laskennassa käytetyt arvot on esitelty taulukossa 33. Investointikustannukset koostuvat verkonhaltijoiden tietojärjestelmähankinnoista ja vuosittaiset operatiiviset kustannukset järjestelmien ylläpidosta ja luentapalvelun lisäkustannuksesta, joka on seurausta lisääntyneestä tiedonvaihdosta.

Taulukko 33. Investointikustannukset

Parametri	Arvio	Kommentit
Järjestelmäninvestoinnit	100 000 euroa per verkonhaltija	Investointikustannus kohdistetaan jokaista keskimääräistä verkonhaltijaa kohden (44 000 mittaria).
Järjestelmän ylläpitokustannukset	20 000 euroa per verkonhaltija per vuosi	20 % investointikustannuksesta on tyypillinen tietojärjestelmän vuosittainen ylläpitokustannus.
Luentapalvelun lisäkustannukset	1,0–1,5 euroa per käyttöpaikka per vuosi	Lisäkustannukseksi on oletettu +15–25 % nykyisen luentapalvelun hintatasoon.

Tarkempi mittaustiedon johdosta asiakkaalla on parempi käsitys sähkön käytöstään ja voi tämän tiedon perusteella tehdä toimenpiteitä sähkölaskunsa pienentämiseksi. Nämä toimenpiteet koostuvat kahdesta osa-alueesta: energiatehokkuus ja hintajousto.

Aiemmissa tutkimuksissa on todettu, että reaaliaikaisella sähkönkulutustiedolla on 2–15 % energiansäästövaikutus. Suomessa asiakkaiden ymmärrys sähkönkulutuksesta on oletettavasti korkeammalla tasolla pitkään käytössä olleen tuntimittauksen vuoksi, ja koska mittaustieto toimitetaan tässä vaihtoehdossa pienellä viiveellä, energiansäästöpotentiaaliksi on arvioitu konservatiivisesti 1–3 %.

Asiakkaan hintajoustoa ei ole huomioitu laskelmassa, koska lisähyöty reaaliaikaisemmasta tiedosta tuntitason tietoon nähden on arvioitu vähäiseksi.

Asiakkaiden palvelun käyttöasteeksi on arvioitu 5–15 %, sillä nykyisin online-palvelua käyttäviä asiakkaita on arvioitu olevan keskimäärin noin 10 %.

Energiansäästöistä saatava hyöty on laskettu asiakkaan sähkölaskun energiaperusteisten komponenttien avulla. Eurostatin tilastojen mukaan vuonna 2016 keskimääräisen kotitalouden sähkön käyttö oli 8 700 kWh vuodessa ja keskimääräinen sähkön hinta 13,3 snt/kWh, josta sähköenergian osuus oli 32 %, verkkomaksujen 31 % ja verojen 36 %. Sähköenergian hinnasta arviolta noin 90 % on energiaperusteista ja Energiaviraston mukaan verkkomaksuista arviolta noin 40 %. Laskennassa on oletettu, että kaikkien asiakkaiden sähköenergian vuosittainen hinnan kehitys on sidottu sähkön Elspot-hintaan. Elspot-hintakehitykseen on käytetty Energia- ja ilmastostrategian perusskenaariota, missä sähkön hinta on 40–45 €/MWh vuonna 2020, 55–60 €/MWh vuonna 2025 ja 60–65 €/MWh vuonna 2030.¹ Jakeluverkkomaksujen energiaperusteiselle komponentille ei laskennassa ole oletettu reaalista muutosta. Vaikka jakeluverkkomaksujen voidaan olettaa kasvavan etenkin toimitusvarmuusinvestointien seurauksena, tämänhetkinen suuntaus on kasvattaa perusmaksun osuutta verkkomaksuissa tai tuoda mukaan tehoon perustuva komponentti (tehotariffi). Hyödyissä ei ole huomioitu säästöjä veroista, vaikka myös nämä ovat energiaperusteisia, sillä valtion verokertymän oletetaan pysyvän vakiona.

Tulokset

Kustannushyötyanalyysin tulokset on laskettu seuraaville tapauksille:

- Perustapaus
- Korkea ja matala energiansäästö
- Korkea ja matala palvelun käyttöaste
- Korkea ja matala luentapalvelun lisäkustannus

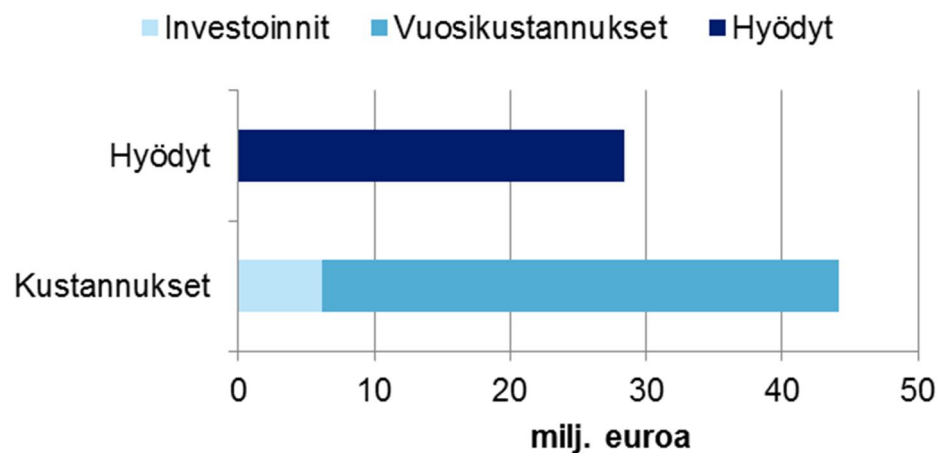
Näiden tapausten laskentaparametrit ja nettonykyarvot löytyvät taulukosta 34. Muut laskentaparametrit on pidetty vakiona eri tapausten välillä.

¹ Energia- ja ilmastostrategian ja keskipitkän aikavälin ilmastopolitiikan suunnitelman perusskenaarion taustaoletuksia. Versio 1, 15.6.2016.

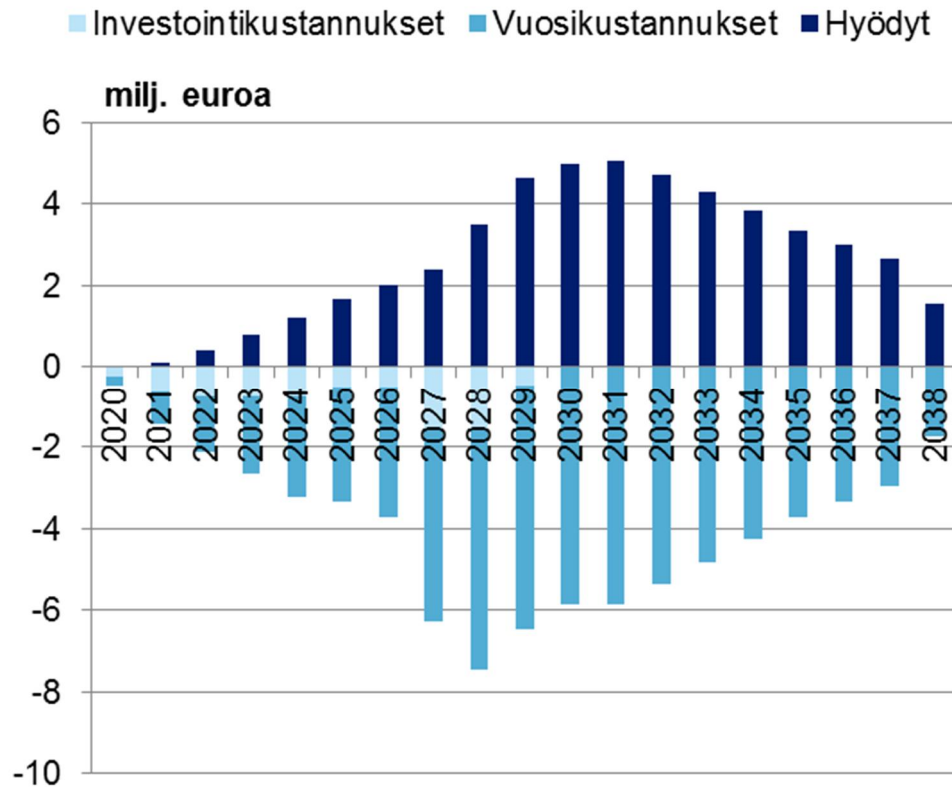
Taulukko 34. Eri tapaukset ja niiden laskentaparametrit.

Tapaus	Energiansäästö	Palvelun käyttöaste	Luentapalvelun lisäkustannus, €/kp	Nettonykyarvo, milj. euroa
Perustapaus	2 %	10 %	1,25	-16
Korkea energiansäästö	3 %	10 %	1,25	-2
Matala energiansäästö	1 %	10 %	1,25	-30
Korkea palvelun käyttöaste	2 %	15 %	1,25	-2
Matala palvelun käyttöaste	2 %	5 %	1,25	-30
Korkea luentapalvelun lisäkustannus	2 %	10 %	1,50	-21
Matala luentapalvelun lisäkustannus	2 %	10 %	1,00	-10

Perustapauksen nettonykyarvo on -16 milj. euroa. Vaihteluväli laskentatapauksissa on -30...-2 milj. euroa. Hyötyjen ja kustannusten nykyarvo sekä kustannusten nykyarvon jakautuminen perustapauksessa näkyy kuvassa 17. Suurin osa kustannuksista tulee operatiivisista kustannuksista (noin 85 %). Suurin kustannuserä on luentapalvelun lisäkustannukset.


Kuva 17. Nettonykyarvot perustapauksessa.

Kuvassa 18 on kustannusten ja hyötyjen vuosittainen kehittyminen. Kuvasta nähdään, että vuosittaiset operatiiviset kustannukset ovat aina hieman hyötyjä suuremmat ja tarkastelujakson ensimmäiselle puoliskolle ajoittuvat investoinnit korostavat tätä eroa.



Kuva 18. Vuosittaiset kustannukset ja hyödyt perustapauksessa (lukuja ei ole diskontattu)

7.2.6 Reaaliaikainen tiedonsiirto mediamuuntimen kautta

Laskentaparametrit

Tämän toiminnallisuuden kustannukset ja laskennassa käytetyt arvot on esitetty taulukossa 35. Investointikustannukset koostuvat lähinnä mediamuuntimien hankinnoista, minkä lisäksi on otettu huomioon, että mediamuunninratkaisua varten pitää kehittää sovellus, jonka kautta asiakas pääsee katsomaan reaaliaikaisia mittaustietojaan. Mediamuuntimen huolto- ja ylläpitokustannukset ovat karkea arvio vuosittaisista kustannuksista, joita seuraa vikaantuneiden komponenttien vaihdosta ja asiakkaiden yhteydenotosta asiakaspalveluun. Mediamuuntimen oletetaan hyödyntävän asiakkaan tiedonsiirtoyhteyksiä, joten tästä ei aiheudu lisäkustannusta.

Taulukko 35. Mediamuuntimien liittyvät investointikustannukset

Parametri	Arvio	Kommentit
Mediamuunnin	20 euroa per käyttöpaiikka	Asennetaan vain pien- ja rivitalokohteisiin.
Sovelluksen kehitys	100 000 euroa	Sovellus, jonka kautta asiakas voi lukea mediamuuntimien lähettämiä mittaustietoja tietokoneella, tabletilla tai älypuhelimella.
Huolto- ja ylläpitokustannukset	1,0 per mediamuunnin per vuosi	5 % mediamuuntimien hinnasta.
Sovelluksen lisenssikustannus	20 000 euroa per vuosi	20 % alkuinvestoinnista.

Myös tässä vaihtoehdossa hyötyjen oletetaan pääsääntöisesti energiansäästöä. Energiansäästöpotentiaalille on käytetty samaa 1–3 %:n vaihteluväliä kuin edellisessä vaihtoehdossa (ks. luku 7.2.5). Paremmen ratkaisun ja reaaliaikaisemman tiedon vuoksi on kuitenkin oletettu, että useampi asiakas käyttäisi palvelua, joten laskennassa on käytetty vaihteluväliä 10–20 %.

Erillisten pientalojen ja rivitalojen keskekulutukseksi on arvioitu 11 900 kWh/a¹. Sähkön hinnan ja verkkomaksujen kehitykselle on käytetty samoja oletuksia kuin luvussa 7.2.5.

Tulokset

Kustannushyötyanalyysin tulokset on laskettu seuraaville tapauksille:

- Perustapaus
- Korkea ja matala energiansäästö
- Korkea ja matala palvelun käyttöaste

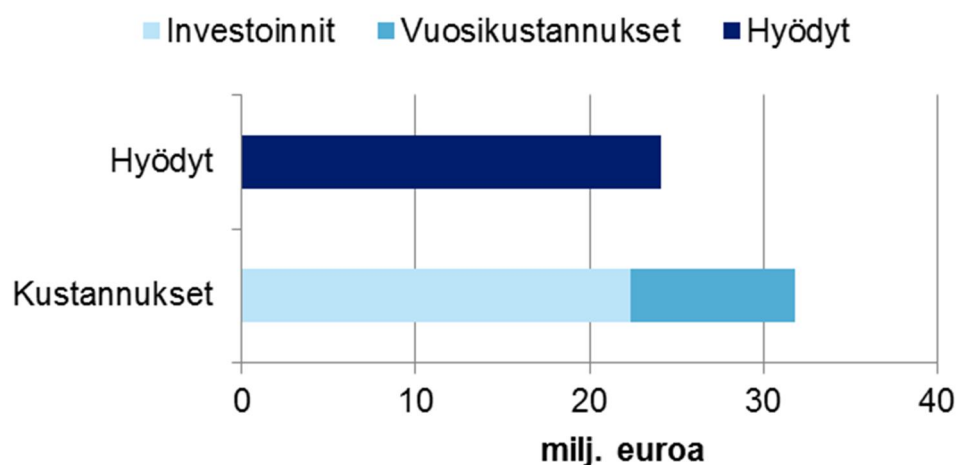
Näiden tapausten laskentaparametrit ja nettonykyarvot löytyvät taulukosta 27. Muut laskentaparametrit on pidetty vakiona eri tapausten välillä.

¹ Lähde: Adato Energia Oy: Kotitalouksien sähkönkäyttö 2011.

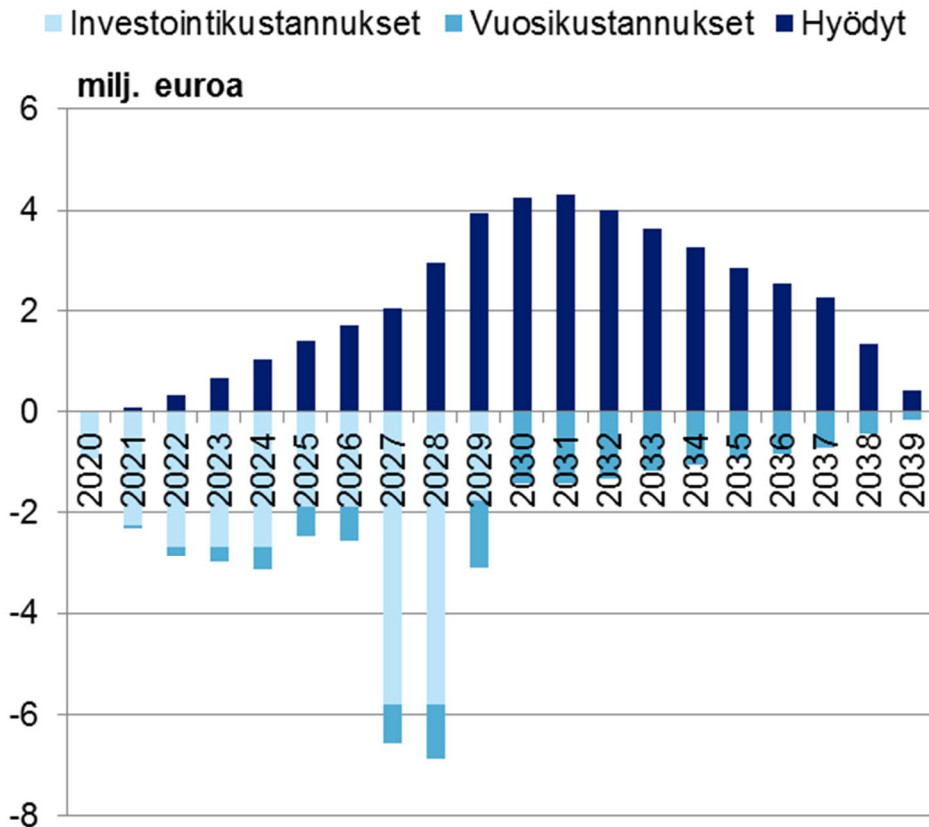
Taulukko 36. Mediamuuntimen eri tapaukset ja niiden laskentaparametrit

Tapaus	Energiansäästö	Palvelun käyttöaste	Nettonykyarvo, milj. euroa
Perustapaus	2 %	15 %	-8
Korkea energiansäästö	3 %	10 %	4
Matala energiansäästö	1 %	10 %	-20
Korkea palvelun käyttöaste	2 %	20 %	0
Matala palvelun käyttöaste	2 %	10 %	-16

Perustapauksen nettonykyarvo on -8 milj. euroa. Vaihteluväli eri laskentatapauksissa on -20...+4 milj. euroa. Hyötyjen ja kustannusten nykyarvo sekä kustannusten nykyarvon jakautuminen perustapauksessa näkyy kuvassa 19. Kustannusten nykyarvosta 70 % tulee investointikustannuksista, jotka koostuvat lähes kokonaan mediamuunnininvestoinnista. Tässä ei ole tehty erikseen herkkyystarkastelua mediamuuntimen yksikköhinnalle, mutta karkeasti arvioituna 10 % muutos mediamuuntimen hinnassa vaikuttaa kustannusten nykyarvoon 7 %.


Kuva 19. Nettonykyarvot perustapauksessa

Kuvassa 20 on esitetty kustannusten ja hyötyjen vuosittainen kehittyminen. Kuvasta nähdään, että vuosittaiset operatiiviset kustannukset ovat aina hieman hyötyjä suuremmat ja tarkastelujakson ensimmäiselle puoliskolle ajoittuvat investoinnit korostavat tätä eroa.



Kuva 20. Vuosittaiset kustannukset ja hyödyt perustapauksessa (lukuja ei ole diskontattu)

7.3 Yhteenveto

Taulukkoon 37 on tiivistetty kustannushyötyanalyysin tulokset eri vaihtoehtoilta perustapauksessa ja eri tapausten nettohyötyarvojen vaihteluvälit. Tulosten perusteella lisäinvestointi kuormanohjaustoiminnallisuuteen on kannattava, mutta investoinnit tiedonsiirtoon liittyviin vaihtoehtoihin eivät ole kannattavia.

Taulukko 37. Kustannushyötyanalyysin tulokset eri vaihtoehtoilta.

Vaihtoehto	Perustapauksen nettohyötyarvo, milj. euroa	Nettohyötyarvojen vaihteluväli, milj. euroa	Asiakassegmentointi
Kuormanohjaustoiminnallisuus	+10	-6...+26	Erilliset pientalot ja rivitalot
Lähes reaaliaikainen tieto verkohaltijan järjestelmien kautta	-16	-30...-2	Kaikki asiakkaat
Reaaliaikainen tiedonsiirto mediamuuntimen kautta	-8	-20...+4	Erilliset pientalot ja rivitalot

8 JOHTOPÄÄTÖKSET JA SUOSITUKSET

Selvityksen tavoitteena oli tarkastella, mitä toiminnallisuusvaatimuksia seuraavan sukupolven älymittauslaitteistoille ja -järjestelmille tulisi asettaa. Tässä luvussa esitetään konsultin tämän selvityksen perusteella laatimat suositukset vähimmäistoiminnallisuuksista.

Mittauslaitteen vähimmäistoiminnallisuudet

Taulukossa 38 on esitetty vähimmäistoiminnallisuudet, jotka seuraavan sukupolven mittauslaitteen tulisi täyttää. Seuraavalla sukupolvella tarkoitetaan tässä yhteydessä mittauslaitteita, joilla korvataan ensi vuosikymmenen aikana pääosa nykyisistä käyttöpaikkoihin asennetuista etäluettavista sähkömittareista.

Taulukko 38. Seuraavan sukupolven mittauslaitteiden vähimmäistoiminnallisuudet

VÄHIMMÄISTOIMINNALLISUUDET	Taseselvitysjakson mukainen mittaustiheys (tulevaisuudessa 3–15 minuuttia)
	Energian sekä päto- ja loistehon mittaus ja rekisteröinti vaihekohtaisesti
	Verkosta otto että verkkoon anto mitataan vaihekohtaisesti (ei netotusta mittarilla)
	Hetkellisarvojen mittaus: päto- ja loisteho, jännite ja virta sekä taajuus
	Jännitteettömien aikojen rekisteröinti (myös alle kolmen minuutin pituiset katkot)
	Mittauslaitteen toiminnallisuutta määrittelevien ohjelmistojen etäpäivitettävyys
	Etäkatkaisu- ja kytkentätoiminnallisuus
	Paikallinen yksisuuntainen fyysinen tiedonsiirtoväylä, jonka päivitystaajuus ≤ 5 sekuntia

Merkittävimmät muutokset nykyisiin toiminnallisuusvaatimuksiin ovat pakollinen etäkatkaisu- ja kytkentätoiminnallisuus, valmius nykyistä yhden tunnin taseselvitysjaksoa lyhyempään mittausjaksoon ja alle kolmen minuutin jännitteettömien aikojen rekisteröinti. Lisäksi jakeluverkonhaltijalla olisi velvoite tarjota kaikille asiakkaille ilman erillistä tilausta tuntimittauslaitteisto, jossa on standardoitu paikallinen tiedonsiirtoväylä, jonka kautta voidaan välittää reaaliaikaista mittaustietoa asiakkaan tai tämän valtuuttaman kolmannen osapuolen laitteeseen tai sovellukseen. Vähimmäisvaatimukset ovat hyvin linjassa vertailumaissa asetettujen vähimmäisvaatimusten sekä sidosryhmien esittämien näkemysten kanssa. Tarkemmat perustelut esitetyille vähimmäistoiminnallisuuksille on esitetty luvussa 6.1.

Kuormanohjaustoiminnallisuus

Mittauslaitteen kuormanohjaustoiminnallisuutta tarkasteltiin laadullisen analyysin ja kustannushyötyanalyysin keinoin. Taulukossa 39 on esitetty yhteenveto laatuanalyysistä, jossa on vertailtu kuormanohjaustoiminnallisuutta mittauslaitteen releohjauksella ja erilliskäytöksillä. Erilliskäytöksillä tarkoitetaan yleisesti kotiautomaatiojärjestelmiä, kotien energiahallinta- ja kysynnänohjausjärjestelmiä sekä suoraan laitteeseen integroituja ohjausratkaisuja.

Taulukko 39. Yhteenveto kuormanohjaustoiminnallisuuden laatuanalyysistä

Arviointikriteeri	Mittauslaitteen releohjaus	Ohjaukset erilliskäytöksillä
Markkinaehtoisuus ja teknologianeutraalius	✗	ü
Nykyisen lämmityskuorman saaminen aikaohjauksen piiriin	ü	✗
Tarvelähtöisyys ja soveltuvuus joustomarkkinoille	✗	ü
Ohjauksiin liittyvien roolien ja vastuiden selkeys	✗	ü
Käyttöönottamisen helppous ja alhaiset kustannukset asiakkaalle sekä riippumattomuus sähkönmyyjästä tai palveluntarjoajasta	ü	✗
Asiakkaan aktivointi ja kannustaminen energiansäästöön	✗	ü
Puitteet markkinaehtoiselle palvelukehitykselle ja innovaatioille	✗	ü
Tietoturva ja tietosuojat	o	o

- ü Vahvuus
- o Neutraali
- ✗ Heikkous

Mittauslaitteen releellä tehtävän kuormanohjauksen merkittävin vahvuus on vielä nykyisin käytössä olevan kaksiaikaohjatun lämmityskuorman saaminen aikaohjauksen piiriin. Ratkaisu on myös nykyisten kuormanohjausasiakkaiden näkökulmasta helppo ja vaivaton, sillä kuormanohjauksen käyttöönotto ei vaadi asiakkaalta erityisiä toimenpiteitä ja alkuinvestointeja. Mittauslaitteen releohjaukset eivät rajoita millään tavalla sähkönmyyjän tai joustopalvelujen tarjoajan vaihtamista.

Toisin kuin mittauslaitteen releohjaukset, erilliskäytökset ovat markkinaehtoisia ja teknologianeutraaleja. Ne ovat syrjimättömiä, tasapuolisia ja kilpailua edistäviä. Erilliskäytökset kohdentavat myös kuormanohjauksesta aiheutuvat kustannukset aiheuttamisperiaatteen mukaisesti oikeudenmukaisesti vain erilliskäytöksia käyttäville asiakkaille.

Mittauslaitteen releohjauksella tehtävien ohjausten merkittävä heikkous on niiden tarvelähtöinen soveltuvuus joustojen tarjoamiseen markkinoille. Kuormanohjausreleen avulla ei voida lisätä joustojen määrää merkittävästi lähivuosina ennen seuraavan sukupolven mittauslaitteiden käyttöönottoa. Mittauslaitteen kautta tehtävät ohjaukset eivät myöskään sovellu luotettavasti laajassa mittakaavassa nopeille ohjaustarpeille, kuten säätösähkömarkkinat, päivän sisäiset markkinat ja reservimarkkinat. Erilliskäytösten yleistymisen riippuu ohjauksiin liittyvien kannustimien suuruudesta, mihin vaikuttaa joustojen tarve eri markkinapaikoilla. Tämän vuoksi ohjattavien kuormien määrän kehitys on tarvelähtöistä ja mukautuu paremmin joustomarkkinoiden tarpeeseen ja kehitykseen. Erilliskäytöt soveltuvat releohjauksia paremmin nopeisiin ohjauksiin, ja paikallinen älykkäisyys tukee paremmin tehotariffien käyttöönottoa.

Kuormanohjausreleellä tehtävät ohjaukset ovat asiakkaan näkökulmasta vaivattomia mutta samalla myös passivoivia. Erilliskäytöt voivat tarjota asiakkaalle parempaa ja reaaliaikaisempaa tietoa asiakkaan sähkökäytöstä, millä voidaan aktivoida asiakkaita ja kannustaa heitä energiasäästöön. Erilliskäytöksiin sisältyy suurempi palvelukehitys- ja innovaatiopotentiaali, mikä mahdollistaa tulevaisuudessa erilaiset lisäarvopalvelut ja käytösten integroitumisen älykötisovelluksiin. Asiakkaan näkökulmasta erilliskäytösten vahvuus suhteessa mittauslaitteen kuormanohjausreleellä tehtäviin ohjauksiin on myös ohjauksiin liittyvien roolien ja vastuiden selkeys.

Tietoturvan ja -suojan osalta kuormanohjausten toteutustavat ovat samanarvoisia. Mittauslaitteen kuormanohjausreleellä tehtävät ohjaukset on keskitetty ratkaisu, jossa tietoturva ja -suoja voidaan toteuttaa keskitetysti tehokkaammin ja hallitummin, toisin kuin hajautetuissa käytöksissä, joissa vastuu on lukuisilla laite-, järjestelmä- ja palvelutoimittajilla sekä myös asiakkaalle itsellään. Keskitettyyn ratkaisuun liittyy toisaalta suurempia tietoturvariskejä, joiden toteutumisen vaikutukset voivat olla laaja-alaisempia.

Kustannushyötyanalyysin perusteella kuormanohjausreleellä tehtävien ohjausten nettonykyarvo oli positiivinen kaikissa muissa paitsi matalan hyödyn laskentatapauksessa. Perustapauksessa investoinnin nettonykyarvo oli 10 milj. euroa ja laskentatapauksien vaihteluväli -6...26 milj. euroa.

Erilliskäytöksiin tehty kannattavuustarkastelu osoittaa, että erilliskäytösten takaisinmaksuajat kasvavat merkittävästi, jos niistä saatava lisähyöty ei sisällä hintajoustoa eli sähkön käytön ajoittamista halvimmille tunneille. Tämä tarkoittaa sitä, että jos asiakkaalla on mahdollisuus saada hintajoustoon liittyvät säästöt kuormanohjausreleen kautta tehtäville ohjauksilla, pelkästään energiatehokkuudesta saatavat lisähyödyt eivät kannusta asiakasta investoimaan erilliskäyttöön.

Tämä hidastaa markkinaehtoisten ratkaisujen kehittämistä, kuten luvun 7.1.1 laadullisessa arvioinnissa on esitetty.

Älyverkkotyöryhmä linjaa väliraportissaan keskeiseksi periaatteeksi, että asiakkaiden sähkönkulutuksen ohjaaminen on kilpailtua liiketoimintaa¹. Sähkön kulutus- ja tuotantopäätökset sekä niihin liittyvät investoinnit tehdään tehokkaimmin hinnan ohjaamina sähkömarkkinoilla. Lisäksi älyverkkotyöryhmä linjaa, että jakeluverkkoyhtiöiden aikaohjauksesta ja pakollisesta aikajaotuksesta luovutaan hallitusti, kun asiakkailla on tarjolla riittävästi kustannustehokkaita ratkaisuja vaihtoehtoisin kulutuksenohjauksen toteutuksiin. Hitaan ja jäykän aikaohjauksen ei katsota vastaavan nykytarpeita. Jakeluverkonhaltijan ohjauksista luopuminen luo uusia liiketoimintamahdollisuuksia joustopalveluiden tarjoajille, lisää asiakkaan valinnanmahdollisuuksia ja selkeyttää osapuolten rooleja sähkömarkkinoilla ja asiakasrajapinnassa. Kysyntäjoustopalvelut kehittyvät kilpailuilla markkinoilla nopeammin asiakkaiden ja sähkömarkkinoiden tarpeiden mukaiseksi.

Laatu- ja kustannushyötyanalyysin tulosten sekä älyverkkotyöryhmän tekemien linjausten perusteella suositellaan, että kuormanohjausrelettä ei sisällytetä seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden pakolliseksi vähimmäistoiminnallisuudeksi. Kuormanohjausreleen sisällyttäminen toiminnallisuusvaatimuksiin voisi olla perusteltua ainoastaan siinä tapauksessa, että siirtymistä jakeluverkkoyhtiöiden kaksiaikaohjauksesta markkinaehtoiisiin kustannustehokkaisiin toteutuksiin ei pystyttäisi tekemään hallitusti ja tämä vaarantaisi sähkötehon riittävyuden huippukulutustunteina.

Reaaliaikainen tiedonsiirto

Selvityksen suositellaan, että kaikki seuraavan sukupolven mittauslaitteet tullaan varustamaan standardoidulla fyysisellä tiedonsiirtoväylällä, jonka kautta voidaan välittää reaaliaikaista validoimatonta mittaustietoa asiakkaan tai tämän valtuuttaman kolmannen osapuolen laitteeseen tai sovellukseen. Paikallinen tiedonsiirtoväylä on niiden asiakkaiden käytettävissä, joilla on pääsy mittauslaitteelle ja mittauslaite sijaitsee sellaisessa paikassa, josta voidaan toteuttaa langallinen tai langaton tiedonsiirtoyhteys sovellukseen tai laitteelle ilman merkittäviä lisäkustannuksia.

Paikallinen tiedonsiirtoväylä ei mahdollista tämänhetkisen tiedon perusteella vielä lähitulevaisuudessakaan reaaliaikaisen mittaustiedon toimittamista useimmille niille asiakkaille, joiden mittauslaite sijaitsee monimittauskeskuksessa. Tämä eriarvoistaa asiakkaita. Selvityksessä arvioitiin vaihtoehtoa, jossa lähes reaaliaikaista (viive < 60 sekuntia) validoimatonta mittaustietoa

¹ <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-243-9>

toimitettaisiin pyyntöpohjaisena palveluna kaikille asiakkaille jakeluverkonhaltijan tietojärjestelmien, esimerkiksi online-palvelun kautta. Kustannushyötyanalyysin perusteella tämä toiminnallisuus ei kuitenkaan osoittanut kannattavaksi eivätkä sen laadulliset hyödyt olleet merkittäviä. Perustapauksen nettonykyarvo oli -16 milj. euroa ja vaihteluväli eri laskentatapauksissa -30...-2 milj. euroa. Tämän vuoksi toiminnallisuutta ei suositella pakolliseksi, ellei se ole osa ratkaisua, joka on välttämätön EU:n asettamien lähes reaaliaikaisuuden vaatimusten täyttämiseksi.

Selvityksessä arvioitiin myös toiminnallisuusvaihtoehtoa, jossa mittauslaitteen sisältyisi tiedonsiirtoväylään liitettävä mediamuunnin tai muu paikallinen tiedonsiirtoratkaisu, jolloin asiakkaan tai tämän valtuuttaman tahon ei tarvitsisi investoida tiedonsiirtoyhteyteen ja joka olisi ratkaisuna asiakkaalle helpompi ja käyttäjäystävällisempi. Kustannushyötyanalyysin perusteella investointi ei ole kannattava. Perustapauksen nettonykyarvo oli -8 milj. euroa ja vaihteluväli eri laskentatapauksissa -20...+4 milj. euroa. Lisäksi ratkaisu eriarvoistaisi asiakkaita ja johtaisi siihen, että mediamuuntimen kustannukset sosialisoitaisiin kaikille sähköverkon asiakkaille riippumatta siitä, onko asiakkaan mittauslaitteeseen mahdollista asentaa mediamuunninta (monimittauskeskukset). Tiedonsiirtoratkaisujen tarjoaminen mittauslaitteelta asiakkaan tai tämän palveluntarjoajan sovellukseen tai laitteeseen tulisi olla markkinaehtoista liiketoimintaa.

Nykyisin käytössä olevat teknologiat eivät tarjoa kustannustehokasta ratkaisua reaaliaikaisen mittaustiedon tarjoamiseksi kaikille sähköverkon asiakkaille. Tämä tulisi kuitenkin olla tavoitteena ensi vuosikymmenen loppuun mennessä. Jotta myös monimittauskeskusten asiakkaat saisivat parempaa ja ajantasaisempaa tietoa sähkönkulutuksesta ja tehonkäytöstä, selvityksessä suositellaan jakeluverkonhaltijoilla kehittämään pyyntöpohjaisia palveluja ja tihentämään luentasykliä vuorokausiluennasta vähintään neljän tunnin luentasykliin seuraavan sukupolven mittauslaitteiden ja -järjestelmien käyttöönoton yhteydessä. Reaaliaikaisen tiedonsiirron mahdollistava mittaus- ja tiedonsiirtoratkaisu tulisi ottaa käyttöön heti, kun tiedonsiirtoteknologiat sen mahdollistavat kohtuullisin kustannuksin.

Muutokset nykyiseen sähkömarkkinalainsäädäntöön

Selvityksessä esitetyillä vähimmäistoiminnallisuuksilla ja suosituksilla on vaikutuksia nykyiseen sähkömarkkinalainsäädäntöön. Toteutuessaan ne aiheuttaisivat muutoksia mittausasetuksessa asetettuihin toiminnallisiin vähimmäisvaatimuksiin vaadittujen toiminnallisuuksien osalta. Lisäksi mittausasetuksessa asetettua kuormanohjaustoiminnallisuutta koskevaa vaatimusta tulisi muuttaa niin, että mittauslaitteessa ei ole varsinaista kuormanohjaustoiminnallisuutta eikä se myöskään välitä eteenpäin kuormanohjauskomentoja. Sen sijaan sähkönkäytön ohjausmahdollisuuksien

hyödyntämistä edistettäisiin tarjoamalla paikallinen tiedonsiirtoväylä mittaustiedon välittämiseksi asiakkaan markkinaehtoisille kuormanohjausratkaisuille.

Mittausasetuksen päivityksen yhteydessä tulisi myös muuttaa jakeluverkonhaltijan tuntimittausvelvoitetta siten, että jakeluverkonhaltijan mahdollisuus poiketa tuntimittausvelvoitteesta enintään 20 prosentissa jakeluverkon sähkökäyttöpaikoista poistettaisiin.

Tietoturva- ja tietosuojavaatimukset

Tietoturvaan ja tietosuojaan tulee kiinnittää seuraavan sukupolven mittauslaitteissa ja -järjestelmissä erityistä huomiota. Tämän osalta ehdotetaan tehtäväksi erillisselvitys.

Toiminnallisuusvaatimusten päivittäminen

Toimintaympäristön muutokset muuttavat nykyisiä mittaustarpeita ja luovat kokonaan uusia. Samanaikaisesti mittaus- ja tiedonsiirtoteknologioiden kehittyminen mahdollistaa uusia toiminnallisuuksia ja toteutustapoja. Seuraavan sukupolven mittauslaitteiden asennukset tulevat ajoittumaan lähes kymmenelle vuodelle. Tästä kaikesta seuraa, että mittauslaitteille asetettavia vaatimuksia tulisi päivittää jatkossa entistä nopeammalla syklillä.

Mittauslaitteiden toiminnallisuusvaatimukset tulee asettaa teknologianeutraalisti, jotta ne eivät estäisi uusi innovatiivisia ja vaihtoehtoisia toteutustapoja. Vaatimusmäärittelyn joustavuuden lisäämiseksi toiminnallisuusvaatimusten kirjaamista tai tarkentamista sähkömarkkinalainsäädännön sijaan viranomaismääräyksiin kannattaisi myös harkita.

LIITE 1. HAASTATTELUT

Selvityksessä haastateltiin seuraavia yrityksiä ja organisaatioita:

ABB Oy

Aidon Oy

Caruna Oy

Elenia Oy

Elisa Oyj

Energia

Energiateollisuus ry

Energiavirasto

Enoro

Fingrid Oyj

Fortum Market Oy

Helen Sähköverkko Oy

Järvi-Suomen Energia Oy

Keminmaan Energia Oy

Kiinteistöliitto ry

Kymenlaakson Sähköverkko Oy

Landis+Gyr Oy

Nivos Energia Oy

Opti Automation Oy

Oulun Energia Oy

Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy

Rauman Energia Sähköverkko Oy

Rejlers Finland Oy

Satapirkan Sähkö Oy

Suomen Omakotiliitto ry

Turvallisuus- ja kemikaalivirasto (Tukes)

Vantaan Energia Sähköverkot Oy

LIITE 2. LAISSA JA ASETUKSISSA ASETETUT KESKEISET VAATIMUKSET MITTAUKSILLE

Vaatimus	Viittaus
Verkonhaltijan on järjestettävä sähköverkossaan taseselvityksen ja laskutuksen perustana olevasähkötoimitusten mittaus sekä mittaustietojen rekisteröinti ja ilmoittaminen sähkömarkkinoiden osapuolille. Laskutuksessa tarvittavat mittaustiedot on ilmoitettava sähkön toimittajalle sähkönkäyttöpaikka- tai mittauskohtaisesti.	SML 588/2013, 22 §
Taseselvityksen tulee perustua tuntimittaukseen.	VNa 66/2009, 6 luku, 1 §
Sähköntuotantolaitos, joka syöttää sähköä sähköverkkoon siinä siirrettäväksi, tulee varustaa mittauslaitteistolla. Nimellisteholtaan enintään 100 kilovolttiampeerin sähköntuotantolaitteistoa ja usean sähköntuotantolaitteiston muodostamaa voimalaitosta, jonka nimellisteho on enintään 100 kilovolttivolttiampeeria, ei kuitenkaan tarvitse varustaa erillisellä mittauslaitteistolla, jos sähkönkäyttöpaikka, jossa sähköntuotantolaitteisto tai voimalaitos sijaitsee, on varustettu tuntimittauslaitteistolla, joka kykenee mittaamaan sekä sähköverkosta otetun että sähköverkkoon syötetyn sähkön määrän.	VNa 66/2009, 6 luku, 3 §
Sähkönkulutuksen ja pienimuotoisen sähköntuotannon mittauksen tulee perustua tuntimittaukseen ja mittauslaitteiston etäluentaan (<i>tuntimittausvelvoite</i>)	VNa 66/2009, 6 luku, 4 §
Mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista viestintäverkon kautta (<i>etäluentaominaisuus</i>)	VNa 66/2009, 6 luku, 5 §
Mittauslaitteiston tulee rekisteröidä yli kolmen minuutin pituisen jännitteettömän ajan alkamis- ja päättymisajankohdat (jokaiselta vaiheelta)	VNa 66/2009, 6 luku, 5§
Mittauslaitteiston tulee kyetä vastaanottamaan ja panemaan täytäntöön tai välittämään eteenpäin viestintäverkon kautta lähetettäviä kuormanohjauskomentoja	VNa 66/2009, 6 luku, 5 §
Mittaustieto sekä jännitteetöntä aikaa koskeva tieto tulee tallentaa verkkonhaltijan mittaustietoa käsittelevään tietojärjestelmään, jossa tuntikohtainen mittaustieto tulee säilyttää vähintään kuusi vuotta ja jännitteetöntä aikaa koskeva tieto vähintään kaksi vuotta	VNa 66/2009, 6 luku, 5 §
Mittauslaitteiston ja verkkonhaltijan mittaustietoa käsittelevän tietojärjestelmän tietosuojan tulee olla asianmukaisesti varmistettu.	VNa 66/2009, 6. Luku, 5 §

Vaatimus	Viittaus
<p>Verkonhaltijan tulee asiakkaan erillisestä tilauksesta tarjota tämän käyttöön: 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 sähköntoimituksen erillistä mittaamista varten. Edellisistä kohteista on muodostettava oma sähkönkäyttöpaikka taseselvitystä varten.</p>	VNa 66/2009, 6 luku, 5 a §
<p>Verkonhaltijan asiakkaalla on oikeus ilman erillistä korvausta saada käyttöönsä omaa sähkönkulutustaan koskeva mittaustieto, jonka verkkohaltija on kerännyt asiakkaan sähkönkäyttöpaikan mittauslaitteistosta. Tuntimittauslaitteiston keräämä tieto on saatettava asiakkaan käyttöön viimeistään samanaikaisesti kuin se on luovutettu tai valmistunut luovutettavaksi tämän sähköntoimittajalle. Tieto luovutetaan sähkönkäyttöpaikka tai mittauskohtaisesti sellaisessa muodossa, joka vastaa toimialan ja verkkohaltijan yleisesti noudattamaa menettelytapaa.</p>	VNa 66/2009, 6 luku, 8 §

LIITE 3. MITTAUSLAITTEISTOJEN JA -JÄRJESTELMIEN TOIMINNALLISUUKSIA KOSKEVIA SUOSITUKSIA ENERGIATEOLLISUUDEN TUNTIMITTAUKSEN PERIAATTEITA -SUOSITUKSESSA

Mittaukset ja mittaustietojen rekisteröinti

Energiatietojen osalta mittalaitteen tulee mitata sekä rekisteröidä tunnin välein mittalaitteen muistiin kumulatiivisia lukemia (tuntilukema) tai tuntikeskitehoja (tuntiteho)

Mittalaitteen tulee varustaa tuntitiedot (tuntilukemat tai tuntitehot) sekä muut mahdolliset mittalaitteen rekisteröimät lukemat aikaleimoilla.

Mittalaitteen tulee merkitä tuntitiedoille statukset, joilla ilmaistaan onko tieto luotettava vai liittyykö siihen jonkinlainen virheen mahdollisuus.

Jos mittalaite ei rekisteröi tunneittaisia kumulatiivisia lukemia, vaan rekisteröi tuntikeskitehoja, on siirtotuotteen mukaisten kuun tai vuorokauden vaihteen lukemien rekisteröinti erityisen suositeltavaa.

Mittalaitteen tulee tuntilukemien ja tuntitehon lisäksi mitata vähintäänkin kuluttaja-asiakkaan kyseessä ollessa asiakkaan siirtotuotteen mukaisesti jaoteltuja kumulatiivisia lukemia. Siirtotuotteen mukaisista lukemista voidaan rekisteröidä mittalaitteen muistiin esim. kuun vaihteen lukemat tai vuorokauden vaihteen lukemat.

Mittalaitteen tulee rekisteröidä erikseen verkosta otto ja verkkoon anto. Mittalaite ei saa laskea yhteen yhden tunnin aikana tapahtunutta verkosta ottoa ja antoa (netotus), vaan yhden tunnin aikana tapahtunut verkosta otto ja verkkoon anto on rekisteröidyttävä eri rekistereihin. Samalla hetkellä tapahtuva verkosta otto ja verkkoon anto voidaan netottaa.

Mittalaitteilla on hyvä rekisteröidä pitkien, yli kolmen minuutin keskeytysten lisäksi lyhyet keskeytykset.

Mittalaitteella voidaan mitata ja rekisteröidä jännitetasoja. Mittareilta saatava jännitetieto voi olla tehollisarvo tai tehollisarvojen keskiarvo tietyltä ajalta, esim. 1 min, 3 min, 10 min.

Mittarilta olisi hyvä saada tieto muutamasta suurimmasta ja pienimmästä jännitteen tehollisarvosta viimeisen viikon jaksolta

Mittalaite tulisi voida ohjelmoida indikoimaan ja hälyttämään keskeytyksistä ja jännitevaihteluista aseteltavissa olevien raja-arvojen mukaan. Indikointi ja hälytysrajat tulisi olla vapaasti aseteltavissa.

Mittaustietojen tallentaminen paikallisesti

Mittarille tulee voida tallentaa keskeytykset ja mahdolliset jännitteen laatuun liittyvät tiedot vähintään viikon ajalta.

Mittalaitteen muistiin tulee mahtua energiatiedot vähintään taseikkunan (11 vrk) ajalta. Mittalaitteen mittaamien muiden tietojen (erityisesti yli 3 minuutin keskeytykset) tulee säilyä vähintään viikon ajalta.

Etäluentayhteyden ollessa epäkunnossa mittarin muistiin pitää mahtua tallennettavat tiedot vähintään niin pitkältä ajalta, että tiedot ehditään hakea mittarilta ja vaihtaa tarvittaessa uusi mittari.

Mittalaitteen ohjelman ja mittaustietojen olisi säilyttävä mittalaitteella vuosienkin sähköttömän ajan yli.

Kuormanohjaus ja kysyntäjousto

Mittausjärjestelmät tulisi rakentaa siten, että kuormanohjausominaisuudet mahdollistavat käyttöpaikkakohtaisen kuorman ohjauksen; esimerkiksi tariffiin sidotut ohjaukset.

Mittauslaitteiston tulee kyetä vastaanottamaan tietoverkon välityksellä lähetettäviä kuormanohjauskomentoja ja siinä tulee olla vähintään yksi kuormanohjaukseen käytettävissä oleva ohjauslaite, jota ei saa varata muuhun käyttöön.

Sähkölämmityskohteiden, joissa on sekä suoraa että varaavaa lämmitystä, mittalaitteet suositellaan varustettavan kahdella ohjaustarkoituksiin varatulla releellä (tai muulla vaihtoehtoisella tekniikalla, jolla kaksi ohjausta voidaan toteuttaa). Releistä toinen varataan yökuormanohjaukselle ja toinen mahdollisille kysyntäjousto- ja kuormanpudotusohjauksille.

Mittalaitteen tulisi kyetä mahdollistamaan kysyntäjousto- ja tehonpudotusohjaukset. Tekninen toteutustapa on valittavissa.

Mittalaite on hyvä varustaa etäkatkaisu- ja kytkentätoiminnolla erityisesti, jos mittalaite on kohteessa, jossa on tyypillisesti paljon sopimusmuutoksia. Lisäksi mittalaite voidaan varustaa ns. hyväksymisnapilla, jota painamalla asiakas saa kytkettyä sähköt kohteeseen sen jälkeen, kun verkonhaltija on ensin mahdollistanut kytkennän.

Mittalaitteen tulee olla ohjelmoitavissa ja ohjelmointi tulee voida tehdä ensisijaisesti etätoimintona. Kulloinkin käytössä oleva siirtotuote tulee voida ohjata etäyhteyden kautta. Lisäksi tulisi voida ohjelmoida etänä yökuormien ohjausviiveitä, ohjausaikoja sekä mahdollisia kysynnän joustoa palvelevia ohjaustoimintoja. Myös kello on oltava aseteltavissa etätoimintona.

Näyttö ja käyttöliittymä

Mittalaite on voitava lukea myös paikallisesti tiedonsiirtoliitännän kautta, jos mittalaitteen etäluenta ei jostain syystä onnistu. Tämä koskee energiatietojen lisäksi myös keskeytystietoja ja jännitteen laatutietoja.

Mittalaitteen näytöltä on nähtävä vähintäänkin siirtotuotteen mukaisesti jaotellut lukemat.

Mittalaitteen näytöltä suositellaan näkyvän päivämäärä ja kellonaika. Näytöllä nähtävissä olevan kellon tulee olla Suomen virallisessa ajassa, eli noudattaa talvi- ja kesäaikoja.

Tiedonsiirto ja liityntärajoitukset

Mittalaitteen tiedonsiirtoyhteys suositellaan valittavaksi siten, että tiedonsiirto onnistuu kaikkina vuorokauden aikoina. Verkonhaltijan tulee pystyä lukemaan mittalaitteen rekisteröimät tiedot minä ajanhetkenä tahansa. Lisäksi tiedonsiirtoyhteyksien ja järjestelmien valinnassa tulisi huomioida, että mittarilta voidaan välittää mm. hälytyksiä verkonhaltijan järjestelmään sekä ohjauksia verkonhaltijan järjestelmästä mittalaitteelle halutulla vasteajalla.

Vastaanottaessa automaattisia hälytyksiä mittalaitteelta esim. keskeytyksiin liittyen, mittalaitteen tulee voida lähettää hälytykset ilman luentajärjestelmän herätettä.

Mittalaitteiden ei suositella olevan sidottuja vain yhteen tiedonsiirtotekniikkaan. On hyvä huomioida käytettävän tiedonsiirtotekniikan oletettava elinkaari.

Tiedonsiirtoprotokollan tulee perustua julkiseen standardiin (esim. DLMS/COSEM). Järjestelmiltä on hyvä edellyttää avoimuutta, jotta eri toimittajien mittalaitteita voidaan sovittaa samoihin järjestelmiin.

Verkonhaltijan on aiheellista asettaa luennan onnistumiselle vähimmäistaso

Mittalaitteet tulee asentaa pääsulakkeiden ja pääkytkimen väliin silloin, kun se on mahdollista. Tällä varmistetaan, että mittalaitteen jännite ei katkea pääkytkimestä. Kun mittalaitetta ei voida asentaa edellä mainitulla tavalla, voidaan mittalaitteelle järjestää apusähkö ennen pääkytkintä.

Mittaustietoja voidaan siirtää asiakkaan laitteistolle mm. pulssimuodossa (potentiaalivapaa kosketin). Standardisoituja, mittalaittevalmistajasta riippumattomia menetelmiä ovat esimerkiksi Pulse Output S0, C-Band, Zigbee, M-Bus.

Tietoturva ja tietosuojat

Tuntitietoja tulee käsitellä kuten henkilötietoja mittalaitteelta asti.

Etäluentajärjestelmän tulee olla kokonaisuudessaan tietoturvallinen. Tietoturva muodostuu mm. henkilöstö-, tietoaineisto- (varmuus- ja suojakopiointi), laitteisto-, ohjelmisto-, tietoliikenne- ja käyttöturvallisuudesta (haittaohjelmistoilta suojautuminen) sekä fyysisestä turvallisuudesta.

Mittaustietojen siirron ja tallennuksen osalta on varmistettava, että asiattomien pääsy tietoihin on estetty

LIITE 4. REFERENSSIARKKITEHTUURI TIEDONSIIRTORAJAPINNOILLE

Standardoitu rajapintamäärittely

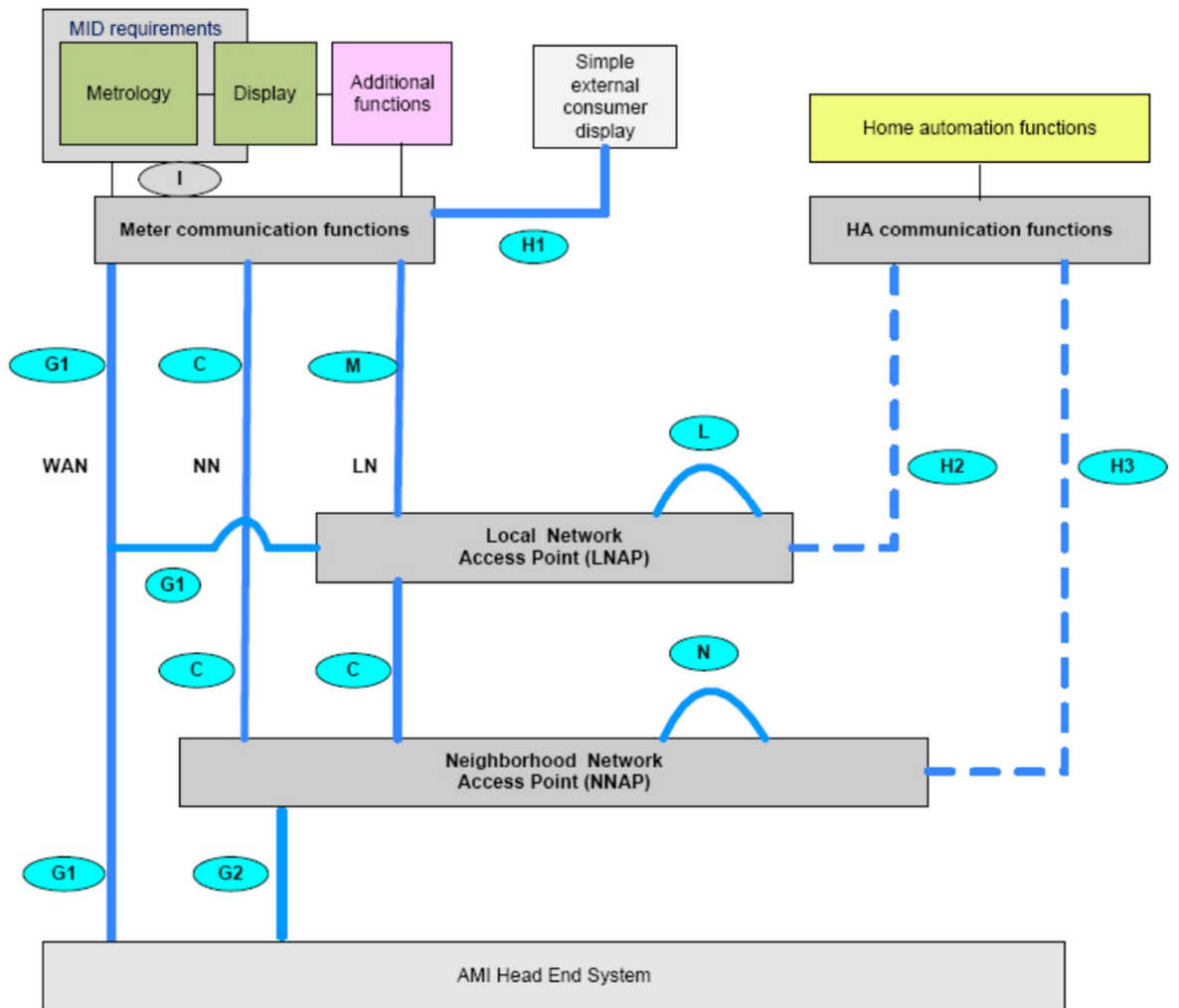
CENELEC, CEN ja ETSI ovat määritelleet Euroopan Komission mandaatilla¹ standardoidun referenssi tiedonsiirtorajapinta-arkkitehtuurin² vuonna 2011. CENELEC on Eurooppalainen sähkötekniikan standardoimiskomitea, CEN on Euroopan standardoimiskomitea ja ETSI on eurooppalainen telekommunikaatioalan standardoimisinstituutti. Taulukossa 40 on määritelty nämä rajapinnat ja niihin liittyvät tiedonsiirtoverkot. Kuvasta 21 nähdään, miten eri laitteiden, rajapintojen ja verkkojen liityntäpisteiden välinen kommunikaatio on standardoitu.

Taulukko 40. CENELEC, CEN ja ETSI standardoitu rajapintamääritelmä

Rajapinta	Verkko	Rooli
L	Local metrological network access point (LNAP)	Verkkokeskitin (gateway). Yhdistää keskittimen rajapintoihin kytketyt laitteet toisiinsa
N	Neighbourhood network access point (NNAP)	Verkkokeskitin (gateway). Yhdistää keskittimen rajapintoihin kytketyt laitteet toisiinsa
H1	_____	Kotiautomaatiolaitteiden kytkentä suoraan mittausjärjestelmään (lisänäyttö)
H2	Local network (LN)*	Yhdistää kotiautomaatiolaitteet langattomasti lähiverkkoon
H3	Neighbourhood network (NN)*	Yhdistää kotiautomaatiolaitteet langattomasti naapuriverkkoon
Taustajärjestelmän rajapinta G1 & G2	Wide Area Network (WAN)	Yhdistää mittauksen taustajärjestelmät mittausjärjestelmään (myös lähi- ja naapuriverkkoon tarvittaessa)
Naapuriverkon rajapinta C	Neighbourhood network (NN)*	Yhdistää naapuriverkon mittausjärjestelmään (myös lähiverkkoon tarvittaessa)
Lähiverkon rajapinta M	Local network (LN) *	Yhdistää lähiverkon mittausjärjestelmään

¹ Euroopan komission mandaatti M/441. Lisätietoa: <http://ec.europa.eu/growth/tools-databases/mandates/index.cfm?fuseaction=search.detail&id=421>

² CEN, CENELEC, ETSI. (2011) *Technical report 50572: Functional reference architecture for communications in smart metering systems.*



Kuva 21. Referenssi arkkitehtuuri älymittarin tiedonsiirtorajapinnoille. Kuvakaappaus kohteesta¹

¹ CEN, CENELEC, ETSI. (2011) *Technical report 50572: Functional reference architecture for communications in smart metering systems.*