

Älykkäät sähköverkot

Selvitys älykkäistä sähköverkoista ja niiden kehityksestä
Euroopan unionissa ja Suomessa



Energiateollisuus

AALTO-YLIOPISTO
TEKNILLINEN KORKEAKOULU
ENERGIATEKNIIKAN LAITOS

Harjoitustyö
Ene-59.4320
13.10.2010

Älykkäät sähköverkot ja niiden kehitys Euroopan unionissa ja Suomessa

Anni Sarvaranta

HARJOITUSTYÖN TIIVISTELMÄ

Opiskelijan nimi: Anni Sarvaranta

Harjoitustyön otsikko: Älykkäät sähköverkot ja niiden kehitys Euroopan unionissa ja Suomessa

Harjoitustyön otsikko englanniksi: Development of smart grids in the European Union and in Finland

Tiivistelmä:

Harjoitustyön tavoitteena on esittää näkemys siitä mitä älykkäällä sähköverkolla tarkoitetaan, minkälaisia mahdollisuuksia se tulevaisuudessa tarjoaa ja minkälaista kehitystä EU:ssa ja Suomessa tapahtuu. Selvitystyössä tarkastellaan älykkään sähköverkon konseptia, toimintaympäristöä, älykkäitä mittausjärjestelmiä, hajautettua sähköntuotantoa, kysyntäjoustoja ja sähkön varastointia. Työssä on käytetty kvalitatiivista, konstruktivistista tutkimusotetta. Tietoa on kerätty eri metodeilla ja yhdistetty saatuja tietoja kokonaisuudeksi.

Tulevaisuuden tarpeita tyydyttävä älykäs sähköverkko (smart grid) yhdistää olemassa olevat sekä kehityksen alla olevat sähkövoimateknologiat älykkäisiin laitteisiin sekä automaatio-, tieto- ja viestintäteknologioihin. Tulevaisuuden visioissa älykkäällä sähköverkossa energiaa tuottavat sähköverkkoon perinteisten voimalaitosten lisäksi pienkuluttajat, liike-elämä ja teollisuus. Nykyistä useammin käytetään pienmuotoista uusiutuvilla energianlähteillä hajautetusti tuotettua energiaa ja kuluttajalla on nykyistä aktiivisempi rooli sähkömarkkinoilla. Älykkäisiin sähköverkkoihin liittyviä tulevaisuuden visioita ovat mm. saarekekäyttöön kykenevät mikroverkot, pienimuotoisen tuotannon yhdeksi hallintakokonaisuudeksi kokoavat virtuaalivoimalaitokset sekä sähkövarastojen aktiivinen käyttö. Tärkeitä toimijoita älykäs-sähköverkko -pelikentässä ovat jakeluverkkoperaattorit, verkon käyttäjät, julkiset toimijat, teknologioiden, tuotteiden ja palveluiden toimittajat sekä sähkömarkkinatoimijat.

Älykäs (etäluettava, automaattisesti luettava) mittausjärjestelmä mahdollistaa monet älykkään sähköverkon potentiaalisista hyödyistä. Näyttöä älykkäiden mittareiden hyödyistä ja vaikutuksista asiakkaiden käyttäytymiseen ei kuitenkaan ole kovinkaan helposti saatavilla, vaikka Euroopassa automaattinen mittarinluenta onkin laajentunut viime vuosina vauhdilla. Kehityksen taustalla ovat usein viranomaisen asettamat vaatimukset. Myös standardisoinnista on keskusteltu paljon. Lisäksi etäluettavien mittareiden tietoturva- ja luotettavuuskysymykset ovat herättäneet laajaa keskustelua Euroopassa ja aiheen ympäriltä on tehty ja tehdään edelleen paljon tutkimuksia ja selvityksiä. Kysyntäjousto on eräs tärkeimmistä älykkään sähköverkon tuomista mahdollisuuksista. Kysyntäjouston hyödyntäminen ja pilottihankkeet EU:n jäsenmaissa ovat perinteisesti olleet suhteellisen vähäisiä muiden kuin suurten energiankäyttäjien osalta. Kysyntäjouston hyödyntäminen perustuu kuitenkin kuluttajien päätökseen muuttaa käyttäytymistään tai elämäntapojaan. Kysyntäjouston liiketoimintamalleja tai kustannus-hyöty-analyysijä ei ole tutkittu tarpeeksi. Myös tiedonvaihdon muodot pitäisi standardisoida riittävän hyvin laajamittaisen kysyntäjouston hyödyntämisen mahdollistamiseksi. Hajautetussa, pienmuotoisessa tuotannossa hyödynnetään erityisesti uusiutuvia energianlähteitä, joiden kytkeminen jakeluverkkoon vaikuttaa olennaisesti verkon dynamiikkaan. Euroopassa tähän asti vain pieni määrä hajautetusta tuotannosta on suoraan kytkettyä jakeluverkkoon, mutta määrä tulee tulevaisuudessa kasvamaan uusiutuvan energian käytön kasvaessa. Suomessa hajautetun tuotannon investoinnit ovat toistaiseksi olleet hyvin harvalukuisia eikä lähitulevaisuudessa ole odotettavissa suuria muutoksia. Suurimman haasteen älykkäiden verkkojen eri elementtien käyttöönotossa aiheuttavat puutteet nykyisissä hallintajärjestelmissä sekä huomattavat investointikustannukset.

EU:n SmartGrids -teknologiayhteisön strategisessa tutkimusagendassa arvioidaan, että EU:n jäsenmaat joutuvat investoimaan 300 miljardia jakeluverkkoinfrastruktuuriin seuraavan 30 vuoden aikana. Euroopassa ”Älykäs eurooppalainen sähköverkosto” -aloite julkaistiin Madridissa kesäkuussa 2010. Aloite sisältää 10-vuotisen tutkimus- ja demonstraatio-ohjelman, jonka 2 miljardin rahoitusosuuksista on vielä päästävä yhteisymmärryksen komission, jäsenmaiden ja toimijatahojen kesken. Tärkein suomalainen älyverkko-tutkimushanke on Cleen Oy:n ”Älykkäät sähköverkot ja energiemarkkinat” (2009-2014).

Vuosi: 2010

Työn luonne: Selvitystyö

Kurssin koodi ja nimi: Ene-59.4320

Yhdyskuntien energiatekniikan harjoitustyö

Sivujen lukumäärä: 68+8

Ohjaajat: Jukka Paatero (Aalto-yliopisto) ja

Kenneth Hänninen (Energiateollisuus ry)

Sisällysluettelo

Harjoitustyön tiivistelmä.....	1
Sisällysluettelo	2
Symbolit ja Lyhenteet	4
1 Esipuhe.....	5
2 Johdanto	6
2.1 Taustaa.....	6
2.2 Työn esittely ja rajausta.....	6
3 Älykkään sähköverkon konsepti	8
4 Toimintaympäristö	11
4.1 EU vaikuttajana	11
4.2 Toimijat ja niiden roolit verkossa.....	12
4.2.1 Sähköverkkotoimijat.....	12
4.2.2 Verkon käyttäjät.....	13
4.2.3 Julkiset toimijat.....	14
4.2.4 Teknologioiden, tuotteiden ja palveluiden toimittajat	17
4.2.5 Sähkömarkkinatoimijat.....	17
4.3 Tutkimus- ja kehitystoiminta EU:ssa ja Suomessa	18
5 Älykkäät mittausjärjestelmät.....	24
5.1 Määritelmä ja ominaisuudet	24
5.2 Mittaus- ja tiedonsiirtoketju	24
5.3 Luotettavuus ja tietoturva	26
5.4 Mittaustiedon esittäminen	27
5.5 Hyödyt ja mahdollisuudet	28
5.6 Haasteet	30
5.7 Etäluettavien mittareiden standardisointi	30
5.8 Etäluettavat mittarit EU:ssa ja Suomessa	32
6 Hajautettu sähköntuotanto.....	37
6.1 Määritelmä.....	37
6.2 Tuotantoteknologiat.....	38
6.3 Mahdollisuudet	39
6.4 Haasteet	40
6.5 Tulevaisuuden näkymiä.....	42
6.5.1 Mikroverkko	42
6.5.2 Virtuaalivoimalaitos.....	42
6.5.3 Tasasähkönjakelu.....	43
6.6 Hajautettu sähköntuotanto EU:ssa ja Suomessa.....	44
7 Kysyntäjousto.....	46
7.1 Määritelmä.....	46
7.2 Edellytykset ja tuotteet	47

7.3	Mahdollisuudet	48
7.4	Haasteet	49
7.5	Kysyntäjousto EU:ssa ja Suomessa.....	52
8	Sähkön varastointi.....	53
9	Yhteenveto	55
	Lähteet:	60
	LIITE A. Tapaamiset ja keskustelut.....	69
	LIITE B. Katsaus älykkäiden mittareiden asennusprojektien tilanteeseen EU:ssa 2009.....	71
	LIITE C. Älykkäisiin mittareihin liittyviä ominaisuuksia eri Euroopan maissa.....	74
	LIITE D. Harjoitustyön työsuunnitelma	76

Symbolit ja Lyhenteet

ACER = Agency for the Cooperation of Energy Regulators, energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyövirasto

AMI = Advanced metering infrastructure, edistynyt mittarointi-infrastruktuuri

AMR= Automatic Meter reading, automaattinen mittarinluenta

CEER = Council of European Energy Regulators, Euroopan sääntelyviranomaisten neuvosto

CEN = European Committee for Standardization, eurooppalainen standardisointijärjestö

CENELEC = European Committee for Electrotechnical Standardization, eurooppalainen sähköalan standardisointijärjestö

CHP = Combined Heat and Power, yhdistetty lämmön ja sähkön tuotanto

DG = Distributed Generation, hajautettu tuotanto

DG(1)= Directorate General, pääosasto (Euroopan komissiossa)

DSM = Demand Side Management, kysynnän hallinta

DR = Demand Response, kysyntäjousto

FP = Framework Programme, tutkimuksen puiteohjelma

EBL = EnergiNorge, Norjan sähköalan järjestö

EDI = Electronic Data Interchange

EDIEL = Electronic Data Interchange in Electricity

EEGI = European Electricity Grid Initiative, eurooppalainen sähköverkkoaloite

EII = European Industrial Initiatives, Euroopan teollisuusaloitteet

ENTSO-E = European Network of Transmission System Operators for Electricity, Euroopan kantaverko-operaattoreiden kattojärjestö

ERGEG = European Regulators' Group for Electricity and Gas, Euroopan sähkön ja kaasun sääntelijöiden kattojärjestö

ESMA = European Smart Metering Alliance, eurooppalainen älymittariyhteenliittymä

ESMIG = European Smart Metering Industry Group

ETP = European Technology Platform, eurooppalainen tutkimusyhteisö

ETSI = European Telecommunications Standards Institute, eurooppalainen telealan standardisointijärjestö

EU = European Union, Euroopan unioni

EURELECTRIC = Union of the Electricity Industry, eurooppalaisen sähköalan yhteistyöorganisaatio

GPRS = General Packet Radio Service, pakettikytkentäinen radioyhteys

GSM = Global System for Mobile communication, toisen sukupolven matkapuhelinjärjestelmä

ICT = Information and Communication Technology, tieto -ja viestintäteknologia

IEC = International Electrotechnical Commission, kansainvälinen elektroniikan standardisointijärjestö

P2P = Point-to-point (tiedonsiirtomenetelmä)

PLC = Power Line Carrier, sähköverkkotiedonsiirto

PPP = Public Private Partnership, julkinen yksityinen yhteistyö

SET-plan = Strategic Energy Technology-plan, Strateginen energiateknologiasuunnitelma

ToU = Time-of-Use, Sähkön käyttöajasta riippuva hinnoittelu

VTT = Valtion teknillinen tutkimuskeskus

1 Esipuhe

Tämä työ on tehty selvitystyönä Energiateollisuus ry:lle osana 3 kuukauden (24.5. - 13.8.2010) harjoittelujaksoa sekä harjoitustyönä Aalto-yliopiston teknillisen korkeakoulun energiatekniikan laitokselle. Pääosa harjoittelujaksosta on suoritettu Energiateollisuus ry:n Brysselin toimistolla. Työn ohjaajina ovat toimineet TkT Jukka Paatero Energiatekniikan laitokselta sekä johtaja Kenneth Hänninen Energiateollisuus ry:stä, ja vastaavana esimiehenä johtaja Pertti Salminen Energiateollisuus ry:stä.

Kiitän Energiateollisuus ry:tä, että sain tehdä harjoitustyön erittäin ajankohtaisesta ja mielenkiintoisesta aiheesta. Suuri kiitos kuuluu Energiateollisuus ry:n vastaanottavalle työyhteisölle ja erityisesti Pertti Salmiselle opettavaisesta harjoittelujaksosta Brysselissä. Olen lisäksi kiitollinen Energiateollisuus ry:n Riina Heinimäelle, Markus Piispaselle, Ina Lehdolle, Elina Lehtomäelle sekä Pekka Salomalle selvityksen läpikäynnistä ja siihen liittyvistä kommentteista ja monista hyvistä ehdotuksista. Kiitän myös kaikkia työssä lainattuja asiantuntijoita antoisista keskusteluista sekä molempia ohjaajiani tuesta ja asiantuntevasta avusta.

Espoossa, 13.8.2010

Anni Sarvaranta

2 Johdanto

2.1 Taustaa

Uusiutuvan energian lisäämisen tarve, energiatehokkuuden edistäminen ja jatkuva keskustelu sähköjakelun laadusta aiheuttavat suuria muospaineita sähköverkköjen ominaisuuksille ja toimivuudelle. Nykyiset sähköverkot ympäri Eurooppaa ovat vanhentumassa ja suuria investointeja tarvitaan lähitulevaisuudessa. Euroopan unionin (EU) alueen yhteisen energiastategian prioriteettialueisiin kuuluu modernien integroitujen sähköverkköjen kehittäminen. Myös EU:n nykyinen lainsäädäntö ja standardisointihankkeet ajavat omalta osaltaan modernien sähköverkköjen kehittämistä.

Teknologinen kehitys, sähkömarkkinöiden vapautuminen sekä kansainväliset ja Euroopan sisäiset ilmastotavoitteet ovat ajaneet kansallisella ja kansainvälisellä tasolla etsimään uudenlaisia, nykyistä varmempia ja edullisempia sähköjakelukeinoja. Tulevaisuuden tarpeita tyydyttävään sähköverkköön on alettu viitata älykkäänä sähköverkköna (smart grid), joka yhdistää olemassa olevat sekä kehityksen alla olevat sähkövoimateknologiat älykkäisiin laitteisiin sekä automaatio-, tieto- ja viestintäteknologioihin. Tavoitteena on kehittää nykyistä joustavampi, varmempi, luotettavampi ja tehokkaampi sähkövoimajärjestelmä, jonka ympäristövaikutukset ovat vähäiset.

Älykäs sähköverkko on käsitteenä suhteellisen uusi, mutta älykkääseen verkköön liittyviä teknologioita on tutkittu jo useita vuosia. Vasta viime vuosina on alettu laajemmin korostaa systeeminäkökulmaa, jossa sähköverkon järjestelmiä ja elementtejä tarkastellaan eri teknologiöiden ja toiminnallisuöksiön muodostamana kokonaisuutena. Konsepti älykkäästä sähköverkkösta tulee todennäköisesti myös muuttumaan ja laajentumaan tulevaisuudessa teknologiöiden ja markkinöiden kehittyessä.

2.2 Työn esittely ja rajaus

Työssä tarkastellaan älykkään sähköverkon konseptia, siihen liittyviä keskeisiä elementtejä ja teknologioita sekä tulevaisuuden tavoitteita Euroopan ja Suomen tasolla. Lisäksi työssä esitetään älykkään sähköverkon tuomia hyötyjä ja mahdollisuuksia sekä tärkeimpiä haasteita älykkään sähköverkon eri elementtien käytännön toteutukselle. Luvuissa 3 ja 4 tarkastellaan älykkään sähköverkon konseptia ja toimintaympäristöä ja luvuissa 5, 6, 7 ja 8 teknologioita ja älykkäiden verkkojen tarjoamia mahdollisuuksia ja tulevaisuudennäkymiä.

Konseptia ja toimintaympäristöä käsittelevien lukujen tavoitteena on antaa kokonaiskuva verkon kehittämiseen liittyvistä erilaisista toimijoista ja heidän näkemyksistään Euroopassa. Osassa esitellään myös tärkeimpiä tutkimusprojekteja EU:ssa ja Suomessa. Älykkäisiin sähköverkköihin liittyviä EU-tason hankkeita kuvataan tärkeimpien poliittisten ja teknologia-aloitteiden sekä standardointihankkeiden kautta sekä tarkastelemalla keskeisten sidosryhmien näkökulmia.

Teknologiaa ja älykkäiden verkkojen tarjoamia mahdollisuuksia käsittelevät luvut käsittelevät hajautettua tuotantoa, älykkäitä mittausjärjestelmiä sekä kysyntäjoustoja. Lisäksi sähkön varastointia sekä tasasähkönjakelua ja tehoelektroniikkaa käsitellään lyhyemmin. Verkon tarjoamista mahdollisuuksista kysyntäjousto on työssä nostettu laajemman tarkastelun kohteeksi. Kysyntäjoustopuolien ymmärtäminen on olennaista, jotta voi ymmärtää mitä tarkoitetaan usein älykkäille verkoille tärkeäksi mainituilla asiakkaan aktivoimisella sähkömarkkinoilla. Lisäksi työssä verrataan eräissä jäsenmaissa (myös Norja) toteutettuja käytännön toimenpiteitä erityisesti älykkäiden mittareiden osalta.

Työssä keskitytään jakeluverkon, ei siirtoverkon, älykkyyteen ja teknologiatarkastelussa käytetään pien- ja keskijänniteverkolle Suomen jänniterajoja. Selvityksessä ei keskitytä verkon osien tai uuden tieto-, viestintä- ja verkkoautomaatioteknologian sovellusten tarkkaan analysointiin, teknologisiin yksityiskohtiin eikä kustannus-hyöty -vaikutusten analysointiin. Työssä ei myöskään käsitellä eurooppalaista maakohtaista tieteellistä tutkimusta tai ns. mustia joutsenia kuten kriisi- ja sota-aikojen ongelmia, luonnonkatastrofeja tai esim. aurinkomyrskyjä ja yllättäviä kriittisten materiaalien saantivaikutuksia. Palveluiden tarkastelussa keskitytään pienasiakkaisiin.

Työssä on käytetty kvalitatiivista, konstruktivistista tutkimusotetta. Tietoa on kerätty eri metodeilla ja yhdistetty saatuja tietoja kokonaisuudeksi. Lähteitä ovat tieteelliset julkaisut, tutkimusyhteisöjen tutkimusraportit ja selvitykset, eurooppalaisten toimijoiden kannanotot sekä keskustelut asiantuntijoiden kanssa.

3 Älykkään sähköverkon konsepti

Älykkäälle sähköverkolle ei ole maailmanlaajuisesti vakiintunutta yksiselitteistä määritelmää, sen sijaan sähköverkko kuvaillaan usein siinä käytettävien teknologioiden ja sen tarjoamien mahdollisuuksien kautta. Painotukset vaihtelevat riippuen määrittelevästä tahosta, mutta määritelmät sisältävät usein hyvin samankaltaisia elementtejä ja ominaisuuksia. Tässä luvussa esitellään älykkään sähköverkon konsepti; mitä älykkäällä sähköverkolla tarkoitetaan ja mitä ominaisuuksia ja hyötyjä se tuo verrattuna perinteiseen sähköverkkoon.

Riippuen tutkimuksesta, älykkäillä sähköverkoilla viitataan jakeluverkon tai jakeluverkon ja siirtoverkon älykkyyteen. On myös esitetty määritelmiä, jossa älykästä sähköverkkoa pidetään sateenvarjokäsitteenä koko sähköverkkotoiminnan kehittämiseksi. Älykästä sähköverkkoa on aiemmin kuvailtu älykkäiden mittareiden jatkeena, mutta uudemmat määritelmät viittaavat yhä useammin älykkääseen sähköverkkoon järjestelmäkokonaisuutena. Alla esitellään kolme hieman erilaista määritelmää älykkäälle sähköverkolle:

Globaali määritelmä älykkäälle verkolle löytyy GeSI:n (Global eSustainability Initiative) Smart 2020 raportista:

Älykäs sähköverkko on eri toimintojen, ohjelmistojen ja laitteistojen integrointia kokonaisuudeksi, joka mahdollistaa sähkönsä tehokkaamman reitittämisen ja liikatuotannon tarpeen vähentämisen monisuuntaisen, reaaliaikaisen sähkövirran avulla. (GeSI, 2008)

Euroopassa vakiintunein määritelmä älykkäälle verkolle lienee SmartGrids European Technology Platformin (ETP) määritelmä älykkäistä sähköverkoista:

Älykäs verkko yhdistää kustannustehokkaasti kaikki sen osapuolet – tuottajista kuluttajiin, jotta kestävä kehitys, taloudellista ja turvallista energiaa voidaan toimittaa tehokkaasti. (EC, 2006)

Suomessa energia- ja ympäristöalan strategisen huippuosaamisen keskittymän Cleen Oy:n strateginen tutkimusagenda määrittelee älykkään verkon seuraavanlaisesti (Cleen, 2008):

Älykäs verkko (energiajärjestelmä, erityisesti sähköjärjestelmä) on asiakasvetoinen markkinapaikka hajautetulle tuotannolle ja kuluttajille: Älykäs sähköverkko mahdollistaa kustannustehokkaan verkon ja markkinayhteyden kuluttajille sekä hajautetulle tuotannolle, keskitetyn ja hajautetun tuotannon tehokkaan käytön, tarjoaa palveluita edistääkseen kuluttajan energiatehokkuutta ja energian säästämistä sekä varmistaa keskeytymättömän korkealaatuisen energian jakelun.

Tässä työssä älykkäällä sähköverkolla tarkoitetaan:

Tulevaisuuden tarpeita tyydyttäviä sähköjakeluverkkoja, joiden tehokkuutta, luotettavuutta ja joustavuutta on kehitetty automaatio-, tieto- ja viestintäteknologialla, ja jossa kuluttajat osallistuvat nykyistä enemmän sähkömarkkinoiden toimintaan kaksisuuntaisen tiedonkulun kautta. Älykäs sähköverkko tukee lisääntyvästi hajautetun, uusiutuvilla energianlähteillä tuotetun energian jakelua sekä uusia sähkön varastointiteknologioita.

Teknologian kehittyessä nopeasti ja rakennettavien sähköverkkojen pitkän käyttöiän takia verkkoja rakennettaessa on vaikea ottaa huomioon kaikkia tulevaisuuden kehityssuuntia. Valittujen verkostoratkaisujen, kuten myös suunnittelu-, käytöntuki- ja automaatiojärjestelmien, tulisi olla joustavia välitetyn energian määrän ja suunnan nopeillekin muutoksille. (Kumpulainen et al, 2006)

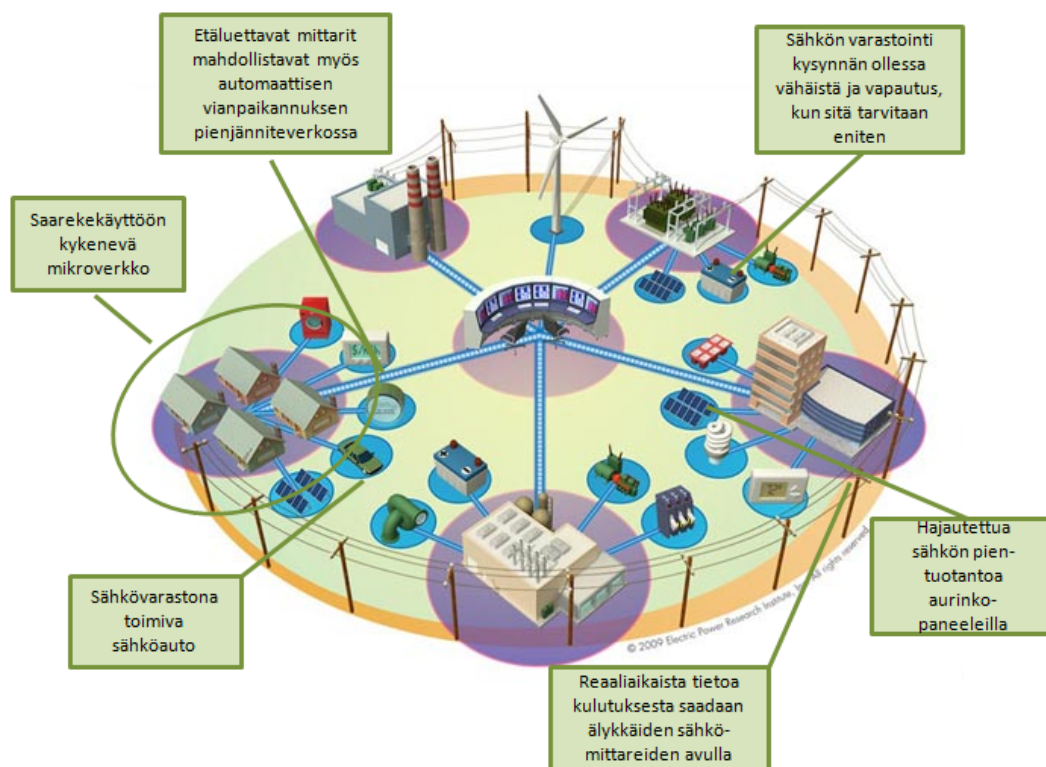
Älykäs sähköverkko yhdistää olemassa olevat sekä kehityksen alla olevat sähkövoimateknologiat automaatio- ja ICT-teknologioihin. Taulukossa 1 esitetään perinteisen sähköverkon ja älykkään sähköverkon suurimpia eroja toimintaympäristön, älykkään verkon tarjoamien mahdollisuuksien sekä teknologioiden ja palveluiden kautta.

Taulukko 1. Siirtyminen perinteisestä sähköverkosta älykkääseen sähköverkkoon

	Perinteinen sähköverkko	Tulevaisuuden älykäs sähköverkko
Toimintaympäristö	Kansalliset, suljetut markkinat	Kansainväliset, avoimet markkinat
	Politiikat ja lainsäädäntö kansallisia, EU:n vaikutus	Politiikat ja lainsäädäntö etenevissä määrin EU:n tasolta, globaali vaikutus
Älykkään verkon tarjoamat mahdollisuudet	Sähköenergian luotettavuus, varmuus, saatavuus	Sähköenergian luotettavuus, varmuus, saatavuus
	Sähköenergian tuotannon tehokkuus	Sähköenergian käytön tehokkuus
	Tuottaja- ja verkkoyhtiö-lähtöisyys (yhdensuuntainen tiedonkulku)	Kasvava asiakasosallistuminen (kaksisuuntainen tiedonkulku)
Teknologia ja palvelut	Pääosin keskitetty tuotanto	Lisääntyvästi hajautettu tuotanto
	Uusiutumattomat energianlähteet ja vesivoima	Hiilineutraalit, monipuoliset, uusiutuvat energianlähteet ja teknologiat
	Sähköenergian varastointi vähäistä	Sähköenergian varastointi kasvaa
	Kysynnän hallinta (suurteollisuus) ja tyyppikuormitusmenettely	Kysyntäjousto ja edistyneet mittausteknologiat (reaaliaikaisuus)
	Paikanpäällä tapahtuva kunnossapito ja huolto	Etämonitorointi ja -huolto

Nykyisen verkon ja älykkään sähköverkon välinen suurin ero on siinä, että älykkäässä järjestelmässä tieto ja sähkö kulkevat kulutuspiisteessä kahteen suuntaan ja verkko hyödyntää edistyneitä teknologioita parantaakseen sähkönsiirron tehokkuutta ja luotettavuutta. (Battaglini et al, 2009). Vaikka uusiutuvia energianlähteitä ja hajautettua tuotantoa lisätään, tulevaisuuden näköpiirissä on myös edelleen vahvasti keskitetty järjestelmä (Kumpulainen et al, 2006).

Tulevaisuuden visioissa älykkäässä sähköverkossa energiaa tuottavat sähköverkkoon perinteisten voimalaitosten lisäksi pienkuluttajat, liike-elämä ja teollisuus. Nykyistä useammin käytetään pienmuotoista uusiutuvilla energianlähteillä hajautetusti tuotettua energiaa ja kuluttajalla on nykyistä aktiivisempi rooli sähkömarkkinoilla. Aktiivisen jakeluverkon tarkoituksena on linkittää kuluttajat ja tuottajat tehokkaasti yhteen mahdollistaen molempien reaaliaikainen osallistuminen sähkömarkkinoille. (VTT, 2009). Suurin osa teknisistä komponenteista ja teknologioista on jo olemassa, suurimman haasteen aiheuttavat puutteet nykyisissä hallintajärjestelmissä sekä huomattavat investointikustannukset. Tulevaisuuden visioon älykkästä järjestelmästä sisältyy mm. kysyntäjouston mahdollistavia älykkäitä mittausjärjestelmiä, uusiutuvien energianlähteiden käyttöä (hajautettu tuotanto) ja sähkön varastointia (mm. sähköautot) (kuva 1).



Kuva 1. Esimerkki älykkästä sähköverkosta. Soveltaen (EPRI, 2010).

Älykästä sähköverkkoa ei konseptina pidä sekoittaa ns. superverkkoon, jolla tarkoitetaan verkostoa, jolla pystytään jakamaan sähköä hyvin pitkien etäisyyksien välillä. Superverkko löytyy konseptina myös mm. EU:n visioista koko EU:n alueen kattavana sähkön siirron kantaverkkona. Löytyy myös tutkimushankkeita, joissa nämä kaksi konseptia, älykäs verkko ja superverkko, yhdistetään superälykkääksi verkoksi, mutta superälykäs verkko on toistaiseksi lähinnä visioasteella.

4 Toimintaympäristö

4.1 EU vaikuttajana

EU:n rooli kansalliseen politiikkaan vaikuttavana päättäjänä kasvaa jatkuvasti. EU:n joulukuussa 2008 hyväksymässä ilmasto- ja energiapaketissa vahvistettiin oikeudellisesti sitovat tavoitteet sekä kasvihuonekaasujen päästöjen vähentämisestä 20 prosentilla vuoden 1990 tasoista ja uusiutuvan energian osuuden kasvattamisesta 20 prosenttiin vuoteen 2020 mennessä. Näillä toimilla edistetään myös kolmannen EU:n tavoitteen saavuttamista eli energiatehokkuuden parantamista 20 prosentilla vuoteen 2020 mennessä. Tukimekanismit ja energiaverotus säilyvät kuitenkin kansallisen päätäntävällän alla, joskin EU on asettanut tiettyjä maksimi- ja minimirajoja ja eräitä muita peruskriteereitä kummankin suhteen. Energiatehokkuutta painotetaan yhä enemmän EU:n energiapoliittisessa päätöksenteossa.

Euroopan komission näkemyksen mukaan EU:n 2020-tavoitteisiin pääseminen edellyttää älykkäiden sähköverkkojen kehittämistä muun muassa energiatehokkuustavoitteen saavuttamiseksi. On säädetty myös useita direktiivejä, joilla edistetään älykkääseen sähköverkkoon kuuluvia toiminnallisuuksia tai ominaisuuksia. Myös omasta älyverkkodirektiivistä on ollut puhetta, mutta sitä tuskin ainakaan lähivuosina ollaan viemässä eteenpäin.

Smart Grids -työryhmä

Komission Smart Grids -työryhmä (EU Commission Task Force for Smart Grids) perustettiin syksyllä 2009 tavoitteenaan pohtia yhteisiä eurooppalaisia tarpeita liittyen älykkäisiin sähköverkkoihin. Työryhmän puheenjohtajana toimii komissio ja sen jäseniä ovat valvontaviranomaiset eli regulaattorit, siirtoverkko-operaattorit, jakeluverkko-operaattorit, käyttäjät (kuluttajat ja suuret käyttäjät) sekä teknologian toimittajat. Lisäksi ohjausryhmän alla toimii kolme asiantuntijaryhmää (Sihvonen-Punkka, 2010; Ks. liite A, 10.6.2010):

1. Älykkäiden verkkojen ja mittareiden toiminnallisuudet
2. Tietoturvallisuutta, tiedon käsittelyä ja tiedon suojaamista koskevat sääntelysuositukset
3. Älykkäiden verkkojen käyttöönotossa mukana olevien toimijoiden roolit ja vastuut

Työryhmän tavoitteena on laatia yhteinen visio älykkäiden verkkojen käyttöönotosta yhteistyössä keskeisten toimijoiden kanssa, tunnistaa ne strategiset päätökset ja sääntelyn alaan kuuluvat suositukset, jotka tarvitaan älykkäiden verkkojen EU:n laajuiseen käyttöönottoon (politiikka, toiminnallisuudet, skenaariot ja rahoittamista koskevat kriteerit) sekä tuottaa strateginen tiekartta älykkäiden verkkojen ja mittareiden käyttöönotosta Euroopan sähkösisämarkkinoilla (huomioiden kolmannen energiapaketin). Työryhmän työn tuottamat suuntaviivat on tarkoitettu ajanjaksolle 2010-2020. Visio on julkaistu kesällä 2010, strategiat ja sääntelyä koskevat suositukset on tarkoitus julkaista tammikuussa 2011 ja strateginen tiekartta toukokuussa 2011. (Sihvonen-Punkka, 2010; Ks. liite A, 10.6.2010)

4.2 Toimijat ja niiden roolit verkossa

On olennaista tunnistaa älyverkkoliiketoimintaan liittyvät eri toimijat ja niiden roolit verkossa. Seuraavassa esitely toimintaympäristö perustuu löyhästi EU:n komission asettaman asiantuntijaryhmän 3 määrittelemiin rooleihin. (EU, 2010) Nämä ovat pitkälti samoja kuin tämänhetkisessä sähköverkkoliiketoiminnassa. Sähköverkkotoimijoiden ohella esitellään myös lyhyesti sähkönjakelujärjestelmä.

4.2.1 Sähköverkkotoimijat

Siirtoverkko (kantaverkko, suurjänniteverkko) on sähkönsiirron runkoverkko. Se kytkeytyy suuriin voimalaitoksiin, jotka huolehtivat perustarjonnan syöttämisestä verkkoon. Siirtoverkossa sähkö kulkee pitkiä matkoja ja johdot liittyvät kaupunkien sähköasemille ja suurteollisuuden laitoksiin. Verkossa on myös siirtoyhteyksiä naapurivaltioiden verkkoihin.

Siirtoverkko-operaattoreita edustaa EU:n tasolla ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). ENTSO-E perustettiin joulukuussa 2008 ja varsinaisen toimintansa se aloitti heinäkuussa 2009. ENTSO-E edustaa 42 siirtoverkko-operaattoria 34 maasta.

Jakeluverkon osia ovat alueverkko, sähköasemat, keskijänniteverkko, jakelumuuntamot sekä pienjänniteverkko. Eri maissa on suuria eroja jakeluverkkojen rakenteissa, mutta Manner-Euroopassa käytännöt ovat usein samantapaiset, vaikka keskijänniteportaan taso vaihtelee. (Lakervi & Partanen, 2008).

Euroopassa tähän asti vain pieni määrä tuotannosta on suoraan kytkettynä jakeluverkkoon, mutta määrä tulee tulevaisuudessa kasvamaan uusiutuvan energian käytön kasvaessa. Erityisesti Tanskassa ja Saksassa tämä näkyy jo. Perinteisesti jakeluverkoissa on ollut hyvin vähän ns. aktiivista hallintaa, mutta tämä tulee muuttumaan älykkäiden sähköverkkojen yleistyessä. Pienet voimalaitokset syöttävät sähkönsä keskijänniteverkkoon ja pienimmät voimalaitokset pienjänniteverkkoon. Myös teollisuus sekä suuret rakennukset (julkinen, liiketoiminta) liittyvät yleensä keskijänniteverkkoon omien muuntokeskuksien kautta. Kotitalouksille ja sähkön pienkuluttajille sähkö siirretään keskijänniteverkon kautta jakelumuuntajan avulla pienjänniteverkosta kulutettavaksi.

Jakeluverkko-operaattoreilla on velvollisuus toimittaa asiakkaalle sähkö ja ylläpitää ja kehittää verkkoa. Jakeluverkon koko vaihtelee maittain ja Euroopassa jakeluverkko-operaattoreita on tuhansia. Näistä muutama toimii kansallisella tasolla, muutama suurilla alueilla, mutta suurin osa kuntatasolla. (UCTE, 2008)

EURELECTRIC (Union of the Electricity Industry) on eurooppalaisen sähköalan yhteistyöorganisaatio, joka edustaa alaa yleiseurooppalaisella tasolla sekä toimii yhteistyössä myös muiden kansainvälisten yhdistysten kanssa. EURELECTRICin tehtävä on osallistua sähköalan kehitykseen ja kilpailukyvyn parantamiseen, ja edistää sähkön tuntemusta yhteiskunnassa. EURELECTRICin täysjäsenet ovat sähköteollisuuden etujärjestöjä kussakin

jäsenvaltiossa. Tällä hetkellä täysjäseniä on 33, joihin kuuluvat kaikki 27 EU:n jäsenmaata. EURELECTRIC on teettänyt tutkimuksen¹ älykkäiden sähköverkkojen kehityksestä ja tilasta kansallisten jakeluverkko-operaattorien näkökulmasta. Osa kyselyä käsitteli tärkeimpiä ajureita älykkäille sähköverkoille. Tutkimuksen perusteella jakeluverkko-operaattorien näkökulmasta tärkein ajuri älykkäille sähköverkoille on teknologinen kehitys. Myös asiakaspalvelu nousi korkeaan asemaan – tähän on tosin saattanut vaikuttaa älykkään mittaroinnin kehitys. (EURELECTRIC, 2009)

Eurooppalaisten jakeluverkko-operaattorien näkökulmasta älykkään verkon kehittäminen on selkeä askel tulevaisuuteen: vanhaa sähköverkkokantaa ollaan uudistamassa, ja investointeja tarvitaan joka tapauksessa. Ympäristötavoitteet aiheuttavat paineita uusiutuvien energianlähteiden ja hajautetun tuotannon käytölle sekä puhtaamman liikenteen hyödyntämiselle (sähköautot). Jakeluverkko-operaattoreiden näkökulmasta kysynnän hallinnan hyödyntäminen järjestelmän tehostamiseksi ja houkuttelevan tariffijärjestelmän luominen on olennainen ja haastava osa kehitystä. Lisäksi älykkään sähköverkon kehittämistä ajaa eteenpäin tarve joustavuuden lisäämiselle sähköverkon operointiin sekä hyötyjen, regulaation ja investointien välinen optimointi. (EURELECTRIC, 2009)

Suomen sähköjärjestelmä koostuu voimalaitoksista, kantaverkosta, jakeluverkoista sekä sähkön kuluttajista. Se on osa yhteispohjoismaista sähköjärjestelmää yhdessä Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan järjestelmien kanssa. Lisäksi Venäjältä ja Virosta on Suomeen tasasähköyhteydet, joilla nämä eri periaattein toimivat järjestelmät voidaan yhdistää. Vastaavasti yhteispohjoismainen järjestelmä on kytketty Keski-Euroopan järjestelmään tasavirtayhteyksin. (Fingrid, 2010) Suomen siirtoverkko-operaattorin Fingridin vastuulla ovat kantaverkon käytön suunnittelu ja valvonta sekä verkon ylläpito ja kehittäminen.

Suomen jakeluverkko koostuu alueverkosta (110 kV), sähköasemista (110/20 kV), keskijänniteverkosta (20 kV), jakelumuuuntamoista (20/0,4 kV) sekä pienjänniteverkosta (0,4 kV). Tässä työssä käsitellään pääosin keskijännite- ja pienjänniteverkkoa ja jänniterajoja pidetään Suomen yllä esiteltyjä jänniterajoja. Suomessa jakeluverkkoyhtiöitä on noin 100.

4.2.2 Verkon käyttäjät

Asiakasnäkökulma verkkoliiketoiminnassa on korostunut yhteiskunnan tultua entistä riippuvaisemmaksi sähköstä. Asiakkaat haluavat verkkoyhtiöltään edullista ja hyvänlaatuista sähköä. Asiakkaiden suorat vaikutusmahdollisuudet ovat vähäiset, mutta asiakasnäkökulma on vahvasti esillä valvontaviranomaisen eli regulaattoreiden määrittellessä tavoitteita toimialalle. (Partanen et al, 2004)

Verkon käyttäjiä ja asiakkaita ovat (EU, 2010):

- Sähköntuottajat
- Teollisuusasiakkaat (suuret, keskisuuret, pienet)

¹ EURELECTRIC:n tekemään tutkimukseen vastasi 30 jakeluverkko-operaattoria 16 maasta ympäri Eurooppaa. Luku on sinänsä pieni, mutta vastanneista operaattoreista 90 % kuului ns. suuriin verkko-operaattoreihin.

- Rakennukset (julkiset palvelut, yritykset, jne.)
- Kotitaloudet
- Sähkön myyjät (ml. jälleenmyyjät)

4.2.3 Julkiset toimijat

EU:n rooli energiapolitiikan ohjauksessa on vahvistunut viime vuosina. Taustalta löytyy sähkömarkkinoihin, toimitusvarmuuteen ja ympäristöön liittyviä kytkentöjä. EU:n sähkömarkkinadirektiivillä halutaan vahvistaa sähköalan kilpailua ja edistää Euroopan yhteisten energiemarkkinoiden toteutumista. Kilpailun kautta saavutetun tehokkuuden lisäksi energian huoltovarmuuden parantaminen on EU:n energiapolitiikassa keskeisellä sijalla. Tätä tukevat muun muassa sähkön toimitusvarmuusdirektiivi sekä TEN-E-ohjelma (Trans-European Energy Networks), jossa selvitetään Euroopan laajuisten energiaverkkojen kehittämistä. Luotettavaan energiavarmuuteen päästään EU:n mukaan vasta, kun täysin kilpaillut energian sisämarkkinat, sähköverkkoyhteisyydet ja Euroopan yhteiset turvanormit ja -standardit ovat olemassa. (ET, 2010a)

Älykkäisiin sähköverkkoihin liittyviä julkistoimijoita eurooppalaisella sekä kansallisella tasolla ovat lainsäätäjät, regulaattorit sekä standardisoijat. Lisäksi rahoituslaitoksilla on merkittävä rooli.

Lainsäätäjät

EU:n lainsäädännön tärkeimmät säädökset ovat direktiivejä ja asetuksia. Ehdotukset uusille säädöksille tulevat yleensä Euroopan komissiolta, mutta Euroopan parlamentti ja Euroopan unionin neuvosto hyväksyvät säädökset. Direktiivit ovat toimintaohjeita EU:n jäsenvaltioiden lainsäätäjille (Suomessa eduskunta). Niissä esitetty sisältö on toteutettava jäsenmaan lainsäädännössä. EU-tasolta on viime vuosina tullut useita direktiivejä, jotka kannustavat tai ohjaavat jäsenmaita älykkäiden sähköverkkoyhteisyyden tai sen elementtien kehittämiseen ja käyttöönottoon.

Vuonna 2009 annetussa sähkön sisämarkkinadirektiivissä (2009/72/EY) todetaan mm. että jäsenvaltioiden olisi esimerkiksi älykkäiden verkkojen käyttöönoton kautta kannustettava uudistamaan sähkönjakeluverkkoja, jotka olisi rakennettava niin, että ne edistävät hajautettua sähköntuotantoa ja energiatehokkuutta. Sisämarkkinadirektiivin nojalla jäsenvaltioiden on myös arvioitava älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönottoa syyskuuhun 2012 mennessä. (EU, 2009a)

Direktiivin energian loppukäytön tehokkuudesta ja energiapalveluista (2006/32/EY)13. artiklassa mainitaan tarve tarjota energian loppuasiakkaille kilpailukykyisen hintaiset mittarit, jotka tarkasti mittaavat loppuasiakkaan energiankulutusta ja antavat informaatiota todellista käytöstä. (EU, 2006)

Mittauslaitedirektiivi (2004/22/EC) (EU, 2004) vaatii mm. kulutusmittareiden harmonisointia ja vaatii energian laskutusmittauksilta mittaustulosten näyttämistä joko näytöllä tai tulosteella.

Lisäksi mittauslaitteen tulee olla suunniteltu näyttämään mittaustulos molemmille osapuolille. Kuluttajalla pitää direktiivin mukaan ilman apuvälineitä olla pääsy lukemaan näyttö, josta pitää näkyä se mittaustulos, johon lasku perustuu. Mittauslaitedirektiiviä ollaan uudistamassa.

Uusiutuvista energialähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisestä annetun EU:n direktiivin (2009/28/EY) mukaisesti kunkin jäsenvaltion on vahvistettava kansallinen uusiutuvaa energiaa käsittelevä toimintasuunnitelma. Myös uusiutuvan energian määrän kasvattamistavoitteet on määritelty EU:n toimesta (EU, 2009b)

Suomessa työ- ja elinkeinoministeriön Sima-työryhmä valmistelee parhaillaan kolmannen sisämarkkinapakettin muutoksia sähkömarkkinalakiin. Sähkömarkkinalain nojalla annettu valtioneuvoston asetus sähköntoimituksen selvityksestä ja mittaamisesta eli mittausasetus on merkittävä muutos aiempaan. Mittausasetusta käsitellään tarkemmin luvussa 5.9. Myös Energiapalvelulaki (perustuu direktiiviin) on valmisteilla.

Regulaattorit

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) on parhaillaan perustettavana oleva energia-alan sääntelyviranomaisten yhteistyövirasto, jonka tarkoituksena on koordinoita regulaatiota sähkömarkkinoiden avauduttua. European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) on vuonna 2003 komission perustama Euroopan sähkön ja kaasun sääntelijöiden kattojärjestö, joka toimii virallisena komission neuvonantajana energiaregulaatioon liittyvissä asioissa. Council of European Energy Regulators (CEER) eli Euroopan sääntelyviranomaisten neuvosto toimii valmistelevana elimenä ERGEG:lle. Suurin ero ERGEG:n ja ACER:n välillä on se, että ACER edustaa riippumatonta eurooppalaista toimintaa, jolla on ERGEG:ä enemmän itsenäistä valtaa ja joka tarkastelee regulaatiota koko Euroopan näkökulmasta, kun taas ERGEG edustaa yksittäisiä kansallisia regulaattoreita. ERGEG:n rooli ja toiminta tulevaisuudessa ovat tällä hetkellä hieman epäselvät. Suomessa kokonaisvastuu energia-alan sääntelystä on työ- ja elinkeinoministeriöllä. Sähkönjakelua valvovat viranomaiset ovat Energiatarkastusvirasto, Kilpailuvirasto, Kuluttajavirasto ja Turvatekniikan keskus (ET, 2010a).

Euroopan regulaattoreiden näkemysten mukaan älykkäiden sähköverkkojen avulla saadaan aikaan energiansäästöä, kustannusten laskua, kuluttajien mahdollisuuksien kasvattamista, luotettavuuden lisäämistä sekä sähköverkon turvallisuuden ja vakauden kasvattamista. Regulaattorien näkökulmasta älykäs sähköverkko pyrkii säilyttämään tai jopa lisäämään luotettavan, laadukkaan ja turvallisen jakelun tasoa sekä säilyttämään ja parantamaan nykyisten verkkopalveluiden tehokkuutta. Älykäs sähköverkko tulee edistämään integroidumman sähkömarkkina-alueen kehittymistä EU:n alueella. (CEER & ERGEG, 2010)

Tärkeimpinä regulatorisina haasteina Euroopan regulaattorijärjestöt pitävät sitä, kuinka regulaattorit pystyvät mahdollistamaan verkkoyhtiöiden edellytykset identifioida ja priorisoida sellaisia älykkäisiin sähköverkkoihin liittyviä ratkaisuja, jotka hyödyttävät verkon käyttäjien tarpeita ja kannustavat niiden hyödyntämiseen. Toisena suurena haasteena regulaattoreille Euroopan regulaattorijärjestöt pitävät sitä, kuinka löytää keinoja, joilla saadaan aikaiseksi kyllin

radikaaleja innovaatioita ja samalla huolehtia asiakkaiden saamista hyödyistä ja verkon taloudellisesta kehityksestä (perustuu oletukselle, että verkko-operaattorit ovat monopoliasemassa). Regulaattorit tarkastelevat älykkään sähköverkon aiheuttamia kustannusvaikutuksia ja haasteita asiakkaan näkökulmasta ja vaativat älykkään sähköverkon tuomia hyötyjä kuluttajille ja yhteiskunnalle eivätkä halua, että asiakkaat joutuvat kattamaan investoinneista aiheutuneet kustannukset. (CEER & ERGEG, 2010)

Standardisoijat

European Committee for Standardization (CEN) on vuonna 1961 perustettu eurooppalainen yksityinen voittoa tavoittelematon standardisointijärjestö, jonka päätehtävänä on edistää eurooppalaista standardisointia. Jäsenmaita on 31, joihin kuuluvat kaikki 27 EU:n jäsenmaata. Järjestön kansalliset jäsenet tuottavat yhteistyössä vapaaehtoisia eurooppalaisia EN-standardeja. CENin vastuualueeseen kuuluvat elektroniikkaa ja tietoliikennettä lukuun ottamatta kaikki standardit.

European Committee For Electrotechnical Standardization (CENELEC) on vuonna 1973 perustettu eurooppalainen sähköalan standardisointijärjestö, jonka tarkoituksena on luoda EU- ja EFTA-maiden sähköteollisuudelle yhtenäinen markkina-alue poistamalla kaupan esteitä ja luomalla uusia markkina-alueita. Julkaisemalla EN-standardeja CENELEC määrittelee vaatimukset sähköteknisille tuotteille ja palveluille Euroopassa. CENELEC ja IEC (International Electrotechnical Commission) tekevät tiivistä yhteistyötä, ja standardit perustuvat enimmiltään IEC:hen (Lakervi & Partanen, 2008).

European Telecommunications Standards Institute (ETSI) on vuonna 1988 perustettu riippumaton, voittoa tavoittelematon eurooppalainen telealan standardisointijärjestö. ETSI:llä on 696 jäsentä 62 maasta (tai osavaltiosta), niin Euroopassa kuin sen ulkopuolellakin. ETSI luo standardeja niin laitevalmistajien kuin verkko-operaattoreidenkin tarpeisiin muun muassa telekommunikaation, mediajakelun sekä lääkinnällisten laitteistojen aloilla. Jäseniin kuuluu toimijoita telekommunikaatio-alan kaikilta osa-alueilta, aina laitevalmistajista ja operaattoreista palveluntarjoajiin ja tutkimuslaitoksiin.

Suomessa sähkö- ja elektroniikka-alan standardisointijärjestö SESKO ry hoitaa standardisointia suoraan CENELEC:n (ja IEC:n) kanssa. Suurin osa suomalaisista uusista standardeista perustuu CENELEC:n ja IEC:n standardeihin. Televiestinnän standardisoinnista Suomessa vastaa Viestintävirasto. (Lakervi & Partanen, 2008)

Standardisoinnista on keskusteltu paljon. Mittarinluentajärjestelmän tilaajien, eli yleensä jakeluverkkoyhtiöiden, näkökulmasta rajapintastandardisointi olisi tärkeää mm. kysyntäjouoston hyödyntämisen näkökulmasta, mutta laitevalmistajan näkökulmasta avoimuus saattaa vaikeuttaa asiakasuskollisuutta ja mittausjärjestelmien teknistä kehitystä. Yhtenäisten kansallisten linjausten tekeminen olisi järkevää näissä olosuhteissa, jotta kansantalouden kannalta päästäisiin järkeviin, kokonaisvaltaisiin ratkaisuihin.

Tällä hetkellä yksi tärkeimpiä älykkäisiin sähköverkkoihin liittyviä eurooppalaisia standardisointihankkeita on M/441. Yhtenäisyshaasteiden vuoksi komissio ja EFTA antoivat maaliskuussa 2009 mandaatin (M/441) CEN:lle, CENELEC:lle ja ETSI:lle luoda standardi älykkäille mittareille. Älykkäiden mittareiden ympärille luotiin ohjausryhmä (Smart Meters Co-ordination Group), jonka tehtävänä on toteuttaa M/441:ssä esitetyt vaatimukset. Ohjausryhmän tulee raportoida edistyksistään lokakuun lopussa 2010. M/441 puitteissa on myös tehty laaja selvitys älykkäisiin mittareihin liittyvistä standardeista. (Euroopan komissio, 2009) Standardisointihankkeen etenemistä kuvataan tarkemmin luvussa 5.8.

4.2.4 Teknologioiden, tuotteiden ja palveluiden toimittajat

Teknologioiden toimittajilla on suuri rooli sekä intressi älykkäiden sähköverkkojen kehittämisessä ja edistämässä. Mm. mittauslaitteiden valmistajat ovat hyötäneet EU:n viimeaikaisesta lainsäädännöstä. Teknologioiden toimittajiin kuuluvat mm.

- Sähköverkkolaitteistojen ja apulaitteistojen toimittajat
- Sähkömittaritoimittajat (laitteisto, asennus, palvelut)
- ICT-teknologioiden toimittajat
- Verkkotiedonsiirtoteknologian toimittajat

4.2.5 Sähkömarkkinatoimijat

Jotta kilpailua saataisiin nykyistä paremmin vapautettua, energia-ala on jaettu kilpailun alaisiin liiketoimintoihin ja luonnollisiin monopoleihin. Näitä on viime vuosina pyritty eriyttämään ja ulkoistamaan, jotta saavutettaisiin mittakaavaetuja ja erikoistumista. Näillä muutoksilla on tavoiteltu ja saatu aikaan kustannustehokkuutta monissa toiminnoissa. Koponen et al (2008) mukaan nämä samat muutokset ovat toistaiseksi kuitenkin huomattavasti vaikeuttaneet mm. mittaroinnin ja kuormienohjaustoimintojen kustannustehokasta toteuttamista kokonaisuuden ja loppuasiakkaan kannalta.

Verkon toiminnan muuttuessa aktiivisemmaksi tapahtuu muutoksia myös toimintaympäristössä ja energiamarkkinoiden toimintaan tulee uudenlaisia toimijoita. Markkinoiden toimijat voidaan jaotella yleisluontoisesti seuraavanlaisiin ryhmiin (Euroopan komissio, 2010a):

- Sähköpörssi: sähkön kauppapaikka, josta teollisuuslaitokset ja jälleenmyyjät ostavat sähköä
- Tasevastaava: sähkömarkkinoiden osapuoli, joka tasapainottaa sähkön tuotantonsa ja hankintansa sekä sähkön käyttönsä ja toimitustensa erotuksen tasesähköyksikön toimittamalla tasesähköllä
- Selvitystalo: Markkinaosapuolten väliin asettuva yhtiö, jonka kanssa sekä ostaja että myyjä asioivat. Selvitystalo toimii kummankin osapuolen vastapuolena. Vastineeksi ottamastaan riskistä selvitystalo vaatii kummaltakin osapuolilta kauppaan verrannolliset vakuudet.
- Välittäjä eli ”trader”: Henkilö tai yhtymä, joka ostaa ja myy energiatuotteita ja palveluita organisoiduilla energiamarkkinoilla tai kahden välisissä kaupoissa (pörssin ulkopuolella)
- Sähkönmyyjä: Myy sähköä loppuasiakkaalle
- Aggregaattorit:

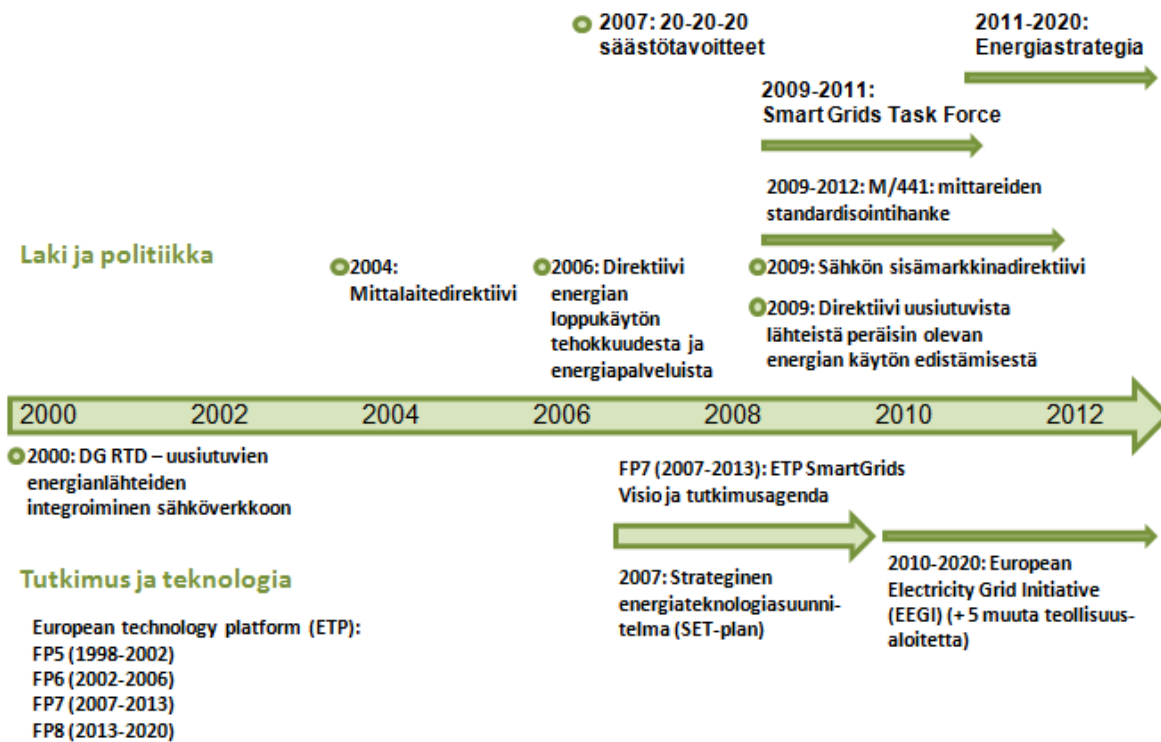
- Hajautettuun tuotantoon liittyvä aggregointi (Virtuaalivoimalaitos): aggregaattori erää erilaisista tuotantolähteistä tuotettua energiaa yhteen (esim. pienimuotoisilta tuulivoimaloilta) ja myy eteenpäin pörssiin (ei suoraan asiakkaille)
- Kysyntäjoustoaggregointi: aggregaattori kerää pienimuotoiset kysyntäjoustoresurssit kokonaisuudeksi ja myy eteenpäin

4.3 Tutkimus- ja kehitystoiminta EU:ssa ja Suomessa

Tässä tarkastelussa ei keskitytä yliopistojen tai tutkimuslaitosten tekemään tieteelliseen tutkimukseen, vaan suurempiin projekteihin, ja pyritään erottelamaan tällä hetkellä suurimmat tutkimushankkeet EU:n tasolla sekä Suomessa. EU:n energiapolitiikan kulmakivinä ovat tällä hetkellä kilpailukyky, toimitusvarmuus ja kestävä kehitys. Älykkäiden sähköverkkojen edistäminen tukee kaikkia kolmea tavoitetta. Vaikka älykkäistä sähköverkoista konseptina on ryhdytty vasta viime vuosina puhumaan, on siihen liittyvistä teknologioista ja elementeistä tehty tutkimusta useita vuosia.

Euroopan komissio on jakaantunut pääosastoihin (DG1, Directorate General) ja useammalla osastolla voidaan tehdä samaan aihepiiriin liittyviä hankkeita samanaikaisesti hieman eri näkökulmista ja osin päällekkäin. Älykkäisiin sähköverkkoihin liittyviä projekteja toteutetaan pääasiallisesti tutkimuspuolella (DG RTD, Directorate General for Research) ja niitä on pääosin rahoitettu tutkimuksen puiteohjelmista (FP, Framework Programmes). (Ks. liite A, 3.6.2010) Puiteohjelmien tavoitteet ja rahoitus lyödään lukkoon etukäteen usealle vuodelle.

Viidennessä puiteohjelmassa (FP5: 1998-2002) ja kuudennessa puiteohjelmassa (FP6: 2002-2006) tutkittiin älykkäitä sähköverkkoja ja näiden puiteohjelmien aikana toteutetut projektit johtivat vakiintuneeseen määritelmään ”smart power grid” (englanniksi aihetta on käsitelty myös termein ”intelligent grid” ja ”active grid”). (Coll-Mayor et al, 2006) FP7:n (2007-2013) tutkimushanke ”Älykkäät energiaverkot” sisältää älykkäitä sähköverkkoja käsittelevän SmartGrids hankkeen (ETP SmartGrids). Kuvassa 2 esitetään älykkäisiin sähköverkkoihin liittyviä EU-projekteja (poliittiset sekä tutkimukselliset), kuten direktiivejä ja tutkimushankkeita. Kuva painottuu viimeaikaisiin projekteihin eikä se ole täysin kattava, mutta osoittaa älykkäiden sähköverkkojen erilaisten ajureiden ja elementtien ympärillä tapahtunutta kehitystä viimeisen kymmenen vuoden aikana. Kuvassa pallot osoittavat jo päättyneitä projekteja tai esim. direktiivejä ja nuolet osoittavat edelleen käynnissä olevia projekteja.



Kuva 2. EU:n hankkeiden edistyminen

SmartGrids - Älykkäiden sähköverkkojen eurooppalainen teknologiaohjelma

Vuonna 2005 aloitettu ”Tulevaisuuden sähköverkot” -hanke tuotti sekä vision, jossa konsepti SmartGrids esitetään ensimmäistä kertaa (2006) että strategisen tutkimusagendan, jossa tarkastellaan älykkäiden verkkojen mahdollisuuksia, hyötyjä sekä tärkeimpiä tutkimuskohteita. Tavoitteena projektille oli löytää keinoja, jolla parantaa sähkönjakelun energiatehokkuutta, turvallisuutta ja luotettavuutta muuntamalla nykyiset sähköverkot interaktiivisiksi palveluverkoiksi, jossa kuluttaja pääsee aktiivisesti osallistumaan verkon toimintaan sekä mahdollistaa laajamittaisesti uusiutuvien energianlähteiden sekä hajautetun energiantuotannon liittämisen verkkoon.

SmartGrids-vision mukaan älykäs sähköverkko hyödyntää innovatiivisia tuotteita ja palveluita älykkään monitoroinnin, kontrollin, tiedonvälityksen ja itseäänkorjaavien teknologioiden kautta; helpottaa kaikenkokoisten ja eri teknologioita hyödyntävien generaattoreiden toimintaa ja liittämistä verkkoon (esimerkiksi uusiutuvat energianlähteet); mahdollistaa kuluttajien osallistumisen järjestelmän toiminnan optimointiin; sekä antaa kuluttajille enemmän tietoa ja valinnan vapautta, vähentää sähköjakelujärjestelmän ympäristövaikutuksia sekä kasvattaa luotettavan ja turvallisen jakelun tasoa. (Euroopan komissio, 2010b)

SmartGridsin strategisen tutkimusagendan (Euroopan komissio, 2010c) mukaan tärkeimmät haasteet älykkäälle sähköverkolle Euroopassa ovat:

- Verkon vahvistaminen – varmistaminen, että siirtokapasiteettia riittää Euroopan halki toimivalle verkolle (superverkko)
- Merelle siirtyminen – mahdollisimman tehokkaiden yhteyksien luominen merituulipuistojen ja muiden offshore meriteknologioiden kanssa (superverkko)
- Hajautettujen rakenteiden luominen – pienen mittakaavan sähkötuotantojärjestelmien harmoninen toiminta järjestelmässä
- Tiedonvälitys – sellaisen tiedonvälitysinfrastruktuurin luominen, joka mahdollistaa potentiaalisesti miljoonien osapuolten toimimisen samoilla markkinoilla
- Aktiivinen kysyntä – mahdollistaa kaikkien kuluttajien aktiivinen osallistuminen järjestelmän toimintaan
- Epäsäännöllisen tuotannon integroiminen järjestelmään – parhaiden menettelytapojen löytäminen epäsäännöllisen tuotannon integroimiseksi järjestelmään (mm. paikallinen mikrotuotanto)
- Tuotannon, kysynnän ja erityisesti verkon kasvava älykkyys
- Hajautetun tuotannon ja sähkön varastoinnin etujen hyödyntäminen
- Sähköautoihin varautuminen – laajamittainen sähköautojen käyttöönotto asettaa suuria haasteita verkon kantokyvylle

Huomioitavaa on, että SmartGridsin haasteissa viitataan myös sähköverkkokehitykseen yleensä eli koko Euroopan laajuisiin sähkömarkkinoihin ja sähkönsiirtoon.

Toimiva älykäs sähköverkko vaatii yleisesti ottaen Euroopan tasolla suuria investointeja verkkoinfrastruktuuriin. Jotta hajautettu tuotanto olisi järkevää, pitäisi olla kilpailukykyisiä hajautetun tuotannon lähteitä. Mm. Euroopan kaasuverkkoon saisi integroitua paljon mikrotuotantoa, mutta teknologiat eivät ole lyöneet vielä läpi. Aurinkoenergiaa viedään tällä hetkellä eteenpäin tukiaisilla. (Ks. liite A, 3.6.2010)

SmartGrids:n strategisessa tutkimusagendassa arvioidaan, että EU:n jäsenmaat joutuvat investoimaan 750 miljardia euroa infrastruktuuriin seuraavan 30 vuoden aikana. Tästä summasta arviolta puolet jakautuu tuotantoon liittyviin investointeihin ja puolet verkkoinvestointeihin (90 miljardia euroa siirtoverkkoihin, ja 300 miljardia euroa jakeluverkkoihin). (Euroopan komissio, 2007) SmartGridsin tekemä työ toimii taustana myös SET-suunnitelman (Strategic Energy Technology plan) yhteydessä tehdylle ”Älykäs eurooppalainen sähköverkosto” -aloitteelle (EEGI, European Electricity Grid Initiative)

SET-suunnitelma: Älykäs eurooppalainen sähköverkosto

SET-suunnitelmalla on tarkoitus tiivistää yhteistyötä energiateknologian kehittämisessä toisaalta jäsenmaiden kesken ja toisaalta julkisten toimijoiden, tutkimusorganisaatioiden ja elinkeinoelämän kesken. Tavoitteena on saada tutkimus- ja kehitystoiminnan tulokset nykyistä oleellisesti nopeammin markkinoille. Kahden viime vuoden aikana SET-suunnitelmassa on

valmisteltu yritysten ja tutkimuslaitosten asiantuntijoiden kesken kuudesta aiheesta ns. Euroopan teollisuusaloitteet (EII, European Industrial Initiatives), joissa määritetään ko. teknologia-alaa koskevat tavoitteet ja tiekartat niihin pääsemiseksi vuosille 2010–2020. Yksi kuudesta aihealueesta on älykäs eurooppalainen sähköverkosto. (Puhakka & Vilkamo, 2010)

Älykäs eurooppalainen sähköverkosto -aloite, joka julkaistiin Madridissa kesäkuussa 2010, sisältää tutkimus- ja demonstraatio-ohjelman, jonka tavoitteena on luoda todella eurooppalainen sähköverkko (pan-eurooppalainen verkko) ja taata kaikille asiakkaille laadukasta sähköä ottaen huomioon voimakkaasti lisääntyvät epäsäännölliset sähkölähteet (esim. tuulivoima) ja kysynnän ohjaus älykkään mittaroinnin avulla. Tavoitteena on, että 50 % Euroopan verkosta toimii ”älykkäällä” periaatteella. Kokonaiskustannus kymmenelle vuodelle arvioidaan olevan kaksi miljardia euroa. (Puhakka & Vilkamo, 2010). Summa ei sisällä kansallisia käyttöönottokustannuksia. EEGI:n rahoitus toimii ns. PPP-periaatteella (Public Private Partnership), jossa osa rahoituksesta tulee julkiselta sektorilta ja osa rahoituksesta yksityiseltä sektorilta. Rahoituksesta on vielä päästävä yhteisymmärrykseen komission, jäsenmaiden ja toimijatahojen kesken.

EEGI:n tutkimusohjelma keskittyy enemmän systeemitason innovaatioihin kuin varsinaisen teknologian kehittämiseen sekä pyrkii etsimään keinoja uusien teknologioiden integroimiseen todellisessa ympäristössä ja validoimaan tulokset. Verkkoyhtiöt johtavat asemansa vuoksi (vastuussa sähköverkon turvallisesta toiminnasta) laajoja demonstraatioprojekteja. Uusien ratkaisujen pilotoimisella on tarkoitus arvioida hyötyjen, kustannusten ja laajentamisen vaikutuksia sekä tukea Euroopan laajuisesti verkkoyhtiöitä tekemään investointipäätöksiä. Vaikka päävastuu pilottiprojekteista on verkkoyhtiöillä, ovat hankkeissa laajasti mukana myös mm. tuottajat, käyttäjät sekä teknologian toimittajat. (EEGI, 2010a)

Teknologisina esteinä ja haasteina EEGI:n tiekartassa (road-map) (2010-2018) ja implementointisuunnitelmassa (2010-2012) pidetään standardien puuttumista, yhteensopimattomuutta, verkkoturvallisuutta ja tiedon yksityisyyttä. Myös markkinoiden epäonnistuminen ja vääristyminen on huolenaihe. Tutkimus- ja kehitystyön kustannukset ja niiden tuomat hyödyt ovat jakaantuneet epätasaisesti: investoinnit verkko-operaattorien harteilla, kun taas muut osapuolet saavat suurimman osan hyödyistä (yhteiskunta, järjestelmä, asiakkaat, tuottajat). Tätä ei huomioida nykymuotoisissa regulaatiosuunnitelmissa (tosin jäsenmaiden regulaatiojärjestelmät saattavat poiketa toisistaan hyvinkin paljon). Tämänhetkiset kannustimet eivät ole riittäviä verkko-operaattoreille, jotta ne investoisivat suuren luokan demonstraatioihin, kehitystoimintaan tai uuden teknologian käyttöönottoon. Lisäksi, tämänhetkiset regulatoriset järjestelyt eivät ota huomioon verkon käyttäjien aiheuttamia todellisia kustannuksia. Tämä ei edistä tehokkaimpien ratkaisujen käyttöönottoa. Myös kuluttajien sitoutumista ja julkista hyväksyntää infrastruktuurin kehittämiseksi tarvitaan.

On huomioitava, että EEGI:n tiekartan ja implementointisuunnitelman ovat pääosin laatineet verkko-operaattorit, joka vaikuttaa esitettyyn näkökulmaan ja saattaa jättää huomioimatta laajemmin esimerkiksi asiakkaan näkökulman. Regulaattoreilla on tosin ollut ja on edelleen tärkeä rooli EEGI:n projektien kehittämisessä ja implementoinnissa, lisäksi heitä on konsultoitu

läpi ohjelman valmistelun. EEGI:n implementointivaihetta varten ollaan lisäksi perustamassa ns. stakeholder-ryhmää, jotta kaikkien osapuolten näkökulmat saadaan esille.

Suomessa verkkoteknologiaa on tutkittu paljon ja kaikki Suomen teknilliset yliopistot ovat olleet mukana laajemmissa tutkimushankkeissa. Sähkömarkkinoiden toimintaan liittyvä tutkimus on viime vuosina lisääntynyt Suomessa. Teknologiatutkimuksessa alaa on vallannut tehoelektroniikan ja tasasähköratkaisujen tutkimus. Perinteisesti Suomessa on korostettu vahvasti verkostokomponenttien ja verkostolaskentamenetelmien ja automaatiojärjestelmien kehittämistä ja nykyään sähköverkkokokonaisuutta pyritään tutkimaan myös strategisesta näkökulmasta. Noin kymmenen vuotta sitten saatiin päätökseen Automaatio-ohjelma EDISON (distribution automation), joka on ollut kenties tärkein laajemmista verkonkehittämiseen liittyvistä tutkimushankkeista ennen Cleen:n ohjelmaa. EDISON:n tuloksia on pystytty hyödyntämään. Yleisenä ongelmana laajemmissa monialaisissa tutkimushankkeissa on ollut fokuksen leviäminen/kadottaminen; suurin hyöty on lopulta tullut ihmisten yhteen saattamisesta. Partasen mukaan Cleen:n tutkimus-ohjelma on lähtenyt hyvin liikkeelle. (Ks. liite A, 9.8.2010)

Cleen Oy:n tutkimusohjelma: Älykkäät sähköverkot ja energiamarkkinat (2009-2014)

Tällä hetkellä älykkäisiin sähköverkkoihin liittyvä laajin tutkimushanke Suomessa on Energia- ja ympäristöalan strategisen huippuosaamisen keskittymän (SHOK) Cleen Oy:n loppuvuodesta 2009 käynnistämä viisivuotinen tutkimusohjelma ”Älykkäät sähköverkot ja energiamarkkinat” (SGEM, Smart Grids and Energy Markets).

Tutkimusohjelman laajuus on 35 miljoonaa euroa (noin puolet rahoituksesta Suomen Akatemian ja TEKESin kautta, puolet tutkimukseen osallistuvilta tahoilta). Tutkimusohjelman tarkoituksena on vauhdittaa älykkäiden sähköverkkojen kehitystä ja asteittaista käyttöönottoa Suomessa. Tutkimusohjelma keskittyy kolmen teeman ympärille: energian jakelun tulevaisuuden infrastruktuuri, älykkään sähköverkon hallinta sekä aktiiviset resurssit. Energian jakelun tulevaisuuden infrastruktuuri -teema painottuu tutkimaan ja analysoimaan energiaverkkojen uutta avoimempaa arkkitehtuuria ja teknologisia edellytyksiä. Tarkoituksena on huomioida kuluttajan nykyistä aktiivisempi osallistuminen sähkönjakelumarkkinoille ja verkkoon. Myös hybridi- ja sähköautojen sekä hajautetun tuotannon kasvavaa roolia tulevaisuuden verkoissa tutkitaan. Ohjelman puitteissa on tarkoitus luoda strategia siirtymiseen nykymuotoisesta järjestelmästä uudenmuotoiseen sähkönjakelujärjestelmään. (Cleen, 2009)

Älykkään sähköverkon hallinta -teemassa tutkimus keskittyy hajautettuun tuotantoon, sähkönvarastointiin ja kysyntäjoustoon perustuvan kahdensuuntaisen energiankulun hallintakonseptien, operointimenetelmien ja tietojärjestelmien kehittämiseen. Lisäksi tutkitaan konsepteja, metodeja ja teknologiaa asiakkaiden ja tuottajien aktiiviselle osallistumiselle kysynnän-, kuorman- ja hajautetun pientuotannon hallintaan sekä energiatehokkuutta edistävien palvelujen ja energiansäästötoimenpiteiden mahdollistamiseen. (Cleen, 2009)

Tarkoituksena on, että samanaikaisesti tutkimusprojektien kanssa Suomessa järjestetään suuren mittakoon demonstraatioita. Viisivuotisen ohjelman tutkimuspainotusten lisäksi

pitkäjänteisempää tutkimusta kohdistetaan suprajohtavuuden (mm. energiavarastot), ”kaikkiällä läsnä olevien” (ubi) energiantuotantomuotojen (aurinkoenergia, tuulienergia, polttokennot) sekä akkuteknologian kehittämiseen. (Cleen, 2009)

5 Älykkäät mittausjärjestelmät

5.1 Määritelmä ja ominaisuudet

Älykkäistä mittareista käytetään useasti kuvaavampia termejä kuten 'etäluettava mittari' tai 'automaattisesti luettava mittari'. Älykkääseen mittariin tai mittausjärjestelmään viitataan myös usein käsitteillä automaattinen mittarinluenta (AMR, Automatic Meter Reading) tai edistynyt mittausinfrastruktuuri (AMI, Advanced Metering Infrastructure). Molempia käytetään viittaamaan älykkäisiin mittausjärjestelmiin riippuen raportista, tutkimuksesta tai selvityksestä. Myös laitevalmistajat käyttävät lyhenteitä sekaisin. Tässä selvityksessä käytetään pääosin termejä "etäluettava mittari" ja "älykäs mittari".

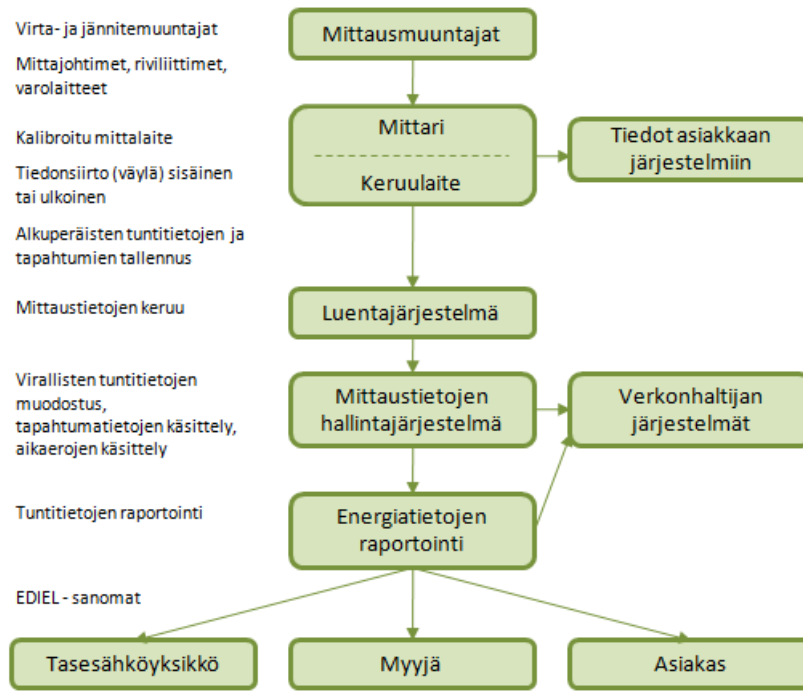
Perinteisesti etäluettavat mittarit ovat jaettu kahteen päätyyppiin tiedonsiirtokykynsä (yksisuuntaista tai kaksisuuntaista) perusteella (Owen & Ward, 2006). Kaksisuuntaista tiedonkulkua pidetään lähtökohtaisesti edellytyksenä sille, että järjestelmää voidaan kutsua älykkääksi. Tyypillisiä toimintoja älykkäille mittareille ovat (Lakervi & Partanen, 2008):

- tuntienergiamittaus (asiakaskohtaiset kuormitusmallit)
- jännitteen laadun mittaus ja rekisteröinti (kertovat verkon todellisen tilan)
- keskeytysten rekisteröinti (tarkat asiakaskohtaiset keskeytystilastot)
- hälytykset (mm. sähkön syötön katkeaminen)
- sähkön etäkytkentä ja katkaisu
- kuormanohjaus

Listassa ei mainita mittareiden etäpäivitetävyyttä, joka kuitenkin on mm. suomalaisten sähköyhtiöiden arvioimina yksi mittareiden tärkeimmistä ominaisuuksista. Suomessa nykyisissä mittareissa onkin yleisesti mahdollisuus päivittää ohjelmistot ja parametrit tietoliikenneyhteyden avulla. Suomalaisten sähköyhtiöiden arvioimana keskimääräinen etäluentajärjestelmän käyttöikä on 13,5 vuotta, joten nyt asennettavien mittareiden ominaisuudet määräävät mahdolliset palvelut pitkälle 2020-luvulle. (Piispanen, 2010)

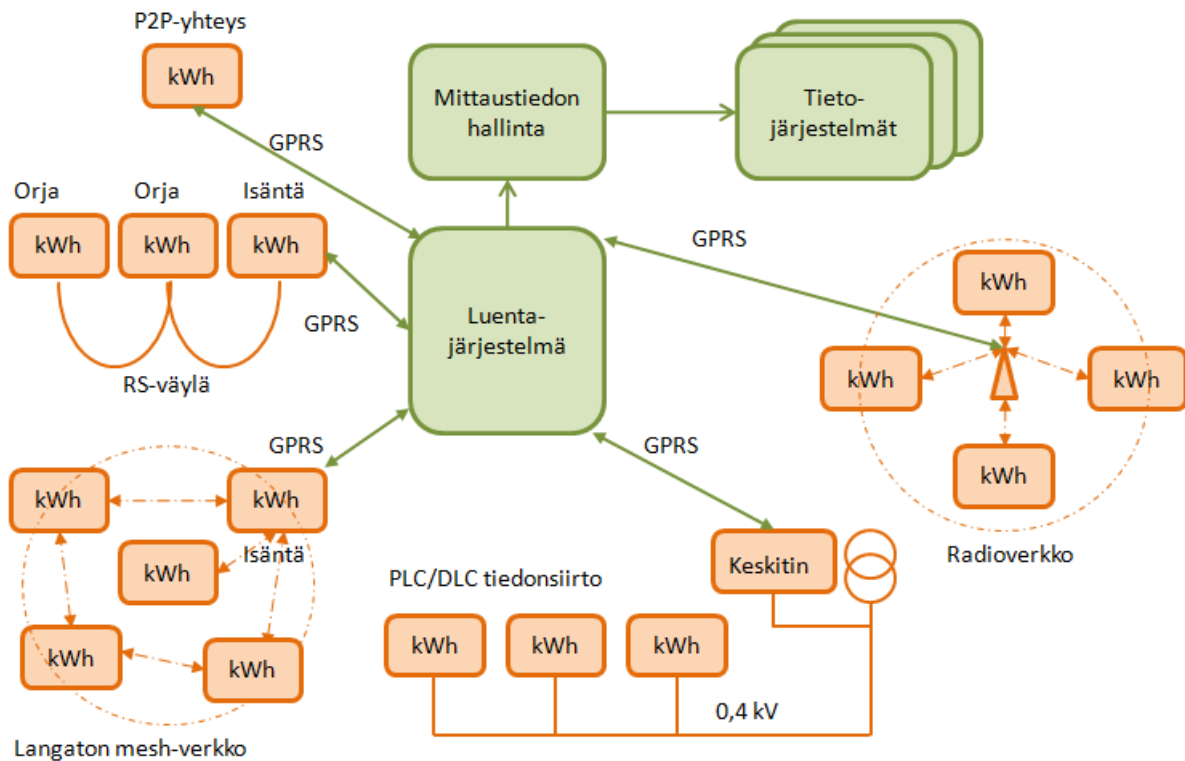
5.2 Mittaus- ja tiedonsiirtoketju

Etäluettavien mittareiden tuntiluennan mittaus- ja tiedonsiirtoketju alkaa keruulaitteelta ja päättyy tietoa tarvitseviin osapuoliin (ET, 2010b). Kulutustiedot luetaan asiakkaan mittauslaitteesta verkkoyhtiön mittauskeskukseen, jossa kerätyt tiedot välitetään edelleen sähkökaupan muille osapuolille, kuten sähkön myyjille. Tätä monivaiheista ketjua esitellään tarkemmin kuvassa 3.



Kuva 3. Tuntiluennan mittaus- ja tiedonsiirtoketju. Soveltaen (ET, 2010b).

Uusissa mittarinlukujärjestelmissä yksittäisiä kulutusmittareita luetaan yleisesti GPRS (General Packet Radio Service) -matkapuhelinverkolla. Myös GSM (Global System for Mobile Communications) -verkkoja on jonkin verran käytössä. GSM-verkon tekstiviestejä (SMS, Short Message Service) voidaan käyttää varmistuksena. Mittarilta tietoja voidaan lukea keskittimen kautta käyttämällä esimerkiksi paikallisverkkoa, sähköverkon tiedonsiirtoa (PLC, Power Line Carrier), langatonta mesh-verkkoa (reittittävä, itseohjautuva langaton verkko) tai RS-väylää. Näissä tapauksissa keskittimestä eteenpäin tiedot siirretään tyypillisesti GPRS verkon kautta. GPRS:llä suoraan mittareista lukeminen (P2P, point to point) on kuitenkin yleistymässä. On toki paikkoja, joihin GPRS-verkon kuuluvuus on huono. Tällöin joudutaan käyttämään esimerkiksi lisäantenneja. (ET, 2010b) Kuvassa 4. havainnollistetaan edellä esitettyjä sähkömittareiden tiedonsiirron menetelmiä.



Kuva 4. Sähkölukemien tiedonsiirron periaatteita. Soveltaen (ET, 2010b).

Matkaviestinverkkojen 2G/3G-sukupolvenvaihdos ajoittuu etäluennan kannalta huonoon aikaan. Tällä hetkellä 3G-verkot eivät käytännössä kata maaseutuja, joten verkkoja ei vielä voida asentaa, mutta toisaalta 2G-verkot lakkautetaan jo huomattavasti ennen nyt asennettavien etäluettavien mittareiden käyttöänsä loppumista. (Piispanen, 2010)

Mittaustiedon hallintajärjestelmän tarkoituksena on tallentaa ja varastoida mittaustietoa. Mittaustietoa tulee järjestelmään mm. liittynän kautta suoraan automaattisista mittarinluentajärjestelmistä, kannettavista mittarinlukulaitteista, muilta markkinaosapuolilta EDI järjestelmän (Electronic Data Interchange) kautta, tietokantayhteyttä käyttäen muista järjestelmistä (esim. asiakastietojärjestelmästä) ja manuaalisesti syötettynä käyttöliittymän kautta. Varastoon tallennetaan tuntiluetut lukemat, tuntikulutusennusteet, tariffimitattujen asiakkaiden kulutuslukemat, ja tariffimitattujen asiakkaiden vuosikulutusennusteet. (Harjula, 2008)

5.3 Luotettavuus ja tietoturva

Etäluettavien mittareiden tietoturva- ja luotettavuuskysymykset ovat herättäneet laajaa keskustelua Euroopassa ja aiheen ympäriltä on tehty ja tehdään edelleen paljon tutkimuksia ja selvityksiä. Mm. Advanced Metering Infrastructure Security Task Force on julkaissut ensimmäiset vaatimukset etäluettaville järjestelmille (ESMA, 2010). Myös komission Smart Grids –työryhmän asiantuntijaryhmän 2 (Tietoturvallisuutta, tiedon käsittelyä ja tiedon suojaamista koskevat sääntelysuositukset) laaja selvitys tiedonkäsittelystä ja tietoturvasta on valmistunut kesällä 2010. (Ks. liite A, 14.7.2010)

On erittäin tärkeää, että tietojen käyttöoikeudet ja salaus pidetään tarkoituksenmukaisella tasolla, sillä tietojen päätyessä väriin käsiin yksityisiä asiakkaita tai yrityksiä koskevia yksityiskohtaisia mittaustietoja voidaan käyttää laittomasti hyödyn saavuttamiseen. Esimerkiksi kulutusmittauksista kilpailija saattaa kyetä päättelemään tuotantolaitoksen käyttöasteen tai seuraamalla yksilön tai yrityksen toimintojen rytmiä ja aktiivisuutta, kulutusmittauksista voi kertoa sen, milloin jokin rikos on mahdollista tehdä jäämättä kiinni. (Koponen et al, 2008)

Mittaustietojen oikeellisuuteen täytyy pystyä luottamaan. Mittaustietoja ei saa hävitä tiettyä määrää enempää ja esimerkiksi laskutukseen käytettyjen mittauslukemien alkuperän tulisi olla varmuudella jäljitettävissä. Mittaustietojen alkuperän ja muuttamattomuuden tulee siis olla varmistettuja eikä tietoja saa hävitä esim. tiedonsiirtohäiriöiden vuoksi. Myöskään alkuperäisiä mittaustietojen ei saa hävittää, vaikka tiedot jostakin syystä jatkokäsittelyä varten korvattaisiin arvioilla. Asiakkaan tulisi aina halutessaan saada selvitys siitä, mitkä tiedot perustuvat mihinkin mittariin, ja miltä ajankohdalta ja mitkä tiedot on arvioitu ja miten. Myös mittaustuloksien manipulointi mm. muuttamalla laskuja itselleen edullisemmaksi tulee pystyä estämään. (Koponen et al, 2008)

5.4 Mittaustiedon esittäminen

Mittauslaitedirektiivin mukaan näytön on oltava selkeä ja yksiselitteinen. Lisäksi näytetyn tuloksen on oltava helposti luettavissa käyttöedellytysten mukaisissa olosuhteissa. Kulutusmittauksiin tarkoitetun 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. Mittauslaitedirektiivin mukaan vähintäänkin kuluttajan mittalaitteen näytöltä on siis nähtävä siirtotuotteen mukaisesti jaotellut hetkelliset lukemat. Suositeltavaa on, että kaikki enintään 3x63A kohteeseen varustetut mittalaitteet on varustettu tällä ominaisuudella. Näytöltä ei tarvitse voida selata historiatietoja. (ET, 2010b)

Näyttöjä on monia erilaisia ja niiden teknologinen kehittäminen on ollut vahvasti esillä Euroopassa. ESMAn (European Smart Metering Alliance) tutkimuksen (2009) mukaan asiakkaat toivovat yksinkertaisia näyttöjä, joista näkee kulutetun energian hinnan perusnäkökulmasta. Kompleksisempaa tietoa, kuten päivittäistä käyttöprofiilia, toivotaan olevan saatavilla napinpainalluksen päässä. Iso-Britanniassa tehdyn pienimuotoisen haastattelututkimuksen (Hargreaves et al, 2010) perusteella kuluttajat toivovat, että näytöt ovat tyylikkäitä ja sopivat sisustukseen ja että niistä saatava tieto on selkeää ja joustavaa (esim. esitettävissä erilaisissa muodoissa), jotta sen pystyy helposti liittämään jokapäiväiseen elämään ja mahdollisesti tekemään kulutusmuutoksia.

EURELECTRICissä (Ks. liite A, 14.7.2010) on arvioitu, että tulevaisuudessa internet-perusteisilla ratkaisuilla tulee olemaan yhä enemmän kysyntää verrattuna pelkkään näyttöön kotona, sillä erilaisten palveluiden sekä ominaisuuksien integroiminen ”internetpohjaiseen näyttöön” on helpompaa. Myös Pesolan (2010) mukaan mittaustiedon esittäminen kuluttajalle on

tehokkaimmin toteutettavissa internet-pohjaisella kulutusseurantaohjelmistolla, joka voi toimia joko asiakkaan/käyttäjän, ulkoistetun palveluntarjoajan tai jakeluverkkoyhtiön palvelimella.

Pesolan mukaan mittaustietokantaan lähetetyt kulutustiedot on hyvä esittää tiedon tarvisijoille sekä lukuina että graafisesti, jotta kulutustaso ja kulutuksen muutokset ovat helposti hahmotettavissa. Mittaustietojen esittäminen ja tulkinta vaativat käyttäjäystävällisesti toteutetun kulutuksenseurantapalvelun. Palvelun avulla tulee pystyä vertailemaan käyttöpaikan nykyistä kulutusta aikaisempaan kulutukseen, sekä myös muiden vastaavien käyttöpaikkojen keskimääräiseen kulutukseen. Myös nykyisen kulutuksen vertailu tavoitetasoon voidaan liittää osaksi kulutusseurantaohjelmistoa sekä hälytysrajatoimintoa. (Pesola, 2010)

5.5 Hyödyt ja mahdollisuudet

Tuntimittaavat etäluettavat mittarit ja tuntitietoon perustuva taseselvitys luovat edellytykset markkinaperusteiselle kysyntäjoustolle ja hajautetulle käyttöpaikkakohtaiselle tuotannolle. Ne palvelevat sähkömarkkinoiden yleistä kehittämistä ja luovat mahdollisuuksia energiansäästöpalveluille. (TEM, 2008). Kun esimerkiksi tuntitietoon pohjautuva mittarilukema saadaan automaattisesti suoraan asiakastietojärjestelmään, saadaan laskut lähtemään nopeammin asiakkaille. Kuluttajalle tärkeimmäksi hyödyksi älykkäille mittareille mainitaankin usein arviolaskutuksen poistuminen sekä mahdollisuudet energiansäästöön. Lähes reaaliaikaisen tiedon kulutuksesta on tarkoitus aktivoida asiakasta seuraamaan omaa kulutustaan ja vähentämään sitä.

Etäluettavaan mittarijärjestelmään on mahdollista integroida monenlaisia hälytystoimintoja, kuten kyky ilmoittaa sähkönsyötön katkeamisesta. Hälytysominaisuudet soveltuvat erityisesti pienjänniteverkon vikojen ilmoittamiseen, sillä keskijänniteverkon osalta ei ole järkevää, että kaikki siihen liitetyt etälukujärjestelmät ilmoittavat viasta ja tukkivat tietoliikenneväylät. Toimintoa tulee siis käyttää suodattaen. (Lakervi & Partanen, 2008) Keskijänniteverkon osalta valvomoissa on jo ollut jatkuvaa tietoa verkon kytkentätilanteista, mutta etälukujärjestelmien osalta tiedonsaanti siirtyy myös pienjänniteverkkoon.

Etälukujärjestelmä tarjoaa edellä esitettyjen hyötyjen lisäksi monenlaisia mahdollisuuksia eri osapuolille (asiakkaat, sähkömyyjät, järjestelmävastaavat, verkkoyhtiöt,) joita esitellään erotellummin taulukoissa 2 ja 3. Hyötyarvioinnit perustuvat VTT:n suomalaisille verkkoyhtiöille tekemään kyselytutkimukseen², jonka vuoksi verkkoyhtiöiden hyödyt ovat muita osapuolia tarkemmin eroteltu sähkönsyötön laatuun, kustannussäästöön, tehokkuuteen ja muihin hyötyihin taulukossa 3. Suomessa verkkoyhtiöt ovat vastuussa etäluettavien mittareiden asennuksesta ja huollosta. Vaikka kyselyn tulokset esittävät asiaa suomalaisten jakeluverkkoyhtiöiden näkökulmasta, ovat ne kohtuullisen hyvin yleistettävissä myös eurooppalaiselle tasolle.

² VTT:n Kirjallinen kysely lähetettiin 82 jakeluverkonhaltijalle ja vastaukset saatiin 35 yhtiöltä. Lisäkyselyistä ja muistutuksista huolimatta vastauksia ei saatu enempää. Vastanneiden yhtiöiden yhteenlaskettu asiakasmäärä vastaa kuitenkin noin 74 % yhteenlasketusta Suomen pienjänniteverkon sähkönkäyttäjien lukumäärästä (n. 3,044 milj.), kun vertailuarvona on vuoden 2004 Energiamarkkinaviraston tilasto.

Taulukko 2. Etäluettavien mittausjärjestelmien hyödyt asiakkaille, sähkömyyjälle ja järjestelmävastaavalle. Soveltaen (Kärkkäinen et al, 2006).

Asiakas	Sähkömyyjä	Järjestelmävastaava
Nopeampi ja parempi asiakaspalvelu	Sähkön hankinta ja laskutus	Nopea, tarkka, ajantasainen, helpompi hoitaa
Joustavuus ja helppous, ei mittarin lukua	Reaaliaikainen tieto kulutuksesta	Ei tarvetta tehdä tasoituslaskentaa
Nopea ja täsmällinen laskutus	Ei kuormituskäyrälaskentaa eikä tasoituslaskentaa	Kuormanohjaustoiminta käyttöönottavissa
Liitännäispalvelut käyttöön, esim. nettiraportointi omasta kulutuksesta	Hankinnan optimointi	Tasevirheet vähenevät
Sähkön laadun valvonta	Päästään eroon taseuslaskutuksesta	Tehojen ohjaus tehostuu
Energian käytön seuraaminen, energian säästö	Uudet tuotteet ja palvelut	Tase reaaliajassa
Kilpailutuksen hyödyt tarkemmin	Vapaa tariffien/tuotteiden muodostaminen, hinnoitteluvaihtoehdot lisääntyvät	Kulutuksen nopeampi tilastointi
		Valtakunnalliset ohjaukset

Taulukko 3. Etäluettavien mittausjärjestelmien hyödyt verkkoyhtiöille. Soveltaen (Kärkkäinen et al, 2006).

Sähkön laatu	Kustannussäästöt	Tehokkuus/tarkkuus		Muut
Sähkön laatutieto ja parantunut katkojen hallinta	Säästöt luennassa, operatiiviset kulut laskevat (esim. muuttoluennat poistuvat)	Mittaustoiminta tehostuu/tarkkuus paranee, työmäärä vähenee	Uusi mittari mittaa tarkemmin (tosin uusi perinteinenkin mittaa tarkasti)	Uudet palvelut ja tuotteet
Virheiden määrän väheneminen ja niiden nopea havainnointi	Etäluennan kustannuslisä vastaa saatuja kustannussäästöjä pitoaikana	Asiakaspalvelu nopeutuu ja laskutus tehostuu, manuaaliluennat poistuvat	Vakiokorvausten käsittely automatisoituminen	Verkkokäskyohjaus (VKO) – järjestelmän korvaaminen
Verkon tilan parempi hallinta ja laadun mittaus	Muutot ja väliluennat sekä myyjänvaihdot kustannustehokkaammin	Enemmän ja tarkempaa tietoa verkostosuunnittelua ajatellen	Vikaantuneiden mittareiden automaattinen tunnistaminen, toimivuus/luotettavuus	Sähkömarkkinoiden toimivuuden edistäminen
Pj-verkon valvontamahdollisuus haja-asutusalueilla ja hälytysten siirto	Mittarihäviöt	KytKentä ja katkaisutoimenpiteet hoituvat ilman käyntiä ja häviöiden seuranta tarkentuu	Häviösähkön käsittelyn muuttuminen nykyisestä arvioperusteisesta tarkkaan mitatuksi kulutukseksi, joka voidaan vapaasti ostaa markkinoilta	

5.6 Haasteet

Älykkäät mittarit ovat suhteellisen uusi tuoteryhmä markkinoilla, joten empiiristä näyttöä niiden vaikutuksista asiakkaiden käyttäytymiseen ei ole kovinkaan helposti saatavilla. Esimerkiksi tietoa siitä, kuinka ahkerasti asiakkaat käyttävät nykyisiä kulutuksenseurantaohjelmia ja hyödynnetäänkö niistä saatuja tietoja mihinkään, on erittäin vaikea löytää. Mikäli sähkön hinta pysyy alhaalla, kuluttaja ei todennäköisesti tee suuria muutoksia käytökseensä. Kulutustottumusten muutos pitää tehdä mahdollisimman helpoksi ja sille pitää olla kannustin. Mittareista saatavan tiedon määrä on valtava, mikä aiheuttaa haasteita myös järjestelmäkehittäjille.

ESMA-projektiryhmä (2009) on määritellyt suurimmat haasteet ja esteet älykkäälle mittaroinnille Euroopassa ja tehnyt niistä yhteenvedon:

- Käytännön kokemuksen ja historiallisen tiedon puuttuessa runsaasti epävarmuutta ilmenee mittareiden tuomista todellisista hyödyistä – erityisesti energiansäästöön liittyen
- Mittariprojekteissa on paljon osapuolia ja projektien todelliset kustannukset voivat langeta eri osapuolille kuin hyödyt
- Laajat asennusprojektit ovat pitkiä ja kalliita prosesseja ja vaativat suuria investointeja
- Monissa EU-maissa regulaattorit vastustavat loppukäyttäjien tariffien hintojen nostoa kattamaan älykkäistä mittareista aiheutuvia kustannuksia
- Ei ole toimivaa standardijärjestelmää, joka kattaisi kaikki eri toiminnot (mittaus, tiedonvälitys, näyttö, verkko)
- Yhteisten toiminnallisuusvaatimusten puute aiheuttaa hajaannusta markkinoilla ja lisää kustannuksia sekä älykkäälle mittaroinnille että tietoa hyödyntäville sovelluksille ja palveluille
- Nykyisistä älykkäistä mittareista ja niihin liittyvistä tuotteista puuttuu modulaarisuus ja joustavuus, jolla pystyttäisiin saavuttamaan paikalliset hajautetun tuotannon, kysyntäjouston, laadun, asiakastiedon, energiatehokkuuden ja palvelujen jne. vaatimukset ilman liian korkeita kustannuksia - Suomessa tosin valtaosa nykyisin myytävistä mittareista on rakennettu modulaarisesti, eli siten, että esimerkiksi tiedonsiirtomoduli voidaan helposti vaihtaa.

5.7 Etäluettavien mittareiden standardisointi

Yhtenäisyshaasteiden vuoksi komissio ja EFTA antoivat maaliskuussa 2009 mandaatin (M/441) CEN:lle, CENELEC:lle ja ETSI:lle luoda standardi älykkäille mittareille (sähkö, vesi, lämpö, kaasua). Mandaatissa (M/441) esitetään järjestöjen kehittävän (Euroopan komissio, 2009):

1. Eurooppalaisen standardin, joka sisältää sellaisia avoimen arkkitehtuurin ohjelmistoja ja laitteistoja kulutusmittareille, jotka tukevat turvallista kaksisuuntaista tiedonvälitystä standardoitujen rajapintojen ja tiedonvälitysformaattien kautta sekä sallivat kehittyneitä tiedonhallinta- ja ohjausjärjestelmiä kuluttajille ja palveluntuottajille. Arkkitehtuurin on oltava käytettävissä yksinkertaisista kompleksisiin sovelluskohteisiin, sen pitää ottaa

huomioon nykyiset olennaiset tiedonvälitysmediat ja oltava sovellettavissa tulevaisuuden vastaaviin.

2. Eurooppalaisia standardeja, jotka sisältävät harmonisoituja ratkaisuja yhteensopiville lisätoiminnallisuuksille (tarvittaessa käyttäen ym. avoimen arkkitehtuurin tiedonvälitysprotokollaa). Näiden ratkaisujen tulee olla standardoitu saavuttamaan täydellinen yhteensopivuus. Koteihin asennettavien ratkaisujen tulisi olla hiljaisia, huomaamattomia ja turvallisia.

Kehitettävien standardien tulee olla suoritusperusteisia ja sallia innovaatioita protokollissa, jotka mahdollistavat mittareiden etäluennan, kasvavan tiedon määrän ja hallintapalvelut kuluttajille ja toimittajille. Erityisesti standardien tulisi mahdollistaa täysin integroidut instrumentit, modulaariset ja moniosaiset ratkaisut. Luodut standardit eivät saa olla keskenään ristiriitaisia. (Euroopan komissio, 2009)

'Avoin' järjestelmä tarkoittaa sitä, että yleisesti hyväksytyjä standardeja noudatetaan järjestelmän toteutuksessa. Avoimien standardien käytöstä ei tarvitse maksaa lisenssimaksuja. Toisaalta 'avoin' tarkoittaa myös eri yritysten ja valmistajien laitteiden ohjelmistojen sekä palveluiden yhteenliitettävyyttä. (Valtonen, 2009) Eli jos rajapinta on standardoitu, ei komponentin tarvitse kuin pystyä keskustelemaan rajapinnan kautta. Komponentin sisäiseen rakenteeseen ei siten tarvitse puuttua.

Tähän mennessä M/441:n tekemässä työssä mittareille on esitetty seuraavia toiminnallisuuksia mittauslaitedirektiivissä esitettyjen lisäksi (ERGEG, 2010):

- Kulutetun ja tuotetun sähkön etämittausta
- Kaksisuuntainen kommunikaatiöväylä
- Mittarin etäohjaus/-päivitettyvyys
- Liitäntä kotiautomaatioon
- Online tietoa kulutuksesta ja tuotannosta

M/441:n tavoitteena ei ole, että jokaisen jäsenmaan tulisi ottaa käyttöön identtisiä ratkaisuja. M/441:n tavoitteena on, että jäsenmaat ottaessaan käyttöön uusia teknologioita toimivat jonkinlaisen puitekehyksen sisällä. Projektissa pyritään hyödyntämään mahdollisimman paljon olemassa olevia laite- ja protokollastandardeja, mutta samalla pidetään ovet auki seuraavan sukupolven laitteille. M/441:n tärkeimpänä fokuksena on mahdollistaa kehittyneempien palveluiden luominen ja antaa asiakkaille paremmat mahdollisuudet hallita kulutustaan. (Euroopan komissio, 2009)

M/441-johtoryhmä on kesällä 2010 lähettänyt komissiolle väliraportin toiminnastaan, jossa esitetään mm. älykkäisiin mittareihin tällä hetkellä vaikuttavat standardit. M/441-hankkeen yhteydessä on identifioitu 110 tällaista standardia.

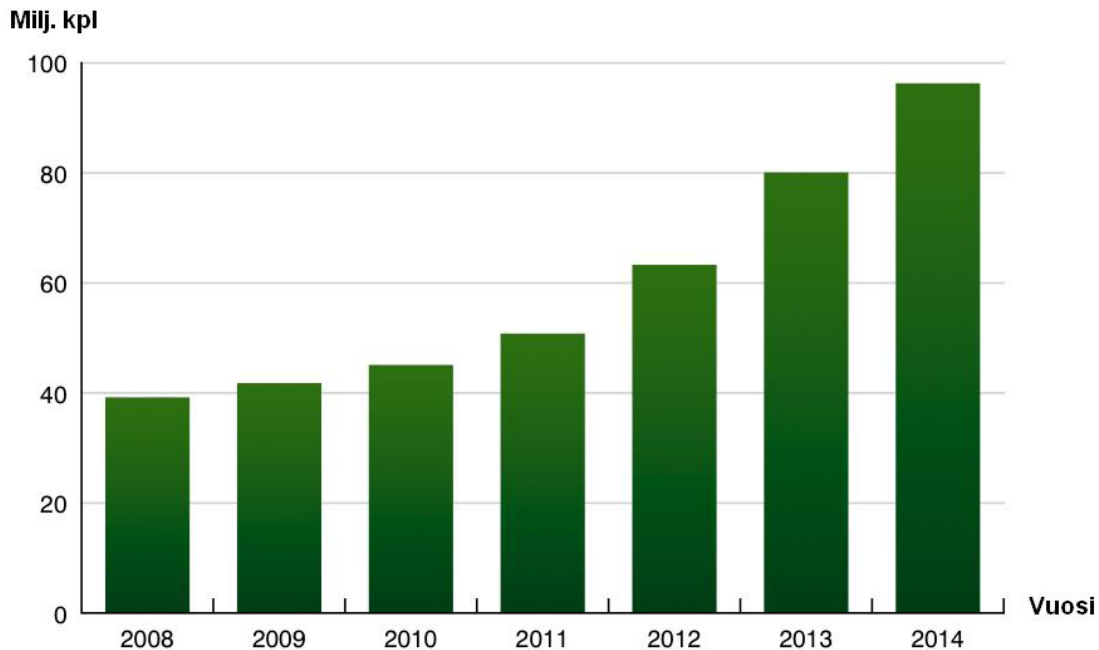
5.8 Etäluettavat mittarit EU:ssa ja Suomessa

Euroopassa automaattinen mittarinluenta on viime vuosina laajentunut vauhdilla. Kehityksen taustalla ovat usein viranomaisen asettamat vaatimukset (mm. sähkön sisämarkkinadirektiivi, direktiivin energian loppukäytön tehokkuudesta ja energiapalveluista).

Sähkön sisämarkkinadirektiivin nojalla EU:n jäsenvaltioiden on varmistettava, että jäsenvaltioissa otetaan käyttöön älykkäitä mittausjärjestelmiä, jotka edistävät kuluttajien aktiivista osallistumista sähkötoimitusten markkinoille. Arviointi on tehtävä 3. päivään syyskuuta 2012 mennessä. Arvioinnin nojalla jäsenvaltioiden tai niiden nimeämän toimivaltaisen viranomaisen on laadittava älykkäiden mittausjärjestelmien käyttöönotolle kymmenen vuoden jaksolle ulottuva aikataulutavoite. Jos älykkäiden mittarien käyttöönotosta esitetään myönteinen arviointi, vähintään 80 prosentilla kuluttajista on oltava käytössään älykkäitä mittausjärjestelmiä vuoteen 2020 mennessä. (EU, 2009). Etämittaus ei välttämättä tarkoita tuntimittausta, esimerkiksi Ruotsissa sähkönkäyttöpaikkojen energianlaskutuksen tulee perustua kuukausittaiseen mittarinluentaan.

Mittarintoimittajia on lukuisia, eikä mittareiden ominaisuuksille ole vielä EU:n tasolla määritelty minimivaatimuksia. Huomattavaa on, että osa jäsenmaista (esim. Suomi) on jo tehnyt päätöksiä mittareiden toiminnallisuusvaatimuksista, vaikka yhtenäistä eurooppalaista ohjeistusta ei vielä ole. Yhtenäisiä linjauksia odotetaan mm. siitä mitä älymittareiden älyltä odotetaan, esim. mitä tietoja haetaan (lukutiheys, tietojen erottelu - tunti vai summa), mitkä tiedot otetaan taseselvityksen pohjaksi erilaisilla asiakkailta ja onko tässä muutoksia odotettavissa tulevaisuudessa.

Löf on arvioinut älykkäisiin mittareihin liittyviä investointitarpeita Euroopassa Berg Insightin (kuva 5) tekemän yleistämisarvion perusteella, jonka mukaan mittareita olisi asennettu Euroopassa lähes 100 miljoonaa kappaletta vuoteen 2015 mennessä. Investointiarviossa on käytetty Energiamarkkinaviraston verkkokomponenttien yksikköhintataulukon (sisältää asennuskustannukset) mukaista 240 euron hintaa mittarille. Jos Berg Insightin ennustus toteutuu, tullaan Euroopassa investoimaan seuraavan viiden vuoden aikana älykkäisiin energiamittareihin noin 13 miljardia euroa. Vastaavasti siirtyminen vuoden 2022 loppuun mennessä älykkäisiin mittareihin maksaisi Euroopassa jopa 50 miljardia euroa. (Löf, 2009) Huomattavaa on, että mittaroinnin investointikustannuksia osaltaan helpottaa melko nopea hintaeroosio: mittareiden hinnat ovat laskeneet voimakkaasti ja myös asennukseen liittyvä logistiikka on opittu toteuttamaan entistä tehokkaammin (Ks. liite A, 9.8.2010).



Kuva 5. Ennuste älykkäiden energiamittareiden yleistymisestä Euroopassa vuosina 2008-2014 (Löf, 2009; Berg Insight 2009).

Suomessa sähkömarkkinoita ohjaa sähkömarkkinalaki, jonka tarkoituksena on varmistaa tehokkaasti toimivat sähkömarkkinat luotettavan ja kohtuuhintaisen sähkötoimituksen varmistamiseksi. Sähkönkulutuksen mittausta koskevat säädökset muuttuivat oleellisesti maaliskuussa 2009, kun valtioneuvoston asetus sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta astui voimaan. Sen mukaan jokainen sähköverkkoon liitetty käyttöpaikka tulee varustaa etälukevalla mittauslaitteistolla, kahta poikkeusta lukuun ottamatta: verkonhaltijan omat sähkölaitteet sekä pienemmillä kuin 3 x 25 ampeerin sulakkeilla varustetut käyttöpaikat, joiden kulutus voidaan arvioida riittävän tarkasti. (Finlex, 2009; Lehtinen, 2009)

Sähkönkulutus tulee mitata kerran tunnissa ja tuntimittaussarjojen siirto on tehtävä kerran vuorokaudessa. Eli asiakkaalla on oikeus nähdä edellisen vuorokauden kulutuksensa joka tunnilta esimerkiksi internetin välityksellä. Halutessaan asiakkaalla on maksua vastaan oikeus saada käyttöönsä laitteisto, joka mahdollistaa reaaliaikaisen seurannan. Tavoitteena on, että vuoden 2013 loppuun mennessä vähintään 80 prosenttia jakeluverkkojen asiakkaista on tuntimittauksen ja mittareiden etäluennan piirissä. (Finlex, 2009)

Energiamarkkinaviraston tekemän kyselyn³ perusteella Suomessa 17 % yhtiöistä on asentanut tuntimittarit vähintään 80 %:lle jakeluverkon käyttöpaikoista. Tammikuussa 2010 42 % yhtiöistä oli vielä tekemässä hankintapäätöksiä. Tuntimittaustietoa toimitetaan 77 %:lle tuntimittarilla varustetuista yli 3x63 A käyttöpaikoista ja vajaalle 1 %:lle tuntimittarilla varustetuista enintään 3x63 A käyttöpaikoista. (Lehtinen, 2010) Etäluettavien sähkömittareiden osuus Suomessa kasvaa Piispasen (2010) tekemän kyselytutkimuksen mukaan vuoteen 2013 asti tasaisesti noin kymmenen prosenttiyksikköä vuodessa.

³ tiedot 1.1.2010

Ruotsissa lainsäädäntö edellyttää, että kaikki yli 63 A pääsulakkeilla varustetut sähkökäyttöpaikat on varustettu tuntirekisteröivällä mittauksella ja alle 63 A sähkökäyttöpaikkojen energianlaskutus tulee perustua kuukausittaiseen mittarinluentaan. Käytännössä tämä vaatimus edellyttää alle 63 A sähkökäyttöpaikkojen mittareiden etäluentaa, mutta ei välttämättä tuntimittausta. (ET, 2007)

Ruotsissa ei ole ollut yhtenäistä linjaa tai varsinaisia vaatimuksia mittareiden vähimmäisominaisuuksille, joten verkkoyhtiöt ovat saaneet suhteellisen vapaasti päättää mitä tekevät. Esimerkiksi tuntimittausmahdollisuutta ei löydy kaikista mittareista. (Ks. liite A, 23.6.2010) Noin kymmenesosa verkonhaltijoista on eräiden arvioiden mukaan päätenyt mittausjärjestelmään, joka ei mahdollista tuntimittausta (ET, 2007). Myös osassa laitteita on ollut ongelmia; ne eivät ole toimineet sovitulla tavalla. Ruotsissa puhutaan ns. laitetoimittajien markkinoista. (Ks. liite A, 23.6.2010)

Mittareiden asennus on maksanut n. 15 miljardia kruunua (1,58 miljardia euroa, 29.7.2010) verkkoyhtiöille. Sähkön hintaa ei ole suoralta kädeltä ole saanut nostaa, mutta todennäköisesti investoinnit tulevat näkymään kuluttajahinnoissa pitkällä aikavälillä. Ruotsin hallitus pohtii siirtymistä kokonaisvaltaiseen tuntiluentaan. Mikäli tällainen päätös tehdään, se tulee aiheuttamaan suuria lisäkustannuksia. (Ks. liite A, 23.6.2010)

Svensk Energistä on kerrottu, että kuluttajat eivät ole reagoineet juuri lainkaan mittareiden asennuksiin tai hyödyntäneet mittareiden ominaisuuksia. Myös tuntiluenta on mahdollistettu mm. lisämaksua vastaan palveluna, jota vain harva on hyödyntänyt. Myös ns. energiatehokkuuskonsultointia on pidetty mahdollisena liiketoiminta-mallina. (Ks. liite A, 23.6.2010). Ruotsissa ei välttämättä ole arvioitu kattavasti tulevaisuuden tarpeita ja vertailtu tuntiluennan ja kuukausiluennan kustannuksia ja hyötyjä. Yleinen trendi Euroopassa näyttäisi kallistuvan kuukausiluentaan tiheämpään luentaan.

Norjassa on odotettu Ruotsia pidempään älymittariprojektien toimeenpanossa, sillä Ruotsin kokemuksista on haluttu oppia, ohjattavaa vesivoimaa on paljon ja koska Euroopasta on puuttunut yhtenäiset toiminnallisuusvaatimukset (Kärkkäinen et al, 2006). Lähivuosina myös Norja on siirtymässä lähes kaikki käyttökohteet kattavaan älymittareiden asennukseen. Norjan sähköalan järjestö EBL:stä on kerrottu, että Norjan regulaattorit ovat luvanneet toimittaa säännöksiä etäluettavista mittareista kesän 2010 aikana. EBL:stä arvioitiin seuraavanlaisia näkökohtia: (Ks. liite A, 29.6.2010)

- Mittareiden asennus-aikaraja vuodelle 2017
- Asennustiheys todennäköisesti 100 % käyttöpaikoista (joillain poikkeuksilla)
- Vaatimukset toiminnallisuuksille eurooppalaiseen tasoon nähden kovat (ei välttämättä tarve ottaa kaikkia ominaisuuksia heti käyttöön, mutta valmiudet tulee olla)

Muuten yleisen tason keskustelu Norjassa on samankaltaista kuin muuallakin: verkkoyhtiöt pohtivat investointivaikutuksia ja nykyisen regulaation aiheuttamia haasteita ja muutospaineita.

Norjassa on käyty keskustelua myös mittareiden omistajuudesta (verkkoyhtiöt vs. tuottajat) ja eri skenaarioiden vaikutuksista. (Ks. liite A, 29.6.2010)

Tanskassa jakeluverkkoyhtiöt ovat tähän asti saaneet vapaaehtoisesti toteuttaa älykkään mittauksen asennusprojekteja. Tanskassa on asennettu n. 700 000 älykstä mittaria tähän mennessä. Vuoden 2010 aikana Tanskan on tarkoitus tehdä laki älykkäistä mittareista. Tanskassa pidetään erityisen tärkeänä energiansäästönäkökulmaa ja erityisesti suuren tuulivoimavarantonsa ja tuulivoiman luonteen vuoksi Tanska haluaa älykkään mittarin tuomia ominaisuuksia kysyntäjouston ja asiakaspalautteen osalta. Myös sähköautojen käyttöönotto on erittäin ajankohtainen asia. (DE, 2010; SMC, 2010)

Italian suurin jakeluverkkoyhtiö ENEL Distribuzione S.p.A. oli ensimmäinen EU:n jäsenmaa, joka asensi asiakkailleen Telegstore-projektin (2001) yhteydessä yhteensä noin 30 miljoonaa etäluettavaa mittaria. Päätös mittareiden asennuksista syntyi täysin verkkoyhtiön omista tarpeista mm. varkauksien estämisen vuoksi. (van Gerwen et al, 2006) Projekti päätettiin vuonna 2006 ja se maksoi ENEL:lle noin 2,1 miljardia euroa (Rogai 2007). EURELECTRICistä saatujen tietojen mukaan, investointi on maksanut itsensä takaisin, mutta asennetut mittarit eivät välttämättä toiminnallisuuksiltaan vastaa tulevaisuuden sähköverkkojen tarpeisiin, joten uusia investointeja saatetaan joutua tekemään. (Ks. liite A, 14.7.2010)

Ranskassa ERDF (Électricité Réseau Distribution France) on sitoutunut 35 miljoonan älymittarin asennukseen lähitulevaisuudessa. 4 miljardin (josta 50% asennuksiin) euron projektia edeltää 300 000 mittarin asentaminen Lyoniin ja Toursiin (syyskuu 2010), jotta laitteiden toimivuutta ja suuremman mittakaavan asennusta saadaan pilotoitua. Pilotin aikana ERDF tarkistaa mittarijärjestelmän toimivuuden havaitakseen ja poistaakseen mahdollisia ohjelmistovirheitä. Pilotti toimii kansallisen päätöksen pohjana. Mikäli pilotti onnistuu, on kansallinen asennus tarkoitus aloittaa vuonna 2012, tavoitteena saada projekti päätöksen vuonna 2017. (ERDF, 2008)

Iso-Britanniassa tehdyn päätöksen mukaan sähkönmyyjät (ei verkkoyhtiöt) ovat vastuussa siitä, että jokaiseen kotiin asennetaan älykäs mittari vuoteen 2020 mennessä. Tavoitteena on, että 8 miljardin punnan (euroissa) projekti auttaisi säästämään 1,2 miljardia puntaa ja vähentämään 7,4 miljoonaa tonnia CO₂ päästöjä vuodessa. Iso-Britannia on määritellyt vaaditut toiminnallisuudet mittareille. (DECC, 2010)

Alankomaissa ensimmäiset etäluettavat mittarit esitettiin Oxxion⁴ toimesta (sekä sähkölle että kaasulle) vuonna 2005. Vuonna 2007 Alankomaiden hallitus ehdotti, että osana kansallista energian käytön vähentämissuunnitelmaa maan noin 7 miljoonaa kotitaloutta olisivat kaikki etäluennan piirissä vuoteen 2013 mennessä. Elokuussa 2008 mittareiden asennusprojekti viivästy i useammastakin syystä, joista tärkein oli ennuste, jossa esitettiin pienimuotoisen aurinkovoiman (esim. aurinkokennot) rekisteröimismahdollisuuden puutteellisuus. Keväällä 2009 lopullisen perääntymisen päätöksestä aiheutti kansalaisryhmien esille nostamat

⁴ Oxxio on yksi Alankomaiden suurimmista sähkön ja maakaasun jakeluyhtiöistä, jolla on noin 800 000 asiakasta.

kulutustietoon liittyvät yksityisyys- ja tietosuoja-asiat. Pakollisten asennusten sijaan mittareiden asennus Alankomaissa on vapaaehtoista. (Heck, 2009)

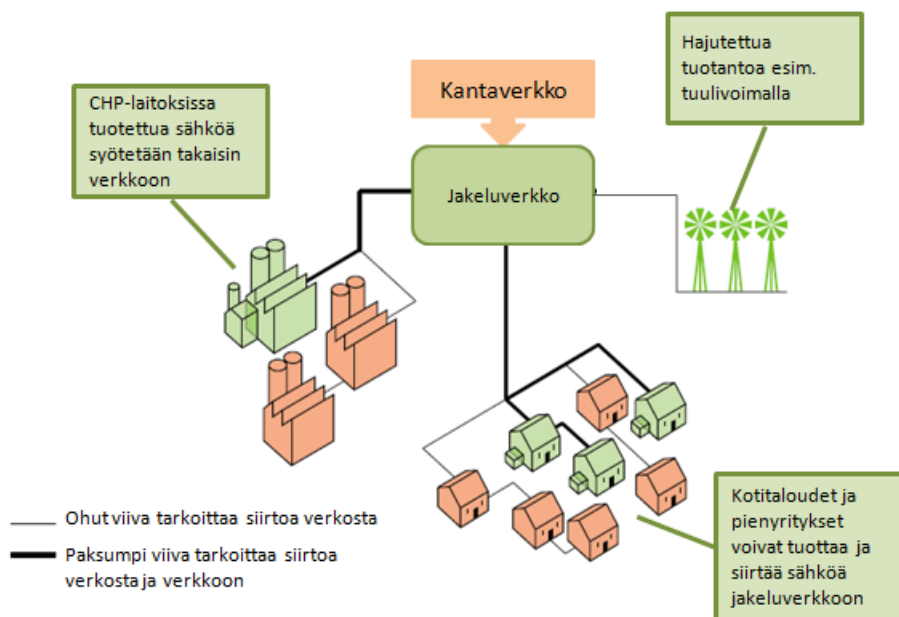
Älykkäiden mittareiden asennusprojektit etenevät siis erilaisilla nopeuksilla eri Euroopan maissa. Myös toiminnallisuusvaatimukset saattavat olla hyvin erilaisia. Tarkempaa tietoa Eurooppalaisista älymittari-projekteista esitetään liitteessä B, joka kuvaa älymittari-projektien tilannetta Euroopassa vuonna 2009. Liitteessä esitetään mm. eri maissa asennettujen mittareiden määriä sekä laitetoimittajia. Liitteessä C puolestaan esitetään ERGEG:n (2009) tekemän laajan selvityksen perusteella laadittu taulukko älykkäiden mittareiden ominaisuuksista ja toiminnallisuuksista erinäisissä Euroopan maissa.

6 Hajautettu sähköntuotanto

6.1 Määritelmä

Useat tahot ovat määritelleet hajautetun tuotannon (DG, Distributed Generation) eri tavoin, ja määritelmä perustuu usein voimalan nimellis- tai maksimitehoon, ei energiantuotantomuotoon. Tehoon perustuva määritelmä on jokseenkin yksiselitteinen, mutta kun siihen liittyy etuuksia tai velvoitteita, se voi vaikuttaa epäoptimaalisesti voimaloiden ohjaamiseen tai niiden koon valintaan. (Lemström et al, 2006) Mäen (2004) mukaan hajautettu tuotanto kuvataan usein tuotantona, ”jonka ajoa ei suunnitella keskitetysti, jota ohjataan paikallisesti ja jota sijoitetaan jakeluverkon yhteen tai useampaan liittymispisteeseen.” Hajautetusta tuotannosta puhuttaessa Euroopassa käytetään usein termiä ”decentralised generation” (Ackermann et al, 2001). Muuten yleisesti käytössä oleva termi on ”distributed generation”.

Ackermann et al. (2001) määrittelee hajautetun tuotannon seuraavasti: ”tuotantolaitos, joka on liitetty jakeluverkkoon tai sähkönkäyttäjän verkkoon kuluttajan puolella mittaria.” Samaan yleisluontoiseen määritelmään viitataan useassa tieteellisessä tutkimuksessa ja tutkimusraportissa. Lähtökohtaisesti ajatuksena on, että hajautettu tuotanto määräytyy sen perusteella, että se on lähellä kuluttajaa, ei niinkään tehon tai tuotantomuodon perusteella. Kuvassa 6 esitetään yksinkertainen malli hajautetusta tuotannosta. Kuvassa havainnollistetaan hajautetun tuotannon monimuotoisuutta (sähköntuotanto erilaisilta ja erikokoisilta tuotantolaitoksilta ja mahdollisesti kuluttajalta) sekä sähkön kaksisuuntaista siirtymistä jakeluverkossa.



Kuva 6. Hajautetun tuotannon peruseriaate. Soveltaen (Ofgem, 2008).

Koska tässä työssä älykkäät sähköverkot ovat rajattu koskemaan vain jakeluverkkoa, tarkastellaan myös hajautetun tuotannon osalta sellaista tuotantoa, jota pystytään liittämään jakeluverkkoon. Huomionarvoista on kuitenkin se, että myös keskisuuri ja suuri hajautettu tuotanto tulee lisääntymään Euroopassa, kun ympäristö- ja ilmastotavoitteiden uusiutuvien energianlähteiden käyttö lisääntyy.

Tässä työssä hajautetulla tuotannolla tarkoitetaan pienimuotoista, uusiutuvilla energianlähteillä tuotettua energiantuotantoa, joka liitetään jakeluverkkoon. Hajautetun tuotannon tarkastelun osalta jakeluverkolla tarkoitetaan pienjänniteverkkoa (0,4kV) ja keskijänniteverkkoa 20kV:iin asti. Hajautetun tuotannon tuottajana voi toimia kotitalous, ”rakennus” (sairaalat, vähittäiskaupat, liiketilat, jne.) tai yhtiö.

Pienet tuotantolaitokset voidaan liittää pienjänniteverkkoon joko oman liittymispisteen kautta tai sähkönkäyttöpaikan rinnalle yhteisen liittymispisteen taakse, kun taas jakelumuuntajan napoihin liitetty voimala voi olla suuruusluokaltaan muutamia satoja kilowatteja (Lemström, 2006). 0,4 kV:n pienjännitejohtojen siirtokyky on muutamia kymmeniä tai satoja kilowatteja muutamalla sadalla metrillä (Lakervi & Partanen, 2008).

Pienimuotoista tuotantoa pienempää tuotantoa kutsutaan mikrotuotannoksi. Mikrotuotantolaitoksella tarkoitetaan tässä työssä muutaman kilowatin laitosta, jonka sähköntuotto tulee pääasiassa kohteen omaan käyttöön. Tarkempaan ja teknisempään määritelmään mikrotuotannosta voi tutustua Lehdon (2009) diplomityössä.

Keskijännitteeseen liitettävän voimalan maksimikoko riippuu taas liittymispisteen oikosulkutehosta ja siten vahvasti liittymispisteen etäisyydestä sähköasemasta (Lemström (2006). 20kV:n keskijännitejohdoilla voidaan siirtää muutama megawatti 20-30 kilometriä (Lakervi & Partanen, 2008).

Hajautetun tuotannon tuotantorakenne muistuttaa perinteistä tuotantorakennetta; siihen kuuluu tuotantolaitteita, varastoja ja sähköverkko, josta kuluttajat ottavat sähköä. Hajautettu tuotanto voi olla rakenteeltaan täysin itsenäinen tai se voidaan liittää keskitettyyn tuotantorakenteeseen tukemaan jo olemassa olevaa infrastruktuuria. (Paatero, 2001)

Hajautetun energijärjestelmän hallintarakenteesta voidaan erottaa ainakin seuraavia toiminnallisia tasoja: älykkäät laitteet, osajärjestelmät ja yksikötason hallinta. Näitä tasoja hallitaan erilaisilla osajärjestelmillä ja tietokoneilla, jotka kytkeytyvät toisiinsa esimerkiksi Internet-verkolla, GSM- ja GPRS -verkoilla tai joissakin tapauksissa erikoisratkaisuilla. (Valkonen et al, 2005)

6.2 Tuotantoteknologiat

Hajautettu sähköntuotanto yhdistetään useasti uusiutuviin energianlähteisiin kuten tuuli-, aurinko- ja pienvesivoimaan sekä biopolttoaineita käyttäviin tuotantolaitoksiin tai energiatehokkaaseen sähkön ja lämmön yhteistuotantoon (CHP, Combined Heat and Power). Taulukossa 4 esitetään hajautetulle tuotannolle tyypillisiä teknologioita ja kokoja.

Huomionarvoista on, että tässä työssä esitettyihin määritelmään älykkäästä verkosta verkon siirtokyky rajautuu 10-100 kilowatista (pienjännite) muutamaan megawattiin (keskijännite). Uusiutuviin energialähteisiin perustuvien teknologioiden sekä polttokennojen moduulikoot ovat suurvesivoimaa (ja osittain biomassaa) lukuun ottamatta kohtuullisen pieniä ja ovat siten oleellisessa asemassa tämän työn kannalta.

Taulukko 4. Hajautetussa tuotannossa käytettyjä teknologioita. Soveltaen (Ackermann et al, 2001)

Teknologia	Tyypillinen moduulikoko
Yhdistetty tuotanto (kaasu)	35–400 MW
Polttomoottorit	5 kW–10 MW
Kaasuturbiini	1–250 MW
Mikroturbiini	35 kW–1 MW
Pienikokoinen vesivoima	1–100 MW
Pienvesivoima (microhydro)	25 kW–1 MW
Tuulivoima	200 W–3 MW
Aurinkosähkö, aurinkokenno	20 W–100 kW
Aurinkolämpö, keskittävä keräin	1–10 MW
Aurinkolämpö, Lutzin järjestelmä	10–80 MW
Biomassa (esim. kaasuttamalla)	100 kW–20 MW
Polttokenno, fosforihappo	200 kW–2 MW
Polttokenno, sulakarbonaatti	250 kW–2 MW
Polttokenno, protoninvaihto	1 kW–250 kW
Polttokenno, kiinteäoksidi	250 kW–5 MW
Geoterminen	5–100 MW
Aaltovoima	100 kW–1 MW
Stirling moottori	2–10 kW
Akkuteknologia	500 kW–5 MW

6.3 Mahdollisuudet

Euroopassa hajautetun tuotannon tärkeimpinä hyötyjä pidetään päästöjen vähenemistä, parempaa kokonaishyötysuhdetta, monipuolisempaa sähköntuotantomuotojen jakaumaa sekä helpommin valittavaa tuotannon sijoituspaikkaa. Pienvoimalaitosten edut ja haitat riippuvat pitkälti niiden voimalaitostyyppistä. (Lakervi & Partanen, 2008). Tässä työssä keskitytään pääosin pientuotannon verkkovaikutuksiin.

Repo et al. (2005) mukaan kanta- tai alueverkosta otettavan sähköenergian määrän pienentyminen on merkittävin jakeluverkkoon kytkettävän tuotannon positiivisista vaikutuksista. Tässä yhteydessä on huomioitava kuitenkin mahdollisuus, että jakeluverkon tietyn osan kuormitusteho ylittyy. Tällainen tilanne voi syntyä esimerkiksi tuotantoyksikön ollessa niin suuri tai vastaavasti jakeluverkon kuormitus niin pieni, että tehoa virtaa huomattavan usein

jakeluverkosta kanta- tai alueverkkoon päin (esim. syrjäiset seudut, jossa korkea vapaa-ajan kulutus, lähinnä pienjänniteverkolle). (Repo et al, 2005)

Jakeluverkon kapasiteettia rajoittaa verkon komponenttien terminen kestoisuus sekä sallittu jännitetaso eri puolilla verkkoa. Koska paikallinen kulutus ja tuotanto kumoavat jännite – ja virtavaikutuksiltaan toisiaan, samaan verkkoon voi mahtua enemmän asiakkaita, jos osa heistä on tuottajia. Tässä on tosin huomioitava epätasaisen tuotannon, kuten tuulivoiman aiheuttamat tuotannon määrän vaihtelun vaikutukset (tuotanto välillä olematonta). Verkko, jossa kuormien lisäksi on myös tuotantoa, voi toisin sanoen olla tehokkaammassa käytössä kuin pelkkiä kuormia syöttävä verkko. Jos kuormia lisäksi osittain ohjataan läheisyydessä olevan tuotannon mukaan – tai tuotantoa kuormien mukaan, tehostuu verkkoinvestoinnin käyttö entisestään ja verkonhaltija voi palvella suuremman määrän asiakkaita vahvistamatta verkkoa. (Lemström et al, 2005)

Lehdon mukaan hajautetun tuotannon lisääntyminen vähentää kasvihuonekaasupäästöjä ja auttaa lisäämään uusiutuvien tuotantomuotojen osuutta kokonaistuotannosta sekä lisäämään energiaomavaraisuutta. Vaikka hajautettu tuotanto ei automaattisesti tarkoita puhdasta energiaa, se mahdollistaa sellaisten ympäristöystävällisten tuotantomuotojen käytön, jotka suuremmassa mittakaavassa eivät olisi mahdollisia. (Lehto, 2009)

Sähköverkon häviöt voivat kasvaa, jos tehoa joudutaan siirtämään pitkä matka pienvoimalalta kuluttajille (Mäki, 2004). Mikäli sähköenergia tuotetaan lähellä kulutuspiistettä, vähentää se siirron aiheuttamia häviöitä ja on siten ympäristöä säästävää. Hajautettu tuotanto voi vähentää myös ns. maisemahaittoja, kun suuria voimalaitoksia tai verkostoja ei tarvitse rakentaa (Alanne & Saari, 2004). Toisaalta myös hajautettu tuotanto voi aiheuttaa maisema- ja muita haittoja, kuten mahdollisesti rikki- ja typpipäästöjä.

6.4 Haasteet

Verkon dynamiikka

Jakeluverkot on lähtökohtaisesti suunniteltu vain kulutusta sisältäviksi eli teho kulkee voimalaitokselta kuluttajalle (Kauhaniemi, 2006). Hajautettu tuotanto muuttaa oleellisesti pienjänniteverkon dynamiikkaa, sillä se lisää tehon syöttöpisteitä verkkoon, jonka seurauksena siirron suunta saattaa vaihdella (Jenkins et al, 2000). Kun tehon virtaussuunta muuttuu, muuttuu samalla verkon eri osissa vallitsevien jännitteiden hallinta haastavammaksi (Kauhaniemi, 2006). Myös vikavirtojen suuruudet muuttuvat. Lisäksi hajautetun tuotannon lisääminen jakeluverkkoon kasvattaa aina verkon vikavirtatasoja. (Mäki, 2004) Vikavirtatasojen kasvaminen saattaa aiheuttaa verkkoyhtiöille ylimääräisiä verkon vahvistamistoimenpiteitä (Löf, 2009).

Verkkoonliitettä ja suojareleistys

Sähköverkon ja hajautetun tuotannon suojareleistuksen toiminnan koordinointi on jännitteiden hallintaa suurempi ongelma. Nykyisin hajautetun tuotannon verkkoonliitännät joudutaan tarkastelemaan aina erikoistapauksina, sillä väärä tai virheellinen toteutus voi johtaa tietyissä

verkon vikatilanteissa vakaviin laitevaurioihin tai jopa hengenvaaraan. Tulevaisuudessa käytössä pitäisi olla sopiva, osin jopa kokonaan uuteen teknologiaan perustuva kokoelma vakioratkaisuja, helppokäyttöiset laskentatyökalut sekä selkeät suunnitteluohjeet, joita ollaankin jo kehittämässä alan tutkimushankkeissa. (Kauhaniemi, 2006)

Lehdon diplomityössä on esitetty tärkeimmät haasteet mikrotuotannon liittämiseksi yleiseen jakeluverkkoon. Työssä on mm. selvitetty jakeluverkon suojausta, kun verkkoon liittyy mikrotuotantoa hajautetusti sekä selvitetty, miten suuri määrä mikrotuotantoa vaikeuttaa jakeluverkon suojauksen toimintaa. Työssä muiden suojausongelmien havaittiin olevan epätodennäköisiä, mutta mikrotuotantolaitos voi aiheuttaa pikajälleenkytkennän epäonnistumisen tai verkon ehjän osan irtoamisen saman muuntajan toisella lähdöllä tapahtuvassa viassa. Takasyötön⁵ riski on suurin yksittäinen turvallisuusriski, joka liittyy mikrotuotantoon. Työturvallisuuden asema korostuu mikrotuotannon lisääntyessä. (Lehto, 2009)

Järjestelmien standardisointi

Vaikka hajautettu tuotanto on joustavaa ja tehokasta paikallisten energianlähteiden käytössä, ovat hajautetut järjestelmät aina pirstaleisempia kuin perinteiset keskitetyt järjestelmät. Jotta hajautettu tuotanto saataisiin toimivammaksi ja yhtenäisemmäksi, tulee kehittää yhteisiä standardeja ja lakeja sekä tehokkaita tietojärjestelmiä. Hajautetun järjestelmän eri yksiköiden tulisi olla vertailtavissa toisiinsa nähden. (Alanne & Saari, 2004)

Ohjaukseen, kunnossapitoon ja sähkökauppaan liittyvien toimintojen tulisi tukea toisiaan sekä laitteistojen että ohjelmistojen osalta. Tämä tarkoittaa sitä, että erilaisia komponentteja olisi pystyttävä yhdistelemään järkevästi. Avoin arkkitehtuuri, helposti käytettävä laitteistot sekä selkeät käyttöliittymät ovat hallintajärjestelmän kannalta tärkeitä kehityskohteita (Valkonen et al, 2005).

Automaatioalan nopea kehitys saattaa aiheuttaa ongelmia standardien kehittämislle, mistä seuraa mahdollisesti epäyhtenäisiä käytäntöjä ja ehdotettujen standardien nopea vanheneminen.

Taloudellisuus

Hajautetun tuotannon suurin taloudellinen haaste on sillä tuotetun sähkön suhteellisen korkeat kustannukset. Hajautettu tuotanto perustuu pääasiassa uusiin ja kalliisiin teknologioihin, jotka eivät ole vielä lyöneet läpi markkinoilla. Pienimuotoinen, uusiutuva energia ei vielä pysty kilpailemaan perinteisten energiantuotantomuotojen kanssa, vaikka kehitystä tapahtuu jatkuvasti. Pienimuotoisesta hajautetusta energiantuotannosta on tällä hetkellä haastavaa saada kannattavaa ilman yhteiskunnan tukea (Valkonen et al, 2005).

Aiemmin mainitut tarvittavat verkon vahvistamistoimenpiteet aiheuttavat kustannuksia verkonhaltijoille. Tämä aiheuttaa sähkön siirtohinnan nostopaineita kulujen kattamiseksi. (Lakervi & Partanen, 2008). Eli samaan aikaan kuin osa pienkäyttäjistä tulee omavaraisemmiksi (pienempi sähkön ostotarve), maksaa toinen osa käyttäjistä sen kalliimmalla sähkön hinnalla.

⁵Sähkön syöttö verkkoon, vaikka syöttävä verkko on jännitteetön.

Myös mikrotuotantolaitosten verkkoon syöttämä sähkön asianmukainen markkinoille ja tasehallinnan piiriin saattaminen on vielä avoin kysymys (Lehto, 2009).

6.5 Tulevaisuuden näkymiä

6.5.1 Mikroverkko

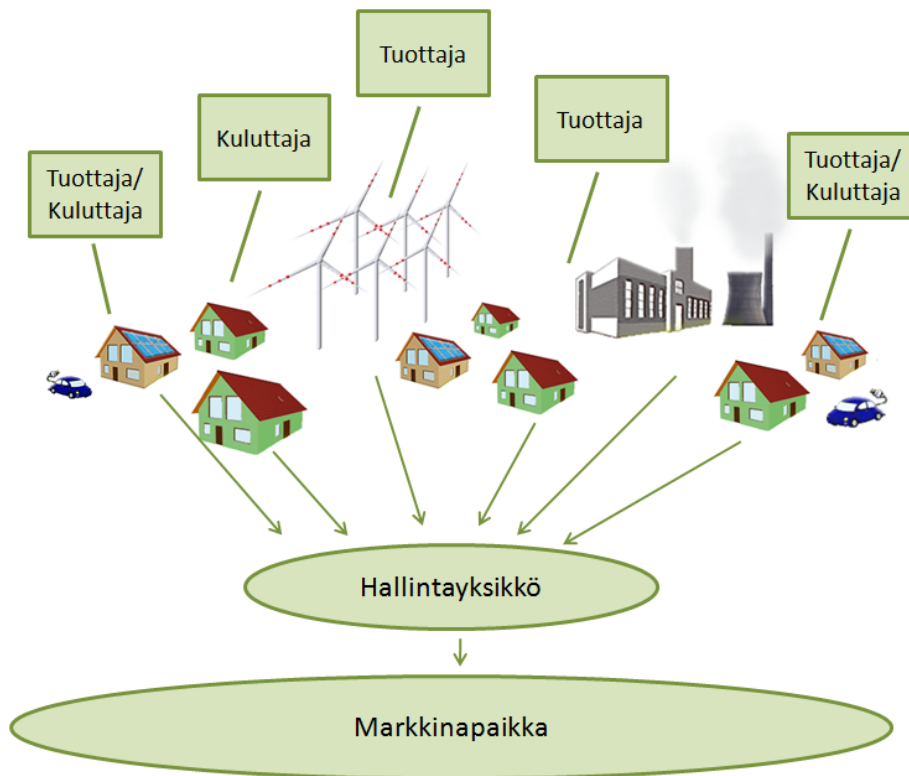
Käsite mikroverkosta (micro-grid) on muodostunut lähinnä USA:ssa viime vuosien laajamittaisten sähkönjakeluhäiriöiden seurauksena. Myös Euroopassa on viime vuosina laajamittaisilla EU-projekteilla herätty selvittämään ratkaisun käyttökelpoisuutta. (Kumpulainen et al, 2006)

Sähkönjakelun laatua ja luotettavuutta voidaan parantaa lisäämällä hajautettua tuotantoa ja kehittämällä energiavarastoja. Kumpulainen et al. (2006) mukaan tähän tarvitaan mikroverkkoja. Kumpulainen et al (2006) ovat määritelleet, että ”mikroverkko on tarvittaessa itsenäiseen saarekekäyttöön kykenevä, paikallista tuotantoa ja kulutusta sisältävä pienjännitejakeluverkon osa, johon kuuluu myös yksi tai useampi energiavarasto”.

Mikroverkon tavoitteena on sähkön laadun parantaminen, johon päästään hyödyntämällä sopivaa valikoimaa erilaisia energiaresursseja. Mikroverkko voi olla ainakin osittain omavarainen, eli sen ei tarvitse jatkuvasti kytköksissä valtakunnan verkkoon. Tämä tarkoittaa sitä, että sähkön saanti voidaan turvata kriittisille kulutuskohteille, vaikka valtakunnan verkossa olisi häiriöitä. (Kauhaniemi, 2006) Yksi keskeisimmistä ongelmista mikroverkon osalta on saarekekäyttö, eli voimajärjestelmän jakautuminen eri tahdissa käyviin osajärjestelmiin. Osajärjestelmät pitäisi pystyä tahdistamaan myöhemmin kantaverkkoon ilman häiriöitä. Lisäksi sähkön varastointi on lähes välttämätöntä saarekekäytössä. Mikroverkkoja tutkitaan, mutta käytännön toteuttamisen haasteet ovat vielä suuret.

6.5.2 Virtuaalivoimalaitos

Häkämies (2008) määrittelee hajautetun tuotannon hallintaan liittyvän virtuaalivoimalaitoksen energiantuotantoyksiköksi, joka on yhdistetty verkkoon keskitetyn hallintayksikön kautta ja joka tarjoaa verkolle voimalaitospalveluita hallitsemalla useita pieniä tuotantoyksiköitä. Häkämiehen esittämää virtuaalivoimalaitoksen konseptia havainnollistetaan kuvassa 7. Lemström et al (2005) kuvaa virtuaalivoimalaitoksen tavaksi yhdistää ja järjestää hajautettu tuotanto ja varastot siten, että näiden yhdessä tuottama sähkö ja lisäarvopalvelut ovat suuremmat kuin erikseen tuotettuna. Konseptina virtuaalivoimalaitos ei itsessään ole uutta teknologiaa, vaan enemmänkin keino järjestää hajautettu tuotanto ja sähkön varastointi maksimoimaan tuotetun sähkön hyötyä (VTT, 2009). Järjestelmäoperaattorin ja energianostajan näkökulmasta virtuaalivoimalaitos ja konventionaalinen voimalaitos eivät eroa toisistaan (Lemström et al, 2005).



Kuva 7. Virtuaalivoimalaitos. Soveltaen (KIT, 2010)

Virtuaalivoimalaitoksen hallintajärjestelmä mahdollistaa monipuoliset ja edistykselliset kokonaisuuden optimointi- ja säätöominaisuudet (Rautiainen, 2008) sekä sitä käyttävän palveluntarjoajan toimimisen loppukäyttäjämarkkinoilla. Loppukäyttäjämarkkinoilla energian hinta on korkeampi kuin tukkumarkkinoilla. Palveluntarjoaja pystyy optimoidessaan kokonaishankintaa myös käymään kauppaa sähkön ja polttoaineen tukkumarkkinoilla. Tällaiset ratkaisut ovat kuitenkin vielä toistaiseksi pääosin pilotti- ja demonstraatiovaiheessa. (Sitra, 2006) Virtuaalivoimalaitoskonseptille ominaiset edistykselliset kokonaisuuden optimointi- ja säätöominaisuudet asettavat suuret vaatimukset hallintajärjestelmän suunnittelulle, niin fyysisten ominaisuuksien, mm. tietoliikenneyhteyksien, kuin algoritmi- ja ohjelmistototeutuksen osalta (Rautiainen, 2008).

6.5.3 Tasasähkönjakelu

Tasasähkö yhdistetään perinteisesti suuriin jännitteisiin ja pitkiin siirtomatkoihin ja yleisesti puhuttaessa sähkönsiirrosta viitataan vaihtosähköön. Tasasähkössä virran tai jännitteen suunta pysyy koko ajan samana, kun vaihtosähkössä suunnat muuttuvat jatkuvasti. Tulevaisuuden älykkäisiin sähköverkkoihin yhdistettävät hajautetut tuotantoyksiköt, kuten polttokennot ja aurinkoenergiajärjestelmät, käyttävät kuitenkin usein tasajännitettä, ja niiden liittäminen sähkönjakeluverkkoon saattaa nykykeinoin olla ongelmallista (Kylkisalo & Alanen, 2007). Erääksi ratkaisuksi on ehdotettu tasasähkön käytön lisäämistä. Tasasähkön käyttöä tutkitaan myös sähkönjakeluverkkojen käyttövarmuuden ja taloudellisuuden kehittämisen yhteydessä.

Tasajännitteen käytön etuihin lukeutuvat mm. vaihtosähköä parempi tehonhallinta ja pienemmät energiahäviöt sähkönsiirrossa (Kylkisalo & Alanen, 2007). Tasasähköjakelun avulla hajautettuja energiaresursseja voitaisiin hyödyntää tehokkaammin mm. välttämällä useat peräkkäiset vaihtovirta/tasavirta- ja tasavirta/vaihtovirta -muunnokset (Ks. liite A, 9.8.2010). Tasasähköjärjestelmän taloudellinen hyödyntäminen, komponenttien teknologia sekä jännitealueiden täysi hyödyntäminen vaativat vielä jatkokehittämistä. Myös standardisoinnissa on puutteita. (Voutilainen, 2007)

6.6 Hajautettu sähköntuotanto EU:ssa ja Suomessa

Euroopassa hajautettu tuotanto koostuu tällä hetkellä pääasiassa tuulivoimasta ja yhdistetystä sähkön ja lämmön tuotannosta (CHP, Combined Heat and Power). Suurimmat tuulivoimakapasiteetit löytyvät Tanskasta, Saksasta ja Espanjasta (Lakervi & Partanen, 2008). Tanska, Suomi ja Alankomaat puolestaan ovat CHP:n käytön huippumaita. (Purchala et al, 2006). Ajankohtaista, tilastoitua tietoa Euroopan pienmuotoisen hajautetun tuotannon ja mikrotootannon tilasta on erittäin vaikea löytää.

Suomessa hajautetun tuotannon investoinnit ovat toistaiseksi olleet hyvin harvalukuisia (Repo et al, 2005). Kotitalouksien tai nk. palveluyritysten pienmuotoisen hajautetun tuotannon tai pienimuotoisen tuotannon äkillistä kasvua tuskin on ainakaan heti odotettavissa. Lehdon (2009) tekemässä tutkimuksessa havaittiin, että Suomessa on runsaasti potentiaalia pienimuotoisen uusiutuvan tuotannon lisääntymiseen, mutta kansainvälisellä tasolla pientuotannon määrien kasvu on lähinnä ollut seurausta suurista tukipaketeista, jollaisiin ei ainakaan toistaiseksi olla Suomessa siirtymässä.

Repo et al. (2005) ehdottaa Suomessa hajautetulle tuotannolle potentiaalisimmiksi investointikohteiksi seuraavia:

- rannikon ja tunturi-Lapin alueet tuulivoiman osalta
- yhdistetyn sähkön ja lämmöntuotannon kohteet, joissa polttoaine on ilmaista tai lähes ilmaista (teollisuuden biopolttoainetähteet, kaatopaikkakaasut, maatalouden lietelanta) ja kohteessa on riittävän suuri lämpökuorma (teollisuusprosessi tai kaukolämmitys)
- olemassa olevien vesivoimakohteiden peruskorjaaminen ja tulvavesien hyödyntäminen
- asiakkaan kulutuksen korvaaminen paikallisella tuotannolla esimerkiksi CHP:llä

Energiateollisuus ry:n energiavisiossa vuodelle 2050 CHP säilyttää kilpailukykinsä ja sähkön hinta- ja teknisen kehityksen myötä CHP:sta tulee kannattavaa myös nykyistä pienemmässä mittakaavassa (ET, 2010c). VTT:n Suomen energiavision 2030 mukaan tulevaisuudessa pienen mittakaavan hajautettu tuotanto, kuten mikroturbiinit ja polttokennot, tarjoavat pienellekin sähkön (ja lämmön) kuluttajalle uusia teknologisia mahdollisuuksia, tosin aluksi pääosin lähellä maakaasun jakeluverkkoa. (VTT, 2003)

Energiateollisuuden vision mukaan hajautettu, erityisesti rakennuksiin integroitava sähköntuotanto yleistyy ja pienimittakaavaiset CHP:n tuotantomuodot kaupallistuvat. Pienimuotoisessa energiantuotannossa hyödynnetään erityisesti tuulta, aurinkoa ja haja-asutusalueilla myös bioenergiaa. Visiossa pienmuotoinen energiantuotanto tulee muuttamaan

asiakkaiden energiantarvetta ja käyttöä, mutta vaikutus tuotannon kokonaisuuteen ei ole muodostunut merkittäväksi vuonna 2050. (ET, 2010c)

VTT:n visiossa arvioidaan, että tuulivoimakapasiteetin lisääminen edellyttää tuotantokustannusten laskua, käyttö- ja huoltokustannusten minimointia sekä suurten merituulipuistojen rakentamista Suomen rannikolle. Energiategollisuuden arvion mukaan tuulivoima voi vuonna 2050 muodostaa 10–20 % Suomen sähkön tuotannosta. (VTT, 2003; ET, 2010c) Merituulivoimapuistot ovat haasteellisia kohteita, sillä ne vaativat laajoja investointihankkeita. Niitä ei myöskään lasketa tämän työn tarkoittamaan hajautettuun tuotantoon. Lisävesivoiman rakentamismahdollisuudet Suomessa ovat rajoitetut. Vesivoimateknologiaa pidetään yleisesti kypsänä teknologiana, kehitystä on nähtävissä vain rakennus- ja materiaaliteknologian osalta. (VTT, 2003)

Pilotti: Älykäs sähköverkko Kalasatamaan

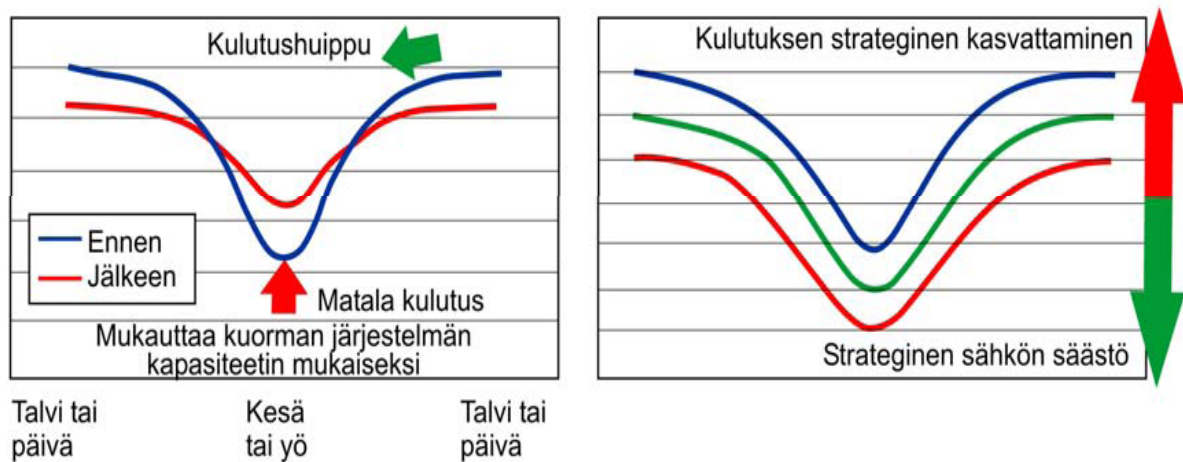
Helsingin Kalasatamassa alkaa pilottihankkeen rakentaminen, jossa yhdistetään uusinta energia-, informaatio- ja viestintäteknologiaa tarkoituksena luoda kestävä kehityksen mukainen energiajärjestelmä palveluineen. Kalasataman on tarkoitus tarjota 2030-luvun alkuun mennessä 10 000 työpaikkaa ja koti noin 18 000 helsinkiläiselle. Asuntorakentaminen Kalasatamassa käynnistyy vuoden 2010 kuluessa. (T&T, 2010). Projektin on tarkoitus edetä siten, että vuoden 2010 aikana tehdään älykkään sähköverkon hankekehitystä yhdessä rakennuttajien kanssa ja hanke käynnistyy vuoden 2011 alussa. Pilotin toteuttavat yhdessä Helsingin Energia, Helen Sähköverkko, ABB, Nokia Siemens Networks. (Hyvärinen, 2010)

Kalasatamaan rakennettava älykäs energiajärjestelmä sisältää muun muassa paikallisen uusiutuvan sähköntuotannon, kuten aurinko- ja tuulivoiman, sähköautoilua tukevan infrastruktuurin ja sähkön varastoinnin sekä kotien ja liikerakennusten energiatehokkaan kiinteistöautomaation, johon voidaan yhdistää hajautettu ja uusiutuva sähköntuotanto. Älykkäillä järjestelmillä on tarkoitus helpottaa energiansäästöä ja paikallisen tuulivoiman ja aurinkosähkön hyödyntämistä. (T&T, 2010)

7 Kysyntäjousto

7.1 Määritelmä

Sähkön **kysynnän hallinnalla** (DSM, Demand Side Management) tarkoitetaan toimenpiteitä, joilla vaikutetaan sähkön kysynnän ajalliseen vaihteluun tai sen tasoon, ja useimmiten tavoitteena on kulutusvaihtelujen tasoittaminen erityisesti sähkön huippukulutuksen aikana (Savolainen et al, 2008). Kysynnän hallinnan tavoitteet esitetään kuvassa 8. Viime aikoina kysynnän hallinnan sijasta on siirrytty puhumaan kysyntäjoustopuusta (VTT, 2009).



Kuva 8. Sähkön kysyntäjoustopuun tavoitteet. Kysyntäjoustopuun vaikutuksesta kulutushuiput tasoittuvat. Oikeanpuoleisessa kuvassa vihreä kuvaa keskikulutusta, sininen kulutuksen kasvattamista ja punainen kulutuksen vähentämistä (Savolainen et al, 2008 mukailen VTT, 2007)

Pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden järjestö Nordelin työryhmä on määritellyt **kysyntäjoustopuun** (DR, Demand Response) ”sähkön kysynnän vapaaehtoiseksi ja tilapäiseksi sopeuttamiseksi vastauksena hintasignaaliin tai käyttövarmuuden ylläpitoon liittyvään toimeen”. Kysyntäjoustopu ja energian säästö ovat lähi-ilmiöitä, mutta eivät sama asia. Energian säästö vähentää sähkön kysyntää pysyvästi. Kysyntäjoustopuulla taas siirretään kulutusta pois kysynnän huippuajankohdasta. (ET, 2007)

Kysyntäjoustopuun onnistuminen vaatii toimenpiteitä sekä sähkömarkkinatoimijoilta että asiakkaalta (Ks. liite A, 10.8.2010):

- 1. Sähkömarkkinatoimijoiden vastuulla olevat kysyntäjoustopuun sähkömarkkinaedellytykset:**
 - a. Tuntimittaus
 - b. Taseselvityksen perustuminen tuntimittaukseen, jotta toteutunut joustopu kohdistuu oikean toimijan sähkötaseeseen
- 2. Asiakkaan vastuut:**

- a. Riittävästi ohjattavaa kuormaa
- b. Tekniset edellytykset kuorman ohjaukselle rakennuksen sisällä (esim. kotiautomaatiojärjestelmä tai johdotukset ohjaukselle mittareilta sähkökeskukselle)

7.2 Edellytykset ja tuotteet

Pääosin sähkön kysynnän hallinnan edellytykset ovat markkinaehtoisia, vaikka kysyntäjoustoa voidaan toteuttaa myös säädösten ja määräysten avulla. Markkinaehtoiseen kysyntäjoustoon voidaan päästä mm. (Savolainen et al, 2008):

- Käyttämällä markkinaehtoisia sopimuksia tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa: kehittämällä uusia innovatiivisia tapoja joustavien kuormien myymiseksi takaisin markkinoille ja myymällä niihin liittyviä sopimusohjaisia kuormien ohjauksia.
- Kehittämällä innovatiivista ja läpinäkyvää hinnoittelua loppuasiakkaille siten, että sähkökäyttäjät saavat välitöntä hyötyä reagoinnistaan sähkön hintoihin.
- Kehittämällä uusia liiketoimintoja aggregaattoreille, jotka käyvät kauppaa joustavilla kuormilla ja hajautetulla tuotannolla (virtuaalivoimalaitokset).
- Kehittämällä kuluttajainformaatio/palautetietojärjestelmiä sähkön käytöstä, kustannuksista ja käytön ympäristövaikutuksista.

Kysyntäjoustotuotteita voi olla periaatteessa kahdenlaisia (Ks. liite A, 10.8.2010):

1. Tuote, johon liittyy automaattinen, myyjän aloitteesta tapahtuva ohjaus

Loppukäyttäjä on tehnyt myyjän kanssa sopimuksen, johon sisältyy myyjälle oikeus ohjata asiakkaan kuormaa ennalta sovitun kriteerein. Myyjällä on sopimustyypistä riippuen oikeus ohjata asiakkaan kuormaa joko siten, että

- a. myyjän järjestelmä antaa käskyn suoraan mittarin kautta
- b. myyjän järjestelmä antaa käskyn loppuasiakkaan automaatiojärjestelmälle

2. Tuotteeseen ei liity ohjausta, vaan se perustuu loppukäyttäjän omaan aktiivisuuteen

Kuormanohjauksesta vastuussa oleva loppukäyttäjä on tehnyt sopimuksen, jossa hänen hintansa vaihtelee sovitusti kulutusajasta riippuen ja asiakas voi ohjata kulutustaan

- a. manuaalisesti esim. vähentämällä sähkölämmitystä tai lisäämällä korvaavaa lämmitystä, kun hinta nousee tietyn rajan yli
- b. automaattisesti antamalla käskyn automaatiojärjestelmälle, joka suorittaa käskyn tehdyn ohjelmoinnin perusteella

Automaattisessa, myyjän aloitteesta tapahtuvassa ohjauksessa sähkönmyyjä siis ohjaa kuormia kuluttajan puolesta suoraan mittarin tai asiakkaan automaatiojärjestelmän kautta. Kuluttajalla voi olla mahdollisuus ohittaa tämä ohjaus, mutta kuluttaja joutuu tällöin maksamaan korkeampaa hintaa. Loppukäyttäjän omaan aktiivisuuteen perustuvissa tuotteissa tällaista keskitettyä ohjausta ei ole. Molempien mallien toteutumiseksi tarvitaan vähintään jouston todentavia tuntimittaustietoja. Lisäksi erityisesti jälkimmäisessä käyttäjän on myös nähtävä kulutustehonsa ja sähkön hinta kyseisenä ajankohtana sekä oltava tarpeeksi kiinnostunut muuttaakseen

sähkönkulutustaan. Molemmat kysyntäjoustovaihtoehdot edellyttävät myös tuntimittaustiedon käyttämistä taseselvityksessä. (TEM, 2008)

Potentiaalisia tuotteita ja sopimus pohjia, joita sähkönmyyjät voivat kehittää kysyntäjoustopuolelle, on lukuisia. Esimerkiksi perussopimusta alempaan hintaan perustuvalla sopimuksella kotitalouslaitteen (kuten ilmastointikone) tehoa voidaan säätää pienemmälle sähköyhtiön puolesta suhteellisen lyhyiksi ajanjaksoiksi sähkönkulutuksen tasaamiseksi. Sopimus voi myös mahdollistaa sen, että kuluttajat pystyvät itse määrittelemään minkä laitteiden kulutusta rajoitetaan mihinkin aikaan. (Strbac, 2008) Mm. ilmastointilaitteissa ja lämmitysjärjestelmissä tämä on jo mahdollista, mutta ohjausmahdollisuuksia kehitetään jatkuvasti muille kotitalouslaitteille (jääkaappi, tiskikone, pesukone, jne.). Kysyntäjoustopuolella voidaan pitää myös hintaa määrävänä tekijänä: kulutus määräytyy ennalta sovitun hinnan mukaisesti eli esimerkiksi ohjelmoimalla lämmitysjärjestelmä toimimaan siten, että se sulkee itsensä automaattisesti, kun tietty hinta ylittyy (Strbac, 2008).

Sähkön käyttöajasta riippuvalla hinnoittelulla (ToU, Time-of-Use) pyritään asettamaan eri hinnat riippuen kulutusajankohdasta: huippukulutuksen aikaan hinnat ovat korkeammalla ja vähäisen kulutuksen aikaan hinnat ovat matalammalla (Strbac, 2008). Esimerkiksi Suomessa käytössä olevassa kaksiaikäsähkössä sähkön hinta vaihtelee sen mukaan, mikä vuorokaudenaika tai vuodenaika kulloinkin on. Tyypillinen esimerkki kaksiaikäsähköstä on edullisempi yösähkö. Valtakunnallisesti sähkön kulutus on pienempää yöaikaan, joten sitä pyritään tasaamaan tarjoamalla sähköä edullisemmin yöaikaan. Edullisempi hinta yöllä perustuu siis pyrkimykseen tasata vuorokauden sähkönkulutusta valtakunnallisessa verkossa. (ESE, 2010). Suomessa kaksiaikäsähkö on aikaisemmin ollut lähestulkoon ainoa myös pienasiakkaille mahdollistettu kysyntäjoustopuolella hyödyntämismahdollisuus. Tämän johdosta suomalaisille asiakkaille uskotaan syntyneen kokemuksia ja valmiuksia hyväksyä ja hyödyntää monipuolisempiakin kysyntäjoustopuoteita. On tosin otettava huomioon, että kaksiaikäsähkö on helppo tuote, sillä se ei vaadi asiakkaalta paljon toimenpiteitä, kun taas tuntiluetaan perustuvat tuotteet saattavat vaatia.

Tällä hetkellä pienasiakkaiden osalta kysyntäjoustopuolella ei juuri ole. Suurille asiakkaille on olemassa monipuolisempia sopimusmalleja. Erilaisten liiketoimintamallien kannattavuutta tulisi tutkia enemmän sekä selvittää yksityiskohtaisemmin eri osapuolille lankeavia hyötyjä. Erittäin olennaista on huomioida se, että loppukäyttäjällä on oltava taloudellinen tai muu syy tehdä kysyntäjoustopuolella sopimus.

7.3 Mahdollisuudet

Kysyntäjoustopuolella toteutukset voivat tukea sähköverkon suunnittelua koskevia ratkaisuja vähentämällä tarvetta varautua suuriin hetkellisiin tehoihin (niin jakelu- kuin kantaverkon näkökulmasta). Kysyntäjoustopuolella edistää sähkön toimitusvarmuutta, vähentää huipputuotantokapasiteetin tarvetta ja tasapainottaa sähkömarkkinoiden toimintaa. Joustopuolella tuo myös yksittäiselle sähkömarkkinoita hyödyntävälle asiakkaalle taloudellista hyötyä ja sähkönmyyjien näkökulmasta kysyntäjoustopuolella toteutukset voisivat auttaa myös merkittävästi riskien

hallintaa (ET, 2007). Sähkön kysyntäjoustoa voidaan hyödyntää mm. seuraavin keinoin (Savolainen et al, 2008):

- Kysyntäjoustoa voidaan käyttää ohjaamattoman hajautetun tuotannon (tuuli, aurinko ym.) vaihtelujen kompensointiin
- Kysyntäjoustolla voidaan joissakin tapauksissa saavuttaa energiansäästöä ja pienentää kasvihuonekaasuja energiantuotannossa erityisesti kysyntähuippujen aikana
- Kulutushuippujen pienentämisen kautta voidaan vähentää huippukulutuskapasiteetin rakentamisen tarvetta ja sen käyttöä
- Pienentämällä kulutusta sähkön korkeiden hintojen aikana (jolloin myös tuotantokustannukset ovat korkeat) voidaan pienentää hintapiikkejä ja alentaa sähkönkäyttäjien sähkönhankintakustannuksia
- Pois kytkettäviä kuormia voidaan tarvittaessa hyödyntää kantaverkkotason häiriötilanteiden hallintaan sekä verkko- että voimalaitoshäiriöiden aikana (ei varsinaista kysyntäjoustoa, vaan verkon vastuulla olevaa häiriötilanteiden hoitoa, jossa voidaan hyödyntää kysyntäjoustoa varten tehtyjä kuormanohjausasetuksia)

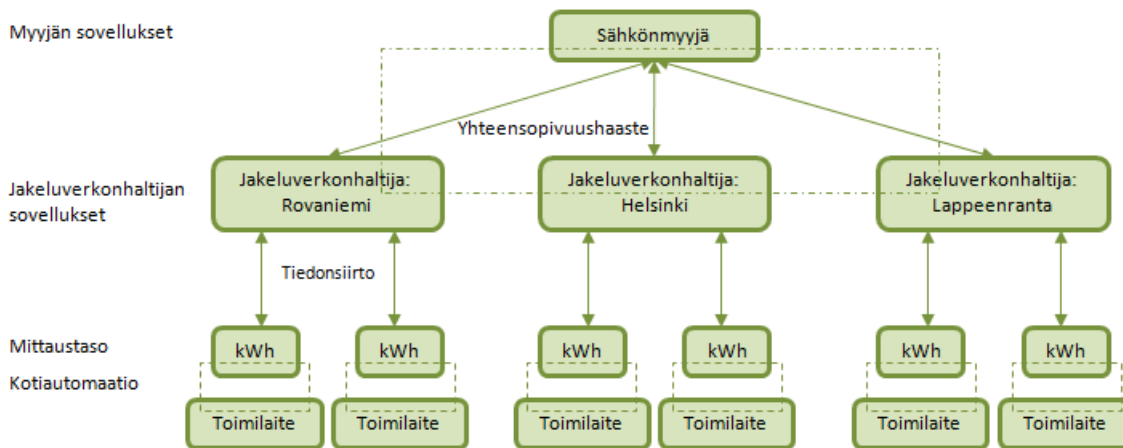
Sähkövarastoille ennustetaan merkittävää asemaa sähkön kulutus- ja tuotantovaihtelujen tasaamisessa. Sähkö- ja hybridi-autojen älykkäällä lataamisella voidaan tulevaisuuden visioissa tasoittaa sähkön kulutusvaihteluja, mutta myös potentiaalisesti leikata huippukulutusta syöttämällä tarvittaessa energiaa verkkoon. (Savolainen et al, 2008)

7.4 Haasteet

Nykymuotoisilla sähkömarkkinoilla kysyntäjouston mekanismien käyttöönoton haasteet ovat suuret eikä kysyntäjoustoa ole juuri hyödynnetty kuin suurille asiakkaille, kuten teollisuudelle. Erityisesti pienasiakkaiden markkinaperusteista kysyntäjoustoa on ollut vaikeaa toteuttaa ilman tuntimittavia mittareita ja tuntitietoihin perustuvaa taseselvitystä. Tämä selittää myös myyjien haluttomuuden kehittää markkinaperusteisia sähkötuotteita.

Kuorman ohjaus mittarin kautta

Tällä hetkellä kukin verkonhaltija hankkii mittausjärjestelmän hyvin pitkälle omista lähtökohdistaan. Toistaiseksi ei ole määritelty standardoitua menettelytapaa kuormanohjauskäskyn välittämiseksi myyjältä verkonhaltijalle. Sähkönmyyjä ei esimerkiksi siten pysty hallitsemaan yhdenmuotoisella automatisoidulla tavalla monen eri jakeluyhtiön alueella olevien asiakkaiden kuormia. Tätä ongelmallisuutta esitetään kuvassa 9. Yhteensopivuusongelmat estävät kuormanohjauksen laajamittaista hyödyntämistä. Kuorman ohjauksen muodot pitäisi standardisoida riittävän hyvin, jotta ylimääräiset esteet ja kustannukset saataisiin poistettua. (Ks. liite A, 10.8.2010)



Kuva 9. Kuormanohjaushaasteita, kun hyödynnetään mittaria

On mahdollista, että mittaria ei tulevaisuudessa käytetä ohjauksiin, vaan mittari liittyy ainoastaan jouston todentamiseen, sillä kotiautomaation ja muiden kanavien merkityksen oletetaan kasvavan. Mittarin kautta ohjaaminen saattaa siis jäädä vain välivaiheeksi. (Ks. liite A, 10.8.2010)

Rakennusautomaatio

Älykkään sähköverkon kehitys on osa ekotehokkaan yhdiskunnan kehitystä, jonka olennainen osa on myös ”rakennusten” sähkönkulutus. Vaikka usein puhutaan rakennusten sähkönkulutuksesta, eivät rakennukset itsessään käytä sähköä. Rakennusten sähköenergian käyttö riippuu niissä tapahtuvista prosesseista (teollinen tuotanto, asuminen, toimistotyö, terveydenhuolto, koulutuspalvelut, vähittäiskauppa, jne.).

Energiankulutuksen optimoimiseksi rakennuksiin myydään sensoreita esimerkiksi ilmastointiin, lämmityksiin ja muihin laitteisiin ja muodostetaan automaattisia hallintajärjestelmiä energiatehokkuuden saavuttamiseksi. Tällaiset automaatiojärjestelmät mahdollistavat rakennuksen itsenäisen osallistumisen kysyntäjouktoon järjestelmän ohjauksella. (Mazza, 2005). Kuitenkaan energiankäytön tehokkuutta laajemmin edistäviä palvelukonsepteja ei ole juuri kehitetty kuluttajamarkkinoille. Rakennusten sähkö- ja automaatio-suunnittelussa tulisi ottaa paremmin huomioon sähkökuormien ohjaus ja siihen liittyvä tiedonsiirto ja sen yhteensopivuus (TEM, 2008).

Rakennusautomaatiojärjestelmien asennuskustannukset ja ylläpitokustannukset muodostavat kynnyksen hintaohjausten ja muiden etäpalvelujen toteutukselle. Kustannuksia olisi mahdollista varsin kustannustehokkaasti pienentää integroimalla enemmän toimintoja samoihin laitteisiin. Laitteisiin ja ohjelmistoihin on myös alkanut tulla asennusta nopeuttavia ja varmentavia piirteitä. Kustannuksia vähentäisi huomattavasti myös se, että kulutusmittarin ja paikallisen automaatiojärjestelmän välisen tiedonsiirron liitännät voitaisiin toteuttaa ilman verkkoyhtiön asentajan käyntiä kohteessa. Pientaloautomaation ylläpidosta voi muodostua sähkön myyjälle ja asiakkaalle ylimääräistä työtä. (Koponen et al, 2006)

Ohjattava kuorma uudessa ja vanhassa rakennuskannassa

Uusi ja vanha talokanta aiheuttavat erilaisia haasteita ohjattavan kuorman kannalta kysyntäjouaston hyödyntämiselle Uudessa rakennuskannassa erityishaasteena on ohjattavan kuorman saatavuus: tulevaisuuden energiatehokkaissa kodeissa ei välttämättä ole ns. perinteistä ohjattavaa kuormaa (esim. sähkölämmitystarve vähentyy talon energiatehokkuuden parantuessa). Automaatiojärjestelmän asennus sen sijaan on helpompaa ja edullisempaa uudisrakennuksissa. Nämä kysyntäjouaston toteutumisen keskeiset edellytykset ovat rakennuksen omistajan vastuulla. Vanhassa rakennuskannassa haasteena on itse kuorman ohjaus eli kuoman ohjauksen välittäminen mittarilta sähkökeskukselle. Vanhemmassa rakennuskannassa on myös harvemmin taloautomaatiota. Asiakkaan ja sähköyhtiön on tapauskohtaisesti sovittava tarvittavista tehtävien ja kustannusten jaosta. (Ks. liite A, 10.8.2010).

Puutteellinen ymmärrys hyödyistä, liiketoimintamalleista ja kustannussäästöistä

Kysyntäjouaston teknologioiden hyödyntäminen jakautuu tyypillisesti useammalle osapuolelle, mikä vaikeuttaa liiketoimintamallien kehittämistä. Kysyntäjouastosta saatava arvo ja hyödyt koskevat sekä järjestelmän operointia että kehitystä. Kysyntäjouaston liiketoimintamalleja tai kustannus-hyöty-analyysyjä ei ole tutkittu tarpeeksi. Tämänhetkisillä markkinoilla edistyneet kysyntäjoustoratkaisut eivät ole kilpailukykyisiä tai kannustettuja. Ratkaisut lisäävät tällä hetkellä järjestelmän operoinnin kompleksisuutta, mutta tulevaisuuden tarpeet joustavammasta sähköjärjestelmästä viittaavat kysyntäjouaston mekanismien lisääntyvään käyttöön sekä kilpailukyvyyn lisääntymiseen. (Strbac, 2008)

Käytännössä kaikki kysyntäjousto-ohjelmat perustuvat kuluttajien päätökseen muuttaa käyttäytymistään tai elämäntapojaan. Yleisesti ottaen kuluttajat hyväksyvät tällaiset muutokset vain, jos kuluttajalla on mahdollisuus saada taloudellista etua tai muuta hyötyä muutoksesta käyttäytymisessään. (Strbac, 2008). Asiakkaiden tietoisuutta kysyntäjouaston mahdollisuuksista tulisi myös lisätä. Lisäksi energiatehokkuutta tutkivat tahot eivät usein ole tietoisia sähkömarkkinoilla tapahtuvista muutoksista ja ilmenevistä mahdollisuuksista (Walawalkar et al, 2010).

Muuta huomioitavaa

Huomioitavaa on myös, että vaikka automaatioteknologioiden ja ICT:n merkitys älykkäille sähköverkoille ja energiatehokkuudelle on monien lähteiden mukaan suuri, kasvattaa automaatioteknologioiden ja ICT:n lisääntyvä käyttö myös itsessään yhdyskunnan energian kulutusta. Muukkosen (2009) mukaan erityisesti ICT:n energiankulutus oikeutetaan ICT:n käytön muita aloja tehostavalla vaikutuksella. Muukkosen tekemän laajan kirjallisuuskatsauksen mukaan ”vaikutuksista ei ole olemassa kiistatonta empiiristä näyttöä, vaikka monia suunnitelmia energiankäytön tehostamiseksi onkin esitetty”. Mielenkiintoista olisikin saada tietoa siitä kuinka paljon moderni tietojärjestelmä sähköverkoissa kuluttaa energiaa verrattuna sen tuomiin säästöihin yhdyskunnan näkökulmasta.

7.5 Kysyntäjousto EU:ssa ja Suomessa

Euroopassa sähköyhtiöt ovat viimeisen kahdenkymmenen vuoden aikana hyödyntäneet erilaisia menetelmiä kuorman jakoon suurten teollisuusasiakkaiden kanssa vähentääkseen kysyntää huippukysynnän ajankohtina. (Torriti et al, 2009). Kysyntäjoustop hyödyntäminen EU:n jäsenmaissa onkin perinteisesti ollut suhteellisen vähäistä muiden kuin suurten energiankäyttäjien osalta. Pienemmällä kuluttajilla ei ole ollut tarpeeksi keinoja ja kannustimia kysyntäjoustop hyödyntämiseen. (Vasconcelos, 2008). Myös EU:n jäsenmaiden kysyntäjoustopon liittyvät pilotit ja kehityshankkeet ovat tähän asti keskittyneet pääasiassa suurempaan teollisuuteen. (Torriti et al, 2009)

Suomessa kysyntäjoustop toimii sähkömarkkinoilla suurteollisuuden osalta ja yleisesti ottaen sopimukset tehdään kantaverkkoyhtiö Fingridin kanssa. Suomessa ei tähän mennessä ole pystytty hyödyntämään kysyntäjoustopon mahdollisuuksia jakeluverkkotasolla mm. puutteellisen teknologian vuoksi. On myös muistettava, että Suomessa sähkönmyyjillä ei ole menneisyudessa ollut intressiä kehittää kysyntäjoustopon tuotteita pienemmille asiakkaille, koska taseselvitys on lähtökohtaisesti perustunut tyyppikuormituskäyrämenettelyyn, jolloin asiakkaan joustop ei muilla kuin toimitusvelvollisella myyjällä ole kohdistunut myyjän omaan taseeseen (TEM, 2008).

Kysyntäjoustopon mahdollisuuksien laajentaminen on myös pienien ja keskisuurten yritysten osalta tärkeä mahdollisuus: yrityksillä on jo käytössään tuntimittaus sekä erilaisten sähkömarkkinatuotteiden tuntemusta. TEM (2008) mukaan myös pienkäyttäjillä ja kuluttajilla, erityisesti sähkölämmittäjillä, on tuntimittauksen kautta tulevaisuudessa mahdollisuuksia hyödyntää kysyntäjoustopon.

Suomessa kysyntäjoustopon myös demonstroidaan erilaisissa hankkeissa. Esimerkiksi Helen Sähköverkko Oy:n ja eräiden muiden yritysten kysyntäjoustopon demonstraatiossa testataan spot-hintaan ja ulkolämpötilaan perustuvaa tunnitaisen sähkölämmityskuorman spot-hintaohjausta. Järjestelmää kehitetään sähkömarkkinoiden tarpeeseen (kysyntäjoustopon, häiriöreservi, asiakkaan omat lämmitysmielymykset). Tarkoituksena on muodostaa ja testata malli, jota voidaan käyttää monipuolisesti kysyntäjoustopon (päälle- tai poiskytkennät). Verkkokäsyojhaus korvataan etäluettavan mittarin ohjauksella sähkölämmityskuorman ohjauksessa. Ohjauksikäsky lähetetään joka päivälle erikseen, varmistuksena on kiinteä kelloon perustuva ohjaus. Ohjaustieto tuotetaan Generiksessä (mittaus- ja lukematietojen varastointiratkaisu) ja välitetään hieman muokattuna luentajärjestelmien kautta mittareille. (Hyvärinen, 2010)

8 Sähkön varastointi

Sähköenergian varastoinnilla tarkoitetaan mahdollisuutta varastoida sähköä tai energiaa sähkön vapauttamiseksi sellaisille hetkille, kun sen käyttö on hyödyllisempää tai kustannukset alhaisemmat (Walawalkar et al, 2007). Tehokas, luotettava ja kustannustehokas sähköenergian varastotekniikka on edellytyksenä hajautetun energiantuotannon käytölle syrjäisillä alueilla, , integraatiossa sähköjärjestelmiin ja tulevaisuuden hajautetun energian järjestelmiä kehitettäessä. (Alanen et al, 2003) Lisäksi varastointi on edellytyksenä myös mm. mikroverkon saarekekäytössä.

Sähkön varastointi mahdollistaa huippuajan kysynnän aikana käytettävien järjestelmään synkronoitujen varastojen (saatavilla heti ja voidaan nostaa täyteen kapasiteettiin 10 minuutissa) vähentämisen varastoimalla sähköä, jota tuotetaan silloin kuin kysyntä ja tuotanto ovat vähäisiä ja vapautetaan energian ollessa kalleimmillaan ja kun sitä tarvitaan eniten. Myös uusiutuvien energianlähteiden aiheuttamia tehon vaihteluita ja jopa sähköpulaa voidaan korjata toimivilla sähkönvarastointijärjestelmillä. Se mahdollistaa vakaan kapasiteetin ja antaa joustavammat mahdollisuudet seurata järjestelmäoperaattorin vaatimuksia noudattamalla tiettyyn hetkeen sopivaa strategiaa. (Bayod-Rújula, 2009)

Tyypillisiä sähkön varastointiteknologioita ovat hapetus-pelkistys-reaktioon perustuvat kemialliset akut, natrium-rikki-akut, lyijy-happo akut, litium-ioni akut, vauhtipyörät, pumpatut vesivarastot ja paineilmavarastot. (Kazempour et al, 2009)

Sähköenergian varastointiteknologian sovellusmahdollisuuksia on koko sähköenergiaketjussa: sähköenergian lähteet, sähkön tuotanto, sähkön siirto, sähkön jakelu sekä sähkön käyttö. VTT:n tekemän laajan selvityksen perusteella sähköenergian varastointia voidaan hyödyntää mm. seuraaviin sovelluskohteisiin (Alanen et al, 2003):

- Sähkönjakeluverkon stabiilisuus sekä hajautetun ja uusiutuvan tuotannon hallinta
 - aurinkoenergian ja tuulienergian optimaalisen hyödyntämisen ja saarekekäytön edellytys on tehokas energian varastointiteknologian käyttö sekä tuotannon tasauksen, katkosten että sähkön laadun hallinnassa
 - tuotannoltaan luontaisesti vaihtelevaa uusiutuvista lähteistä tuotettua energiaa voidaan tasata käyttämällä tuotannon huippuja lataukseen ja alentuneen tuotannon ja katkosten aikana siirtää varastoitua energiaa verkkoon
 - lisäenergiaa voidaan tuottaa kuormitusten kulutushuippuihin, jolloin energian hinta on tyypillisesti korkeampi
- Sähkön syötön varmistus
 - sähkön laadun hallinta; UPS (Uninterruptible Power Supply) on järjestelmä tai laite, jonka tehtävä on taata tasainen virransyöttö lyhyissä katkoksissa ja

syöttöjännitteen epätasaisuuksissa. UPS liitetään virtalähteen ja virtaa käyttävän laitteen (esimerkiksi tietokoneen) väliin

- hätä-back-up sovellukset, verkon jännitteen hallinta kuormitushuippujen aikana
- Tehon ja kuormien hallinta
 - tehotarpeet vaihtelevat kilowateista satoihin megawatteihin riippuen siitä, onko sovelluskohde kuluttaja-, jakelu- vai siirtoverkon tasolla, älykkäiden verkkojen osalta varastointitekniikat keskittyvät kuluttaja- ja jakeluverkkoihin
- Kuljetus (ajoneuvot) ja liikuteltavat laitteet
 - sähköajoneuvot ovat energiavarastojen yksi keskeisimmistä sovelluskohteista
 - sähköautojen käyttäminen huippuajan kysynnän vastaamiseksi

Useissa selvityksissä ja arvioissa on hyvin samansuuntainen näkemys sähkö- ja hybridautojen tulevasta kehityksestä. Muun muassa Biomeri Oy (2009) on tehnyt selvityksen sähköautojen tulevaisuuden näkymistä. Selvityksessä todetaan, että markkinoille tulossa olevista ladattavista sähköajoneuvoista ensin yleistyvät ladattavat hybridautot (PHEV, Plug-In Hybrid Electrical Vehicle) ja vasta myöhemmin puhtaat polttomoottorittomat sähköautot (EV, Electrical Vehicle). Tällä hetkellä on kuitenkin vielä epäselvää, missä aikataulussa kilpailukykyisiä ladattavia autoja tulee markkinoille. Biomeri Oy:n selvityksessä kuitenkin ennustetaan, että yhteiskunnan tukitoimet ja liikennepolttoaineiden hinta vaikuttavat yleistymiseen voimakkaasti, sillä tällä hetkellä akkuautot ovat vielä selkeästi polttomoottoriautoja kalliimpia korkeiden akkukustannusten ja pienten sarjojen takia. (Biomeri Oy, 2009)

Liikkuvien sähkövarastojen eli sähköautojen akkuteknologian kehittyminen on yksi varastointitekniikan tärkeimmistä ajureista. Tällä hetkellä sähkövarastoja ei juuri hyödynnetä jakeluverkon tasolla. Sähköautojen ohella myös vetyteknologiaa kehitetään korvaamaan liikenteen käyttämää öljyä.

9 Yhteenveto

Konsepti ja toimintaympäristö

Viime vuosina EU:n rooli kansalliseen politiikkaan vaikuttavana päättäjänä on korostunut. Joulukuussa 2008 EU:ssa hyväksyttiin ilmasto- ja energiapaketti, joka velvoittaa jäsenvaltiot lisäämään energiatehokkuutta sekä uusiutuvien energianlähteiden käyttöä. Teknologinen kehitys, uusiutuvan energian lisäämisen tarve, energiatehokkuuden edistäminen ja jatkuva keskustelu sähköjakelun laadusta aiheuttavat suuria muutospaineita sähköverkkotoiminnalle.

Älykkäälle sähköverkolle ei ole maailmanlaajuisesti vakiintunutta yksiselitteistä määritelmää. Sen sijaan sähköverkko kuvaillaan usein siinä käytettävien teknologioiden ja sen tuomien mahdollisuuksien kautta. Tavoitteena on kehittää nykyistä joustavampi, varmempi, luotettavampi ja tehokkaampi sähköjakelujärjestelmä, jonka ympäristövaikutukset ovat vähäiset. Älykäs sähköverkko näkyy erityisesti jakeluverkkotasolla.

Tulevaisuuden visioissa älykkäässä sähköverkossa energiaa tuottavat sähköverkkoon perinteisten voimalaitosten lisäksi pienkuluttajat, liike-elämä ja teollisuus. Nykyistä useammin käytetään pienmuotoista uusiutuvilla energianlähteillä hajautetusti tuotettua energiaa ja kuluttajalla on nykyistä aktiivisempi rooli sähkömarkkinoilla. Aktiivisen jakeluverkon tarkoituksena on linkittää kuluttajat ja tuottajat tehokkaasti yhteen mahdollistaen molempien reaaliaikainen osallistuminen sähkömarkkinoille mm. kysyntäjoustopuun kautta. Suurin osa teknisistä komponenteista ja teknologioista on jo olemassa, suurimman haasteen aiheuttavat puutteet nykyisissä hallintajärjestelmissä sekä huomattavat investointikustannukset.

Suomessa sähkömarkkinoiden toimintaan liittyvä tutkimus on viime vuosina lisääntynyt. Teknologiatutkimuksessa alaa on vallannut tehoelektroniikan ja tasasähköratkaisujen tutkimus. Perinteisesti Suomessa on korostettu vahvasti verkostokomponenttien ja verkostolaskentamenetelmien ja automaatiojärjestelmien kehittämistä ja nykyään sähköverkkokokonaisuutta pyritään tutkimaan myös strategisesta näkökulmasta. Tärkein suomalainen älyverkko-tutkimushanke on Cleen Oy:n ”Älykkäät sähköverkot ja energiamarkkinat” (2009-2014). Euroopassa ”Älykäs eurooppalainen sähköverkosto” -aloite julkaistiin Madridissa kesäkuussa 2010. Aloite sisältää tutkimus- ja demonstraatio-ohjelman, jonka kokonaiskustannus 10 vuodelle arvioidaan olevan 2 miljardia euroa. Rahoituksesta on vielä päästävä yhteisymmärrykseen komission, jäsenmaiden ja toimijatahojen kesken.

Verkon toiminnan muuttuessa aktiivisemmaksi tapahtuu muutoksia myös toimintaympäristössä ja sähkömarkkinoille tulee uudenlaisia toimijoita. Asiakasnäkökulma verkkoliiketoiminnassa on korostunut yhteiskunnan tultua entistä riippuvaisemmaksi sähköstä. Asiakkaiden suorat vaikutusmahdollisuudet ovat vähäiset, mutta asiakasnäkökulma on vahvasti esillä valvontaviranomaisten eli regulaattoreiden määrittellessä tavoitteita toimialalle.

Euroopan valvontaviranomaisten näkökulmasta tärkein regulatorinen haaste on kuinka regulaation avulla pystyttäisiin mahdollistamaan verkkoyhtiöiden edellytykset identifioida ja priorisoida sellaisia älykkäisiin sähköverkkoihin liittyviä ratkaisuja, jotka hyödyttävät verkon käyttäjien tarpeita ja kannustavat niiden hyödyntämiseen. Toisena suurena haasteena regulaattoreille on keinojen löytäminen kyllin radikaalien innovaatioiden aikaansaamiseksi samalla huomioiden asiakkaan näkökulma sekä ratkaisujen taloudellisuus. Regulaattorit tarkastelevat älykkään sähköverkon aiheuttamia kustannusvaikutuksia ja haasteita asiakkaan näkökulmasta ja vaativat älykkään sähköverkon tuomia hyötyjä kuluttajille ja yhteiskunnalle.

Euroopan jakeluverkko-operaattorien näkökulmasta älykkään verkon kehittäminen on selkeä askel tulevaisuuteen: vanhaa sähköverkkokantaa ollaan uudistamassa, ja investointeja tarvitaan joka tapauksessa. Kysyntäjoustop hyödyntäminen järjestelmän tehostamiseksi ja houkuttelevan tariffijärjestelmän luominen on olennainen ja haastava osa kehitystä. Lisäksi älykkään sähköverkon kehittämistä ajaa eteenpäin tarve joustavuuden lisäämiselle sähköverkon operointiin sekä hyötyjen, regulaation ja investointien välinen optimointi. Teknologisina haasteina jakeluverkkoyhtiöt pitävät standardien puuttumista, yhteensopimattomuutta, tietoturvallisuutta ja tiedon yksityisyyttä. Verkkoyhtiöt ovat myös huolissaan markkinoiden epäonnistumisesta ja vääristymisestä. Tutkimus- ja kehitystyön kustannukset ja niiden tuomat hyödyt ovat jakaantuneet epätasaisesti: investoinnit ovat verkko-operaattorien harteilla, kun taas muut osapuolet saavat suurimman osan hyödyistä (yhteiskunta, järjestelmä, asiakkaat, tuottajat). Tämä aiheuttaa sähkön siirtohinnan nostopaineita kulujen kattamiseksi.

Toimiva älykäs sähköverkko vaatii Euroopan tasolla suuria investointeja verkkoinfrastruktuuriin. SmartGrids-tekniologiayhteisön strategisessa tutkimusagendassa arvioidaan, että EU:n jäsenmaat joutuvat investoimaan 750 miljardia euroa infrastruktuuriin seuraavan 30 vuoden aikana. Tästä summasta arviolta puolet jakautuu tuotantoon liittyviin investointeihin ja puolet verkkoinvestointeihin (90 miljardia euroa siirtoverkkoihin ja 300 miljardia euroa jakeluverkkoihin). Euroopan komission Smart Grids –työryhmän visio ajanjaksolle 2010-2020 on julkaistu kesällä 2010, strategiat ja sääntelyä koskevat suositukset on tarkoitus julkaista tammikuussa 2011 ja strateginen tiekartta toukokuussa 2011.

Teknologiat ja älykkään sähköverkon tarjoamat mahdollisuudet

Älykäs mittausjärjestelmä on oleellinen osa älykästä sähköverkkoa. Se itse asiassa mahdollistaa valtaosan älykkään sähköverkon hyödyistä. Älykkäiden eli etäluettavien mittareiden avulla sähkömarkkinoiden osapuolille saadaan tietoa, jonka avulla pystytään kehittämään tuotteita ja palveluita tietotekniikan avulla. Mittarit pystyvät lähettämään jatkuvaa informaatiovirtaa verkon haltijoille sekä määrittelemään hyvin tarkasti sähkökatkokset. Asiakkaat saavat tarkan tiedon sähkön kulutuksestaan ja ajatuksena on, että tulevaisuuden mittareita pystytään käyttämään esimerkiksi myös hajautetun tuotannon sääntelyn apuna sekä kysyntäjoustop mahdollistajana. Mittareista saatavan tiedon määrä on valtava, mikä aiheuttaa haasteita järjestelmäkehittäjille. Älykkäät mittarit ovat myös suhteellisen uusi tuoteryhmä markkinoilla, joten käytännön kokemuksen ja historiallisen tiedon puuttuessa runsaasti epävarmuutta ilmenee mittareiden tuomista todellisista hyödyistä – erityisesti energiansäästöön

liittyen. Empiiristä näyttöä esimerkiksi kulutuksenseurantaohjelmistojen vaikutuksista asiakkaiden käyttäytymiseen on vaikea löytää.

Euroopassa automaattinen mittarinluenta on laajentunut viime vuosina vauhdilla. Kehityksen taustalla ovat usein viranomaisen asettamat vaatimukset (mm. sähkön sisämarkkinadirektiivi ja direktiivi energian loppukäytön tehokkuudesta ja energiapalveluista). Myös standardisoinnista on keskusteltu paljon. Mittarinluentajärjestelmän tilaajien näkökulmasta rajapintastandardisointi olisi tärkeää mm. kysyntäjoustop hyödyntämisen näkökulmasta. Standardisointi saattaa hidastaa mittausjärjestelmien teknistä kehitystä ja laitevalmistajan näkökulmasta avoimuus saattaa vaikeuttaa asiakasuskollisuutta. Yhtenäisten kansallisten linjausten tekeminen olisi järkevää näissä olosuhteissa, jotta kansantalouden kannalta päästäisiin järkeviin, kokonaisvaltaisiin ratkaisuihin.

EU:ssa kulutusmittareiden ominaisuuksille ei ole vielä määritelty yhteisiä minimivaatimuksia ja vaikuttaisi siltä, että selkeästi ohjaavaa, yhtenäistä eurooppalaista standardia ei tulla saamaan ainakaan ajoissa M/441 standardisointihankkeen kautta, sillä osa jäsenmaista, kuten Suomi, on jo tehnyt päätöksiä mittareille asetettavista vaatimuksista.

Myös etäluettavien mittareiden tietoturva- ja luotettavuuskysymykset ovat herättäneet laajaa keskustelua Euroopassa ja aiheen ympäriltä on tehty ja tehdään edelleen paljon tutkimuksia ja selvityksiä.

Suomessa sähkönkulutuksen mittausta koskevat säädökset muuttuivat oleellisesti maaliskuussa 2009, kun valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta tuli voimaan. Sen mukaan jokainen sähköverkkoon liitetty käyttöpaikka tulee varustaa etälukevalla mittauslaitteistolla, kahta poikkeusta lukuun ottamatta: verkonhaltijan omat sähkölaitteet sekä pienemmillä kuin 3 x 25 ampeerin sulakkeilla varustetut käyttöpaikat, joiden kulutus voidaan arvioida riittävän tarkasti. Energiamarkkinaviraston tekemän kyselyn perusteella 1.1.2010 mennessä Suomessa 17 % yhtiöistä oli asentanut tuntimittarit vähintään 80 %:lle jakeluverkon käyttöpaikoista. Tuntimittaus tietoa toimitettiin 77 %:lle tuntimittarilla varustetuista yli 3x63 A käyttöpaikoista ja vajaalle 1 %:lle tuntimittarilla varustetuista enintään 3x63 A käyttöpaikoista. Arvion mukaan etäluettavien sähkömittareiden osuus Suomessa kasvaa vuoteen 2013 asti tasaisesti noin kymmenen prosenttiyksikköä vuodessa.

Sähköntuotannolla on suuri merkitys verkolle asetettaville vaatimuksille, vaikka se ei suoranaisesti liity verkkoliiketoimintaan. Hajautetussa, pienmuotoisessa tuotannossa hyödynnetään erityisesti uusiutuvia energianlähteitä, joiden kytkeminen jakeluverkkoon vaikuttaa olennaisesti verkon dynamiikkaan. Hajautettu tuotanto mahdollistaa sellaisten ympäristöystävällisten tuotantomuotojen käytön, jotka suuremmassa mittakaavassa eivät olisi mahdollisia.

Nykyisin hajautetun tuotannon verkkoonliittynyt joudutaan tarkastelemaan aina erikoistapauksina, sillä väärä tai virheellinen toteutus voi johtaa tietyissä verkon vikatilanteissa vakaviin laitevaurioihin tai jopa hengenvaaraan. Tulevaisuudessa käytössä pitäisi kuitenkin olla

sopiva osin jopa kokonaan uuteen teknologiaan perustuva kokoelma vakioratkaisuja, helppokäyttöiset laskentatyökalut sekä selkeät suunnitteluohjeet. Jotta hajautettu tuotanto saataisiin toimivammaksi ja yhtenäisemmäksi, tulee kehittää yhteisiä standardeja ja määräyksiä sekä tehokkaita tietojärjestelmiä. Ohjaukseen, kunnossapitoon ja sähkökauppaan liittyvien toimintojen tulisi tukea toisiaan sekä laitteistojen että ohjelmistojen osalta. Tämä tarkoittaa sitä, että erilaisia komponentteja olisi pystyttävä yhdistelemään järkevästi. Avoin arkkitehtuuri, helposti käytettävä laitteistot sekä selkeät käyttöliittymät ovat hallintajärjestelmän kannalta tärkeitä kehityskohteita. Automaatio- ja ICT-alan nopea kehitys saattaa kuitenkin aiheuttaa ongelmia standardien kehittämiseksi, mistä seuraa mahdollisesti epäyhtenäisiä käytäntöjä ja ehdotettujen standardien nopea vanheneminen.

Euroopassa tähän asti vain pieni määrä hajautetusta tuotannosta on suoraan kytkettynä jakeluverkkoon, mutta määrä tulee tulevaisuudessa kasvamaan uusiutuvan energian käytön kasvaessa. Erityisesti Tanskassa ja Saksassa tämä näkyy jo. Suomessa hajautetun tuotannon investoinnit ovat toistaiseksi olleet hyvin harvalukuisia. Suomessa on runsaasti potentiaalia pienimuotoisen uusiutuvan tuotannon käyttöön, mutta kotitalouksien tai palveluyritysten pienimuotoisen hajautetun tuotannon tai mikrotuotannon äkillistä kasvua tuskin on ainakaan heti odotettavissa, sillä se edellyttäisi suurien tukipakettien käyttöönottoa.

Kysyntäjousto on eräs älykkään sähköverkon tärkeimmistä tuomista mahdollisuuksista. Kysyntäjousto ja energian säästö ovat lähi-ilmioita, mutta eivät sama asia. Energian säästö vähentää sähkön kysyntää pysyvästi. Kysyntäjoustolla taas siirretään kulutusta pois kysynnän huippuajankohdasta. Kysyntäjoustopon hyödyntäminen EU:n jäsenmaissa on perinteisesti ollut suhteellisen vähäistä muiden kuin suurten energiankäyttäjien osalta. Myös EU:n jäsenmaiden kysyntäjoustopon liittyvät pilotit ja kehityshankkeet ovat tähän asti keskittyneet pääasiassa suurempaan teollisuuteen.

Kysyntäjoustopotteita voi olla periaatteessa kahdenlaisia: tuotteita, johon liittyy automaattista, myyjän aloitteesta tapahtuvaa ohjausta ja tuotteita, johon ei liity ohjausta, vaan jotka perustuvat loppukäyttäjän omaan aktiivisuuteen. Molempien mallien toteutumiseksi vaaditaan joustopon todentavia tuntimittaustietoja sekä tuntimittaustiedon käyttämistä taseselvityksessä. Kysyntäjoustopon teknologioiden hyödyntäminen jakautuu usein useammalle osapuolelle, joka vaikeuttaa liiketoimintamallien kehittämistä. Kysyntäjoustoposta saatava arvo ja hyödyt koskevat sekä järjestelmän operointia että kehitystä. Kysyntäjoustopon liiketoimintamalleja tai kustannus-hyöty-analyysyjä ei ole tutkittu tarpeeksi. Käytännössä kaikki kysyntäjoustopon ohjelmat ovat perustuneet kuluttajien päätökseen muuttaa käyttäytymistään tai elämäntapojaan. Yleisesti ottaen kuluttajat hyväksyvät tällaiset muutokset vain, jos kuluttajalla on mahdollisuus saada taloudellista etua tai muuta hyötyä muutoksesta käyttäytymisessään. Lisäksi energiatehokkuutta tutkivat tahot eivät usein ole tietoisia sähkömarkkinoilla tapahtuvista muutoksista ja ilmenevistä mahdollisuuksista, eikä sähkönmyyjillä ei ole aiemmin ollut intressiä kehittää kysyntäjoustopotteita pienasiakkaille puutteellisen teknologian vuoksi.

Nykymuotoisilla sähkömarkkinoilla kysyntäjoustopon mekanismien käyttöönoton haasteet ovat suuret. Tällä hetkellä pienasiakkaiden osalta kysyntäjoustopoa ei juuri ole, mutta suurille

asiakkaille on olemassa erilaisia sopimusmalleja. Lisäksi rakennusautomaation hankkiminen tai mittarin ja sähkökeskuksen yhteyden varmistaminen jää asiakkaan vastuulle. Tiedonvaihdon muodot pitäisi standardisoida riittävän hyvin, jotta ylimääräiset esteet ja kustannukset mittaustiedon hyödyntämisessä eivät estäisi sähkömarkkinoiden toimintaa ja kysyntäjoustop hyödyntämistä. Lisäksi rakennusten sähkö- ja automaatio suunnittelussa tulisi ottaa paremmin huomioon sähkökuormien ohjaus.

Tulevaisuuden visioita älykkäille sähköverkoille ovat mm. saarekekäyttöön kykenevät mikroverkot sekä pienimuotoisen tuotannon yhdeksi hallintakokonaisuudeksi kokoavat virtuaalivoimalaitokset. Lisäksi sähkövarastoille ennustetaan merkittävää asemaa sähkön kulutus- ja tuotantovaihtelujen tasaamisessa. Sähkö- ja hybridautojen älykkäällä lataamisella voidaan tulevaisuuden visioissa tasoittaa sähkön kulutusvaihteluja, mutta myös potentiaalisesti leikata huippukulutusta syöttämällä tarvittaessa energiaa verkkoon. Sähköautojen akkuteknologian kehittyminen on yksi varastointiteknologian tärkeimmistä ajureista.

Virtuaalivoimalaitoskonseptit, joustavien kuormien hyödyntäminen sekä hajautetun tuotannon laajamittainen soveltaminen edellyttävät ICT-teknologioiden ja niihin liittyvien hallintajärjestelmien kehittämistä. Edistykselliset kokonaisuuden optimointi- ja säätöominaisuudet asettavat suuret vaatimukset hallintajärjestelmien suunnittelulle. Teknologian nopean kehittymisen ja rakennettavien sähköverkkojen pitkän käyttöiän takia verkkoja rakennettaessa on vaikea ottaa huomioon kaikkia tulevaisuuden kehityssuuntia. Valittujen verkostoratkaisujen, kuten myös suunnittelu-, käytöntuki- ja automaatiojärjestelmien, tulisi olla joustavia sähköenergian suunnan ja määrän nopeillekin muutoksille.

Lähteet:

- Ackermann, T & Andersson, G & Söder, L. 2001. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*. 57 (2001) 195–204. Doi:10.1016/S0378-7796(01)00101-8
- Ahola, M & Leino, V & Niemi, E & Jäppinen, A. 2004. Datasähkö Suomessa 2004. Raportti. 51 s. Liikenne ja viestintäministeriö, Helsinki. Saatavissa: http://www.lvm.fi/files/46_2004.pdf
- Alanen, R & Koljonen, T & Hukari, S & Saari, P. 2003. Energian varastoinnin nykytila. VTT tiedotteita 2199. 157 s. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2003/T2199.pdf>
- Alanne, K. & Saari, A. 2004. Distributed energy generation and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 10 (2006) 539–558. Doi:10.1016/j.rser.2004.11.004.
- Battaglini, A & Lilliestam, J & Haas, A & Patt, A. 2009. Development of SuperSmart Grids for a more efficient utilisation of electricity from renewable sources. *Journal of Cleaner Production*. Vol 17 (2009) 911-918. Doi: 10.1016/j.jclepro.2009.02.006.
- Bayod-Rújula, A.A. 2009. Future development of the electricity systems with distributed generation. *Energy*. Vol 34 (2009). Saatavissa: ScienceDirect. Doi: 10.1016/j.energy.2008.12.008.
- Berg Insight 2009. Tiivistelmä tutkimusraportista: Smart Metering in Western Europe – 6 th Edition. Berg Insight, June 2009. [www]. Viitattu 16.7.2009. Saatavissa: <http://www.berginsight.com>
- Biomeri Oy. 2009. Sähköajoneuvot Suomessa – selvitys. 130 s. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/24099/Sahkoajoneuvot_Suomessa-selvitys.pdf
- CEER & ERGEG. 2010. Smart Grids and smart regulation help implement climate change objectives. Fact sheet 6s. Viitattu 17.6.2010. [www]. Viitattu 5.7.2010. Saatavissa: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/FS-09-03_Smart%20grids_v16.pdf
- Cleen Oy. 2008. Energy and Environment Strategic Centre for Science, Technology and Innovation (EnYm-SHOK). Strategic Research Agenda (SRA) 93 s. 29.4.2008. Saatavissa: http://www.cleen.fi/fi/images/7/73/CLEEN_strateginen_tutkimusagenda.pdf
- Coll-Mayor, D. & Paget, M. & Lightner, E. 2006. Future intelligent power grids: Analysis of the vision in the European Union and the United States. *Energy Policy*. Vol 35 (2007). doi:10.1016/j.enpol.2006.09.001

DE. 2010. Danish Energy Association. [www]. Viitattu 12.7.2010. Saatavissa:
<http://www.danishenergyassociation.com/>

DECC. 2010. Department of Energy and Climate Change. UK Government. [www]. Viitattu:
29.6.2010. Saatavissa:
http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/what_we_do/consumers/smart_meters/smart_meters.aspx

EPRI. 2010. Electrical Power Research Institute. Smart Grid Resource Center. Kuva.
[www]. Viitattu: 8.8.2010. Saatavissa:
http://www.smartgrid.epri.com/App_Themes/Default/Images/SmartGrid-graphic.jpg

ERDF, 2008. Électricité Réseau Distribution France. Lehdistöiedote. 3.7.2008. [www]. Viitattu:
29.6.2010. Saatavissa:
http://www.erdfdistribution.fr/medias/dossiers_presse/DP_ERDF_030708.pdf

ERGEG. 2009. Status Review on Regulatory Aspects of Smart Metering (Electricity and Gas)
as of May 2009. Ref: E09-RMF-17-03. 19.10.2009. Saatavissa: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Customers/Tab/E09-RMF-17-03_SmartMetering-SR_19-Oct-09.pdf

ERGEG. 2010. A Public Consultation Paper on Draft Guidelines of Good Practice on
Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas. Ref: E10-RMF-23-03. 10.6.2010.
Saatavissa: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/Smart%20metering/CD/E10-RMF-23-03_GGP-SmartMetering_PC_10-Jun-2010.pdf

ESE. 2010. Etelä-Savon energia Oy. Erilaisia Sähkösopimuksia. [www]. Viitattu: 9.7.2010.
Saatavissa:
http://www.esse.fi/tmp_esse_site_0.asp?lang=1&sua=4&s=129&q=a4aj747a4j%256r%254u8a%256r%253x

ESMA. 2010. Annual Report on the Progress in Smart Metering 2009, Version 2.0. 93 s.
Saatavissa: http://www.esma-home.eu/UserFiles/file/ESMA_WP5D18_Annual_Progress_Report_2009%281%29.pdf

Eskelinen, J. 2008. Sähkönjakeluverkon käyttövarmuuden kehittäminen. Diplomityö. 109 s.
Lappeenranta, Suomi. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa:
http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/publications/Documents/dtyo_Eskelinen-2008.pdf

ET. 2007. Energiateollisuus ry. Sähkön kysyntäjousto suurten loppuasiakasryhmien kannalta. Työryhmän loppuraportti. Saatavissa:
http://www.energia.fi/fi/sahko/sahkokauppa/julkaisut/kysyntajoustoraportti_2007.pdf

ET. 2010a. Energiateollisuus ry. Sähkö. Lainsäädäntö ja viranomaisvalvonta. [www]. Viitattu: 28.7.2010. Saatavissa:
<http://www.energia.fi/fi/sahko/sahkoverkko/lainsaadantojaviranomaisvalvonta>

ET. 2010b. Energiateollisuus ry. Tuntimittauksen periaatteita. Suositusdokumentti. Luonnos.

ET. 2010c. Energiateollisuus ry. Haasteista mahdollisuuksiin – sähkön ja kaukolämmön hiilineutraalivisio vuodelle 2050. 72 s. Saatavissa:
http://www.visio2050.fi/fileadmin/inpress_demo/user_files/pdf/visio.pdf

EU. 2004. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 204/22/EY mittauslaitteista. 31.3.2004.

EU. 2006a. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 206/32/EC energian loppukäytön tehokkuudesta ja energiapalveluista sekä neuvoston direktiivin 93/76/ETY kumoamisesta. 5.4.2006.

EU. 2006b. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2006/95/EY tietyllä jännitealueella toimivia sähkölaitteita koskevan jäsenvaltioiden lainsäädännön lähentämisestä. 12.12.2006.

EU. 2009a. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2009/72/EY sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä ja direktiivin 2003/54/EY kumoamisesta. 13.7.2009.

EU. 2009b. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2009/28/EY, uusiutuvista lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisestä sekä direktiivien 2001/77/EY ja 2003/30/EY muuttamisesta ja myöhemmästä kumoamisesta. 23.4.2009.

EURELECTRIC. 2009. EURELECTRIC Views. Working Group Smart Grids/ Networks of the Future. 23 s. Saatavissa: http://blog.eurelectric.org/content/uploads/2010/02/SMART_GRIDS_-_EURELECTRIC_VIEWS_V21_FINAL-2009-030-0440-01-E1.pdf

Euroopan komissio. 2006. Directorate-General for Research, Sustainable Energy Systems, European Technology Platform SmartGrids. [www]. Viitattu: 24.5.2010. Saatavissa
<http://www.smartgrids.eu/?q=node/160/print>

Euroopan komissio. 2007. Directorate-General for Research, Sustainable Energy Systems, European Technology Platform SmartGrids. Strategic research agenda for Europe's electricity networks of the future. 96 s. Saatavissa:
http://www.smartgrids.eu/documents/sra/sra_finalversion.pdf

Euroopan komissio. 2009. Directorate-General for Enterprise and Industry. Standardisation mandate (M/441) to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture or utility meters involving communication protocols enabling interoperability. 12.3.2009. Saatavissa:
<http://www.cen.eu/cen/Sectors/Sectors/Measurement/Documents/M441.pdf>

Euroopan komissio. 2010a. European Electricity Grid Initiative. Roadmap 2010-18 and Detailed Implementation Plan 2010-12. 25.5.2010. Saatavissa:
http://www.smartgrids.eu/documents/EEGI/EEGI_Implementation_plan_May%202010.pdf

Euroopan komissio. 2010b. EU Commission Task Force for Smart Grids. Expert Group 3: Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment. EG 3 Final Deliverable. 22.6.2010. 35 s.

Euroopan komissio. 2010c Directorate-General for Research, Sustainable Energy Systems, European Technology Platform: SmartGrids, Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. Huhtikuu 2010. Saatavissa:
http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRIL2010.pdf

Euroopan komissio. 2010d Directorate-General for Energy. SmartGrids Task Force. [www]. Viitattu 20.6.2010. Saatavissa:
http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/taskforce_en.htm

Fingrid. 2010. Suomen sähköjärjestelmä. [www]. Viitattu: 28.7.2010. Saatavissa:
http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/yrittysinfo/suomen_sahkojarjestelma

Finlex. 2009. Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. 5.2.2009.

GeSi. 2008. SMART 2020: Enabling the low carbon economy in the information age. A report by The Climate Group on behalf of the Global eSustainability Initiative (GeSI). 87 s. Saatavissa:
<http://www.gesi.org/LinkClick.aspx?fileticket=7X8GQ7HNR%2bg%3d&tabid=130>

Hargreaves, T & Nye, M & Burgess, J. 2010. Making energy visible: A qualitative field study of how householders interact with feedback from smart energy monitors. Article in press. Energy Policy. Doi: 10.1016/j.enpol.2010.05.068.

Harjula, M. 2008. Mittausvirtoihin liittyvä standardointi- ja kooditusehdotus uusilla energiamarkkinoilla. Diplomityö. 81 s. Lappeenranta, Suomi. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: <https://oa.doria.fi/bitstream/handle/10024/42808/nbnfi-fe200810272033.pdf?sequence=3>

Heck, W. 2009. NRC Handelsblad. Smart energy meter will not be compulsory. Lehtiartikkeli. 8.4.2009. [www]. Viitattu 26.7.2010. Saatavissa:

http://www.nrc.nl/international/article2207260.ece/Smart_energy_meter_will_not_be_compulsory

Hyvärinen, M. 2010. Helen älyverkkojen kehittäjänä. Esitysmateriaali. Helsingin energian Suviseminaari 68. 9.6.2010. Saatavissa: https://www.helen.fi/pdf/Suvi10_hyvarinen.pdf

Häkämies, S. 2008. Smart Grids and Virtual Power Plants – Enhanced Distributed Generation. Diplomityö. 92 s. Espoo, Suomi. Teknillinen korkeakoulu.

Jenkins, N. & Allan, R. & Crossley, P. & Kirschen, D. & Strbac, G. 2000. Embedded Generation. The Institution of Electrical Engineers. London, United Kingdom. 273 s. ISBN: 978-0-85296-774-4.

Kauhaniemi, K. 2006. Sähkönjakelun haasteet nyt ja tulevaisuudessa. 27.1.2006. Virkaanastujaisesitys. Vaasa, Suomi. Vaasan yliopisto. Saatavissa: <http://lipas.uwasa.fi/~kauhanie/Virkaanastujaisesitys.pdf>

Kazempour, S.J & Moghaddam, M.P & Haghifam, M.R. & Yousefi G.R. 2009. Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies. Renewable Energy. 34 (2009) 2630–2639. Doi:10.1016/j.renene.2009.04.027

KIT. 2010. Karlsruhe Institution of Technology. Kuva. [www]. Viitattu 7.7.2010. Saatavissa: <http://www.computation.kit.edu/img/eEnergy.png>

Koponen, P & Kärkkäinen, S & Farin, J & Pihala, H. 2006. Loppuraportti. Markkinahintasignaaleihin perustuva pienkuluttajien sähkökäytön ohjaus. VTT tiedotteita 2362. 63 s. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2006/T2362.pdf>

Koponen, P & Pykälä, M & Sipilä, K. 2008. Mittaustietojen tarpeet ja saatavuus rakennuskannan automaattisten energia-analyysien näkökulmasta. VTT tiedotteita 2438. 58 s. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2008/T2438.pdf>

Kosonen, A. 2005. Sähköverkkotiedonsiirtomenetelmän kehittäminen taajuusmuuttajaohjattuihin sähkökäyttöihin. Diplomityö. 85 s. Lappeenranta, Suomi. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: <https://oa.doria.fi/bitstream/handle/10024/29866/TMP.objres.132.pdf?sequence=1>

Kumpulainen, L & Laaksonen, H & Komulainen, R & Martikainen, A & Lehtonen, M et al. 2006. Verkkovisio 2030. VTT tiedotteita. 93 s. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2006/T2361.pdf>

Kumpulainen, L., Ristolainen, I. 2006. Sähkönjakeluverkon ja siihen liitetyn hajautetun tuotannon sähköteknisen suojausten kehittäminen. Projektiraportti. 144 s. VTT-R-05644-06

Kylkisal, T & Alanen, R. 2007. Tasajännite taajaman sähköjakelussa ja mikroverkoissa. VTT Working Papers 78. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2007/W78.pdf>

Kärkkäinen, S & Koponen, P & Martikainen, A & Pihala, H. 2006. Sähkön pienkuluttajien etäluettavan mittaroinnin tila ja luomat mahdollisuudet. VTT Tutkimusraportti 63 s. Nro VTTR0904806. Saatavissa: <http://www.tem.fi/files/16745/Raportti-lopullinen.pdf>

Lakervi, E & Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Gaudeamus Helsinki University Press / Otatieto 609. 285s. ISBN 978-951-672-357-362.

Lehtinen, S. 2009. Valtioneuvoston asetus sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta – mikä muuttuu? Asetuksen siirtymäaikataulu ja aiheutuvat muutokset. Ajankohtaispäivät Helsinki 6.3.2009. Esitysmateriaali. Viitattu: 9.8.2010. Saatavissa: http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lehtinen_Suvi_200903.pdf

Lehtinen, S. 2010. Energiamarkkinavirasto. Suunnitelma tuntimittauksen järjestämiseksi jakeluverkoissa –yhteenveto. Nykytila ja tulevaisuuden näkymät. Sähköenergian mittaus- ja tiedonsiirto. Sokos Hotel Flamingo, Vantaa. 8.4.2010. Esitysmateriaali. Viitattu: 9.8.2010. Saatavissa: http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lehtinen_Suvi_201003.pdf

Lehto, I. 2009. Mikrotuotannon liittäminen yleiseen sähköjakeluverkkoon. Diplomityö. 101 s. Espoo, Suomi. Teknillinen korkeakoulu.

Lemström, B & Holttinen, H & Jussila, M. 2005. Hajautettujen tuotantolaitosten tiedonsiirtotarpeet ja -valmiudet. VTT tiedotteita 2283. VTT, Espoo. 62 s. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2005/T2283.pdf>

Lemström, B. 2006. Pienimuotoisen tuotannon verkkoon pääsyn edistäminen. 27 s. Nro VTT-R-02857-06. Saatavissa: http://www.tem.fi/files/16210/VTT-R-02857-06_Pientuotannon_verkkoonpaasyn_edistaminen.pdf

Löf, N. 2009. Pienjänniteverkon automaattioratkaisuiden kehitysnäkymät. Diplomityö. Tampere, Suomi. Tampereen teknillinen yliopisto. 100 s. Saatavissa: http://webhotel2.tut.fi/units/set/raportteja/inca/Diplomityo_Lof_Niklas_final.pdf

Mazza, P. 2005. Powering up the Smart Grid: A Northwest Initiative for Job Creation. 2008. Energy Security and Clean, Affordable Electricity; A Special report from Climate Solutions. Saatavissa: <http://www.climate.org/2002/green-energy/PoweringtheSmartGrid.pdf>

Muukkonen, T. 2009. Tieto- ja viestintätekniiikan ympäristövaikutukset – haastattelututkimus konesalien sähkökulutuksesta Suomessa. Diplomityö. 102 s. Espoo, Suomi. Teknillinen korkeakoulu. Saatavissa: http://www.cse.tkk.fi/Tietoliikenne/Diplomityot/pdfs/diplomityo-Teemu_Muukkonen.pdf

Mäki, K. 2004. Keski-jänniteverkkoon liitetyn hajautetun tuotannon vaikutus johtolähtöjen oikosulkusuojaukseen. Raportti. Sähkövoimatekniikka; 1-2004. 65 s. Tampere, Suomi. Tampereen teknillinen yliopisto.. Saatavissa:
http://svtf43.ee.tut.fi/Raportteja/Digin/suojaus_raportti.pdf

Ofgem. 2008. Office of the Gas and Electricity Markets. Distributed generation “The Way forward”. 15. Factsheet. Great Britain. [www]. Viitattu 6.6.2010. Saatavissa:
http://www.ofgem.gov.uk/Media/FactSheets/Documents1/1102-factsheet0602_27feb.pdf,

Owen, G & Ward, J. 2006. Smart Meters: Commercial, Policy and Regulatory Drivers. Sustainability first. Raportti. 54 s. Saatavissa:
<http://www.sustainabilityfirst.org.uk/docs/2006/smart%20meters%20pdf%20version.pdf>

Paatero, J. 2001. Hajautetut energiantuotantjärjestelmät. Energiatekniikan tutkijakoulun vuosiseminaari 2001. Espoo, Suomi. Teknillinen korkeakoulu. Saatavissa:
http://users.tkk.fi/u/patte/pub/conf_2001_GSEST_Espoo.pdf

Partanen, J. et al. 2004 Sähköverkkoliiketoiminnan tulevaisuuden näkymiä – haasteita ja mahdollisuuksia v. 2010. Raportti. 39 s. Saatavissa:
http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Documents/Skenaarioraportti-2004.pdf

Pesola, A. 2010. Energian- ja vedenkulutuksen etäluentajärjestelmät Hollolan ja Nastolan kunnissa - toteutusvaihtoehtojen arviointi. Diplomityö. 76 s. Aalto yliopiston teknillinen korkeakoulu. Lahti, Suomi. Saatavissa:
http://lahti.tkk.fi/fi/julkaisut/tutkimukset_ja_raportit/diplomityo_immu_aki_pesola_2010-002.pdf

Piispanen, M. 2010. Synergioiden saavutettavuus automaattisessa mittarinluennassa sähkö-, kaukolämpö- ja vesihuolto-yhtiöiden välillä. Diplomityö. 91 s. Espoo, Suomi. Aalto-yliopiston teknillinen korkeakoulu. Saatavissa: <http://www.energia.fi/fi/sahko/sahkoverkko/st-pooli>

Puhakka, P. & Vilkkamo, S. Työ- ja elinkeinoministeriö. Energiaosasto. 30.4.2010. Muistio.

Purchala, K & Belmans, R & Exarchakos, L & Hawkes, A.D. 2006. Distributed generation and the grid integration issues. KU Leuven & Imperial College London. Viitattu: 22.7.2010. Saatavissa:
http://www.eusustel.be/public/documents_public/WP/WP3/WP%203.4.1%20Distributed%20generation%20and%20grid%20integration%20issues.pdf

Rautiainen, A. 2008. Virtuaalivoimalan tarjoamat lisäpalvelut sähköverkon häiriötilanteiden hallintaan. Diplomityö. 98 s. Tampere, Suomi. Tampereen teknillinen yliopisto. Saatavissa:
http://webhotel2.tut.fi/units/set/raportteja/dg/eldig2_vpp/Antti_Rautiainen_Diplomityo_LOPULINEN.pdf

Repo, S. & Laaksonen, H. & Mäki, K. & Mäkinen, A. & Järventausta, P. 2005. Hajautetun sähköntuotannon vaikutukset keskijänniteverkossa. Tutkimusraportti 2005:3. Tampere, Suomi. Tampereen teknillinen yliopisto. Saatavissa:
<http://webhotel2.tut.fi/units/set/raportteja/dg/digin/suunnitteluraportti.pdf>

Rogai, S. 2007. ENEL Distribuzione S.p.A Telegestore Project – Progress & Results. IEEE ISPLC 26.03.2007. Pisa, Italy. Esitysmateriaali. Viitattu: 10.8.2010. Saatavissa:
<http://www.ieee-isplc.org/2007/docs/keynotes/rogai.pdf>

Savolainen, I & Similä, L & Syri, S & Ohlström, M.(toim). 2008. Teknologia-polut 2050: Teknologian mahdollisuudet kasvihuonekaasupäästöjen syvien rajoittamistavoitteiden saavuttamiseksi Suomessa, Taustaraportti kansallisen ilmasto- ja energiastrategian laatimista varten. VTT tiedotteita 2432. 222 s. Saatavissa:
<http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2008/T2432.pdf>

Sihvonen-Punkka, A. 2010. Komission Smart Grids Task Force. Älykkäämmät sähköverkot Suomessa konferenssi. 7.6.2010. Vantaa, Suomi. Konferenssiesitys. Materiaalia saatavissa:
http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Sihvonen_Punkka_070610.pdf

Sitra, 2006. Ympäristöteknologian ennakointi: Taustoja ja puheenvuoroja. Sitran raportteja 61. 142 s. Saatavissa: <http://www.sitra.fi/julkaisut/raportti61.pdf?download=Lataa+pdf>

SMC. 2010. Smart Metering Scandinavia. 2010. [www]. Viitattu 12.7.2010. Saatavissa:
http://copenhagen2010.smartmetering.eu/General/Home_5927.aspx

Strbac, G. 2008. Demand side management: Benefits and challenges. Energy Policy. Vol 36 (2008) 4419–4426. Doi: 10.1016/j.enpol.2008.09.030.

TEM. 2008. Työ- ja elinkeinoministeriö. Sähkön kysyntäjoustopuiston edistäminen. Sähkön kysyntäjoustopuiston roolia ja tavoitteita sähkömarkkinoilla selvittäneen työryhmän mietintö. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja. Energia ja ilmasto 15/2008. 102 s. Saatavissa:
http://www.tem.fi/files/19507/temjul_15_2008_energia_ja_ilmasto.pdf

Torriti, J & Hassan, M.G & Leach, M. 2009 Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. Energy. Vol 35 (2010) 1575-1583. Doi: 10.1016/j.energy.2009.05.021

UCTE. 2008. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity. Transmission Development Plan. Edition 2008. 39 s. Saatavissa:
http://www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/Netzintegration_und_-anbindung/tdp08_report_ucte.pdf

- Valkonen, J & Tommila, T & Jaakkola, L & Wahlström, B & Koponen, B et al. 2005. Paikallisten energiaresurssien hallinta hajautetussa energiajärjestelmässä. VTT tiedotteita 2284. 149 s. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2005/T2284.pdf>
- Valtonen, P. 2009. Interaktiivisen asiakasrajapinnan mahdollistamat energiatehokkuutta tukevat toiminnot ja niiden kannattavuus. Diplomityö. 131 s. Lappeenranta, Suomi. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: <https://oa.doria.fi/bitstream/handle/10024/46890/nbnfi-fe200908242051.pdf?sequence=3>
- van Gerwen, R. & Jaarsma, S. & Wilwhite, R. 2006. Smart Metering. Distributed generation. Saatavissa: <http://www.leonardo-energy.org/drupal/files/SmartMetering.pdf?download>.
- Vasconcelos, J. 2008. Survey of regulatory and technical development concerning smart metering in the European Union electricity market. RSCAS Policy Paper 2008/01. Florence, France. Florence School of Regulation, European University Institute. Saatavissa: <http://ideas.repec.org/p/erp/euirsc/p0193.html>
- Voutilainen, V. 2007. Tasasähköjälkelun käyttöpotentiaalin määrittäminen. Diplomityö. 117 s. Lappeenranta, Suomi. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/publications/Documents/Diplomity%C3%B6t/Diplomityo_Voutilainen.pdf
- VTT. 2003. Energiavisio 2030, suomenkielinen tiivistelmä. Viitattu: 27.7.2010. Saatavissa: http://www.vtt.fi/files/projects/energy_book_series/ev_2030_tiivistelma.pdf
- VTT. 2007. Energy Use. Visions and Opportunities in Finland. Edita Prima Ltd. Helsinki, 2009. ISBN: 978-951-37-4742-8.
- VTT. 2009. Energy visions 2050. WS Bookwell Oy. Porvoo, 2009. ISBN: 978-951-37-5595-9.
- Walawalkar, R & Apta, J & Mancin, R. 2007. Economics of electric energy storage for energy arbitrage and regulation in New York. Energy Policy. Vol 35 (2007) 2558–2568. Doi: 10.1016/j.enpol.2006.09.005
- Walawalkar, R & Fernands, S & Thakur, N & Chevva, K.R. 2010. Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO. Energy. Vol 35 (2010) 1553-1560. Doi: 10.1016/j.energy.2009.09.017.

LIITE A. Tapaamiset ja keskustelut

3.6.2010:

Matti Supponen

Administrator, Electricity and Gas

European Commission, Directorate-General for Energy and Transport

Rue de Mot 24, Bryssel, Belgia

Tapaamisessa keskusteltiin älykkään sähköverkon konseptista ja kehityksestä EU:ssa. Tapaamisessa käytiin läpi mm. Euroopan komission toimintaa ja kuinka tutkimusta tehdään EU:ssa. Lisäksi keskusteltiin hajautetun tuotannon haasteista Euroopassa sekä älykkäiden sähköverkkojen kustannuksista.

10.6.2010:

Dr. Manuel Sanchez-Jimenez

Puheenjohtaja: Commission Task Force on Smart Grids

European Commission, Directorate-General for Energy and Transport

Rue de Mot 24, Bryssel, Belgia

Tapaamisessa keskusteltiin komission Smart Grids -työryhmän rakenteesta sekä sen tekemästä työstä. Lisäksi keskusteltiin aiemmista ja nykyisistä tärkeimmistä tutkimushankkeista ja niiden liittymäkohdista.

23.6.2010:

Sylvia Michel

Deputy Director (International Affairs)

Svensk Energi

Rue de la Loi 227, Bryssel, Belgia

Tapaamisessa keskusteltiin etäluettavien mittareiden tilasta Ruotsissa. Keskustelussa käytiin läpi mm. Ruotsin kohtaamia haasteita sekä mahdollisia tulevaisuuden näkymiä liittyen etäluettaviin mittareihin. Lisäksi keskusteltiin mikrotuotannon tilasta Ruotsissa.

29.7.2010:

Snorre Lamark

Executive Director Strategy, Legal and International Affairs

Energinorge

Rue Archimede 17, Bryssel, Belgia

Tapaamisessa keskusteltiin etäluettavien mittareiden tilasta Norjassa. Keskustelussa käytiin läpi mm. Norjan kohtaamia haasteita sekä mahdollisia tulevaisuuden näkymiä liittyen etäluettaviin mittareihin. Erityisesti keskusteltiin regulaattoreiden tulevista vaatimuksista mittareiden ominaisuuksille. Lisäksi keskusteltiin yleisesti pohjoismaisista sähkömarkkinoista.

14.7.2010:

Pierre Schlosser
Advisor / Networks Unit
EURELECTRIC AISBL
Boulevard de l'Impératrice 66, Bryssel, Belgia

Tapaamisessa keskusteltiin EURELECTRIC:n roolista Euroopassa ja tulevista projekteista ja haasteista. Lisäksi keskustelu painottui erityisesti älykkäiden sähköverkkojen tuomiin haasteisiin ja EURELECTRIC:n näkemyksiin. Keskusteltiin myös eri maiden etenemisestä etäluettavan mittaroinnin osalta.

9.8.2010:

TkT Jarmo Partanen
Professori, Sähkötekniikka
Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Skinnarilankatu 34, Lappeenranta, Suomi

Tapaamisessa keskusteltiin älykkään sähköverkon konseptista ja tutkimuksesta Suomessa. Lisäksi keskusteltiin tärkeimmistä älykkään sähköverkon ajureista sekä hallintajärjestelmien asettamista haasteista.

10.8.2010:

Riina Heinimäki
Asiantuntija, Sähkökauppa
Energiateollisuus ry.
Fredrikinkatu 51-53, Helsinki, Suomi

Tapaamisessa keskusteltiin kysyntäjouaston merkityksestä älykkään sähköverkon yhteydessä. Tapaamisessa käytiin läpi kysyntäjouaston eri mekanismeja sekä kysyntäjouaston laajamittaisen hyödyntämisen tärkeimpiä haasteita.

LIITE B. Katsaus älykkäiden mittareiden asennusprojektien tilanteeseen EU:ssa 2009

Lista ei täydellinen. Lähde: ESMA, 2009

Toteuttaja	Maa	Mittareiden määrä	sähkö, kaasu, vesi	Laitetoimittaja	Aloitamis pvm	Lopettamis pvm.	Muuta
Energie AG	AT	10 000	s	Siemens	2007	2008	Kokeilu, mahdollinen roll-out 1,2 milj.
Feldkirch	AT	3 000	s	Echelon	--	--	Kokeilu
Linz Strom	AT	75 000	s	Echelon	--	--	Kokeilu
ELEKTROPRIVEDA HZ HB MOSTAR	BA	200 000	s	--	2008	2013	Aloitetaan 200 mittarin kokeilulla
Elandis	BE	40 000	k	Itron	2009	2013	
ODS Croatia	HR	20 000	s	Iskraemeco	--	2009	Teollisuus-asiakkaita
Cez	CZ	400	s	Echelon	2008	2008	Kokeilu
E.ON Czech Republic	CZ	4 000	s	--	2006	--	Kokeilu
EnBW	DE	1 000	s	--	--	--	Kokeilu
EWE	DE	400	s	--	2008	2009	Kokeilu
Mainova	DE	1 000	s	--	2008	--	Kokeilu
Mulheim an der Ruhr	DE	..	s	--	2008	2010	Kokeilu
RWE Mulheim	DE	100 000	s	--	2008	--	Kokeilu
Stadwerk Dusseldorf	DE	1 000	s	L+G	2008		Kokeilu
Stadwerk Hassurt	DE	10 000	s	Echelon	2008	2011	Kokeilu
Stadwerke Bochum & EVB	DE	500	s	Echelon	2008	--	Kokeilu
TWK Kaiserslautern & EVB	DE	1 000	s	Echelon	2007	--	Kokeilu
Yello Strom	DE	1 000	s	--	--	2008	Kokeilu
Elro Net	DK	50 000	s	Echelon	2007	2010	
EnergiMIDT	DK	170 000	s	Echelon	2008	2010	
NRGI	DK	52 000	s	Echelon	2008	2011	
Odense Energi	DK	72 000	s	L+G	--	2009	
SEAS-NVE	DK	390 000	s	Echelon, Gorlitz	2008	2011	
Syd Energi	DK	250 000	s	L+G	2004	2008	
TRE-For	DK	200 000	s,l,v	L+G	--	--	
Empresa Electrica Quito	EC	700 000	s	--	2007	2009	BPL fokus
VKG Elektrivörgud OÜ	EE	35 000	s	ADD	2009	--	
Fortum Espoo Oy	FI	63 000	s	L+G	--	2007	2009 päättänyt aloittaa täyden roll-outin Echeloneilla
Haukiputaa Electricity Cooperative	FI	9 000	s	D	2008	2011	
Helsinki Energy	FI	120 000	s	Aidon Oy	2008	2010	Projekteja myös muiden myyjien kanssa

Jyvaskylan Energia	FI	4 000	l	L+G	--	--	
Kainuun Energia	FI	55 000	s	L+G	--	2008	
Kemin Energia	FI	15 000	s	--	--	--	
Satapirkan Sähkö Oy	FI	70 000	s	L+G	2008	2012	
Tampere City Electric Works	FI	4 700	s	L+G	2008	2010	Sähkömittarit: huhtikuussa 2008 15 000 asiakkaalle AMR, 100 000 asiakkaalle AMR 2010 loppuun mennessä. Asiakkailla internetpääsy omiin kulutustietoihinsa
Tornion Energia	FI	11 000	s	L+G	2008	--	
Vattenfall Lämpö	FI	Full roll out	s,l	L+G	2009	2010	
ERDF	FR	30 000	s	L+G	2010	..	Kokeilu, jhtaa 35 milj. mittariin
Lyonnaisedes Eaux	FR	28 000	v	--	--	--	Mittarit luetaan usemman kerran päivässä
ESB	IR	21 000	s	Sagrem, Elster, Trilliant, Aclara	2008	2010	Kokeilu, tarkoitus jatkaa kaikkiin kotitalouksiin (4b€ 1,8 milj. kotia)
ENEL Distribuzione	IT	30 000 000	s		2001	2006	
Acea Distribuzione	IT	1 500 000	s	L+G	--	2009	
Enemalta Corporation	MT	250 000	s	IBM	2009	2014	
Oxxio	NL	100 000	s		2006	--	Roll-out kaikille asiakkaille
Nuon	NL	500	s	--	2009	--	Osa Amsterdam smart-city-aloitetta (mukana myös IBM ja Cisco)
NL	NL	25 000	s	Kamstrup, EnergyICT	2009	--	Mittareilla HAN-sirut
Kragero Energi	NO	8 600	s	L+G	2007	--	
Istad Nett	NO	918	s	Kamstrup	2007	2009	Projektissa seurataan energiatehokkuutta
Istad Nett	NO	527	s	?	?	?	
Midt Nett Buskerud	NO	13000	s	L+G	2008	2011	
GE	NO	16000	s	L+G	2004	2010	
Valdres Energiverk	NO	13000	s	L+G	2003	2009	
Nord Salten	NO	6500	s	L+G	2004	2009	
Andøy	NO	4500	s	L+G	2004	2010	
Midt Nett Buskerud	NO	13000	s	L+G	2008	2011	

Energa	PL	10 000	s	L&G	2009	2012	
Energa - Operator	PL	2100	s	L&G	--	2009	
TAURON/ENION	PL	--	s	--	2007	2009	
RWE -- STOEN Operator	PL	Appr. 3000	s	--	--	2009	
EDP Distribuciao	PT	100 000	s	--	--	--	
Quinta De La Portela	PT	2 000	s	ISA	--	--	
HUOM. Ruotsilla on huomattava määrä projekteja täysimittaisen roll-outin vuoksi. Tässä esitelty osa, mutta lista ei ole täydellinen.							
E.ON Sverige	SE	390 000	s	Echelon	2007	2009	
Fortum Espoo Oy	SE	900 000	s	L+G		2008	
Goteborg Energi AB, Lerum Energi AB	SE	100000	s	Kamstrup		2009	
Gothenburg energy	SE	270 000	s	Nuri	--	--	
Halmstad Energi	SE	38 000	s	Echelon	2007	2009	Myös SCADA
PiteEnergi	SE	20 000	s	L+G	--	2007	
Staffanstop Energi AB	SE	6 000	s	L+G	--	2008	
Vaxjo Energi AB (VEAB)	SE	20 000	s	Logica	--	2008	web-perusteinen portaali
Vattenfall Distribution	SE	900 000	s	Useita	--	2008	Myös Suomeen 360 000 Iskra mittaria
Eletrovojevodina D.O.D	RS	30 000	s		2007	2010	
Opus Energy	UK	--	--	--	--	--	£5m projekti
Orsirir	UK	--	s,k	--	--	--	
UK Energy Demand Reduction Project	UK	--	s,k	Vaihtelevia	2007	2010	Kokeilu

LIITE C. Älykkäisiin mittareihin liittyviä ominaisuuksia eri Euroopan maissa

Lähde: ERGEG, 2009

Maa	Laillisia vaatimuksia	Mittareiden standardisointi kehitteillä	Vähimmäis-ominaisuusvaatimuksia mittareille	Mittausväli	Kahden-suuntainen tiedonkulku	Projektien eteneminen
Itävalta		X	X			30 000 asennettu. Ei kansallista obligaatiota tämän lisäksi.
Belgia	X	X	X			Kokeilut meneillään, tulokset määrittävät kansallisen roll-outin.
Kypros	X			kk	X	Ei projekteja.
Tanska	X	X			N/A	Useat DSO't aseantavat etämittareita, ei kansallista suunnitelmaa pienkuluttajille. Kuitenkin ennustettu, että vuonna 2011 etäluettavat mittarit 50%:lla kaikista käyttäjistä.
Viro				1h-1päivä, kk	molemmat	Keskustelussa suuri roll-out, joka alkaa mahdollisesti 2011 ja päättyy 2013.
Suomi	X			1h-1päivä	X	2009 laki, joka velvoittaa tuntuksen 80% kotitalouksista tammikuuhun 2014 mennessä.
Ranska	X		X	30-60min	X	EDRF sitoutunut täyteen roll-outiin 2010. Tavoite: 96% etäluennan piirissä 2020 mennessä.
Saksa	X	X			N/A	Meneillään yli 50 kokeilua 10-100 000 mittarille. Täydestä kansallisesta roll-outista käydään Keskustelua. Asiakkailta mahdollista vaikuttaa (haluaako vai ei).
Iso-Britannia					N/A	2008-2009 päätetty ja julkistettu, että kaikille kotitalouksille (27 milj.) mittarit ennen 2020.

Kreikka				1-30 min, 1h-1päivä	X	Roll-outista päätetty, tehdään 2010-2013.
Italia	X		X	30-60min	X	Tällä hetkellä 33 miljoonaa AMM-mittaria, 2011 mennessä kaikilla 36 sähköasiakkaalla älymittarit.
Norja	X		X		X	Suunnitelmia maanlaajuiseen roll-outiin tehty, päätös siirretty vuodelle 2010, jotta saataisiin tietoa siitä mitä EU:n standardisointi-hankkeessa tapahtuu
Puola	X	X	X	1-30 min, 30-60 min, 1h-1päivä	X	Ei kansallista suunnitelmaa. Keskustelussa 2010 aloitettava ja 2017 päättyvä roll-out.
Portugal	X				N/A	Regulaattori on tehnyt alustavan tutkimuksen
Romania				1h-1päivä	yhdensuuntaisten	Ei kansallista suunnitelmaa, pieniä pilottiprojekteja käynnissä.
Espanja	X			30-60min	X	Maanlaajuinen kaikki sähköasiakkaat kattava roll-out alkanut 2008 ja suunniteltu päättyväksi 2018.
Ruotsi				kk	N/A	1. maa, jolla 100% kotitalouksista etäluvun piirissä (kk-luenta).
Alankomaat		X		30-60min	X	Senaatti hylkäsi 1. esityksen yksityisyyden suojan ja turvallisuuden vuoksi. Uuden aloitteen ja vapaaehtoisen roll-outin odotetaan hyväksyttävän syksyllä 2010. Oxxio asentanut jo yli 100 000 mittaria asuinalueille.

LIITE D. Harjoitustyön työsuunnitelma

AALTO-YLIOPISTO

Energiatekniikan laitos

HARJOITUSTYÖN TYÖSUUNNITELMA

Harjoitustyön otsikko: Älykkäät sähköverkot ja niiden kehitys Euroopan unionissa ja Suomessa Harjoitustyön otsikko englanniksi: Development of smart grids in the European Union and in Finland	
Tausta: Työn aihe on saatu Energiateollisuus ry:ltä osana kesäharjoittelujaksoa Energiateollisuus ry:n Brysselin toimistolla.	
Mitä tulee tehdä: Työtä varten tietoa kerätään eri lähteistä ja yhdistetään tieto kokonaisuudeksi. Työ on luonteeltaan selvitystyö, jonka tarkoituksena on tarkastella älykkään sähköverkon konseptia ja sen tuomia mahdollisuuksia.	
Menetelmät ja välineet: Lähteitä ovat esimerkiksi tieteelliset julkaisut, tutkimusyhteisöjen tutkimusraportit ja selvitykset, eurooppalaisten toimijoiden kannanotot sekä keskustelut asiantuntijoiden kanssa.	
Päivämäärä: 1.6.2010	Ohjaajat: Jukka Paatero (Aalto-yliopisto) Kenneth Hänninen (Energiateollisuus ry)
Opiskelijan nimi: Anni Sarvaranta Sähköpostiosoite: anni.sarvaranta@iki.fi	



Energiateollisuus ry
Fredrikinkatu 51-53 B, 00100 Helsinki
Puhelin: (09) 530 520, faksi: (09) 5305 2900
www.energia.fi