

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Mikko Kolehmainen

ENERGIAYHTEISÖJEN TOIMINTAMALLIT JA LAINSÄÄDÄNTÖ SUOMESSA

Työn tarkastajat: Prof. Samuli Honkapuro
TkT Salla Annala

Työn ohjaaja: Prof. Samuli Honkapuro

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Mikko Kolehmainen

Energiayhteisöjen toimintamallit ja lainsäädäntö Suomessa

Diplomityö

2019

120 sivua, 37 kuvaa, 21 taulukkoa ja 2 liitettä

Tarkastajat: Prof. Samuli Honkapuro
Tkt Salla Annala

Hakusanat: energiayhteisö, kannattavuuslaskelma, lainsäädäntö, mikroverkko, sähkövarasto, toimintamalli, uusiutuva energia

Uusiutuvan energiantuotannon hintojen lasku mahdollistaa sähkökäyttäjille edullisen energian tuotannon omaan käyttöön. Tällä voidaan korvata ostosähköä ja saada säästöä ostosähkön ja sähkönsiirron kustannuksista, jotka ovat viime vuosina kasvaneet. Kaikilla sähkökäyttäjillä ei esimerkiksi asumismuodosta johtuen ole ollut tasavertaisia mahdollisuuksia oman tuotannon hyödyntämiseen. Suomessa ja Euroopan unionissa pyritäänkin lainsäädännön muutoksilla parantamaan kuluttajien mahdollisuuksia vaikuttaa käyttämänsä sähkön tuotantotapaan ja osallistua sähkömarkkinoille yksin tai yhteenliittyminä.

2010-luvun alun laajoja ja pitkäkestoisia sähkökatkoja aiheuttaneet sään ääri-ilmiöt johtivat Suomessa lainsäädäntömuutoksiin, joilla toimitusvarmuutta sähköverkoissa pyritään parantamaan. Usein verkkoyhtiöissä säävarmaa verkkoa on toteutettu maakaapelointina, vaikka kokonaisedullisempia ratkaisuja voisi olla tarjolla. Syynä tähän ovat verkkoyhtiöiden taloudellista tuottoa sääntelevät kannustimet sekä muu lainsäädäntö.

Tämän diplomityön tavoitteena oli selvittää energiayhteisöjä koskevaa kansallista ja Euroopan unionin lainsäädäntöä ja niihin aiottuja muutoksia. Lisäksi esitettiin sähkömarkkinatoimijoiden tavoitteita ja tutkittiin niiden yhteensopivuutta. Tätä taustaa vasten suunniteltiin ja mitoitettiin kaksi kohdetta uusien energiapalveluiden toteuttamiseksi. Toisessa kohteista haluttiin lisätä aurinkovoiman käyttöä energiayhteisönä ja toisessa parantaa sähkön toimitusvarmuutta maaseudulla mikroverkon ja akkuvaraston avulla. Lisäksi energiayhteisölle hahmoteltiin mallit energiatuotannon jakamiseen sekä siihen tarvittavien laitteistoiden omistajuuteen.

Energiayhteisölle tehty kannattavuusanalyysi osoitti, että käytetyillä yksikköhinnoilla nimellisteholtaan 200 kilowatin yhteisövoimalan avulla voitiin lisätä itse tuotetun sähkön käyttöä yhteisössä liki 30 prosentilla, kun vaihtoehtona oli toteuttaa erilliset pienvoimalat kullekin yhteisön jäsenelle. Mikroverkon ja akkuvaraston taloudellinen kannattavuus jakeluverkkoyhtiölle ainoastaan säästö pitkäaikaisista keskeytyksistä huomioiden ei välttämättä ole riittävä, mutta muiden keskeytyskustannusten välttäminen ja akkuvaraston hyödyntäminen muissa sovelluksissa voivat parantaa kannattavuutta.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Mikko Kolehmainen

Energy communities – operating models and Finnish legislation

Master's Thesis

2019

120 pages, 37 figures, 21 tables and 2 appendixes

Examiners: Prof. Samuli Honkapuro
D.Sc. Salla Annala

Keywords: electricity storage, energy community, microgrid, operating model, profitability calculation, renewable energy

Decreasing prices of renewable energy generation enable electricity users to produce energy for their own use. This can replace purchasing electricity and reduce costs of energy and grid service, which have been growing in the past years. For instance, due to form of housing, not all electricity users have equal opportunity to utilize their own generation plant. With upcoming amendments in the legislation, Finland and the European Union are seeking to improve consumers' opportunities to influence the way of their self-generation and to participate in the energy market, either individually or aggregated.

Widespread and sustained blackouts in the early 2010s were followed by changes in Finnish legislation, which are aiming at improving the security of supply in the electricity networks. Distribution system operators have often improved weather-proof of their network by increasing underground cabling, even though there might be more economic solutions available. This is due to legislation and incentives that regulate the operators' revenue.

The objective of this Master's thesis was to investigate both current and proposed legislation in Finland and the European Union regarding energy communities. Additionally, objectives of electricity market stakeholders and their interoperability were examined. Based on this background, two destinations for implementing new energy services were planned and dimensioned. In one urban destination, the objective was to increase solar-PV energy use in an energy community. In the other rural destination, improvement in security of supply was pursued with help of a microgrid and a battery energy storage. Additionally, in the energy community, models for sharing produced energy and for equipment ownership were drafted.

Profitability analysis of the energy community indicated, that with the used unit prices a 200 kW_p power plant enabled an increment of nearly 30 percent in the amount of use by self-generation, when the alternative was to build separate smaller systems in each of the community members' rooftop. For a distribution system operator, utilizing microgrid and battery energy storage is not clearly profitable, when only savings in long-time power interruption reductions were accounted. Taking reduction in short term interruptions and utilizing the storage in other applications into account, profitability could be increased.

ALKUSANAT

Tämä työ on tehty syksyn ja talven 2018/2019 aikana Lappeenrannan teknillisellä yliopistolla osana Suomen Akatemian Strategisen tutkimuksen neuvoston rahoittamaa Smart Energy Transition –hanketta (nro. 293405) Lappeenrannan kaupungin tilauksesta.

Haluan kiittää professori Samuli Honkapuroa ja tutkijatohtori Salla Annalaa, jotka ohjasivat ja tarkastivat diplomityöni. Kiitokset Tarvo Siukolalle ja Heikki Mannermaalle Energiavirastosta, jotka auttoivat minua ymmärtämään verkkoliiketoiminnan sääntelyä. Kiitos myös nuoremmalle tutkijalle Tero Kaipialle LUT:sta, Miikkael Lahdenvedelle Lempäälän Energialta ja Jani Kaarestolle Volter Oy:stä, joilta sain tarkentavaa tietoa suomalaisten pilottikohteiden toiminnasta. Kiitos Petri Tikalle Lappeenrannan Energiaverkoista, joka auttoi minua keräämään tietoja suunnitelluista kokeilu ympäristöistä.

Haluan kiittää myös vaimoani Lauraa, joka auttoi tekstini luettavuuden parantamisessa ja läpi viisivuotisten yliopisto-opintojeni, sekä opiskelutovereitani Lappeenrannassa, joiden kanssa vietin mukavan opiskeluajan.

Leppävirralla, 18.3.2019

Mikko Kolehmainen

SISÄLLYSLUETTELO

1	JOHDANTO	12
1.1	Työn tavoitteet	13
2	ENERGIAYHTEISÖT JA MIKROVERKOT.....	14
2.1	Energiayhteisö.....	14
2.2	Energiayhteisöjen muodostuminen	15
2.2.1	Teknitaloudelliset tekijät	16
2.2.2	Demografiset tekijät.....	17
2.2.3	Aineettoman pääoman kerryttäminen	17
2.2.4	Energiayhteisöjen kannatus ja niihin osallistuminen.....	18
2.3	Energiayhteisöhankkeiden toteutus ja ylläpito	19
2.4	Mikroverkko	21
2.5	Energiayhteisöjä ja mikroverkkoja Suomessa	22
2.5.1	Kempeleen ekokortteli	22
2.5.2	FinSolar –taloyhtiökokeilu	24
2.5.3	LEMENE	25
2.5.4	Kauppakeskus Sello	27
2.5.5	Lidl Järvenpään logistiikkakeskus	28
2.5.6	Suomenniemi LVDC	29
3	UUDET ENERGIAPALVELUT.....	31
3.1	Osapuolten intressit.....	31
3.1.1	Kuluttajan ja yhteisön tarpeet	31
3.1.2	Jakeluverkkoyhtiön tarpeet	34
3.1.3	Kantaverkonhaltijan tarpeet	37
3.1.4	Sähkön myyntiyhtiöt ja muut palveluntarjoajat.....	41
3.2	Yhteenveto energiapalveluiden yhteisvaikutuksista	44
4	ENERGIAYHTEISÖJÄ KOSKEVA LAINSÄÄDÄNTÖ SUOMESSA.....	47
4.1	Ei-luvanvarainen sähköverkkotoiminta	47
4.1.1	Kiinteistön tai vastaavan kiinteistöryhmän sähkönkulutuksen mittarointi.....	49
4.2	Luvanvarainen sähköverkkotoiminta.....	52
4.2.1	Suljettu jakeluverkko	53

4.3	Energiaverotus	55
5	ENERGIAYHTEISÖJÄ KOSKEVAT LAKIMUUTOSEHDOTUKSET.....	57
5.1	Kansallisen lainsäädännön muutokset	57
5.1.1	AMR-mittareiden hyödyntäminen kysyntäjoustossa.....	58
5.1.2	Kiinteistön sisäinen energiayhteisö ja mittarointi.....	60
5.1.3	Kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö	62
5.1.4	Jakeluverkkoyhtiöiden ja energiayhteisöjen välinen sopiminen energiaresurssien käytöstä	64
5.1.5	Sähkövarastojen verotus	66
5.1.6	Muita epäselvyyksiä ja muutostarpeita lainsäädännössä	67
5.2	Ehdotus uudeksi sähkömarkkinadirektiiviksi	69
5.2.1	Direktiivin energiayhteisöjä koskevat ehdotukset	70
5.2.2	Näkemyksiä energiayhteisöiden jakeluverkkotoiminnan harjoittamisesta	71
5.2.3	Näkemyksiä muusta energiayhteisöjen sääntelystä direktiiviehdotuksessa.....	74
6	UUSIEN ENERGIAPALVELUIDEN KOKEILUALUEET LAPPEENRANNASSA	75
6.1	Verkkomuotojen edut ja haasteet.....	76
6.1.1	Verkkomuotojen soveltuvuus Rauhankorvessa	78
6.1.2	Verkkomuotojen soveltuvuus Lentokentäntien yritysalueella.....	79
6.2	Rauhankorven mikroverkon toimintamalli ja mitoitus	81
6.3	Lentokentäntien energiayhteisön mitoitus	84
6.3.1	Lentokentäntien aurinkovoimalan mitoittaminen.....	84
6.3.2	Lentokentän voimalaitoksen sähköverkko.....	87
6.3.3	Yhteisövoimalan taloudellinen kannattavuus	88
6.3.4	Tulosten analysointi	95
6.3.5	Yhteisövoimalan vaihtoehdot ja niiden analyysi	96
6.4	Lentokentäntien energiayhteisön rahoitus- ja liiketoimintamallit	99
6.4.1	Aurinkovoimala vuokrakiinteistöllä	100
6.4.2	Aurinkovoimalan omistus- ja rahoitusmallit	101
6.4.3	Ehdotukset voimalan sähköntuotannon jakamiseksi	104
6.4.4	Ehdotukset sähköverkon kustannusten jakamiseksi	107

6.4.5	Ehdotukset voimalahankkeen rahoitus- ja liiketoimintamalleiksi	109
7	YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET	112
	LÄHDELUETTELO	115
	LIITTEET	
Liite 1:	Voimalaitoksen kannattavuuden herkkyysanalyysi	
Liite 2:	Vaihtoehtoisten voimalaitostoteutusten kannattavuuslaskennan tulokset	

KÄYTETYT MERKINNÄT, LYHENTEET JA TERMISTÖ

a	vuosi
Ah	ampeeeritunti
f	taajuus
h	tunti
kj	keskijännite
kV	kilovoltti
kVA	kilovolttiampeeri
kW	kilowatti
m ²	neliometri
mm ²	neliömillimetri
m ³	kuutiometri
min	minuutti
MW	megawatti
MWh	megawattitunti
pj	pienjännite
s	sekunti
U	jännite
VAC	voltia vaihtojännitettä
VDC	voltia tasajännitettä
W	watti
aggregointi	hajautettujen energiaresurssien yhdistäminen suuremmaksi kokonaisuudeksi
AMR	<i>Automatic Meter Reading</i> , etäluettava sähkömittari
BKT	bruttokansantuote
CHP	<i>Combined Heat and Power</i> , lämmön ja sähkön yhteistuotanto
energiaomavaraisuus	sähköenergiaa tuotetaan yhtä paljon kuin kulutetaan tietyllä alueella ja aikavälillä, esimerkiksi vuoden aikana
hajautetut energiaresurssit	jakeluverkkoon kytketty hajautettu tuotanto, kulutus- ja joustokohteet sekä energiavarastot
IRR	<i>Internal Rate of Return</i> , sisäinen korkokanta

kysyntäjousto	sähkönkulutuksen hetkellinen vähentäminen tai lisääminen perustuen ulkoiseen signaaliin, esimerkiksi hintaan tai taajuuteen
LVDC	pienjännitteinen tasasähköjakelu
NPV	<i>Net Present Value</i> , nettonykyarvo
P2P	<i>Peer to Peer</i> , vertaiselta vertaiselle
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> , sähkönostososopimus
päivän sisäinen markkina	sähkön markkinapaikka, jossa vuorokausimarkkinan sulkeuduttua tasapainotetaan kysyntä ja tarjonta tuntikohtaisesti
SOFC	kiinteäoksidipolttockenno
teho-omavaraisuus	sähköenergian tuotanto ja kulutus ovat hetkellisesti yhtä suuret tietyllä alueella
virtuaalivoimalaitos	aggregoitujen hajautettujen energiaresurssien muodostama ohjattavissa oleva kokonaisuus
vuorokausimarkkina	sähkön markkinapaikka, jossa käydään kauppaa seuraavan vuorokauden tarvittavasta sähköntuotannosta tuntikohtaisesti

alaindeksit

n	nimellinen
e	sähkö
p	huippu
th	lämpö

1 JOHDANTO

Ilmastonmuutoksen uhkaan herätty, joten sitä halutaan torjua. EU:ssa on asetettu tavoitteita uusiutuvan energian käytölle ilmastotavoitteidensa saavuttamiseksi. Euroopassa kuluttajilla on ollut merkittävä rooli uusiutuvan energiantuotannon rakentamisessa, mitä EU haluaa lisätä helpottamalla tuotantolaitteistojen yhteisomistamista, jonka on nähty parantavan uusiutuvan energian hyväksyntää kansalaisten silmissä ja laskevan näiden sähkönhankintakustannuksia. Samaan aikaan EU:ssa halutaan vapauttaa markkinoita sääntelystä ja lisätä kansalaisten osallistumista, valinnanvapautta ja vaikutusmahdollisuuksia sähkömarkkinoilla. (Euroopan komissio, 2017b)

Energia-alan murroksessa uusiutuvasti tuotetun energian laskeva hinta on johtanut siihen, että kallista lämpövoimaa on poistunut markkinoilta kannattamattomana. Näin on syntymässä vajetta säätökykyisestä tuotannosta samalla kun tuuli- ja aurinkovoimatuotannon säästä riippuva tehonvaihtelu lisääntyy. Siksi tehotasapainon ylläpitämiseen on etsitty ratkaisua älykkäästä joustavasta kulutuksesta ja energian varastoinnista esimerkiksi sähköautojen ja kotiakkuihin (Fingrid, 2018c). Näillä resursseilla voitaisiin tuottaa palveluita eri toimijoiden tarpeisiin.

Suomessa vuonna 2012 esiintyneet poikkeukselliset sääilmiöt aiheuttivat laajoja ja jopa päiviä kestäneitä sähkökatkoja. Näiden seurauksena sähkömarkkinalaissa jakeluverkkoyhtiöt velvoitettiin parantamaan verkkojensa säävarmuutta, jotteivat asiakkaat enää vuoden 2028 jälkeen kokisi asemakaava-alueilla yli kuuden tunnin ja niiden ulkopuolella yli 36 tunnin jakelukeskeytyksiä. (Suomen hallitus, 2013) Näiden seurauksena yhtiöt ovat maakaapeloineet verkkojaan runsaasti, mikä on nostanut sähkön siirtohintoja (EY, 2017). Joissakin tilanteissa kannusteet valita muu kokonaisedullisin ratkaisu valintaan puuttuvat (TEM, 2018b).

Lisäksi jotkin verkkoyhtiöt ovat ottaneet käyttöönsä siirtomaksuihinsa tehokomponentin, joiden avulla ne pyrkivät hillitsemään asiakkaidensa tehon kasvua. Huipputeho on merkittävä tekijä jakeluverkkojen mitoituksessa, ja sitä pienentämällä verkoston investointikustannuksia ja edelleen asiakkailta perittäviä maksuja voitaisiin saada alas, kun voitaisiin käyttää pienempiä komponentteja.

Hajautetun uusiutuvan energiantuotannon, kysyntäjoustopuun ja sähkön toimitusvarmuuden haasteita voidaan lähestyä kokonaisuutena, missä ratkaisuna voivat olla erilaiset energiayhteisö- ja mikroverkkoratkaisut. Näissä käytettäisiin paikallisesti tuotettua energiaa, ja ne olisivat tavanomaista vähemmän tai jopa täysin riippumattomia julkisen jakeluverkon toiminnasta, riippuen käytössä olevista resursseista. Teknisten haasteiden lisäksi tällaisten uusien ratkaisujen käyttöönottoa ja toteutustapoja hidastavat vanhentunut lainsäädäntö. Puutteet on tiedostettu viranomaisasolla ja liittyvää lainsäädäntöä ja sääntelyä ollaan muuttamassa sekä kansallisella että Euroopan unionin tasolla.

1.1 Työn tavoitteet

Tämän työn tarkoituksena on tarkastella lainsäädännöllisiä edellytyksiä eri muotoisten paikallisten energiayhteisöiden perustamiseen ja toimintaan Suomessa sekä arvioida tarvittavia ja odotettavissa olevia lakimuutoksia yhteisöjen syntymisen edistämiseksi. Lisäksi esitellään eri toimijoiden näkökulmista erilaisia energiapalveluita, joita yhteisössä voitaisiin toteuttaa.

Näistä lähtökohdista käsin esitetään ja vertaillaan erilaisia liiketoimintamalleja, joita voidaan hyödyntää Lappeenrannan kaupungin alueella toteutettavassa energiayhteisössä.

2 ENERGIAYHTEISÖT JA MIKROVERKOT

Uusiutuvan energiantuotannon edistäminen on yksi Euroopan unionin keinoista vähentää kasvihuonepäästöjään Pariisin ilmastopimuksen ja omien tavoitteidensa saavuttamiseksi. Hyödyntämällä hajautetusti paikallisia uusiutuvia energianlähteitä voidaan parantaa sähkön toimitusvarmuutta, pienentää energiakustannuksia ja siirtohäviötä sekä luoda uusia työpaikkoja. Näiden energianlähteiden hyödyntäminen yhteisönä lisää muidenkin kuin omakotitaloasujien mahdollisuuksia vaikuttaa omaan energiankäyttöön ja osallistua energiamarkkinoille. (Euroopan komissio, 2017a & 2017b) Mikroverkkojen avulla voidaan parantaa toimitusvarmuutta erityisesti alueilla, joissa sähköverkko on alttiina sään ääri-ilmiöille.

Luvussa 2.1 määritellään energiayhteisöjä koskevat käsitteet. Yhteisöjen muodostumiseen vaikuttavia tekijöitä on esitelty luvussa 2.2. Luvussa 2.3 on esitelty energiayhteisön muotoutumisprosessia. Luvussa 2.4 määritellään mikroverkon käsite ja esitellään mikroverkkojen merkitystä sähkön jakelussa. Lopuksi luvussa 2.5 esitellään erilaisia energiayhteisöjä ja mikroverkkoja Suomessa.

2.1 Energiayhteisö

Euroopan komission (2017b) ehdotuksessa uudeksi sähkömarkkinadirektiiviksi 2 artikla määrittelee paikallisen energiayhteisön. Paikallisella energiayhteisöllä tarkoitetaan *”yhdistystä, osuuskuntaa, yhteistyökumppanuutta, voittoa tavoittelematonta yhteisöä tai muuta oikeushenkilöä, jossa tosiasiallista määräämisvaltaa käyttävät paikalliset osakkeenomistajat tai jäsenet, joka on yleisesti voiton tavoittelun sijasta arvopohjainen ja joka harjoittaa hajautettua tuotantoa ja jakeluverkonhaltijan, toimittajan tai yhteenliittymän toimintaa paikallisella tasolla, myös yli valtioiden rajojen”*.

Suomessa Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) alaisen Älyverkkotyöryhmän mukaan *”energiayhteisö on yhdestä tai useammasta vapaaehtoisesta luonnollisesta (pienkuluttaja) tai oikeushenkilöstä (yhdistys, yritys tms.) muodostuva juridinen taho, joka jakaa yhteisön tai sen jäsenten hallinnoimien kotimaisten energiaresurssien tuottamia hyötyjä omien periaatteidensa mukaan ja joka vastaa yhteisön toimintaan liittyvistä velvoitteista”* (TEM,

2018a) ”*Energiayhteisö voi olla maantieteellisesti hajautunut energiayhteisö tai paikallinen energiayhteisö, joka voi olla kiinteistön sisäinen tai kiinteistörajat ylittävä.*” (TEM, 2017a)

Kiinteistön sisäinen energiayhteisö voi muodostua esimerkiksi kiinteistölleen yhteisen aurinkovoimalan hankkineesta kerros- tai rivitaloyhteisöstä, joka jakaa omaa pientuotantoaan jäsentensä kesken. Tällöin itse käytetyn pientuotannon osalta vältetään sähkön siirtomaksu ja –verot, sillä sähkö ei kierrä sähköverkon kautta. (Rautiainen ym., 2018)

Paikallisessa kiinteistörajat ylittävässä energiayhteisössä kulutus ja tuotantopisteet on yhdistetty erillisellä sähkölinjalla, jotta oma paikallinen tuotanto tulee hyödynnetyksi mahdollisimman tehokkaasti ja taloudellisesti. Tällainen yhteisö voidaan toteuttaa esimerkiksi asukkaan kiinteistön ja sen lähistöllä sijaitsevat voimalaitoksen välille tai maatilalla sähkön ylituotannon hyödyntämiseen naapureiden sähkönkulutuksen kattamisessa. (Rautiainen ym., 2018)

Hajautetussa energiayhteisössä sähkökäyttäjät voi hyödyntää kahdella tai useammalla käyttöpaikalla sijaitsevia energiaressseja yhteisesti kohteiden kulutuksen kattamiseksi. Tällöin tuotannon siirtämiseen hyödynnetään olemassa olevaa jakeluverkkoa, jolloin kuluttaja voi esimerkiksi hyödyntää kesämökkinsä sähkön pientuotannon ylijäämää kaupunkiasunnossaan. Loppuasiakas voi hyötyä hajautetusta energiayhteisöstä mm. tuottamalla sähkönsä sähkön vähittäishintaa edullisemmin, myymällä sähköä aineettomien arvojen perusteella tietylle henkilölle tai hyödyntämällä muuten hyödyntämättä jäävän oman pientuotannon. (Rautiainen ym., 2018) Tässä työssä käsitellään jatkossa vain kiinteistön sisäisiä ja kiinteistörajat ylittäviä paikallisia energiayhteisöjä.

2.2 Energiayhteisöjen muodostuminen

Energiayhteisöjä voi syntyä erilaisiin tarpeisiin, mutta yhteisöjen muodostumisen ja yhteisten hanketoteutusten taustalla on usein yhtäläisiä tekijöitä. Luvuissa 2.2.1 – 2.2.4 käydään kategorioittain läpi teknistaloudellisia ja sosioekonomisia tekijöitä yhteisöjen takana.

2.2.1 Teknistaloudelliset tekijät

Yhteisötasolla useiden rakennusten kuormitusten risteily vähentää rakennuskohtaista huippukysyntää ja kuormituksen vaihtelevuutta. Tällöin rakennusryhmän paikallistuotannon tai energiavaraston kapasiteetit voivat olla suhteessa pienemmät ja järjestelmä on helpommin mitoitettavissa omakulutuksen kattamiseksi kuin yksittäisen rakennuksen, mikä lisää tuotetun energian arvoa (Hirvonen, 2017). Mikäli yhteisön olisi tällöin myös mahdollista hankkia yksi yhteinen sähköliittymä jakeluverkonhaltijan verkkoon, asiakaskohtaiset verkkomaksut voisivat pienentyä, mitä entisestään laskisi pienentyvä liittymistehon tarve.

Energiayhteisöjen perustamiseen kannustavat laskevat uusiutuvan energiateknologian, etenkin aurinkopaneelien, hinnat (Boon & Dieperink, 2014). Suurempien yhteisöasteiden asennusten yksikköhinnat ovat alemmat kuin pienemmällä järjestelmällä (Fernandez ym., 2009). Tällöin yhteisö voisi toteuttaa sellaisia hankkeita, jotka jäisivät yksittäisiltä asiakkailta tekemättä heikomman kannattavuuden takia. Jotkin energiajärjestelmät, kuten lämmön kausivarastointi, saattavat olla toteuttamiskelpoisia vain suuressa mittakaavassa (Hirvonen 2017). Alkuinvestoinnin suuruus ja takaisinmaksuaika vaikuttavat merkittävästi käsitteisiin käytetystä energiateknologiasta (Boon & Dieperink, 2014).

Jotkin valtiot tukevat kuluttajiensa hajautettujen energiaresurssien hankintaa. Esimerkiksi Saksassa tätä politiikkaa rahoitetaan kuluttajien sähkösiirtolaskun yhteydessä kerättävin maksuin, mikä toisaalta kannustaa vähentämään sähköverkon käyttöä. (Pasonen & Hoang, 2014) Omalla uusiutuvalla tuotannolla voi vähentää rahallista osallistumista tällaisen politiikan tukemiseen (Ofgem, 2017).

Järjestelmien yhteisöistys tai yksittäisten järjestelmien yhteiskäyttö voi parantaa niiden käyttöastetta ja edelleen hyötysuhdetta (Kopanos ym., 2013; Mohamed ym., 2013). Mahdollisuus ohjata tuotantoa ja kuormia yhteisötasolla parantaa mahdollisuuksia tuotannon ja kulutuksen yhteensovittamiseen (Wakui ym., 2010; Lopes ym., 2016). Paikallisen uusiutuvan energiantuotannon avulla voidaan pienentää sähkön siirron häviöitä sekä energiantuotannon ympäristön ja maankäytön jalanjälkeä (Kopanos ym., 2013). Lisäksi paikallinen tuotanto voi parantaa verkon stabiilisuutta sekä luotettavuutta kulutushuipussa ja jakelukeskeytyksissä (Kopanos ym., 2013). Energiayhteisön tavoitteena voi myös olla

parantaa paikallista toimintavarmuutta ja mahdollistaa oman sähkönkulutuksen kattaminen myös jakeluverkon häiriöissä (TEM, 2018a). Tällainen teho-omavaraisuus kasvattaa yhteisön resilienssiä (Day & Walker, 2013).

2.2.2 Demografiset tekijät

Useissa tutkimuksissa on selvitetty väestön piirteitä, jotka edistävät yhteisöllisen energiantuotannon muodostumista. Yhteisöenergiahankeita syntyy todennäköisemmin tiheämmin asutuissa maissa, joiden bruttokansantuote on korkea ja siten sijoituspääomaa on saatavilla. Esimerkiksi Saksassa politiikka ja tukitoimet kannustavat kansalaisia sijoittamaan uusiutuvaan energiaan ja perustamaan energiaosuuskuntia. Lisäksi maassa on pitkäikäinen paikallisenergia-aktiivisuuden perinne ja suurehko huoli ympäristöasioista. (Romero-Rubio & Díaz, 2015) Yhteiskunnan ympäristötietoisuuden lisäksi energian hintavaihtelut edesauttavat energiayhteisöjen muodostumista (Boon & Dieperink, 2014).

Vapaaehtoisena toimimisen todennäköisyyttä lisäävät osallistujan korkeat tulot ja koulutustaso, omistusasuminen sekä uusiutuvien energiajärjestelmien omistajuus. Lisäksi vapaaehtoistoimintaa saattaa edesauttaa asuminen lähiöissä tai haja-asutusalueella keskustojen sijaan, joskin tässä ei ole eri tutkimuksissa päästy yksimielisyyteen. (Kalkbrenner & Roosen, 2016). Todennäköisimmin yhteisöenergiahankeisiin mukaan lähtevillä henkilöillä on koulutustausta energian, talouden tai viestinnän aloilta. Lisäksi paikalliseen yhteisöön kytköksissä olevat ihmiset pystyvät saavuttamaan yleisön ja saamaan ihmisiä mukaan aloitteisiin ja toimintaan. (van der Schoor & Scholtens, 2015) Juntusen (2014) mukaan paikallisen yhteisön syntymistä Suomessa edistää kekseliäiden, omakotitalossa asuvien kuluttajien sijoittuminen maantieteellisesti lähekkäin.

2.2.3 Aineettoman pääoman kerryttäminen

Älyverkkotyöryhmän mukaan energiayhteisöt voidaan katsoa yhdeksi jakamistalouden muodoksi. Yhteisön jäsenet jakavat keskenään paitsi sähkön tuotannon ja hankinnan taloudellisia myös arvopohjoisia hyötyjä, kuten mahdollisuutta vaikuttaa tuotantotapaan ja ympäristövaikutuksiin. (TEM, 2018b) Yhteisön avulla voidaan myös edistää ympäristötavoitteiden saavuttamista silloin, kun poliittiset keinot koetaan riittämättömiksi.

Yhteisöllinen energiantuotanto voi olla voimaannuttavaa ja parantaa sosiaalista yhteenkuuluvuutta yhteisössä. Se voi myös luoda yhteisölle vihreää imagoa. (Boon & Dieperink, 2014) Yhteisöenergia luo yksilölle tunnetta turvallisuudesta ja itsemääräämisoikeudesta ja lisää energiaan liittyvää oikeudenmukaisuutta (Juntunen, 2014).

2.2.4 Energiayhteisöjen kannatus ja niihin osallistuminen

Boon ja Dieperink (2014) ovat tutkineet energiayhteisöjen kannatusta Alankomaissa. Heidän mukaansa osallisuus, osallistuminen ja mahdollisuus yhteisomistajuuteen ovat tärkeitä tekijöitä yhteisöenergian kannatuksessa. Yhteisön korkea yhteenkuuluvuuden tunne, asiantuntija-avun saatavuus, muiden energiayhteisöjen, teknologiatoimittajien ja –asentajien olemassaolo, teknologian näkyvillä olo sekä paikallisen vastustuksen puute parantavat paikallista käsitystä energiayhteisöistä. Mahdollisuus paikalliseen yhteisomistajuuteen sekä hyötyjen reilu ja tasapuolinen jakautuminen parantavat energiayhteisöjen hyväksyttävyyttä. Ulkopuolinen tuki tai kumppanuus sekä mahdollisuus antaa palautetta tuotannosta ja kulutuksesta lisäävät yhteisöjen kannatusta. Markkinoille osallistumisen esteet ja puuttuva markkinapaikka saattavat jopa motivoida yhteisöjen syntymistä. (Boon & Dieperink, 2014)

Kalkbrenner ja Roosen (2016) ovat tutkineet osallistumista yhteisöenergiaprojekteissa Saksassa. Heidän tutkimuksensa mukaan yhteisön jäsenet ovat halukkaampia vapaaehtoistoimintaan yhteisössä kuin sijoittamaan siihen rahallisesti. Osallistumishalukkuutta yhteisöenergiaprojekteihin edistävät energiaan liittyvät sosiaaliset normit ja luottamus ja näiden kautta yhteisöön kuulumisen tunne. (Kalkbrenner & Roosen, 2016) Etelä-Tirolissa yhteisön henki, osuuskuntaperinne sekä paikallisuuteen ja vastuullisuuteen liittyvät normit ovat oleellisessa osassa energiaosuuskuntien synnyssä (Wirth, 2014). Ihmisillä on suurempi motivaatio osallistua omassa yhteisössä toimivaan paikalliseen energiamarkkinaan kuin abstraktille markkinalle, jossa toimitaan tuntemattomien ihmisten parissa (Kotilainen ym., 2016).

Yhteisön tulee pystyä ratkaisemaan toiminnan ongelmia yhdessä tavoitteiden saavuttamiseksi, jotta yhteisö voi syntyä ja ohjautua. Tällaisesta kollektiivisesta tietoisuudesta syntyvä hanketoiminta on reilua, kestäväää ja osallistavaa; tämän puuttuessa yhteisön jäsenet ovat haluttomampia noudattamaan sääntöjä ja arvostamaan tekojensa

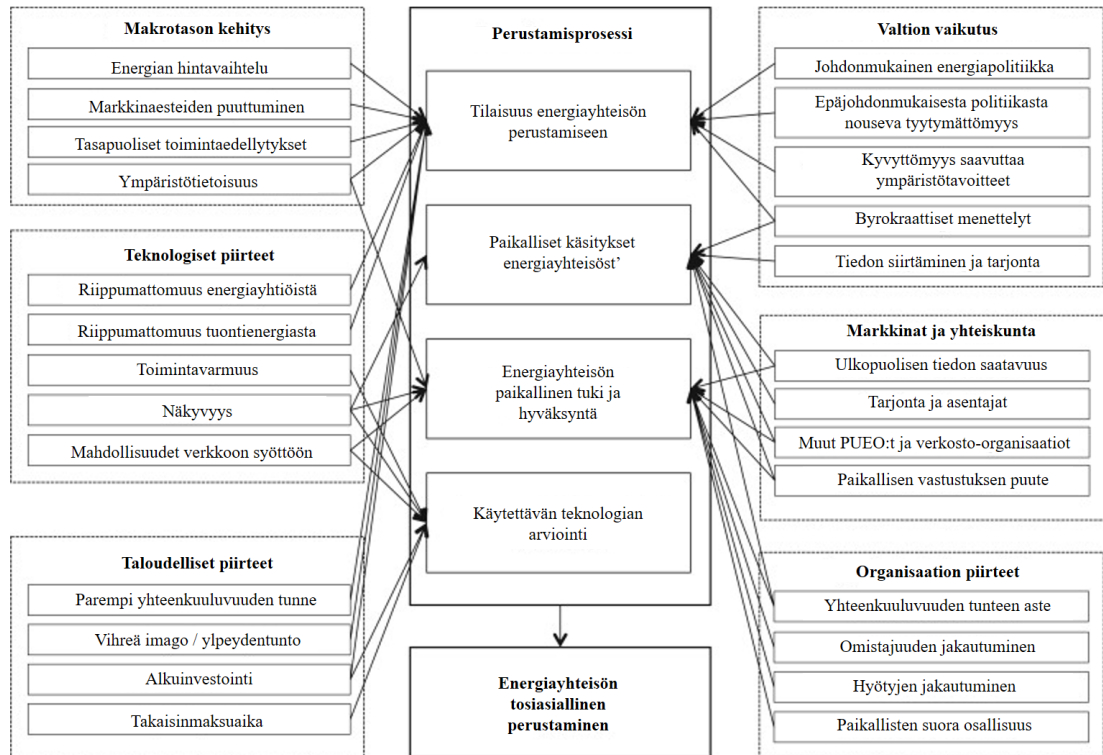
seurauksia. (Bourazeri & Pitt, 2014) osoittivat tutkimuksessaan, että kollektiivista tietoisuutta voivat lisätä

- vihjeet toimintaan ryhtymiseksi
- oleellisen datan visualisointi
- sosiaaliset verkostot tiedon levittämisen tukena
- palaute osallistujan toimenpiteiden vaikutuksista
- sosiaalisen pääoman kertyminen yhteisten ongelmien ratkaisemisesta.

2.3 Energiayhteisöhankkeiden toteutus ja ylläpito

Paikallinen sitoutuneisuus, kontaktit naapurustoon, kestävä osallistuminen ja taloudelliset resurssit sekä asiantuntemus ja hallinnon tuki ovat tarpeen yhteisöenergiahankeiden liikkeelle panossa ja onnistumisessa (Kalkbrenner & Roosen, 2016). Hankkeiden onnistuminen edellyttää yhteisöltä luottamusta ja hyvää johtajuutta sekä yhteistä näkemystä. Yleensä kunnilla on selkeä näkemys energiasuunnitelmista, mutta niiltä puuttuu kansalaisten sitoumus. Lisäksi tavoitteiden saavuttamiseen saatetaan tarvita muodollista organisaatiota (van der Schoor & Scholtens, 2015) Pitkällä aikavälillä osallistumista ylläpitävät yhteisön eivätkä niinkään henkilökohtaiset edut (Kalkbrenner & Roosen, 2016).

Paikallisen uusiutuvan energian organisaation syntymisen taustasyitä on käyty läpi myös Boonin ja Dieperinkin (2014) tutkimuksessa, mitä on esitetty kuvassa 1. Vastaavasti luvuissa 2.2.1 – 2.2.5 esitellyt energiayhteisön syntytekijät on esitetty tiivistelmänomaisesti taulukossa 1.



Kuva 1 Paikallisen energiaiyhteisön perustamisen vaikuttimet. Mukaillen (Boon & Dieperink, 2014)

Taulukko 1 Energiaiyhteisöjen syntyyn vaikuttavia tekijöitä

Luokka	Vaikuttavat tekijät
Teknitaloudelliset syyt	<ul style="list-style-type: none"> - tehojen risteily - enemmän ohjattavaa kuormaa - suuruuden ekonomia - verkostohäviöt - toimitusvarmuus
Sosioekonomiset syyt	<ul style="list-style-type: none"> - osallistaminen ja voimaannuttaminen - riippumattomuus - korkeat ja vaihtelevat energian siirron hinnat - uusiutuvan energian tuet
Ihmisten piirteet	<ul style="list-style-type: none"> - korkea BKT ja asukastiheys - ”aktiivien” keskittymät - koulutussuuntaus - osallisuus yhteisötoiminnassa
Yhteisön piirteet	<ul style="list-style-type: none"> - yhteisön henki ja historia - johtajuus

Vaikka taulukossa 2 tuotanto on esitetty virtuaalivoimalaitoksen pakollisena komponenttina, ei näin välttämättä todellisuudessa ole, sillä virtuaalivoimalaitos voidaan muodostaa myös pelkästään ohjattavista kuormista. Saarekoitumisen voidaan huomata olevan mikroverkon muista verkkoratkaisuista erottava kriteeri.

2.5 Energiayhteisöjä ja mikroverkkoja Suomessa

Suomessa on viime kymmenen vuoden aikana toteutettu useita eri energiayhteisöjä ja mikroverkkoja. Osa hankkeista on toiminut uuden teknologian kokeilualustoina, toisissa on haluttu parantaa sähkön toimitusvarmuutta ja joissakin ollaan haluttu pienentää energiakustannuksia. Suurinta osaa hankkeista yhdistää toiminta julkiseen jakeluverkkoon liitettynä. Luvuissa 2.4.1 – 2.4.6 esitellään kuusi erilaista hanketta ominaispiirteineen.

2.5.1 Kempeleen ekokortteli

Vuosina 2009 – 2014 Kempeleen ekokorttelissa testattiin uutta tapaa energiaratkaisun toteuttamiseksi haja-asutusalueilla ja asemakaava-alueiden reunamilla (Energiakokeilut.fi, 2018). Hankkeessa tavoiteltiin matalaenergiarakentamista ja rakennusten energiankulutuksen puolittamista. Asiakkaiden sähkötehojen rajoittamiseksi näillä ei saanut olla esimerkiksi sähkökiukaita (Aakko, 2014). Kortteli tarjosi yrityksille mahdollisuuden pientalojen energiaratkaisujen kehittämiseen ja soveltamiseen. Oleellisimpina teknologioina hankkeessa olivat puun kaasutus ja kaasugeneraattorit, lämmönsäätö ja sähkön huippukulutuksen optimointi, akku- ja invertteriratkaisut sekä pienvoimalan savukaasujen puhdistus ja säätötekniikka. Hanke toimi Fortel Componentsin pilottikohteena sen omistamien CHP-puukaasumoottorin ja kaasuttimen tuotekehitystyössä. Fortel omisti tuotantolaitteiston ja hyödynsi sitä tuotekehitystyössä. Se sitoutui operoimaan voimalaa ensimmäiset viisi vuotta ja tuottamaan osakkaille kiinteähintaista sähköä ja lämpöä. Lisäksi se kantoi energiajärjestelmäinvestointien taloudellisen riskin. (Gaia Consulting Oy, 2010) Ekokortteli on esitetty kuvassa 2.



Kuva 2 Kempeleen ekokortteli ilmasta kuvattuna (Tekniikka&Talous, 2010)

Ekokortteli muodosti kymmenen omakotitalon julkisesta verkosta erillään jatkuvana saarekkeena toimineen energiaomavaraisen mikroverkon. Tällä demonstroititiin laitteiston toimitusvarmuutta, joka osoittautui erinomaiseksi. (Energiakokeilut.fi, 2018) Sähkön jakelussa koettiin vain muutamia, joitakin minuutteja kestäneitä keskeytyksiä (Aakko, 2014).

Lupa verkon rakentamiseen saatiin alueen jakeluverkkoyhtiöltä Oulun Seudun Sähköltä sillä edellytyksellä, että verkko toimisi täysin julkisesta verkosta erillisenä saarekkeena (Kaaresto, 2018). Verkon omistusmuoto oli osuuskunta, jonka jäsenmaksu oli 5 000 €. Liittyminen osuuskuntaan oli edellytyksenä alueen tonteille rakentamiselle. Lisäksi mikroverkkoon liittyjän tuli maksaa 5 000 € liityntämaksu. Näillä katettiin sähkön- ja lämmönjakeluverkon rakentamiskustannukset. Osakkaat maksoivat kiinteää sähkön ja lämmön kWh-hintaa sopimuskaudella. (Gaia Consulting Oy, 2010) Noin 0,5 miljoonaa euroa maksaneen voimalaitoksen kustannukset eivät tulleet asiakkaiden maksettavaksi, sillä se palveli mukana olleiden yritysten tuotekehitystyötä (Ronkainen, 2008). Taulukossa 3 on esitelty ekokorttelissa käytettyjä komponentteja.

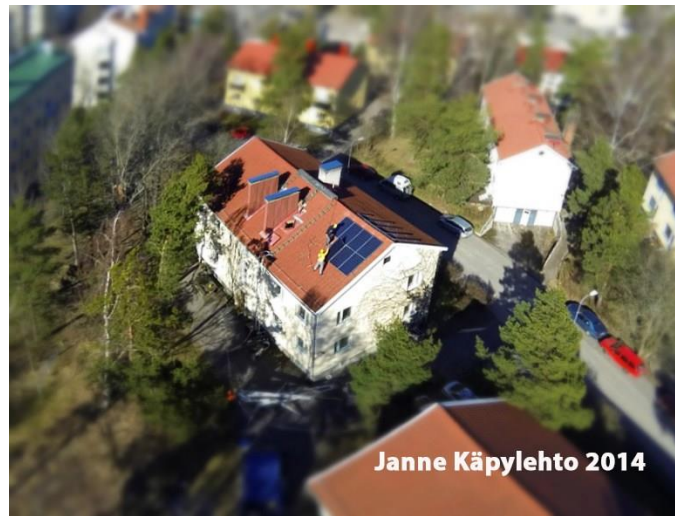
Taulukko 3 Kempeleen ekokorttelin energiajärjestelmän komponentit. (Gaia Consulting Oy, 2010; Pasonen & Hoang, 2014; Kaaresto, 2018)

Komponentti tai toiminto	Tekniset tiedot ja kuvaus
Puukaasumoottori	30 kW _e ja 70 kW _{th} hukkalämmön hyödyntäminen talojen, käyttöveden ja ilmanvaihdon lämmityksessä
Kaasutin	Puuhakkeen kaasutus, kaasu moottoriin
Tuulivoimala	20 kW _e
Biodieselgeneraattori	80 kW _e , varavoimakoneena
Akkuvarasto	6 000 Ah, kapasiteetti mitoitettu riittämään vuorokaudeksi häiriötilanteissa
Sähkönjakeluverkko	Kolmivaiheinen 400 voltin pienjännitejakelu voimalaitokselta katujakokaapeille, joista edelleen haaroitus asuintaloihin
Lähilämpöverkko	Lämpimän veden jakelu 65-asteisena suoraan voimalaitoksen 10 m ³ lämminvesivaraajasta ilman lämmönvaihtimia

Vuonna 2015 ekokortteli liittyi julkiseen jakeluverkkoon, jolloin korttelin verkko siirtyi Oulun Seudun Sähkön omistukseen (Kaaresto, 2018). Näin korttelille tuli mahdolliseksi ostaa ja myydä sähköä ulkopuolelleen. Tässä yhteydessä vanha laitteisto poistettiin käytöstä ja tehtiin uusien tuotekehitysideoiden mukaiset muutokset. (Kainuun Sanomat, 2015) (Energiakokeilut.fi, 2018)

2.5.2 FinSolar –taloyhtiökokeilu

FinSolar on Aalto-yliopiston, Lappeenrannan teknillisen yliopiston ja Sähköturvallisuuden edistämiskeskuksen hanke vuosina 2017 – 2019, jonka tavoitteena on edistää aurinkosähkön käyttöä taloyhtiöissä. Hankkeen pilottikohteet Helsingissä ja Oulussa, tuottavat tietoa, joiden avulla kehitetään soveltuvia malleja taloyhtiöiden asukkaiden yhteiseen sähkön tuotantoon. Hankkeen tuloksista koostetaan tietopaketti taloyhtiöasukkaiden mahdollisuuksista aurinkoenergian hyödyntämiseen. (Auvinen & Honkapuro, 2018a) Yksi kokeilun osallistuva taloyhtiö on esitetty kuvassa 3



Kuva 3 Finsolar-hankkeen pilottikohde Helsingin Herttoniemessä. (Auvinen & Honkapuro, 2018a).

Yhtenä osana tutkimusta selvitetään mittaroinnin ja siirtohintojen vaikutusta aurinkosähkön kannattavuuteen. Taloyhtiöiden aurinkosähkön tuotannon markkinaesteet tunnistetaan ja laaditaan toimenpide-ehdotuksia niiden poistamiseksi. Energiayhteisöjen kannalta oleellisena osana hankkeessa pilotoidaan virtuaalimittarointia ja tarkastellaan takamittaroinnin ongelmakohtia. (Auvinen & Honkapuro, 2018a). Takamittarointia- ja virtuaalimittarointia eli hyvityslaskentaa käsitellään tarkemmin luvuissa 4.1.1 ja 5.1.2.

2.5.3 LEMENE

Lempäälän energiayhteisö (LEMENE) on vuosina 2017-2019 Lempäälän Marjamäen teollisuusalueelle rakentuva energiaomavarainen energiayhteisö, joka koostuu teollisuuden ja kaupan alan yrityksistä. Energiayhteisön mikroverkko, joka toimii suljettuna jakeluverkkona, on pääosin kytkettynä julkiseen sähköverkkoon 110/20 kV sähköasemalta (Lähdevesi, 2018), mutta se voi toimia myös kantaverkon reservinä tai itsenäisenä saarekkeena. Yhteisön energiantuotannosta ja jäsenyritysten välisestä koordinaatiosta vastaa Lempäälän Energia Oy. (Lempäälän Energia Oy, 2018) Yritykset tekevät itse omat sähkönhankintasopimuksensa (Lähdevesi, 2018).

LEMENE on yksi teollisuus- ja elinkeinoministeriön energiakärkihankkeista vuonna 2017, ja sille on myönnetty tukea 4,7 miljoonaa euroa (Lempäälän Energia Oy, 2018). Lisäksi Lempäälän kunta on taannut LEMENE:n 9,7 miljoonan euron rahoituslainan (Rannaste,

2018). Lempäälän Energia hakee alueelle suljetun jakeluverkon verkkolupaa, joka alkuvuodesta 2019 myönnettäessä antaa jatkossa suuntaviivat myös muiden energiayhteisöjen perustamiselle (Siukola & Mannermaa, 2018). Havainnekuva energiayhteisön alueesta on esitetty kuvassa 4. Energiayhteisön komponentteja ja niiden toimintoja on esitetty taulukossa 4.



Kuva 4 Havainnekuva rakentuvasta Lempäälän energiayhteisöstä. (Lempäälän Kehitys Oy, 2018)

Taulukko 4 Lempäälän energiayhteisön energiajärjestelmän komponentit (Lempäälän Energia Oy, 2018)

Komponentti tai toiminto	Tekniset tiedot ja kuvaus
Aurinkosähkövoimala	2 kpl 2 MW aurinkopaneelikenttää
Kaasumoottorit	6 automaatio-ohjattua ja miehittämätöntä, yhteisteho 8 MW, kompensoi aurinkoenergian tuotantotehon vaihteluita
Polttokennosto	116 kW SOFC, tasaa aurinkovoimalan tuotannon heilahtelut ja ylläpitää alueen tehotasapainoa, ylimääräinen lauhdelämpö johdetaan kaukolämpöverkkoon
Akusto	1,6 MW, tasaa aurinkovoimalan tuotannon heilahtelut ja ylläpitää alueen tehotasapainoa
Älykäs keskijänniteverkko ja automaatio	
Katuvalaistusverkko	Tasasähkötoteutus

2.5.4 Kauppakeskus Sello

Vuonna 2018 kauppakeskus Sellossa Espoossa kiinteistöautomaatio laajennetaan älykkääksi mikroverkoksi ja tavoitellaan eri toimintojen integroimista. Vuotuinen rahallinen hyöty on arvioitu olevan suurempi kuin palvelumaksut ja investointikustannukset. Tuotantolaitteiston takaisinmaksuajan odotetaan puolittuvan energiavaraston ja älykkään ratkaisun avulla. (Siemens AG, 2018). Kauppakeskuksen mikroverkon komponentteja ja niiden toimintoja on esitelty taulukossa 5.

Taulukko 5 Kauppakeskus Sellon mikroverkon komponentit (Rakennustaito, 2018; Fingridehti, 2018; Siemens AG, 2018)

Komponentti tai toiminto	Tekniset tiedot ja kuvaus
Aurinkovoimala	500 kW _p
Akusto	2,0 MW / 2,1 MWh ostoenergian (tuntihinta) kustannusoptimointi ylituotannon varastointi jatkuva lataus ja purku taajuuden mukaan
Mikroverkko	Huipputeho yli 4 MW Pystyy toimimaan sähkökatkoksessa saarekkeena Seuraavan päivän kokonaiskäyttöprofiili lasketaan sää- ja historiatietojen avulla Energiankulutuksen säätö automaattisesti ostamalla, varastoimalla ja kuluttamalla sähköä tarpeen mukaan
Virtuaalivoimalaitos	Akku ja talotekniikka osallistuvat Fingridin häiriöreservimarkkinoille Mikroverkon ohjausjärjestelmä ”keskustelee” Fingridin kanssa

Työ- ja elinkeinoministeriö on myöntänyt kauppakeskuksen energiajärjestelmän toteutukseen tukea 1,86 miljoonaa euroa (TEM, 2017b).

2.5.5 Lidl Järvenpään logistiikkakeskus

Schneider Electric toteuttaa vuosien 2017 – 2019 aikana logistiikkakeskukseen kokoluokkansa (60 000 m²) ensimmäisen teollisen mikroverkon Suomessa. Keskuksen kiinteistöautomaatio ja mikroverkko-ohjaus on toteutettu EcoStruxure –pilviarkkitehtuurilla toimivalla kiinteistönhallintajärjestelmällä. (TEM, 2017b; Mynewsdesk, 2018) Logistiikkakeskuksen energiankäyttöä, mukaan lukien kysyntäjousto, optimoidaan perustuen sen sähkön kulutusennusteeseen, sääennusteeseen, sähkön tuntihintaan ja Suomen sähkönkulutustilanteeseen (LIDL, 2018; Schneider Electric, 2018). Logistiikkakeskuksen mikroverkon komponentit on esitetty taulukossa 6.

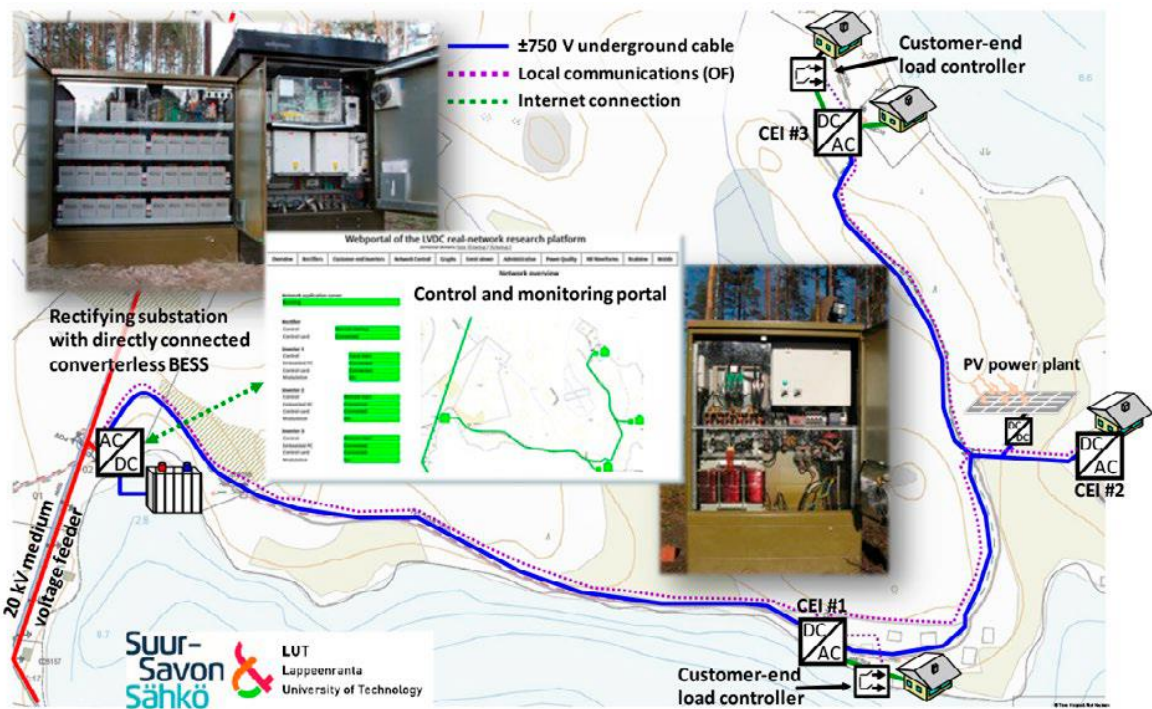
Taulukko 6 Järvenpään logistiikkakeskuksen mikroverkon komponentit (Mynewsdesk, 2018; Schneider Electric, 2018)

Komponentti tai toiminto	Tekniset tiedot ja kuvaus
Aurinkovoimala	500 kW _p , sähköllä tuotetaan lämpöä ja jäähdytystä yhdessä
Akusto	Kulutushuippujen leikkaaminen ja keskeytyksetön sähkönjakelu
Kaksisuuntainen kaukolämpö	Kylmälaitteiden lauhdelämmön talteenotto, käyttö jakelukeskuksessa ja ylijäämän syöttö Järvenpään kaukolämpöverkkoon
Microgrid Advisor -ohjausjärjestelmä	Kokonaisoptimointi: <ul style="list-style-type: none"> - jakelukeskuksen energiankäyttö - kylmäntuotanto - lämpö- ja sähkövarastot, - kaksisuuntaista kaukolämpöä - aurinkovoimala sää- ja kulutusennusteiden sekä energiamarkkinatietojen mukaisesti.

Työ- ja elinkeinoministeriö on myöntänyt kauppakeskuksen energiajärjestelmän toteutukseen tukea 1,48 miljoonaa euroa (TEM, 2017b).

2.5.6 Suomenniemi LVDC

Lappeenrannan teknillinen yliopisto (LUT) on toteuttanut yhteistyössä jakeluverkkoyhtiö Järvi-Suomen Energian kanssa kesäkuusta 2012 jatkuvasti käytössä olleen pienjännitteisen tasasähköjakeluverkon (Kaipia, 2012). Verkkoon kuuluu paikallista tuotantoa, 60 kWh akkuvarasto sekä kulutusjousto osallistuvaa lämmitystä. Järjestelmä on toiminut useita kertoja mikroverkkona, kun sitä syöttävässä keskijännitejohtolähdössä on ollut vikatilanne. Mikroverkko itsessään on tehty säävarmaksi. Verkko pystyy toimimaan itsenäisenä saarekkeena kesäaikaan joitakin vuorokausia ja talvella useita tunteja. (Partanen, 2018) Verkon rakenne on esitetty kuvassa 5.



Kuva 5 Suomenniemen tasasähköjakeluverkon rakenne. (Partanen, 2018)

Kuvan 5 vasemmassa laidassa olevan jakelumuuntamon teho on 100 kVA (Nuutinen ym. 2013) ja muuntamon yhteyteen on myös asennettu akkuvarasto (Kaipia, 2018). Akkuvaraston omistaa sähkömarkkinaosapuoli, emoyhtiö Suur-Savon Sähkö, joka käyttää varastoa ensisijaisesti omiin sähkömarkkinatarpeisiinsa (Matikainen, 2019). Muuntamolta itään kulkee 1,7 kilometriä pitkä tasasähköjohto, jonka jännite on ± 750 voltia (Kaipia, 2012). Asiakkaat liittyvät tasasähköjohtoon kolmella kolmivaiheisella vaihtosuuntaajalla, joiden kunkin teho on 16 kVA (Nuutinen ym. 2013).

Verkkoa käytetään saarekkeessa normaalisti vain syöttävän verkon keskeytyksissä. Lisäksi saarekeajoa on suoritettu lyhytaikaisesti tutkimuksellisiin tarpeisiin. Suomenniemen mikroverkkotutkimuksen pääpainopiste on ollut tekniikka ja siihen liittyvät taloudelliset haasteet. (Kaipia, 2018) Projektin tarkoituksena on ollut testata tasasuuntaajateknologiaa ja saada kokemuksia pienjännitteisestä tasasähköjakelusta. Verkkoyhtiön mukaan alueen asiakkaiden kokema verkon jännite on ollut normaalia verkkoa tasaisempi (Suur-Savon Sähkö Oy, 2013).

3 UUDET ENERGIAPALVELUT

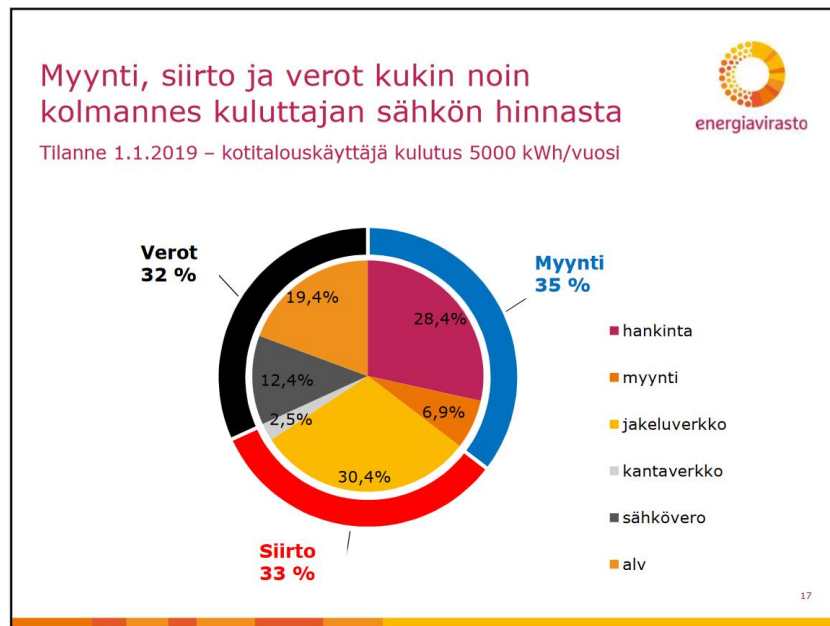
Perinteisillä sähkömarkkinoilla keskitetyt voimalaitokset kaukana kulutuksesta tuottavat sähköä kulutukseen ja säättävät toimintaansa tämän muuttuessa. Kuitenkin yhä enenevässä määrin tuotanto ei olekaan enää säätökykyistä, jolloin tuotannon ja kulutuksen tasapainoa joudutaan hakemaan kysynnän joustolla. Luvussa 3.1 tarkastellaan eri osapuolten intressejä liittyen sähkön käyttöön. Lopuksi luvussa 3.2 tarkastellaan näihin intresseihin kokonaisuuksina ja pohditaan, ja miten eri toimijoiden tarpeita voi sovittaa yhteen.

3.1 Osapuolten intressit

Sähkömarkkinoilla toimii eri osapuolia, joista energian käytön kannalta kiinnostavimpia ovat sähkökuluttajat, sähkömyyjät, jakelu- ja kantaverkkoyhtiöt sekä tulevaisuudessa myös uudet sähkömarkkinatoimijat kuten itsenäiset aggregaattorit. Luvuissa 3.1.1 – 3.1.4 tutustutaan eri osapuolten intresseihin, jotka koskevat sähkön käyttöä kulutuksessa, ja keinoihin, joilla nämä voivat edistää tavoitteidensa saavuttamista.

3.1.1 Kuluttajan ja yhteisön tarpeet

Kuluttajan intressinä on minimoida sähkön käytön kustannukset, mitä myös energiaomavaraisuuden tavoittelu edistää. Lisäksi kuluttajalle on tärkeää sähkön häiriötön saatavuus. Tukku- ja vähittäissähkön hintojen eriytyminen, sähkönsiirtolaskun kulutuksen huipputehoihin perustuva tehokomponentti sekä energian korkeat hinnat ja hintavaihtelu lisäävät kuluttajien sähkön käytön kustannuksia. Tämä kannustaa kuluttajia vähentämään riippuvuuttaan sähkön myyjistä ja tuottamaan energiaa omaan käyttöönsä. (Kopanos ym., 2013; Boon & Dieperink, 2014; Juntunen, 2014) Kotitalouskäyttäjän sähkön hintarakenne on esitetty kuvassa 6.



Kuva 6 Kotitalouskäyttäjän sähkön hintarakenne vuoden 2019 alussa. Verollinen kokonaishinta on 18,11 snt/kWh. (Nurmi, 2019)

Sähkön hankinnan kustannusten pienentämiseksi loppukuluttajan tulisi siis pienentää jakeluverkosta ottamamaansa huipputehoa ja vähentää ostoenergian käyttöä sekä lisätä kannattavalla tavalla itse tuottamansa sähkön osuutta kulutuksessaan. Sähkön käytön kustannuksia voidaan pienentää ja energiaomavaraisuutta kasvattaa myös toteuttamalla yhteisötason ratkaisuja, kuten luvussa 2.2 esiteltiin. Keinoja tavoitteiden saavuttamiseksi on esitetty taulukossa 7.

Taulukko 7 Sähkön loppukuluttajan sähkökäytön tavoitteet ja niiden saavuttaminen (Järventausta ym., 2015; Zidar ym., 2015; Nylund, 2018, Suomen sähkökäyttäjät, 2018)

Tavoite	Toimenpiteet
Sähkön käytön kustannusten minimointi	<p>Sähkön käytön siirtäminen edullisemmille tunneille: kysyntäjousto</p> <ul style="list-style-type: none"> - suuressa mittakaavassa vaikutus myös huippuvoimaloiden käyttöön ja sähkön vähittäishinnoitteluun <p>Tehosta johtuvien siirtomaksujen pienentäminen</p> <ul style="list-style-type: none"> - tehokomponentin vaikutuksen pienentäminen vähentämällä huipputehoa - liittymäkoon pienentäminen <p>Energiankulutuksen pienentäminen energiatehokkuustoimenpiteillä ja energiansäästöllä</p> <ul style="list-style-type: none"> - esim. lämpöpumput <p>Osallistuminen ja ansainta sähkömarkkinoilla</p>
Energiaomavaraisuus	<p>Verkosta ostetun sähkön osuuden pienentäminen kulutuksessa</p> <ul style="list-style-type: none"> - itse tuotetun energian omakäytön maksimointi joustavan kulutuksen ja energiavarastojen avulla
Sähkön keskeytyksetön saatavuus ja laatu	<p>Paikalliset hajautetut resurssit</p> <ul style="list-style-type: none"> - tuotannon ja varastojen mitoitus

Mikäli sopiva toiminta-alusta olisi käytettävissä, energiayhteisön jäsenet voisivat käydä keskenään kauppaa ylituotannollaan esimerkiksi lohkoketjuteknologiaa hyödyntävän peer-to-peer –palvelun (P2P) muodossa (Pöyry, 2017a). P2P:llä voisi olla keskeinen rooli paikallisessa energiajärjestelmän itseohjautuvuudessa ja jäsenten välisessä vuorovaikutuksessa. Puhtaassa kuluttajien välisessä P2P:ssä ongelmana on sähkötoimittajan tai –myyjän laillisten vaatimusten täyttäminen. Ratkaisuna nämä vaatimukset täyttävä toimija voisi toimia välikätenä ja esimerkiksi tarjota mahdollisuuden sähkökauppaan internetin välityksellä. (Cupelli, 2017) Tällaisia paikallisia energiamarkkinoita ovat esimerkiksi käsitelleet diplomityössään Nylund (2018) sekä tutkimuksissaan Narayanan ym. (2018) ja Kilkki ym. (2018).

P2P-kauppaa saattaa edistää Suomessa keväällä 2021 käyttöön otettava Datahub, jolloin automatisoitu kaupankäynti olisi yksinkertaista, turvallista ja edullista järjestää (Pöyry, 2017a; Ediel, 2018). Datahub on keskitetty tietojärjestelmä kuluttajien sähkökulutuksen datan tallentamiseen. Järjestelmän kuluttajatietoja voivat hyödyntää myyntiyhtiöt

laskutuksessa ja kolmannet osapuolet kuluttajan suostumuksella, mikä mahdollistaisi kolmannelle osapuolelle myös luoda pientuottajille sähkönmyynnin kauppapaikka. (Pöyry, 2017a)

3.1.2 Jakeluverkkoyhtiön tarpeet

Jakeluverkkoyhtiöiden toimintaa ohjaa taloudellinen tehokkuus. Johtuen yhtiöiden asemasta luonnollisina monopoleina Energiavirasto valvoo niiden hinnoittelun kohtuullisuutta ja verkkopalveluiden korkean laadun toteutumista. Siksi virasto päättää ajoittain jakeluverkkoyhtiöiden valvontamenetelmät kahdeksi peräkkäiseksi nelivuotiseksi valvontajaksoksi, Tällä pyritään kannustamaan yhtiöitä kustannustehokkaaseen toimintaan. Energiaviraston valvontamallin pohjalta määräytyy yhtiöiden suurin sallittu tuotto. Osa valvontamallia ovat kannustimet, joiden tavoitteet on esitetty taulukossa 8.

Taulukko 8 Valvontamallin kannustimet. (Energiavirasto, 2015c)

Kannustin	Tavoite
Investointikannus	Kustannustehokkaat uus- ja korvausinvestoinnit, tarvittaessa myös ennaikaiset.
Laatukannustin	Sähkön siirron ja jakelun laadun kehittäminen vähintään sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimusten tasolle vähentämällä keskeytyskustannuksia.
Tehostamiskannustin	Toiminnan kustannustehokkuuden parantaminen vähentämällä operatiivisia kustannuksia suhteessa saatuihin tuottoihin.
Innovaatiokannustin	Innovatiivisten teknisten ja toiminnallisten ratkaisujen kehittäminen ja käyttö verkkoliiketoiminnassa: <ul style="list-style-type: none"> - uusi tieto, teknologia, tuote tai toimintatapa verkkotoiminnassa tai hankesuunnittelu
Toimitusvarmuuskannustin	Sähkömarkkinalain mukaisten toimitusvarmuusvaatimusten (ks. luku 5.1.4) täyttäminen määräajassa mahdollisimman kustannustehokkaasti saatuihin hyötyihin nähden. <ul style="list-style-type: none"> - kunnossapito- ja varautumistoimet - ennaikaiset korjausinvestoinnit

Kuten yltä voidaan huomata, valvontamalli kannustaa verkkoyhtiötä toimimaan ja investoimaan kustannustehokkaasti, rajoittamaan jakelukeskeytysten kustannuksia ja kesto

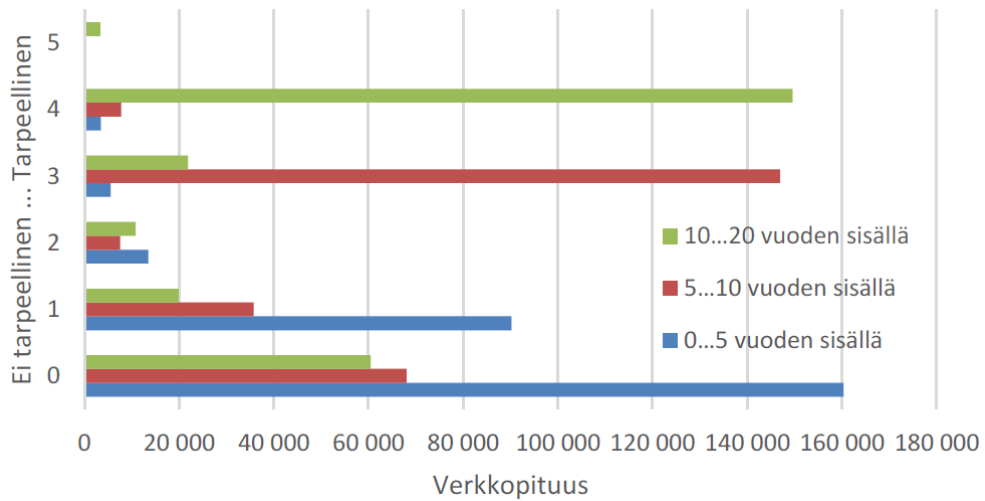
sekä käyttämään ja kehittämään innovatiivisia ratkaisuja. Sääntelymallin kannustimien lisäksi sähkömarkkinalaki (2013) velvoittaa jakeluverkkoyhtiöt kehittämään verkkojaan ja vastaamaan häviösähkön hankinnasta. Myös standardissa SFS-EN 50160 annetut sähkön laatuvaatimukset koskettavat verkkoyhtiöiden toimintaa (Lakervi & Partanen, 2008).

Energiayhteisö voisi tarjota verkkoyhtiölle uudenlaisia ratkaisuja edellä mainittujen tavoitteiden saavuttamiseen. Taulukossa 9 on esitetty mahdollisia toimenpiteitä, joita energiayhteisöjen hajautettujen resurssien avulla voidaan toteuttaa.

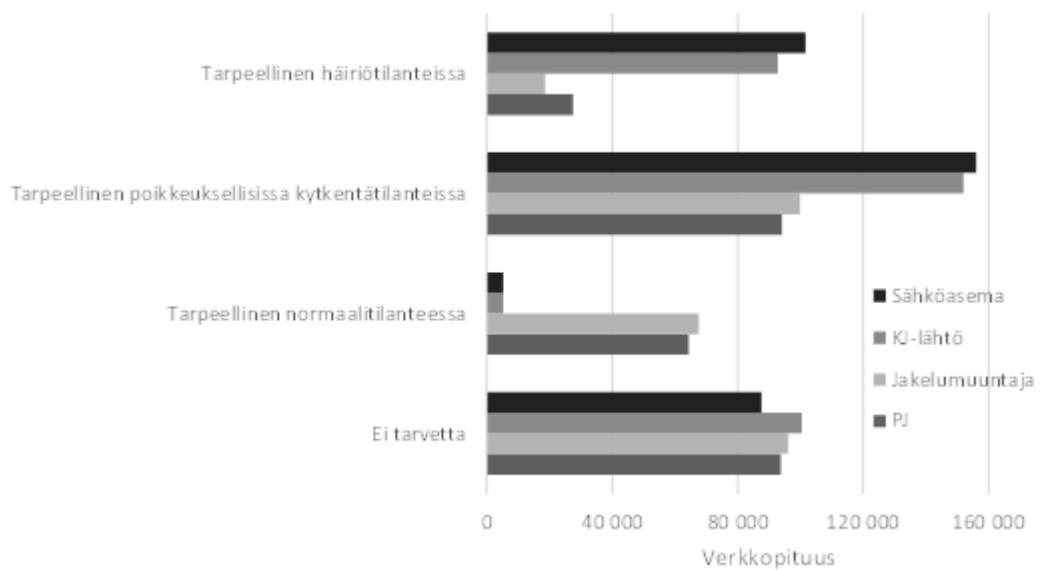
Taulukko 9 Energiayhteisön mahdollistamia keinoja verkkoyhtiön tavoitteiden saavuttamiseksi (Järventausta, 2015, Zidar, 2015; Nylund, 2018)

Tavoite	Toimenpiteet
Asiakkaiden laadukkaan ja keskeytyksettömän sähkösaannin turvaaminen	Energiayhteisön irtautuminen saarekkeeksi häiriötilanteissa Jännitteen laadun ylläpitäminen toteuttamalla jännitesäätöä hajautettujen energiaressurssien avulla
Sähköverkon taloudellinen mitoitus ja kannattavat investoinnit	Verkon kuormituksen hallinta ja tasoittaminen <ul style="list-style-type: none"> - komponenttien mitoitus pienemmiksi - kuormituksen ajallinen siirtäminen tai huipputehon rajoittaminen poikkeustilanteissa - verkkoinvestointien lykkääminen ja välttäminen - verkostohäviöiden pienentäminen

Partanen (2018) mukaan mikroverkkoratkaisujen ja muun älyverkkoteknologian avulla voitaisiin lykätä vuosilla toimitusvarmuusinvestointeja ja mahdollisesti välttää turhien investointien riskejä alueilla, joissa sähkön käytön jatkuminen on epävarmaa. Järventausta ym. (2015) ovat selvittäneet jakeluverkkoyhtiöiden tarvetta kysyntäjouston hyödyntämiseen omiin tarpeisiinsa, esimerkiksi turvaamaan kapasiteetin riittävyys tai vaihtoehdoksi uusille varayhteyksille. Tutkimukseen maaliskuussa 2014 tehtyyn kyselyyn vastasi 30 jakeluverkkoyhtiötä, jotka vastaavat 74 prosentista kaikkien jakeluverkkoyhtiöiden asiakasmäärästä Suomessa ja 270 000 kilometrin verkkopituudesta. Jakeluverkkoyhtiöiden vastaukset kysymyksiin on esitetty kuvissa 7 ja 8.



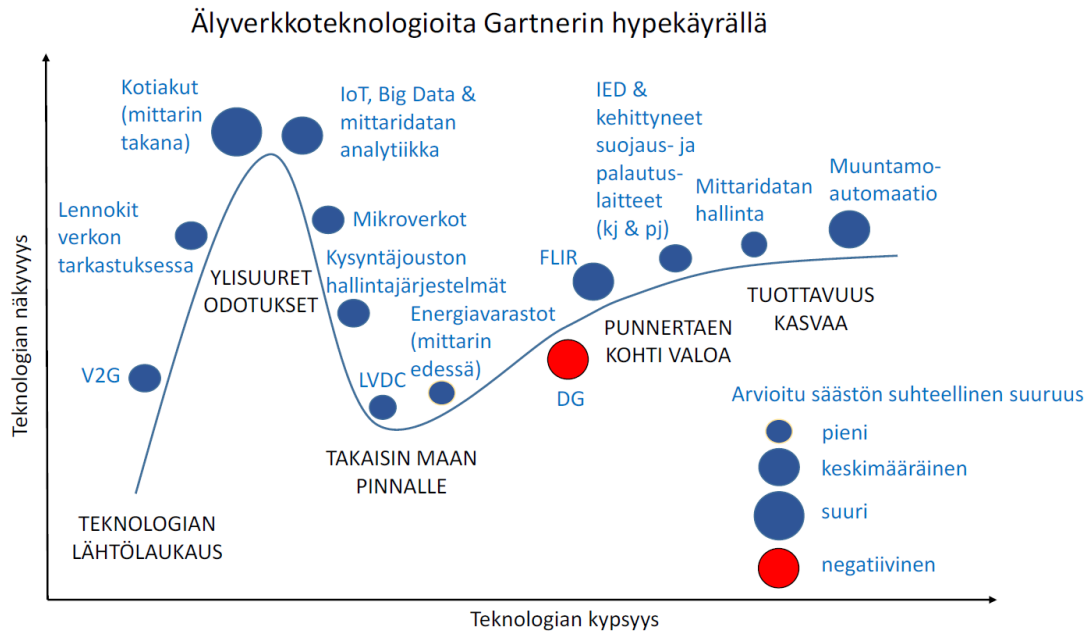
Kuva 7 Verkkoyhtiöiden tarve kuormanohjaukselle lähitulevaisuudessa (Järventausta ym., 2015)



Kuva 8 Verkkoyhtiöiden kuormanohjaustarpeet eri verkkotasolla. (Järventausta ym., 2015)

Vastauksista 7 ja 8 nähdään, että vuonna 2014 verkkopituudeltaan suurin osa verkkoyhtiöistä koki kysyntäjoustop hyödyntämisen yhtiön omiin tarpeisiin tarpeelliseksi yli kymmenen vuoden kuluttua ja melko tarpeelliseksi yli viiden vuoden kuluttua. Tarve ohjauksille koskee erityisesti häiriötilanteita ja poikkeuksellisia kytkentätilanteita. Häiriötilanteissa varayhteyksien ulottuvuutta voitaisiin kasvattaa pienentämällä jännitehäviöitä, mikä voitaisiin saavuttaa pienentämällä ja vuorottelemalla sähkölämmityksen tehoja.

(Järventausta ym., 2015) Kaupunkimaisten verkkoyhtiöiden eri älyverkkoteknologioihin kohdistuvia odotuksia on esitetty kuvassa 9.



Kuva 9 Kvalitatiivinen arvio eräiden älykkäiden verkkoteknologioiden kypsyydestä ja potentiaalisista kustannussäästöistä verkkoyhtiöille (Hagström ym., 2016)

3.1.3 Kantaverkonhaltijan tarpeet

Kantaverkon on täytettävä verkon käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset. Sähkömarkkinalaki (2013) määrää kantaverkonhaltijan tehtäviksi valtakunnallisen järjestelmävastuun, tasevastuun ja taseselvityksen. Suomen kantaverkonhaltija on Fingrid Oyj.

Järjestelmävastuuseen kuuluvat vastuu Suomen sähköjärjestelmän teknisestä toimivuudesta ja käyttövarmuudesta sekä valtakunnallisen tasevastuun ja taseselvityksen tehtävät. Järjestelmävastuun piiriin kuuluvia toimintoja ja palveluita tulee ylläpitää ja kehittää sekä sähköverkkoa, järjestelmävastuuseen kuuluvia laitteita ja yhteyksiä toisiin verkkoihin ylläpitää, käyttää ja kehittää, niin että edellytykset toimiville sähkömarkkinoille ja sähkön sisämarkkinoille voidaan turvata. (Sähkömarkkinalaki, 2013). Järjestelmävastuuseen kuuluvia tehtäviä ovat (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013)

- käyttövarmuuden ylläpito ja siirtojen hallinta
- jännitteen ylläpito
- valtakunnalliseen tasevastuuseen kuuluvat tehtävät taajuuden ylläpito mukaan lukien
- valtakunnalliseen taseselvitykseen kuuluvat tehtävät.

Käyttövarmuudella tarkoitetaan sähköjärjestelmän kykyä kestää häiriöitä ja verkon komponenttien vikaantumisia niin, että komponenttien termiset tai mekaaniset rajat eivät ylity, jännitetaso pysyy sallituissa rajoissa ja sähköjärjestelmän stabiilius säilyy (Fingrid, 2018a). Siirtojen hallinnassa on kyse siirtojen pysymisessä siirtokapasiteetin rajoissa. Mikäli siirtoverkossa syntyy lyhytaikaisia pullonkauloja, ne poistetaan vastakaupoilla. Tällöin Fingrid ostaa omalla kustannuksellaan kapasiteettia tarvittavalla verkkoalueella ja sopii pullonkaulaa syöttävällä verkkoalueella alassäädöstä, eli voimalaitosten verkkoon syöttämän tehon laskemisesta. (Fingrid, 2018e).

Tasevastuulla tarkoitetaan vastuuta koko ajan käynnissä olevasta sähköntuotannon ja -kulutuksen välisen hetkellisen tasapainon ylläpitämistä kantaverkonhaltijan vastuualueella. Tähän sisältyvät kaikki valtakunnallisen tasevastuun ”*hoitamisen edellyttämät toimenpiteet ja resurssit, jotka on toteutettava tai joiden käytettävyys on varmistettava kunkin taseselvitysjakson ajaksi*”. (Sähkömarkkinalaki, 2013). Fingrid ylläpitää kulutuksen ja tuotannon välistä tasapainoa säätösähkömarkkinoiden ja reservien avulla (Fingrid, 2018g). Sähkön markkinapaikat ominaisuuksineen on esitetty taulukossa 10.

Taulukko 10 Sähkön markkinapaikat Suomessa. Mukailten (Fingrid, 2018c)

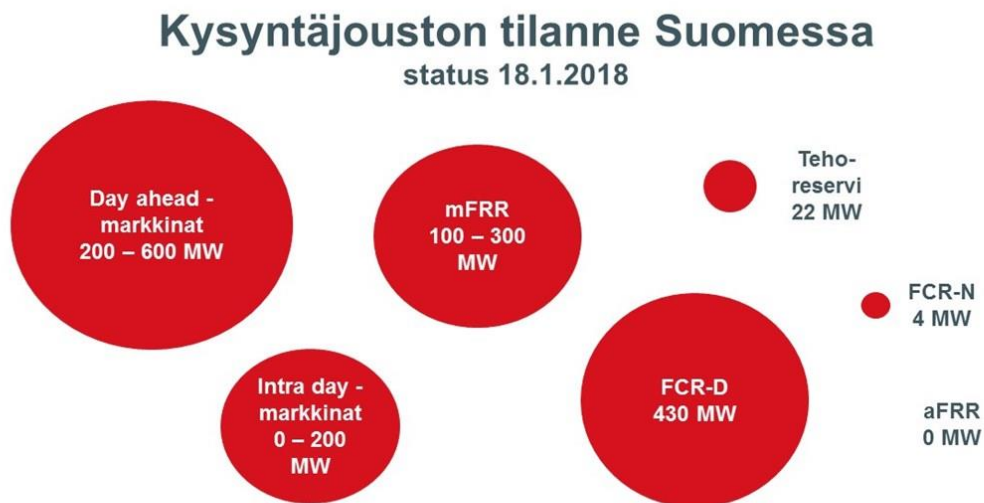
Markkinapaikka	Sopimustyyppi	Minimisäätö	Vaatus aktivoitumisajalle	Aktivoituu	Korvaustaso 2018
Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N)	Vuosi- ja tuntimarkkinat	0,1 MW	3 min	Useita kertoja tunnissa	14 €/MW,h (vuosimarkkinat)
Taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D) voimalaitokset	Vuosi- ja tuntimarkkinat	1 MW	Lineaarisesti välillä 49,9 - 49,5 Hz kun f alle 49,5 Hz 50% 5s ja 100% 30s	Useita kertoja vuorokaudessa	4,5 €/MW,h (vuosimarkkinat)
Taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D) relekytketyt kuormat	Vuosi- ja tuntimarkkinat	1 MW	49,7 Hz 5 s TAI 49,6 Hz 3 s TAI 49,5 Hz 1 s	Muutaman kerran vuodessa	4,5 €/MW,h (vuosimarkkinat)
Automaattinen taajuudenhallinta-reservi (FRR-A)	Tuntimarkkinat	5 MW	100 % 2 minuutissa Fingridin tehonpyyntisignaalin saavuttua	Useita kertoja vuorokaudessa	Kapasiteetti pay as bid -periaatteella + energiahinta säätösähköhinnan mukaan
Säätösähkömarkkinat (mFRR)	Tuntimarkkinat	5 MW	15 min	Tarjousten ja tarpeen mukaan, useita kertoja vuorokaudessa	Markkinahinta
Säätökapasiteetti-markkinat (mFRR)	Viikkomarkkinat	5 MW	15 min	Tarjousten ja tarpeen mukaan	Kapasiteetti pay as bid -periaatteella + energiahinta säätösähköhinnan mukaan
Elspot (Nord Pool Spot)	Tuntimarkkinat	0,1 MW	12 h	-	Markkinahinta
Elbas (Nord Pool Spot)	Tuntimarkkinat	0,1 MW	1 h	-	Markkinahinta
Tehoreservi	Pitkäaikainen sopimus	10 MW	15 min kuormille, 12 h voimalaitoksille	Harvoin	Energiaviraston hankintakilpailun mukaisesti

Valtakunnallisessa taseselvityksessä kantaverkonhaltija selvittää vastuualueensa sähkötaseen sekä vastuualueensa tasevastaavien sähkötaseet. Siinä selvitetään ”*kunkin taseselvitysjakson osalta tasesähköyksikön ja tasevastaavien väliset tasepoikkeamat sekä tasesähköyksikön ja muiden kantaverkonhaltijoiden vastuualueilla toimivien tasesähköyksiköiden väliset tasepoikkeamat*”. (Sähkömarkkinalaki, 2013)

Säästä riippuvan sähköntuotannon määrään kasvaessa tarve sähköjärjestelmän joustavuudelle on kasvanut. Samaan aikaan sähkön markkinahinta on laskenut, minkä vuoksi joustavaa ja säätökykyistä tuotantoa on poistunut markkinoilta. (Fingrid, 2018d) Suomessa suurteollisuuden kuormat ovat jo pitkään osallistuneet kysyntäjoukseen Fingridin reserveinä. (Fingrid, 2018c) Tämä ei kuitenkaan riitä, vaan myös pienemmät kuluttajat olisi saatava mukaan joukseen ja osallistumaan hajautetuilla resursseillaan tehotasapainon

säätöön ja tehopulatilanteiden hallintaan (Järventausta ym., 2015). Edellä taulukosta 10 voitiin nähdä, että sähkön markkinapaikoille osallistumisen edellyttämät tuntienergiat ovat suurempia kuin yksittäisten kotitalouskuluttajien resursseilla on saavutettavissa. Tällöin useamman asiakkaan tarjouksia pitäisi koota sen suuruiseksi joustoresurssiksi, jonka koko riittäisi sähkön markkinapaikoille osallistumiseen, jolloin tarjontaa reaaliaikamarkkinoilla voitaisiin lisätä. (Fingrid, 2017; Auvinen & Honkapuro, 2018). Tällainen toiminta on kuvattu seuraavassa kappaleessa 3.1.4.

Kysyntäjousto voi osallistua kaikille sähkön markkinapaikoille. Sähkön eri markkinapaikoille osallistuva kysyntäjoustokapasiteetti vuoden 2018 alussa on esitetty kuvassa 10.

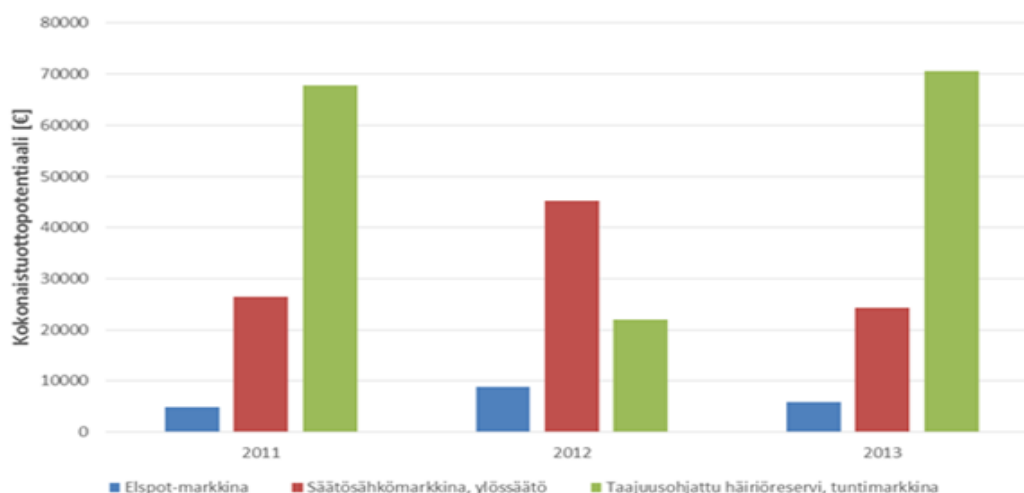


Kuva 10 Kysyntäjouston osallistuminen sähkön markkinapaikoilla Suomessa. (Fingrid, 2018c)

3.1.4 Sähkön myyntiyhtiöt ja muut palveluntarjoajat

Sähkön vähittäiskauppa on vapaan kilpailun piirissä ja siksi sen katteet ovat tyypillisesti pieniä. Toiminnan suuret riskit kuitenkin edellyttävät sähkökauppaa käyville suunnitelmallista riskienhallintaa (Partanen ym., 2016). Riskejä aiheuttavat muun muassa sähkön aluehinnan poikkeaminen ennustetusta sekä kulutuksen ennustusvirheet, kun myyjän sähköhankinnan ja sähkötoimituksen asiakkaille määrät eivät toteudu saman suuruisina. Jälkimmäisessä tilanteessa avoin toimittaja tasapainottaa osapuolen sähkötaseen. Sellaista osapuolta, jonka avoin toimittaja on Fingrid, kutsutaan tasevastaavaksi. Tasevastaavien markkinaosapuolten hankinnan ja toimituksen erotus käsitellään tasesähköinä. (Partanen ym., 2016; Fingrid, 2018f)

Sähkön vähittäismyyjän kannattaa pienentää tasevirhettään, sillä tämä pienentää myyjän kustannuksia. Mikäli vähittäismyyjällä on asiakkaan kanssa tehty kysyntäjoustosopimus ja asiakkaalla ohjattavia resursseja, se pystyy tasapainottamaan tuntikohtaisia hankintojaan ja toimituksiaan tai ohjaamaan asiakkaan kulutusta pois tunneilta. jolloin sen pitäisi hankkia kalliimpaa tukkusähköä. Asiakkaan joustoresursseja voidaan tarjota myös sähkön eri markkinapaikoille (vuorokausi-, päivänsisäiset, säätösähkö- ja reservimarkkinat), mistä voidaan ansaita lisätuloja. (Järventausta ym., 2015) Yleisesti ottaen reaaliaikaisemmat markkinat ovat taloudellisesti kannattavampia kuin viiveellisemmät, kuten kuvasta 11 voidaan huomata.



Kuva 11 1 MW:n kuormanohjauskapasiteetin tuottopotentiaali eri markkinoilla vuosina 2011-2013 (Järventausta ym., 2015)

Kuvassa 11 esitetyn lisäksi myyjän tasehallinnassa kysyntäjouaston tuottopotentiaali on arvioitu 3 kertaa suuremmaksi kuin Elspot- eli vuorokausimarkkinalla (Järventausta ym., 2015).

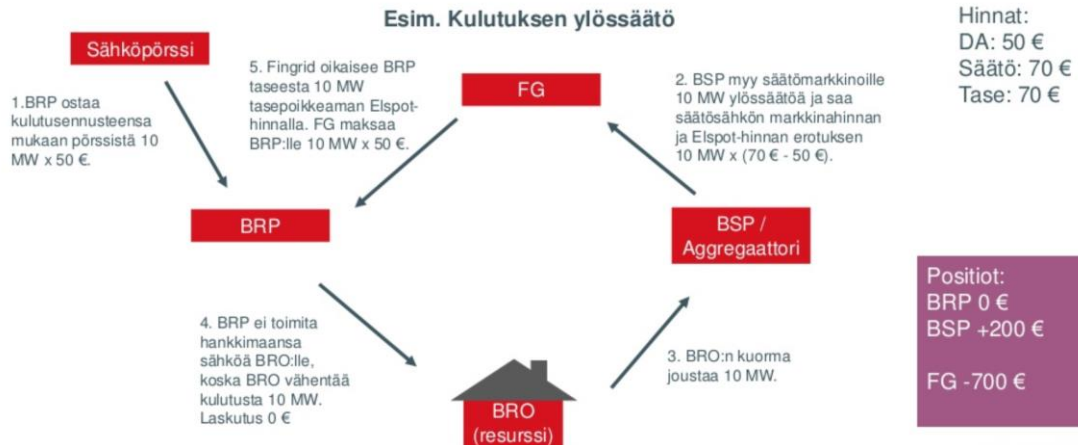
Kuten luvussa 3.1.3 todettiin, yksittäisten asiakkaiden resurssit ovat usein yksistään liian pieniä sähkön eri markkinapaikoilla hyödynnettäviksi. Myös teknisten vaatimusten täyttämiseksi asiakas saattaa tarvita apua. Niinpä kysyntäjoustoressien osallistaminen markkinoille voi luoda uusia liiketoimintamahdollisuuksia ja houkutella uusia toimijoita kehittämään uudenlaisia palveluita (Järventausta ym., 2015). Palveluntarjoaja voi hoitaa asiakkaan puolesta resurssien tarjoamisen markkinoille. Tällainen aggregaattori voi yhdistää useiden asiakkaiden hajautettuja resursseja suuremmaksi. Suomessa toimivia aggregointipalveluita ovat esimerkiksi Helenin (2017) Optimi ja Fortum (2018) Spring.

Aggregaattori voi olla sähkön myyjä (avoin toimittaja), tasevastaava tai itsenäinen aggregaattori. Itsenäisellä aggregaattorilla ei ole sopimusta asiakkaan sähkönmyyjän tai tasevastaavan kanssa (Fingrid, 2017), minkä vuoksi se voi toiminnallaan vaikuttaa näiden taseisiin. Tämä lisää sähkön myyjän riskejä ja aiheuttaa tasevirhettä, mikä voi kasvattaa myyjän kustannuksia ja edelleen asiakkaan sähkönhankinnan kustannuksia. Aiemmin reservimarkkinoille pystyi osallistumaan vain tasevastaava, sähkönmyyjä tai kohteen omistaja, sillä itsenäisen aggregaattorin toimintaan sähkön eri markkinapaikoilla ei ole ollut selkeitä sääntöjä. (TEM, 2017a)

Itsenäinen aggregaattori voi tällä hetkellä ”yhdistää reservikohteita kulutus- ja tuotantotaseista sekä eri tasevastaavien taseista” ja osallistua Fingridin taajuusohjattuihin häiriöreserviin ja käyttöreserviin, jossa tarjouksen on oltava symmetrinen per tase ja tasevastuu (Fingrid, 2018b). Itsenäisen aggregaattorin tulee ilmoittaa tasevastaavalle tämän asiakkaan osallistumisesta säätöön. (Fingrid, 2018b) Tällöin se ei kompensoi kysyntäjouaston aiheuttamia tasevirheitä tasevastaavalle, vaan tästä syntyvä kustannus jakautuu kaikkien tasevastaavien maksettavaksi taseselvityksessä (Rautiainen ym., 2018). Näillä markkinoilla aktivoidut energiamäärät ja siten myös vaikutukset tasevastaavien taseisiin ovat pienet. Itsenäisen aggregaattorin toimintaa pilotoidaan myös mFRR-säätösähkömarkkinalla, missä kantaverkonhaltija korjaa tasevastaavan tasevirheen ja aggregaattori maksaa tästä ennalta sovitun hinnan. (Pöyry, 2018) Fingridin piloteista saatavien kokemusten perusteella tullaan

arvioimaan edellytykset itsenäisen aggregaattorin toimintamallin käyttöön laajemmin reservi- ja säätösähkömarkkinoilla (TEM, 2017a). MFFR-säätösähkötalon taseselvitys on toteutettu kuvan 12 osoittamalla tavalla.

Pilotoitava malli: säätöresurssien tasevastaavien taseet oikaistaan DA-hintaisella kaupalla



Kuva 12 Taseen oikaisu mFRR-pilotissa vuorokausimarkkinahintaisella (DA) kaupalla. Käytetyissä merkinnöissä BRP on tasevastaava, FG Fingrid ja BRO säätökykyinen sähkökuluttaja. (Ihamäki, 2017)

Teknisen joustopalvelun tarjoaja ohjaa asiakkaan kulutusta tämän toivomalla tavalla, esimerkiksi sähkön markkinahinnan mukaan, muttei tarjoa energiaa tai kapasiteettia sähkömarkkinoille eikä näin ollen ole sähkömarkkinaosapuoli. Palvelua voidaan tarjota asiakkaille tai muille markkinaosapuolille. (TEM, 2017a) Suomessa teknisiä joustopalveluita tarjoavat mm. Siemens AG (2014), There Corporation (2018), Spector8760 (2018), Cleworks (2018), OptiWatti (2018) ja Tieto (2018).

3.2 Yhteenveto energiapalveluiden yhteisvaikutuksista

Luvuissa 3.1.1-3.1.4 esitellyt eri markkinaosapuolten tavoitteet kuluttajan sähkönkäyttöön liittyen voidaan käsitellä seuraavina kokonaisuuksina

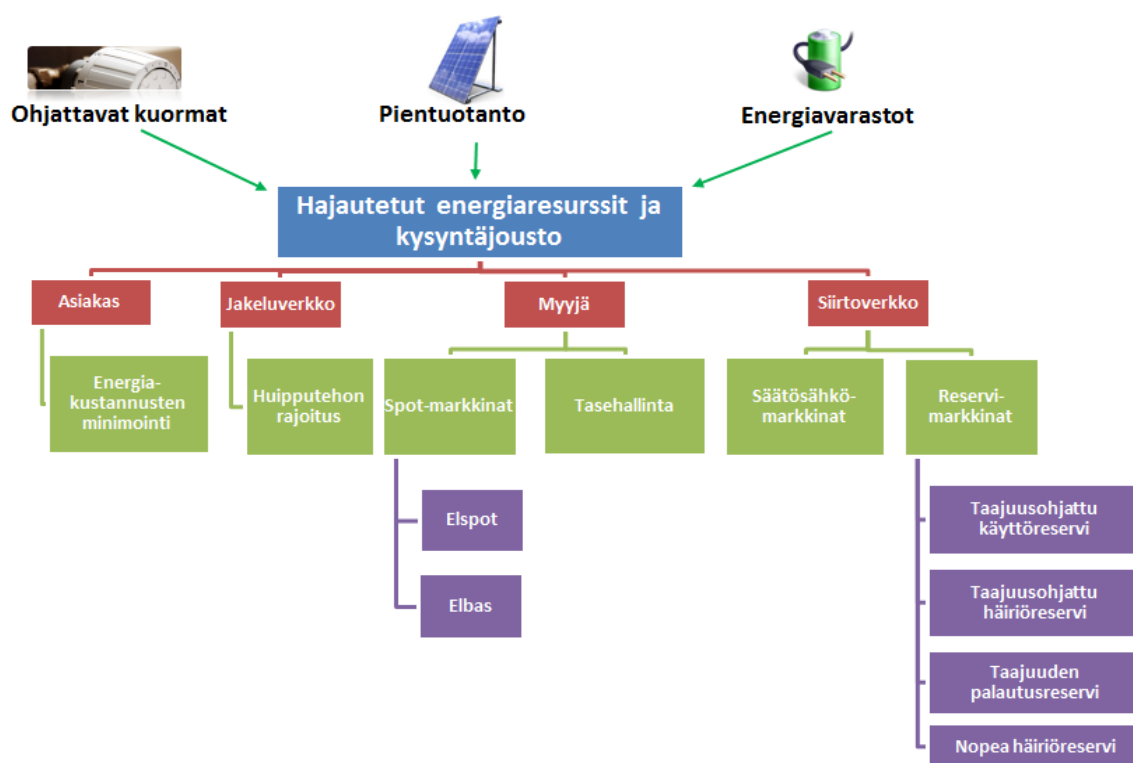
- kysyntäjousto
- sähköverkon kuormituksen tasoittaminen ja pienentäminen
- vähittäissähkön kulutuksen vähentäminen ja omatuotannon käyttöasteen kasvattaminen
- saarekekäytöt.

Kysyntäjoustossa kuluttaja, jonka sähkön hinta on sidottu pörssihintaan, voi pienentää energiakustannuksiaan siirtämällä kulutustaan kalliilta tunneilta edullisimmille. Kuluttaja voi toteuttaa tällaista hintaoptimointia ohjaamalla energioresurssejaan manuaalisesti tai automaation avulla. Kuluttaja voi myös antaa luvan näihin ohjauksiin sähkön myyjälleen tai muulle palveluntarjoajalle. Sähkön myyjä voi pienentää ohjauksen avulla hintariskiään ja tasevirhettään. Palveluntarjoaja voi aggregoida useiden kuluttajien resursseja yhdeksi kokonaisuudeksi, jonka koko riittää kaupankäyntiin sähkön eri markkinapaikoilla. Kantaverkonhaltija voi hyödyntää markkinoille tarjottuja resursseja valtakunnallisen tehotasapainon ylläpidossa sekä mahdollisesti siirron pullonkaulojen ja tehopulatilanteiden hallinnassa. Tästä kuluttaja voi mahdollisesti saada tuloja tai alennusta sähkölaskussa.

Järventaustan ym. (2015) mukaan noin puolet jakeluverkkoyhtiöistä ja sähkömyyjistä kokevat, että toimijoiden välillä on intressiristiriitoja. Myyjän tekemät ohjaukset markkinapaikasta riippumatta voivat muuttaa verkon kuormitustilannetta kaikilla verkon tasoilla. Esimerkiksi eräessä simuloidussa verkossa markkinapohjainen ohjaus nosti keskijännitejohtolähdön kuormitusta 10-30 prosenttia. Vastaavasti jakeluverkkoyhtiön ohjaukset voivat aiheuttaa myyjille tasesähkökustannuksia. Mikäli verkkoyhtiö toteuttaisi kysynnänohjausta esimerkiksi leikatakseen vuoden muutamia suurimpia kulutushuippuja, ei tällä välttämättä olisi suurta vaikutusta sähkönmyyjien taseeseen. (Järventausta ym., 2015)

Jakeluverkon kuormitushuippujen tasoittaminen ja siihen liittyä ylikuormituksen ehkäiseminen mahdollistavat verkostokomponenttien mitoittamisen pienemmiksi ja samalla vähentävät verkossa kuluvan häviösähkön määrää. Tällöin voidaan välttyä kalliilta laajennus- ja korvausinvestoinneilta sekä kuormituksen kehittymisen epävarmuuksiin

liittyviltä riskeiltä, mitkä aiheuttavat verkkoyhtiölle kustannuksia. Jotkin jakeluverkkoyhtiöt ovat ottaneet käyttöön kulutuksen huipputehon huomioivia tariffirakenteita, jotka saattavat vähentää kysyntäjouaston potentiaalia sähkön markkinapaikoilla. Lisäksi liittymäteho vaikuttaa perusmaksun suuruuteen. Tällöin kuluttaja voi pienentää siirtolaskuaan tasoittamalla sähkönkulutuksensa profiilia. Mikäli usean kuluttajan on mahdollista hankkia yhteinen sähköliittymä, voidaan se kulutuksien risteilyn takia mahdollisesti mitoitaa niin, että perusmaksu tulee halvemmaksi kuin yksittäisillä kuluttajilla yhteensä. Kuormitusprofiilien tasoittuminen voi näkyä myös kantaverkonhaltijalle pienentyneinä sähkön siirron rajoitteina. Kysyntäjouaston käyttökohteita eri markkinatoimijoille on esitetty kuvassa 13.



Kuva 13: Hajautettujen energiareсурssien ja kysyntäjouaston hyödyntämismahdollisuudet eri osapuolten tarpeisiin. (Partanen ym., 2015)

Kuluttaja voi vähentää energiakustannuksiaan ja parantaa energiaomavaraisuuttaan vähentämällä energiankäyttöään ja korvaamalla ostettua energiaa itse tuotetulla. Hajautetun tuotannon yksikkökustannuksia on mahdollista edelleen laskea hankkimalla suurempi tuotantoyksikkö kattamaan useamman kuluttajan tarpeita. Tämä voi myös parantaa voimalan tuotannon käyttöastetta. Kun tuotanto perustuu tuuli- ja aurinkoenergiaan, voidaan

tuotannon vaihteluihin vastata sitä seuraavalla kulutuksella tai energian varastoinnilla. Uusille palveluntarjoajille voisi syntyä markkinarakoja esimerkiksi pientuottajien ja -kuluttajien välillä käytävän sähkökaupan toteuttamiseksi. Toisaalta asiakkaan vähentäessä ostoenergian käyttöä sähkönmyyjän myynti vähentyy. Vastaavasti jakeluverkonhaltijan keräämät verkkomaksut ja sähkövero vähenevät energiakomponentin osalta. Kysyntäjouaston keskinäisiä vaikutuksia eri toimijoiden välillä ovat tutkineen muun muassa Järventausta ym. (2015).

Rajatun alueen muodostaminen saarekoiduksi mikroverkoksi voisi olla verkkoyhtiölle yksi keino täyttää toimitusvarmuudelle ja sähkön laatuvaatimuksille asetetut ehdot. Mikäli verkon osassa olisi kulutukseen nähden riittävästi omaa tuotantoa tai energiavarastoja, olisi alueen ulkopuolisen vian sattuessa mahdollista muodostaa saarekeverkko, jossa hyvälaatuinen sähkönjakelu voisi jatkua keskeytymättömästi. Muulloinkin kuin vikatilassa hajautettuja resursseja voitaisiin hyödyntää esimerkiksi verkon jännitesäätöön. Mikäli alueen hajautetut resurssit riittäisivät jatkuvaan tehotasapainon ylläpitoon taloudellisesti kannattavasti, alue voisi irtaantua julkisesta verkosta kokonaan. Tämä aiheuttaa liiketoimintariskin verkkoyhtiölle.

4 ENERGIAYHTEISÖJÄ KOSKEVA LAINSÄÄDÄNTÖ SUOMESSA

Suomessa sähkömarkkinoiden toimintaa säädellään erityisesti sähkömarkkinalain avulla. Laki luo selkeät puitteet ja rajaukset erilaiselle sähköverkkototeutuksille, joilla on oleellinen vaikutus tuotannon jakamisen mahdollisuusiin energiayhteisöissä. Tässä luvussa esitellään Suomessa voimassa oleva lainsäädäntö, joka vaikuttaa erillisverkkojen ja energiayhteisöjen perustamiseen.

Voimassa oleva sähkömarkkinalaki ei määrittele itsenäistä mikroverkkoa tai energiayhteisöjä. Näiden toimintaan kuitenkin liittyvät oleellisesti lain seuraavat kohdat, jotka on esitetty taulukossa 11.

Taulukko 11 Sähkömarkkinalain oleelliset kohdat energiayhteisöjen kannalta (Sähkömarkkinalaki, 2013)

Pykälä	Oleellinen sisältö
4	Sähköverkkotoiminnan luvanvaraisuus ja sen poikkeukset
5	Sähköverkkoluvan myöntämisperusteet
6	Sähköverkkoluvan hakijaa koskevat edellytykset
10	Jakeluverkkoliiketoiminnan oikeudellinen eriyttäminen
11	Suljetun jakeluverkon sähköverkkolupa
13	Jakeluverkkoyhtiön rakentamisyksinoikeus alueellaan ja sen poikkeukset
71	Sähkön mittaus kiinteistön sisäisessä sähköverkossa
72	Loppukäyttäjän mahdollisuus sähköntoimitukseen jakeluverkon kautta

Sähkömarkkinalaissa tunnistetaan kolme erilaista verkonhaltijan roolia ja näiden ohella erikseen voimalaitoksen liittymisjohto. Näihin sovellettavia säännöksiä on käsitelty luvuissa 4.1 ja 4.2. Lisäksi luvussa 4.3 käsitellään energiaverotuksen vaikutusta sähkövarastojen hyödyntämiseen.

4.1 Ei-luvanvarainen sähköverkkotoiminta

Sähkömarkkinalain 4 § mukaisesti verkkolupaa ei edellytetä kiinteistöverkon tai kiinteistöryhmän sisäisen verkon haltijalta. Kiinteistöksi luetaan asuinkiinteistö sekä teollisuus- tai palvelukiinteistö riippumatta kiinteistössä toimivien yritysten lukumäärästä. Kiinteistöryhmä muodostuu pääosin saman tahon hallinnoimista ja toisiinsa rajoittuvista kiinteistöistä. Sen hallintaoikeus voi perustua kiinteistöjen omistukseen tai muuhun

sopimukseen, kuten vuokrasopimukseen, muodostettuun yhteismetsään tai lohkottuihin kiinteistöihin, joilla on lainhuuto. (Energiamarkkinavirasto, 2013) Kiinteistöryhmän läpi voi kulkea yleinen tie (Saajo & Vestman, 2015). Kiinteistöverkon aluetta on mahdollistaa laajentaa muodostamalla yhteinen kiinteistöyhtiö, jolla on hallintaoikeus yhteiseen maapohjaan tai kiinteistöihin (Siukola & Mannermaa, 2018).

13 § mukaan kiinteistön ja kiinteistöryhmän sisäisen sähköverkon voi rakentaa muu kuin vastuualueen jakeluverkonhaltija. Lisäksi muut kuin jakeluverkonhaltija voivat rakentaa sähkönkäyttöpaikan taikka voimalaitoksen tai usean voimalaitoksen liittymisjohdon tai varasyöttöyhteyden, joka liittää sen/ne verkonhaltijan tai muuhun sähköverkkoon. Energiavirasto tulkinnan mukaan tällainen johto ei voi kiinteistörajat ylittäen yhdistää kahden käyttöpaikan kiinteistöverkkoja. Kuitenkin nykyisen sähkömarkkinadirektiivin 34 artikla velvoittaa jäsenvaltioilta, että sähköntuottajat ja –toimittajat voivat toimittaa sähköä omille laitoksilleen, tytäryrityksilleen ja asiakkailleen erillisen linjan välityksellä. (Pahkala, 2017)

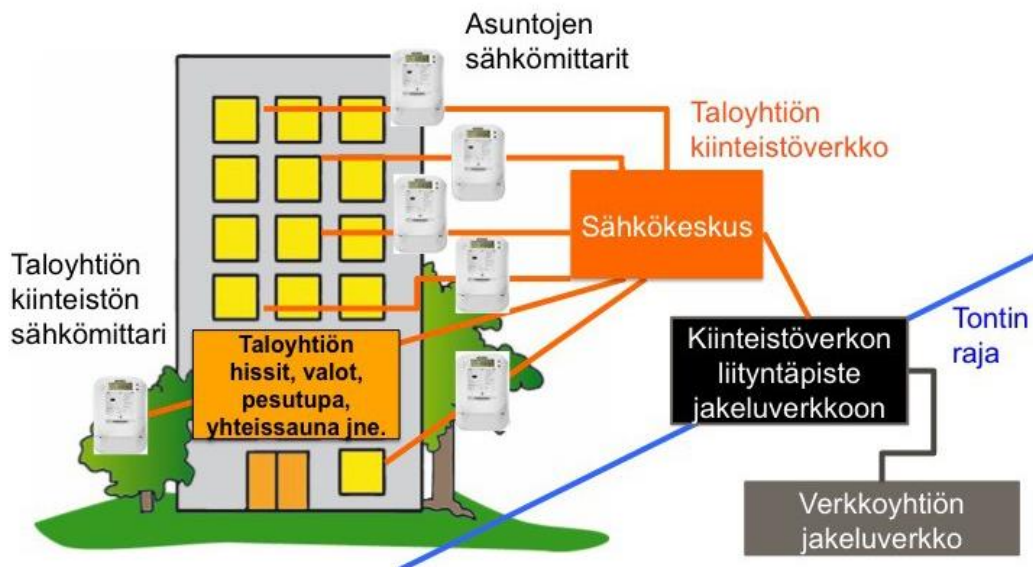
Säännöstä voidaan tulkita siten, että on mahdollista yhdistää voimalaitos liittymisjohdolla asiakkaisiinsa suoraa sähköntoimitusta varten ilman, että tämä linja siirtyisi verkkosäätelyn piiriin. Tällainen johto voisi esimerkiksi yhdistää yhden kiinteistön voimalaitoksen toisen kiinteistön sähkönkäyttöpaikkaan suoraa toimitusta varten (Pahkala, 2017). Voimalaitoksen liittymisjohto ei kuitenkaan saa muodostaa rengasyhteyttä käyttöpaikan liittymisjohdon kanssa, minkä toteuttamistavan toimittaja saa valita (Siukola & Mannermaa, 2018). Jakeluverkkoyhtiön verkonrakennusmonopolin vuoksi kiinteistön rajat ylittävän, alle 110 kilovoltin johdon rakentamiseen vaatii kuitenkin yhtiön suostumuksen, ellei kyseessä ole edellä mainittu voimalaitoksen liittyminen verkonhaltijan verkkoon tai sähkönkäyttöpaikan liittyminen jakeluverkonhaltijan verkkoon (Pahkala, 2017). Lisäksi tällaisen verkon käytöstä ei saa periä vastiketta; muutoin toiminta katsotaan luvanvaraiseksi (Kettu, 2013). Erillisen linjan tai liittymisjohdon rakentamisesta huolimatta asiakkaalla tulee säilyä oikeus saada sähköntoimitusta julkisen verkon kautta (Pahkala, 2017) (Siukola & Mannermaa, 2018). Toisaalta kolmannen osapuolen verkkoon pääsy ei koske liittymisjohtoja, toisin kuin kiinteistöverkkoja ja luvanvaraisia jakeluverkkoja (Suomen hallitus, 2013).

Muiden kuin kiinteistön tai kiinteistöryhmän sisäisten verkkojen tapauksissa verkonhaltijan on haettava joko suljetun jakeluverkon tai jakeluverkonhaltijan verkkolupaa (Sähkömarkkinalaki, 2013).

4.1.1 Kiinteistön tai vastaavan kiinteistöryhmän sähkönkulutuksen mittarointi

Sähkömarkkinalain 71 § määrää toteuttamaan kiinteistön tai vastaavan kiinteistöryhmän sisäisen sähkön mittauksen siten, että loppukäyttäjän kulutus on erotettavissa sisäisen verkon kokonaiskulutuksesta. 72 § velvoittaa kiinteistönhaltijan huolehtimaan loppukäyttäjän mahdollisuudesta tehdä ”sähköverkkosopimus ja sähkönmyyntisopimus, jossa sähkön toimitus tapahtuu jakeluverkonhaltijan jakeluverkon kautta”. Tätä varten kiinteistönhaltijan tulee antaa oikeus käyttää kiinteistön/kiinteistöryhmän sisäistä verkkoa ja korvausta vastaan huolehdittava mittaukseen liittyvät muutostyöt. (Sähkömarkkinalaki, 2013) Tyypillinen taloyhtiön sähkömittauksen toteutus on esitetty kuvassa 14.

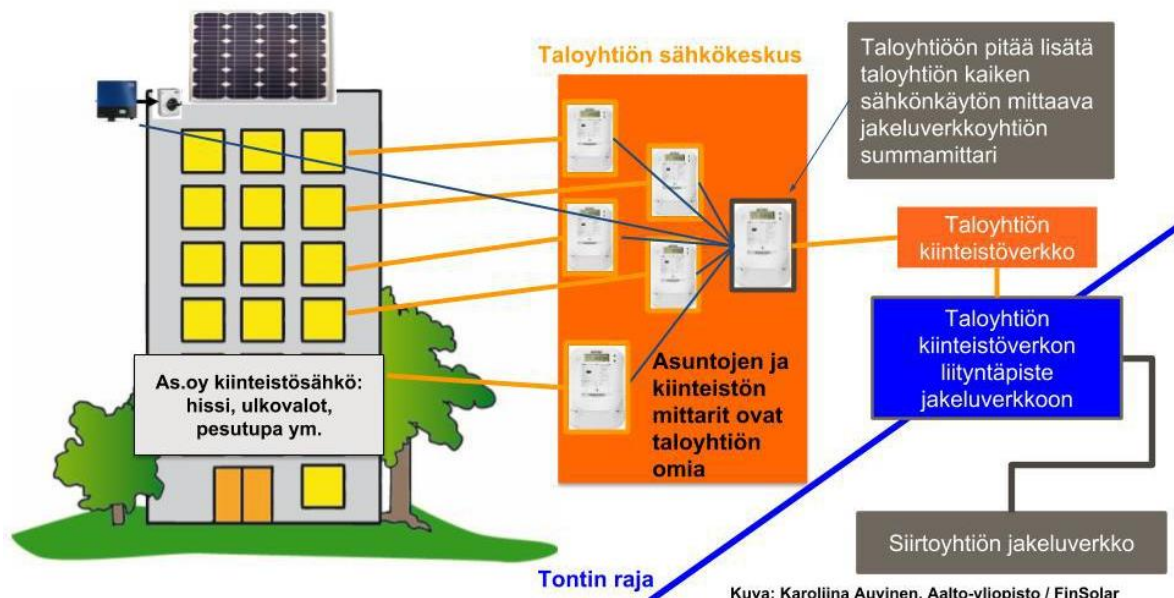
- Jokaisella taloyhtiön käyttöpaikalla on oma sähkömittari ja sähkösopimus
- Tuotannon ja kulutuksen mittaroinnista ja mittareista vastaa verkkoyhtiö
- Verkkoyhtiö ei vastaa taloyhtiön kiinteistöverkon ylläpidosta



Kuva 14 Sähköenergian mittaus taloyhtiössä. (Auvinen & Honkapuro, 2018a)

Mikäli kuvan 14 mukaisen taloyhtiön sähkökeskukseen kytketään aurinkovoimala, edellä mainitut pykälät johtavat tilanteeseen, jossa voimalan osakkaille toimittamasta sähköstä peritään sähkövero ja siirtomaksu. Tämä johtuu siitä, että voimalasta tuleva sähkö kulkee jakeluverkonhaltijan asuntokohtaisten mittareiden läpi, vaikka sähköä siirretäänkin kiinteistön sisällä eikä jakeluverkossa. (TEM, 2017a)

Tuotetun sähkön sähköveroton ja siirtomaksuton toimitus osakkaille edellyttää sähköyhtiön mittarien vaihtamista taloyhtiön mittareihin. Tällöin mittaus suoritettaisiin ns. takamittarointina ja sähkön toimitus osakkaalle kiinteistön sisäisenä sähköverkkona. (Auvinen & Honkapuro, 2018b) Tässä tilanteessa taloyhtiöllä olisi yksi yhteinen sähköenergiasopimus ja verkkopalvelusopimus, jolloin verkkoyhtiö mittaisi taloyhtiön kokonaiskulutuksen summamittarilla, kiinteistön ja asuntojen mittareiden ollen taloyhtiön omistuksessa. Osakkaat maksaisivat sähköstä kulutuksensa tai muun jakoperiaatteen mukaisesti ja sisäisen laskutuksen tai sähkövastikkeen keräämisen hoitaisi esimerkiksi isännöitsijä. (Auvinen & Honkapuro, 2018a) Takamittaroinnin toimintaperiaate on esitetty kuvassa 15.



Kuva 15 Takamittaroinnin periaate taloyhtiössä, jossa on aurinkovoimala. (Auvinen & Honkapuro, 2018a)

Kuvan 15 tilanteessa aurinkosähkövoimala kytketään verkkoyhtiön summamittariin taloyhtiön kulutuksen puolelle, jolloin aurinkosähkön tuotanto vähentää taloyhtiön ja asukkaiden ostosähkön määrää. Joissakin tapauksissa uutta summamittaria ei tarvita, vaan aurinkovoimala ja asuntojen mittarit voidaan kytkeä olemassa olevaan taloyhtiön kiinteistösähköliittymään. (Auvinen & Honkapuro, 2018a)

Takamittaroinnin järjestely on mahdollista toteuttaa yhtiökokouksen yksimielisellä päätöksellä. Takamittarointitilanteessa osakkaat eivät voisi kilpailuttaa sähkösopimuksiaan. Mikäli osakas kuitenkin haluaa kuitenkin kilpailuttaa sähkösopimuksensa, niin kuin tällä on laillinen oikeus, on asunnossa taloyhtiön mittarin tilalle vaihdettava jakeluverkkoyhtiön mittari. (Auvinen & Honkapuro, 2018b) Tällöin osakas joutuisi jälleen maksamaan siirtomaksun ja sähköveron käyttämästään taloyhtiössä tuotetusta energiasta.

Takamittaroinnin ohella aurinkosähköä voidaan hyödyntää taloyhtiöissä muillakin tavoin. Nämä mahdolliset asennustavat on esitetty taulukossa 12.

Taulukko 12 Aurinkosähkön asennustavat taloyhtiössä. (Huoman, 2018)

	Voimalakoko	Hyöty asukkaille	Huomioita
Ilman asuntokohtaista mittausta	Suuri	Vastikkeen kautta	Ei kannusta energiansäästöön
Kiinteistösähkö	Pieni (jopa pienempi kuin omakotitaloissa)	Vastikkeen kautta	Voimalan tuotanto vain kiinteistön omaan kulutukseen
Mikroinvertterit	Skaalattavissa	Suoraan sähkölaskussa	Asennuksen kannalta haastava, monta pientä voimalaa Aidosti asunnon oma voimala
Takamittarointi	Suuri	Suoraan sähkölaskussa	Taloyhtiön mittarit Laskutus taloyhtiön toimesta Asukas ei voi valita energiantoimittajaa
Hyvityslaskentamalli	Suuri	Suoraan sähkölaskussa	Ei muutoksia mittarointiin Laskutus energiayhtiön toimesta <u>Toistaiseksi kokeilu poikkeusluvalla</u>

Taulukossa 12 mikroinverttereillä tarkoitetaan sitä, että kutakin osakasta/ käyttöpaikkaa varten asennetaan oma invertteri, jolta sähköä jaetaan suoraan käyttöpaikalle. Hyvityslaskentamallia käsitellään tarkemmin luvussa 5.1.2.

4.2 Luvanvarainen sähköverkkotoiminta

Sähkömarkkinalaissa (2013) sähköverkkotoiminnalla tarkoitetaan ”*sähköverkon asettamista vastiketta vastaan sähkön siirtoa tai jakelua ja muita sähköverkon palveluja tarvitsevien käyttöön*”. Nämä toiminnot muodostavat luvanvaraisen liiketoimintakokonaisuuden; yksittäisinä toimintoina ne eivät kuitenkaan ole luvanvaraisia (Suomen hallitus, 2013). Näihin toimintoihin kuuluvat (Sähkömarkkinalaki, 2013)

- sähköverkon suunnittelu, rakentaminen, ylläpito ja käyttö
- verkon käyttäjien sähkölaitteiden liittäminen sähköverkkoon
- sähkön mittaus
- asiakaspalvelu
- muut sähkön siirtoon tai jakeluun liittyvät toimenpiteet, jotka ovat tarpeen verkonhaltijan sähköverkossa tapahtuvaa sähkön siirtoa tai jakelua ja muita verkon palveluja varten.

Luvanvaraisuus määräytyy sähköverkkoliiketoiminnan harjoittamisen perusteella, kuitenkin tapauskohtaiset olosuhteet ja verkkosäätelyn tavoitteet huomioiden (Pahkala, 2017). Suomessa Energiavirasto myöntää sähköverkkoluvan hakijalle, joka täyttää hakemuksensa mukaiselle sähköverkkotoiminnalle asetetut tekniset, taloudelliset ja organisatoriset vaatimukset (Sähkömarkkinalaki, 2013). Hakijan on oltava yhteisö tai kunnan tai valtion liikelaitos, joten yksityishenkilölle tai yksityishenkilöiden yhteenliittymälle lupaa ei voida myöntää (Pahkala, 2017).

Energiavirasto määrää myönnetyssä luvassa jakeluverkonhaltijan maantieteellisen vastualueen. Luvan myöntämisen jälkeen se voi muuttaa vastuualuetta painavasta syystä. (Sähkömarkkinalaki, 2013) Siksi alueelle, johon on jo rakennettu jakeluverkkoa, onkin hankala saada uuden jakeluverkonhaltijan verkkolupaa; sen sijaan rakentamattomalla alueella luvan saamiseen olisi paremmat edellytykset (Siukola & Mannermaa, 2018).

Hakijaa koskevia muita sähkömarkkinalain mukaisia velvollisuuksia, jotka oleellisesti vaikuttavat energiayhteisön toimintaan, on esitelty taulukossa 13.

Taulukko 13 Muita energiayhteisöä oleellisesti koskevia velvoitteita sähkömarkkinalaissa (588/2013)

Pykälä	Sisältö
18	Verkonkäyttäjien yleinen syrjinnän kieltä ja tasapuolisen kohtelun vaatimus
19	Verkon kehittämisvelvollisuus
20	Liittämismvelvollisuus
21	Siirtovelvollisuus (kolmannen osapuolen pääsy verkkoon)
25	Liittymispistehinnoittelu
55	Jakeluverkkojen etäisyysriippumaton hinnoittelu
60	Jakeluverkkotoiminnan eriyttäminen

Jakeluverkonhaltijan sähköverkkoluvan hakijalla on oltava palveluksessaan käytönjohtaja ja jos hakija suorittaa sähkötoita, myös sähkötoiden johtaja (Sähkömarkkinalaki, 2013). Jakeluverkonhaltijan lupahakemuksessa näiden asema organisaatiossa on selvitettävä. Jos käytönjohtaja työskentelee hakijan palveluksessa osa-aikaisesti, tulee hakemuksessa ilmoittaa myös tämän osuus yhtiössä käytetystä työajasta sekä tämän vastaavat tehtävät muissa yhtiöissä. (Energiavirasto, 2014a)

4.2.1 Suljettu jakeluverkko

Sähkömarkkinalain 11 § mukaan ”suljetun jakeluverkon sähköverkkolupa myönnetään hakemuksesta hakijalle, joka harjoittaa sähköverkkotoimintaa maantieteellisesti rajatulla teollisuus- tai elinkeinoalueella taikka yhteisiä palveluja tarjoavalla alueella sijaitsevassa jakeluverkossa tai suurjännitteisessä jakeluverkossa”. Tällaisen verkon käyttäjien toimintojen tai tuotantoprosessin tulee teknisistä tai turvallisuussyistä muodostaa yhtenäinen kokonaisuus, tai sähköä tulee jaella ”ensisijaisesti verkon omistajalle tai verkonhaltijalle tai niihin omistussuhteessa oleville yrityksille”. (Sähkömarkkinalaki, 2013) Tällaisessa verkossa sähköä ei saa toimittaa kuluttajille, ellei kyseessä ole pieni määrä kuluttajia, joilla työsuhteeseen perustuvia tai vastaavia yhteyksiä hakijaan. Näiden kulutuksen tulee olla vähäistä suhteessa yritysten kulutukseen. Mikäli energiayhteisö olisi suljettu jakeluverkko, yhteisön asiakas olisi sidottu suljetun verkon siirtomaksuihin (Siukola & Mannermaa, 2018).

Suljetun verkon sähköverkkolupa myönnetään lain 5 § mukaisesti, ja se voidaan myöntää ennen verkon rakentamista. Vaikka 6 § hakijaa koskevia vaatimuksia ei sovelleta suljetun verkon sähköverkkolupaprosessissa, on Energiaviraston hallintokäytännön mukaan hakijalla ”*oltava Y-tunnus ja sen on täytettävä organisaatioon liittyvät vähimmäisvaatimukset*” (Pahkala, 2017).

Suljettuun verkkoon sovelletaan sähkömarkkinalain säädöksiä koskien suurjännitteistä jakeluverkkoa, jakeluverkkoa ja jakeluverkon haltijaa (Sähkömarkkinalaki, 2013).

Suljettuun jakeluverkkoon ja sen haltijaan ei kuitenkaan sovelleta siirto- ja liittymishinnoittelun eikä verkko- ja liittämispalveluehtojen etukäteistä valvontaa (Pahkala, 2017) eikä taulukon 14 mukaisia säännöksiä.

Taulukko 14 Poikkeukset suljettuun jakeluverkkoon ja sen haltijaan sovellettavista säännöksistä (Sähkömarkkinalaki, 2013)

Pykälä	Sisältö
23	Häviöenergian ja varavoiman hankintamenettelyt
28	Varautumissuunnitelman laatiminen normaaliolojen häiriötilanteisiin ja poikkeusoloihin
29	Yhteistoimintavelvollisuus häiriötilanteissa
50	Suurjännitteisen jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset
51	Jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset (sääturvainen verkko)
52	Jakeluverkon kehittämissuunnitelma
54	Sähkönjakelupalvelujen aikajaotus jakeluverkossa
57	Jakeluverkonhaltijan laskutus jakeluverkossa (hinnan muodostuminen)
58	Jakeluverkonhaltijan velvollisuus ohjata verkon käyttäjien varautumista
59	Jakeluverkonhaltijan tiedottaminen verkon käyttäjille häiriötilanteissa

Alle 110 kilovoltin osalta suljetun jakeluverkon haltijalle on määritetty verkonhaltijan vastuualue, jossa sen verkon käyttäjille on annettava mahdollisuus valita sähkön toimittajansa. Suljetussa jakeluverkossa asiakkaan asema eroaa kiinteistön sisäisen jakelun asiakkaasta siten, ettei tämä voi vaihtaa jakeluverkkoyhtiön asiakkaaksi. (Siukola & Mannermaa, 2018)

Hallinto-oikeus on vahvistanut Energiaviraston hallintokäytännön, jonka mukaan myönnetty suljetun jakeluverkon sähköverkkolupa ja maantieteellinen vastuualue ovat painava syy

muuttaa jakeluverkonhaltijan maantieteellistä vastuualuetta. Tämä ei kuitenkaan vaikuta suurjännitteisen jakeluverkon haltijan oikeuteen rakentaa suurjänniteverkkoa alueellaan. Suljetun verkon lupa on siis myönnettävä, kun luvan myöntämisen ehdot täyttyvät. (Energiavirasto, 2018a) Suljettua jakeluverkon sähköverkkolupaa ei myönnetä sellaisten kiinteistön tai kiinteistöryhmän sisäisille verkoille, joissa luvanvaraisen sähköverkkotoiminnan edellytykset eivät täyty (Energiavirasto, 2018b).

Suljetun jakeluverkon vaatimukset koskien käytön johtajaa eroavat jakeluverkonhaltijan verkosta. Mikäli sähkönjakelu suljetussa jakeluverkossa tapahtuu yli 1000 voltin vaihtojännitteellä tai verkkoon liittyvien kiinteistöjen ja kiinteistöryhmien kokonaisliityntäteho ylittää 1 600 kilovoltiampeeria, on verkon tai sähkölaitteiston haltijan nimettävä käytön johtaja (Sähtöturvallisuuslaki, 2016). Suljetun jakeluverkon käytön johtaja voi olla sähkölaitteiston haltija tai tämän palveluksessa taikka haltijan kanssa kunnossapitosopimuksen tehneen laitoksen palveluksessa oleva henkilö. Käytön johtajana voi toimia muu kuin haltijan palveluksessa oleva henkilö, jos laitteistoon kuuluu enintään kolme muuntamoaa ($U_n \leq 20$ kV) tai muuntamoon rinnastettavaa kytkinlaitosta ($U_n \leq 1$ kV). Sähkötöiden johtajan nimi, pätevyys ja työsuhde on selvitettävä lupahakemuksessa, jos hakija suorittaa sellaisen vaativia sähkötöitä. (Energiavirasto, 2014b)

4.3 Energiaverotus

Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta (1996) määrää sähköverkkoluvalla toimivan verkonhaltijan, sähköntuottajan ja pientuottajan rekisteröitymisen sähköverovelvollisiksi. Sähkön valmistevero ja huoltovarmuusmaksu kannetaan luvanvaraisesta verkosta kulutukseen luovutettavasta sähköstä, sähköntuottajan ja pientuottajan tuottaman sähkön määrästä sekä näiden tuottajien verottomasti omaan käyttöönsä hankkimansa tai verolliseen kulutukseen luovuttamansa sähkön määrästä. Näistä määristä on annettava veroilmoitus Verohallinnolle kunkin voimalaitoksen osalta erikseen. Sähkön valmisteveroa ja huoltovarmuusmaksua ei kanneta sellaisesta sähköstä, jonka sähköntuottaja, pientuottaja tai mikroantuottaja luovuttaa sähköverkkoon, joka kulutetaan voimalaitoksen omakäyttölaitteissa tai joka luovutetaan voimalaitosverkkoon. (Vero.fi, 2018)

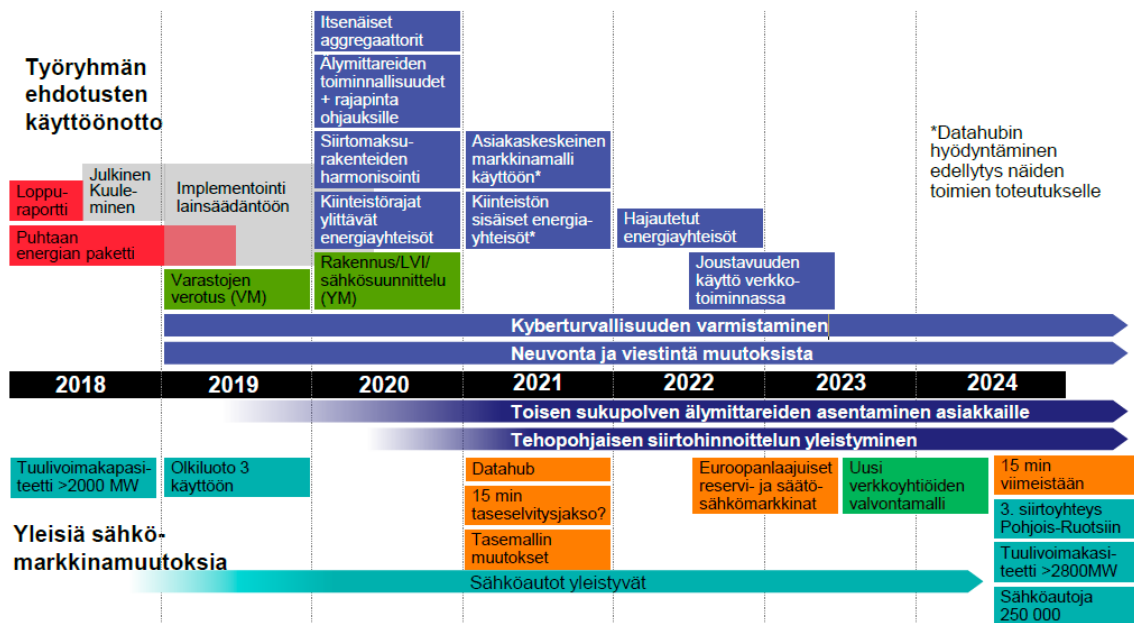
Yli 100 kVA:n nimellistehoiset, kuitenkin sähköenergiaa enintään 800 000 kWh vuodessa tuottavat sähkön pientuottajat joutuvat rekisteröitymään Verohallinnolle sähköverovelvollisiksi ja antamaan nollaveroilmoituksen tuottamastaan sähkön määrästä kerran vuodessa. Pientuottajan ei kuitenkaan tarvitse maksaa sähköveroä omaan käyttöönsä tuottamastaan sähköstä, jota ei olla luovutettu sähköverkkoon, mutta sen tulee antaa veroilmoitus kerran vuodessa. Edellä mainitun vuosituotantorajan ylittyessä on kyse sähköntuottajasta, jonka tulee antaa kuukausittain veroilmoitus verollisista ja verottomista toimituksistaan, syötti tämä sähköä verkkoon tai ei. Enintään 100 kVA:n nimellistehoilla mikrovoimalaitoksilla sähköä tuottavat sähköntuottajat on vapautettu kaikista sähköverotuksen velvollisuuksista, eikä näiden tarvitse rekisteröityä verovelvollisiksi eikä antaa sähköntuotannostaan veroilmoituksia. (Vero.fi, 2018)

5 ENERGIAYHTEISÖJÄ KOSKEVAT LAKIMUUTOSEHDOTUKSET

Moni kohta Suomen lainsäädännössä hillitsee tai jopa estää erilaisten energiayhteisöjen muodostuminen. Näiden esteiden poistamiseksi Suomessa ja Euroopan unionin tasolla on esitetty muutoksia nykyiseen lainsäädäntöön. Lakien valmistelutyö on tätä kirjoitettaessa vielä kesken, mutta mahdollisesti muutettavat lainkohdat ovat jokseenkin tiedossa. Muutosten avulla tullaan mahdollistamaan uusiutuvan energiantuotannon hyödyntäminen kuin omakotitaloissa myös muissa asumismuodoissa ja parantamaan näiden saavutettavuutta esimerkiksi yhteisöomisteisilla voimalaitoksilla. Oleellisimpana esteenä muutosten toteuttamiselle on jakeluverkkotoiminnan luvanvaraisuus ja sen rikkoontumisen oheisvaikutukset. Luvussa 5.1 käsitellään kansallisella ja luvussa 5.2 Euroopan unionin tasolla lähitulevaisuudessa käyttöön otettavaa lainsäädäntöä. Luku 5.2 esittelee tulevan uuden sähkömarkkinadirektiivin vaikutuksia energiayhteisöjen tilanteeseen.

5.1 Kansallisen lainsäädännön muutokset

Suurin osa kansallisen lainsäädännön muutosehdotuksista on syntynyt osana Työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän työskentelyä. Luvuissa 5.1.1 – 5.1.5 käsitellään energiayhteisöihin liittyviä, Suomessa lähivuosina mahdollisesti toimeenpantavia lakimuutoksia koskien AMR-mittareilla toteutettavaa kysyntäjoustoa, hyvityslaskentaa sekä uusia verkkoratkaisuja ja resurssien käytöstä sopimista. Lisäksi luvussa 5.1.6 esitellään valtionvarainministeriön valmistelemaa energiaverotuksen muutosta, jonka osana sähkövarastoihin liittyvää verotuskäsittelyä tullaan selkeyttämään. Mahdollisten lakimuutosten aikataulu on esitetty kuvassa 16. Lopuksi luvussa 5.1.6 tuodaan esiin muita energiayhteisöjä koskevia lakimuutostarpeita.



Kuva 16 Älyverkkotyöryhmän näkemys lakimuutosten toteuttamisjärjestyksestä. (TEM, 2018b)

5.1.1 AMR-mittareiden hyödyntäminen kysyntäjoustossa

Älyverkkotyöryhmän työssä korostui AMR-mittareihin perustuva kysyntäjoustop toteutus, minkä vuoksi se on tässä työssä erityisesti esillä, vaikka on olemassa monia erilaisia ratkaisuja kotitauluksien kysyntäjoustop toteuttamiseksi. Nykyisin käytössä olevilla AMR-mittareilla on mahdollista toteuttaa asiakkaiden osallistuminen vuorokausi-, päivänsisäisille ja säätösähkömarkkinoille, joskin haasteina ovat tiedonsiirron nopeus ja luotettavuus. Verkkoyhtiöt ovat arvioineet, että sähkönmyyjien kuormanohjauksikäskyjen läpimenoaika olisi minuuteista useisiin päiviin. Eritoten tähän vaikuttaa eri järjestelmien välisen tiedonsiirron hitaus, mutta myös ohjauksikäskyjen perillemenon varmentaminen on haasteellista suorittaa nopeasti. Lisäksi eri mittarimallien eroavaisuudet aiheuttavat haasteita. (Järventausta ym., 2015)

Nykyiset AMR-mittarit eivät suoraan sovellu nopeisiin ohjauksiin, vaan mittareihin vaadittaisiin vähintään ohjelmistopäivitys. Sellaisten AMR-mittarien avulla, joissa on kytkettyinä sekä aikaohjaus- että teho-ohjausreleet, voitaisiin suorittaa päälle-pois – kytkennän lisäksi myös teho-ohjausta. Kuormanohjaus reservimarkkinoita ja pientuotannon ohjausta varten edellyttää kuitenkin kotiautomaatiota. (Järventausta ym., 2015)

Älyverkkotyöryhmä on ehdottanut yhdeksi seuraavan sukupolven AMR-mittareiden toiminnallisuudeksi kuormanohjausrelettä ainakin kohteisiin, joissa ohjattavat kuormat ovat merkittäviä, kuten sähkölämmittäjille. Jakeluverkkoyhtiöt tarjoaisivat teknisen alustan ja standardoidun rajapinnan ohjauksille, joita sähkönmyyjät ja palveluntarjoajat voisivat hyödyntää palveluidensa toteutuksissa. Uusien mittareiden mittaustiheys ja mitattavin suureiden määrä tulisi kasvamaan ja nämä tiedot olemaan luettavissa paikallisen fyysisen tiedonsiirtoväylän avulla. (TEM, 2018b) Työryhmän ehdotuksessa ohjauskäskyjen läpimenoaika tulisi olla joitakin tunteja. Ohjaustoiminnallisuus mahdollistaisi asiakkaiden osallistumisen vuorokausimarkkinoille sekä osaan päivän sisäisistä markkinoista. Tämä edellyttäisi mahdollisuutta päivittää jakeluverkkoyhtiön ohjauskalenteria useita kertoja päivässä. (TEM, 2018a) Jakeluverkonhaltijat ovat nähneet AMR-mittarin kuormaohjausreleen avulla toteuttavan kysyntäjoustopotentialin saavutettavuuden ja asiakkaiden alhaisemman osallistumiskynnyksen (Pöyry, 2017b).

Työryhmä on katsonut, ettei reaaliaikaisen ohjauksen toteuttamista kuormanohjausreleellä olisi kustannustehokasta. Koska mittareiden käyttöönotto ajoittuisi merkittävästi vasta vuoden 2025 tienoille, ne eivät sähkönmyyjien ja palveluntarjoajien mielestä välttämättä vastaisi tarkkuudeltaan ja nopeudeltaan tulevaisuuden tarpeisiin. (Pöyry, 2017b) Näin ollen AMR-ohjaus ei korvaa kattavampia ohjauksia tai kotiautomaatiota, mutta heikentää näiden kannattavuutta ja liiketoimintaympäristön houkuttelevuutta niitä tarjoaville laitetoimittajille (TEM, 2018a). Kotiautomaation yleistymistä ennestään hidastavat standardeja noudattamattomat toiminnot ja rajapinnat (Järventausta ym., 2015).

Osin ristiriitaisesti kuormanohjaustoiminnallisuuden kanssa työryhmä määrittelee kysyntäjoustopotentialin kilpailuksi liiketoimintaksi, mitä verkkoyhtiön ei tulisi harjoittaa, sillä markkinat tuottavat palveluita ja lisäarvoa tehokkaimmin. Myös kilpailu- ja kuluttajavirasto on todennut, ”etteivät jakeluverkkoyhtiöt saisi estää markkinaehtoisten kulutusjoustopalveluiden kysynnän muodostumista, erityisesti kun joustopalveluiden tarjoaminen ei ole jakeluverkkoyhtiöiden tehtävä”. (TEM, 2018a)

Työryhmä on muistuttanut, että muiden kuin jakeluverkkoyhtiön tarpeisiin toteutettavassa kysyntäjoustopotentialissa verkon fyysiset rajoitteet tulisi huomioida, mikä kasvattaa tarvetta markkinatoimijoiden väliselle koordinaatiolle. (TEM, 2018a) Työryhmä kannattaa

kustannustehokasta rakennussääntelyä, joka tukisi kulutusjoustoja, sähköautojen älykästä latausta ja kiinteistörajat ylittävien energiayhteisöjen tuotannon huomioimista rakennusten E-luvun laskennassa. Lisäksi sähkö-, LVI- ja automaatio suunnitelmien tulisi mahdollistaa kulutuksen ohjattavuus. (TEM, 2018a & 2018b)

5.1.2 Kiinteistön sisäinen energiayhteisö ja mittarointi

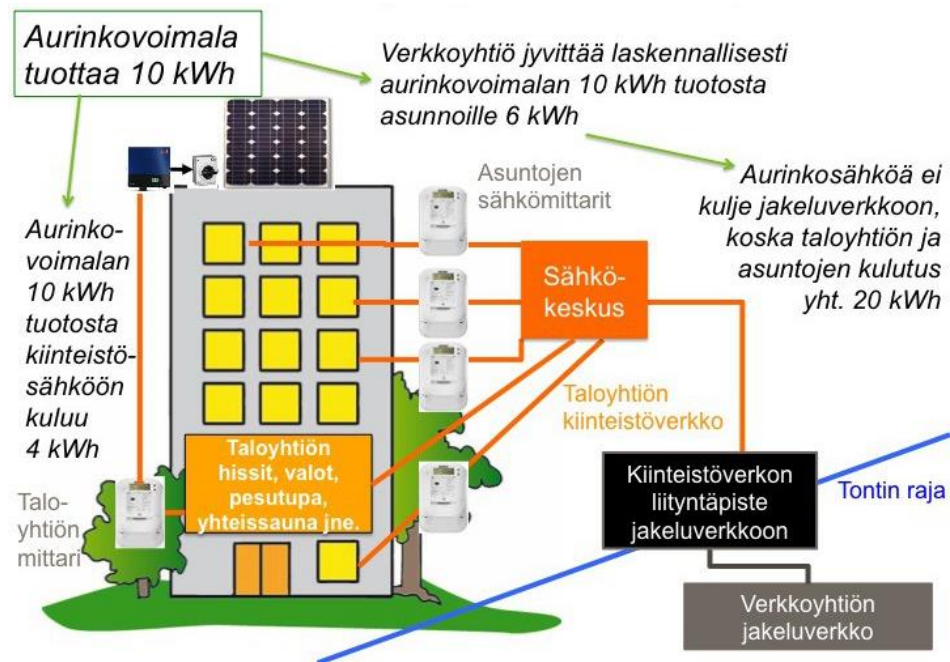
Kiinteistön sisäisen yhteisön kannattavuus perustuu sähköverolta ja siirtomaksun muuttuvalta osalta välttymiseen sekä mahdolliseen muille kuluttajille siirrettävän sähkön vastikkeellisuuteen (Rautiainen ym., 2018). Älyverkkotyöryhmä on todennutkin, ettei kiinteistön sisäisessä verkossa toimitetusta sähköstä tulisi periä siirtomaksua (TEM, 2018b).

Jo nykyinen lainsäädäntö mahdollistaa kiinteistön sisäisen energiayhteisön perustamisen, mutta tilanteen selkiyttäminen vaatisi muutosta mittauslaitteasetukseen, jolla tasejakson sisäinen laskennallinen netotus, eli hyvityslaskenta, voitaisiin mahdollistaa yksiselitteisesti. Tämä tulisi mieluiten toteuttaa Datahubissa. (Auvinen & Honkapuro, 2018b; TE, 2018a)

Hyvityslaskennan mahdollistava lakimuutos on toteutettavissa, mikäli EU:n mittauslaitelainsäädäntö sen sallii (TEM, 2018a). Auvinen ym. (2018) ovat katsoneet tämän mahdolliseksi, vaikka mittaus tietojen tarkistamiskäytäntö ei tällä hetkellä kaikkien verkkoyhtiöiden laitteilla vastaa mittauslaitedirektiivin näyttövaatimusta, eli käytännöstä laskutuksen perustumista mittalaitteen näytön lukemaan. Direktiivin voidaan katsoa estävän laskennallisten arvojen käytön laskutuksessa (Honkapuro, 2018). Näyttövaatimus tulisi kuitenkin joko päivittää tai huomioida seuraavan sukupolven AMR-mittareiden ominaisuuksia määritettäessä.

Älyverkkotyöryhmän ehdotuksista antamassaan lausunnossa Finsolar-projektijohtaja Karoliina Auvinen on ehdottanut määräaikaisen poikkeusluvan hakemista EU:lta näyttövaatimuksen noudattamisesta ja sen korvaavia mittaus tiedon tarkistustapoja, jotta hyvityslaskentaa ja muita älyverkkoratkaisuja voitaisiin soveltaa ennen mittauslaitedirektiivin uudistumista. Tällöin hyvityslaskennan netotuspalveluita voitaisiin kehittää verkkoyhtiövetoisesti ennen Datahub-integraatiota, mikä auttaisi löytämään myös sille parhaat toteutustavat. Suomen Lähienergialiiton mukaan soveltuvat ohjelmistot ovat

nopeasti kehitettävissä. (Lausuntopalvelu.fi, 2018) Hyvityslaskenta on selitetty alla ja kuvassa 17.



Kuva 17 Hyvityslaskennan periaate taloyhtiössä (Auvinen & Honkapuro, 2018a)

Hyvityslaskentapalvelussa aurinkosähkön tuotanto jaetaan osakkaille laskennallisesti aurinkovoimalan, taloyhtiön ja asuntojen tuotanto- ja kulutustietoja yhdistämällä. Käsittelemällä mittarien data tietojärjestelmissä voidaan taloyhtiössä hyödyntää aurinkoenergiaa ilman kalliita mittarimuutoksia. Yhteisöpalveluiden syntymistä tulee helpottamaan Datahubin käyttöönotto, joka tehostaa ja selkeyttää vähittäismarkkinoiden tiedonvaihtoa. (Auvinen & Honkapuro, 2018a)

Älyverkkotyöryhmä on todennut, että yhteisössä kulutettu energia tulisi voida erotella sen mukaan, onko se tuotettu yhteisössä vai hankittu sen ulkopuolelta. Mikäli yhteisö hankkisi sähkönsä keskitetysti ja sillä olisi yksi yhteinen verkkopalvelusopimus ja mittaus, toteutettaisiin yhteisön taseselvitys yksittäisten jäsenten erillisten selvitysten sijaan. Jäsenet voisivat myös kukin itse hankkia sähkönsä omin sopimuksin, jos se voidaan hyväksytyllä mittaustavalla erotella muusta kulutuksesta ja tuotannosta. (TEM, 2018a)

Yhteisö vastaisi itse sopimuksensa mukaisesti tuotannon jaon periaatteista ja kustannuksista. Tuotannon ja kulutuksen jaosta vastaisi palveluntarjoaja, ja tämän tiedon tulisi olla yhteisön ja sen jäsenten sähköntoimittajien saatavilla, mahdollisesti Datahubin kautta. (TEM, 2018a) Tämä aiheuttaisi kustannuksia mahdollisesti myös taloyhtiölle tai energiayhteisölle. Tuotannon ja kulutuksen jako edellyttäisi muutoksia toimijoiden taustajärjestelmiin ja laskentojen päivittämistä sekä edelleen aiheuttaisi kustannuksia toimitusvelvollisille ja muille energiayhteisöjä palveleville sähkönmyyjille. (Rautiainen ym., 2018)

Energiayhteisöstä tulisi voida erota huomioiden lainsäädäntö, kuten asunto-osakeyhtiölaki, sekä yhtiöjärjestys ja muut tehdyt sopimukset. Riittävän nopea eroaminen yhteisöstä edellyttää, että yhteisö voi mitata itse omat käyttöpaikkansa tai hankkia mittauksen ostopalveluna jakeluverkkoyhtiöltä. Yhteisöön kuulumaton jäsen mitataan voimassa olevien mittaussäännösten mukaisesti, eikä yhteisöllä voi vaikuttaa tämän sähkönhankintaan, mittauksiin tai sopimuksiin. (TEM, 2018a)

Kiinteistön sisäisten energiayhteisöjen muodostuminen vähentää sähköveron kertymää ja jakeluverkkoyhtiöiden keräämiä siirtomaksuja. Tämän vuoksi verkkoyhtiöt voivat kompensoida tilannetta korottamalla muiden asiakkaiden tariffeja tai keräämällä uusia maksuja energiayhteisöiltä. Yhteisön jäsenilleen tuottama hyöty on riippuvainen tuotannon omakustannushinnasta ja hyödyntämisasteesta, minkä vuoksi järjestelmän oikeasta mitoituksesta on huolehdittava. (Rautiainen ym., 2018)

5.1.3 Kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö

Eri jakeluverkkoyhtiöiden asiakkaiden keskinäisen tasa-arvon kannalta on ongelmallista, että kiinteistörajat ylittävän energiayhteisön liittymisjohdon rakentaminen edellyttää jakeluverkkoyhtiön suostumusta. Toisaalta sähkömarkkinalaissa verkon käyttäjiä tulee kohdella tasapuolisesti, joten verkkoyhtiön tulisi antaa suostumuksensa johdon rakentamiseen samoin ehdoin kaikille pyytävillä. Eri verkkoyhtiöiden välillä käytännöt voisivat kuitenkin poiketa toisistaan. Tämän vuoksi älyverkkotyöryhmä on ehdottanut erillisen linjan säätämistä verkonrakentamisen yksinoikeuden poikkeukseksi sähkömarkkinalain 13 § 1 momentissa. Erillisen linjan rakentaminen ja operointi tuotantaja- ja kulutuskohteen välillä sallittaisiin ilman jakeluverkkoyhtiön suostumusta ja

sähköverkkolupaa. Linjaan ei sovellettaisi verkkoyhtiön yleisiä velvoitteita eikä kolmannen osapuolen pääsyoikeutta, jos sähköä toimitettaisiin ainoastaan tuotantoyksiköstä käyttöpaikalle, eikä käyttöpaikkojen välillä. Käyttöpaikkoja yhdistävät linjat säilyisivät luvanvaraisina. Erillinen linja ei saisi muodostaa käyttöpaikkojen liittymisjohtojen kanssa rengasyhteyttä. (TEM, 2018a)

Vastuu sähkönlaadusta ja sähköturvallisuudesta liittymäpisteen takana olisi asiakkaalla. Verkkoyhtiö voisi kuitenkin ottaa kantaa linjan teknisiin vaatimuksiin verkkoon liittämisaatimuksissaan. Koska verkon kehittämisvelvollisuus ei koskisi erillisiä linjoja, erillisten linjojen laajamittainen käyttö vaikuttaisi verkon toimitusvarmuuteen, sillä niitä ei koske verkon kehittämisvelvollisuus. Koska verkkoyhtiön yleisiä velvoitteita tai kolmannen osapuolen pääsyoikeutta ei sovellettaisi erilliseen linjaan, yhteisöön liittyminen ja irtautuminen olisi osapuolten sopimuksen varaista. Älyverkkotyöryhmä on huomauttanut, että jatkotyössä tulisi huomioida sähköturvallisuus, kustannukset ja mahdollinen jakeluverkkoyhtiöiden käytäntöjen soveltaminen. (TEM, 2018a) Jakeluverkkoyhtiö Caruna on esittänyt energiayhteisöille muun muassa velvollisuutta merkitä kaapelit digitaalisina paikkatietojärjestelmään (Lausuntopalvelu.fi, 2018). Jatkossa tulisi myös huomioida tuotantoyksikön koon tai verkon jännitetason vaikutus erillisen linjan sääntelyn soveltamiseen (TEM, 2018a).

Energiayhteisöistä huolimatta jakeluverkkoyhtiöiden ylläpito- ja kehittämisvelvollisuus, sähkönkäyttöpaikkojen ja tuotantolaitosten liittämisaatimukset sekä sähkön siirtovelvollisuus velvoittavat niitä rakentamaan verkkoa ja palvelemaan asiakkaita myös harvaanasutuilla alueilla. Joillakin alueilla kiinteistörajat ylittävät energiayhteisöjen perustaminen voisi olla verkon rakentamista tai vahvistamista kannattavampaa. (Rautiainen ym., 2018) Älyverkkotyöryhmä on katsonut kiinteistörajat ylittävien energiayhteisöjen perustamisen olevan helpommin hyväksyttävissä haja-asutusalueilla tai alueilla, joissa verkkoa ei vielä ole rakennettu. Mikäli luopumalla jakeluverkkotoiminnan luvanvaraisuudesta mahdollistettaisiin yhteisöjen lisääntyvä muodostuminen asutuskeskittymiin, verkosta irtautumisen kustannukset jäisivät verkon reunoilla asuvien kannettavaksi. (TEM, 2018a)

5.1.4 Jakeluverkkoyhtiöiden ja energiayhteisöjen välinen sopiminen energiaresurssien käytöstä

Vuonna 2013 uusi sähkömarkkinalaki tiukensi jakelukeskeytyksiin liittyviä vaatimuksia. Jakeluverkkoyhtiöitä vaadittiin kehittämään verkkojen niin, että verkonkäyttäjät eivät kokisi asemakaava-alueilla yli 6 tunnin eivätkä näiden ulkopuolella yli 36 tunnin jakelukeskeytyksiä. Tämän tulisi toteutua vuoden 2028 loppuun ja jatkoajan saaneissa jakeluverkkoyhtiöissä vuoden 2036 loppuun mennessä. (Sähkömarkkinalaki, 2013)

Jakeluverkkoliiketoiminnan valvontamallissa toimitusvarmuuskannustin kompensoi metsänhoidollisia toimenpiteitä sekä ilmajohtojen siirtoa teiden viereen ja ennenaikaista maakaapelointia, kun taas tehostamis- ja laatukannustimet rankaisevat myrskyjen aiheuttamista pitkistä jakelukeskeytyksistä (EY, 2017). Koska valvontamallissa verkkoinvestointeja ja ostopalveluita käsitellään kuitenkin eri tavalla eikä niitä voi verrata toisiinsa, jakeluverkkoyhtiöillä on kannuste investoida verkko-omaisuuteen ja pienentää operatiivisia kustannuksiaan, sillä tämä sallii yhtiöille suuremman tuoton (Rautiainen ym., 2018). Tämän vuoksi, maakaapelointia lukuun ottamatta, keinot tiukentuneiden vaatimusten täyttämiseksi eivät ole osoittautuneet taloudellisiksi tai käytännöllisiksi johtuen niiden kalleudesta, maanomistajien vastustuksesta sekä siitä, etteivät verkkoyhtiöt ole katsoneet johtojen siirron teiden vieriin ehkäisevän puuvahinkoja (EY, 2017).

Joissakin tilanteissa toimitusvarmuuden ylläpitäminen voi tulla jakeluverkkoyhtiöille elinkaarikustannuksiltaan edullisemmaksi kasvattamalla operatiivisia kustannuksia kuin investoimalla verkkoon (TEM, 2018b). Lisäksi ennenaikaisten ja yli-investointien riskinä on, että niiden takaisinmaksuaika on useita kymmeniä vuosia, mitä paljon lyhyempänä aikana alalla syntyy merkittäviä teknologisia läpimurtoja (Trimble, 2018a & 2018b). Jos kuluttajasta tulee energiaomavarainen ja tämä jopa irtaantuu verkosta, maakaapeli-investointi on riski verkkoyhtiölle (Uski ym., 2018). Tulevaisuudessa ja jo nyt tietyin reunaehdoin tämä voisi olla kuluttajalle taloudellisesti kannattavaa. Täydellisen verkosta irtaantumisen sijaan teho- ja energiaomavaraiset mikroverkot voisivat edistää kysyntäjoustoa. Mikroverkkojen avulla voitaisiin leikata kysyntäpiikkejä sekä tarjota varavoimaa ja parempaa toimitusvarmuutta eri tilanteissa. (Uski ym., 2017)

Tällä hetkellä sähkömarkkinalaki ja valvontamalli eivät mahdollista kuluttajan ja verkkoyhtiön välisiä sopimuksia, joissa hyödynnettäisiin esimerkiksi mikroverkkoa tai asiakkaiden joustoa, sillä tämä ei Energiaviraston mukaan kuulu sähköverkkoliiketoimintaan (Uski ym., 2018). Myöskään kiinteät energiavarastot, jotka kykenevät syöttämään keskijänniteverkkoon, eivät voi kuulua verkkoliiketoimintaan. (Energiavirasto, 2015a) Siksi tällaiset toiminnot tuleekin eriyttää omaksi liiketoiminnakseen, mitä koskevat rajat on esitetty luvussa 5.2.2 (Siukola & Mannermaa, 2018).

Verkkoyhtiöillä ei tule olemaan lupaa suoraan kuormanhallintaan kuin merkittävässä häiriötilanteessa, valtakunnallisessa tehopulassa tai ylläpitosyistä (TEM, 2018a). Lisäksi jakeluverkkoyhtiön toiminnan on oltava tasapuolista, syrjimätöntä ja markkinaehtoista, mitkä ovat haasteita, jos joustoa halutaan vain verkon tietyn alueen asiakkailta (Siukola & Mannermaa, 2018). Verkonhaltijalla on kuitenkin mahdollisuus tarjota kuormanohjauspalveluja, kunhan se täyttää sähkömarkkinalain sekä Kauppa- ja teollisuusministeriön asetuksen (2005) vaatimukset liittyen toimintojen eriyttämiseen (Siukola & Mannermaa, 2018). Näitä eriyttämisvaatimuksia on käsitelty luvussa 5.2.2. Nykyinen ja ehdotettu sähkömarkkinadirektiivi mahdollistavat jakeluverkkoyhtiöille markkinaehtoisen hajautettujen resurssien hyödyntämisen verkon käytön tehostamiseksi (EU, 2009; Euroopan komissio, 2017b).

TEM:n älyverkkotyöryhmä on ehdottanut loppuraportissaan näiden resurssien käytön mahdollistamista verkon hallinnassa sekä verkkoinvestointien lykkäämisessä tai välttämisessä, kun se on asiakkaan ja yhteiskunnan kannalta tehokkaampaa kuin verkon vahvistaminen (TEM, 2018b). Samoin professori Jarmo Partanen (2018) on esittänyt Työ- ja elinkeinoministeriölle toimittamassaan selvitystyössä, että jakeluverkkoyhtiölle sallittaisiin, esimerkiksi osana toimitusvarmuuskannustinta, ostaa toimitusvarmuus palveluna asiakkaalta, mikäli tämä omistaisi varavoimakoneita ja palvelun tuottaminen tulisi edullisemmaksi kuin investoinnit verkkoon.

Työryhmä on esittänyt sääntelymalliin älykkäiden ratkaisujen tasapuolisen ja teknologianeutraalin käytön mahdollistavia muutoksia joista valvontamallissa käyttöön otettaviksi on ehdotettu investointi- ja uusien ratkaisujen testiä sekä

kysyntäjoustokannustinta ja innovaatioavustusta, jotka toimisivat parina sekä velvoittavana että kannustavana. Edellä mainittu ohjaisi verkkoyhtiötä valitsemaan kokonaiskustannuksiltaan ja –hyödyiltään kannattavimman vaihtoehdon, kun taas jälkimmäinen kannustaisi hyödyntämään innovatiivisia mutta toistaiseksi taloudellisesti kannattamattomia kysyntäjoustoratkaisuja. (TEM, 2018a)

Verkkoyhtiön joustotarpeiden tulisi olla myös markkinoille läpinäkyviä. Tällöin palveluiden hyödyntäminen olisi tasavertainen vaihtoehto investoinneille, jolloin asiakkaat voisivat hyötyä edullisemmasta hinnoittelusta. Asiakkaan hajautettujen resurssien hyödyntäminen myös verkkoyhtiön tarpeisiin lisäisi niiden arvoa ja vähentäisi tarvetta verkkoinvestointeihin. Kun verkkoyhtiöt tekisivät järkevämpiä investointeja, asiakkaat kokonaisuutena hyötyisivät. (TEM, 2018a) Jakeluverkkoyhtiöiden valvontamallissa asiakkaiden kanssa tehtävä sopiminen huomioidaan todennäköisesti vuonna 2024 alkavalla valvontajaksolla (Siukola & Mannermaa, 2018).

Caruna Oy:n mukaan ostopalveluiden käyttö on investointeja riskipitoisempaa, sillä niiden pitkän aikavälin riskejä ja tuottoja ei voida ennustaa yhtä tarkasti. Ostopalveluiden kiinnostavuuden lisääminen verkkoyhtiölle vaatisikin sääntelymallin laajempaa muutosta. (Lausuntopalvelu.fi, 2018)

5.1.5 Sähkövarastojen verotus

Tällä hetkellä voimassa oleva kansallinen lainsäädäntö ei tunne sähkövaraston käsitettä, minkä vuoksi varastot käsitellään verotuksellisesti loppukulutuksena. Siksi jo kertaalleen verotetulla sähköenergialla varatusta sähkövarastosta verkkoon syötettävä sähkö tulee toisen kerran verotetuksi, kun se luovutetaan loppukulutukseen. (Suomen hallitus, 2018) Lakia sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta on kuitenkin muutettu joulukuussa 2018. 1. huhtikuuta 2019 alkaen sähköä pääsääntöisesti ei verotettaisi kahdesti tilanteissa, joissa sitä siirretään sähköverkosta sähkövarastoihin ja niistä takaisin sähköverkkoon myöhemmin kulutukseen luovutettavaksi. Laissa määritellyt sähkövarastot voivat olla sähkökemiallisia. (Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta annetun lain muuttamisesta, 2018)

Muutetussa energiaverotuslainsäädännössä sähkön siirto sähköverkosta sähkövarastoon ja vastaavasti sähkövarastosta takaisin sähköverkkoon on säädetty verottomaksi. Sähkövarasto voidaan käsittää osana voimalaitosta, josta sähköä ei toimiteta suoraan kulutukseen, tai osana luvanvaraista sähköverkkoa, jolloin varastoihin sovelletaan näitä koskevaa verolainsäädäntöä. Lisäksi muissa tapauksissa sähkövaraston pitäjä voi hakea verottoman sähkövaraston ja verottoman sähkövaraston pitäjän lupaa Verohallinnolta. Tällöin näitä koskevat normaalit verovelvollisen velvoitteet. (Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta annetun lain muuttamisesta, 2018)

Lakimuutokset eivät kosketa sähköverkkoon liitettyjä mikro- ja pienvoimalan sähkövarastoja niissä tapauksissa, joissa sähköä siirretään sähkövarastosta myös omaan kulutukseen. Nämä on päätetty rajata lain ulkopuolelle, sillä nykytilanteessa *”itse syötettyä ja verkosta kulutukseen otettua sähköä ei voida erottaa mittauksessa toisistaan”* (Valtiovarainvaliokunta, 2018). Toisen sukupolven älykkäiden sähkömittareiden on kuitenkin arveltu mahdollistavan tämän. (Valtiovarainvaliokunta, 2018) Kaksinkertainen sähköverotus toteutuisi kuitenkin vain, kun sähkövarasto ladattaisiin verkosta ja sen jälkeen purettaisiin verkon kautta loppukulutukseen. Hallituksen esityksessä asuinkiinteistöjen sähkövarastoista saatavan hyödyn katsottiin ensisijaisesti syntyvän ostoenergian, siirtomaksujen ja sähköveron välttämisestä kasvattamalla itse tuotetun sähkön käyttöastetta. Sähkömarkkinoille osallistumisesta saatava korvaus olisi pieni suhteessa sähkövarastoinvestointiin, ja reaaliaikamarkkinoille osallistumisessa sähköverotus ei aiheuttaisi pienten energiamäärien vuoksi ongelmaa varaston taloudelliselle kannattavuudelle. (Suomen hallitus, 2018)

5.1.6 Muita epäselvyyksiä ja muutostarpeita lainsäädännössä

Työn aikana tunnistettiin joitakin saarekoituneen mikroverkon muodostamisen oikeudellisia haasteita. Näitä ovat sähkövaraston sähkön alkuperä, taseselvitykseen liittyvät ongelmat, asiakkaan oikeus koko valtakunnan sähköverkon käyttöön ja kolmannen osapuolen oikeus verkkoon pääsyyn. Lisäksi taloyhtiöissä toimivia energiayhteisöjä saattaa koskettaa arvonlisäverovelvollisuus.

Suomenniemen LVDC-mikroverkossa saarekekäyttö syöttävän verkon keskeytyksessä sähkömarkkinaosapuolen omistaman akkuvaraston turvin vertautuu tilanteeseen, jossa verkkoaluetta syötetään tilapäisesti aggregaatilla. Taseselvityksen osalta mittarointi on normaalisti aukotonta, mutta tilapäiset saarekekäytöt voivat aiheuttaa tasevirheitä eri osapuolille. Näiden merkittävyyttä eri osapuolille olisi syytä tarkastella laskennallisesti tilastojen pohjalta. Kun pieniä mikroverkkoja ei ole kovin paljon, tasevirheiden syntyminen tuskin on merkittävä ongelma. (Kaipia, 2018)

Julkiseen sähköjakeluun kuuluva mikroverkko ei estä kolmannen osapuolen pääsyä verkkoon. Sen sijaan haasteellisia ovat saarekeajossa toimivat sekä julkisesta verkosta täysin irralliset mikroverkot, joissa kauppaa voidaan käydä vain mikroverkon sisäisillä resursseilla, sillä toistaiseksi ei ole olemassa kauppapaikkaa mikroverkon sisäisten sähkömarkkinoiden toteuttamiseksi eikä kaupankäyntiä koskevia sääntöjä. Valtakunnan verkkoon yhteydessä olevia mikroverkkoja ei ole syytä ajaa fyysisenä saarekkeena paitsi tilapäisesti muun verkon katkoissa, mikä on jo nykyisinkin sallittua. (Kaipia, 2018)

Energiaviraston lakimies Heikki Vestmanin näkemyksen mukaan asiakas ei voi sitovasti luopua tälle laillisesti kuuluvista oikeuksista. Oikeuksien rikkumattomuus voikin olla este saarekoitumiselle. Energiayhteisö voisi kuitenkin toimia saarekkeena kaikissa tilanteissa, jos asiakkaiden oikeudet toteutuvat ja kaikki verkon käyttäjät ovat yhteisön jäseniä. Tilanne on epäselvä, jos yhteisön verkkoa käyttäisi yhteisöön kuulumaton asiakas, sillä tällaisia tilanteita ei ole lainsäädännössä käsitelty. Yksi mahdollinen ratkaisu voisi olla, että asiakas ja yhteisö sopisivat, että joissakin määrätyissä tilanteissa asiakas itse tai myyjän välityksellä ostaa energiaa esimerkiksi yhteisön akkuvarastosta, mutta Energiaviraston haastatellut eivät tieneet sanoa, voitaisiinko näin käytännössä tehdä. (Siukola & Mannermaa, 2018)

Yksi taloyhtiön sisäisille energiayhteisöille mahdollisesti koitua hallinnollinen taakka on arvonlisäverovelvollisuus, mikäli ylijäämätuotantoa myydään verkkoon. Tämä lisäisi kustannuksia erityisesti pienissä taloyhtiöissä, jotka eivät ennestään ole arvonlisäverovelvollisia. Finsolar-hanke on lähettänyt joulukuussa 2018 keskusverolautakunnalle ennakkoratkaisupyynnön arvonlisäverotusta koskevien ongelmien selvittämiseksi. Toisin kuin sähköverolta ja siirtomaksuilta, arvonlisäverolta ei voi toimittaa

nettolaskutusta johtuen harmonisoidusta EU-lainsäädännöstä. (Auvinen & Honkapuro, 2018a)

5.2 Ehdotus uudeksi sähkömarkkinadirektiiviksi

Euroopan komissio esitteli vuoden 2016 marraskuussa uuden toimenpidepaketin *Puhdasta energiaa kaikille eurooppalaisille* tavoitteenaan luoda lainsäädännöllinen kehys energiamurroksen helpottamiseksi. Osa toimenpidepakettia on toimintaympäristön muutokseen vastaava sähkömarkkinoiden rakenneuudistus. Sen avulla pyritään mahdollistamaan sähkön vapaa liikkuvuus, parantamaan energiatehokkuutta, lisäämään kilpailua sähkömarkkinoilla ja kuluttajien vaikutusmahdollisuuksia sekä kannustamaan hiilivoimasta irtautumiseen uusiutuvan energiantuotannon avulla. (Euroopan komissio, 2017b)

Osa sähkömarkkinoiden rakennemuutokseen tähtäävää lainsäädäntöä on uusi sähkömarkkinadirektiivi. Siinä komissio katsoo, että energiayhteisöt, olivatpa nämä julkiseen jakeluverkkoon liitettyjä tai eivät, voisivat kuluttaessaan tuottamansa sähkön olla tehokas keino hallita sähkönkulutusta yhteisötasolla. Tämän vuoksi jäsenvaltioiden tulisi luoda lainsäädännölliset edellytykset energiayhteisöjen syntymiselle. Energiayhteisöt voisivat myös *”helpottaa uuden teknologian käyttöönottoa ja uusien kulutustottumusten omaksumista, edistää kotitalouksien energiatehokkuutta ja torjua energiaköyhyyttä”*. Ne myös mahdollistavat osallistumisen sellaisille energiemarkkinoille, joille yksittäiset kuluttajat eivät pystyisi osallistumaan. Paikallisten energiayhteisöjen tulisi saada toimia markkinoilla tasavertaisesti vääristämättä kilpailua. (Euroopan komissio, 2017b)

Euroopan neuvosto, parlamentti ja komissio pääsivät sopimukseen sähkömarkkinadirektiivin ja -asetuksen sisällöstä joulukuussa 2018, mitä seuraavat tekstien käännökset EU-kielille sekä parlamentin ja neuvoston muodolliset hyväksynnit lähikuukausina. Lait julkaistaan Euroopan unionin virallisessa lehdessä. Asetus astuu voimaan jäsenvaltioissa välittömästi, ja direktiivi on sisällytettävä kansalliseen lainsäädäntöön 18 kuukauden kuluessa. (Euroopan komissio, 2018)

Luvussa 5.2.1 esitellään direktiiviehdotuksen energiayhteisöjä koskevat säännökset. Jäljempänä luvuissa 5.2.2 ja 5.2.3 esitellään direktiiviehdotusta koskevia haasteita ja mielipiteitä, joita European Distribution Operators for Smart Grids (EDSO) ja Eurelectric ovat tuoneet esille.

5.2.1 Direktiivin energiayhteisöjä koskevat ehdotukset

Euroopan komission ehdotetun uuden sähkömarkkinadirektiivin artikla 16 esittää toimintaedellytykset ja vaatimukset paikallisille energiayhteisöille. Artiklan mukaan jäsenvaltioiden on varmistettava, että yhteisöllä on oikeus omistaa, perustaa tai vuokrata yhteisön verkkoja ja hallita niitä itsenäisesti. Lisäksi yhteisöillä on oltava syrjimätön pääsy kaikille järjestäytyneille markkinoille suoraan tai välillisesti, toisin sanoen aggregoituna. Yhteisöjä ei saa syrjiä loppukäyttäjinä, tuottajina, jakeluverkonhaltijoina tai yhteenliittyminä harjoittaman toiminnan, oikeuksien ja velvollisuuksien suhteen. Lisäksi yhteisöihin sovellettavien maksujen tulee olla kustannusvastaavia ja menettelyiden oikeudenmukaisia, oikeasuhteisia ja avoimia. (Euroopan komissio, 2017b)

Lainsäädännöllä tule vahvistaa, että yhteisöön kuuluminen on vapaaehtoista ja jäsenillä on oikeus erota siitä maksutta kolmen viikon varoajalla. Jäsenellä tulee säilyä samat oikeudet kuin yhteisöön kuulumattomalla, eli käytännössä oikeus valita sähkönmyyjänsä. Energiayhteisöön kuulumattomilta yhteisön verkon käyttäjiltä perittävien verkkomaksujen tulee olla oikeudenmukaisia ja kustannusperusteisia. Jäsenvaltiot voivat määrätä yhteisön hajautettua tai pienimuotoista tuotantoa koskevia lupamenettelyjä. Yhteisön tulee olla mahdollista tehdä sopimus toimialueen jakeluverkkoyhtiön kanssa jakeluverkkoyhtiön verkon käytöstä. Yhteisön liittymispisteessä ulkopuoliseen jakeluverkkoon tulee tarvittaessa soveltaa asianmukaisia verkkomaksuja, joissa on eriteltävä jakeluverkkoon syötetty ja siitä yhteisön kulutukseen otettu energia. (Euroopan komissio, 2017b)

Mikäli energiayhteisö harjoittaa jakeluverkonhaltijan toimintaa, sovelletaan siihen direktiivin luvun 4 säännöksiä jakeluverkon käytöstä. Luvun nykyydirektiivin jakeluverkkoyhtiöitä koskeva sääntely on suurilta osin siirtynyt direktiiviehdotukseen. Nykyisen direktiivin säännökset jakeluverkon tasapainottamista ja energiatehokkuuden

edistämistä tullaan poistamaan. Direktiiviehdotus tuo seuraavia uusia säännöksiä (Euroopan komissio, 2017b):

- häviösähkön ostoon liittyvät ehdot
- verkonkehittämissuunnitelman toimittaminen
- sähköajoneuvojen latauspisteisiin liittyvä yhteistyö
- mittaustietojen saatavuus
- energiavarastoja koskevat omistajuusrajoitukset.

Direktiiviehdotuksen johdannossa todetaan, että ”*pääsy paikallisen energiayhteisön verkkoon olisi annettava oikeudenmukaisin ja kustannusvastaavin ehdoin*”. Yhteisön verkko olisi maantieteellisesti rajattu ja se voisi toimia erillisenä verkkona tai yleiseen jakeluverkkoon yhdistettynä. 2 artiklan mukaan yhteisön toiminta voisi olla myös valtiorajat ylittävää. (Euroopan komissio, 2017b)

Ehdotetun sähkömarkkinadirektiivin ohella ehdotus uusiutuvan energian direktiiviksi käsittelee 21 ja 22 artiklassa energiayhteisöjä. Näissä käydään läpi mm. tuottaja-kuluttajan oikeuksia ja tähän kohdistuvaa hinnoittelua sekä uusiutuvan energian yhteisön omistusrakenteita. Lisäksi taloyhtiöiden asukkaille, sekä elinkeinoalueen, yhteisiä palveluja tuottavan alueen ja suljetun jakeluverkon asiakkaille tulee mahdollistaa itse tuotetun uusiutuvan energian käyttö aivan kuten yksittäisellä tuottaja-kuluttajalla. (Euroopan komissio, 2017b)

5.2.2 Näkemyksiä energiayhteisöiden jakeluverkkotoiminnan harjoittamisesta

Sähkömarkkinadirektiiviehdotuksen 2 artiklan 7 §:n paikallisen energiayhteisön määritelmä vaikuttaisi sallivan yhteisön harjoittaa sekä sääntelemätöntä että sääntelyn piiriin kuuluvaa eli jakeluverkonhaltijan toimintaa. Lisäksi 16 artiklan 2 § kohdan e mukaan jakeluverkkotoimintaa harjoittavaan energiayhteisöön sovelletaan jakeluverkon käyttöä koskevaa direktiivin neljättä lukua. Tämä tekisi yhteisöstä *de facto* tavanomaisen jakeluverkonhaltijan (EDSO, 2017).

Niin nykyisessä kuin ehdotetussa direktiivissäkin jakeluverkonhaltijoiden tulee olla eriytetty vertikaalisesti integroituneiden yhtiöiden muista toiminnoista oikeudellisen muotonsa,

organisaationsa ja päätöksentekonsa osalta. Direktiivit kuitenkin sallivat myöntää tähän kansallisia poikkeuksia alle 100 000 tai alle 50 000 asiakkaan jakeluverkkoyhtiöille. (EU, 2009; Euroopan komissio, 2017b) Suomen lainsäädännössä tämä poikkeus toteutuu niillä jakeluverkonhaltijoilla ja suljetun jakeluverkon haltijoilla, joiden 400 voltin sähköverkossa on siirretty vuodessa alle 200 gigawattituntia kuluneiden viime kolmen kalenterivuoden aikana (Sähkömarkkinalaki, 2013); jos sähkönjakelua ei tällä jännitteellä tapahdu, eriyttämistä ei tarvitse tehdä (Siukola & Mannermaa, 2018). Lisäksi direktiivit mahdollistavat kansallisen poikkeuksen myöntämisen myös pienelle erilliselle verkolle, jossa vuonna 1996 kulutettiin energiaa alle kolme terawattituntia, mistä kulutuksesta alle 5 prosenttia oli peräisin toisista verkoista, joihin se oli liitetty (EU, 2009; Euroopan komissio, 2017b). Sähköverkkoliiketoiminnalle tulee direktiivien mukaan kuitenkin laatia erillinen tase ja tuloslaskelma (EU, 2009; Euroopan komissio, 2017b). Suomessa muille liiketoiminnoille ei tarvitse laatia omaa tasetta ja tuloslaskelmaa, jos nämä liiketoiminnot ovat osuudeltaan alle 10 prosenttia kokonaisliikevaihdosta ja alle 500 tuhatta euroa vuodessa (Kauppa- ja teollisuusministeriö, 2005).

Samojen oikeuksien ja velvollisuuksien mukaan lukien viranomaisvalvonta tulisi koskettaa niin jakeluverkonhaltijoina toimivia energiayhteisöjä kuin muita jakeluverkonhaltijoita (EDSO, 2017). Direktiiviehdotus vaikuttaisi kuitenkin asettavan jakeluverkkotoimintaa harjoittaville energiayhteisöille muita jakeluverkonhaltijoita väljemmät vaatimukset (Eurelectric, 2017). Yhteisön eriarvoista kohtelua jakeluverkonhaltijana voi aiheuttaa myös se, ettei viranomaisen määrittämiin jäsenten verkkomaksun perusteisiin ole otettu kantaa (EDSO, 2017). Lisäksi eri käsitteet kuten jakeluverkonhaltija, paikallinen energiayhteisö, uusiutuvan energian yhteisö ja suljettu jakeluverkko sekä näitä koskevat oikeudet ja velvollisuudet tulisi täsmentää (EDSO, 2017).

Jakeluverkonhaltijana toimivalle energiayhteisölle kuuluisivat myös verkon käytön ja kehittämisen velvoitteet sekä vastuut, kuten (EDSO, 2017)

- verkon suunnittelu ja kehittäminen
- käyttö ja ylläpito
- mittaus ja laskutus
- palvelun laatu
- asiakaspalvelu
- liittämisvelvollisuus
- asiakkaan myyjänvaihtojärjestelyt
- tiedonvaihto markkinaosapuolten kanssa.

Vaikka toiminnot ulkoistaisi toiselle yhtiölle, vastuu niiden laadusta ja toimituksesta säilyisi yhteisöllä. Yhteisön verkkoalueella tulisi olla yleiset palveluehdot, joissa huomioidaan myös tilanne, jossa verkon omistava yhteisö lakkautuu. Direktiivissä ei ole asetettu rajoitteita energiayhteisön ja sen verkkoalueen koolle, maantieteellisen alueen suuruudelle tai lailliselle rakenteelle. (EDSO, 2017) Myöskään prosessia, miten energiayhteisön verkkoalue syntyy toisen jakeluverkonhaltijan alueelle, ei ole käsitelty. Tähän liittyy kysymyksiä mahdollisesta verkko-omaisuuden siirtämisestä ja tästä yhteisölle seuraavasta kustannusten takaisinmaksun varmistamisesta. (Eurelectric, 2017)

Sähkömarkkinoiden toimintaa selkeyttäisi, että energiayhteisön sallittaisiin harjoittaa vain joko säänneltyä tai sääntelemätöntä toimintaa. Uuden markkinatoimijan luominen energiamarkkinoille edellyttäisi siltä taloudellista kestävyyttä ja kustannuksia suurempia hyötyjä. (EDSO, 2017) Energianyhteisöjen oikeuden omistaa ja hallita verkkoja voidaan katsoa rikkovan jakeluverkkoyhtiön alueellista monopolia ja aiheuttavan erillisverkkojen nopeutuvaa syntymistä asutuskeskuksissa (TEM, 2018a). Tässä tapahtuvan verkon kahdentamisen kustannukset lankeaisivat nykyisen asiakaskunnan maksettaviksi (Eurelectric, 2017).

5.2.3 Näkemyksiä muusta energiayhteisöjen sääntelystä direktiiviehdotuksessa

16 artiklan 1 § kohdan c mukaan energiayhteisöillä säilyvät samat oikeudet kuin mainituilla toimijoilla. Jos yhteisö kuitenkin toimii useassa tällaisessa roolissa, voivat näiden oikeudet ja velvollisuudet olla keskenään ristiriidassa tai yhteen sopimattomia. Esimerkiksi yhden toimijan oikeus voi olla toisen velvollisuus. (EDSO, 2017)

2 § kohdassa b yhteisön jäsenillä tulee säilyä samat oikeudet kuin kotitalousasiakkailla tai aktiivisilla asiakkailla. Eurelectricin mukaan nämä oikeudet tulisi selventää ja samojen sääntöjen koskea niin yhteisön jäseniä kuin yhteisöstä eronneita. Tarvitaan sääntöjä ja määräyksiä koskien yhteisön verkon käyttöä, kuten entisten jäsenten mittausta, liityntää tai laskutusjärjestelyjä liittyviin sääntöihin ja määräyksiin. (Eurelectric, 2017) Asiakkaiden velvollisuuksien kuten siirtomaksujen ja verojen säilymisestä ei direktiiviehdotuksessa ole mainittu (EDSO, 2017).

Artiklassa 16 ei ole käsitelty yhteisön verkon käytön verkkomaksuja tai niiden asianmukaista jakautumista jäsenten ja ulkopuolisten käyttäjien kesken (EDSO, 2017). Eurelectricin (Eurelectric, 2017) mukaan tämä mahdollistaa tulkinnan, että vain ensin mainituilta peritään verkkomaksuja tai ainakin jäseniä enemmän. Selvennysten puute voi sallia, ettei jäseniltä peritä kustannusvastaavia maksuja, mistä seuraisi ongelmia kustannusten takaisinmaksussa ja epäreilua ristosubventiota (Eurelectric, 2017). Yhteisön jäsenten ja muiden käyttäjien tulisi osallistua sähkömarkkinoille reilulla ja kustannusvastaavalla tavalla (Eurelectric, 2017), eikä verkkomaksuissa ja veroissa saisi tapahtua syrjintää (EDSO, 2017). Artiklassa sääntelyviranomaisen mainitaan vain liittyen yhteisön ja siihen kuulumattoman asiakkaan välisiin verkkomaksua koskeviin riitoihin (EDSO, 2017).

§ 2 kohdan f mukaan yhteisö voi tehdä sopimuksia oman verkkonsa käytöstä paikallisen jakeluverkkoyhtiön kanssa. EDSO:n mukaan tällainen sopiminen pitäisi tulkita täysin vapaaehtoiseksi, ja yhteistyön tulisi olla aina läpinäkyvää ja syrjimätöntä. EDSO on katsonut, että § 2 kohdan h mukaisesti yhteisön tulisi osallistua reilulla ja kustannusvastaavalla tavalla kaikkiin järjestelmän kustannuksiin, esimerkiksi maksamalla verkkomaksuja sille jakeluverkonhaltijalle, jonka verkkoon se on liittynyt. (EDSO, 2017)

6 UUSIEN ENERGIAPALVELUIDEN KOKEILUALUEET LAPPEENRANNASSA

Tässä luvussa vertaillaan erilaisia nykylainsäädännön mahdollistamia sähköverkkoratkaisuja ja niiden etuja ja haasteita eri tyyppisissä energiayhteisöissä ja mikroverkoissa. Näistä valitaan soveltuvat toteutukset kahteen potentiaaliseen pilottikohteeseen. Yhteen pilottikohteeseen Lappeenrannan Lentokentätien yritysalueelle mitoitetaan suuri aurinkovoimala, jonka tuotannon hyödyntäminen energiayhteisössä pyritään maksimoimaan. Toinen kohde on Rauhankorven muuntopiiri Lappeenrannan haja-asutusalueella, missä tutkitaan mahdollisuuksia parantaa sähkön toimitusvarmuutta mikroverkon ja akkuvaraston avulla. Molempiin pilottikohteisiin esitetään karkeat liiketoimintamallit ja tarkastellaan vaikutuksia eri osapuoliin. Osa Lentokentätien yritysalueesta on esitetty kuvassa 18 ja Rauhankorven alue kuvassa 19.



Kuva 18 Osa lentokentän yritysalueetta. Mahdollisen aurinkovoimalan sijoittumiskohta on kuvan oikeassa laidassa lentokentän reunametsikön paikalla (Suomala, 2015)



Kuva 19 Rauhankorpi. Muuntopiiri syöttää kolmea kuvassa näkyvää sähkökäyttäjää. (Google LCC, 2009)

6.1 Verkkomuotojen edut ja haasteet

Tähän lukuun on koostettu eri tämänhetkisten verkkomuotojen hyviä ja huonoja puolia erilaisten energiayhteisöjen ja mikroverkkojen toteutuksissa. Arvioinnissa on huomioitu mahdollisuudet yhteisöllisen energiantuotannon hyödyntämiseen ja energian varastointiin sekä sähköverkon ohjaukseen ja omistukseen liittyvät seikat. Luvanvaraisten sähköverkkomuotojen osalta on suljettu tarkastelun ulkopuolelle uuden jakeluverkkoyhtiön perustaminen, sillä luvussa 4.2 on todettu hyvin epätodennäköiseksi saada uusi verkkolupa alueelle, jossa on entuudestaan toisen yhtiön luvanvaraista sähköverkkoa. Lisäksi molemmissa ehdotetuissa pilottikohteissa jakeluverkonhaltijan velvollisuudet aiheuttaisivat kohtuuttoman suuren hallinnollisen taakan. Verkon toteutusvaihtoehdoista tarkasteluun on otettu kiinteistön tai kiinteistöryhmän sisäinen sähköverkko, suljettu jakeluverkko, voimalaitoksen liittymisjohto ja nykyisen jakeluverkon haltijan verkko.

Kiinteistön sähköverkossa riittää yksi sähköliittymä, mikä pienentää kustannuksia. Aurinkosähkön kannattavuutta parantaa se, ettei kiinteistöverkossa jaeltavasta tuotannosta kanneta sähkövero ja siirtomaksua. Tosin tällöin kaikilla sähkökäyttäjillä tulee olla yhteinen sähköverkko- ja sähkönhankintasopimus. Toisaalta verkon alueen hallintapohjan tulee olla yhtenäinen. Hallintaoikeuksien järjestely kiinteistöverkon mahdollistamiseksi ei kaikissa tapauksissa välttämättä ole kiinteistönomistajien kannalta haluttavaa.

Kiinteistöverkkoja ei koske verkon kehittämisvelvoite, mikä toisaalta voi heikentää verkon turvallisuutta ja ajan tarpeisiin vastaavuutta. Kiinteistön sisäinen sähköverkko sopii sellaisiin energiayhteisön tai mikroverkon toteutuksiin, joissa kiinteistöjen hallintaoikeus on alun pitäen yhtenäinen. Tällaisia kohteita ovat esimerkiksi asunto-osakeyhtiöt, kauppakeskukset ja liikekiinteistöt.

Suljettu jakeluverkko mahdollistaa luvanvaraisuuteensa vuoksi verkonhaltijan periä siirtomaksua verkkonsa käytöstä. Vaikka suljettua jakeluverkkoa ei koske yhtä laaja sääntely kuin julkisia jakeluverkkoja, kohdistuu niille useita hallinnollisia velvoitteita. Nämä koskevat esimerkiksi organisaatorakennetta, liiketoimintojen eriyttämistä, verkon kehittämistä ja mittausjärjestelyitä. Suljetusta jakeluverkosta kulutukseen luovutettavasta sähköstä peritään sähkövero, mikä heikentää aurinkosähkön yhteisössä jakamisen kannattavuutta verrattuna kiinteistöverkkoihin. Suljettu jakeluverkko on perustettavissa palvelemaan vain omistajayrityksiään tai verkon käyttäjien toimintojen tai prosessien on muodostettava yhtenäinen kokonaisuus. Suljetun verkon haltijalla tulee olla Y-tunnus. Näistä syystä suljettua jakeluverkkoa ei voi perustaa palvelemaan yksityisiä kuluttajia, ja se palveleekin parhaiten suuria teollisuuden keskittymiä.

Kiinteistörajat ylittäviä voimalaitoksen liittymisjohtoja käytettäessä kiinteistöjen hallintaoikeuksiin, valmiin jakeluverkon omistukseen ja mittausjärjestelyihin ei tarvitse tehdä muutoksia. Kiinteistörajan ylittäminen vaatii kuitenkin jakeluverkkoyhtiön suostumuksen, ja eri yhtiöiden välille voi muodostua eroja käytänteissä. Koska liittymisjohdon rakentaminen ja käyttö eivät edellytä sähköverkkolupaa, niitä pitkin kulutukseen siirrettävästä sähköstä ei peritä sähköveroa. Toisaalta näiden johtojen käytöstä, siis ylläpidosta ja muista kustannuksista, ei saa periä vastiketta, muutoin ne muuttuvat luvanvaraiseksi sähköverkoksi. Verkkoon liittyjät voivat kuitenkin kustantaa johtojen rakentamisen niiden muuttumatta luvanvaraisiksi. Liittymisjohtoja ei koske verkon kehittämisvelvoite. Johtojen kannattavuuden vuoksi tulisi niissä siirtää riittävän paljon sähköä vuosittain, mitä on käsitelty luvussa 6.3.2. Parhaiten voimalaitosten liittymisjohdot soveltuvat kohteisiin, joissa on suuria voimalaitoksia, joista voidaan siirtää ylijäämäsähköä lähellä sijaitseviin kulutuskohteisiin.

Ilman uuden verkon rakentamista ja vanhan verkon omistuksen säilyessä jakeluverkkoyhtiöllä vältytään monilta lainsäädännön ongelmakohtilta ja haasteilta, sillä yhtiö harjoittaa ennestään luvanvaraista sähköverkkotoimintaa. Kiinteistöjen hallintaoikeuksia ja mittausjärjestelyitä ei tarvitse muuttaa. Yhteisöllinen sähköntuotannon jakaminen kuitenkin kärsii verkossa toimitetusta sähköstä perittävästä siirtomaksusta ja sähköverosta.

6.1.1 Verkkomuotojen soveltuvuus Rauhankorvessa

Rauhankorven muuntopiirin toimitusvarmuutta halutaan parantaa, minkä vuoksi sinne suunnitellaan mikroverkko ja akkuvarasto, joiden avulla voidaan parantaa toimitusvarmuutta ja mahdollisesti yhden sähkön pientuottajan tuotannon jakamista yhteisössä. Rauhankorven osalta ei käsitelty vaihtoehtona suljettua jakeluverkkoa, sillä alueen sähkönkäyttäjät ovat kotitalouskuluttajia, jolloin sähkömarkkinalain ehdot suljetun jakeluverkon perustamiselle eivät täyty.

Mikäli muuntopiirin kiinteistöjen hallinta olisi kiinteistöyhtiöllä, ne voisivat muodostaa kiinteistöryhmän, jonka verkko ei olisi luvanvarainen. Käyttöpaikkojen välille voitaisiin rakentaa uusi verkko tai ostaa olemassa oleva verkko jakeluverkkoyhtiöltä. Kiinteistöryhmän sisäisenä verkkona toimiminen mahdollistaisi muuntopiirissä tuotetun sähköenergian hyödyntämisen paikallisesti ilman, että kulutuksen menevästä sähköstä tai akkuvaraston käytöstä peritään sähkövero ja siirtomaksua. Tämä edellyttää kuitenkin takamittarointia, jolloin yhteisön jäsenien pitäisi luopua oikeudestaan tehdä omat sähkösopimuksensa.

Energiayhteisön laajentaminen jakamalla tuotettua sähköä tuotantolaitoksen liittymisjohdolla muihin kiinteistön ulkopuolisiin rakennuksiin olisi mahdollista jakeluverkkoyhtiön suostumuksella. Käyttöpaikkojen väliset etäisyydet – joista lisää luvussa 6.2 – eivät kuitenkaan tee uuden verkon rakentamisesta taloudellisesti kannattavaa toimittaa.

Mikäli muuntopiiri säilyisi osana jakeluverkkoyhtiön verkkoa, energiantuotannon jakaminen yhteisössä ei olisi taloudellisesti kannattavaa siirtomaksun ja sähköveron takia. Ennestään luvanvaraiseen jakeluverkkoon voitaisiin kuitenkin huhtikuun alusta alkaen sijoittaa akkuvarastoja niiden kaksinkertainen sähköverotus välttäen. Sähkömarkkinalaki kieltää jakeluverkkoyhtiötä omistamasta kiinteitä tuotantolaitteistoja, mutta se voi kuitenkin hankkia akkuvaraston ostopalveluna, joskaan valvontamalli ei siihen kannusta. Näin toimivat Suomessa esimerkiksi jakeluverkkoyhtiö Elenia ja sähkön myyjä Fortum, jotka ovat toteuttaneet saarekekäytön mahdollistavan akkuvaraston yhteishankkeena Kurussa. Fortum hyödyntää akkua suuren osan ajasta säätösähkömarkkinoilla (Elenia Oy, 2018). Mikroverkon jakeluverkkoyhtiöomisteisuus voisi mahdollisesti pienentää riskiä, että muodostuessaan teho-omavaraiseksi energiayhteisöksi Rauhankorven sähkönkäyttäjät irtaantuisivat verkosta lopullisesti. Pilottikohteen erilaisista verkkoratkaisuista huolimatta asiakkaisiin tulee soveltaa samaa hinnoittelua kuin muihin verkkoyhtiön asiakkaisiin.

Todettiin nykyisen jakeluverkkoyhtiön verkon käyttö toimivimmaksi ratkaisuksi. Tämä on myös looginen valinta, sillä Rauhankorvessa tavoitellaan ensisijaisesti toimitusvarmuuden parantamista, ja verkkoyhtiö hyötyy tästä Energiaviraston sääntelymallin mukaisesti toimitusvarmuuskriteerien täytyessä ja keskeytyskustannusten pienentyessä. Rauhankorven toteutusmallia tarkastellaan lähemmin luvussa 6.2.

6.1.2 Verkkomuotojen soveltuvuus Lentokentäntien yritysalueella

Yritysalueella toimii kymmeniä yrityksiä, joista osa omistamallaan kiinteistöllä, osa kaupungin omistamalle kiinteistöllä ja jotkut vuokralla toisen omistamalla kiinteistöllä. Vuokralla olevissa yrityksissä tapahtuu vaihtuvuutta esimerkiksi vuokrasopimusten päättyessä ja yritysten lopettaessa toimintansa. Tästä syystä kiinteistöjen hallintapohjan yhtenäisyys olisi hankala toteuttaa, minkä vuoksi koko yritysalueen kattavan kiinteistöverkon perustaminen ei ole järkevää. Yhteinen sähköverkkosopimus ja sähkönhankintasopimus voisivat laskea sähkönkäytön kustannuksia, mikäli yritykset haluaisivat tehdä tällaista yhteistyötä, tämä mutta vaatisi edelleen yrityskohtaisia mittausjärjestelyitä, jotta maksut säilyisivät aiheuttajaperusteisina.

Kiinteistöverkon tai suljetun jakeluverkon tapauksissa yritysten tilojen välillä pitäisi olla sähköjakeluverkko. Verkko pitäisi joko rakentaa alusta, taikka järkevämmän, käyttää olemassa olevaa jakeluverkkoa joko ostamalla tai vuokraamalla se jakeluverkonhaltijalta. Lappeenrannan Energiaverkot Oy:n suunnitteluinsinööri Petri Tikan mukaan Lentokentäntien kautta kulkeva johtolähtö on oleellinen osa rengasverkkoa, joka liittää Lappeenrannan kaupunkialueen länsiosat keskustan jakeluverkkoon (Tikka, 2019). Siksi olemassa olevan verkon käytöstä seuraisi monimutkaisia sopimusjärjestelyitä, jotta jakeluverkkoyhtiö ei menettäisi rengasyhteytensä käyttömahdollisuutta.

Suljettu verkko mahdollistaisi siirtomaksun perimisen verkon käyttäjiltä verkon kustannusten kattamiseksi. Hallinnolliset velvoitteet ja sähköveron perintä heikentävät kuitenkin aurinkovoimalan kannattavuutta, minkä vuoksi sellainen ei välttämättä sovellu Lentokentäntien yritysalueelle, vaikka sen perustaminen olisi lain puolesta mahdollista.

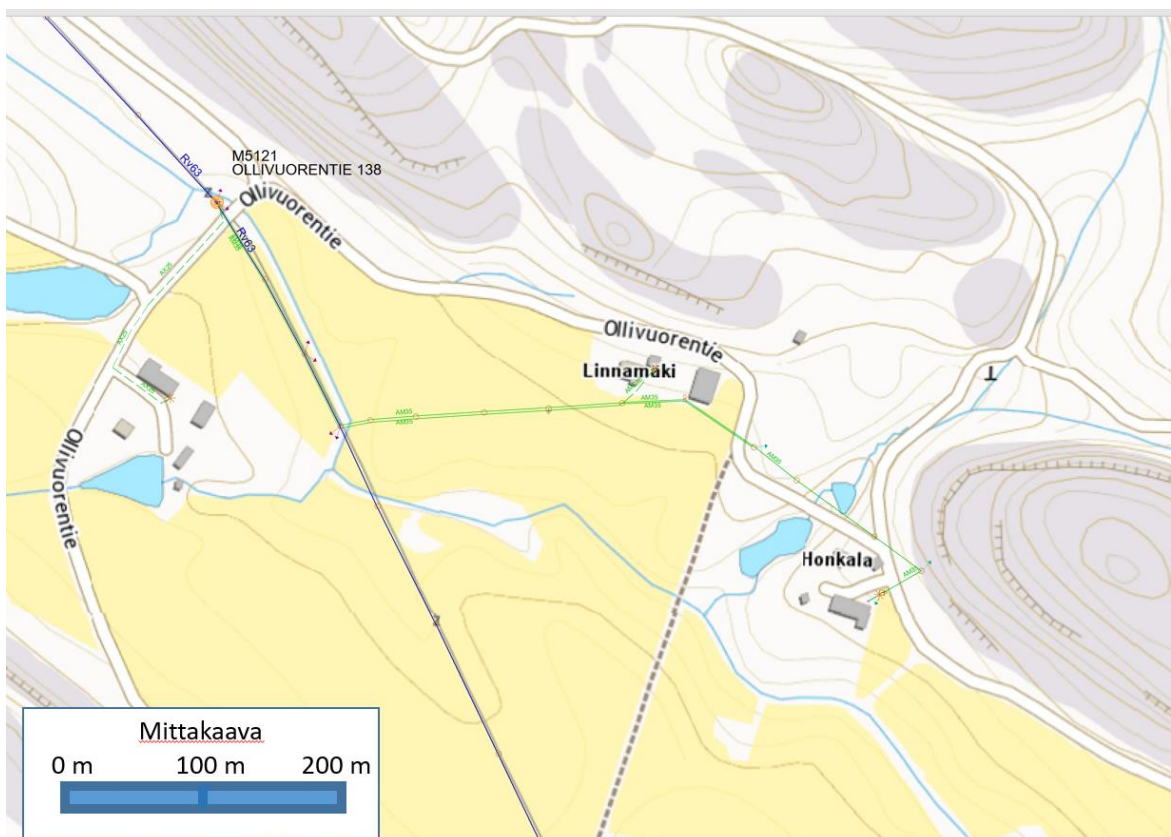
Energiayhteisön laajentaminen jakamalla tuotettua sähköä tuotantolaitoksen liittymisjohtolla muihin kiinteistön ulkopuolisiin rakennuksiin olisi mahdollista jakeluverkkoyhtiön suostumuksella. Yritysalueella on useita rakentamattomia tontteja, joille voi asettua toimimaan uusia yrityksiä. Mikäli lähitulevaisuudessa sähkömarkkina-alueissa otettaisiin käyttöön erillisiä linjoja koskeva sääntely luvun 5.1.3 mukaisesti, voisivat nämä liittyä valmiiseen voimalaitosverkkoon ilman verkkoyhtiön suostumusta. Käyttöpaikkojen väliset etäisyydet – joista lisää luvussa 6.3 – ovat merkittävästi lyhemmät ja kulutus suurempaa kuin Rauhankorvessa, jolloin liittymisjohtojen käyttäminen yhteisön sähkön jakelussa voisi olla kannattavaa.

Mikäli muuntopiiri säilyisi osana jakeluverkkoyhtiön verkkoa, energiantuotannon jakaminen yhteisössä ei olisi taloudellisesti kannattavaa verkon käytöstä perittävien siirtomaksun ja sähköveron takia. Tämä on osoitettu luvussa 6.3.5.

Todettiin voimalaitoksen liittymisjohtojen käyttö parhaiten Lentokentän yritysalueelle sopivaksi vaihtoehdoksi. Tämän mukaista toteutusta on tarkasteltu lähemmin luvussa 6.3.

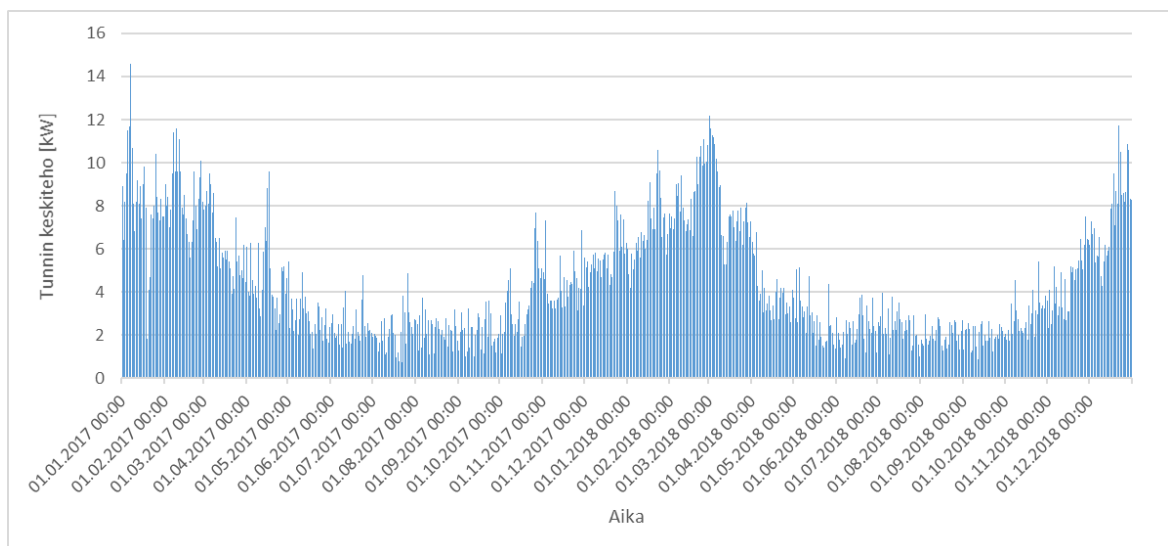
6.2 Rauhankorven mikroverkon toimintamalli ja mitoitus

Tutkittiin Lappeenrannan kaupungin itäosassa maaseutualueella sijaitsevaa muuntopiiriä 5121 Rauhankorven alueella. Kohteessa sijaitsee kolme omakotitaloa. Alueen keskijänniteverkko on toteutettu ilmajohtona. Metsäisissä olosuhteissa aiheuttaa haasteita sähkön toimitusvarmuuden toteutumiselle, joskaan Rauhankorpi ei ole toimitusvarmuuden kannalta paikallisen jakeluverkkoyhtiön mukaan haastavimpia paikkoja. Keskijänniteverkko on iältään alle 20 vuotta vanhaa, minkä vuoksi sen ennenaikainen uusiminen toimitusvarmuuden parantamiseksi aiheuttaisi lisäkustannuksia. Nimellistehoaltaan 50 kVA:n jakelumuuntaja on alle 15 vuotta vanha. Sen sijaan pienjänniteilmajohdot ovat yli 45-vuotiaita, eli käyttöikänsä päässä. (Tikka, 2019) Joka tapauksessa pian edessä oleva johdinten uusiminen voisi lisätä uudenlaisten ratkaisujen houkuttelevuutta. Kohteen sähköverkko on esitetty kuvassa 20.



Kuva 20 Sähkönjakeluverkko Rauhankorvessa (Tikka, 2019).

Kuvassa 20 kaakosta luoteeseen kulkevan, violetilla merkityn keskijänniteilmajohdon tyyppi on Raven. Vaaleanoranssilla ympyröidyltä jakelumuuntamolta Ollinvuorentie 138:sta lähtee lounaaseen 25mm² AMXK-maakaapeli ja kaakkoon kaksi 35mm² AMKA-ilmajohtoa, jotka on merkitty vihreällä värillä. Lähimmät käsikäyttöiset erottimet sijaitsevat muuntamon pohjoispuolella 1,7 kilometrin päässä Peräaholantien laidassa ja eteläpuolella 1,0 kilometrin päässä Suokumaantien laidassa. Kehityssuunnitelmassa ei olla tekemässä alueelle kohdistuvia toimenpiteitä lähivuosina. Muuntopiirin nykyinen vuotuinen kulutus on noin 25 MWh. Alueen kuormille ei ole odotettavissa kasvua. (Tikka, 2019) Muuntopiirin sähkönkulutus vuosina 2017 ja 2018 on esitetty kuvassa 21.



Kuva 21 Muuntopiirin 5121 tunnittainen sähkönkulutus vuosina 2017 ja 2018. (Tikka, 2019)

Muuntopiirissä koetaan keskimäärin 2,67 vikaa vuodessa, ja vian keskipituus on 4,52 tuntia vuodessa (Tikka, 2019). Suurin tuntikeskitheho mittausjaksolla oli 14,6 kW tammikuussa 2017. Tuntisarjoista havaittiin pitkäkestoisia jakelukeskeytyksiä kahtena päivänä vuonna 2017 ja neljänä päivänä vuonna 2018. Pisimmät keskeytykset koettiin kahtena päivänä kesäkuussa 2017, jolloin keskeytykset olivat vajaa 10 tuntia ja vajaa 3 tuntia. Keskeytysten ajankohtana muuntopiirin tuntikulutukset vaihtelivat enimmäkseen 0,5 ja 1,5 kilowattitunnin välillä. Talvella keskeytysten aikana tuntikulutus oli jopa 6 kWh luokkaa, mutta keskeytyspituudet alle kaksi tuntia. Aika- ja pikajälleenkytkennöistä aiheutuneista keskeytyksistä ei ollut käytettävissä tietoja. Tuntisarjoista saatuihin tietoihin perustuen arviottiin mahdolliseksi välttää suurin osa jakelukeskeytyksistä muuntopiirissä, jos sitä

voitaisiin käyttää saarekkeena noin 13 kilowattitunnin akun turvin. Tosin jakelukeskeytysten osuessa suurempikulutuksiseen ajankohtaan tai kestäessä poikkeuksellisen pitkään tarvittaisiin suurempaa akkua.

Keskeytyuskustannusten laskennassa käytettiin Energianviraston (2015c) valvontamenetelmien mukaisia keskeytyksestä aiheutuneen haitan yksikkökustannuksia inflaatiokorjattuna 22 prosenttia korkeammiksi taulukon 15 mukaisesti.

Taulukko 15 Keskeytyksestä aiheutuneen haitan yksikkökustannukset (Energiavirasto, 2015c)

	Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Aikajälleen- kytkentä	Pikajälleen- kytkentä
Merkintä	$h_{E,odott}$	$h_{W,odott}$	$h_{E,suun}$	$h_{W,suun}$	h_{AJK}	h_{PIK}
Hinta	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
2015	11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55
2019	13,42	1,34	8,30	0,61	1,34	0,67

Yksikkökustannusten avulla laskettiin pitkäaikaisista odottamattomista keskeytyksistä aiheutuvien haittojen kustannukset lasketuilla vikapituuksilla ja –tiheyksillä vuosille 2017 ja 2018 yhtälöllä (1)

$$C_{kesk} = t_{vika} \times h_{F,odott} \times P_{km} + m_{vika} \times h_{W,odott} \times P_{km} , \quad (1)$$

missä t_{vika} , on vikojen vuotuinen kokonaiskesto-aika, P_{km} on muuntopiirin keskimääräinen vuositeho ja m_{vika} , on vuotuinen vikataajuus. Vikojen kokonaiskesto-aika saadaan vikataajuuden ja vian keskipituuden tulona.

Vuoden 2017 keskitehona käytettiin 2,75 kW ja vuoden 2018 keskitehona 2,93 kW, vikataajuutena 2,67 vikaa vuodessa ja vian keskipituutena 4,52 tuntia vuodessa. Käyttämällä taulukon 15 mukaisia vuoden 2019 vikakeskeytyshintoja saatiin vuoden 2017 keskeytyuskustannuksiksi 455 euroa ja 485 euroa vuodelle 2018. Muuntopiiriin sopivilla akkukoilla litiumioniakkuvaraston energiakapasiteetin hinta on tätä kirjoittaessa alle 600 €/kWh (Tesla, 2019). Aiemmin esitetty 13 kilowattitunnin akkuvarasto voisi siis maksaa 7 800 €, jolloin koroton takaisinmaksuaika olisi ilman muita tarvittavia investointeja yli 16

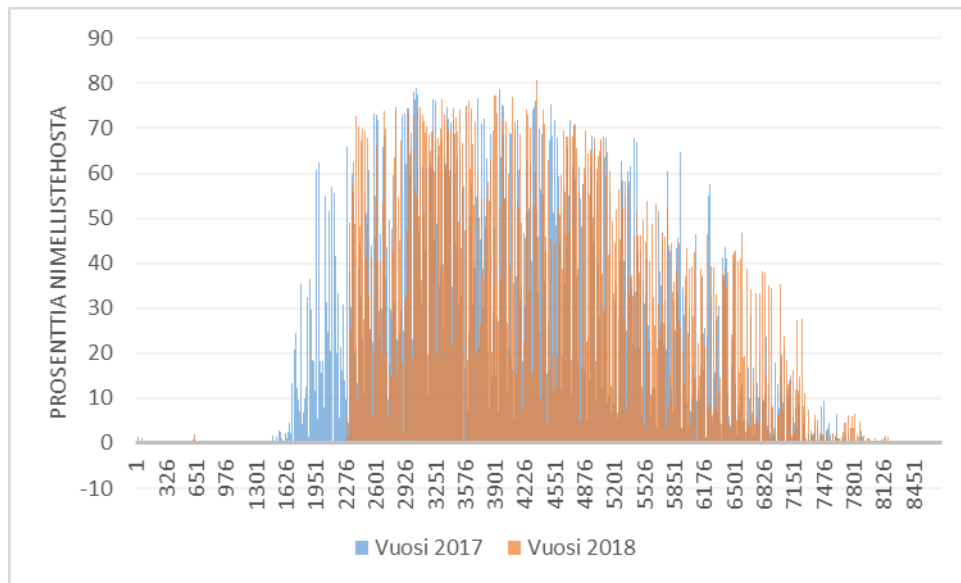
vuotta. Tämä voi olla pidempi aika kuin akkuvaraston tekninen käyttöikä. Akkuvaraston verkkoon liittämiseksi ja saarekekäytön mahdollistamiseksi tarvitaan lisäksi erilaisia liitännä- ja erotuslaitteita sekä automaatiota, jotka nostavat investointikustannusta ja pidentävät takaisinmaksuaikaa. Arviot litiumioniakustojen teknisen käyttöiän pituuden vaihtelevat alle kymmenestä vuodesta yli kahteenkymmeneen vuoteen (EUROBAT, 2013; Smith ym., 2017). Pelkillä pitkillä vikakeskeytyksillä tarkasteltuna ei ole siis yksiselitteistä, että jakeluverkkoyhtiön kannattaisi vähentää muuntopiirissä olevia vikoja akkuvaraston avulla. Lyhyistä vioista aiheutuvien vikojen kustannukset voisivat parantaa kannattavuutta jonkin verran, mutta erityisesti akkuvarastolle saisi lisäarvoa, jos sitä voitaisiin käyttää säätösähkö- tai reservimarkkinoilla (Tikka ym., 2018).

6.3 Lentokentäntien energiayhteisön mitoitus

Aiemmin luvussa 6.1.2 valittiin voimalaitoksen liittymisjohdot sopivaksi energianyhteisön verkon toteutukseksi Lentokentäntien energiayhteisössä. Tässä luvussa mitoitetaan alueen kulutuksen mukaan sopiva aurinkovoimalan nimellisteho ja tarvittavat liityntäjohtot sekä tarkastellaan niiden taloudellista kannattavuutta. Herkkyysanalyysin avulla selvitetään eri muuttujien vaikutusta voimalan kannattavuuteen.

6.3.1 Lentokentäntien aurinkovoimalan mitoittaminen

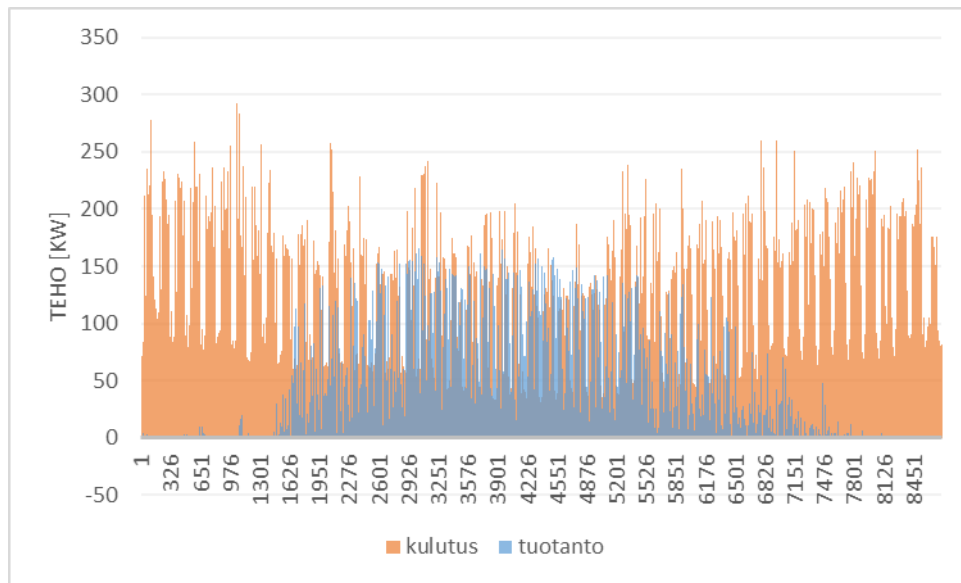
Aurinkovoimalan mitoituksessa on hyödynnetty LUT:n (2019) 51,5 kW_p tasakattoaurinkovoimalan tuntikohtaisia tuotantotietoja vuosilta 2017-2018. Voimalan vuotuinen huipunkäyttöaika vaihteli näinä vuosina 684 – 716 tunnin välillä. Usein aurinkovoimalalle Suomessa käytettävä huipunkäyttöaika on 900 tuntia. LUT:n mittauksissa saadut alemmat luvut selittyvät etenkin kevättalvisin paneelien päälle kertyneellä lumikerroksella ja osin myös voimalan huoltoseisokeilla. Jokaiselle tunnille laskettiin voimalan tuotantoaste prosentteina nimellistehosta, mikä on esitetty kuvassa 22.



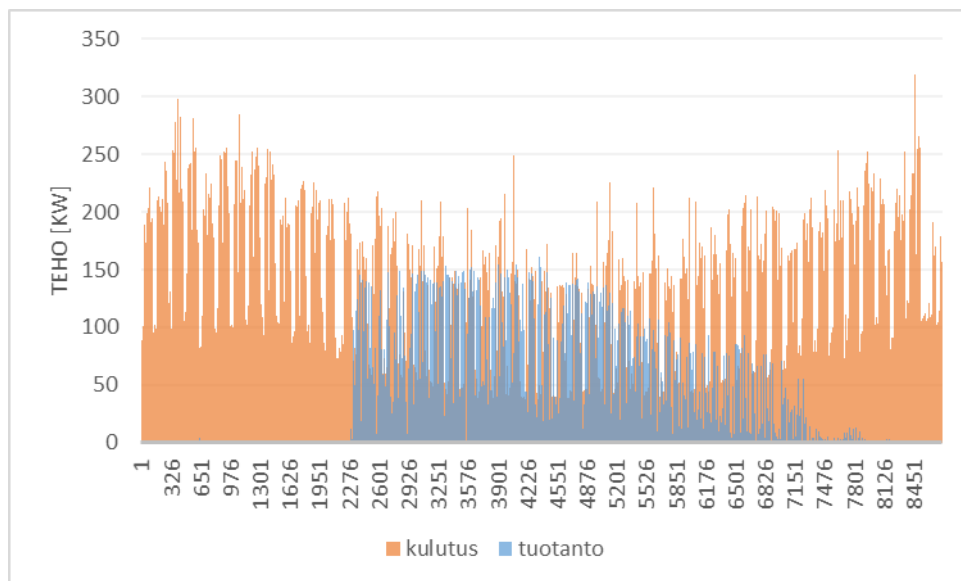
Kuva 22 Laskennassa käytetty aurinkovoimalan tuotantoprofiili vuosina 2017 ja 2018.

Lentokentätien yrityksiltä saatiin suostumus hyödyntää työssä 17 sähkökäyttöpaikan tuntikohtaisia mittaustietoja vuosilta 2017-2018. Koska käytettävissä olleet mittaustiedot vastasivat vain osaa alueella toimivista yrityksistä, skaalattiin lukemat kertomalla 16 käyttöpaikan lukemat luvulla 1,5. Yhdellä käyttöpaikoista kulutus on merkittävästi suurempaa kuin muilla alueen käyttöpaikoilla, joten sen tiedot hyödynnettiin muuttamattomina. Näin saatiin vuositason kulutuksiksi koko alueelle 764 MWh ja 833 MWh vuosina 2017 ja 2018. Näissä laskelmissa ei ole huomioitu itse lentokentän sähkökäyttöä kohteen syrjäisemmän sijainnin vuoksi, vaikka hankkeen toteutuessa lentokenttä olisi käytännössä yhtenä mahdollisena sähkökäyttäjänä.

Perustuen Lentokentätien alueen kulutusprofiiliin päätettiin tarkastella tilannetta, jossa alueelle on rakennettu 200 kW_p aurinkovoimala. Kertomalla kuvan 22 tuotantoprofiililla Lappeenrannan Lentokentän laitaaan mitoitettavan aurinkovoimalan nimellisteho saatiin voimalalle tuntikohtaiset tuotantolukemat vuosille 2017 ja 2018. Voimalaitoksen tuotantoprofiili ja alueen sähkökulutusprofiili on esitetty kuvissa 23 ja 24.



Kuva 23 Voimalaitoksen tuotanto ja alueen sähkönkulutus tunneittain vuonna 2017



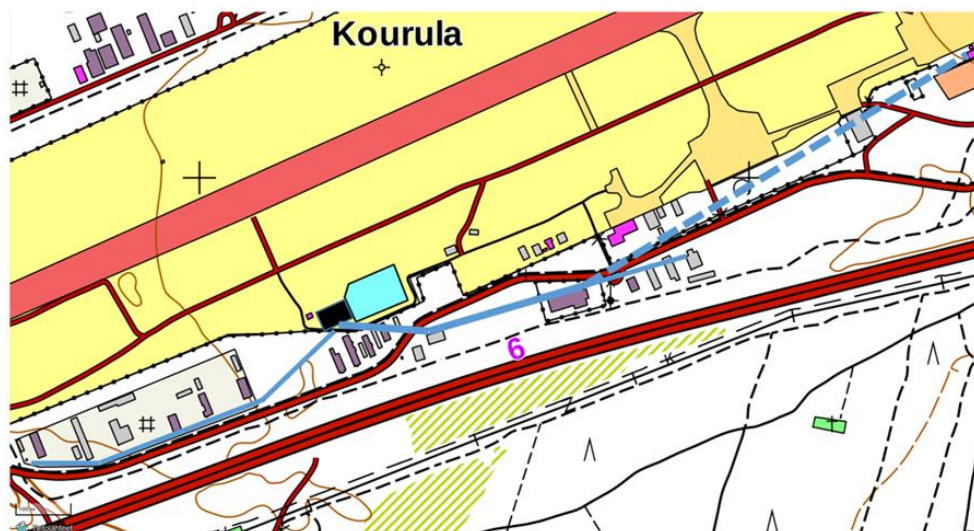
Kuva 24 Voimalaitoksen tuotanto ja alueen sähkönkulutus tunneittain vuonna 2018

Tarkasteluvuosina voimalan tuotanto vaihteli välillä 137 – 143 MWh/a, josta noin 87 prosenttia hyödynnettiin alueella ja 13 prosenttia myytiin verkkoon. Voimalan tuotannolla katettiin 16 – 19 prosenttia alueen vuotuisesta kulutuksesta.

Vaikka voimalaitoksen sijainniksi päätettiin lentokentän reuna, arveltiin perustuen European Aviation Safety Agency (2017, s. 63–72) lentokenttien läheisyydessä rakentamista koskevaan sääntelyyn, että voimalaitoskokonaisuus on riittävän matala, jolloin siitä ei olisi haittaa lentoliikenteelle. Muita mahdollisia vaikutuksia lentoliikenteeseen, kuten paneelien heijastukset ja haitta viestiyhteyksille, ei tässä työssä arvioida tarkemmin.

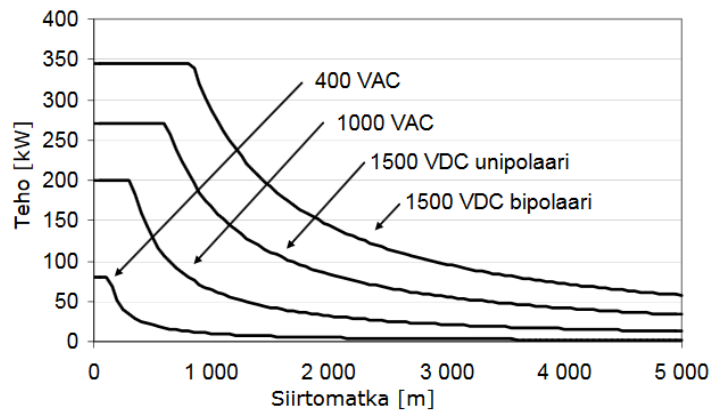
6.3.2 Lentokentän voimalaitoksen sähköverkko

Voimalaitoksen lisäksi suunniteltiin voimalaitokselta liittymisjohdot kulutuskohteisiin. Voimalaitoksen verkon rengaskäyttö julkisen jakeluverkon rinnalla estetään siten, että liittymisjohdot toteutetaan tasajännitekäyttöisinä, joko unipolaarisina tai bipolaarisina. Muunnos vaihtojännitteeksi tapahtuu asiakaskohtaisilla inverttereillä, jotka estävät energian siirtymisen käyttöpaikkojen välillä. Invertterin kustannukset on laskettu osana voimalaitoksen kustannuksia. Voimalaitoksen liittymisjohtoina käytetään 35 mm² AXMK-maakaapelia, joka on aurattu maahan helpoissa olosuhteissa. Kustannuksissa huomioidaan kaapeli ja kaapelioja; muiden tarvittavien komponenttien, kuten haaroituskaappien ja suojalaitteiden taikka tien alitusten kustannuksia ei huomioida. Aurinkovoimalan ehdotettu sijoittamiskohta ja suuntaa antava tasajänniteverkon topologia on esitetty kuvassa 25.



Kuva 25 Aurinkovoimala (musta suorakulmio) ja liittymisjohdot yrityskiinteistöille (sininen viiva). Mahdollinen liittymisjohto lentoasemakiinteistölle on merkitty katkoviivalla. Taustakartta (Maanmittauslaitos, 2019)

Ehdotetussa verkossa aurinkovoimala on sijoitettu lentokentän raja-aidan sisäpuolelle, josta lähtee kaksi verkon haaraa itään ja länteen. Läntisen haaran pituus on 800 metriä ja itäisen haaran pituus 700 metriä. Mahdollinen jatkohaara lentokentälle on 800 metriä. Valitun kaapelityypin arvioitu siirtokapasiteetti matkan funktiona on esitetty kuvassa 26.



Kuva 26 Poikkipinnaltaan 3 x 35 + 70 mm² kokoisen johdon siirtokapasiteetti, kun suurin sallittu jännitteenalennema on 6 prosenttia (Kumpulainen ym., 2006)

Kuvan 26 perusteella läntisessä ja itäisessä haarassa voidaan kummassakin siirtää yli 200 kilowattia tehoa tasavirralla, mikä lienee riittävä siirtokapasiteetti. Lisäksi kuormat ovat jakautuneet johtopituuksille melko tasaisesti tai lähelle voimalaa. Kaapelin yksikköhinta on 9 100 €/km ja kaapeliojan 10 700 €/km, joten kokonaiskustannus 1 500 johtometriltä on noin 30 000 euroa (Energiavirasto, 2015b). Mikäli rakennettaisiin jatkohaara lentokentälle, itäistä haaraa voidaan joutua rakentamaan suurempipoikkipintaisella kaapelilla, mikä lisää merkittävästi verkon kokonaiskustannuksia ja yksikkökustannuksia jonkin verran. Tälle toteutukselle ei tehty kannattavuustarkastelua.

6.3.3 Yhteisövoimalan taloudellinen kannattavuus

Verkon kannattavuutta arvioitiin osana aurinkovoimalan investointikustannusta sekä tarkastelemalla Rautiaisen ym. (2018) selvityksen johtopituuksien kannattavuutta eri energiansiirtomäärillä. Selvityksessä määritettiin erääksi kiinteistörajat ylittävälle energiayhteisöille kannattavuusrajaksi 42 MWh vuodessa per kilometri johtopituutta. Lentokentätien 1,5 kilometrin verkossa vuotuisten siirtojen tulisi ylittää siis 63 MWh, mikä on alle puolet voimalan vuosituotannosta. Rautiaisen ym. selvityksen kriteerin mukaan

energiayhteisön perustaminen käyttäen voimalalaitoksen liittymisjohtoja olisi siis taloudellisesti kannattavaa.

Voimalan taloudellisen kannattavuuden selvittämisessä hyödynnettiin FinSolar-hankkeessa tuotettua laskentamallia (Juntunen ym., 2015). Mallissa käytettiin taulukon 16 mukaisia perustilanteen lähtötietoja ja olettamuksia. Tulosten herkkyysoanalyysi toteutettiin muuttamalla lähtötietoja taulukon 17 mukaisesti.

Taulukko 16 Kannattavuuslaskennassa käytetyt lähtötiedot ja olettamukset

Muuttuja	Arvo	Selitys
Sähkön kuluttajahinta	10 snt/kWh	Energiaperusteinen maksu, sisältää energian hinnan, siirtohinnan ja verot. Kiinteä hinta.
Sähkön myyntihinta verkkoon	3 snt/kWh	Kiinteä hinta
Inflaatio	1 %/a	Käytetään sähkön osto- ja myyntihinnoille.
Laskentakorko	2 %/a	
Voimalan nimellisteho	200 kW _p	Invertterin hyötysuhdetta ei huomioida
Voimalan yksikköhinta	1,3 €/W	Sisältää paneelit asennettuina sekä invertterit. Ei sisällä arvonlisäveroa tai energiatukea.
Alueen sähkönkulutus	764 MWh/a tai 833 MWh/a	Vuosi 2017 tai 2018
Tuotannon omakäyttöaste	87 %	
Huipunkäyttöaika	716 h/a tai 684 h/a	Vuosi 2017 tai 2018
Invertterin vaihtokustannus	8 % voimalaitosinvestoinnista	investointikustannus ilman verkkoa. Invertteri vaihdetaan 15. käyttövuotena.
Verkon rakentamiskustannus	30 000 €	Ilman arvonlisäveroa. Erillistä sähköliittymää ei rakenneta.
Energiatuki	20 % alkuinvestoinnista.	Tuki kokonaisinvestoinnille 1.5.2019 alkaen (TEM, 2019)
Tuotantotehon heikkenemä	0,5 %/a	
Järjestelmän käyttöikä	30 a	

Taulukko 17 Herkkyysanalyysissa muutettavat arvot

Muuttuja	Arvo	Huomaus
Laskentakorko	1 %/a 3 %/a 4 %/a	
Voimalan nimellisteho	100 – 300 kW _p	Muuttaa omakäyttöastetta.
Voimalan yksikköhinta	1,1 €/W 1,5 €/W	
Sähkön kuluttajahinta	8 snt/kWh 12 snt/kWh 14 snt/kWh	
Energiatuki	0 % alkuinvestoinnista	
Alueen sähkönkulutus	700 MWh/a tai 900 MWh/a	Käytetään arvoja kummallekin vuodelle 2017 ja 2018. Muuttaa omakäyttöastetta.
Huipunkäyttöaika	850 h/a	Omakäyttöaste ei muutu.

Voimalahankkeen kannattavuuden mittareina käytettiin takaisinmaksuaikaa, investoinnin sisäistä korkokantaa (IRR), nettonykyarvoa (NPV) sekä tuotetun sähkön omakustannehintaa ja tuotannon omakäyttöastetta. Takaisinmaksuajalla tarkasteltuna investointi on kannattavin, kun aika on lyhin. Sisäinen korkokanta eli käyttöiän aikaisten kassavirtojen sisäinen korko kertoo investoinnin tuottotaso ja toisaalta, mitä edullisemmalla laskentakorolla investointi on kannattava. Paras tuotto investoinnille saadaan siis mahdollisimman suurella IRR:llä. Sisäinen korkokanta lasketaan yhtälöllä (2)

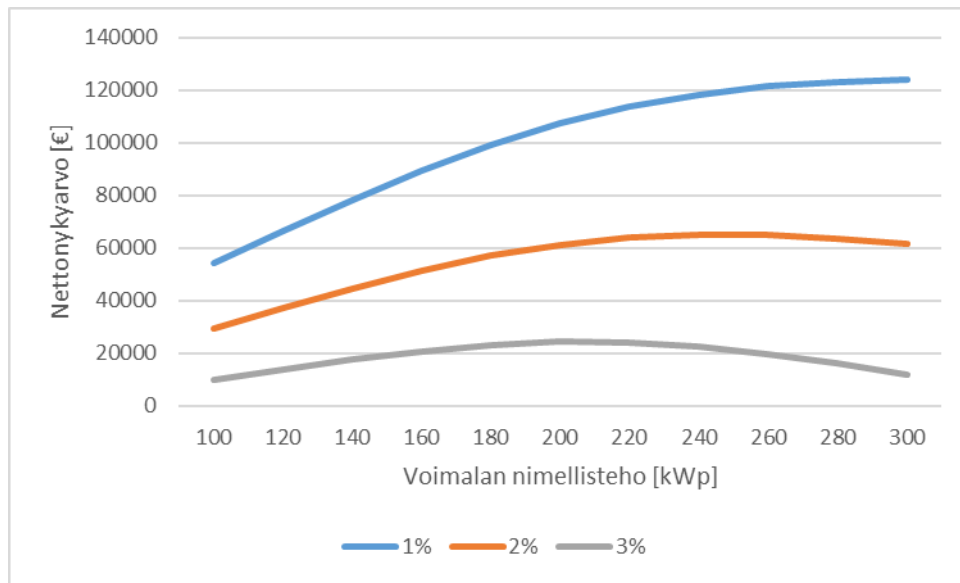
$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t} = NPV = 0, \quad (2)$$

missä C on kassavirran suuruus, t on kassatapahtuman ajankohta eli vuosi, n on laskenta-aika eli tässä tapauksessa käyttöikä ja IRR on sisäinen korkokanta. Yhtälön mukaisesti nettonykyarvo ja sisäinen korkokanta ovat tiettyinä tulevana ajan hetkenä samanaikaisesti nolla. Vuotuisen kassavirran suuruus saadaan vähentämällä aurinkovoiman taloudellisesta hyödystä, eli vähentyneestä sähkönostosta ja sähkön myynnistä, investointi- ja ylläpitokustannukset.

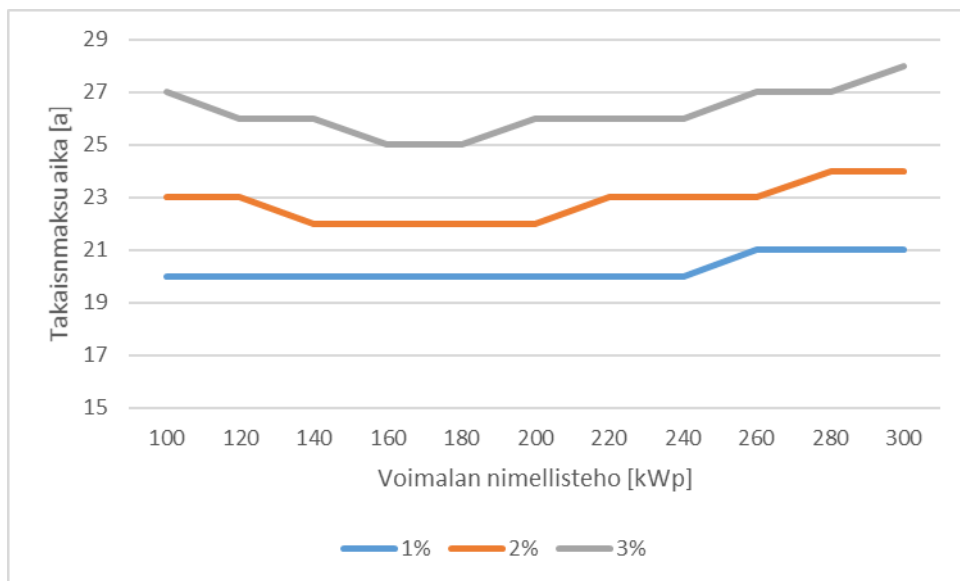
Nettonykyarvo perustuu voimalan käytönaikaisten vuotuisten kassavirtojen summaan ja laskentakorkoon, ja se voidaan ratkaista yhtälöllä (3)

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}, \quad (3)$$

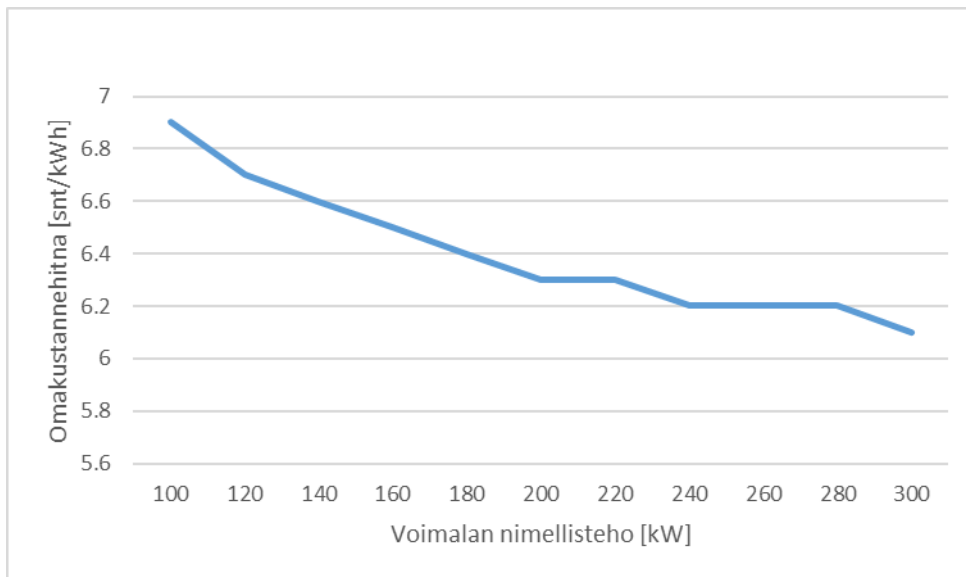
missä i on laskentakorko. Kannattavuuslaskelman ja sen herkkyysanalyysin tulos on esitetty liitteessä 1 ja kuvissa 27 – 32.



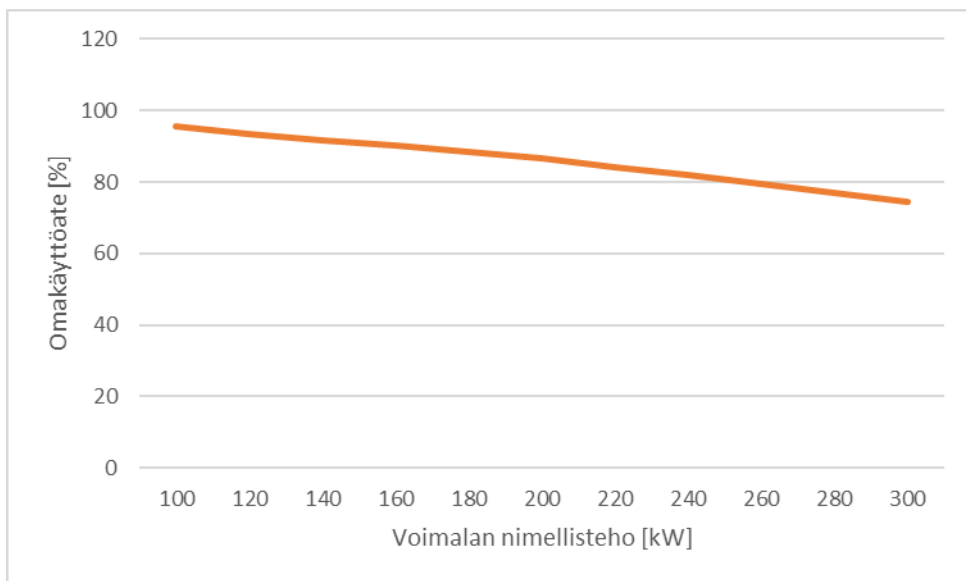
Kuva 27 Nettonykyarvo voimalan nimellistehon funktiona eri laskentakoroilla vuonna 2017



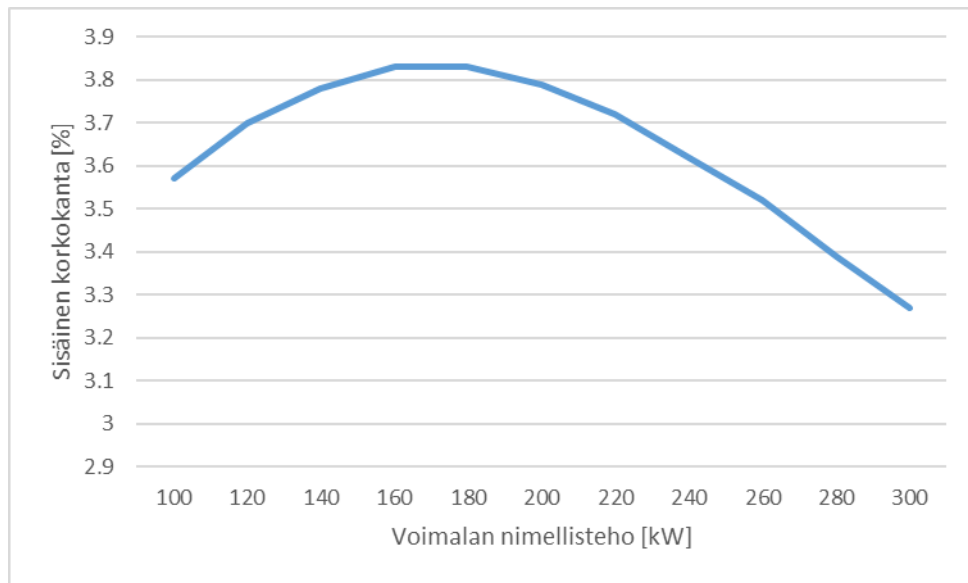
Kuva 28 Takaisinmaksuaika voimalan nimellistehon funktiona eri laskentakoroilla vuonna 2017



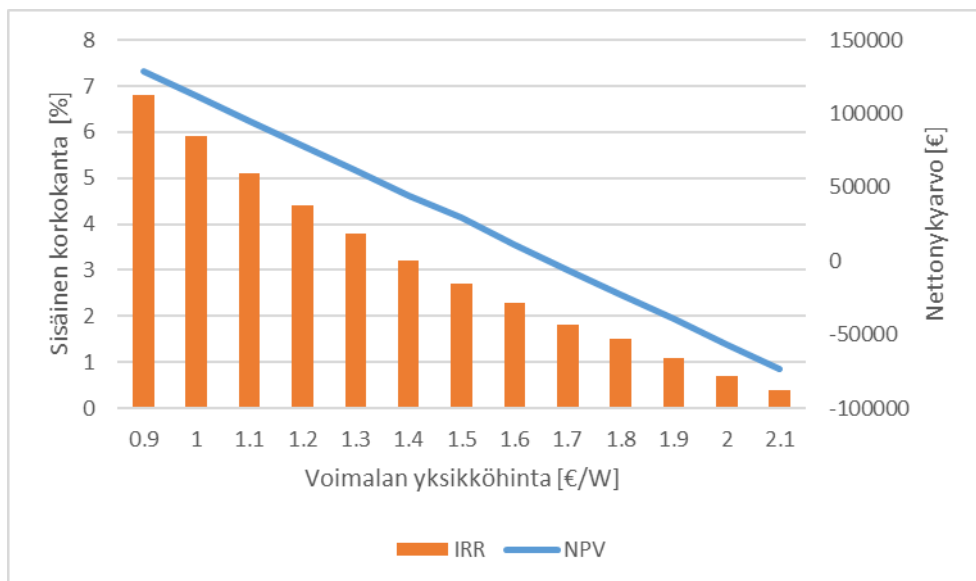
Kuva 29 Tuotetun sähkön omakustannehinta voimalan nimellistehon funktiona vuonna 2017



Kuva 30 Tuotannon omakäyttöaste voimalan nimellistehon funktiona vuonna 2017



Kuva 31 Investoinnin sisäinen korkokanta voimalaitoksen nimellistehon funktiona vuonna 2017



Kuva 32 Investoinnin sisäinen korkokanta ja nettonykyarvo voimalan yksikköhinnan funktiona. Voimalaitoksen verkon rakentamiskustannus on vakio 30 000 euroa.

6.3.4 Tulosten analysointi

Kuvista 27 – 32 huomataan, että riippumatta käytetystä laskentakorosta korkeimman sisäisen korkokannan ja lyhimmän takaisinmaksuajan perusteella kannattavin voimalakoko on noin 170 kW_p. Sen sijaan nettonykyarvo riippuu merkittävästi laskentakorosta: suurimmat arvot saavutetaan matalammilla koroilla ja koron kasvu pienentää kannattavinta voimalakokoa. Laskentakorolla 2 % taloudellinen voimalakoko on 250 kW_p. Tuotetun sähkön omakustannehinta saadaan investointikustannusten ja tuotetun sähköenergian suhteena, jolloin se pienenee voimalakoon kasvaessa tai huipunkäyttöajan kasvaessa taikka voimalan yksikköhintojen pienentyessä. Voimalakoon kasvu vähentää paikallisesti kulutetun tuotannon osuutta kokonaissähköntuotannosta ylijäämätuotannon myynnin lisääntyessä. Voimalaitoksen yksikköhinnan noustessa molemmat sisäinen korkokanta ja nettonykyarvo pienenevät lineaarisesti. Myös kalliimpi sähkön kuluttajahinta ja pidempi huipunkäyttöaika kasvattavat sisäistä korkokantaa.

Voimalan koon ja alueen sähkönkulutuksen kohtuulliset vaihtelut eivät etenkin matalalla laskentakorolla merkittävästi vaikuta takaisinmaksuajan pituuteen tai nettonykyarvoon. 200 kW_p voimalan laskettiin säilyvän kannattavana, vaikka alueen vuotuinen sähkönkulutus laskisi jopa 45 %. Merkittävin voimalan kannattavuutta parantava vaikutus on alemmilla järjestelmähinnoilla ja laskentakoroilla sekä suuremmalla sähkön kuluttajahinnalla huipunkäyttöajalla. Ilman energiatukea tai 4 prosentin laskentakorolla investointi ei maksa itseään takaisin.

Vuonna 2018 voimalan huipunkäyttöaika oli 684 tuntia, eli vähemmän kuin 716 tuntia vuonna 2017. Huipunkäyttöaika on kuitenkin likipitään sama molempina vuosina. Voimalan kannattavuus heikkeni alemman huipunkäyttöajan vuoksi kaikilla kannattavuusmittareilla. Tällaiset vuosittaiset vaihtelut on syytä huomioida investointipäätöstä tehtäessä.

Perustapauksena laskettu 200 kW_p voimalaitos saattaa olla hieman ylimitoitettu alueen kulutukseen nähden. Toisaalta Lentokentäntien varressa on monia rakentamattomia yritystontteja, joten alueella on odotettavissa kulutuksen kasvua ja uusia jäseniä energiayhteisöön. Voimalan omakäyttöastetta voisi parantaa ja mitoitusta suurentaa, mikäli yritysten sähkönkulutusta voitaisiin ohjata. Tätä ei kuitenkaan huomioitu tehdyssä analyysissä. Lisäksi kulutustietojen pohjana käytetyt käyttöprofiilit vastaavat vain osaa

alueen yritystoimijoista; mittausdatatta jääneet käyttöpaikat olisivat voineet lisätä sähkönkulutuksen risteilyä ja vaikuttaa esimerkiksi tuotannon omakäyttöasteeseen.

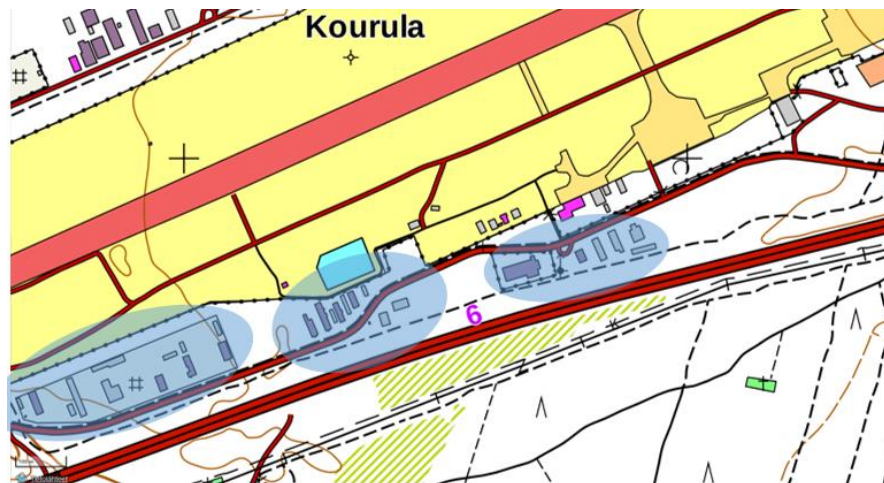
Laskennassa sähköverkon rakentamiskustannus oletettiin vakioksi, minkä vuoksi tuotannon omakustannehinta on selvästi laskeva tehon kasvaessa tarkastelluilla nimellistehoilla. Ilman verkkoa LCOE on noin 5,7 snt/kWh.

Laskennassa käytettiin kiinteää sähkön myyntihintaa. Tavanomaisesti ylijäämän ostava sähkön myyjä kuitenkin sitoo maksetun hinnan vaihtelevaan pörssisähkön hintaan. Kesäaikaan, jolloin sähkön kulutus on voimajärjestelmässä pienempi, sähkön hinta on alempi myös pörssissä. Eri vuosien välillä voi myös olla vaihtelua esimerkiksi vesivarantotilanteen mukaisesti.

6.3.5 Yhteisövoimalan vaihtoehdot ja niiden analyysi

Yhteisövoimalan kannattavuutta vertailtiin myös vaihtoehtoihin, joissa yritykset hankkivat katoillensa omat paneelit taikka voimalaitos liitettäisiin suoraan julkiseen jakeluverkkoon. Yrityskohtaisten voimaloita haluttiin verrata yhteisövoimalaan yhteisössä kulutetun oman tuotannon määrän ja omakustannehinnan osalta. Suoraan verkkoon liitetyllä voimalalla haluttiin tutkia energian kokonaishintaa kuluttajalle.

Suuren yhteisövoimalan ja yrityskohtaisten voimaloiden välimuotona harkittiin mallia, jossa rakennettaisiin muutama voimala ja lyhyemmät liittymisjohdot suurimpien sähkönkäyttäjien ja niiden tontinaapureiden yhteisvoimin. Tällaisia keskittymiä hahmotettiin yritysalueella kolme ja ne on esitetty kuvassa 33.



Kuva 33 Kolme pienempää energiayhteisöä. Taustakartta (Maanmittauslaitos, 2019)

Usean pienen yhteisön toteutustavalle ei tehty kannattavuuslaskelmia. Toiminnan riskit voivat olla suuremmat kuin yhdellä isolla energiayhteisöllä, sillä erot kulutuksessa käyttäjien välillä ovat suuremmat ja yksittäisten jäsenten vaikutus (toiminnan jatkuvuus) kannattavuuteen suurempi kuin yhdellä suurvoimalalla.

Kannattavuuslaskelmissa käytettiin vuoden 2017 perustilanteen lähtötietoja ja oletettavia joillakin poikkeuksin. Herkkyysanalyysia ei tehty. Yrityskohtaisten ja suurvoimalan kannattavuuslaskennan muutetut lähtöarvot on esitetty taulukossa 19 kannattavuuslaskennan tulokset liitteessä 2.

Taulukko 18 Vaihtoehtoisten toteutusten vertailua varten muutettavat lähtöarvot

Toteutusvaihtoehto	Muuttuja	Arvo	Huomaus
Yrityskohtaiset voimalat	Omakäyttöaste	87 %	
	Voimalan yksikköhinta	1,6 €/W 1,3 €/W	alle 10 kW _p voimalat väh. 10 kW _p voimalat
	Verkon rakentamiskustannus	0 €	
Suoraan verkkoon liitetty suurvoimala	Sähkön myyntihinta verkkoon	3 snt/kWh 7 snt/kWh	Ei huomioida tasehallinnan kustannuksia, vaikka suuri, vaihteleva vuotuinen tuotanto.
	Verkon rakentamiskustannus	2 000 €	Liityntäjohto julkiseen jakeluverkkoon. Jakeluverkkoa ei tarvitse vahvistaa.

Aurinkovoimalat mitoitettiin käyttöpaikkojen kulutusprofileihin siten, että 87 % tuotetusta sähköstä käytettiin itse. Havaittiin, että käytettäessä 1,3 €/W hintaa isommilla yrityskohtaisilla voimaloilla oli näiden voimaloiden kannattavuus parempi kuin yhteisövoimalalla. Isommiksi voimaloiksi katsottiin nimellisteholtaan yli 10 kW_p voimalat, joita oli neljä kappaletta tunnetuilla käyttöpaikoilla. Käytettäessä hintaa 1,6 €/W pienemmillä yrityskohtaisilla voimaloilla oli näiden kannattavuus kuitenkin heikompi kuin yhteisövoimalalla. Kokeilemalla löydettiin kannattavuusraja 1,45 €/W, mitä halvemmallalla hinnalla toteutettavat yrityskohtaiset voimalat tulivat edullisemmiksi kuin yhteisövoimala hinnalla 1,3 €/W.

Paneeleille laskettiin kokonaisnimellisteho tilanteessa, jossa jokaisella sähkönkäyttöpaikalla on voimala. Laskettiin yhteen sellaisenaan suurimmalle sähkönkäyttäjälle mitoitettu voimala ja muiden tunnettujen käyttöpaikkojen voimaloiden nimellisteho kerrottuna 1,5:llä, jolloin alueen voimaloiden kokonaisnimellistehoksi saatiin 154,6 kW_p, mikä on 45,4 kW_p vähemmän kuin suurvoimalalla.

Tarkasteltaessa vuotta 2017 käyttöpaikkakohtaiset voimalat tuottivat sähköä 111 MWh, kun taas suurvoimala tuotti 143 MWh eli 32 MWh tai 29 prosenttia enemmän sähköä. Koska molemmissa voimalatoteutuksissa omakäyttöaste oli sama, voidaan todeta suurvoimalan mahdollistavan aurinkosähkön omakäytön lisäämisen liki 30 prosentilla.

Tiivistettynä, yrityskohtaiset voimalat olivat kannattavia, jos niiden investoinnin yksikkökustannukset olivat riittävän matalat. Yrityskohtaisten voimaloiden houkuttelevuutta kuitenkin heikentää, paitsi monen voimalan todennäköisesti korkeammat yksikkökustannukset, myös aurinkosähkön heikompi hyödynnettävyys ja voimalan sijoituspaikkaan liittyvät riskit. Yhteisövoimalassa riski sähkön kulutuksen muutoksesta ja mahdollisista käyttäjien eroamisesta socialisoituu, uusien käyttäjien löytäminen on helpompaa ja yhden käyttäjän erotessa sähkön kokonaiskulutus muuttuu vain joitakin prosentteja täydellisen lakkaamisen sijaan.

Suuren voimalan liittäminen suoraan julkiseen jakeluverkkoon ei ole taloudellisesti kannattavaa, sillä oletettu keskimääräinen myyntihinta eli sähkön tukkuhinta on matalampi kuin tuotetun sähkön omakustannehinta. Mikäli myynnistä halutaan kannattavaa, pitäisi

myyntihinnan olla ainakin 7 snt/kWh. Myyntihinnan päälle tulee 24 prosentin arvonlisävero, mikä nostaa ostajaosapuolelle hinnan noin 8,7 snt/kWh:in. Tämä on enemmän kuin sähköenergian toistaiseksi voimassa olevat tarjoushinnat kerrostaloasukkaille Suomessa keskimäärin tammikuussa 2019. Yhden vuoden määräaikaisissa sähkötarjouksissa 2000 kWh vuodessa sähköä kuluttaville kerrostaloasiakkaille tammikuussa 2019 sähkön hinta oli noin 8,1 snt/kWh (Energiavirasto, 2019).

Periaatteessa suurvoimalan tuottamaa sähköä voitaisiin myydä myös omana tuotteena, kuten Oulun Energian Farmivoima-sähkösopimuksena taikka nimikkopaneeleina, jollaisia Suomessa markkinoivat mm. Helen (2019), Turku Energia (2019) ja KSS Energia (2019). Näin korkea sähköenergianhinta ei kalliimman kuluttajahinnan vuoksi ole kuluttajan eli alueen yrityksen näkökulmasta kannattavaa, vaan tällaisen sähkötuotteen hankinta olisi arvoihin perustuvaa. Lisäksi sähkötuotetta tulisi markkinoida, jotta sille löytyisi ostajia. Osaltaan tällaisen sähkötuotteen myynnin kannattavuuteen vaikuttavat edellä mainitun myyntihinnan päälle tulevat tasehallinnan kustannukset, jotka voivat olla merkittäviä aurinkotuotannon suurten vaihteluiden vuoksi. Tällä hetkellä sähkön myynti omana tuotteena vaatii välikäden sähkömyyjän; tulevaisuudessa virtuaaliset energiayhteisöt mahdollistanevat monipuolisempia toteutuksia.

6.4 Lentokentäntien energiayhteisön rahoitus- ja liiketoimintamallit

Lappeenrannan Lentokentäntien yritysalueella toimivista yrityksistä moni on kiinteistössä vuokralaisena. Yritysten vaihtuvuudesta johtuen aurinkovoimalan rahoitus- ja liiketoimintamuotoihin tulee kiinnittää erityistä huomiota. Tässä luvussa esitetään erilaisia näkökulmia ja ratkaisuja näihin liittyvien haasteiden ratkaisemiseksi. Lopuksi esitetään kaksi vaihtoehtoa jatkotarkasteluun otettaviksi.

Aiemmin todettiin, että mittakaavaedut laskivat yhteisövoimalan kustannuksia sen verran, että verkonkin rakentaminen huomioituna se oli kannattavampi kuin yritysten omien voimaloiden rakentaminen. Suurempaan voimalaitokseen voi myös olla saatavissa matalampikorkoista rahoitusta. Lisäksi suuri voimala vähentää yksittäisten yritysikiinteistöjen sähkönkäytön muutoksesta aiheutuvaa riskiä ja mahdollisti tuotannon tehokkaamman hyödyntämisen. Karttakuvien perusteella useimpien Lentokentäntien

rakennusten kattojen lappeet on suunnattu itään ja länteen, mikä laskee kattovoimaloiden tuotantopotentiaalia. Suuri maa-asenteinen voimala kaupungin omistaman Lentokenttäsäätiön kiinteistöllä vapauttaisi myös katot kuormituksesta. Hankkeen toteutusvastuu on Lappeenrannan kaupungilla, alueen yrityksillä ja muilla toimijoilla.

6.4.1 Aurinkovoimala vuokrakiinteistöllä

Edullisen aurinkosähkön käyttö vuokrakiinteistöillä pienentää käyttökustannuksia ja suojaa sähkön hinnan muutoksilta (U.S Department of Energy, 2015). Riippuen sähkön mittauksesta yritys kiinteistöllä, pienemmät kustannukset näkyvät vuokralaiselle pienempänä sähkölaskuna tai vuokravastikkeena (U.S Department of Energy, 2015; Tarbi, 2015). Kiinteistönomistajalle edut näkyvät kiinteistön markkina-arvon ja houkuttelevuuden kasvuna sekä mahdollisuutena kohottaa tilavuokraa vuokralaisen rasiitetta kasvattamatta (Hoen ym., 2015; U.S Department of Energy, 2015; Matasci, 2017; Houhgtaling, 2018). Pienemmät käyttökustannukset voivat myös helpottaa edullisen vieraan pääoman hankintaa, toisaalta aurinkosähkön myynti vuokralaiselle omakustannehintaa kalliimmalla on uusi tulonlähde kiinteistölle (U.S Department of Energy, 2015). Aurinkovoimala lisää vuokratilojen houkuttelevuutta etenkin ympäristö- ja yhteiskuntavastuun tiedostavien tahojen silmissä ja vuokralaisten pysyvyyttä sekä helpottaa uusien vuokralaisten löytämistä (U.S Department of Energy, 2015; Houhgtaling, 2018; Tarbi 2018).

Eduista huolimatta aurinkovoimalan hankkiminen yritys kiinteistölle voi olla haasteellista, sillä vuokralainen ei voi omaehtoisesti rakentaa voimala vaan tähän tulee olla kiinteistönomistaja lupa. Lisäksi voimalan asentaminen ei ole taloudellisesti järkevää, jos vuokralaisen ei odoteta jatkavan toimintaa samoissa tiloissa vähintään voimalan takaisinmaksuajan. (Feldman ym., 2015; U.S Department of Energy, 2015) Voimalan omistajan tulisi olla luottokelpoinen, ja mikäli voimalan omistaa vuokranantaja, tulisi uuden vuokralaisen saaminen olla varmaa (U.S Department of Energy, 2015).

Tilannetta helpottaa, mikäli vuokralainen saa siirrettyä voimalan omistuksen tai sähkönhankintasopimuksen seuraavalle vuokralaiselle tai myytyä sen vuokranantajalle (Scaddan, 2014). Energiayhteisössä mahdollisuus hyödyntää aurinkosähköä muissa alueen yrityksissä pienentää vuokralaisetta jäämisen aiheuttamaa taloudellista riskiä. Lisäksi

ylijäämänsähkö voidaan myydä verkkoon, joskaan se ei ole taloudellisessa mielessä houkuttelevaa, ellei jokin taho ole valmis maksamaan tällaisesta sähköstä ylihintaa. Katolle asennettavan voimalan tapauksessa vuokralainen voisi myös hankkia itselleen tai poistaa voimalan omalla kustannuksellaan (Summers, 2018).

Hyvin tehty aurinkosähkön ostosopimus tai –vuokra on siirrettävissä seuraavalle vuokralaiselle (Houghtaling, 2017). Vuokrasopimukseen kannattaa kirjata yksityiskohtaisesti energian hinta, laskutuskauden pituus ja hinnoitteluperiaatteiden muuttaminen (Investor Solar Solutions, 2018).

6.4.2 Aurinkovoimalan omistus- ja rahoitusmallit

Vuokranantaja voi omistaa suoraan paneeleita aurinkovoimalasta. Käteisosto tai laina on edullisin omistusmuoto, mutta se näkyy yrityksen taseessa sekä lisää yrityksen riskejä ja työmäärää. Lainan ottaminen on kannattavaa, kun investoinnin sisäinen korkokanta on suurempi kuin lainan korkokulut (Auvinen, 2015b). Voimalahanketta varten voidaan perustaa erillinen yhtiö, jonka yhteisön jäsenet omistavat. Tämä yhtiö voi hyödyntää energiatauen ja myydä sähköä omakustannehintaan omistajilleen. Vuokralaiset voivat ostaa yhtiöltä sähköä hankintasopimuksilla, lisäksi voimalan tuottamaa sähköä voidaan myydä verkkoon.

Voimalahankkeen voi toteuttaa myös kolmas osapuoli tai sähköyhtiö. Tällöin yritykset voisivat hankkia sähköä energiaa osto-optioina taikka kerta- tai jatkuvaluonteisella liittymismaksulla, pitkäaikaisilla sähkönhankintasopimuksilla tai voimalantuotantoon ja omistusosuuksiin perustuvilla alennuksilla sähkölaskussa (Etelson, 2019). PPA- eli sähkönhankintasopimus eliminoi kiinteistönomistajien vaatimuksen lyhemmälle takaisinmaksuajalle sekä tarpeen alkuinvestoinnille, mutta tällaisessa sopimuksessa sähkö on yleensä noin 30 prosenttia kalliimpaa kuin itse omistetussa voimalassa tuotetulla (Feldman & Margolis, 2014; U.S Department of Energy, 2015; Etelson, 2019). Tämä johtuu siitä, että tuotantoriski on kokonaan voimalan rakentajalla, lisäksi riskinä on sopimusasiakasyrityksen toiminnan loppuminen esimerkiksi konkurssiin (Sallinen, 2018). Näitä riskejä voidaan hallita molemminpuolisilla vakuuksilla (Sallinen, 2018). Voimalaitoksen hanketoteuttaja vastaa liittymisprosesseista ja laskutuksesta (Etelson, 2019). Sopimuksen

hinta voidaan määrittää vaikkapa säästyvän sähkölaskun suuruiseksi – taikka aina tietyn verran halvemmaksi – ja sille voidaan määritellä nosturi, esimerkiksi kiinteä 0,5 – 2,0 prosenttia vuodessa (Cory & Canavan, 2008; Feldman & Margolis, 2014; Linjama, 2015; Etelson, 2019). Sopimuskauden jälkeen yrityksillä voi olla optio voimalan lunastamiseen jäännösarvolla, tai ostohinta voidaan kattaa sopimushinnalla sopimuskauden ajalta (Linjama, 2015; Tiainen, 2018). Myös leasing-sopimuksella voimalan voi lunastaa edellä mainitulla tavalla. PPA-sopimuksessa voimalan ylläpitovastuu on hanketoteuttajalla. Joissakin PPA-malleissa kuluttaja tekee osan tarvittavista investoinneista, mikä pienentää PPA-sopimushintaa (Cory & Canavan, 2008)

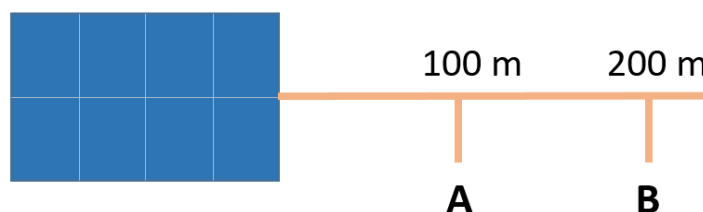
Muita voimalaitoksen hankintamuotoja ovat osamaksukauppa, rahoitusleasing ja käyttöleasing eli pitkäaikaisvuokraus ja joukkorahoitus. Osamaksu- rahoitusleasing- ja aurinkoenergian ostosopimukset eivät vaadi investoinnille vakuuksia. Yrityksille leasingrahoitus on yleensä lainaa kalliimpi hankintatapa. (Auvinen, 2015b) Eri hankinta- ja rahoitusmalleja on verrattu taulukossa 21.

Taulukko 19 Aurinkovoimalan eri hankinta- ja rahoitusmalleja (Auvinen, 2015a)

Hankinta- ja rahoitusmalli	Sopimukset	Voimalan omistajuus	Ylläpitovastuu	Rahoitus- ja palvelukulut (arvio)
Oma pääoma	Hankintasopimus, pituus voimalan rakennusaika 1 – 3 kuukautta	Asiakkaalla	Asiakkaalla	
Lainarahoitus	Hankintasopimus sekä lainasopimus yleensä 10 – 15 vuotta	Asiakkaalla	Asiakkaalla, rahoittajalla tai toimittajalla sopimuksesta riippuen	Lainan korkokulut 0 – 2 %
Rahoitus-leasing	Leasingsopimus yleensä 8 – 25 vuotta, voi jatkaa	Säilyy rahoittajan omistuksessa sopimuskauden, siirtyy asiakkaalle jäännösarvolla	Asiakkaalla, rahoittajalla tai toimittajalla sopimuksesta riippuen	Rahoituksen korkokulut kunnat 0,7 % - muut 10 %
Osamaksukauppa	Osamaksusopimus 8 – 15 vuotta	Siirtyy osamaksujen myötä rahoittajalta asiakkaalle	Asiakkaalla	Rahoituksen korkokulut noin 10 %
Pitkäaikainen aurinkosähkön ostosopimus (PPA)	Kiinteähintainen energian ostosopimus, kesto 10 – 25 vuotta	Siirtyy vaiheittain tai jäännösarvolla asiakkaalle	Rahoittajalla tai toimittajalla	Ylläpito ja rahoituskulut noin 10 %
Joukkorahoitus	Rahoitusmuoto kannattaa mahdollisesti sisällyttää laina- tai leasingsopimukseen	Riippuu mallista	Sovittava erikseen	Rahoituksen korkokulut noin 4 – 6 %

6.4.3 Ehdotukset voimalan sähköntuotannon jakamiseksi

Havainnollistavien esimerkkien avulla esitetään tuotannon jakamisen periaatteet kuvan 34 mukaisessa verkossa.



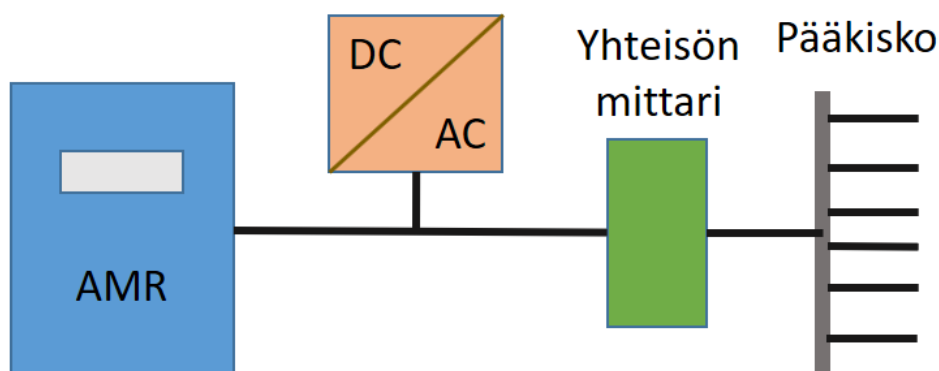
Kuva 34 Esimerkkilaskelmissa käytetty kuvitteellinen verkko, johon kuuluu aurinkovoimala sekä energiayhteisön yhteisön jäsenet ja sähkökäyttäjät A ja B.

Oletetaan seuraava tilanne, jossa voimalan tuotantoteho on pienempi kuin alueen sähkönkulutus. Voimalaitoksen hetkellinen teho on 50 kW, kuluttajan A hetkellinen kulutus 10 kW ja kuluttajan B kulutus 50 kW. Kokonaiskulutus yhteisössä on siis $10 + 50 = 60$ kW. A:n osuus tästä on $1/6$ ja B:n osuus $5/6$. Kuluttajan A invertteri jakaa A:lle voimalan hetkellistä tehoa $1/6 \times 50 \text{ kW} = 8,3 \text{ kW}$. Kuluttajan B invertteri jakaa B:lle voimalan hetkellistä tehoa $5/6 \times 50 \text{ kW} = 41,7 \text{ kW}$. Käyttäjät A ja B ostavat osuutensa voimalan tuotannosta energiayhteisöltä ja loput tarvitsemastaan sähköstä sähkömyyjiltään.

Oletetaan toinen tilanne, jossa voimalan hetkellinen tuotantoteho onkin suurempi kuin alueen kulutus. Voimalaitoksen hetkellinen teho on 100 kW, kuluttajan A hetkellinen kulutus 10 kW ja kuluttajan B kulutus 50 kW. Kokonaiskulutus yhteisössä on siis $10 + 50 = 60$ kW. A:n osuus tästä on $1/6$ ja B:n osuus $5/6$. Kuluttajan A invertteri jakaa A:lle voimalan hetkellistä tehoa $1/6 \times 100 \text{ kW} = 16,7 \text{ kW}$. Kuluttajan B invertteri jakaa B:lle voimalan hetkellistä tehoa $5/6 \times 100 \text{ kW} = 83,3 \text{ kW}$. A:n ja B:n ylijäämä sähkö siirretään jakeluverkkoyhtiön mittareiden kautta julkiseen verkkoon. Huomataan, että voimalaitoksen tuottaessa enemmän tehoa kuin kaikki yhteisön jäsenet kuluttavat, kaikki jäsenet myyvät ylijäämä sähköä verkkoon. A:lla ja B:llä on oltava sähkömyyjän kanssa ylijäämä sähkön ostosopimus, jolloin sähkömyyjä maksaa ylijäämästä sovitun hinnan.

Aurinkosähkön myyntihinta yhteisössä on todennäköisesti korkeampi kuin mitä sähkönmyyjä maksaa ylijäämätuotannosta. Jotta jäsenen kautta tapahtuva ylijäämäsähkön myynti ei aiheuttaisi tälle tappiota, tulisi voida lukea verkkoon myydyin energian määrä, josta jäsen maksaisi yhteisölle vain myynneistä saamansa tuotot. Yhteisö voisi periä maksun myynneistä joko mittauksiin ja ennalta sovittuun hintaan perustuen taikka tarkastelemalla jäsenen tietoja verkkoyhtiön järjestelmissä tai tulevaisuudessa Datahubissa, jolloin perittäisiin todellinen myynnin arvo. Tähän liittyy tietosuojakysymyksiä, jotka tulisi selvittää. Vaihtoehtoisesti aurinkosähkön verkkoon myynti voitaisiin sallia esimerkiksi vain ohjelmallisesti voimalan omistajille tai erillisen invertterin ja voimalaitoksen liittymän julkiseen jakeluverkkoon kautta.

Seuraavaksi tarkastellaan tilanteita, jossa energiayhteisön sähkönmittaus on toteutettu erilaisissa kiinteistöissä. Yhden yrittäjän ja sähköverkkosopimuksen kiinteistössä invertteri ja sähkönmittauslaitteisto kytketään kuvan 35 osoittamalla tavalla.



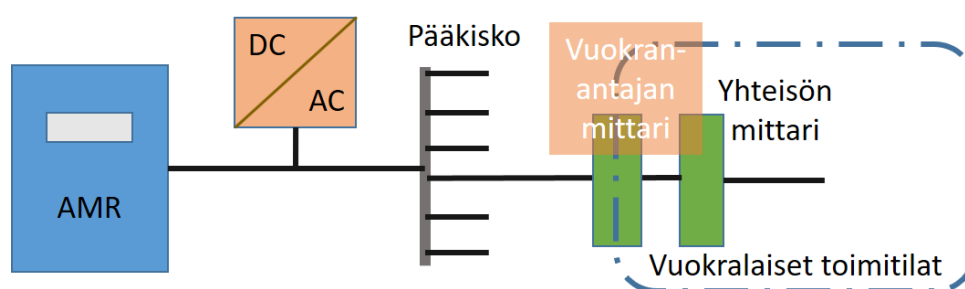
Kuva 35 Mittaus yhden käyttöpaikan ja yrityksen kiinteistössä

Kuvan 35 kytkennässä yhteisön mittari jakaa yhteisön keskitetylle tietokoneelle tiedon hetkellisestä kulutuksesta. Tietokone laskee yhteen kaikkien yhteisön mittareiden tehokemat ja kunkin käyttöpaikan osuuden tästä. Invertteri (DC/AC) jakaa käyttöpaikan kulutukseen tämän osuuden verran voimalaitoksen tuotantotehoa ja laskee kulutukseen siirretyn energian. Invertteri voidaan kytkeä myös pääkiskoon, mutta silloin yhteisön mittarin mittaamasta tehosta tulee vähentää invertterin syöttämä teho, jotta keskustietokoneelle saadaan ilmoitettua todellinen sähkönkulutus. Verkkoon myyty

sähköenergian määrä voidaan laskea yhteisön mittarin ja invertterin mittaamien energioiden erotuksena taikka lukea verkkoyhtiön järjestelmistä tai tulevaisuudessa Datahubista.

Mikäli samalla kiinteistöllä on useampi käyttöpaikka saman summamittarin takana, tulee jokaiselle jäsenelle asentaa oma invertteri ja mittausjärjestely huoneistomittarin kulutuksen puolelle jokseenkin kuvaa 34 vastaavalla tavalla, jotta vältetään sähkönsiirtomaksu ja verot kuten luvuissa 4.1.1 ja 5.1.2 on esitetty. Tulevaisuudessa hyvityslaskentamalli tulee luultavasti mahdollistamaan myös yhden invertterin käyttämisen tällaisella kiinteistöllä.

Jos kiinteistöllä on yksi sähkönkäyttöpaikka mutta kiinteistön sisäisessä sähköverkossa useita vuokralla toimivia yrityksiä, voidaan näiden aurinkosähkön käyttö mitata kuvan 36 osoittamalla tavalla.



Kuva 36 Mittaus vuokralaisen toimitiloissa

Mittausperiaate on tällaisessa tilanteessa sama kuin yhden käyttöpaikan ja yrityksen kiinteistöllä. Jäsenen aurinkosähkön kulutus mittausajanjaksolla voidaan yhtälön (4) mukaisesti

$$E_{PV} = \frac{E_{inv} - E_{AMR,myynti}}{E_{AMR,osto}} \times E_{huoneisto}, \quad (4)$$

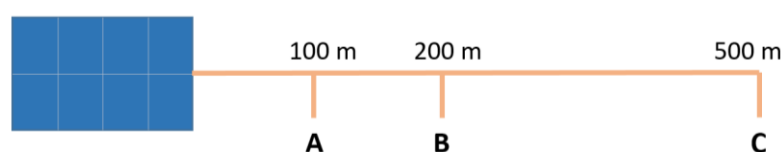
missä E_{myynti} tarkoittaa aurinkosähkön kulutusta, E_{inv} invertterin muuntamaa energiamäärää, $E_{AMR,myynti}$ AMR-mittarin mittaamaa aurinkosähkön myyntiä verkkoon ja $E_{AMR,osto}$ kiinteistön verkosta ostamaan sähkön määrää.

Mittausjärjestely toimii huolimatta siitä, ovatko muut vuokralaiset yhteisön jäseninä. Tosin kiinteistön omistajan kanssa on erikseen sovittava aurinkosähkön osuuden vähentämisestä vuokralaiselta perittävästä sähkölaskusta, ylijäämäsähkön myynnistä omistajan sähkömittarin kautta sekä invertterin kytkemisestä sähköpääkeskukseen. Jos vain yksi vuokralainen on yhteisön jäsenenä, invertteri voidaan kytkeä myös vuokranantajan ja yhteisön mittareiden väliin, jolloin kiinteistönomistajan kanssa tarvitsee sopia vain ylijäämäsähkön myynnistä.

6.4.4 Ehdotukset sähköverkon kustannusten jakamiseksi

Voimalan kustannusten kattaminen energianhintaa maksaen on yksinkertaista ja intuitiivista. Sen sijaan verkon kustannukset ovat hankalampi kattaa. Jos voimalaitos ja sen verkko muodostavat yhden investointikokonaisuuden, voidaan näiden kustannukset kattava energiaperusteinen hinnoittelu ymmärtää piilotetuksi verkon käytön vastikkeeksi. Tällöin verkon toiminta muuttuu luvanvaraiseksi. Vaihtoehtoisesti verkon kustannukset voidaan kattaa perustamisvaiheessa liittymismaksuin tai verkkoon liittyjät hankkivat omistukseensa osuudet verkosta.

Energiayhteisön verkkoa hallinnoimaan voitaisiin perustaa yhtiö, joka järjestää aluksi osakeannin, jossa myydyillä osakkeilla kerätyllä pääomalla verkko rakennetaan. Lisäksi verkon käyttöön aikaiset korjaustarpeet maksettaisiin uusien osakeantien avulla. Esitettiin kolme tapaa jakaa ensi kertaa rakennettavan verkon kustannukset eli osakkeet. Yhteisten johto-osuuksien kustannukset voidaan jakaa tasan jäsenten kesken, kulutusten keskitehojen suhteessa tai: jakamalla kustannukset kaikkien yritysten kesken, ja mitä kauempana voimalasta ollaan, sitä vähemmän on kustannuksia jakavia yrityksiä ja lopulta kauimmilla yrityksillä sataprosenttinen osuus omasta johtopituudestaan. Jälkimmäinen tilanne voidaan havainnollistaa kuvan 37 avulla.



Kuva 37 Verkon kustannusten jakautuminen

Kuvan verkon rakentamisen kustannukset katetaan seuraavasti. Ensimmäisen sadan metrin johto-osuus jaetaan tasan käyttäjien A, B ja C kesken. Seuraavan sadan metrin kustannukset jaetaan puoliksi B:n ja C:n kesken. Loput 300 metriä kustantaa yksin käyttäjä C. Jos verkon rakentamiskustannukset ovat yhteensä 15 000 euroa, A maksaa siitä 1000 euroa, B 2500 euroa ja C 11 500 euroa. Oikeudenmukaisesta kustannusten jakautumisesta huolimatta tällainen jakoperuste asettaa kauempana voimalasta sijaitsevat yritykset huonompiarvoiseen asemaan, mikä voi hillitä niiden haluja liittyä energiayhteisön verkkoon.

Mikäli kustannukset jaetaan tasan perustajajäsenten kesken, kukin A, B ja C maksaa 5000 euroa. Tasapuolisesta kohtelusta huolimatta tällaisella pistehinnoittelujakoperusteella lähempänä voimalaa sijaitsevat ja lyhemmän johtopituuden tarvitsevat yritykset subventoivat muiden yritysten maksuosuuksia.

Mikäli kustannukset jaetaan lähtötilanteen vuotuisten keskitehojen suhteessa, vastaavat yritysten maksosuudet paremmin niiden maksukykyä sekä odotettavaa aurinkovoimalan tehonkäyttöä. Tosin tämä ei välttämättä sovi jakoperusteeksi myöhemmin uusien jäsenien liittyessä verkkoon, sillä eri vuosien keskitehot eivät ole keskenään vertailukelpoisia. Tähänkin malliin voi liittyä samoja ongelmia kuin pistehinnoittelumallissa.

Kun jo rakennettuun verkkoon liittyy tulevaisuudessa uusi yritys, se ostaa käyttämänsä johto-osuuden (osakkeet) verkosta entisiltä jäseniltä johto-osuuksien nykykäyttöarvolla. Mahdollisen uuden liittymisjohdon rakentaminen olemassa olevaan verkkoon kustannetaan osakeannilla tai yritys maksaa sen suoraan.

Aiemmin esitettiin Lentokentäntien verkon rakenteeksi kaksi voimalalta lähtevää haaraa. Tällaisessa verkossa yritykset osallistuisivat vain oman haaransa kustannuksiin. Invertterit lienee yksinkertaista hankkia kiinteistöjen omistukseen, mutta ne voisivat olla myös yhteisöomisteisia. Niiden kapasiteetti tulee mitoittaa siten, että ne riittävät vaihtosuuntaamaan suurimmankin saatavilla olevan tuotantotehon.

6.4.5 Ehdotukset voimalahankkeen rahoitus- ja liiketoimintamalleiksi

Aiemmin esitettyjen tietojen ja pohdinnan nojalla esitetään rahoitus- ja liiketoimintamallit, joilla voimalaitoshankkeen kustannukset katetaan. Tarkasteluissa ei käsitelty vaihtoehtona kiinteän energiamäärän myyntiä kiinteään hintaan, sillä voimalaitoksen vuotuinen tuotanto vaihtelee. Silloin energiamäärä pitäisi valita alakanttiin, jotta toimitukset toteutuvaisivat aina; toisaalta joinakin vuosina ylijäämän myyntiä verkkoon voisi tapahtua paljonkin, mikä heikentäisi voimalan kannattavuutta tai pakottaisi nostamaan sopimushintoja.

Vaikka toimitetun energian laskuttaminen kiinteään energiahintaan sekin edellyttää varman päälle laskettuja energiahintoja, voitaneen voimalan kymmenien vuosien pitoajalta saatava tuotanto arvioida yksittäisiä vuosia paremmin. Tätä hinnoittelumallia ehdotettiin käytettäväksi yhteisön energianmyynissä.

Lopputarkasteluun otettiin kaksi mallia: voimalan paikallinen yritysomistus ja kolmannen osapuolen toteutus sähkönhankintasopimuksella. Kummassakin mallissa tuotanto on tarkoitus jakaa tehokkaasti siten, että sähköä toimitetaan ensisijaisesti voimalaitosverkossa alueen yrityksille. Tämä edellyttää jonkinlaista kommunikaatiota asiakasinvertterien kesken. Mahdollisen ylijäämäsähkön myynnin vuoksi kaikilla yhteisön jäsenillä tulee olla sähköyhtiöidensä kanssa myyntisopimus – tai ainakin riittävän monella jäsenellä, mikäli invertterien kommunikaatio mahdollistaa tämän.

Jotta tuotanto voidaan jakaa joka hetki tehokkaasti käyttöpaikkojen kesken myynti julkiseen verkkoon välttämättä, tulisi tietää alueen reaaliaikainen kokonaiskulutus ja jokaisen yrityksen osuus siitä. Invertterien keskinäistä kommunikaatiota tarvitaan myös siksi, ettei aurinkosähkö siirry ainoastaan sähköisesti voimalaa lähimpiin käyttöpaikkoihin. Hetkellisten kulustietojen käyttöön voi liittyä tietosuojakysymyksiä, joita tulisi arvioida mallien houkuttelevuuden kannalta.

Verkon kustannukset katetaan jakamalla sen omistus jäsenyritysten kesken, jolloin välttytään verkon luvanvaraisiksi tekeville käytön vastikkeilta, kuten luvussa 6.4.4 esitettiin. Invertterit voisivat olla joko asiakkaiden tai energiayhteisön omistamia.

Paikallisessa yritysomistuksessa yritykset perustavat yhteisyrityksen hallinnoimaan voimalaprojektia. Perustajayritykset joko a) sijoittavat yhteisyritykseen voimalaitoksen perustamiseen tarvittavan pääoman tai b) yhteisyritys ottaa lainan voimalan rahoittamiseksi. Voimalan energiayhteisölle tuottamasta sähköstä maksetaan snt/Wh-hinta, jolla yhteisyritys maksaa joko osinkoa sijoittajilleen tai lyhentää rahoituslainaa. Kiinteistönomistajat voivat läpilaskuttaa vuokralaisiaan, halutessaan premion ottaen, jollei näillä ole suoraa liityntää yhteisön sähköverkkoon. Vuokrakiinteistössä voi olla tarvetta lisämittalaitteille.

Vaihtoehdossa a) osakeyhtiö- ja osuuskuntamuotoisen voimalayrityksen sähkönmyyntitulot jaetaan osakeyhtiömuotoisen yhteisyrityksen omistajille niiden osakeomistuksien suhteessa, ja hankkeen maksettua itsensä takaisin omistajille kertyy voittoa osinkoina voimalan käyttöään loppuun saakka. Sähkön jakelu yrityksiin perustuu niiden kulutukseen eikä omistukseen voimalasta. Jäsen voi myydä omistuksensa yhteisyrityksestä muulle.

Vaihtoehdossa b) voimalaitososuuskunta hakee lainan voimalahankkeen rahoittamiseksi. Lainan takaajana voi olla kunta, kuten esimerkiksi Lempäälän energiayhteisössä luvun 2.4.3 mukaan. Osuuskunta maksaa lainaa takaisin sähkön myynnistä saamallaan tulolla. Kun laina on maksettu takaisin, sähköä voidaan myydä joko huomattavasti edullisemmin –pelkät ylläpitokustannukset kattaen – tai osuuskunta kerryttää pääomaa korvaushankkeisiin.

Yhtenä omistusmuotona harkittiin voittoa tuottamatonta Mankala-tyyppistä osakeyhtiötä, joka omistaa ja käyttää voimalaitosta ja myy sähkön omakustannushinnalla omistajilleen näiden omistusten suhteessa. Yhtiön omistajat rahoittavat voimalan rakentamisen ja energiantuotannon normaalit kustannukset. Omistajat voivat käyttää sähkön itse tai käydä sillä kauppaa. (Sallinen, 2018; Wikipedia, 2018) Johtuen aurinkovoimalan tuotannon vaihtelevuudesta ja pääomakustannusvaltaisuudesta, omistajille voi olla hankala määrittellä kustannusten maksuperiaatteita, joten Mankala-yhtiötä ei tarkasteltu syvemmin.

Kolmannen osapuolen toteutuksessa voimalaitoshankkeen toteuttaa ja omistaa esimerkiksi aurinkovoimayritys tai sähkönmyyntiyhtiö. Voimalan voi myös siirtyä vähitellen tai jäännösarvolla alueen yritysten omistukseen. Yritykset maksavat voimalaitokselta toimitetusta energiasta snt/kWh –hinnan, eikä niille koidu muita kustannuksia. Voimalaitoksen omistaja määrittää sähkön hinnan itselleen kannattavalle tasolle huomioiden

riskin vuotuisen tuotannon suuruudesta ja kulutuksen pysyvyydestä. Omistaja laskuttaa vuokranantajia, ja nämä voivat edelleen laskuttaa vuokralaisia, ellei näillä ole omaa liityntää ja mittausta voimalaitokselta.

Yleensä PPA-sopimuksissa asiakas sitoutuu ostamaan kaiken tuotetun sähkön. Ylijäämäsähkön myynti olisi asiakkaalle siis tappiollista, mikä voidaan ratkaista joko pienentämällä voimalan mitoitusta tai sopimalla asiasta voimalahankkeen toteuttajan kanssa toisin sopimusehdoissa. Verkon ja invertterien omistus voidaan toteuttaa samalla tavalla kuin vaihtoehdossa 2. Invertterit voisivat myös kuulua PPA-sopimukseen. Niiden toimintalogiikka olisi sama kuin vaihtoehdossa 1.

7 YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Tässä työssä ehdotettiin ylätasoon konseptit energiayhteisöjen tarjoamille palveluille. Näitä ovat ostosähköstä omatuotantoon siirtyminen ja sen jakaminen, kysyntäjousto, verkon kuormitushallinta sekä saarekoituminen. Näihin liittyvät läheisesti hajautetut energiaresurssit ja erilaiset sopimusjärjestelyt. Hajautettujen energiaresurssien käyttö, aggregointi ja niiden yhteishankinnat ovat oleellisia edellytyksiä eri palveluiden toteuttamiseksi. Jakeluverkkoyhtiöt eivät saa omistaa sähköntuotantolaitteistoja ja energiavarastoja. Mikäli tulevaisuudessa kannustavammalla ja sallivammalla sääntelyllä mahdollistetaan energiayhteisöjen ja verkkoyhtiöiden välinen sopiminen koskien yhteisön yhteisen liittymän ja hajautettujen energiaresurssien käyttöä sekä mittauspalveluiden toteuttamista, voidaan osapuolten kustannuksia vähentää.

Lainsäädäntö erottelee luvanvaraisen jakeluverkkotoiminnan piiriin kuuluvat jakeluverkon ja suljetun jakeluverkon sekä luvasta vapautetun kiinteistön ja sitä vastaavan kiinteistöryhmän verkon, jonka laajuuden määrää saman tahon hallintaoikeus. Uuden jakeluverkonhaltijan verkkoluvan saaminen on käytännössä hankalaa erityisesti, jos toisen yhtiön verkkoa on jo rakennettu. Lisäksi hallinnolliset velvoitteet voivat olla liian raskaat pienille yhteisöille. Suljettuja jakeluverkkoja koskee kevyempi sääntely, mutta niitä voi perustaa käytännössä vain sähkön jakeluun yritysalueilla. Tulevat muutokset Suomen ja Euroopan unionin lainsäädännössä tulevat lisäämään mahdollisuuksia energiayhteisöjen toteuttamiseen.

Kiinteistön sisäinen energiayhteisö on jo mahdollista toteuttaa takamittarointia käyttäen, mutta jäsenten oikeus solmia omat sähkösopimuksensa sekä taloyhtiöitä koskeva lainsäädäntö hankaloittavat tätä. Hyvityslaskennan laillisen aseman selkiyttäminen parantaisi edellytyksiä tällaisten yhteisöjen perustamiseen, joskin EU-lainsäädäntö voi olla muutosten esteenä. Energiayhteisö voi ylittää kiinteistöryhmän rajat yhdistämällä kulutuspisteitä yhteiseen voimalaitokseen liittymisjohdoilla. Nykytilanteessa näiden rakentaminen edellyttää jakeluverkkoyhtiön suostumusta, joskin tämän edellytyksen poistava lainsäädännön muutos on odotettavissa. Liittymisjohtojen käytöstä ei saa periä vastiketta.

Sähkön varastointia akkuvarastoihin koskeva verotus muuttuu huhtikuussa 2019, mistä alkaen julkiseen sähköverkkoon ja voimalaitosten yhteyteen liitetyistä akuista ei peritä kaksinkertaista sähköveroa kuten tähän asti on. Tämä parantaa taloudellisia edellytyksiä hyödyntää sähkömarkkinoiden ja –verkkojen eri tarpeisiin.

Lappeenrannan Rauhankorpeen hahmoteltiin akkuvaraston avulla saarekoituvaa mikroverkko, jonka avulla alueen toimitusvarmuutta voitaisiin parantaa. Yksin pitkien jakelukeskeytysten välttäminen ei nykyisillä akkuvarastojen hinnoilla ole välttämättä taloudellisesti kannattavaa. Hyödyntämällä varastoa useammassa tehtävässä voisi mahdollisesti parantaa kannattavuutta, mitkä tehtävät ja hyödyt olisi syytä kartoittaa ennen investoinnin toteuttamista. Jakelukeskeytyksiltä välttyminen parantaa myös asukkaiden asumismukavuutta, mille ei laskettu hintaa.

Toiseen potentiaaliseen kohteeseen Lappeenrannan Lentokentäntiellä tehtiin energiayhteisön aurinkovoimalan kannattavuuslaskelmat ja mitoituksen sisältävä toteutettavuustutkimus, jossa hankkeen todettiin parantavan aurinkoenergian hyödynnettävyyttä ja olevan ainakin paikallisessa omistuksessa kannattava. Yhteisövoimala oli käytetyillä laitteistohinnoilla merkittävästi kannattavampi kuin pienten yrityskohtaisten voimaloiden rakentaminen. Yksi alueen sähkökäyttäjyrityksistä vastaa arviolta neljäsosaa koko alueen kulutuksesta. Sille saattaisi olla edullinen ratkaisu toteuttaa oma voimala, mikä tulisi huomioida yhteisön houkuttelevuudessa ja toiminnan riskeissä. Sähkön myyminen pelkästään verkkoon arveltiin kannattamattomaksi nykyisillä sähkön myyntihinnoilla. Työssä hahmoteltiin ratkaisut yhteisövoimalan tuottaman sähköenergian myymiseksi yhteisössä sekä voimalan, verkon ja invertterien omistukselle ja rahoitukselle. Näitä päätelmiä voidaan hyödyntää kohteiden jatkototeutuksen pohjana, joskin ehdotettuja toimintamalleja on tarkennettava.

Liiketoimintamallin lopullisen valinnan jälkeen yhteisövoimalahankkeessa edettäisiin markkinointi- ja rahoitusvaiheeseen. Tällöin hankittaisiin tarvittavat pankkilainat, kaupalliset sijoittajat ja haettaisiin Työ- ja elinkeinoministeriön energiatukea Business Finlandilta. Rahoituksen varmistuttua voidaan siirtyä toteutusvaiheeseen, jossa kilpailutetaan hanke ja sen urakoitsijat. Ennen rakentamisen aloittamista on hankittavat tarvittavat rakentamis- ja toimenpideluvat sekä tehtävä mahdollinen ympäristövaikutusten

arvio. Lappeenrannan Energiaverkoilta on pyydettävä suostumus kiinteistörajat ylittävien voimalaitoksen liittymisjohtojen rakentamiseen, mikäli lainsäädännössä ei muuteta tätä seikkaa ennen voimalahankkeen toteuttamista. Voimalan omistajan on hakeuduttava sähköverovelvolliseksi. ALV-verovelvolliseksi ei liene tarpeellista ilmoittautua, sillä sähkön myynnistä verkkoon saatavat tulot ovat melko pieniä ja toisaalta yritykset ovat jo ennestään arvonlisäverovelvollisia. Mikäli yhteisön jäsenet vastaavat voimalan ylläpidosta, on näille annettava laitteistoon käyttöönotto ja kunnossapitokoulutukset.

LÄHDELUETTELO

- Aakko, M., 2014. *Omalla voimalalla irti sähköverkosta.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.kaleva.fi/teemat/koti/omalla-voimalalla-irti-sahkoverkosta/656723/> [Haettu 2.3.2019].
- Auvinen, K., 2015a. *Hankinta- ja rahoitusmallien vertailua.* [Online]
 Saatavilla: <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/kuntien-aurinkoenergian-hankinta-ja-rahoitusmallit/rahoitusmallien-vertailua-kunnan-nakokulmasta/> [Haettu 25.2.2019].
- Auvinen, K., 2015b. *Rahoitusmallit aurinkoenergiainvestoinneille.* [Online]
 Saatavilla: <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/kuntien-aurinkoenergian-hankinta-ja-rahoitusmallit/> [Haettu 25.2.2019].
- Auvinen, K. & Honkapuro, S., 2018a. *FinSolar taloyhtiökokeilu.* [Online]
 Saatavilla: <http://www.finsolar.net/finsolar-taloyhtiokokeilu/> [Haettu 2.10.2018].
- Auvinen, K. & Honkapuro, S., 2018b. *Politiikkasuositus: Taloyhtiön asukkaiden aurinkosähkön tuotantoa tulisi edistää lainsäädäntömuutoksella.* [Online]
 Saatavilla: <http://smartenergytransition.fi/fi/taloyhtion-asukkaiden-aurinkosahkon-tuotantoa-tulisi-edistaa-lainsaadantomuutoksella/> [Haettu 27.9.2018].
- Auvinen, K., Honkapuro, S., Ahola, J. & Ahonen, T., 2018. *Keskustelupaperi: Ratkaisuehdotuksia sähkön mittauksen haasteisiin kuluttajien ja energiayhteisöjen puhtaan pientuotannon edistämiseksi*, Helsinki: Aalto-yliopisto. Crossover 4/2016. Työpaperit.
- Boon, F. & Dieperink, C., 2014. Local civil society based renewable energy organisations in the Netherlands: Exploring the factors that stimulate their emergence and development.. *Energy Policy*, No 69, s. 297-307.
- Bourazeri, A. & Pitt, J., 2014. *An Agent-Based Serious Game for Decentralised Community Energy Systems. Principles and Practice of Multi-Agent Systems 2014, Lecture Notes in Artificial Intelligence 8861*, Gold Coast, QLD, Australia, PRIMA: International Conference on Principles and Practice of Multi-Agent Systems 17th International Conference.
- Cleworks, 2018. *Cleworks.* [Online]
 Saatavilla: <https://cleworks.com/fi/clebox> [Haettu 16.11.2018].
- Cory, K. & Canavan, B., 2008. *Power Purchase Agreement Checklist*, Cole Boulevard, Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory.
- Cupelli, M. (toim.), 2017. *Investigation and comparison of EU-wide regulations and rules concerning the commercialization of end-customers flexibility and building local energy market places/platforms. V1.0. Deliverable D8.9.* Interflex.
- Day, R. & Walker, G., 2013. 'Household energy vulnerability as "assemblage"'. *Energy Justice in a Changing Climate Social Equity and Low-Carbon Energy*, s. 14-29.

Ediel, 2018. *Fingrid Datahub Oy ja CGI Suomi Oy allekirjoittivat tänään 12.7.2018 datahubin hankintaan liittyvät sopimukset.* [Online]

Saatavilla: <https://www.ediel.fi/datahub/fingrid-datahub-oy-ja-cgi-suomi-oy-allekirjoittivat-1272018-datahubin-hankintaan-liittyv%C3%A4t> [Haettu 23.10.2018].

EDSO, 2017. *EDSO position paper on local energy communities.* [Online]

Saatavilla: https://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/170914-EDSO-position-paper-on-local-energy-communities_final.pdf [Haettu 2.3.2019].

Elenia Oy, 2018. *Fortum ja Elenia rakentavat sähkön varastointia sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitoon ja sähkökatkojen vähentämiseen.* [Online]

Saatavilla: <https://www.elenia.fi/uutiset/fortum-ja-elenia-rakentavat-s%C3%A4hk%C3%B6n-varastointia-s%C3%A4hk%C3%B6j%C3%A4rjestelm%C3%A4n-tasapainon-yll%C3%A4pitoon-ja> [Haettu 25.2.2019].

Enea, 2017. *Urban Microgrids. Overview, challenges and opportunities*, Pariisi: Enea Consulting.

Energiakokeilut.fi, 2018. *Kempeleen ekokortteli.* [Online]

Saatavilla: <http://energiakokeilut.fi/yritykset/kempeleen-ekokortteli> [Haettu 3.6.2019].

Energiamarkkinavirasto, 2013. *Ohje sähköverkkoluvan hakemisesta uudistetun sähkömarkkinalain (588/2013) voimaan tullessa Dnro 800/402/2013.* [Online]

Saatavilla: https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/1Ohje+s%C3%A4hk%C3%B6verkkoluvan+hakemisesta+uudistetun+s%C3%A4hk%C3%B6markkinalain+%28588_2013+++pdf/762af88f-a34f-4cb1-b305-ad56f7cc6214 [Haettu 5.3.2019].

Energiavirasto, 2014a. *Jakeluverkonhaltijan sähköverkkolupahakemuksen täyttöohje.*

Energiavirasto, 2014b. *Suljetun jakeluverkon sähköverkkolupahakemuksen täyttöohje.*

Energiavirasto, 2015a. *Energiaviraston suositus. Sähkö- ja maakaasuliiketoimintojen laskennallinen ja oikeudellinen eriyttäminen. Dnro 2449/421/2015.*

Energiavirasto, 2015b. *Sähkönjakeluverkon verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016 - 2023.*

Energiavirasto, 2015c. *Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla. Sähkön jakeluverkkotoiminta ja sähkön suurjännitteinen jakeluverkkotoiminta.*

Energiavirasto, 2018a. *Jakeluverkonhaltijan valitus suljetun jakeluverkon sähköverkkoluvasta hylättiin.* [Online]

Saatavilla: <https://www.energiavirasto.fi/-/jakeluverkonhaltijan-valitus-suljetun-jakeluverkon-sahkoverkkoluvasta-hylattiin> [Haettu 1.11.2018].

Energiavirasto, 2018b. *Ohje suljetun jakeluverkon menetelmien laatimiseksi*, Helsinki.

Energiavirasto, 2019. *Sähkön hintavertailu > Hintatilastot.* [Online]

Saatavilla: <https://www.sahkonhinta.fi/summariesandgraphs> [Haettu 25.2.2019].

Etelson, E., 2019. *Promoting Community Solar. How to Bring Clean Energy to Your Neighborhood*. [Online]
Saataavilla: <https://www.letsgosolar.com/consumer-education/community-solar/> [Haettu 25.2.2019].

EU, 2009. *Sähkömarkkinadirektiivi 2009/72/EY*.

Eurelectric, 2017. *European Commission's legislative proposal on common rules for the internal market in electricity. A EURELECTRIC position paper*. [Online]
Saataavilla: <https://www.eurelectric.org/media/2471/electricity-directive.pdf> [Haettu 25.11.2018].

EUROBAT, 2013. *Battery Energy Storage for Grid Applications*. [Online]
Saataavilla: https://eurobat.org/images/news/position-papers/eurobat_smartgrid_publication_may_2013.pdf [Haettu 25.2.2018].

Euroopan komissio, 2017a. *Ehdotus - Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi uusiutuviin lähteistä peräisin olevan energian käytön edistämiseksi (uudelleenlaadittu toisinto) COM(2016) 767 final*, Bryssel.

Euroopan komissio, 2017b. *Ehdotus: Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä. (Uudelleenlaadittu)*, Bryssel.

Euroopan komissio, 2018. *Commission welcomes political agreement on conclusion of the Clean Energy for All Europeans package*. [Online]
Saataavilla: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-6870_en.htm [Haettu 25.2.2019].

European Aviation Safety Agency, 2017. *Certification Specifications and Guidance Material for Aerodomes Design*. [Online]
Saataavilla: https://www.easa.europa.eu/sites/default/files/dfu/Annex%20to%20EDD%202017-021-R%20-%20CS-ADR-DSN%20No%204_0.pdf [Haettu 25.2.2019].

EY, 2017. *Kysyntäjousta tukevat valvontamenetelmät sähkön jakeluverkkotoiminnassa*. [Online]
Saataavilla: <https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Kysynt%C3%A4jousta+tukevat+kv+valvontamenetelm%C3%A4t+loppuraportti.pdf/3baf0cb9-3d9d-44f9-bcf1-51e11e9ba7b5> [Haettu 20.10.2019].

Feldman, D., Brockway, A. M., Ulrich, E. & Margolis, R., 2015. *Shared Solar: Current Landscape, Market Potential and the Impact of Federal Securities Regulation*. National Renewable Energy Laboratory.

Feldman, D. & Margolis, R., 2014. *To Own or Lease Solar: Understanding Commercial Retailer's Decisions to Use Alternative Financing Models*. National Renewable Energy Laboratory.

Fernandez, N., Katipamula, S., Brambley, M. & Reddy, T., 2009. *Economic investigation of community-scale versus building scale Net-Zero-Energy. Technical Report*. U.S. Department of Energy.

Fingrid, 2017. *Johtokatu - tiekartta vihreään sähköjärjestelmään*. [Online]
Saataavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/kehityshankkeet/fingrid-tiekartta-vihreaan-sahkojarjestelmaan-2017-web.pdf> [Haettu 20.10.2019].

- Fingrid, 2018a. *Käyttövarmuuden ylläpito.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/kayttovarmuuden-yllapito/>
 [Haettu 23.10.2018].
- Fingrid, 2018b. *Kuinka osallistua reservimarkkinalle.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/kuinka-osallistua-reservimarkkinoille/> [Haettu 11.10.2018].
- Fingrid, 2018c. *Kysyntäjousto.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/kysyntajousto/> [Haettu 11.10.2018].
- Fingrid, 2018d. *Sähkömarkkinoiden tulevaisuus.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkomarkkinoiden-tulevaisuus/> [Haettu 11.10.2018].
- Fingrid, 2018e. *Siirtojenhallinta.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/siirtojenhallinta/>
 [Haettu 23.10.2018].
- Fingrid, 2018f. *Tasesähkö.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasesahko/> [Haettu 11.10.2018].
- Fingrid, 2018g. *Tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpito.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/kulutuksen-ja-tuotannon-tasapainon-yllapito/> [Haettu 11.10.2018].
- Fingridlehti, 2018. *Fingrid saa Sellosta uuden reservikohteen.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.fingridlehti.fi/fingrid-saa-sellosta-uuden-reservikohteen/> [Haettu 2.10.2018].
- Fortum, 2018. *Fortum julkisti kuluttajien kysyntäjoustopalvelun.* [Online]
 Saatavilla: http://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/uutiset/fi_FI/180118_Fortum_kysyntajousto/
 [Haettu 16.11.2018].
- Gaia Consulting Oy, 2010. *Selvitys hajautetusta ja paikallisesta energiantuotannosta erilaisilla ainalueilla. Loppuraportti.*, Helsinki: Motiva. [Online]
 Saatavilla: https://www.motiva.fi/files/7938/Selvitys_hajautetusta_ja_paikallisesta_energiantuotannosta_erilaisilla_asuinalueilla_Loppuraportti.pdf [Haettu 16.11.2018].
- Gaona, E., Trujillo, C. & Guacaneme, J., 2015. Rural microgrids and its potential application in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, No 51, s. 125-137.
- Google LCC, 2009. *Google Maps.* [Online]
 Saatavilla: https://www.google.com/maps/@61.0894814,28.7108757,3a,75y,27.53h,89.32t/data=!3m5!1e1!3m3!1sRJKAgFF1e7tG_uFAry4_SQ!2e0!6s%2F%2Fgeo.ggpht.com%2Fcbk%3Fpanoid%3DRJKAgFF1e7tG_uFAry4_SQ%26output%3Dthumbnail%26cb_client%3Dmaps_sv.tactile.gps%26thumb%3D%26w%3D
 [Haettu 25.2.2019].

Hagström, M., Karttunen, V., Vanhanen, J. & Vehviläinen, I., 2016. *Uudet teknologiat ja toimintatavat - KV11 tutkimus- ja kehityshanke. Julkinen loppuraportti*. Gaia Consulting.

Helen, 2017. *Helen tuo kotitaloudet osaksi älykästä energiajärjestelmää – edelläkävijyys tuntuu säästönä sähkölaskussa*. [Online]

Saatavilla: <https://www.helen.fi/uutiset/2017/helen-tuo-kotaloudet-osaksi-%C3%A4lyk%C3%A4st%C3%A4-energiaj%C3%A4rjestelm%C3%A4-%C3%A4--edell%C3%A4k%C3%A4vijyys-tuntuu-s%C3%A4st%C3%B6n%C3%A4-s%C3%A4hk%C3%B6laskussa/> [Haettu 16.11.2018].

Helen, 2019. *Tilaa aurinkosähkö kotiisi*. [Online]

Saatavilla: <https://www.helen.fi/aurinko/kodit/aurinkosahko/kivikko/> [Haettu 25.2.2019].

Hirvonen, J., 2017. *Towards zero energy communities: Increasing local and renewable energy utilization in buildings through shared energy generation and storage. Doctoral Dissertations 99/2017*. Mechanical Engineering. Aalto University.

Hoen, B., Adomatis, S., Jackson, T., Graff-Zivin, J., Thayer, M., Klise, G. T. & Wiser, R., 2015. *Selling Into the Sun: Price Premium Analysis of a Multi-State Dataset of Solar Homes*. Berkeley Lab.

Honkapuro, S., 2018. *Aurinkosähkön hyvityslaskentamallin lainsäädännölliset haasteet*. LUT School of Energy Systems. [Online]

Saatavilla: <http://smartenergytransition.fi/fi/aurinkosahko-kiinnostaa-taloyhtioissa-miten-esteet-ylitetaan-keskustelutilaisuus-31-10-2018/> [Haettu 5.3.2019].

Houghtaling, D., 2017. *How solar power can increase your commercial property value*. [Online]

Saatavilla: <http://businessfeed.sunpower.com/general-solar/how-solar-power-can-increase-your-commercial-property-value> [Haettu 25.2.2019].

Huoman, K., 2018. *Aurinkosähkön asennustavat taloyhtiöön*. Green Energy Finland Oy. [Online]

Saatavilla: <http://smartenergytransition.fi/fi/aurinkosahko-kiinnostaa-taloyhtioissa-miten-esteet-ylitetaan-keskustelutilaisuus-31-10-2018/> [Haettu 5.3.2019].

Ihamäki, L., 2017. *Fingridin aggregointipilotit*, s.l.: Fingrid Oyj. [Online]

Saatavilla: <https://www.slideshare.net/Fingrid/reservipvt-2017-fingridin-aggregointipilotit-id-54410/> [Haettu 5.3.2019].

Investor Solar Solutions, 2018. *How do I charge tenants for the solar electricity they consume?*. [Online]

Saatavilla: <http://www.investorsolarsolutions.com.au/how-do-i-charge-tenants-for-the-solar-electricity-they-consume/> [Haettu 25.2.2019].

Järventausta, P., Repo, S., Trygg, P., Rautiainen, A., Mutanen, A., Lummi, K., Supponen, A., Heljo, J., Sorri, A., Harsia, P., Honkiniemi, M., Kallioharju, K., Piikkilä, V., Luoma, J., Partanen, J., Honkapuro, S., Valtonen, P., Tuunanen, J. & Belonogova, N., 2015. *Kysynnän jousto - Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille. Loppuraportti*. DR Pooli.

- Juntunen, J., 2014. *Prosuming Energy – User Innovation and New Energy Communities in Renewable Micro-Generation. Doctoral Dissertations 142/2014*. Department of Management Studies. Aalto University.
- Juntunen, J., Jalas, M. & Auvinen, K., 2015. *Kiinteistön aurinkosähköjärjestelmän kannattavuus: case Koy Aurinkopaja, Pori*. [Online] Saatavilla: <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/kannattavuus/toteutettujen-investointien-kannattavuuksia/> [Haettu 25.2.2019].
- Kaaresto, J., 2018. *Sähköpostihaastattelu* [Haastattelu]. 20.-21. 12 2018.
- Kainuun Sanomat, 2015. *Ekokortteli kaasuttaa energiansa*. [Online] Saatavilla: <https://www.kainuusanomat.fi/kainuun-sanomat/kotimaa/ekokortteli-kaasuttaa-energiansa/> [Haettu 25.2.2019].
- Kaipia, T., 2012. *Future Grid Architectures – LVDC*. SGEM WP2: Future Infrastructure of Power Systems.
- Kaipia, T., 2018. *Sähköpostihaastattelu* [Haastattelu]. 18.12.2018.
- Kalkbrenner, B. & Roosen, J., 2016. Citizens' willingness to participate in local renewable energy projects: The role of community and trust in Germany. *Energy Research & Social Science*, No 13, s. 60-70.
- Kauppa- ja teollisuusministeriö, 2005. *Kauppa- ja teollisuusministeriön asetus sähköliiketoimintojen eriyttämisestä 79/2005*. [Online] Saatavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2005/20050079> [Haettu 2.3.2019].
- Kettu, R., 2013. *Sähköverkkoluvat 18.11.2013*. Energiamarkkinavirasto. [Online] Saatavilla: <https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Riku+Kettu.pdf/978c2bbf-4e18-4ddf-b0a9-46a23f0e6a42> [Haettu 2.3.2019].
- Kilkki, O., Lezama, F., Nylund, J., Mendes, G., Honkapuro, S., Annala, S., Trocato, C. & Faria, G., 2018. *DOMINOES - DELIVERABLE D1.1 Local market reference*. DOMINOES Smart Distribution Grid. [Online] Saatavilla: http://dominoesproject.eu/wp-content/uploads/2018/06/D1.1_DOMINOES_LocalMarketReferenceArchitecture_v1.2_final.pdf [Haettu 10.12.2018].
- Kopanos, G. M., Georgiadis, M. C. & Pistikopoulos, E. N., 2013. Energy production planning of a network of micro combined heat and power generators. *Applied Energy*, No 102, s. 1522-1534.
- Kotilainen, K., Mäkinen, S. & Järventausta, P., 2016. *Understanding prosumers' intrinsic and extrinsic motivations to become active participants in smart grid innovation ecosystem*. 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe).
- KSS Energia, 2019. *Vuokraa aurinkopaneeli - ole mukana tuottamassa ympäristöystävällistä energiaa*. [Online] Saatavilla: <https://kssenergia.fi/vuokraa-aurinkopaneeli> [Haettu 25.2.2019].
- Kumpulainen, L., Laaksonen, H., Komulainen, R., Martikainen, A., Lehtonen, M., Heine, P., Silvast, A., Impris, P., Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Viljainen, S., Verho, P., Järventausta, P., Kivikko, K.,

- Kauhaniemi, K., Lågland, H. & Saaristo, H., 2006. *Verkkovisio 2030. Jakelu- ja alueverkkojen teknologiavisio*, Espoo: VTT. [Online]
Saataavilla: <https://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2006/T2361.pdf> [Haettu 25.2.2019].
- Lakervi, E. & Partanen, J., 2008. *Sähkönjakelutekniikka*. 3. painos. ISBN 9789516723597. Otatieto.
- Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta, 1996. *30.12.1996/1260*. [Online]
Saataavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1996/19961260> [Haettu 23.2.2019].
- Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta annetun lain muuttamisesta, 2018. *1226/2018*. [Online]
Saataavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2018/20181226> [Haettu 23.2.2019].
- Lausuntopalvelu.fi, 2018. *Lausuntopyyntö. Joustava ja asiakaskeinen sähköjärjestelmä - Älyverkkotyöryhmän loppuraportti*. [Online]
Saataavilla: <https://www.lausuntopalvelu.fi/FI/Proposal/Participation?proposalId=377b8d38-8a8e-4326-a91f-452c05fc92cc&proposalLanguage=da4408c3-39e4-4f5a-84db-84481bafc744> [Haettu 7.1.2019].
- Lempäälän Energia Oy, 2018. *LEMENE Lempäälän energiayhteisö*. [Online]
Saataavilla: www.lempaalanenergia.fi/content/fi/1/20126/LEMENE.html [Haettu 2.10.2018].
- Lempäälän Kehitys Oy, 2018. *Marjamäki Business Park, yrityksen huippuosoite Pirkanmaalla*. [Online]
Saataavilla: <https://www.lempaalankehitys.fi/tontit-ja-toimitilat/yritystontit/marjamaen-yritysalue/> [Haettu 17.12.2018].
- LIDL, 2018. *Huippuluokan energiatehokas jakelukeskus*. [Online]
Saataavilla: <https://www.lidl.fi/fi/Huippuluokan-energiatehokas-jakelukeskus-3521.htm> [Haettu 3.10.2018].
- Linjama, J., 2015. *Aurinkovoimaa kuntiin*. [Online]
Saataavilla: <https://www.slideshare.net/FinSolar/hinkutapaaminen-aurinkoleasing> [Haettu 25.2.2019].
- Lopes, R. A., Martins, J., Aelenei, D. & Lima, C. P., 2016. *A cooperative net zero energy community to improve load matching*. Renewables, 2016, no.93, s. 1-13.
- LUT, 2019. *Graphana*. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. [Online]
Saataavilla: <http://gcdb-vs01.cc.lut.fi/login> [Vaatii kirjautumisen]. [Haettu 5.1.2019].
- Lähdevesi, M., 2018. *Sähköpostihaastattelu* [Haastattelu]. 7.12.2018.
- Maanmittauslaitos, 2019. *Karttapaikka*. [Online]
Saataavilla: <https://asiointi.maanmittauslaitos.fi/karttapaikka/> [Haettu 25.2.2019].
- Matasci, S., 2017. *Solar for landlords: a how-to guide for multifamily buildings*. [Online]
Saataavilla: <https://news.energysage.com/solar-landlords-guide-multifamily-buildings/> [Haettu 25.2.2019].
- Matikainen, M., 2019. *Sähköpostihaastattelu* [Haastattelu] 4.1.2019.
- Mohamed, A., Hasan, A. & Sirén, K., 2013. Fulfillment of different net zero energy building balances of a grid-connected single family house with different heating alternatives. *Applied Energy*, no. 114, s. 385-399.

- Mynewsdesk, 2018. *Schneider Electric ja Lidl toteuttavat Suomen ensimmäisen älykkään teollisen energianhallinnan järjestelmän jakelukeskukseen.* [Online]
 Saatavilla: <http://www.mynewsdesk.com/fi/schneider-electric-finland/pressreleases/schneider-electric-ja-lidl-toteuttavat-suomen-ensimmaeisen-aelykkaeaen-teollisen-energianhallinnan-jaerjestelmaen-jakelukeskukseen-2478739> [Haettu 3.10.2018].
- Narayanan, A., Haapaniemi, J., Kaipia, T. & Partanen, J., 2018. *Economic Impacts of Power-Based Tariffs on Peer-to-Peer Electricity Exchange in Community Microgrids.* 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM).
- Nurmi, S., 2019. *Sähkömarkkinat nyt – Mitä tapahtui vuonna 2018.* Energiaviraston mediainfo 15.1.2019. Energiavirasto. [Online]
 Saatavilla: <https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/S%C3%A4hk%C3%B6markkinat+nyt+mediainfo+15012019.pdf/5dd4d549-7adb-4389-8584-ddb00b31b9f6> [Haettu 3.2.2019].
- Nuutinen, P., Kaipia, T., Peltoniemi, P., Lana, A., Pinomaa, A., Salonen, P., Partanen, J., Lohjala, J. & Matikainen, M., 2013. *Experiences from Use of an LVDC System in Public Electricity Distribution.* Tukholma, CIRED 22nd International Conference on Electricity Distribution.
- Nylund, J., 2018. *Local energy markets: Opportunities and challenges.* Diplomityö, Lappeenranta: LUT School of Energy Systems.
- Ofgem, 2017. *Ofgem's Future Insights Series. Local Energy in a Transforming Energy System.* [Online]
 Saatavilla: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2017/01/ofgem_future_insights_series_3_local_energy_final_3_00117.pdf [Haettu 13.10.2018].
- Optiwatti, 2018. *Säästöä ja mukavuutta sähkölämmitykseen.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.optiwatti.fi/> [Haettu 16.11.2018].
- Pahkala, T., 2017. *Energiayhteisöjen oikeudelliset edellytykset EU:n ja kansallisen verkkosäätelyn kannalta,* Helsinki: Energiavirasto. [Online]
 Saatavilla: <https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Energiaviraston+selvitys+5.9.2017+TEMlle+energiayhteist%C3%B6jen+oikeudellisista+edellytyksist%C3%A4.pdf/76a0becb-af95-4c99-b3e5-9070f18c236c> [Haettu 16.11.2018].
- Partanen, J., 2018. *Sähkösiirohinna ja toimitusvarmuus.*, Lemi: Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja - Energia - 43/2018.
- Partanen, J., Viljainen, S., Honkapuro, S., Lassila, J., Haakana, J. & Annala, S., 2015. *Sähköverkko- ja sähkökauppaliiketoiminnan nykytila ja kehitysnäkymiä,* Lappeenranta: Lappeenranta teknillinen yliopisto.
- Partanen, J. ym., 2016. *Sähkömarkkinat – opetusmoniste.* LUT. [Online]
 Saatavilla: <https://moodle.lut.fi/> [Vaatii kirjautumisen]. [Haettu 16.11.2018].

Pasonen, R. & Hoang, H., 2014. *Microgrids and DER in community planning*, Espoo: VTT.

Pöyry, 2017a. *Hajautetun uusiutuvan energiantuotannon potentiaali, kannattavuus ja tulevaisuuden näkymät Suomessa*. Valtioneuvoston selvitys- ja tutkimustoiminta. [Online]
Saataavilla:

https://tietokayttoon.fi/documents/10616/3866814/5_2017_Hajautetun+uusiutuvan+energiantuotannon+potentiaali%2C+kannattavuus+ja+tulevaisuuden+n%C3%A4kym%C3%A4t+Suomessa/f7fa0126-2880-452d-954b-f52ea5f0a9a0?version=1.0 [Haettu 16.11.2018].

Pöyry, 2017b. *Älyverkkotyöryhmä. Seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden vähimmäistoiminnallisuudet*. Työ- ja elinkeinoministeriö. [Online]

Saataavilla: <https://tem.fi/documents/1410877/3481825/AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017/6a2df7e6-a963-40c0-b4d8-d2533fbca488/AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017.pdf> [Haettu 16.11.2018].

Pöyry, 2018. *Independent Aggregator Models - Final Report*. Työ- ja elinkeinoministeriö. [Online]
Saataavilla:

<https://tem.fi/documents/1410877/3481825/Itsen%C3%A4isen+aggregaattorin+mallit+26.6.2018/f63589df-49ea-4232-b39a-bb6973407fe2/Itsen%C3%A4isen+aggregaattorin+mallit+26.6.2018.pdf> [Haettu 16.11.2018].

Rakennustaito, 2017. *Aurinkopaneelit seinin*. [Online]

Saataavilla: <https://rakennustaito.fi/aurinkopaneelit-seiniin/> [Haettu 2.10.2018].

Rannaste, K., 2018. *Tähtäimessä tehotasapaino*. Lempäälän-Vesilahden Sanomat, no. 11.4.2018. s. 14. [Online]

Saataavilla: http://www.lempaalanenergia.fi/files/upload_pdf/21100/20180411%20LVS%20T%C3%A4ht%C3%A4imess%C3%A4%20tehotasapaino.pdf [Haettu 2.10.2018].

Rautiainen, T., Klimscheffskij, M., Bröckl, M. & Vanhanen, J., 2018. *Vaikutustendarvio työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän esittämistä toimista*. Gaia Consulting Oy. [Online]
Saataavilla:

<https://tem.fi/documents/1410877/3481825/Vaikutustendarvio+%C3%A4lyverkkoty%C3%B6ryhm%C3%A4n+esitt%C3%A4mist%C3%A4+toimista%2C+8.10.2018/0452e52f-ec04-4e42-98f2-66cb6b0b79b9/Vaikutustendarvio+%C3%A4lyverkkoty%C3%B6ryhm%C3%A4n+esitt%C3%A4mist%C3%A4+toimista%2C+8.10.2018.pdf> [Haettu 12.11.2018].

Romero-Rubio, C. & Díaz, J., 2015. Sustainable energy communities: a study contrasting Spain and Germany. *Energy Policy*, no 85, s. 397-409.

Ronkainen, K., 2008. *Energialasku puolittuu ekokorttelissa*. Kaleva. [Online]

Saataavilla: <https://www.kaleva.fi/uutiset/oulu/energialasku-puolittuu-ekokorttelissa/340689/> [Haettu 12.11.2018].

Saajo, V.-P. & Vestman, H., 2015. *Lausunto. Sähköverkon rakentamisen ja sähköverkkotoiminnan luvanvaraisuus*, Helsinki: Energiavirasto.

- Sähkömarkkinalaki, 2013. 588/2013. [Online]
 Saatavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588> [Haettu 2.3.2019].
- Sähköturvallisuuslaki, 2016. 1135/2016. [Online]
 Saatavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2016/20161135> [Haettu 2.3.2019].
- Sallinen, P., 2018. *Kiinteällä hinnalla ja pitkään.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.energiuutiset.fi/markkinat/kiintealla-hinnalla-ja-pitkaan.html> [Haettu 25.2.2019].
- Salomaa, P., 2017. *Työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän väliraportti. Lausunto.*, Helsinki: Energiateollisuus. [Online]
 Saatavilla: https://energia.fi/files/2067/TEM_Lausunto_alyverkkotyoryhman_valiraportista_20171109.pdf [Haettu 25.2.2019].
- Scaddan, M., 2014. *Will solar power work if you're a tenant?* [Online]
 Saatavilla: <http://epho.com.au/will-solar-power-work-tenants/> [Haettu 25.2.2019].
- Schneider Electric, 2018. *Lidlin uusi jakelukeskus Järvenpäässä on hiilineutraali. Lue, miten Lidl onnistui siinä.* Tekniikka&Talous Studio. [Online]
 Saatavilla: <https://studio.kauppalehti.fi/schneider-electric-rakennusaineena-aly/lidlin-uusi-jakelukeskus-jarvenpaassa-on-hiilineutraali-lue-miten-lidl-onnistui-siina> [Haettu 25.2.2019].
- Siemens AG, 2014. *Kysyntäjousto - realismia vai utopiaa?* [Online]
 Saatavilla: <https://docplayer.fi/3701869-Energia-ja-liikennepaiva-4-12-2014-markku-suvanto-kysyntajousto-realismia-vai-utopiaa.html> [Haettu 25.2.2019].
- Siemens AG, 2018. *Kiinteistöistä virtuaalisia voimalaitoksia.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.siemens.com/content/dam/webassetpool/mam/tag-siemens-com/smdb/regions/nordic-region/finland/sello-fi-vpp-web.pdf> [Haettu 25.2.2019].
- Siukola, T. & Mannermaa, H., 2018. *Energiaviraston haastattelu* [Haastattelu] 30.11.2018.
- Smith, K., Saxon, A., Keyser, M., Lundstrom, B., Cao, Z. & Roc, A., 2017. *Life Prediction Model for Grid-Connected Li-ion Battery Energy Storage System. Preprint*, Seattle, WA, USA: National Renewable Energy Laboratory.
- Spector8760, 2018. *ESE Spector.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.spector8760.fi/> [Haettu 16.11.2018].
- Summers, J., 2018. *3 ways landlords stand to gain by using solar.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.originenergy.com.au/blog/lifestyle/landlords-solar-tips.html> [Haettu 25.2.2019].
- Suomala, R., 2015. [Kuvat] (Lappeenrannan kaupunki).
- Suomen hallitus, 2013. *Hallituksen esitys eduskunnalle sähkö- ja maakaasumarkkinoita koskeviksi lainsäädännöksi HE 20/2013.* [Online]
 Saatavilla: <https://www.finlex.fi/fi/esitykset/he/2013/20130020> [Haettu 2.3.2019].

- Suomen hallitus, 2018. *Hallituksen esitys eduskunnalle energiaverotusta koskevan lainsäädännön muuttamiseksi HE 191/2018 vp*, Helsinki: Valtioneuvosto. [Online]
 Saatavilla: https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/KasittelytiedotValtiopaivaasia/Sivut/HE_191+2018.aspx
 [Haettu 2.3.2019].
- Suomen sähkökäyttäjät, 2018. *Sähkökäytön kysyntäjousto*. [Online]
 Saatavilla: <http://www.elfi.fi/sahkomarkkinat/sahkonkayton-kysyntajousto/> [Haettu 15 11 2018].
- Suur-Savon Sähkö Oy, 2013. *Vuosikertomus 2013*. [Online]
 Saatavilla: https://www.ssoy.fi/globalassets/dokumentit/osavuositarkastukset-ja-vuosikertomukset/vk_2013.pdf [Haettu 15.11.2018].
- Tarbi, L., 2018. *Solar panels for apartment renters: can you get in on clean energy's financial benefits?*. [Online]
 Saatavilla: <https://news.energysage.com/solar-panels-for-apartments-and-rental-properties/>
 [Haettu 25.2.2019].
- Tekniikka&Talous, 2010. *Kempeleen ekokylä on vuoden rakennustyö*. [Online]
 Saatavilla: <https://www.tekniikkatalous.fi/tekniikka/rakennus/2010-11-11/Kempeleen-ekokylä-on-vuoden-rakennustyö-3298131.html> [Haettu 25.2.2019].
- Tekniikka&Talous, 2018. *Sähkön mikroverkot tulevat ja tekevät sähköstä trendikästä - "voi laajentaa helposti"*. [Online]
 Saatavilla: <https://www.tekniikkatalous.fi/tekniikka/energia/sahkon-mikroverkot-tulevat-ja-tekevät-sahkosta-trendikasta-voi-laajentaa-helposti-6701000> [Haettu 18.10.2018].
- TEM, 2017a. *Matkalla kohti joustavaa ja asiakaskeistä sähköjärjestelmää - Työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän väliraportti*, Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö. [Online]
 Saatavilla: <https://tem.fi/alyverkot> [Haettu 18.10.2018].
- TEM, 2017b. *Sellolle ja Lidlille tukea älykkäiden energiajärjestelmien rakentamiseen*. [Online]
 Saatavilla: https://tem.fi/artikkeli/-/asset_publisher/sellolle-ja-lidlille-tukea-alykkaiden-energiajarjestelmien-rakentamiseen [Haettu 3.10.2018].
- TEM, 2018a. *Älyverkkotyöryhmän ehdotukset. Älyverkkotyöryhmän loppuraportin liite*, Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö. [Online]
 Saatavilla: <https://tem.fi/alyverkot> [Haettu 18.10.2018].
- TEM, 2018b. *Joustava ja asiakaskeinen sähköjärjestelmä - Älyverkkotyöryhmän loppuraportti*, s.l.: Työ- ja elinkeinoministeriö. [Online]
 Saatavilla: <https://tem.fi/alyverkot> [Haettu 18.10.2018].
- TEM, 2019. *Tuettavat hankkeet ja tuen enimmäismäärät*. [Online]
 Saatavilla: <https://tem.fi/tuettavat-hankkeet> [Haettu 25.2.2019].
- Tesla, 2019. *Powerwall*. [Online]
 Saatavilla: https://www.tesla.com/fi_FI/powerwall [Haettu 27.2.2019].

- There Corporation, 2018. *There Corporation*. [Online]
 Saatavilla: <https://www.therecorporation.com/fi/> [Haettu 16.11.2018].
- Tiainen, P., 2018. *Hanko ottaa jättiloikan aurinkosähkön käytössä: "Näytämme vähän tietä muulle Suomelle"*. [Online] Saatavilla: <https://yle.fi/uutiset/3-10165128> [Haettu 25 2 2019].
- Tieto, 2018. *Recharge your energy business*. [Online]
 Saatavilla: <https://campaigns.tieto.com/energy-utilities> [Haettu 16 11 2018].
- Tikka, P., 2019. *Sähköpostikeskustelut 1.1. - 28.2.2019* [Haastattelu] 2019.
- Tikka, V., Belonogona, N., Honkapuro, S., Lassila, J., Haakana, J., Lana, A., Romanenko, A., Haapaniemi, J., Narayanan, A., Kaipia, T., Niemelä, H. & Partanen, J., 2018. *Final report: Multi-objective role of battery energy storages in an energy system*. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto. LUT School of Energy Systems.
- Trimble, 2018a. *Future Networks - Microgrids and the Regulation*. [Online]
 Saatavilla: <https://energy.trimble.com/energize/microgrids-and-regulation> [Haettu 18.10.2018].
- Trimble, 2018b. *Future Networks - Utilities Out of Business?*. [Online]
 Saatavilla: <https://energy.trimble.com/energize/utilities-out-of-business> [Haettu 18.10.2018].
- Turku Energia, 2019. *Tee helppo ekoteko – vuokraa oma aurinkopaneeli Kupittaaalta*. [Online]
 Saatavilla: <https://www.turkuenergia.fi/sahko/kotitaloudet/vuokraa-aurinkopaneeli/> [Haettu 20.2.2019].
- Työ- ja elinkeinoministeriö, 2013. *Työ- ja elinkeinoministeriön asetus kantaverkonhaltijan järjestelmävastuusta* 635/2013. [Online]
 Saatavilla: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130635> [Haettu 2.3.2019].
- U.S Department of Energy, 2015. *Promoting Solar PV on Leased Buildings Guide. Benefits, Barriers and Strategies*. Better Buildings. [Online]
 Saatavilla: <https://betterbuildingssolutioncenter.energy.gov/sites/default/files/attachments/Promoting-Solar-PV-on-Leased-Buildings-Guide-.pdf> [Haettu 25.2.2019].
- Uski, S., Alahäivälä, A., Koponen, P., Ikäheimo, J., Harsia, P., Aalto, P., Kotilainen, K., Kojo, M., 2017. *EL-TRAN –konsortion kommentit Työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän väliraporttiin 'Matkalla kohti joustavaa ja asiakaskeskeistä sähköjärjestelmää', Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja • Energia • 38/2017*. EL-TRAN –konsortio. [Online]
 Saatavilla: <https://tt.eduuni.fi/sites/EL-TRAN/Julkiset%20tiedostot/Sanna%20Uski%20et%20al..%20EL-TRAN%20%E2%80%93konsortion%20kommentit%20Ty%C3%B6-%20ja%20elinkeinoministeri%C3%B6n%20%C3%A4lyverkkoty%C3%B6ryhm%C3%A4n%20v%C3%A4liraporttiin.pdf> [Haettu 25.2.2019].

Uski, S., Aalto, P., Forssén, K., Holttinen, H., Kojo, M., Repo, S., Rosqvist, T., Sarsama, J., Talus, K., 2018. *Mikroverkkojen mahdollisuuksista sähkön toimituksen parantajana. EL-TRAN analyysi 3/2018*. Strateginen tutkimus. [Online]

Saatavilla: <https://tt.eduuni.fi/sites/EL-TRAN/Julkiset%20tiedostot/Sanna%20Uski%20et%20al..%20Mikroverkkojen%20mahdollisuuksista%20s%C3%A4hk%C3%B6n%20toimituksen%20luotettavuuden%20parantajana.pdf> [Haettu 25.2.2019].

Valtiovarainvaliokunta, 2018. *Valiokunnan mietintö VaVM 22 2018 vp. HE 191/2018 vp. Hallituksen esitys eduskunnalle energiaverotusta koskevan lainsäädännön muuttamiseksi..* [Online]

Saatavilla: https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/Mietinto/Sivut/VaVM_22+2018.aspx [Haettu 13.12.2018].

van der Schoor, T. & Scholtens, B., 2015. Power to the people: Local community initiatives and the transition to sustainable energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 43, s. 666-675.

Vero.fi, 2018. *Energiaverotus.* [Online]

Saatavilla: <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56206/energiaverotu/> [Haettu 16.10.2018].

Wakui, T., Yokoyama, R. & ichi Shimizu, K., 2010. *Suitable operational strategy for power interchange operation using multiple residential {SOFC} (solid oxide fuel cell) cogeneration systems.* *Energy*, vol. 35, no. 2, s. 740-750.

Wikipedia, 2018. *Mankala-periaate.* [Online]

Saatavilla: <https://fi.wikipedia.org/wiki/Mankala-periaate> [Haettu 28.2.2019].

Wirth, S., 2014. Communities matter: Institutional preconditions for community renewable energy. *Energy Policy*, no. 70, s. 236-246.

Wouters, C., 2015. Towards a regulatory framework for microgrids—The Singapore experience. *Sustainable Cities and Society*, no. 15, s. 22-32.

Zidar, M., Georgilaki, P. S., Hatziaargyriou, N. D., Capuder, T., Škrlec, D., 2015. *Review of energy storage allocation in power distribution networks: applications, methods and future research.* *IET Generation, Transmission & Distribution*. Vol. 10, no. 3, s. 645 - 652

VOIMALAITOKSEN KANNATTAVUUDEN HERKKYYSANALYYSI

Tarkastelta- va suure	Laskenta- korko [%]	Sisäinen		Takaisin-		NPV [k€]		Omakustannehinta [snt/kWh]	
		korkokanta		maksuaika					
		2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Perustapaus	2	3,8	3,4	22	23	61	48	6,3	6,6
Laskenta- korko	1	3,8	3,4	20	21	108	92	6,3	6,6
	3	3,8	3,4	26	27	25	13	6,3	6,6
	4	3,8	3,4	30+	30+	-5	-15	6,3	6,6
Voimalakoko 150 kW _p	2	4,0	3,6	22	23	52	41	6,4	6,7
Voimalakoko 250 kW _p	2	3,6	3,2	23	24	67	50	6,2	6,5
Voimalan yksiköhinta 1,1 €/W	2	5,5	5,1	18	19	104	90	5,2	5,5
Voimalan yksikköhinta 1,5 €/W	2	2,8	2,4	26	28	29	15	7,2	7,5
Kuluttaja- hinta 8 snt/kWh	2	2,1	1,8	29	30	3	-8	6,3	6,6
Kuluttaja- hinta 12 snt/kWh	2	5,4	4,9	18	19	121	105		
Kuluttaja- hinta 14 snt/kWh	2	6,8	6,3	15	16	179	160		
Ei energia- tukea	2	2,1	1,8	29	30+	6	-8	7,8	8,1
Sähkön- kulutus 700 MWh/a	2	3,6	3,2	23	24	55	40	6,3	6,6
Sähkön- kulutus 900 MWh/a	2	4,0	3,5	22	23	67	51		
Huipun- käyttöaika 850 h/a	2	5,4		18		122		5,3	

VAIHTOEHTOISTEN

VOIMALAITOSTOTEUTUSTEN

KANNATTAVUUSLASKENNAN TULOKSET

Toteutus- vaihtoehto	Laskenta- korko [%]	Sisäinen korkokanta [%]		Takaisin- maksuaika [a]		NPV [k€]		Omakustannehinta [snt/kWh]	
		2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
		Yhteisö- voimala	2	3,8	3,4	22	23	62	48
Oma voimala (14,5 kWp, 1,3 €/W)	2	4,7	3,9	20	22	6	4	5,7	6,0
Oma voimala (1,8 kWp, 1,6 €/W)	2	3,0	2,5	25	27	0,3	0,2	7,0	7,4
Verkkoon liitetty voimala, 3 snt/kWh	2	-3,2	-3,5	30+	30+	-120	-124	5,8	6,0
Verkkoon liitetty voimala, 7 snt/kWh	2	2,5	2,1	27	29	14	4	5,8	6,0