

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT  
LAPPEENRANTA-LAHTI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY LUT

LUT School of Energy Systems

## LUT Scientific and Expertise Publications

*Tutkimusraportit – Research Reports*

94

Jukka Lassila, Juha Haakana, Jouni Haapaniemi, Otto Räisänen,  
Jarmo Partanen

### **Sähköasiakas ja sähköverkko 2030** **Electricity customer and electricity** **distribution network 2030**

 LUT  
University



Järvi-  
Suomen  
Energia



Kymenlaakson  
Sähköverkko



PKS  
Sähkösiirto Oy

SAVON VOIMA  
Savon Voima Verkko

Loppuraportti 31.3.2019

# Sähköasiakas ja sähköverkko 2030

Jukka Lassila, Juha Haakana, Jouni Haapaniemi, Otto Räisänen, Jarmo Partanen

ISSN-L 2243-3376  
ISSN 2243-3376  
ISBN: 978-952-335-356-5  
ISBN (pdf): 978-952-335-357-2

LUT yliopisto  
LUT University  
PL 20/P.O. Box 20  
FI-53851 Lappeenranta

LUT School of Energy Systems

[www.lut.fi/school-of-energy-systems](http://www.lut.fi/school-of-energy-systems)

Y-tunnus 0245904-2  
ALV/VAT FI 02459042

## **Alkusanat**

Tässä raportissa esitetään tulokset Sähköasiakas ja sähköverkko 2030 -tutkimushankkeesta. Tutkimushanke on toteutettu aikavälillä 11/2016–2/2019 yhteistyössä LUT yliopiston sekä Järvi-Suomen Energia Oy:n, Kymenlaakson Sähköverkko Oy:n, PKS Sähkönsiirto Oy:n ja Savon Voima Verkko Oy:n kanssa. Yhtiöt toimivat myös toimivat hankkeen rahoittajina. LUT Yliopistosta hankkeesta on vastannut Sähkömarkkinalaboratorion tutkimusryhmä, johon kuuluivat prof. Jarmo Partanen, TkT Jukka Lassila, TkT Juha Haakana, DI Tero Kaipia, DI Jouni Haapaniemi, TkT Nadezda Belonogova, DI Ville Tikka, DI Aleksei Mashlakov, diplomityöntekijät Santeri Viljakainen, Mikko Suhonen, Juha Silventoinen, Simo Villanen, Olli Haakana sekä Otto Räisänen sekä tutkimusapulainen Arimo Perosvuo.

Lappeenrannassa maaliskuussa 2019

Tekijät

## **Preface**

This report presents the results of the research project Sähköasiakas ja sähköverkko 2030 (Electricity customer and electricity distribution network 2030). The research project was completed between November 2016 and February 2019 in cooperation between LUT University and the distribution system operators Järvi-Suomen Energia Oy, Kymenlaakson Sähköverkko Oy, PKS Sähkönsiirto Oy and Savon Voima Verkko Oy. The DSOs also funded the project. At LUT University, the project was conducted at the Laboratory of Energy Market and Power Systems by a research group comprising prof. Jarmo Partanen, Dr Jukka Lassila, Dr Juha Haakana, Tero Kaipia, M.Sc., Jouni Haapaniemi, M.Sc., Dr Nadezda Belonogova, Ville Tikka, M.Sc., Aleksei Mashlakov, M.Sc., and Master's thesis workers Santeri Viljakainen, Mikko Suhonen, Juha Silventoinen, Simo Villanen, Olli Haakana and Otto Räisänen and junior research assistant Arimo Perosvuo.

Lappeenranta, March 2019

Authors

## **Tiivistelmä**

Hankkeessa saavutetut tulokset ilmentävät sitä haasteellisuutta, mitä liittyy erityisesti taantuvien alueiden sähköjakeluinfrastruktuurin kehittämiseen. Tulokset tukevat käsitystä, että useissa skenaarioissa verkossa siirrettävän sähköenergian määrä vähenee, mutta tehot kasvavat. Sähköverkon mitoituksen kannalta tämä on haasteellista, koska verkon siirtokapasiteetti määräytyy huipputehojen perusteella. Tulokset indikoivat kuitenkin, että mm. asiakasjoustolla, siirtohinnoittelun kehittymisellä ja uusilla teknisillä ratkaisuilla voidaan myötävaikuttaa sähköjakelun kustannustehokkaaseen kehittämiseen.

## **Sähkön kysyntä ja siinä tapahtuvat muutokset**

Keskeisimmät sähkön kysyntään vaikuttavat tunnistetut muutostekijät ovat liikenteen sähköistyminen, aurinkosähkön tuotanto sekä kiinteistöjen lämmitystapamuutokset. Näiden lisäksi taantuvien alueiden väestömuutos sekä ilmastomuutoksen aiheuttama keskilämpötilan kasvu näkyvät sähkön tarpeessa. Muutostekijöiden yhteisvaikutus on huipputehoja kasvattava, vaikka sähköenergian siirtotarve näyttääkin vähenevän. Tehopiikkien kasvu on huomioitava erityisesti pienjänniteverkkojen suunnittelussa. Tulevaisuudessa tekniikan kehittyminen ja sähkönkäytön kustannukset luovat kannustimet vaihtoehtoisille sähköntoimitusratkaisuille. Verkkojen omaisuuden hallinnan, verkostosuunnittelun ja –mitoittamisen näkökulmasta kohdekohtainen sähkönkäytön seuranta, avoimien tietoaisteistojen hyödyntäminen sekä asiakaskontaktointi ovat keskeisessä roolissa.

### *Sähköautot*

Liikenteen sähköistymiselle on vahvat ajurit niin maailmanlaajuisesti kuin kansallisestikin. Sähkön kysynnässä sähköautoilu tulee näkymään sähkön kysynnän kasvuna kasvattaen sekä sähköenergian kysyntää että jakeluverkon huipputehoja paikallisesti varsinkin pienjänniteverkoissa. Tehojen muutoksen suuruuteen vaikuttavat yleistymisen nopeuden lisäksi sähköauton käyttäjien suositamat latausratkaisut (teho ja ajoitus). Sähköenergian tarpeeseen vaikuttavat ajotarpeet (matkat) sekä sähköautojen akkukapasiteetit. Verkkojen kehittämisen näkökulmasta keskeisimmät haasteet liittyvät oikeanlaiseen mitoittamiseen (huipputehojen arviointi) etenkin pienjänniteverkoissa ja siihen, että sähköautojen yleistymisen aikataulu voi olla nopea suhteessa sähköverkon uusiutumiseen. Haitallisia verkkovaikutuksia voidaan hillitä älykkäillä latausratkaisuilla ja lataustehojen suuruuksien järjestyttämällä.

### *Pientuotanto (aurinkosähköjärjestelmät)*

Uusiutuvan tuotannon lisääntyminen näkyy haja-asutusalueilla erityisesti aurinkosähköjärjestelmien yleistymisenä. Sähkön kysynnässä aurinkosähkön tuotanto näkyy eniten kevät- ja kesäaikaan. Pienasiakkaalla sähkön tarve on päiväsaikaan yleensä vähäisempää, jolloin tuotanto siirtyy suurelta osin verkkoon päin. Aurinkosähköjärjestelmien tuotantotehopiikit ovat pääsääntöisesti pienempiä kuin asiakkaiden nykyiset vuoden aikana ilmenevät (lämmitys)tehopiikit, mutta tuotantotehojen

samanaikaisuus voi alueilla johtaa heikoimmissa verkonosissa jännitetaso-ongelmiin. Tilannetta voidaan helpottaa älykkäillä kuormanohjausratkaisuilla (esim. lämminvesivaraajan samanaikainen käyttö aurinkoisina hetkinä) sekä järjestelmän järkevällä mitoittamisella.

### *Lämmitystapamuutokset*

Lämmitysjärjestelmäsaneeraukset näkyvät jossakin määrin sähkön kysynnän kehitymisessä. Muutosilmionä tämä on kuitenkin liikenteen sähköistymistä ja pientuotantoa maltillisempi, mutta voi silti alueellisesti vaikuttaa merkittävästi sähköntarpeeseen, mikäli alueella on paljon saman tyyppisiä lämmitysratkaisuja. Tällöin sähköntarve tyypillisesti kasvaa siirryttäessä esim. öljylämmityksestä maalämpöön tai vastaavasti sähköntarve pienenee muutettaessa nykyinen sähkölämmitys maalämpöön. Saneeraukset voivat joissakin tapauksissa näkyä jännitteen laadun heikentymisenä. Näin voi tapahtua erityisesti kohteissa, joissa on entuudestaan heikko jännitejäykkyys.

### *Väestön väheneminen ja asiakaskato*

Taantuvilla alueilla väestö vähenee tasaisesti tarkoittaen usein tyhjilleen jääviä kiinteistöjä. Sähkökäytössä tapahtuvat muutokset riippuvat paljon siitä, jääkö asukkaiden poistuessa kiinteistö kylmilleen, peruslämmöille vai tuleeko kiinteistöön uusia asukkaita. Asiakaskato voi kasvattaa riskiä, että verkosta uusitaan sellaisia osuuksia, joissa ei olekaan sähkökäyttöä jonkin ajan kuluttua. Tällaisten verkonosien saneerausta onkin pyrittävä lykkäämään hallitusti, mikäli verkon ikä ja mekaaninen kunto sen mahdollistavat. Tällaisissa kohteissa sähkön toimitusvarmuutta voidaan silti parantaa esimerkiksi vierimetsän hoidolla ja johtokatuja leventämällä. Toimenpiteet mahdollistavat tilanteen seuraamisen hallitusti niin, että nähdään, onko verkon saneeraamiselle lopulta tarvetta. Taantuvilla alueilla tällaiselle toimintamallille on erityinen tarve.

## **Sähkön toimitusvarmuus**

Muutostekijät lisäävät yhteiskunnan odotusarvoa katkottomalle sähkön toimitukselle. Kasvatavat odotusarvot näkyvät lainsäädännössä, jonka mukaan haja-asutusalueilla on saavutettava sähkön toimitusvarmuudessa merkittävä kehitysaskel vuoden 2028 tai 2036 loppuun mennessä. Harvaanasutuilla seuduilla sähköverkon saneeraustarpeet ovat huomattavat. Toimitusvarmuustavoitteiden täyttymiseen on käytettävissä useita kehittämisvaihtoehtoja. Kustannustehokkaimmat ratkaisut ovat voimakkaasti alueriippuvaisia. Esimerkiksi alueen sähköjakeluverkon vikaherkkyys, sähkön tarpeen kehittyminen, kehittämisolosuhteet ja yksikköhinnat vaikuttavat tähän. Tässä raportissa esitettyjen elinkaarilaskelmien esimerkkitulokset pohjautuvat Energiaviraston julkaisemiin valtakunnallisiin yksikköhintoihin. Alueilla, joissa sähkön kysynnässä on esimerkiksi asiakaskadon myötä ennakoitavissa laskua tai alueelle kohdistuu muita epävarmuustekijöitä ja verkko on iän sekä mekaanisen kunnan puolesta hallittavissa, suositellaan saneerausten hallittua lykkäämistä. Tällöin toimitusvarmuuden myönteinen kehitys voidaan varmistaa esimerkiksi vierimetsänhoidon, leveiden johtokatuja ja yksittäisten pylväsvaihtojen muodossa.

Varsinaiset verkon saneerausresurssit voidaan tällaisessa toimintamallissa kohdistaa alueille, joissa sähkön kysynnälle ja jakeluverkon olemassa ololle on varmemmat lähtökohdat. Tulevaisuudessa myös asiakas- ja verkkojoustolla voi olla merkitystä toimitusvarmuuden tavoittelussa. Mikroverkkoratkaisut ja asiakaskohtainen sopiminen toimitusvarmuuden täyttymisestä mahdollistaisi harvaanasutuilla seuduilla investointien kohdistamisen ja toteutumisen nykyistä kustannustehokkaammin.

## **Abstract**

The results of the project reflect challenges faced in the development of the electricity distribution infrastructure in declining regions. The results support the notion that in most scenarios the amount of electric energy transmitted on the network will decrease, but the powers will increase. Considering the dimensioning of the distribution network, this is challenging as the transmission capacity of the network is determined based on peak powers. The results indicate, however, that it is possible to contribute to the cost-effective development of electricity distribution for instance by demand response, development of transmission pricing and new technical solutions.

### **Demand for electricity and changes in the demand**

The key factors of change recognized to have an influence on the electricity demand are electrification of transport, solar power production and changes in methods for heating buildings. Further, demographic changes in declining regions and the increase in the average temperature caused by climate change have an effect on the electricity demand. The combined effect of these factors increases peak powers, even though the demand for electric energy to be transmitted seems to decrease. The increase in power peaks has to be taken into account especially when planning low-voltage networks. In the future, technological development and costs of electricity use will provide incentives for alternative methods of electricity supply. From the perspectives of network asset management, network planning and dimensioning, key actions are monitoring of electricity use on sites of consumption, application of open data, and customer contacts.

#### *Electric vehicles*

Electrification of transport has strong drivers both globally and nationally. Electric vehicles will have an effect on the electricity demand, boosting both the demand for electric energy and peak powers of the distribution network particularly at the local level, most notably in low-voltage networks. Besides the growth rate of the electric vehicle fleet, the magnitude of change in powers is also affected by charging solutions favoured by electric vehicle owners (power and timing). The demand for electric energy is influenced by distances driven and the battery capacities of vehicles. From the perspective of distribution network development, the key challenges are related to correct dimensioning (estimation of peak powers) particularly in low-voltage networks and to the fact that the growth rate of the electric vehicle fleet is high compared with the renewal of the distribution network. Adverse network effects can be mitigated by smart charging solutions and reasonably sized charging powers.

#### *Small-scale production (solar power systems)*

In sparsely populated areas, the increase in renewable energy production is particularly manifested in the growing number of solar power systems. The effects of solar power production on the electricity demand are most visible in spring and summer. For a small-scale customer, the electricity demand is usually lower in the daytime, and a large proportion of the production is transmitted to the network.



The peaks in the power production of solar power systems are mainly smaller than the customers' present (heating) peak powers during the year, yet simultaneous production peaks in certain areas may lead to problems in voltage levels in weaker network sections. The situation can be alleviated by smart load control solutions (e.g. simultaneous use of water heaters when the sun is shining) and rational dimensioning of the system.

#### *Changes in the methods of heating buildings*

Renovation of heating systems has some influence on the development of electricity demand. Compared with electrification of transport and small-scale production, however, this trend of change is moderate, but may still have significant local effects on the electricity demand, if there are plenty of similar heating solutions in use in the area. In that case, the electricity demand typically increases for instance when changing over from oil heating to geothermal heating. Correspondingly, the demand for electricity decreases when an electric heating system is replaced by a geothermal heating system. Renovations of this kind may, in some cases, cause a reduction in the voltage quality. This may happen especially on sites already with a high voltage elasticity (high internal impedance).

#### *Population decline and loss of electricity customers*

In declining regions, the population is constantly decreasing, often resulting in vacant houses in the area. Changes in the electricity use depend highly on whether the house is left unheated after the occupants have moved out, or a certain minimum temperature is maintained by heating of the building, or new occupants move into the house. A loss of electricity customers, again, may increase the risk of renewing network sections where there will be no electricity use in the future. It is thus advisable to postpone the renewal of such network sections, should the age and mechanical condition of the network allow it. On sites of this kind, the security of supply can still be improved for example by forest management close to the power lines and by extending line corridors. These actions allow monitoring of the situation in a controlled manner, and it is possible to consider whether renovation is needed at all. Such an approach is required especially in declining regions.

### **Security of electricity supply**

The factors of change increase the expectations regarding uninterrupted supply of electricity. The higher expectations are reflected in legislation, according to which a significant advancement in the security of electricity supply has to be achieved in sparsely populated areas by 2028 or 2036. There is a significant need for distribution network renovations in sparsely populated areas. Several development options are available for attaining the objectives for the security of supply. The most cost-effective solutions are highly dependent on the location. For instance, the fault sensitivity of the distribution network, trends of electricity demand, development conditions and unit prices have an effect on solutions available. The results of life cycle calculations presented in this report are based on national unit prices published by the Energy Authority. In areas where the demand for electricity is

anticipated to decrease as a result of population decline or where other sources of uncertainty are present, and the age and mechanical condition of the network allow network operation, it is recommended to postpone network renovations. In such cases, a positive development of the security of supply can be ensured for instance by forest management in the proximity of power lines, wide line corridors and replacement of individual poles. The main network renovation resources can then be focused on areas with better prospects for electricity demand and the presence of a distribution network. In the future, also demand response and network flexibility may play a role in advancing the security of supply. Microgrids and customer-specific agreements on the terms for the security of supply could allow allocation and implementation of investments in a more cost-effective way in sparsely populated areas.

# Sisällysluettelo

Alkusanat.....	2
Preface.....	3
Tiivistelmä.....	4
Abstract .....	7
1 Johdanto ja taustaa .....	12
2 Toimialan kehitys, trendit ja ennusteet .....	15
2.1 Maakaapeloinnilla merkittävä rooli jakeluverkkojen saneerauksessa .....	15
2.2 Väestön ja sähkökäyttöpaikkojen määrän kehittyminen.....	16
2.2.1 Liittymämäärät .....	19
2.3 Pientuotanto (aurinkosähkö) .....	20
2.4 Liikenteen sähköistyminen (sähköautot) .....	24
2.5 Lämmitystapamuutokset .....	25
2.6 Ilmastonmuutos .....	30
2.7 Yhteenveto muutostekijöistä .....	32
3 Sähkön kysyntä 2030 .....	34
3.1 Sähkökäyttäjä ja sähkökäyttö - nykyhetki.....	36
3.2 Tulevaisuuden sähkön kysynnän arviointi .....	39
3.2.1 Skenaariot.....	39
4 Kysynnän muutoksen vaikutukset sähköverkkoihin .....	42
4.1 Jakeluverkkojen kuormittuminen .....	44
4.2 Verkkovaikutukset 2030 .....	45
5 Elinkaaritarkastelut .....	47
5.1 Lähtötilanne ja tarkasteluperiaatteet .....	47
5.2 Tarkastelujen taustat .....	48
5.2.1 Nykytila ja tavoitteet verkkojen luotettavuuden ja siirtokapasiteetin suhteen.....	48
5.2.2 Täysimittainen jakeluverkon maakaapelointi.....	49
5.2.3 Vyöhykeperusteinen saneeraus ilmajohtopainotteisesti .....	49
5.2.4 Vyöhykeperusteinen saneeraus maakaapelipainotteisesti.....	50
5.3 Tavoitetilan määrittäminen verkon kapasiteetin ja toimitusvarmuuden näkökulmasta .....	50

5.4	Elinkaarikustannustehokkaat verkkoratkaisut harvaanasutulle seudulle 2020-luvulla .....	51
6	Joustavuutta ja suunnittelumenetelmien kehittämistä .....	55
6.1	Joustavuus .....	55
6.1.1	Aurinkosähkö ja piikin leikkaus .....	56
6.1.2	Aurinkosähkö ja omakäyttöasteen kasvattaminen akkuvarastolla .....	57
6.2	Suunnittelumenetelmien kehittäminen .....	58
6.2.1	Muuntamosuunnittelu .....	58
6.2.2	Pienjänniteverkkojen suunnittelu .....	60
7	Tehohinnoittelu vastavoimana sähkön huipputehon kasvulle .....	62
7.1	Sähköautot .....	65
7.2	Aurinkosähkö .....	65
7.3	Lämmitystapamuutokset .....	66
7.4	Liittymän taloudellisuus .....	66
7.5	Kustannusvastaavuus haja-asutusalueella .....	67
7.6	Yhteenveto tehotariffeista .....	67
8	Avointen ja muiden aineistojen hyödyntäminen verkostosuunnittelussa .....	68
8.1	Tietoaineistot .....	68
8.1.1	Rakennustiedot .....	68
8.1.2	Väestötiedot .....	69
8.1.3	Asiakaskyselyt .....	70
8.1.4	Aineistojen hyödyntäminen .....	71
9	Yhteenveto .....	74
9.1	Sähkön kysyntä ja siinä tapahtuvat muutokset .....	74
9.1.1	Sähköautot .....	74
9.1.2	Pientuotanto (aurinkosähköjärjestelmät) .....	75
9.1.3	Lämmitystapamuutokset .....	75
9.1.4	Väestön väheneminen ja asiakaskato .....	76
9.2	Sähkön toimitusvarmuus .....	76
9.3	Toimenpidesuosituksat .....	77
	Lähteet: .....	78

# 1 Johdanto ja taustaa

Tässä loppuraportissa esitetään keskeisimmät tulokset harvaanasuttujen seutujen sähköjakeluverkkojen tulevaisuuden kehittämistarpeisiin ja ratkaisuihin liittyen. Tulokset ovat syntyneet hankekokonaisuudessa, jonka päätavoitteena on ollut määrittää kustannustehokkaat ja tulevaisuuden sähkön kysyntään sekä toimitusvarmuusvaatimuksiin vastaavat verkkoratkaisut. Hankkeen vetovastuussa on ollut LUT yliopisto ja siinä on ollut mukana sähköverkkoyhtiöinä Järvi-Suomen Energia Oy, Kymenlaakson Sähköverkko Oy, PKS Sähkönsiirto Oy ja Savon Voima Verkko Oy. Yhtiöt vastaavat yhdessä lähes neljäsosasta koko maan jakeluverkoista. Hankekokonaisuuden toteutus on ajoittunut aikajaksolle 11/2016–2/2019.

Tutkimushankkeessa toteutetut tarkastelut ja tulokset keskittyvät haja-asutusalueille. Hankkeen toteutus on perustunut laajoihin verkko- ja kuormitustarkasteluihin, työpajoihin, alueellisiin ja valtakunnallisiin kyselyihin, erilaisten avoimien tietoaineistojen hyödyntämiseen sekä alaa koskeviin kehitysskenaarioihin. Asiakaskohtainen kuormitustieto ja todellista verkkorakennetta vastaavat komponenttitiedot ovat mahdollistaneet hyvin yksityiskohtaiset analyysit mm. verkon kuormittumisen näkökulmasta. Asiakaskohtainen kuormitusaineisto on perustunut etäluettavilta sähkönkulutusmittareilta (AMR) vuosien 2014–17 aikana kerättyihin tuntilukemiin. Analyysit on toteutettu tutkijoiden kehittämässä verkko- ja kuormitusmalleissa.

Raportin alkuosassa esitellään toimialaa koskevia muutostekijöitä, joilla arvioidaan olevan merkittävä vaikutus toimialan kehitymisessä erityisesti harvaanasutuilla seuduilla. Tarkasteluissa käsitellään mm. väestömuutosta, liikenteen sähköistymistä, lämmitystapamuutoksia, pientuotannon yleistymistä, sähkön varastointia sekä sähkön siirron hinnoittelun tapahtuvia muutoksia. Sähkön tulevaisuuden kysyntää heijastavia skenaarioita on hyödynnetty määrittäessä pienasiakkaan tulevaisuuden kysyntäprofiileja sekä alueellisia sähkökäyttäjä- ja sähkökäyttövolyymejä. Raportin loppupuolella esitetään, miten muuttuva kysyntä ja toimitusvarmuusvaatimukset heijastuvat jakeluverkon kehittämistarpeisiin.

Yleisesti ottaen toimialan kehittymiseen ja hankkeeseen liittyviä kysymyksiä ovat mm.

- Miltä pienasiakkaan sähköntarve näyttää vuonna 2030 – luopuvatko asiakkaat verkkoliittymistä?
- Miten haja-asutusalueen maakaapelointi toteutetaan kustannustehokkaasti?
- Miten sähköautojen ja pientuotannon lisääntyminen näkyy verkon kuormittumisessa?
- Millä ratkaisulla vastataan sähkön kysynnässä tapahtuviin muutoksiin sekä samalla sähkömarkkinalain edellyttämiin toimitusvarmuusvaatimuksiin?
- Miten pienasiakkaan kysynnänjoustoratkaisut ja sähkön siirron hinnoittelu näkyvät verkon pitkän aikavälin kehittämisessä ja kustannuksissa?

Hankkeessa käsiteltävät toimintaympäristön tausta-ajurit ja hankkeen osakokonaisuudet on esitetty kuvassa 1.1.



Kuva 1.1. Tutkimushankkeen tausta-ajurit ja tavoitteet

Hankkeessa saavutetut tulokset tukevat käsitystä, että jakeluverkoissa siirrettävän sähköenergian määrä vähenee mutta tehot kasvavat. Verkostosuunnittelun kannalta tämä on haasteellista koska verkon siirtokapasiteetti määräytyy huipputehujen perusteella. Tämän lisäksi taantuvilla alueilla ilmenevä asiakaskato hankaloittaa saneerauskohteiden priorisointia. Tulokset indikoivat kuitenkin, että mm. asiakasjoustolla, siirtohinnoittelun kehitymisellä ja uusilla teknisillä ratkaisuilla voidaan myötävaikuttaa sähkönjakelun kustannustehokkaaseen kehittymiseen.

Tutkimushankkeessa on käytetty laajasti erilaisia aineistoja lähtien yksityiskohtaisista sähköverkkoaineistoista, sähkönkäytön mittauksista monipuolisiin avoimiin aineistoihin sisältäen väestön kehittymisen tilastoja, ulkolämpötilatilastoja, Väestörekisterikeskuksen rakennus- ja huoneistorekisteriä sekä erikseen toteutettuja kyselytutkimuksia koskien mm. sähkönkäyttäjien tulevaisuuden suunnitelmia. Tutkimuksessa hyödynnettyjä tausta-aineistoja on listattu tarkemmin kuvassa 1.2.

## Kyselyt ja haastattelut

- Asiakashaastattelu
  - Lämmitystavat ja muutokset
  - Tulevaisuuden näkymät
- Aurinkosähkökysely
  - Asennettu järjestelmä ja kokemukset
  - Tulevaisuuden näkymät (mm. EV, BESS)
- Valtakunnallinen kysely verkkoyhtiöille
- Urakoitsijahaastattelut

## Tietokannat

- VRK-rakennustietokanta (case)
- Tilastokeskus
  - Väestö (määrä, ikä, ...)
- Maanmittauslaitos
  - Maastotietokanta (rakennukset, kattopinta-alat)

## Mittaukset

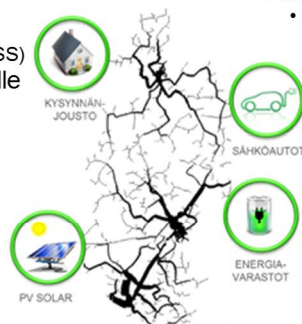
- AMR-mittaukset (1 h)
- Päämuuntajamittaukset (1 h, 10 min)
- Ulkolämpötilat
- Aurinkosähkötuotanto
- Vikatilastot

## Asiakastiedot

- AMR-tuntimittaukset (case)
- Liittymäkoot
- Aurinkosähkötuottajien tiedot
  - Järjestelmäkoko ja asennusajankohta sekä AMR-mittaukset

## Verkkotiedot (case)

- Sähköasemat
- Keskijänniteverkko
- Jakelumuuntamot
- Pienjänniteverkko
- Liittymäpisteet
- Kytkinlaitteet



## Tilastot, trendit ja ennusteet

- Väestön kehittyminen
- Vapaa-ajan asunnot, maatilat
- Määrä- ja hintatilastot ja ennusteet (aurinkosähkö, akkuvarastot, sähköautoilu)
- Tekniikan yleinen kehittyminen
- Energiapolitiikka ja lainsäädäntö

Kuva 1.2. Tutkimushankkeen tausta-aineistot

Hankkeen aikana on syntynyt kuusi erillistä diplomityötä. Nämä julkiset opinnäytetyöt tarkentavat tutkimuksessa sovellettuja analysointimenetelmiä. Tähän raporttiin on koottu keskeisimmät tulokset näistä opinnäytetöistä. Diplomityöt on toteutettu seuraavista näkökulmista:

- I. Sähkökäyttäjien luokittelu ja sähkönkäytön ennustaminen sähkönkulutustietojen avulla (Viljakainen 2017)
- II. Haja-asutusalueelle soveltuva muuntamokonsepti (Suhonen 2017)
- III. Maakaapelointikonseptin kehittäminen haja-asutusalueille (Villanen 2018)
- IV. Haja-asutusalueiden sähköverkkoratkaisut (Silventoinen 2018)
- V. Paikkatietoaineistojen ja avoimien tietolähteiden hyödyntäminen sähköverkkojen pitkän aikavälin suunnittelussa (Haakana 2018)
- VI. Sähköenergiankulutuksen ennustemallin kehittäminen avoimia tietokantoja hyödyntäen (Räisänen 2018)

Tutkimuksessa käytettävä aineisto on ollut merkittävältä osin luottamuksellista. Raportissa esitetyt tulokset esitetään suurempia kokonaisuuksia koskien eikä siten yksittäisiä sähkönkäyttäjiä ole niistä tunnistettavissa.

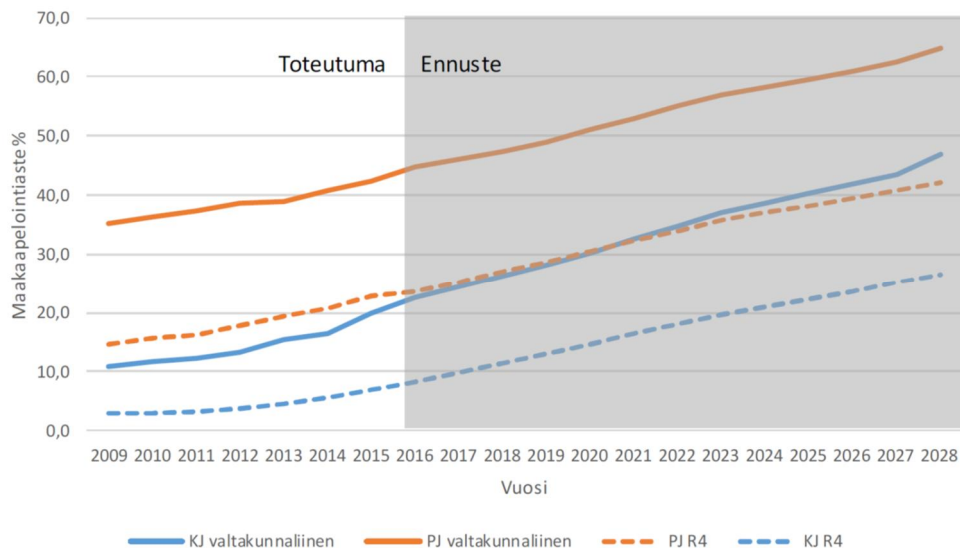
## 2 Toimialan kehitys, trendit ja ennusteet

Toimialalla on tapahtunut viime vuosikymmeninä voimakasta kehittymistä. Sähkömarkkinoiden avautuminen, verkkoliiketoiminnan eriyttäminen ja alan valvonnan kehittyminen yhdessä teknologiassa tapahtuneiden kehitysaskelien kanssa ovat muokanneet toimialaa voimakkaasti. Alan kehittämistarpeet eivät vähene tulevina vuosikymmeninä. Yhteiskunnan odotukset sähkön toimitusvarmuuden varmistamiselle ovat edelleen lisänneet painetta sähkönjakelun luotettavuuden kehittämiseen. Samanaikaisesti globaalit ja kansalliset kehitysskenaariot mm. sähkön pientuotantoa, liikenteen sähköistymistä ja varastointiteknologiaa koskien ovat tuottaneet isoja kysymyksiä sähkönjakelualalle verkon tulevaisuuden rakenneratkaisuja ja mitoituksia koskien. Myös asiakkaan roolin muuttuminen passiivisesta sähkön käyttäjästä aktiiviseksi markkinaosapuoleksi on nostanut esiin kysymyksen verkon ja liittymispisteen oikeanlaisesta ja kustannustehokkaasta mitoittamisesta. Useat skenaariot tukevat käsitystä, että vuotuinen sähköenergian tarve pienenee (mm. lämmitysmuutokset, energiatehokkuus, pientuotanto), mutta verkossa siirrettävät tehot säilyvät ennallaan tai jopa kasvavat nykytasosta.

### 2.1 Maakaapeloinnilla merkittävä rooli jakeluverkkojen saneerauksessa

Toimitusvarmuustavoitteiden täyttäminen on lisännyt jakeluverkkojen maakaapelointia merkittävästi viime vuosien aikana. Toistaiseksi maakaapeloinnin painopiste on ollut pääasiassa taajama-alueilla ja asutuskeskittymissä. Kaapeloinnin yleistyminen myös haja-asutusalueilla lisää tarvetta itse kaapelointiprosessin kehittämiseksi. Haja-asutusalueilla verkkovolyymit ovat suuret ja kokemukset haja-asutusalueen keskijänniteverkon maakaapeloinnista ovat toistaiseksi vähäiset useissa verkkoyhtiöissä. Kustannustehokkaan ja laatukriteerit täyttävän maakaapeloinnin edellytyksenä on, että kaapelointiprosessin eri vaiheet on huolella toteutettu. Asiaa on tämän tutkimushankkeen puitteissa tarkasteltu yksityiskohtaisemmin mm. diplomityössä (Villanen 2018), missä on käsitelty erilaisia toimintamalleja sekä tyypillisiä syitä kaapelointiprosessissa onnistumiseen. Kuva 2.1 esittää maakaapelointiasteen kehityksen (toteuma 2009–16 ja ennuste 2017–28) sekä keskijännite- että pienjänniteverkoissa valtakunnan ja R4-yhtiöiden tasolla.

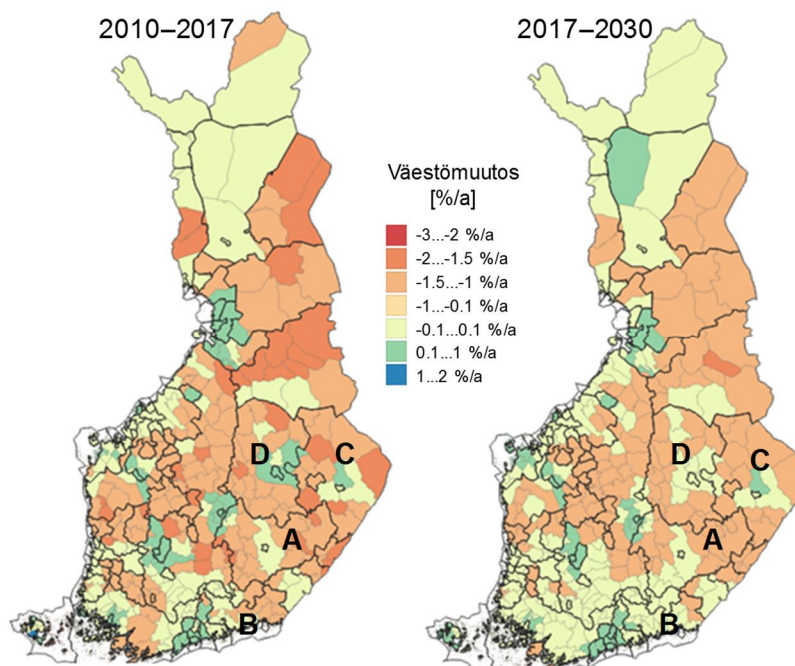




Kuva 2.1. Valtakunnallinen ja R4-yhtiöiden maakaapelointiasteen toteutuma 2009–16 sekä ennuste maakaapelointiasteen kehittymisestä vuosina 2017–28. (Villanen 2018)

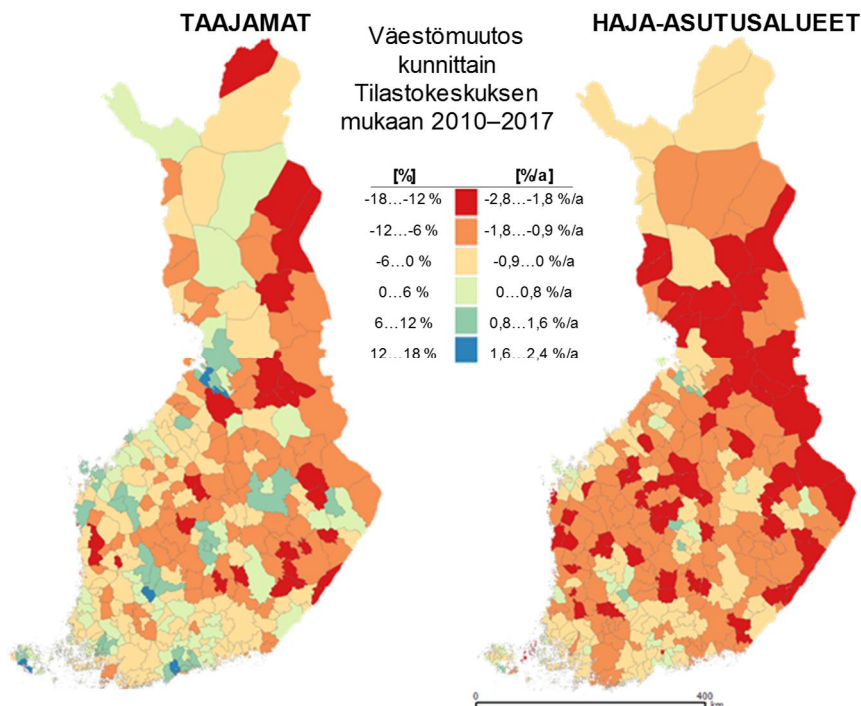
## 2.2 Väestön ja sähkökäyttöpaikkojen määrän kehittyminen

Tutkimushankkeen painopiste kohdistuu maantieteellisesti harvaanasutuille ja taantuville alueille. Tulevaisuuden sähkön kysyntää ja siihen sopivia verkkoratkaisuja ajatellen keskeisenä muutostekijänä on tiedostettava alueellinen väestön kehittyminen ja alueiden välinen muuttoliike. Tämä on ollut erityisen voimakasta hankkeessa tarkastelun alla olevilla alueilla, eikä vuoteen 2030 ulottuvissa ennusteissa ilmiössä näy heikentymisen merkkejä. Vastaava kehitys on havaittavissa valtakunnallisestikin useissa kunnissa (Kuva 2.2).



Kuva 2.2. Väestökehitys vuosien 2010–17 välillä sekä vuoteen 2030 ulottuva ennuste. Kirjaimilla merkitty hankkeessa mukana olleet verkkoyhtiöt. (Tilastokeskus 2018a)

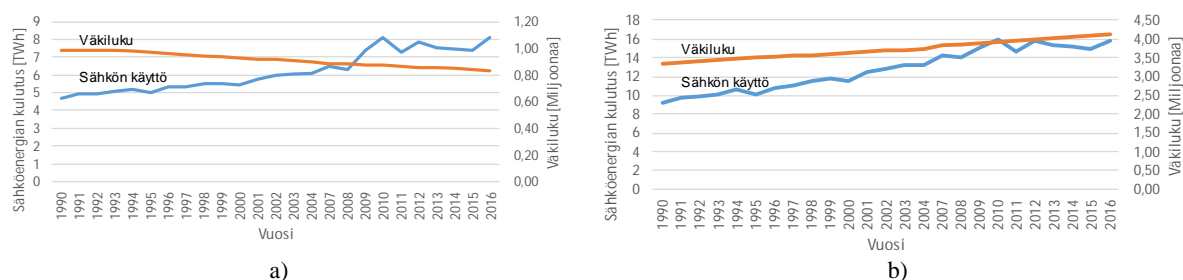
Tarkastelemalla erikseen haja-asutusalueita ja taajamia, nähdään negatiivisen väestökehityksen kohdistuminen selvemmin juuri haja-asutusalueille (Kuva 2.3).



Kuva 2.3. Väestökehitys vuosien 2010-2017 välillä taajamissa ja haja-asutusalueilla. (Tilastokeskus 2018a)

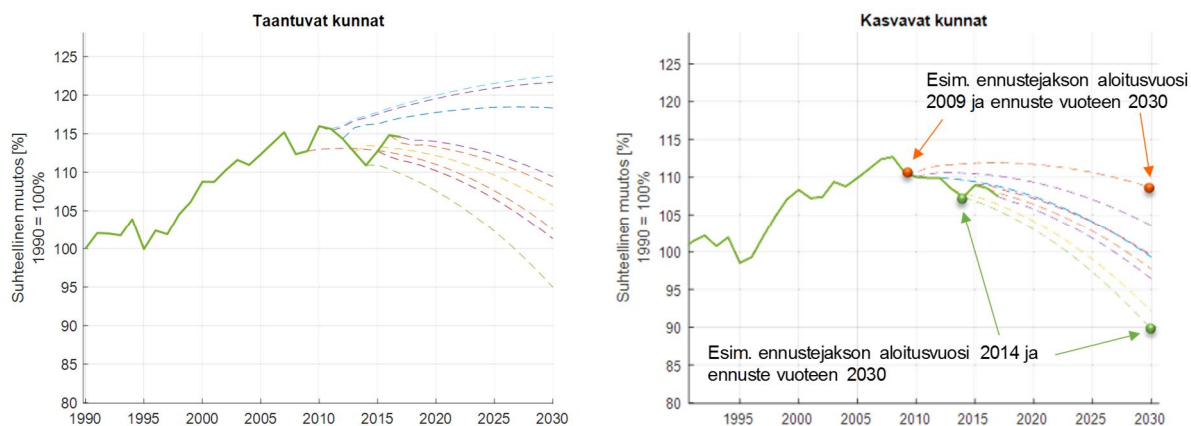
Edellä kuvatut väestötilastot ja –ennusteet eivät sellaisenaan vastaa tulevaisuuden sähkön kysynnän arviointiin. Tilastoissa näkyvät vain vakituiset asukkaat, ei esimerkiksi kausikäytössä olevat vapaa-ajan asunnot (kesämökki). Tietyillä alueilla kuten Järvi-Suomessa, vapaa-ajan asunnot saattavat olla suurin yksittäinen sähkön käyttäjäryhmä. Siksi tulevaisuuden kuormituksen ennustamisessa väestötilastojen lisäksi on kiinnitettävä erityistä huomiota vapaa-ajan asuntojen sähköistymiseen, sähkönkäyttöön ja mm. kuntien rantakaavasuunnitelmiin.

Kuva 2.4 esittää vuoteen 2016 ulottuvan tilaston väestömäärän ja energian käytön kehittymisestä taantuvissa ja kasvavissa kunnissa koko Suomea koskien. Kuvasta nähdään, että sekä taantuvissa että kasvavissa kunnissa sähkönkäyttö on kasvanut tarkasteluajanjaksolla 1990–2016. Samalla väestön määrä on taantuvissa kunnissa laskenut ja vastaavasti kasvavissa kunnissa lisääntynyt.



Kuva 2.4. Väestömäärän ja energian käytön kehittyminen väkiluvun mukaan a) taantuvissa ja b) kasvavissa kunnissa koko Suomessa. (Energiateollisuus 2018, Tilastokeskus 2018b)

Sähkönkäytön ja väestön kehittymisen yhteyttä on käsitelty tutkimushankkeen yhteydessä tarkemmin diplomityössä (Räisänen 2018). Diplomityössä on pyritty määrittämään malli sähkönenergian käytön kehittymisen ja toteutuneiden väestö- ja rakennustilastojen välille. Kuvassa (Kuva 2.5) on esitetty esimerkki kahdelle kuntajoukolle (taantuvat ja kasvavat kunnat).



Kuva 2.5. Ennustemallissa käytetyn intensiteettitekijän (sähköenergiankulutus/pinta-ala) ennusteet lähtövuosina 2009–17 kasvavissa ja taantuissa kunnissa. (Energiateollisuus 2018, Räisänen 2018)

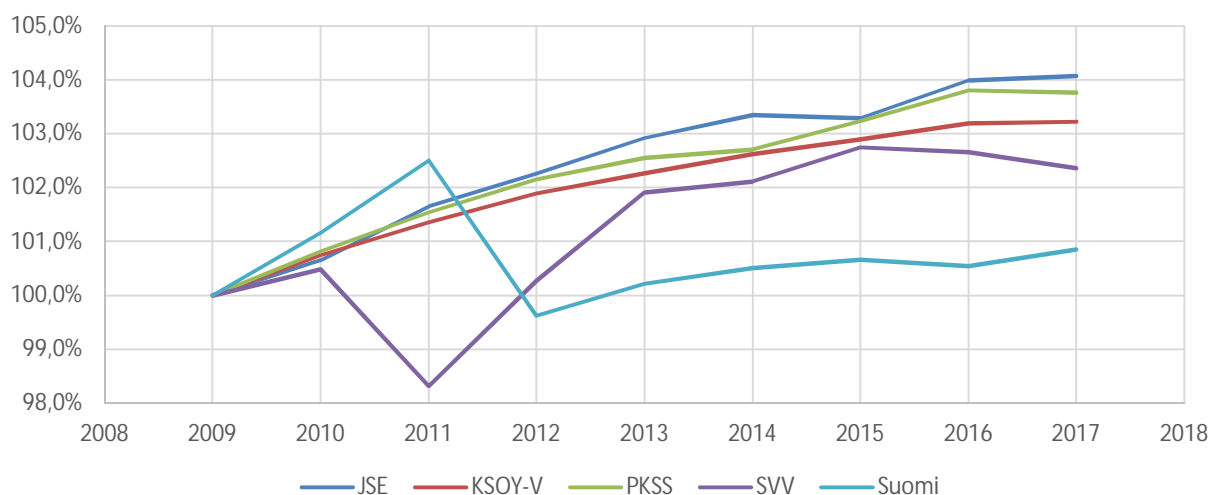
Kasvavien kuntien intensiteetillä on ollut viimeisen kymmenen vuoden aikana selvä laskusuunta, jolloin myös kaikki ennusteet ovat laskevia tarkastelun aloittamisvuodesta riippumatta. Taantuvien kuntien intensiteetin trendi ei ole yhtä selvä kuin kasvavilla kunnilla, jonka vuoksi ennusteilla on suurempi hajonta. Viimeisten viiden vuoden ennusteiden kulmakertoimet näyttävät olevan hyvin samanlaisia, mutta alkupisteiden tasoerojen vuoksi ne päätyvät erilaisiin lopputuloksiin.

Sähköenergian käytön ennustamisen havaittiin olevan haastavaa erityisesti pyrittäessä luomaan ennusteita pienelle alueelle esim. koskien yksittäistä kuntaa. Haastavuutta lisäsivät useat seikat, mm. tilastovirheet ja vaihtelevat tilastointikäytännöt. Ennen AMR-mittareiden aikakautta sähkömittarit on luettu vaihtelevina aikoina ja täten vuositasen tilastojen ylläpito on ollut haastavaa ja tämä on mahdollisesti näkynyt siten, että osa käyttöpaikkojen vuosienergioista on voinut tulla kirjatuksi joko edelliselle tai seuraavalle vuodelle. Vanhenevan väestön osalta mallinnukseen tuottaa haasteita mm. se, kuinka henkilöä kohti kohdistuvat asuinneliöt näkyvät tilastoissa. Ikääntyneiden ihmisten asuntojen kohdalla asuinneliöt henkilöä kohden kaksinkertaistuvat, jos kahdesta asukkaasta toinen lähtee pois tai asuinneliöt häviävät tilastoista kokonaan, kun viimeinenkin asukas lähtee. Tällöin tyhjänä olevien kiinteistöjen huomioiminen tarkastelussa on myös haastavaa, sillä ne voivat olla edelleen merkittäviä sähkökäyttäjiä lämmityssähkön osalta, mutta samanaikaisesti ne eivät näy vakituisesti asuttujen kiinteistöjen neliömäärissä eivätkä loma-asuntotilastoissa. Suuri painoarvo tarkastelussa on myös ns. lämpötilakorjauksella. Lämpötilakorjaus on toteutettu vuositilastojen perusteella, jolloin poikkeukselliset vuodet lämmitystarpeen näkökulmasta voivat näyttäytyä erikoisella tavalla.

Tarkempi aikajaottelu mahdollistaisi tarkemman lämpötilakorjaukset. Lisäksi lämpötilariippuvaisen kuorman osuus vaikuttaa lämpötilakorjaukseen. Nyt mallinnuksessa on oletettu lämpötilariippuvaisen kuormitusosuuden olevan 35 % (case-alueiden asiakasjoukosta määritetty) kokonaissähkönkäytöstä kaikkien kuntien osalta.

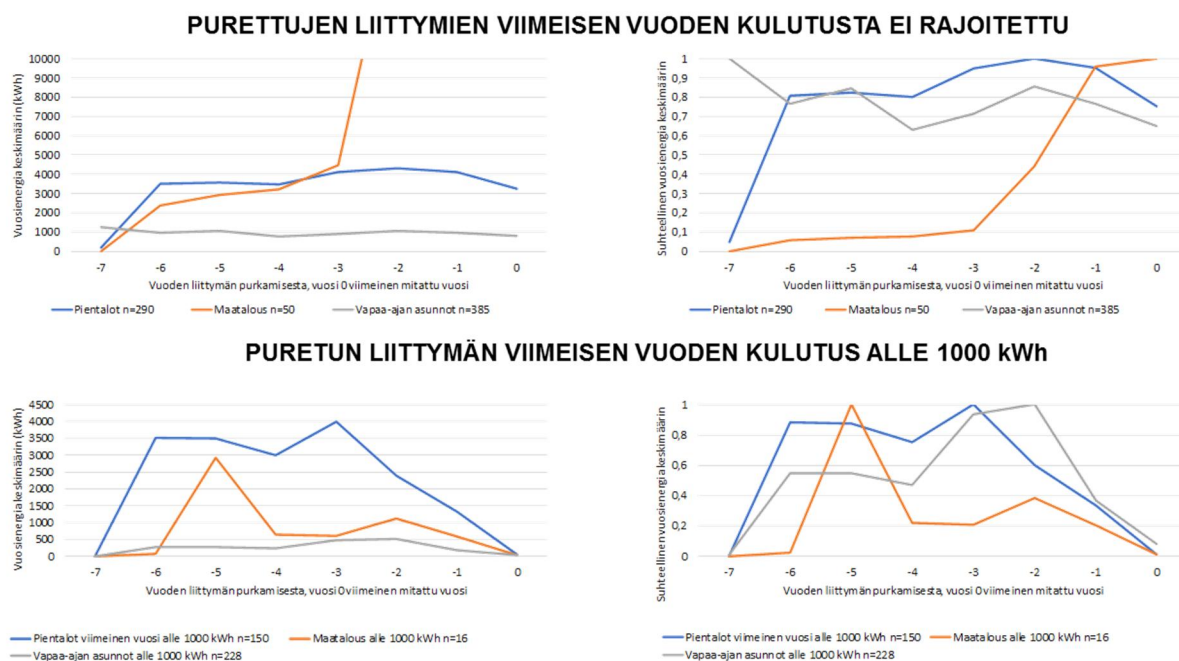
### 2.2.1 Liittymämäärät

Liittymien määrä kehittyminen on keskeinen verkoston kehittämistä ohjaava tekijä. Kuva 2.6 esittää vuosien 2009–16 välillä liittymien määrän kehittymisen Suomessa ja tarkasteltavissa yhtiöissä. Tarkastelualueiden väkilukuun perustuvasta taantuvuudesta huolimatta liittymien määrä on ollut kasvussa. Tämä selittyy pääosin vapaa-ajan asuntojen lisääntymisellä ja niiden sähköistämisillä.



Kuva 2.6. Sähköliittymät R4-yhtiöissä ja valtakunnallinen keskiarvo (Energiavirasto 2009–17).

Verkostosuunnittelun kannalta haastavia alueita ovat ne, joissa väestö vähenee ja sähkönkäyttö liittymissä vähenee tai liittymät poistuvat kokonaan. Keskeinen kysymys onkin, voidaanko liittymien mahdollisia irtisanomisia ennakoida ja huomioida verkon saneeraussuunnittelussa, erityisesti pienjänniteverkoissa. Kuvassa (Kuva 2.7) on havainnollistettu, missä määrin yhdessä esimerkkiyhtiössä irtisanottujen liittymien ja irtisanomista edeltävien vuosien sähkönkäyttö on kehittynyt.

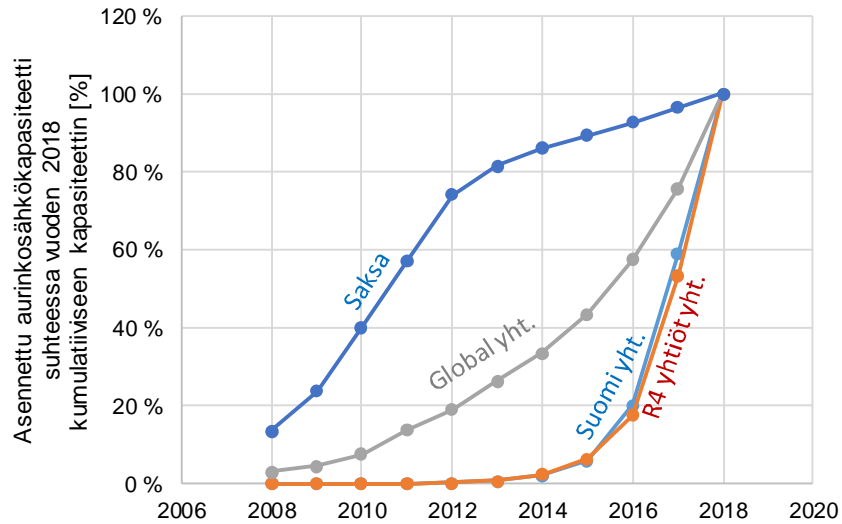


Kuva 2.7. Purettujen liittymien sähkön käytön kehittyminen ennen liittymän käytön lopetusta jaettuna kahteen kategoriaan: 1) kaikki puretut liittymät, 2) puretut liittymät joiden viimeisen vuoden sähkön käyttö ollut alle 1000 kWh.

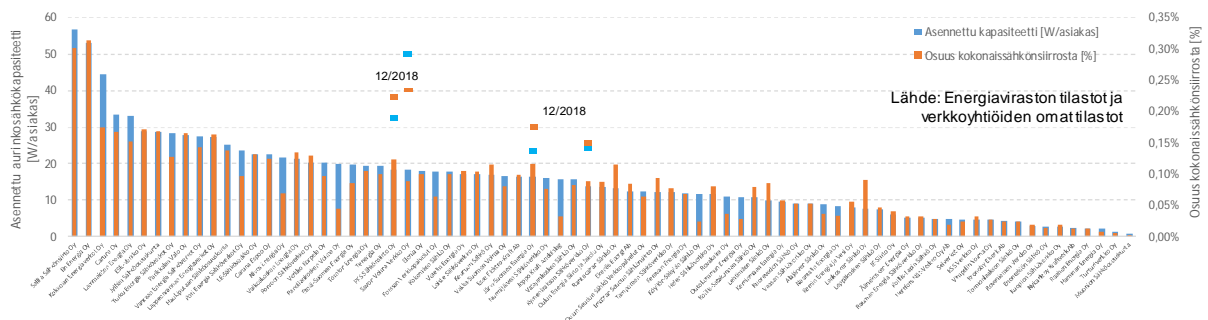
Kuvasta nähdään, että osalla liittymän irtisanoneilla asiakkaista on ollut irtisanomishetkeä edeltävien vuosien osalta samankaltainen hiipuva sähkönkäyttö. Toisaalta, kun tarkastellaan yhtiön kaikkien asiakkaiden sähkönkäyttöä, löytyy samankaltaisesti hiipuvalla sähkönkäyttötrendillä olevia asiakkaita, jotka ovat kuitenkin pysyneet verkossa tai ovat jossakin vaiheessa kasvattaneet merkittävästi sitä. Tällaisia ovat esimerkiksi sähkönkäyttöpaikat, joissa pitkään tyhjiällä ollut kiinteistö on saneerattu ja otettu uusiokäyttöön esimerkiksi vapaanajan asunnon muodossa.

### 2.3 Pientuotanto (aurinkosähkö)

Sähkönjakeluverkot on perinteisesti suunniteltu tilanteeseen, jossa sähkö tuotetaan keskitetysti suurissa voimaloissa ja jaetaan siirtoverkkoja käyttäen sähkönkäyttäjille. Maailmanlaajuisen aurinkosähkön yleistymisen myötä jakeluverkkojen yhdensuuntainen rooli sähkönsiirrossa on muuttumassa. Vuoden 2018 lopussa on arvioitu olevan maailmanlaajuisesti asennettuna noin 500 GWp aurinkosähkövoimaloita. Vaikka sähkön tuotantomuotojen vertailussa aurinkosähkö näyttyy marginaalisena pohjoismaisessa ympäristössä, on kasvu ollut voimakasta. Kuva 2.8 havainnollistaa aurinkosähkön suhteellista kasvua maailmanlaajuisesti, Suomessa ja tässä tutkimushankkeessa mukana olleissa yhtiöissä (R4-yhtiöt) vuosien 2008–18 välisenä aikana.

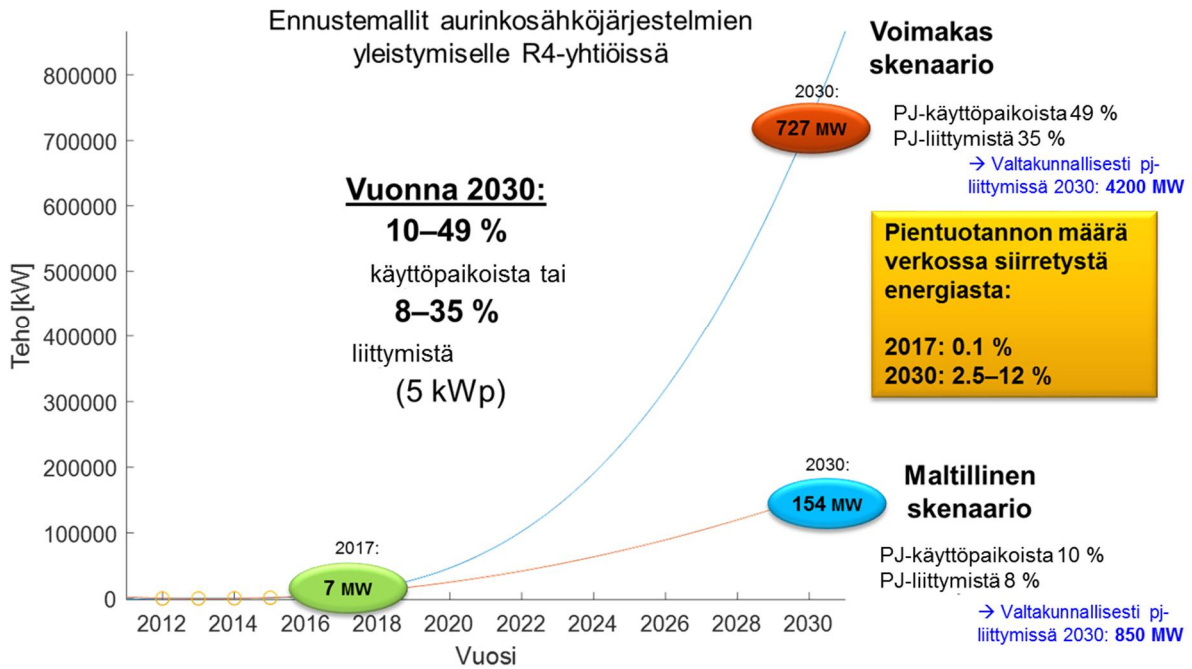


Kuva 2.8. Asennettujen aurinkosähkövoimaloiden suhteellinen kehitys maailmanlaajuisesti, Suomessa ja R4-verkkoyhtiöissä. Vuosi 2018 = 100 % = 500 GW (global), 46 GW (Saksa), 130 MW (Suomi), 12 MW (R4). Lähteet: (BloombergNEF 2019, IEA 2018) globaali, (Fraunhofer ISE 2019) Saksa, (Energiavirasto 2017) Suomi, sähköverkkoyhtiöt (R4-yhtiöt)



Kuva 2.9. Asennettu kapasiteetti verkkoyhtiöittäin (Lähteet: Energiavirasto 2017 sekä R4-yhtiöt).

Voimakkaat yleistymisen vuodet 2014–17 heijastuvat vuoteen 2030 ulottuvaan yleistymisennusteeseen kuvan 2.10 mukaisesti. R4-yhtiöissä yhteenlaskettu asennettu kapasiteetti olisi 150–730 MWp tarkastelujakson lopussa yleistymismallista riippuen. Käytännössä tämä tarkoittaisi, että sähkökäyttöpaikoista 8–35 % olisi tuolloin varustettu aurinkosähköjärjestelmällä (keskimäärin 5 kWp/asiakas). Vaihteluväli arvioissa on suuri johtuen lyhyellä aikavälillä tapahtuneesta erittäin voimakkaasta kasvusta ja täten tilastomenetelmien sisältämistä epävarmuustekijöistä.



Kuva 2.10. Ennustettu aurinkosähkön yleistyminen vuoteen 2030 mennessä R4-yhtiöissä.

Asennusmahdollisuuksien eli käytännössä asuinrakennuksien kattokapasiteetin näkökulmasta tarkasteltuna aurinkosähkövoimaloita olisi asennettavissa valtakunnallisesti jopa 12 GWp. Arvio perustuu Suomessa olevan noin 1,3 miljoonan asuinrakennuksen pinta-alatietoihin (Lassila 2016).

Taulukko 2.1. Rakennusten määrät ja teoreettinen asennuspotentiaali tutkimuksessa mukana olevissa yhtiöissä. (Maanmittauslaitos 2018)

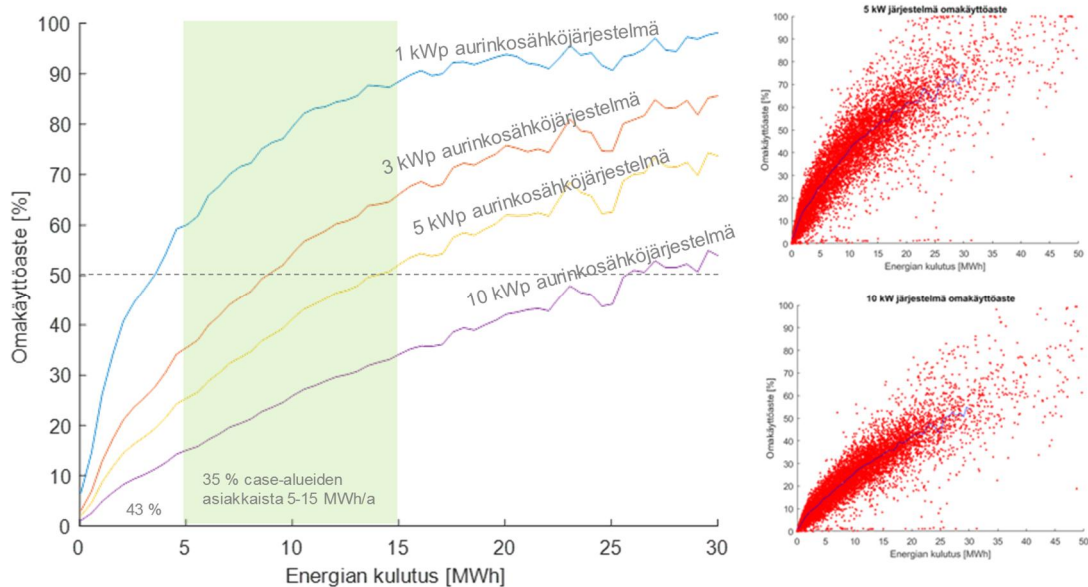
Rakennusluokka	Rakennusten määrä (kpl)				Rakennusten pinta-ala (km <sup>2</sup> )				Teoreettinen potentiaali, S <sub>n</sub> (MVA)			
	PKS	JSE	KSOY-V	SVV	PKS	JSE	KSOY-V	SVV	PKS	JSE	KSOY-V	SVV
Asuinrakennukset	52 076	46 645	49 274	66 417	7,7	7,2	8,2	10,9	385	359	411	545
Liike/julkinen	2 282	2 226	2 627	3 001	1,3	1,2	1,6	2,1	64	58	78	107
Lomarakennukset	26 532	53 253	18 092	30 590	1,8	3,7	1,3	2,2	90	187	65	111
Teollisuus	852	728	1 325	1 114	1,0	0,8	1,8	1,7	50	41	92	83
Muut	179 121	215 816	117 594	207 928	13,9	15,5	12,7	17,7	695	774	634	888
<b>Yhteensä</b>	<b>260 863</b>	<b>318 668</b>	<b>188 912</b>	<b>309 050</b>	<b>25,7</b>	<b>28,4</b>	<b>25,6</b>	<b>34,7</b>	<b>1 284</b>	<b>1 417</b>	<b>1 279</b>	<b>1 734</b>

Tarkasteltavissa R4-yhtiöissä asuinrakennukset (yhteensä noin 214 000 kpl) muodostavat 1700 MVA:n teoreettisen asennuspotentiaalín. Vertailun vuoksi yhtiöiden yhteenlaskettu huipputeho sähkön siirrossa oli vuonna 2015 yhteensä 1224 MW, päämuuntajakapasiteetti on 2819 MVA (Energiavirasto 2016). Taulukossa 2.2 on havainnollistettu teoreettisen kattopotentiaalín sekä kuvassa 2.1 esitetyn yleistymisennusteen suuruutta suhteessa yhtiöiden nykyisiin tunnuslukuihin.

Taulukko 2.2. Nykytilanteen huipputehoon ja energian siirtoon liittyvät tunnusluvut (Energiavirasto 2016) sekä aurinkosähkön yleistymiseen liittyvät arviot mukana olevia yhtiöitä koskien.

	Huippu- teho [MW]	Energian siirto		Teoreettinen PV-potentiaali [MVA]	Ennuste ja osuus potentiaalista				Tuotantoarvio ja osuus nykysiirrosta (pj)			
		alaraja [GWh]	yläraja [GWh]		alaraja [MWp]	osuus [MWp]	yläraja [MWp]	osuus	alaraja [GWh]	osuus	yläraja [GWh]	osuus
PKSS	263	879	84	385	30	8 %	152	39 %	21	2 %	106	12 %
JSE	258	857	223	359	31	9 %	196	55 %	22	3 %	137	16 %
KSOY-V	270	1076	155	411	28	7 %	112	27 %	20	2 %	78	7 %
SVV	434	1378	199	545	47	9 %	204	37 %	33	2 %	143	10 %
Yht.	1 225	4 190	661	1 700	136	8 %	664	39 %	95	2 %	465	11 %

Yksi keskeisimmistä pientuotannon yleistymisen ajureista on ollut puhtaasti energiantuotannon lisäksi omavaraisuuden tavoittelu. Omavaraisuutta voidaan arvioida esimerkiksi tuotetun sähkön omakäyttöasteen näkökulmasta. Omakäyttöaste kuvaa sitä, miten suuren suhteellisen osuuden tuottamastaan sähköstä sähkökäyttäjät pystyvät käyttämään itse esimerkiksi kiinteistön lämmityksessä ja mikä osuus syötetään takaisin sähköverkkoon. Omakäyttöasteen suuruus riippuu asennetun aurinkosähköjärjestelmän koosta, suuntauksesta sekä sähkökäyttäjän alkuperäisestä sähkön tarpeesta (energia ja käyttöprofiili). Mikäli asiakas käyttää sähköä merkittävästi päiväaikaan ja aurinkosähköjärjestelmä on maltillisesti mitoitettu, voi omakäyttöaste nousta hyvinkin suureksi. Useimmissa tapauksissa pienasiakkaiden sähköntarve on voimakkaimmillaan ilta-aikaisin, eli päivällä tuotettu sähkö joudutaan siirtämään jakeluverkkoon. Kuvassa (Kuva 2.11) on havainnollistettu erikokoisia aurinkosähköjärjestelmiä (kWp) ja sähkökäyttöä (MWh/a) vasten keskimääräisiä omakäyttöasteita. Kuvasta voidaan nähdä, että esimerkiksi asiakkailta, joiden vuotuinen sähkökäyttö on noin 15 MWh/a, olisi omakäyttöaste 5 kWp aurinkosähköjärjestelmällä vuoden ajalta noin 50 % tuntitasolla tarkasteltuna. Kuvan oikeassa reunassa on asiakaskohtaiset omakäyttöasteet, joista suuri hajonta on hyvin nähtävissä.

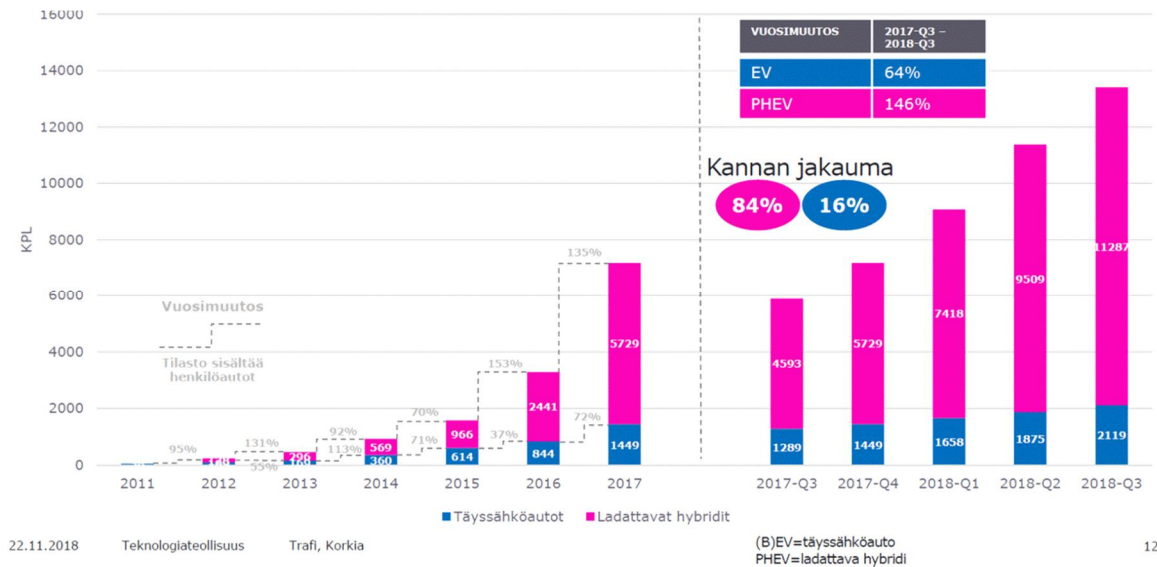


Kuva 2.11. Todellista sähkökäyttöä vasten määritetty laskennallinen aurinkosähkön omakäyttöaste erikokoisille aurinkosähköjärjestelmille.



## 2.4 Liikenteen sähköistyminen (sähköautot)

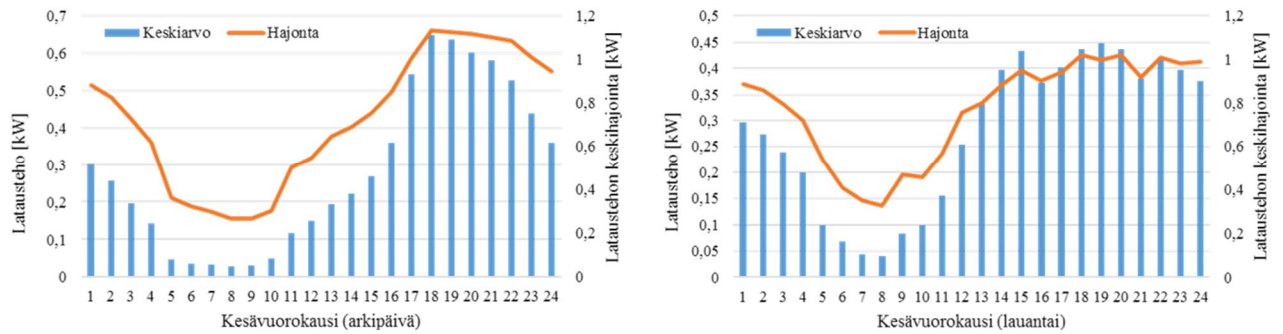
Liikenteen sähköistyminen on merkittävimpiä sähkön käyttöön liittyviä tulevaisuuden muutostekijöitä maailmanlaajuisesti. Sähköautojen yleistyminen tulee näkymään sekä sähköenergian että huipputehojen kasvuna. Suomessa tilastot täyssähköautojen ja ladattavien hybridien osalta ovat kehittyneet kuvan 2.12 mukaisesti. Toistaiseksi merkittävimmät määrät kohdistuvat pääkaupunkiseudulle ja suurimpiin kaupunkeihin. Maakunnissa sähköautojen määrä on vielä maltillinen.



Kuva 2.12. Sähköautojen ladattavien hybridien toteuma ja ennuste. (Trafi 2018)

Valtakunnalliset ennusteet sähköautojen ja ladattavien hybridien määrän osalta ennakoivat merkittävää sähkönkäytön kasvua. Liikenne- ja viestintäministeriön (LVM) vuoteen 2030 asettava tavoite on suuruudeltaan 250 000 sähköautoa (Liikenne- ja viestintäministeriö 2016). Suomessa on tällä hetkellä liikennekäytössä noin 2,7 miljoonaa henkilöautoa (Tilastokeskus 2017), eli tavoite vastaisi noin 9,3 % Suomen liikennekäytössä olevasta henkilöautokannasta. Voimakkaimmissa sähköautoskenaarioissa Suomessa arvioidaan olevan jopa lähes miljoona sähköautoa vuonna 2030 (Liikenne- ja viestintäministeriö 2018).

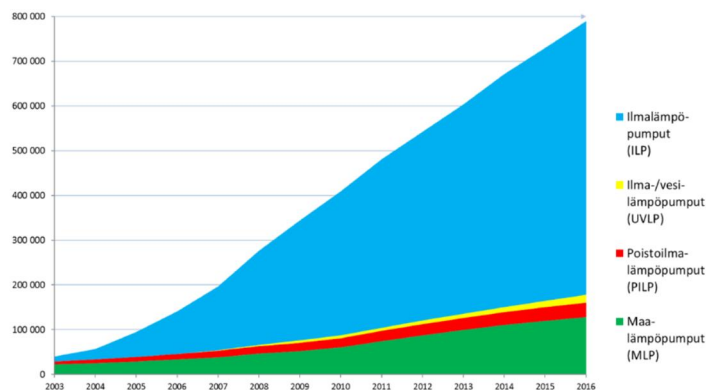
Tutkimushankkeessa suoritettujen asiakaskyselyiden (n=800) perusteella noin 28 % asiakkaista arvioi, että sähkökäyttöpaikalla olisi sähköauto vuonna 2030. Nykyisin aurinkosähköjärjestelmän omistavista asiakaista (n=200) jopa kaksi-kolmasosa arvioi omistavansa sähköauton samaiseen ajankohtaan mennessä. Sähkökäyttäjiltä suoraan kysytyt arviot ennakoivatkin nopeampaa kasvua kuin mitä valtakunnallisesti keskimäärin arvioidaan kasvun olevan. Kuva 2.13 näyttää esimerkkejä sähköauton keskimääräisistä latauskäyristä eri viikonpäiville kesäajalle.



Kuva 2.13. Esimerkki sähköauton latauksesta eri viikonpäiville kesä- ja talviajalle (Rautiainen 2012)

## 2.5 Lämmitystapamuutokset

Energiatohokkuuden tavoittelu on näyttäytynyt viimeisen parin vuosikymmenen aikana voimakkaana lämmitysjärjestelmäsaneerausten muodossa. Lämmitystapamuutoksista erityisesti lämpöpumppujen asentaminen on lisännyt suosiotaan voimakkaasti. Lämpöpumppuja on asennettu etenkin uudisrakennuksiin. Myös vanhemmissa rakennuksissa lämpöpumput lisääntyvät lämmitysjärjestelmäsaneerauksien myötä. Lämpöpumppujen myyntimäärät vuosina 2003–16 on esitetty kuvassa 2.14.



Kuva 2.14. Lämpöpumppujen myyntimäärät Suomessa vuosina 2004–17 (Suomen lämpöpumppuyhdistys 2018).

Kuvasta 2.14 voidaan nähdä ilmalämpöpumppujen vallitseva osuus kaikista lämpöpumpuista. Ilmalämpöpumppua (ILP) ei yleensä käytetä kiinteistön pääasiallisena lämmitysjärjestelmänä, vaan esimerkiksi sähkölämmityksen rinnalla. ILP:lla saadaan pienennettyä sähkölämmityksen pientalon lämmitysenergiaa keskimäärin 30–40 %, mikä selittää niiden nopean yleistymisen (Tuunanen 2009). Ilmalämpöpumppuja ei kuitenkaan ole vielä kaikissa suora-sähkölämmitteisissä taloissa, joten niiden määrä tulee todennäköisesti lisääntymään entisestään.

Suomen lämpöpumppuyhdistyksen (SULPU) teettämän selvityksen mukaan maalämpöpumppuja oli noin 10 %:ssa ja ilmalämpöpumppuja noin 44 %:ssa pientaloista vuonna 2016. Ennusteen mukaan vuonna 2030 vastaavasti maalämpöpumppuja olisi 24 %:ssa ja ilmalämpöpumppuja 48 %:ssa pientaloja (Gaia 2017). Kappalemäärinä maalämpöpumppuja oli vuonna 2016 noin

120 000 ja ilmalämpöpumppuja 500 000. Vastaavasti ennusteen mukaan vuonna 2030 maalämpöpumppuja olisi 300 000 ja ilmalämpöpumppuja 600 000 kappaletta (Gaia 2017). Taulukoissa 2.3 ja 2.4 esitetään Gaian arviot maalämpöpumppujen ja ilmalämpöpumppujen lukumääristä vuonna 2016 ja vuonna 2030.

Taulukko 2.3. Maalämpöpumppujen lisääntyminen Gaian arvion mukaan. Eri lämmitysmuotojen lukumäärät 2016 vuonna ja arvioitu määrä maalämpöön vaihtaneita vuonna 2030. (Gaia 2017)

LÄMMITYSTAPA	2016 (KPL)	2030 (KPL)	MUUTOS 2016–2030 (KPL)	MUUTOS 2016–2030 (%)
<b>KAUKOLÄMPÖ</b>	62 983	62 983	0	0 %
<b>KAASU</b>	22 638	13 638	-9 000	-40 %
<b>SUORA SÄHKÖ</b>	387 255	378 255	-9 000	-2 %
<b>VARAAVA SÄHKÖ</b>	90 048	45 048	-45 000	-50 %
<b>ÖLJYLÄMMITYS</b>	184 985	76 985	-108 000	-58 %
<b>PUU</b>	235 079	226 079	-9 000	-4 %
<b>MAALÄMPÖJÄRJESTELMÄT</b>	120 000	300 000	180 000	150 %

Taulukko 2.4. Ilmalämpöpumppujen lisääntyminen Gaian arvion mukaan. Ilmalämpöpumppujen lukumäärät eri lämmitysmuotojen rinnalla vuosina 2016 ja 2030. (Gaia 2017)

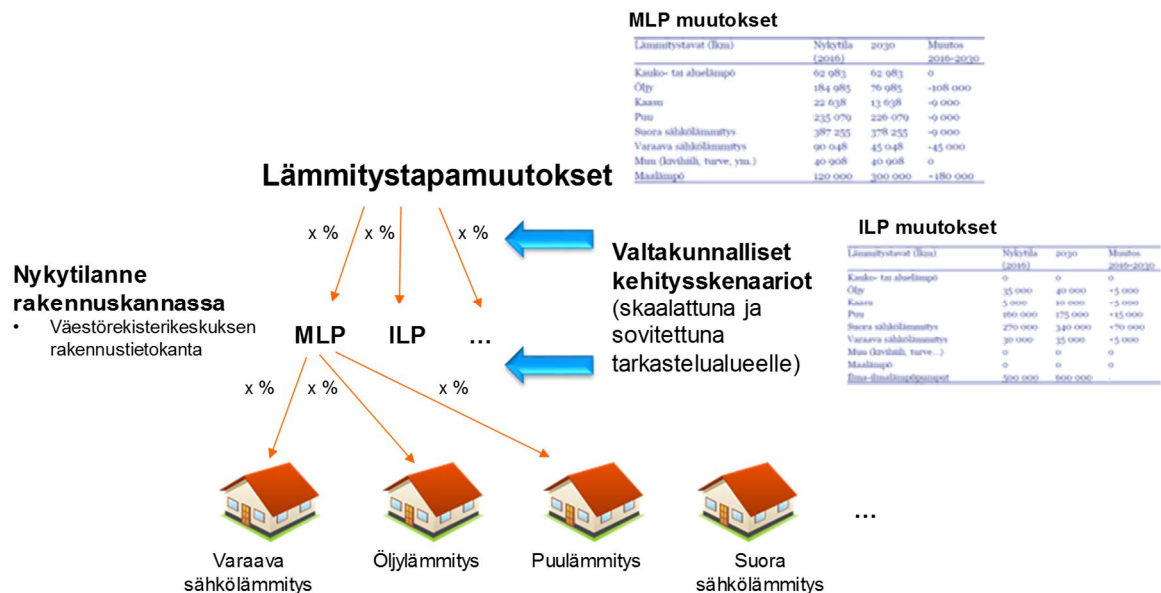
ILMA-ILMALÄMPÖPUMPUT ERI LÄMMITYSJÄRJESTELMIEN OSANA	2016 (KPL)	2030 (KPL)	MUUTOS 2016-2030 (KPL)	MUUTOS 2016-2030 (%)
<b>KAUKOLÄMPÖ</b>	0	0	0	0 %
<b>ÖLJYLÄMMITYS</b>	35 000	40 000	5 000	14 %
<b>KAASU</b>	5 000	10 000	5 000	100 %
<b>PUU</b>	160 000	175 000	15 000	9 %
<b>SUORA SÄHKÖLÄMMITYS</b>	270 000	340 000	70 000	26 %
<b>VARAAVA SÄHKÖLÄMMITYS</b>	30 000	35 000	5 000	17 %
<b>ILMA-ILMALÄMPÖPUMPUT YHTEENSÄ</b>	<b>500 000</b>	<b>600 000</b>	<b>100 000</b>	<b>20 %</b>

Lämmitystapamuutokset voivat vaikuttaa paikallisesti sähkön kysyntään merkittävästi. Sähkön kysynnän näkökulmasta sähköenergian kysyntä saattaa hyvinkin kaksinkertaistua lämmitysjärjestelmän saneerauksen yhteydessä, kun esimerkiksi vanha öljylämmitysjärjestelmä korvataan esimerkiksi maalämpö- tai ilma-vesilämpöjärjestelmällä. Vaikutus käyttöpaikan tarvitsemaan huipputehoon saattaa olla samaa luokkaa riippuen kuitenkin siitä, minkä tyyppisiä

kuormia käyttöpaikoilla on entuudestaan ollut ja tulee tulevaisuuden järjestelmään jonkinlaista sähkötehojen vuorottelua edistävää automaatiota.

Lämmitysjärjestelmien saneerauskohteita voidaan pyrkiä ennakoimaan perustuen rakennusten nykyisiin lämmitysratkaisuihin sekä rakennusten käyttöikäen ja aiempiin saneerauksiin. Väestörekisterikeskuksen (VRK) ylläpitämässä rakennustietokannassa on melko kattavat tiedot kiinteistöillä sijaitsevista rakennuksista sisältäen mm. tiedot rakennusten lämmitysjärjestelmistä. Tietoja on kuitenkin käsiteltävä hienoisella varauksella, sillä rakennustietokannan tiedot voivat olla joissakin tapauksissa virheelliset, sillä rakennuksiin tehtävät muutostyöt (mm. lämmitystapamuutokset) eivät useinkaan päädy rekisterin ylläpitäjälle.

Rakennustietokanta mahdollistaa kuitenkin lähtötiedon käyttöpaikkakohtaiselle analyysille. Esimerkiksi nykyiset öljylämmitystalot ovat todennäköisiä maalämpö- tms. saneerauskohteita seuraavan 10–15 vuoden kuluessa. Vastaavasti nykyiset suorasähkölämmitetty talot eivät ole yhtä todennäköisiä kohteita maalämpökonversioille, koska taloista puuttuu vesikiertoinen lämmönjakojärjestelmä, mikä on tyypillisesti perusedellytys maalämpöjärjestelmän käyttöönotolle. Kuva 2.15 esittää peruseriaatteet lämmitystapamuutosten kohdistumisesta käyttöpaikoille eri taustatietoja hyödyntämällä. Taustatietoina voidaan hyödyntää olemassa olevia lämmitysjärjestelmäkonversio ennusteita, rakennustietokannan tietoja, käyttöpaikkojen AMR-mittauksia sekä käyttöpaikkojen asiakashaastatteluja.



Kuva 2.15. Lämmitystapamuutosten kohdistaminen (MLP = Maalämpöjärjestelmä, ILP = Ilmalämpöjärjestelmä).

Taulukko 2.5 esittää osuudet pientalojen eri lämmitysmuodoista Suomessa sekä tarkastelluilla case-alueilla sekä lämmitysmuotojen osuudet case-alueiden kaikilla käyttöpaikoilla sisältäen mm. vapaa-ajan asunnot sekä maatilat. Taulukosta voidaan havaita, että case-alueiden pientalojen lämmitysjärjestelmät eroavat keskimääräisistä Suomalaisista luvuista mm. siten, että sekä

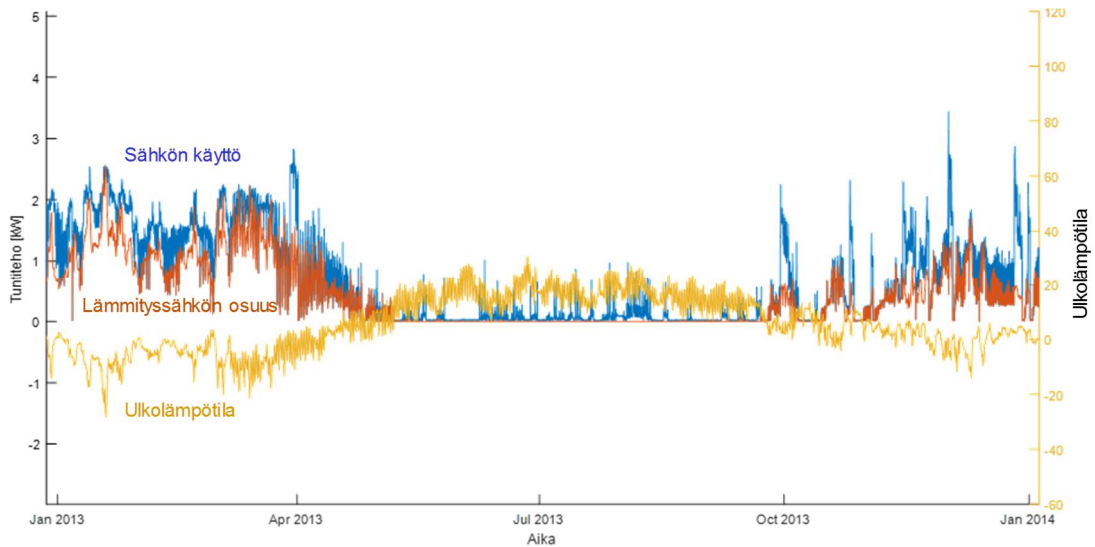
suorasähkölämmitys että puulämmitys on tarkastelualueilla huomattavasti keskimääräistä yleisempää. Vastaavasti kaukolämpö-, öljylämmitys- ja varaavia sähkölämmitystalouksia case-alueilla on keskimääräistä vähemmän.

Taulukko 2.5. Nykyiset lämmitysmuodot Suomessa (pientalot) sekä tarkastelluilla case-alueilla (pientalot ja käyttöpaikat) sekä osuudet maalämmöksi muutettavista lämmitysmuodoista.

NYKYINEN LÄMMITYSTAPA	SUOMI			MUUTOS MAALÄMMÖKSI
	PIENTALOT	CASE -ALUEET PIENTALOT	KÄYTTÖPAIKAT	
<b>KAUKOLÄMPÖ</b>	6 %	0 %	0 %	0 %
<b>KAASU</b>	2 %	0 %	0 %	39.8 %
<b>SUORA SÄHKÖ</b>	35 %	46 %	38 %	2.3 %
<b>VARAAVA SÄHKÖ</b>	8 %	3 %	2 %	50 %
<b>ÖLJYLÄMMITYKSET</b>	17 %	10 %	8 %	58.4 %
<b>PUU</b>	21 %	36 %	49 %	3.8 %
<b>MAALÄMPÖ</b>	<b>11 %</b>	<b>4 %</b>	<b>3 %</b>	-

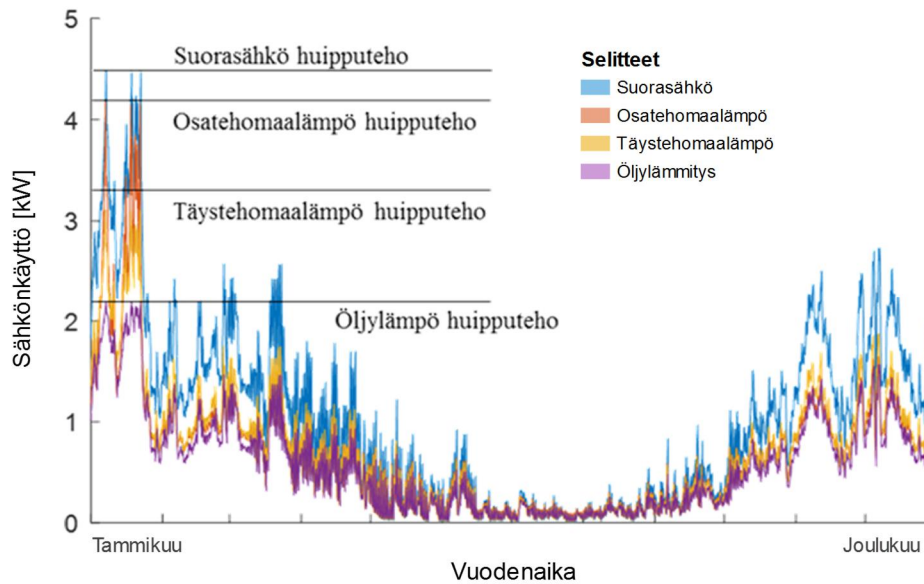
Lämmitystapamuutosten mallintamisessa on tärkeää tunnistaa nykyinen kiinteistön lämmitysmuoto, sillä se määrittää pitkälti sen, minkälainen muutos sähkönkäyttöpaikan nykyiseen sähkönkäyttöön muodostuu. Mikäli käyttöpaikan sähkön kulutus pitää sisällään sähkölämmitystä, on ensin pyrittävä arvioimaan sähkölämmityksen osuus, jotta voidaan arvioida muutoksen jälkeen toteutuva sähköntarve esimerkiksi maalämpöjärjestelmän käyttöönoton myötä. Jos taas käyttöpaikan sähkönkulutus ei nykyisellään sisällä lämmityssähköä, on arvioitava minkä suuruinen sähköntarpeen lisäys kyseiseen käyttöpaikkaan kohdistuu. Tämän selvittämiseksi olisi hyvä tuntea joitakin kiinteistöön liittyviä parametreja, joiden perusteella lämmityssähkön tarvetta voidaan arvioida (esimerkiksi rakennuksen pinta-ala), koska esimerkiksi öljylämmitteisen käyttöpaikan kohdalla ei todennäköisesti tiedetä aiemmin lämmitykseen käytetyn energian määrää.

Kuva 2.16 esittää erään sähkölämmitteisen käyttöpaikan sähkönkäytön sekä käyttöpaikan arvioidun lämmityssähkön osuuden vuoden mittaisen ajanjakson aikana.



Kuva 2.16. Esimerkkitilausaineisto sähkökäytöstä, jolla on vahva riippuvuus ulkolämpötilaan.

Kuva 2.17 esittää arviot vuotuisesta sähkökäyttöprofiilista eri lämmitysjärjestelmille. Sähkökäyttöprofiilit on muodostettu AMR-mittausten perusteella hyödyntäen lisäksi sähkökäyttöpaikkojen rakennustietoja (esimerkiksi tieto kiinteistön lämmitysjärjestelmästä). Kuvasta voidaan havaita, että eri lämmitysjärjestelmien sähkökäyttö vaihtelee voimakkaasti. Esimerkiksi suoran sähkölämmityksen sähkönkulutus on merkittävästi öljylämmityksen sähkökäyttöä suurempi. Myös öljylämmityksen kohdalla havaitaan sähkökäytön kasvavan jonkin verran talvikuukausina. Tämä on seurausta jonkinasteisesta riippuvuudesta ulkolämpötilaan ja sitä kautta lämmitystarpeeseen, vaikka pelkästään öljyllä lämmityssä kiinteistössä ei pitäisi lämmityssähköä juuri kulua. Tämä voi johtua useastakin syystä kuten kosteiden tilojen sähköisestä lattialämmityksestä, sähköisestä tuloilman esi- tai jälkilämmityksestä, autojen sähköisestä esilämmityksestä tai korkeammasta sähkölaitteiden käyttöasteesta kylmällä säällä. Lisäksi on mahdollista, että tarkasteluun on päätenyt myös sellaisia öljylämmitykseksi merkittyjä käyttöpaikkoja, jotka lämpenevät nykyisin pääasiassa öljykattilan sähkövastuksilla tai ilmalämpöpumpulla.



Kuva 2.17. Esimerkkiarvio sähkön tarpeesta eri lämmitysmuodoissa. (Haakana 2018)

## 2.6 Ilmastonmuutos

Ilmastomuutoksella arvioidaan olevan vaikutuksia sähköverkkotoimintaan mm. sähkön kysynnän, verkostosuunnittelun, verkon rakentamisen ja operoinnin näkökulmasta. Ilmastonmuutos lämmittää pitkällä aikavälillä maapallon lämpötilaa. Esimerkiksi mittausten mukaan maapallon keskilämpötila on kasvanut vuodesta 1880 vuoteen 2010 mennessä  $0,85\text{ }^{\circ}\text{C}$ , josta suurin kasvu ( $0,72\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) on tapahtunut viimeisen 60 vuoden aikana. Lisäksi viimeiset kolme vuosikymmentä ovat olleet lämpimämpiä kuin yksikään aiempi vuosikymmen. Tulevina vuosikymmeninä ilmaston lämpenemisen ennustetaan myös jatkuvan. Mallit ennustavat keskilämpötilan kasvavan edelleen noin  $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  kymmenessä vuodessa. (Ilmasto-opas 2018)

Ilmastonmuutoksen arvioidaan vaikuttavan Suomen ilmastoon enemmän kuin maapallolla keskimäärin. Tämä tarkoittaa, että keskilämpötila nousee enemmän kuin  $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$  kymmenessä vuodessa. Eräiden ennusteiden mukaan Suomessa lämpenemä olisi noin  $0,4\text{ }^{\circ}\text{C}$  kymmenessä vuodessa tarkoittain sen olevan vuoteen 2030 mennessä noin  $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Myös sademäärien arvioidaan kasvavan. Talvella muutokset ovat suurempia kuin kesällä.

Verkkotoiminnan näkökulmasta sähköenergian kysyntä tulee pienemään talvella johtuen talvien lämpenemisestä vähentäen rakennusten lämmitystarvetta ja kasvamaan kesäaikaan jäädytystarpeen kasvusta johtuen. Vaikka talvien keskilämpötilat kasvavat ja hyvin alhaiset lämpötilat harvinaistuvat pienentäen todennäköisesti vuosittaisia sähkökysyntähuippuja, on verkko jatkossakin tarpeen mitoittaa harvinaistenkin kylmien sääjaksojen varalle tarkoittaen, että huippukysyntä toteutuu jatkossakin pitkien kylmien jaksojen aikana. Lämpenevät talvet mahdollistavat jossakin määrin aurinkosähkön tuotannon nykyistä aiemmin keväällä, kun lumi ei

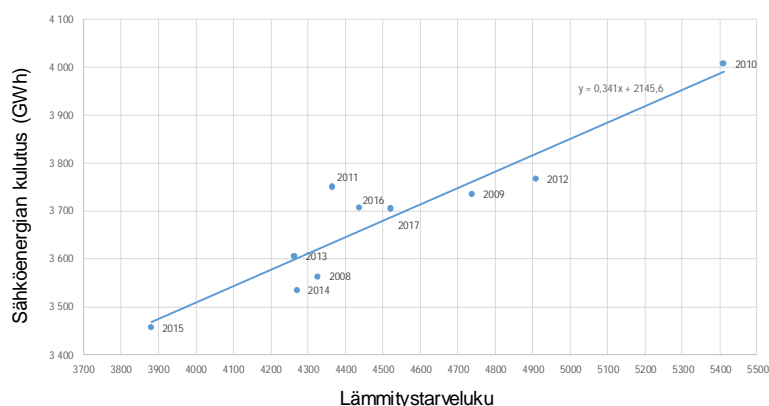
peitä aurinkopaneeleita. Kuitenkaan talviaikaan aurinkoiset päivät eivät juurikaan lisääny tarkoittaen, että aurinkosähkön potentiaalin kasvu ei ole merkittävä.

Verkkotoiminnan näkökulmasta sademäärien kasvu sekä roudan väheneminen vaikuttavat siten, että vuotuinen maanrakennusaika pitenee, jolloin verkkoa voidaan rakentaa tehokkaasti jopa ympäri vuoden. Toisaalta maaperän ollessa märkä ja roudan puuttuessa puut ovat alttiimpia kaatumaan lumikuormien ja myrskyjen seurauksena. Tällöin perinteisillä ilmajohtoilla vikojen mahdollisuus kasvaa, mikäli tätä ei pystytä ottamaan huomioon ennakoivassa kunnossapidossa tai leventämään johtokatuja siten, etteivät kaatuvat tai taipuvat puut yllä sähköjohtoille.

Myrskytuulten arvioitu voimistuminen tulee vaikuttamaan ilmajohtoverkon vikaantumiseen siten, että nykyiset ilmajohtoverkot tulevat vikaantumaan herkemmin. Tämä korostaa tarvetta panostaa jatkossakin ennakoivaan kunnossapitoon ilmajohtoverkkojen osalta, missä johtokatuja reuna-alueilta poistetaan riskipuita. Lisäksi sähkönjakelun toimitusvarmuustavoitteen toteutuminen myrskyjen voimistuessa tulee ottaa huomioon pitkän aikavälin verkon suunnittelussa.

Edellä mainittujen ilmiöiden lisäksi Itämeren pinnankorkeuden arvioidaan nousevan ja jääpeitteen supistuvan. Meriveden pinnankorkeuden nousu voi vaikuttaa verkkokomponenttien (esim. jakelumuuntamoiden) sijoitteluun ja rakenteeseen rannikkoalueilla.

Kuva 2.18 esittää riippuvuuden lämmitystarveluvun sekä sähköenergian kulutuksen välillä. Sähköenergian kulutukset ovat vuosien 2008–17 ajalta asumisen ja maatalouden sähköenergiat R4-yhtiöiden alueiden kuntien alueilta. Lämmitystarveluku voidaan määrittää Ilmatieteenlaitoksen sääasemien aineistosta. Sähkönkäytön lämpötilariippuvuuden ja ennustetun ilmaston lämpenemisen mukaan voidaan määrittää sähkönkäytön muutos seuraaville vuosille. Esimerkiksi Suomeen ennustetulla 0,5 °C lämpenemällä sähkön käyttö tulee pieneneään R4-yhtiöiden alueella keskimäärin 1,7 % nykyisestä tarkastellulla asumisen ja maatalouden sektorilla.



	Muutos sähkön käytössä (%)		
	+ 2 °C	+ 1 °C	+ 0.5 °C
JSE	-7.1 %	-3.5 %	-1.8 %
KSOY-V	-7.8 %	-3.9 %	-2.0 %
PKSS	-6.2 %	-3.1 %	-1.5 %
SVV	-7.3 %	-3.7 %	-1.8 %
Case-yhtiöt	-6.7 %	-3.4 %	-1.7 %

Kuva 2.18. Astepäiväluvun sekä asumisen ja maatalouden sähköenergiankulutuksen vaihtelu 2008–17 case-yhtiöiden alueella sekä eri keskilämpötilojen nousua vasten arvioitu yhtiökohtainen muutos sähkön käytössä (Energiateollisuus 2018, Ilmatieteenlaitos 2018).



## 2.7 Yhteenveto muutostekijöistä

Toimialan kehittymistä muokkaavat monet muutostekijät. Sähkön kysynnässä erityisesti liikenteen sähköistyminen, pientuotannon lisääntyminen ja erilaiset kiinteistöjen energiatehokkuuteen tähtäävät toimenpiteet tulevat näkymään yhä voimakkaammin sähkön kysynnässä. Vaikka taantuville alueille kohdistuva asiakaskato ei välttämättä näy alueellisissa sähkönkäyttömäärissä, näyttäytyy se liittymien irtisanomisina. Liittymien kokonaismäärän kehitys ei välttämättä ole negatiivinen erityisesti alueilla, joissa on potentiaalia vapaa-ajan asuntojen lisääntymiselle ja sähköistyksille. Kiinteistöjen energiatehokkuuden aiheuttama vaikutus sähkön kysyntään riippuu vahvasti siitä, minkälaisia lämmitysjärjestelmäsaneerauksia pientaloissa toteutetaan. Kiinteistöjen sähköntarpeeseen vaikuttaa myös se, minkälainen käyttötarkoitus väestökadon myötä jääville tyhjille kiinteistölle jää eli esimerkiksi se, lämmitetäänkö kiinteistöjä ympärivuotisesti. Toistaiseksi heikosti tilastoissa näkynyt vähenevän väestömäärän ja sähkön käytön välinen riippuvuus tulee todennäköisesti tulevaisuudessa näkymään vahvemmin, mikäli taantuvien alueiden väestökatoennusteet toteutuvat ennustetussa laajuudessaan.

Uusiutuvan sähköntuotannon lisäämiseen tähtäävät tavoitteet näkyvät aurinkosähköjärjestelmien yleistymisenä myös haja-asutusalueilla. Toistaiseksi määrä on sähkön siirron kokonaisvolyymiin nähden marginaalinen, mutta pienasiakkaalla tuotantoteho voi ajoittain helpostikin ylittää oman sähkön tarpeen ja tehoa alkaa siirtyä käyttöpaikalta jakeluverkkoon päin. Tehot ovat pienasiakkaiden talviajankohtien huippukulutuslukemiin ja liittymän sulakekokoon verrattuna vielä maltillisia, mutta jatkossa aurinkosähköjärjestelmien yleistyessä tuotannon samanaikaisuus samalla alueella voi johtaa summautuessaan eri verkonosien ylikuormittumiseen tai ei-toivottuihin ilmiöihin jännitteenlaadussa.

Päästöjen pienenemiseen tähtäävä liikenteen sähköistäminen näkyy sähköautojen ja ladattavien hybridien yleistymisenä. Tämä näkyy sähkön kysynnän kasvuna niin sähköenergian kuin tehonkin näkökulmasta. Vaikutuksen voimakkuuteen vaikuttaa erityisesti sähköautojen määrä sekä myös tehon osalta autojen latausjärjestelyt ja latauksen ajoittuminen.

Lämmitystapamuutosten osalta vaikutus voi olla paikallisesti sekä sähköenergian että –tehon käyttöä lisäävä tai pienentävä riippuen siitä, minkä tyyppisiä lämmitysjärjestelmiä korvataan uusilla tulevaisuuden lämmitysjärjestelmillä. Öljy- ja puulämmitysjärjestelmien maalämpökonversioiden kohdalla muutos on usein sähkön käyttöä lisäävä.

Ilmastonmuutos tulee myös vaikuttamaan osaltaan sähkön kysyntään. Vaikutus tulee näkymään kuitenkin lähinnä laskuna sähköenergian vuosittaisessa kysynnässä keskimääräisen ulkoilman lämpötilan kasvun myötä. Vaikka keskilämpötilat nousevat, tulee jatkossakin kylmiä ajanjaksoja

tarkoittaen, että huipputehon kysynnässä ei oletettavasti ilmene vastaavaa laskua kuin sähköenergian kohdalla.

Taulukossa 2.6 esitetään keskeisimpien muutostekijöiden ilmenemiset toimitusvarmuuden ja sähkönsiirtokapasiteetin näkökulmasta.

Taulukko 2.6. Keskeisimmät toimialaa koskevat muutostekijät ja periaatteelliset ilmenemiset toimitusvarmuuden ja sähkön siirtokapasiteetin näkökulmasta.

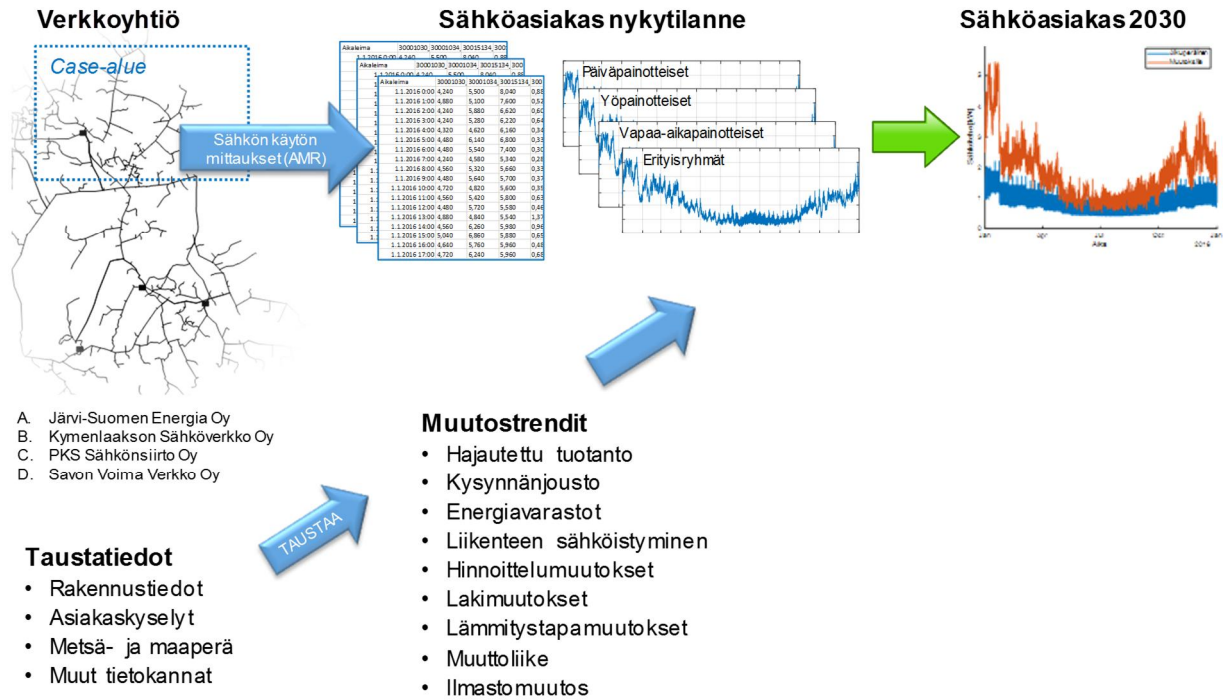
MUUTOSTEKIJÄ	TOIMITUSVARMUUS	SIIRTOKAPASITEETTI JA JÄNNITTEENLAATU
Sähkömarkkinalaki	Taajamat 6 h, haja-asutusalueet 36h.	Siirtokapasiteetissa huomioitu toimitusvarmuusvaatimuksista tulevat reunaehdot (mm. varasyöttöjärjestelyt).
Sähkön pientuotanto, DG (PV)	Ei vaikutusta pienimuotoisena. Yleistyessään voi vaikuttaa mikroverkkoratkaisuissa yhdessä energiavarastojen kanssa erityisesti vähän sähköä käyttävillä kausiasiakkailla.	Yleistyessään voi vaikuttaa erityisesti pienjänniteverkkojen ja jakelumuuntajien mitoitukseen. Yhdessä EV:n, BESS:n ja/ tai DR:n kanssa vaikutukset voivat voimistua tai heikentyä.
Lämmitystapamuutokset	Asiakkaiden lämmönsaannin sähköriippuvuus voi lisääntyä siirryttäessä uuni- tai takkalämmityksestä sähköpohjaisiin lämmitysjärjestelmiin (mm. lämpöpumppeihin perustuvat lämmitysjärjestelmät) ja kasvattaa pitkien sähkökatkojen merkittävyyttä lämmityskaudella.	Huipunkäyttöajat lyhenevät, kasvattaa siirtokapasiteetin merkitystä (kW).
Sähköautot ja ladattavat hybridit (EV)	Ei merkitystä lyhyellä aikavälillä muuten kuin siten, että pitkän katkon aikana sähköauton lataaminen ja autolla liikkuminen rajoitetumpaa. Pitkällä aikavälillä V2G ja mikrogrid-ratkaisut mahdollistavat saarekekäytön.	Voi kasvattaa huipputehoja ja aiheuttaa verkonvahvistamistarpeita, jos latausta ei ohjata älykkäästi.
Kysyntäjousto (DR)	Voi toimia sähkökatkojen aikana rajallisten (siirtokapasiteetti) varasyöttöyhteyksien käytössä (hillitään sähkön käyttöä).	Voi vaikuttaa kysyntäprofiiliin ja keskittää tai kasvattaa tehopiikkejä. Kysyntäjouston negatiivisia verkkovaikutuksia voidaan hillitä esimerkiksi tehotariffiratkaisuilla.
Energian varastointi (BESS)	Voi toimia yleistyessään ja tekniikan kehittyessä (mikro/nanoverkkoratkaisut) saarekekäyttöratkaisuna.	Voi vaikuttaa sähkön kysyntäprofiiliin ja pienentää tai kasvattaa tehopiikkejä varastojen käyttölähtökohdista riippuen (PV, spot, tehohinnoittelu, DR).
Energiapolitiikka		Kannustimet energian säästöön, pientuotannon lisäämiseen → siirrettävät tehot (kW) säilyvät entisellään tai kasvavat, energia (kWh) pienenee.
Tekniikan yleinen kehittyminen	Toimitusvarmuuden (lyhyet ja pitkät katkot) takaaminen asiakaspaässä erilaisin mikroverko/nanoverkkoratkaisuin (DG, BESS, LVDC).	Voi vaikuttaa siirtokapasiteetin tehokkaampaan käyttöön (huipunkäyttöaikojen kasvattaminen) esim. LVDC, mikroverkkoratkaisut, BESS, EV.
Siirron hinnoittelu	Toimitusvarmuusvaatimuksiin pääseminen hinnoittelua kehittämällä, esim. laajojen katkojen aikana erillishinnoittelu ohjaamaan sähkönkäyttöä.	Voidaan vaikuttaa siirtokapasiteetin tehokkaaseen käyttöön. Tavoitteena huipputehon pienentäminen ja kapasiteetti-investointien lykkääminen.
Maaseudun autoituminen, sähkökäyttöpaikkojen väheneminen	Toimitusvarmuuden toteuttamiseen kannustimet 'kevyimmille' ratkaisuille ja verkkosaneerausten hallitulle lykkäämiselle.	Siirtokapasiteetin tarve pienenee (jakelumuuntajat, pj-johdot). Kannustin saneerausten hallitulle lykkäämiselle, muutostekijöiden kehittymisen seuraamiselle ja tällä tavoin verkon oikealle mitoittamiselle olemassa.
Ilmastomuutos	Sademäärän kasvu ja roudan väheneminen voi lisätä puiden kaatumisia johdolle.	Mikäli kylmiä ääriämpötiloja ilmenee vielä jatkossakin, ei siirtokapasiteettiä voidane keventää vaikka keskilämpötila nousisikin.
Väestömuutos ja asiakaskato	Mikäli väestön väheneminen ja liittyvien irtisanominen pystytään ennakoimaan nykyistä paremmin, voidaan tämä huomioida saneerausten kohdistamisessa ja tekniiikkavaliinnoissa.	Mikäli väestön väheneminen ja liittyvien irtisanominen pystytään ennakoimaan nykyistä paremmin, voidaan tämä huomioida mahdollisuuksien mukaan verkon mitoitusperiaatteissa ja saneerauskohteiden priorisoinnissa.

### 3 Sähkön kysyntä 2030

Yhteiskunnassa ja toimialalla on tapahtumassa muutostrendejä, jotka voivat vaikuttaa merkittävästi alueelliseen sähkönkäyttöön. Yhteistä muutostekijöille on, että sähköenergian ja -tehon keskinäinen suhde on muuttumassa siten että energian painoarvo on pienemässä ja tehon osuus kasvamassa. Tämä kehitys on kriittinen tulevaisuuden sähköverkon mitoittamisessa. Siksi sähkönkäytössä tapahtuvat muutokset on pystyttävä ennakoimaan ja ne on huomioitava oikealla tavalla verkkojen suunnittelussa ja operoinnissa sekä laajemmin koko omaisuudenhallinnassa.

Pienasiakkaiden sähkön käytössä tapahtuvia muutoksia on arvioitava usein eri lähestymistavoin. Yksi konkreettisimmista tavoista on suora yhteydenotto sähkönkäyttäjiiin. Tutkimushankkeessa on järjestetty asiakashaastattelu yhteensä 800 sähkönkäyttäjälle. Tavoitteena haastattelulla on ollut saada mahdollisimman luotettava ja yksityiskohtainen käsitys nykyisestä sähkönkäytöllisistä lähtökohdista sekä siitä, miten asiakkaat näkevät tulevaisuuden kehitysnäkymät esimerkiksi energiatehokkuusinvestointeja ja pientuotantoa koskien. Kysely on kohdistettu maantieteellisesti ja nykyisen sähköverkon näkökulmasta alueelle, jota käytetään laajemminkin hankkeen eri analyyseissä. Kyselyn avulla saadaan käsitys siitä, miten hyvin asiakkaan itsensä antama tieto esimerkiksi lämmitystavasta vastaa kansallisen VRK-aineistoa. Tällä tavoin pystytään arvioimaan eri aineistojen luotettavuutta ja käytettävyyttä. Kyselyssä tiedusteltiin kiinteistön lämmitysjärjestelmän lisäksi mm. rakennusten ikää, asukasmäärää ja saunan lämmitystyyppiä. Kaikilla näillä taustatiedoilla voidaan olettaa olevan vaikutusta sähkön käytön määrään ja profiiliin sekä siihen, minkälaisia energiankäytöllisiä muutoksia asiakkaalla on odotettavissa lähitulevaisuudessa.

Asiakashaastattelun lisäksi hankkeessa järjestettiin erillinen web-pohjainen kysely aurinkosähköjärjestelmän hankkineille asiakkaille. R4-yhtiöissä järjestelmän hankkineita oli kyselyn käynnistämishetkellä yhteensä noin 800, joista vastaukset saatiin noin 200 järjestelmän hankkineelta asiakkaalta. Kyselyssä tiedusteltiin teknisen ratkaisun lisäksi järjestelmään liittyviä kokemuksia ja näkemyksiä mm. mahdollisen sähköauton ja energiavaraston hankkimiseen liittyen. Tutkimusprosessin kulku on havainnollistettu kuvassa 3.1.



Kuva 3.1. Sähkön kysyntään 2030 vastaavan tutkimuksen pelkistetty prosessikaavio.

Kysynnän volyymien ja profiilin selvittämiseksi ja verkkovaikutusten analysoimiseksi tutkimushankkeessa on käsitelty todellisia jakeluverkkokokonaisuuksia ja asiakaskuormia usealta eri alueelta. Kaikki alueet edustavat harvaanasuttuja seutuja.

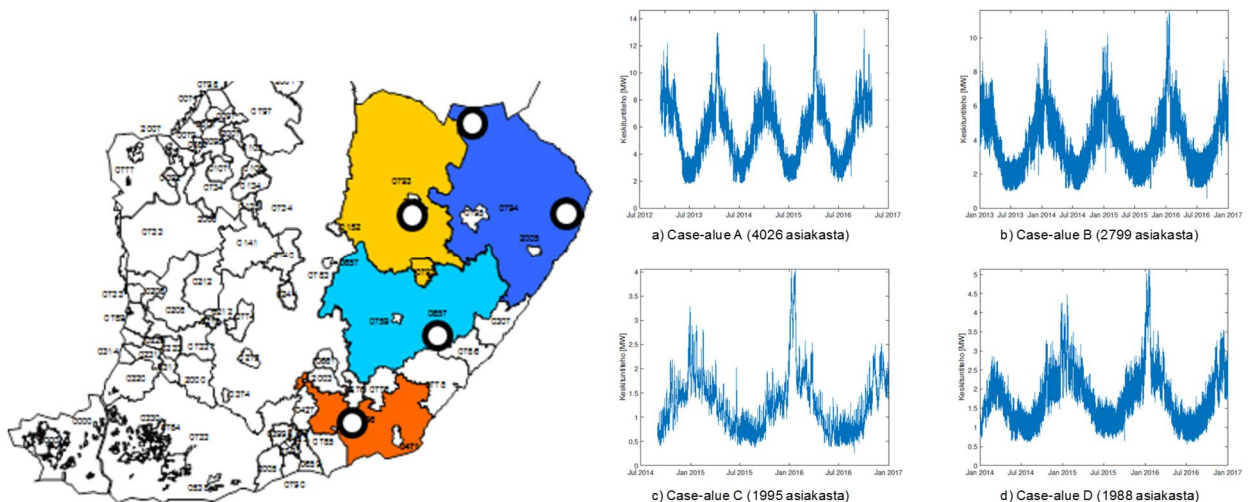
Tämän luvun ensimmäisessä vaiheessa tarkastellaan sähkön nykyistä käyttöä case-alueilla ja eri aineistojen yleistä paikkansapitävyyttä. Toisessa vaiheessa arvioidaan, millä tavoin luvussa 2 esitetyt muutostekijät vaikuttavat asiakasvolyyymiin, sähkön tarpeeseen ja kuormitusprofiileihin case-alueilla.



Kuva 3.2. Periaate sähkökäyttötietojen päivittämisestä tulevaisuuden muutostekijöiden vaikutusten ymmärtämisessä.

### 3.1 Sähkökäyttäjä ja sähkökäyttö - nykyhetki

Haja-asutusalueiden sähkökäyttö eroaa merkittävästi kaupunkien ja taajamien sähkökäytöstä. Tutkimuksen ensimmäisessä vaiheessa on analysoitu harvaanasuttujen seutujen nykyistä sähkön käyttöä tarkastelemalla yhteensä yli 10 000 sähkökäyttöpaikan eli asiakkaan muodostamaa kokonaisuutta. Asiakkaat sijoittuvat neljän eri verkkoyhtiön alueelle kuvan (Kuva 3.3) mukaisesti. Keskeisessä roolissa nykyisen sähkön käytön analysoinnissa ovat etälueuttavilta kuormitusmittareilta (AMR-mittarit) saatavat asiakaskohtaiset tuntilukemat. Alueesta riippuen tuntitarkkuudella olevia asiakaskohtaisia kuormitustietoja on käytettävissä 3–4 vuoden ajalta (vuodet 2014–17). Tämän lisäksi käytettävissä on ollut kuntakohtaisia väestö- ja vuosienergiatietoja sekä laajempien verkkoalueiden kokonaissähkökäyttöä kuvaavia mittausaineistoja, mm. sähköasema- ja keskijännitejohtolähtötason mittauksia, jotka muodostuivat yhteensä sadoista tai tuhansista eri sähkökäyttäjistä. Sähkökäyttöpaikkojen ryhmittelyn periaatteita on esitelty diplomityössä (Viljakainen 2017).

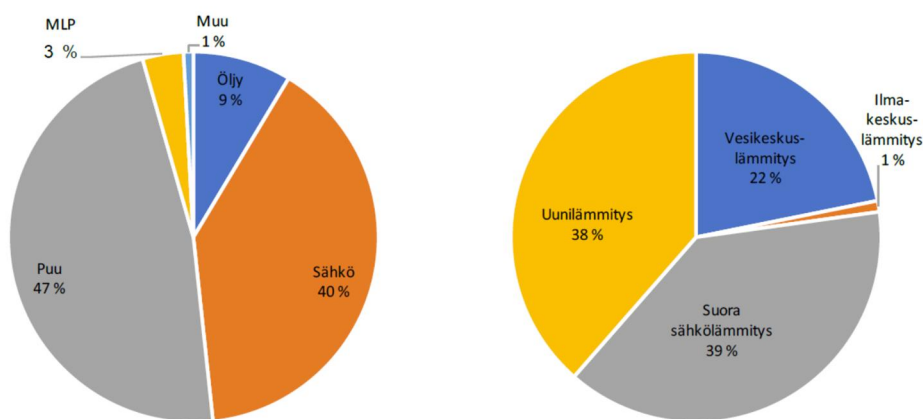


Kuva 3.3. Tutkimushankkeessa mukana olevat verkkoyhtiöt ja analysoidut verkkoalueet sekä niiden sähkön kysyntä vuosien 2012 ja 2017 välillä

Sähkön kysyntään ja verkkoihin liittyvissä analyyseissä sähkökäyttäjiä käsitellään tyypillisesti asiakasryhmittäin. Analysointiprosessin ensimmäisessä vaiheessa kuormitusaineistolle suoritettiin ryhmittely sekä käyttöpaikkaa kuvaavien taustatietojen täydentäminen. Verkkoyhtiöillä on olemassa omat asiakasluokittelut sähkökäyttöpaikoille, mutta keskenään eroavista käytännöistä johtuen tutkimuksessa haluttiin muodostaa aineistolle päivitetty, mahdollisimman ajan tasalla oleva asiakasryhmittely.

Käyttöpaikkakohtaisia tietoja on jalostettu ja täydennetty hyödyntämällä mm. rakennustietokantaa ja asiakaskyselyitä. Tällä helpotetaan tulevaisuuden muutostekijöiden kohdistamista asiakkaille, joissa muutostekijän toteutumiselle on esimerkiksi olemassa olevan lämmitystavan ja lämmönjakotavan näkökulmasta parhaimmat lähtökohdat. Väestörekisterikeskuksen (VRK)

aineistosta (Väestörekisterikeskus) havaittiin, että tarkasteltavilla alueilla puulämmitteisiä käyttöpaikkoja oli eniten. Puulämmitteisiä rakennuksia oli sekä uuni- että vesikeskuslämmityksellä varustettuna. AMR-aineiston ja asiakaskyselyn perusteella puulämmitteiseksi on merkattu myös sellaisia rakennuksia, joissa on puulämmiteinen leivinuuni tai takka sekä lisänä sähkölämmitystä. Myös lämmitystapamuutoksista johtuen VRK:n lämmitystapa luokitus ei pitänyt kaikissa tapauksissa paikkaansa. Mm. maalämpökohteita, joista saatiin tieto asiakaskyselystä, oli merkittynä rakennustietokantaan öljy- tai puulämmitteisiksi. Tämä monimutkaisti asiakkaiden luokittelua lämmitystapojen mukaan. Käyttöpaikkojen lämmitysmuotojen ja lämmönjakotapojen jakaumat ovat esitetty kuvassa (Kuva 3.4).

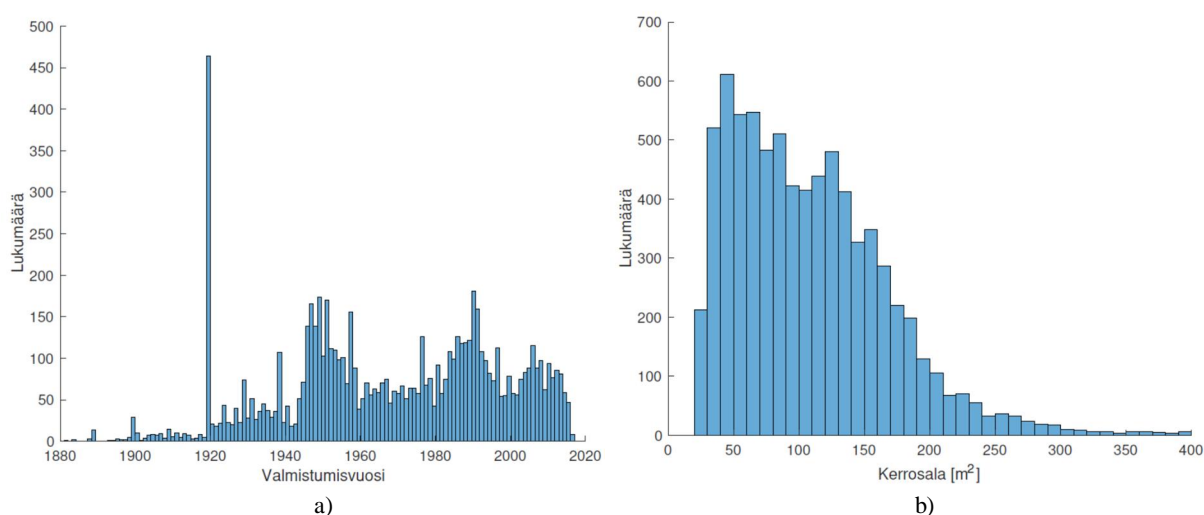


a) Lämmitysmuotojakauma

b) Lämmönjakotapajakauma

Kuva 3.4. Käyttöpaikkojen lämmityksien jakaantuminen VRK:n aineiston mukaan n = 10 800. MLP = maalämpö.

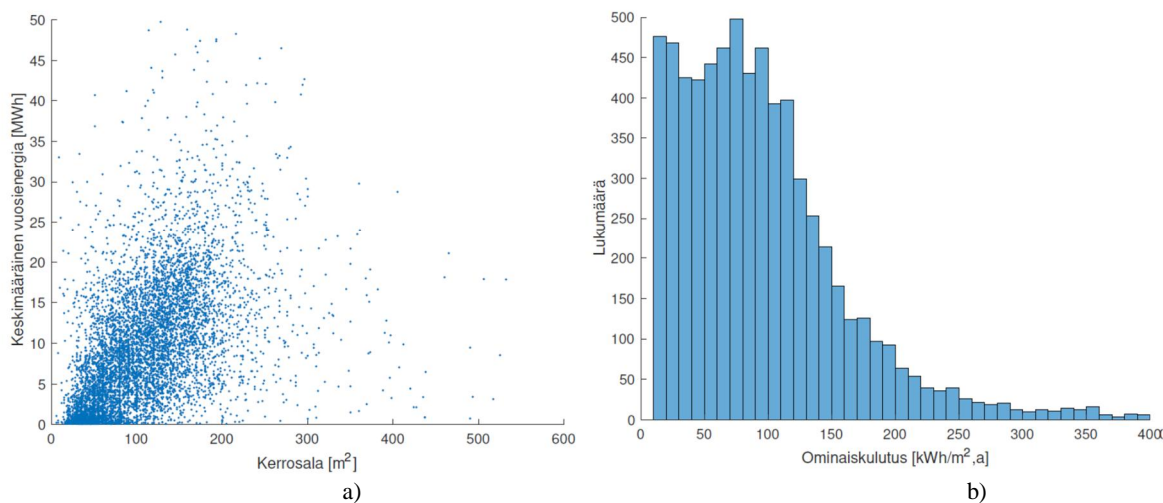
Kuva 3.5 havainnollistaa VRK:n aineiston rakennusten valmistusvuosi- ja kerrosalatietaoa.



Kuva 3.5. Käyttöpaikkojen rakennusten a) valmistusvuosi ja b) kerrosala VRK-aineiston mukaan.

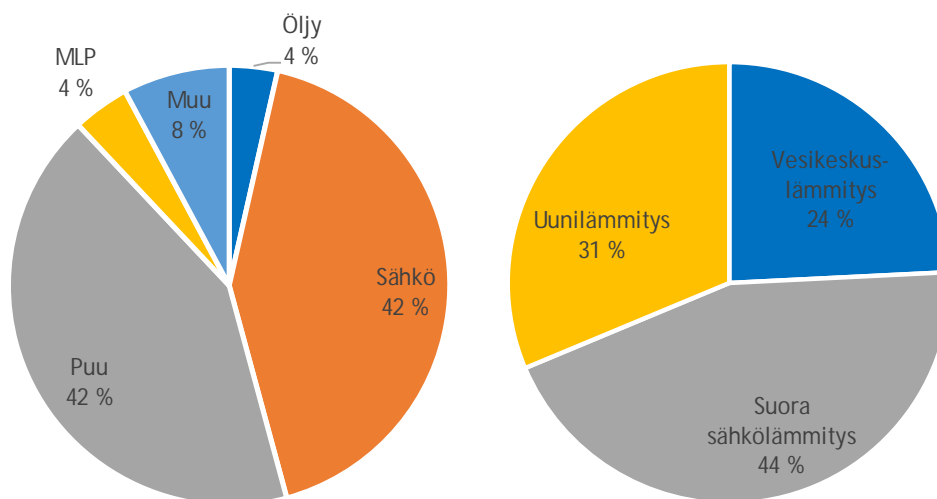
Kerätyn aineiston perusteella voidaan tarkastella esimerkiksi sitä, miten rakennusten kerrosala korreloi sähkönkäytön kanssa (Kuva 3.6). Kuten kuvasta voidaan nähdä, rakennuksen pinta-alalla ja sähköenergian tarpeella on yhteys. Haasteena kuvaajan tulkinnassa on kuitenkin eri aikakauden

rakennukset (ja niiden eristyspaksuudet) sekä lämmitystapaerot (sähkölämmitys vs. puu- tai öljylämmitys).



Kuva 3.6. a) Käyttöpaikkojen keskimääräinen vuosienenergia kerrosalan funktiona sekä b) ominaiskulutusjakauma.

Kuva 3.7 esittää asiakashaastattelujen perusteella saadut osuudet sähkökäyttöpaikkojen rakennusten lämmitysmuodoista sekä lämmönjakotavoista. Asiakaskyselyn perusteella saadut tulokset vastaavat hyvin pitkälti VRK:n aineiston mukaisia lämmitysmuotoja sekä lämmönjakotapoja (Kuva 3.4).



Kuva 3.7. Eri lämmitysmuotojen lukumäärät asiakaskyselyssä, n = 800.

Asiakkaiden ryhmittely on toteutettu AMR-aineiston pohjalta käyttämällä klusterointimenetelmää, mikä tarkoittaa alkioden tai abstraktien jakamista ryhmiin samankaltaisuuden perusteella (Jiawei et al. 2011). Klusteroitava aineisto voi periaatteessa olla mitä vain dataa, joka sisältää useita arvoja. Aineisto voi olla esimerkiksi kuvia, ohjelmakooditiedostoja tai tuntimitattua sähkönkulutusdataa, josta sähkökäyttäjät halutaan ryhmitellä saman tyyppisiin käyttäjiin (Tuononen 2006). Lopputuloksena ryhmittelyssä

muodostui viisi eri pääryhmää eri tyyppisille sähkökäyttäjille ja vaihteleva määrä alaryhmiä (Kuva 3.8).



Kuva 3.8. Asiakasryhmittelyssä muodostetut pää- ja alaryhmät sekä sähkökäyttäjien prosentuaalinen jakautuminen näihin ryhmiin.

## 3.2 Tulevaisuuden sähkön kysynnän arviointi

Tulevaisuuden sähkön kysyntään vaikuttavat useat muutostekijät ja kysynnässä on odotettavissa merkittäviä muutoksia tulevaisuudessa. Sähkön kysyntä osion toisessa vaiheessa tavoitteena on ollut selvittää sähköverkkotoimintaan liittyviä muutostekijöitä ja muodostaa vaihtoehtoisia tulevaisuudennäkymiä (skenaarioita). Keskeisimmät toimialaa ja tarkasteltavia alueita koskevat muutostekijät ja kehitystrendit on esitetty yksityiskohtaisemmin luvussa 2.

### 3.2.1 Skenaariot

Muutostekijöitä käsittelevien tausta-analyysien pohjalta on päädytty kolmeen vaihtoehtoiseen tulevaisuuden näkymään. Nämä skenaariot ja muutostekijöiden painoarvot on esitetty taulukossa 3.1.

Taulukko 3.1. Skenaariota ja tulevaisuuden muutostekijät tarkasteluissa.

MUUTOSTEKIJÄ JA SKENAARIO	BAU	VOIMAKKAAN KEHITYKSEN SKENAARIO	MALTILLISEN KEHITYKSEN SKENAARIO
Aurinkosähkö	8 % käyttöpaikoista	35 % käyttöpaikoista	4 % käyttöpaikoista
Sähköautot	7 % käyttöpaikoista	30 % käyttöpaikoista	4 % käyttöpaikoista
Lämmitystapa-muutokset	<b>Maalämpö</b> 2-9 %-yks. lisäys käyttöpaikkoihin <b>Ilmalämpö</b> 4-6 %-yks. lisäys käyttöpaikkoihin	<b>Maalämpö</b> 4-18 %-yks. lisäys käyttöpaikkoihin <b>Ilmalämpö</b> 8-12 %-yks. lisäys käyttöpaikkoihin	<b>Maalämpö</b> 1-4 %-yks. lisäys käyttöpaikkoihin <b>Ilmalämpö</b> 2-3 %-yks. lisäys käyttöpaikkoihin
Väestömuutokset	-1 %/a	-3 %/a	-0.5 %/a
Ilmastomuutos	Kansallinen arvio ilmaston lämpenemisestä ja muista vaikutuksista Lisäksi arvioidaan tavanomaista kylmempien talvien vaikutus sähkön kysyntään		

BAU-skenaariossa (Business as usual), toimintaympäristö ja muutostekijät kehittyvät yleisen näkemyksen mukaisesti. Muutostekijäkohtaiset painoarvot ja penetraatioasteet pohjautuvat osin globaaleihin, osin kansallisiin ja aluekohtaisiin ennusteisiin. Voimakkaamman kehityksen skenaariossa ennusteissa on painotettu tarkasteltavien yhtiöiden omia tilastoja ja



asiakaskyselyiden tuloksia. Kolmannessa skenaariossa muutostekijöiden on ennustettu kehittyvän nykyennusteita selvästi maltillisemmin.

Taulukko 3.2 esittää case-aluekohtaiset muutokset sähkökäytössä jaoteltuna tarkasteltuihin muutostekijöihin (aurinkosähkö, lämpöpumput ja sähköautot sekä kaikki muutostekijät yhdessä) BAU- ja voimakkaamman kehityksen skenaarioissa.

Taulukko 3.2. Case-aluekohtaiset ja muutostekijäkohtaiset suhteelliset muutokset sähkökäytössä.

	Case A	Case B	Case C	Case D	Case A	Case B	Case C	Case D
Vuosienergia ja nykyinen huipputeho	12,9	56,1	18,2	36,7	3,6	14,3	5,0	10,4
	GWh	GWh	GWh	GWh	MW	MW	MW	MW
<b>Muutostekijä (ja penetraatio)</b>	<b>Muutos energiassa v. 2030 [%]</b>				<b>Muutos huipputehossa v. 2030 [%]</b>			
<b>BAU</b> Aurinkosähkö (8 %)	-4,9	-2,3	-3,5	-2,4	0	0	0	0
Lämpöpumput (2–9 %)	-4,0	-1,8	-3,1	-2,7	-2,4	-0,6	-0,9	-0,8
Sähköautot (7 %)	+2,9	+1,4	+2,1	+1,5	+7,4	+3,4	+5,6	+1,0
<b>Muutosten yhteisvaikutus</b>	<b>-6,0</b>	<b>-2,7</b>	<b>-4,5</b>	<b>-3,6</b>	<b>+5,5</b>	<b>+2,7</b>	<b>+4,9</b>	<b>+0,2</b>
<b>+++</b> <b>Muutostekijä (ja penetraatio)</b>	<b>Muutos energiassa v. 2030 [%]</b>				<b>Muutos huipputehossa v. 2030 [%]</b>			
Aurinkosähkö (35 %)	-21,7	-10,0	-15,3	-10,7	0	0	0	0
Lämpöpumput (4–18 %)	-4,7	-2,7	-3,8	-3,8	-2,0	-1,2	-1,3	-2,3
Sähköautot (30 %)	+12,5	+5,9	+8,9	+6,2	+21,6	+10,4	+14,7	+3,8
<b>Muutosten yhteisvaikutus</b>	<b>-13,8</b>	<b>-6,9</b>	<b>-10,2</b>	<b>-8,2</b>	<b>+21,4</b>	<b>+9,2</b>	<b>+14,1</b>	<b>+1,7</b>

Taulukosta nähdään, että molemmissa skenaarioissa sekä aurinkosähköjärjestelmien että lämpöpumppujen yleistymisen vaikuttaa case-alueilla sähköenergian kysyntää pienentävästi, kun taas sähköautojen vaikutus on päinvastainen. Muutosten yhteisvaikutus on tarkasteluissa negatiivinen, eli alueellisesti sähköenergian kysyntä tulee kokonaisuudessaan vähenemään. Voimakkaamman kehityksen skenaariossa sähköenergian kysyntä tulee vähenemään noin kaksinkertaisesti verrattuna BAU-skenaarioon.

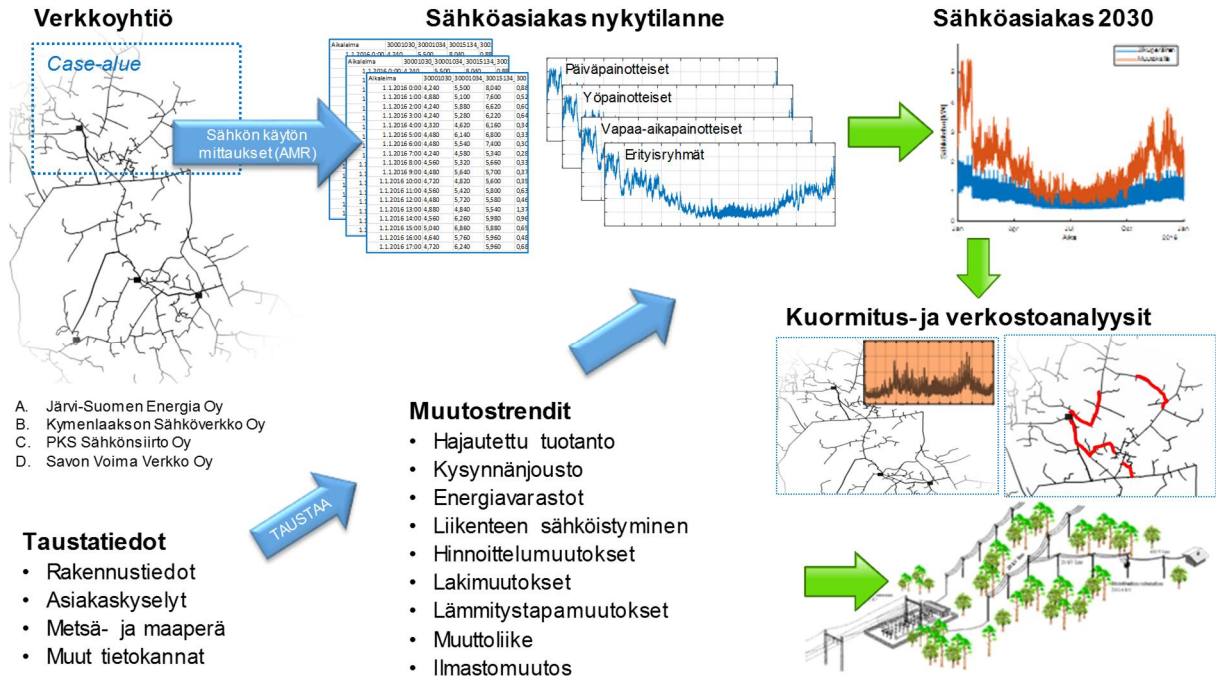
Huipputehojen osalta merkittävimmät muutokset kohdistuvat liikenteen sähköistymiseen. Aurinkosähkön tuotannon ei arvioida vaikuttavan huipputehoihin, koska nykyinen talviajan sähkökäytön huipputeho on aurinkosähkön huipputuotantotehoa suurempi eikä sydäntalven kulutushuippu pienene aurinkosähköntuotannon ajoittuessa kevät- ja kesäaikaan. Lämpöpumppujen osalta vaikutus tehoon on olematon tai hieman sitä laskeva. Ilmalämpöpumppujen osalta tulos on odotettu, koska ne eivät vähennä sähkön tarvetta huippupakkasten aikana. Maalämpöjärjestelmien osalta huipputeho pienenee sähkölämmitteisten talouksien siirtyessä maalämpöön. Öljylämmitysjärjestelmillä varustettujen kiinteistöjen lämmitysjärjestelmien vaihtuessa maalämpöön sähkön tarve kasvaa. Maalämmön lopullinen vaikutus huipputehoon riippuukin saneerattavien kiinteistöjen nykyisistä lämmitysjärjestelmistä.

Sähköautojen yleistyminen kasvattaa sähkön kysyntää ja huipputehoja. Vaikutuksen voimakkuus kuitenkin riippuu merkittävästi verkon nykyisen kuormitushuipun ajoittumisesta. Esimerkiksi case-alueilla A, B ja C nykyinen kuormitushuippu on tapahtunut alkuillasta, jolloin sähköautojen lataushuipun ennustetaan syntyvän. Tällöin huipputehojen ennustetaan kasvavan. Case-alueella D nykyinen sähkön käytön huippu ajoittuu iltaan, joka ei juuri ajoitu sähköautojen lataushuipun kanssa päällekkäin. Sähköautojen yleistymisen myötä myös tällä alueella uusi kuormitushuippu siirtyy alkuiltaan, jolloin ero entiseen huippuun on melko pieni. Kokonaisuudessaan kaikkien muutostekijöiden yhteenlaskettu muutos huipputehoon on sitä kasvattava lukuun ottamatta case-alueita D. Verrattaessa BAU- ja voimakkaan kasvun skenaarioiden osalta tehojen kasvua havaitaan, että voimakkaan kasvun skenaariossa muutokset huipputehoon voivat olla jopa 4–5 kertaiset BAU-skenaarioon verrattuna. Tietyissä olosuhteissa huipputehot voivat kasvaa jopa 20 % nykyisiin huipputehoihin verrattuna.

Yhteenvedona alueellisen sähkön kysynnän osalta voidaan todeta, että sähköverkossa siirrettävä energia tulee vähenemään, kun taas verkossa ilmenevät tehohuiput kasvavat sekä BAU- että voimakkaan kasvun skenaarioissa. Taulukossa 3.2 esitetyt arviot ulottuvat vuoteen 2030 saakka.

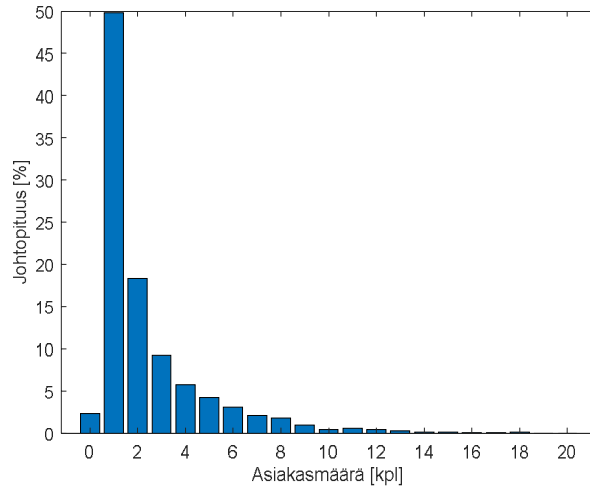
## 4 Kysynnän muutoksen vaikutukset sähköverkkoihin

Sähkönjakelulle asetetut toimitusvarmuusvaatimukset edellyttävät merkittäviä toimenpiteitä jakeluverkkoihin tulevien vuosien aikana. Taantuvilla alueilla verkon oikea mitoittaminen voi olla haasteellista useiden, osin ristiin menevien sähkön kysynnässä tapahtuvien muutosten takia. Tutkimushankkeessa on tarkasteltu kysyntämuutoksia ja niiden verkkovaikutuksia kuvan (Kuva 4.1) havainnollistamalla periaatteella.



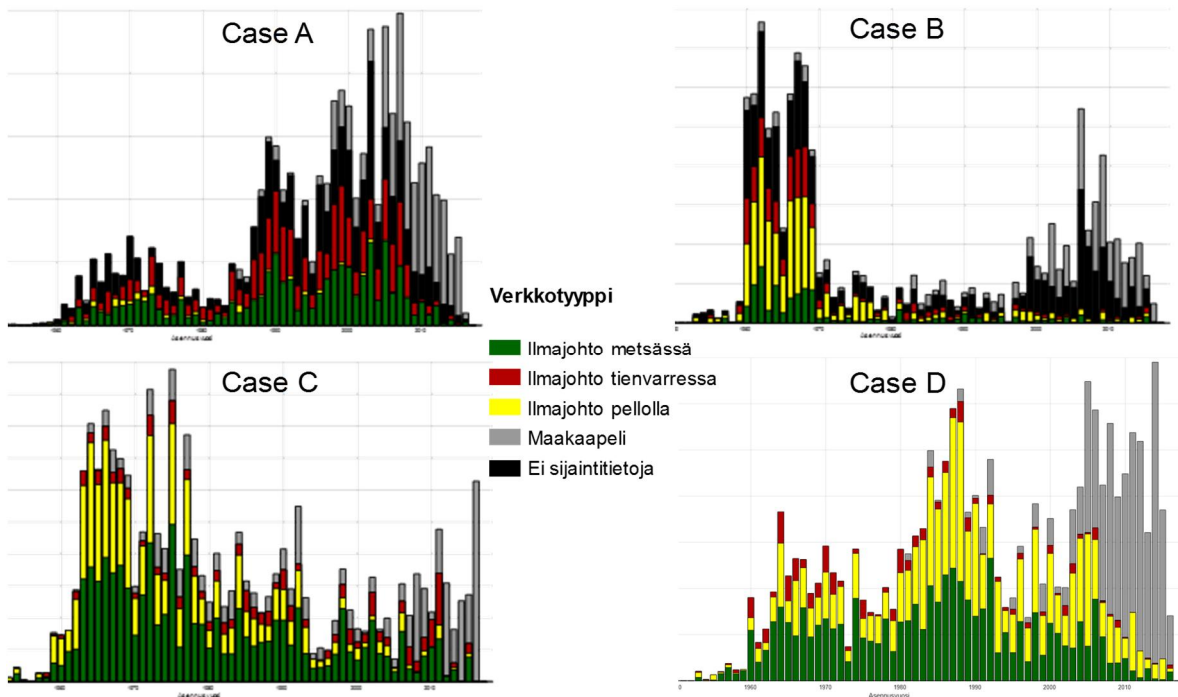
Kuva 4.1. Prosessikaavio sähkön kysynnässä tapahtuvista muutokset ja niiden verkkovaikutuksista.

Edellisessä luvussa esitettyjen analyysien perusteella erityisesti liikenteen sähköistyminen (sähköautojen lataus) voi kasvattaa haja-asutusalueiden verkkojen kuormittumista ja vaikuttaa tällä tavoin siirto- ja muuntokapasiteetin määrittämiseen. Toisaalta taantuvilla alueilla tyypillisenä ilmiönä asiakaskato voi vaikuttaa kohteiden saneerausjärjestykseen, saneeraustapaan ja mitoittamiseen. Haja-asutusalueiden pienjänniteverkoissa tällainen tilanne on yleinen. Kuva 4.2 havainnollistaa eräältä tarkastelualueelta pienjänniteverkkojen osuuksia asiakasmäärittäin jaoteltuna. Kuvasta nähdään, että merkittävä osa (tällä case-alueella noin 50 %) pienjänniteverkoista syöttää vain yhtä asiakasta. Tällöin onkin kriittistä pystyä arvioimaan asiakkaiden tulevaisuuden sähkön kysyntään liittyvät näkymät ja sitä kautta määrittämään johto-osuuksille sopiva saneerausratkaisu. Tulevaisuuden asiakasnäkökulman lisäksi saneeraussuunnittelussa on kiinnitettävä huomiota johto-osuuksien ikin, kuormitettavuuteen, jännitejäykkyyksiin, suurhäiriövarmuuteen (johdon rakenne ja sijoitusympäristö).



Kuva 4.2. Pienjänniteverkkojen kokonaismäärät case-alueella asiakasmäärittäin.

Kuva 4.3 havainnollistaa pienjänniteverkkojen ikä- ja sijaintiympäristöjakaumaa eri case-alueilla. Case-alueiden osakuvista nähdään, miten erilaiset lähtökohdat verkon rakenteen (kaapeli/ilmajohhto) ja sijainnin (metsä/tienvarsi/pelto) sekä verkon iän näkökulmasta eri alueilla on. Esimerkiksi case-alueella A verkko on melko nuorta mahdollistaen iän puolesta saneerausten lykkäämisen, muutostekijöiden seurannan ja tällä tavoin verkon turvallisemman mitoittamisen pitkällä aikavälillä, kun eri muutostekijöiden yleistymiset ja tehovaikutukset ovat paremmin tiedossa. Toisaalta, mikäli toimitusvarmuusvaatimukset edellyttävät merkittäviä saneerauksia myös pienjänniteverkkoissa, saatetaan joutua saneeraamaan verkkoa kesken käyttööän.



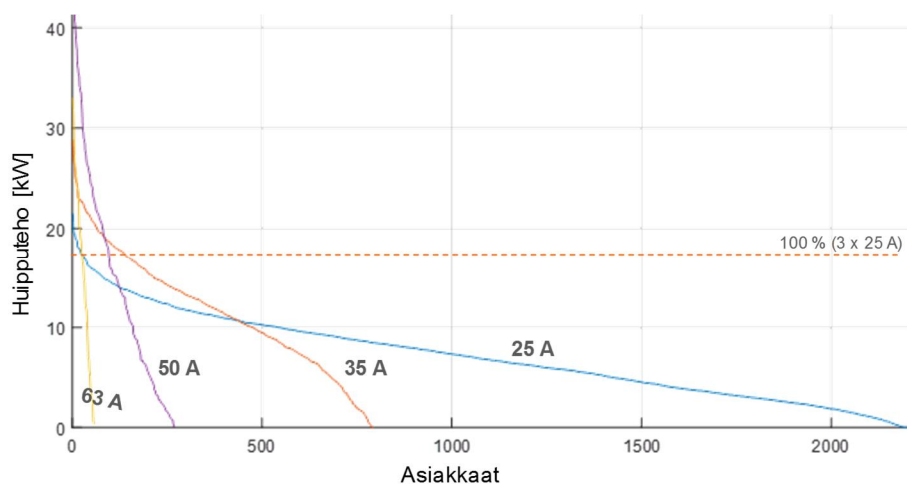
Kuva 4.3. Pienjänniteverkkojen iät, rakenteet ja sijaintiolosuhteet eri case-alueilla.

Case-alueilla B ja C merkittävä osa pienjänniteverkosta on ikääntynyttä. Ratkaisu saneerauksesta tai saneeraamatta jättämisestä onkin tehtävä nopeasti ja haasteena on, onko tässä tilanteessa riittävästi tietoa päätöksenteon tueksi.

Verkon saneerausjärjestyksen määrittämisessä pitäisikin huomioida hallittuna lykkäämisenä verkonosat, joissa liittymäirtisanomiset ovat lähivuosina mahdollisia. Olosuhteista ja olemassa olevasta verkkoinfrastruktuurista riippuen tällainen saneerausten priorisointi ei ole aina välttämättä mahdollista.

#### 4.1 Jakeluverkkojen kuormittuminen

Tulevaisuuden muutostekijät näyttäytyvät erityisesti kuormitusprofiilien ja huipputehojen muuttumisina. Keskeinen kysymys on, miten nykyinen jakeluverkko kestää kuormittumisen näkökulmasta eri muutostekijät ja -skenaariot. Verkon kuormittumisia on tarkasteltu yksityiskohtaisemmin erillisessä diplomityössä (Silventoinen 2018). Kuva 4.4 esittää erään case-alueen asiakkaiden huipputehot käyttöpaikan sulakekoon mukaan ryhmiteltynä. Kuvasta nähdään, että esimerkiksi sulakekoon 3x25 A käyttöpaikoilla tuntitehot jäävät huippukuorman aikana selvästi alle sulakekoon mahdollistaman jatkuvan tehon (noin 17 kW).

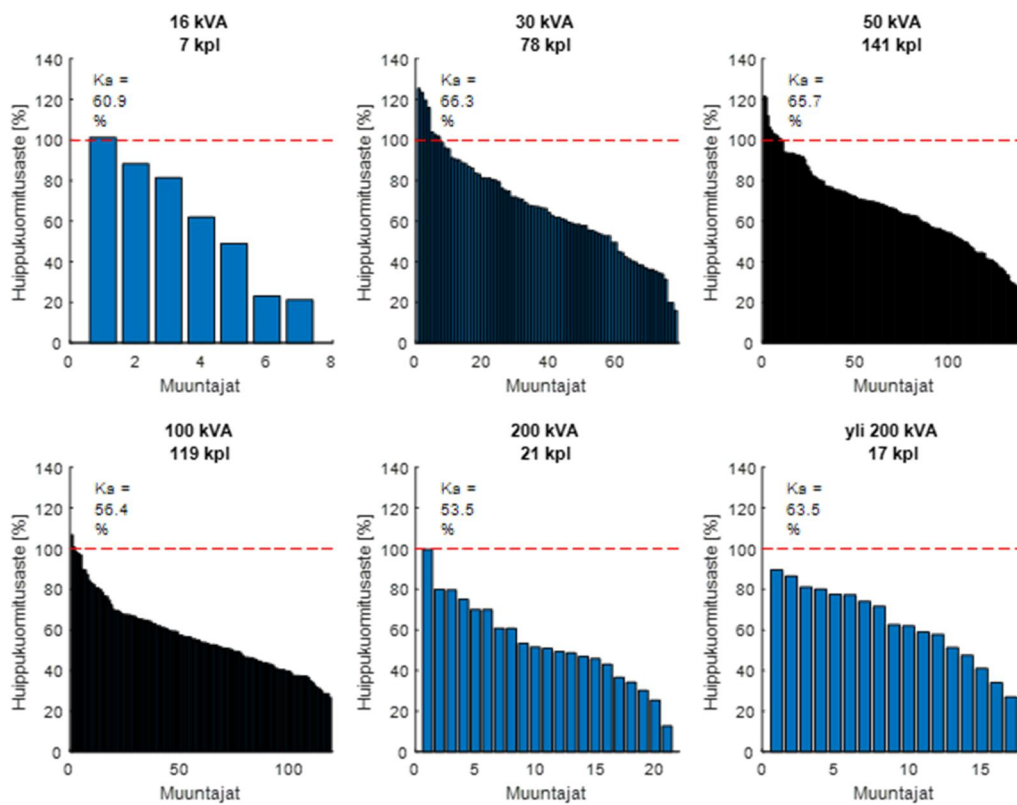


Kuva 4.4. Suurimmat tuntitehot käyttöpaikoilla eri sulakekoissa eräällä esimerkkialueella.

Tulevaisuuden muutostekijöitä, esimerkiksi sähköautojen latausta ajatellen, liittymäpisteiden nykyinen sähkönkäyttö näyttää mahdollistavan huipputehojen kasvun. Toisaalta, kuvan esittämä jakauma ei vielä paljasta tunnin sisällä tapahtuvia nopeampia ja lyhytaikaisempia tehomuutoksia, joilla voi olla haitallisia vaikutuksia esimerkiksi jännitteen laadun suhteen.

Kuva 4.5 esittää verkon nykytilanteen jakelumuntajamäärän ja nykyisen kuormittumisen suhteen eräällä case-alueella. Huipputehot on määritetty muuntajien taakse kytkeytyvien pienjänniteasiakkaiden AMR-mitattujen tuntitehojen summatietojen kautta. Kuvasta nähdään, että

muuntajakonekohtaiset keskimääräiset kuormitusasteet ovat melko maltillisia (53–65 %) mahdollistaen huipputehojen kasvun myös jakelumuuntajilla.



Kuva 4.5. Jakelumuuntajien nykyiset kuormitusasteet eräällä case-alueella.

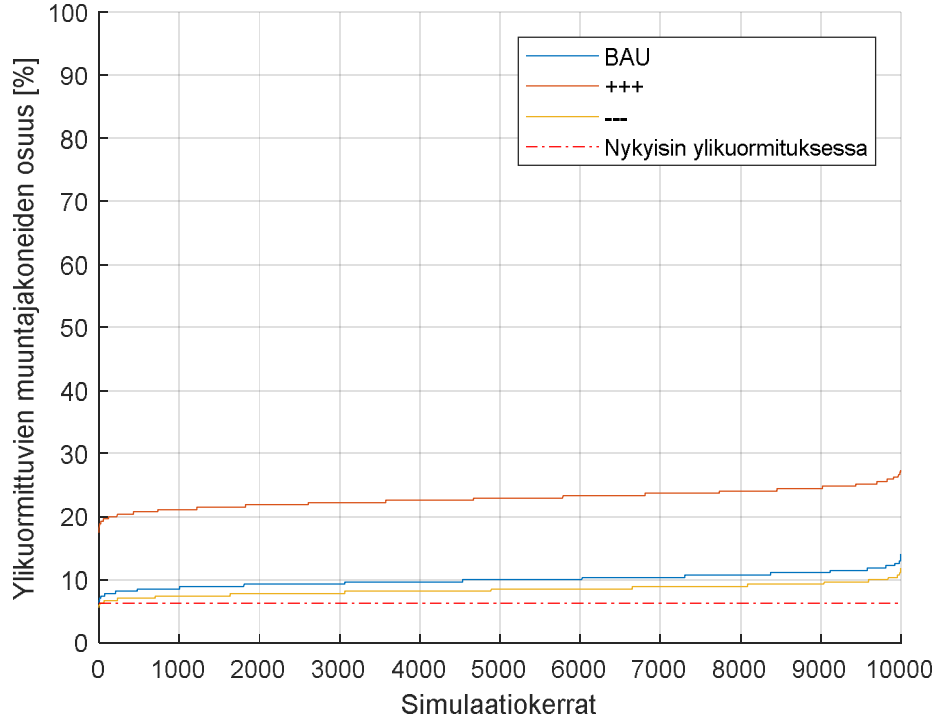
## 4.2 Verkko vaikutukset 2030

Useat muutostekijät tulevat vaikuttamaan tulevaisuuden sähkön kysyntäprofileihin. Muutosilmidiöiden yleistymisvoimakkuuksien lisäksi nykyisen jakeluverkon kuormitusasteet ja mitoitusperiaatteet vaikuttavat lopulta siihen, onko verkon ylikuormittumiselle riskiä. Taulukko 4.1 kokoaa tulokset muutostekijöiden verkkovaikutuksista yleisellä tasolla. Taulukossa on lisäksi esitetty näkemykset siirtohinnoittelun (teho hinnoittelun) mahdollisista vaikutuksista muiden muutostekijöiden hillitsijänä.

Taulukko 4.1 Muutostekijöiden vaikutukset eri verkkotasossa.

	Sähköautot	Pientuotanto	Lämpöpumput	Väestömuutos	Siirtohinnoittelu	
<b>Liittymä</b> P (kW) U (V, %)	Nykyinen liittymäkaista riittää, kun asiakas valitsee latauslaitteiston ja -ajankohdan muun kuormituksen huomioiden	Nykyinen liittymäkaista riittää, kun asiakas huomioi sen laitteistokoon valinnassa	Nykyinen liittymäkaista riittää, kun asiakas huomioi sen laitteistokoon ja -tyypin valinnassa	Merkittävä osa pj-verkoista (50–60 % case-alueella) syöttää vain yhtä asiakasta. Saneerauksen yhteydessä selvítettävä, voidaanko mahdollinen sähkönkäytön hiipuminen huomioida saneerauksessa	Luo kannusteen asiakkaalle välttää oman huipputehon kasvua (esimerkiksi sähköautojen lataustehon optimointi tai aurinkosähköjärjestelmän mitoitus)	
	Jännitejäykkyys (minimi oikosulkuvirta) varmistettava latauslaitteisto huomioiden	Jännitejäykkyys (minimi oikosulkuvirta) varmistettava laitteisto huomioiden	Jännitejäykkyys (minimi oikosulkuvirta) varmistettava laitteistokoko ja -tyyppi huomioiden			
<b>PJ-verkko</b>	Arvioitava latausten kerrostuminen nykyisen huippukuorman päälle. Johdoista 35–50% on sellaisia, jotka syöttävät useampaa kuin yhtä asiakasta.	Arvioitava asennuspotentiaali ja huipputuotantotehot eri johto-osuuksilla.				Arvioitava pitkän aikavälin vaikutukset (voidaanko huomioida kapasiteetin mitoituksessa).
<b>Jakelu-muuntaja</b>	Arvioitava latausten kerrostuminen nykyisen huippukuorman päälle. Vahvimmassa skenaariossa (+++) 20–30 % muuntajista ylikuormassa.	Arvioitava tuotannon kerrostuminen pienellä kuormituksella (+++)				
<b>KJ-verkko</b>	Arvioitava latausten kerrostuminen nykyisen huippukuorman päälle. Vahvimmassa skenaariossa (+++) huipputehot kasvavat keskimäärin 10–20 %*.	Arvioitava tuotannon kerrostuminen pienellä kuormituksella (+++)	Ei merkittävää vaikutusta			Ei merkittävää vaikutusta
<b>Pää-muuntaja</b>	Arvioitava latausten kerrostuminen nykyisen huippukuorman päälle. Vahvimmassa skenaariossa (+++) huipputehot kasvavat noin 10–15 %*.	Arvioitava tuotannon kerrostuminen pienellä kuormituksella (+++)	Ei merkittävää vaikutusta	Ei merkittävää vaikutusta	Ei merkittävää vaikutusta	

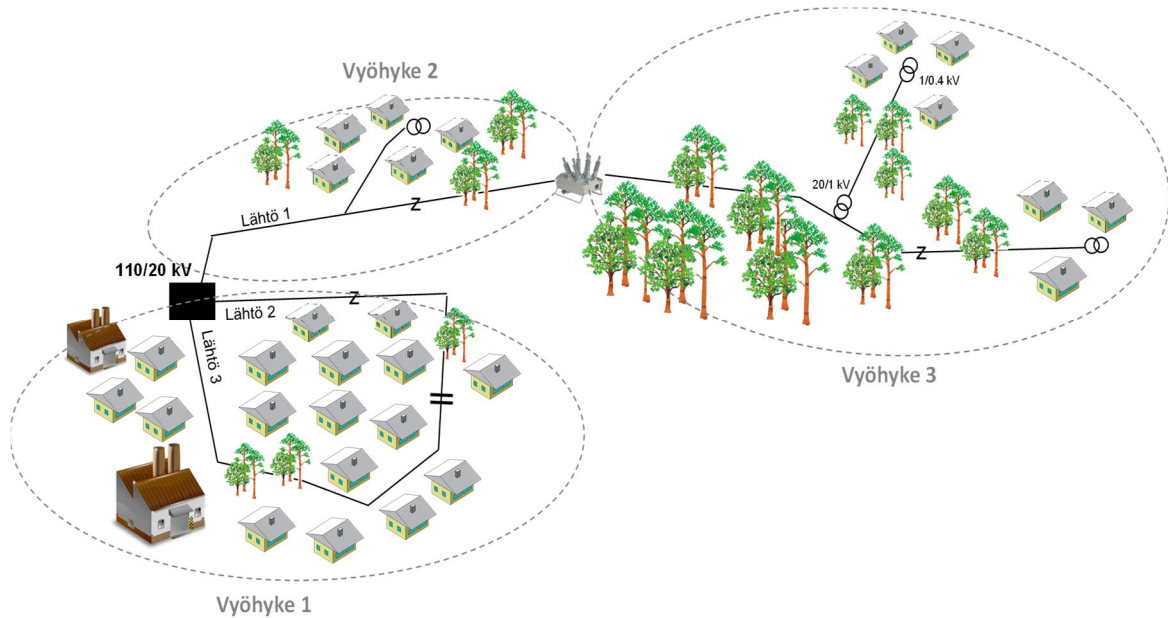
Kuva 4.6 esittää keskeisimpien muutostekijöiden vaikutukset alueen huipputehoihin jakelumuuntajilla eri yleistymisskenaarioissa. Kuvasta nähdään, että tarkasteluissa mukana olleista skenaarioista voimakkain kasvuskenaario (+++) kasvattaa merkittävästi muita skenaarioita enemmän huipputehojen myötä ylikuormittuvien jakelumuuntajien lukumäärää.



Kuva 4.6. Muutostekijöiden yhteisvaikutukset (sähköautoilu, aurinkosähkö ja lämmitystapamuutokset) jakelumuuntajien ylikuormittumiseen eri yleistymisskenaarioissa.

## 5 Elinkaaritarkastelut

Toimitusvarmuuden kehittämiseen ja lain asettamiin tavoiterajoihin voidaan päästä useilla eri vaihtoehdoilla. Seuraavassa esitellään keskeisimmät kehitysvaihtoehdot eri skenaarioita vasten ja niiden vaikutukset elinkaarikustannuksiin ja sähkön toimitusvarmuuteen. Elinkaaritarkasteluissa noudatetaan ns. vyöhykemallia (Kuva 5.1), jossa sähkönjakeluverkko jaetaan kolmeen vyöhykkeeseen. Ensimmäinen vyöhyke kattaa asemakaava-alueet eli tiheimmät asutuskeskittymät, joiden sähkönsyöttö toteutetaan maakaapeloimalla ja verkko on rakenteeltaan silmukoitu. Tämän hankkeen keskittyessä haja-asutusalueen verkkoratkaisuihin, ei ensimmäisen vyöhykkeen verkkoja ei ole käsitelty enempää. Haja-asutusalueiden asiakkaita syöttävät johtolähdöt jaetaan vyöhykkeisiin 2 ja 3. Vyöhykkeet jaetaan erilleen toisistaan keskijänniteverkkoon sijoitettavalla katkaisijalla tai kytkinasemalla, jonka etupuoli on vyöhykettä 2 ja taakse jäävät verkon osat vyöhykettä 3.



Kuva 5.1. Sähkönjakeluverkko jaettuna kolmeen vyöhykkeeseen, joista vyöhyke 1 palvelee taajamien ja asemakaava-alueiden asiakkaita, vyöhyke 2 palvelee lähellä sähköasemia sijaitsevia alueita, joilla voi olla asutus- tai kuormituskeskittymiä ja vyöhyke 3 palvelee harvaan asuttujen alueiden asiakkaita.

### 5.1 Lähtötilanne ja tarkasteluperiaatteet

Tulevaisuuden muutostekijöiden vaikutuksia ja investointitarpeita arvioidaan todellisia verkkoalueita ja asiakaskuormituksia analysoiden. Tulokset ja tarkastelut perustuvat neljään erilliseen verkkoalueeseen, jotka käsittävät yhteensä noin 11 000 asiakkaan joukon ja noin 3700 km verkkopituuden (kj+pj).



Seuraavassa on esitelty tässä hankkeessa tarkastellut sähkönjakeluverkon saneerausstrategiat:

- a) Täysimittainen jakeluverkon maakaapelointi
- b) Vyöhykeperusteinen saneeraus maakaapelointipainotteisesti
- c) Vyöhykeperusteinen saneeraus ilmajohtopainotteisesti

Tarkastelluissa saneerausstrategioissa investointien kustannuslaskenta perustuu Energiavirastoon julkaisemiin yksikköhintoihin. Maakaapeloinnin osalta keskijänniteverkon kaivukustannuksena on käytetty normaalin olosuhteen kaivuuhinnoittelua ja pienjänniteverkon kaivukustannuksena on käytetty helpon olosuhteen kaivuuhinnoittelua.

Yhteistä kaikelle strategioille on, että pienjänniteverkkojen saneeraus oletetaan toteutettavan maakaapelilla sillä oletuksella, että se on tulevaisuudessa kokonaiskustannuksiltaan edullisin sähköverkkojen rakennusmuoto. Lisäksi jakeluverkosta pyritään hyödyntämään 1 kV jakeluun soveltuvat keskijännitteiset verkonosat mahdollisimman tehokkaasti, jolloin keskijännitekaapeloinnin sijaan voidaan rakentaa verkko säävarmana pienjännitteisenä maakaapeliverkkona. Täten 400 V ja 1000 V pienjänniteverkkojen osalta verkon saneerauskustannukset ovat yhtä suuret kaikissa tarkastelluissa strategioissa.

Saneerausten kohdistaminen tarkasteltavassa verkossa toteutettu ensisijaisesti ikäperusteisesti. Mikäli ikäperusteinen saneeraus ei riitä toimitusvarmuuden takaamiseksi, kohdistetaan saneeraustoimenpiteitä lisäksi nuorempiin verkonosiin, jotka ovat myrskyille riskialttiita. Jakeluverkko on jaettu saneerausmallissa osioihin, joita käsitellään yhtenä kokonaisuutena osiossa olevan verkon keski-ään mukaan. Näin ollen elinkaaritarkasteluissa ei ole mallinnettu saneerausta yksittäisille verkon komponenteille, vaan verkon saneeraus etenee tarkoituksenmukaisina osakokonaisuuksina.

## **5.2 Tarkastelujen taustat**

### *5.2.1 Nykytila ja tavoitteet verkkojen luotettavuuden ja siirtokapasiteetin suhteen*

Tarkasteluissa lähtötilanne on, että sähkönjakeluverkkojen luotettavuus ei ole nykyisellään sillä tasolla, että kaikille asiakkaille voitaisiin taata, että sähkömarkkinalain määrittämät suurimmat sallitut sähkönjakelun keskeytysajat asemakaava-alueilla (kuusi tuntia) ja haja-asutusalueilla (36 tuntia) eivät ylity. Tarkasteluissa verkko suunnitellaan saneerattavan siten, että sähkömarkkinalain mukainen tavoitetaso (maksimi keskeytysajat eivät ylity) sähkönjakelun luotettavuudelle täyttyy määräaikaan mennessä verkoston saneeraustavasta riippumatta. Määräaikana tarkasteluissa on verkkoyhtiöstä riippuen joko vuoden 2028 tai 2036 loppu.

Siirtokapasiteetin suhteen verkko suunnitellaan siten, että verkon siirtokapasiteetti riittää myös varasyöttötilanteita silmällä pitäen.

### 5.2.2 Täysimittainen jakeluverkon maakaapelointi

Tässä vaihtoehdossa toimitusvarmuusvaatimukset pyritään varmistamaan jakeluverkon täysimääräisellä maakaapeloinnilla sekä keski- että pienjänniteverkossa. Maakaapelointi aloitetaan verkon ikääntyneimmistä osista painottaen samalla sähkönjakelun luotettavuuden kannalta haastavimpia metsäosuuksia. Saneerausmäärien ja –kohteiden suunnittelulla varmistetaan, että lain edellyttämät toimitusvarmuusvaatimukset täyttyvät määräaikaan mennessä. Verkon ei tarvitse kuitenkaan tuolloin olla täysin kaapeloitu, kunhan toimitusvarmuusvaatimukset muuten täyttyvät. Määräajan jälkeen verkon saneeraus jatkuu kaapelointitekniikalla verkon iän niin edellyttäessä.

Kaapelointisaneerauksessa nykyisen verkon ilmajohto-osuudet korvataan maakaapeleilla. Ilmajohtorakenteiset muuntamot korvataan koppimuuntamoilla. Muuntamoille suunnitellaan pääsääntöisesti rengassyöttömahdollisuus. Erityistapauksissa pitkät päättyvät johtolähtöosuudet (useita kymmeniä kilometrejä ja korkeintaan muutamia satoja kilowatteja) voidaan suunnitella syötettävän pidempiaikaisessa vikatilanteessa siirrettävällä suuremman kokoluokan varavoimakoneella (esim. 500 kVA) tai tarvittaessa muuntopiireittäin pienjänniteverkkoon liitettävillä pienemmillä varavoimakoneilla. Kaapeleiden poikkipintavalinnoissa ja jakelumuuntajien kokovalinnoissa huomioidaan mahdolliset kuormituksen kasvun vaikutukset. Lisäksi asemien väliset yhdysjohdot suunnitellaan siten, että asemien huipputeho voidaan korvata asemaviassa (esim. päämuuntajavika) yhdysjohtoja käyttäen. Kaapeliverkko myötäilee suuressa määrin olemassa olevaa tiestöä nykyisen ilmajohtoverkon sijaitessa suoraviivaisesti pääosin metsä- ja pelto-osuuksilla. Tämän seurauksena saneeratun verkon pituus kasvaa nykyisestä. Tarkastelualueille tehtyjen esimerkkitarkastelujen perusteella kaapeloitu verkko on noin 10–30 % nykyistä ilmajohtoverkkoa pidempi. Tämä lisäys on huomioitu saneerausratkaisun elinkaarikustannuksissa. Kevyiden haarajohtojen osalta 1 kV tekniikkaa sovelletaan pj-maakaapelina siellä, missä se on taloudellista.

Täysin kaapeloidulla jakeluverkkoratkaisulla saavutetaan maksimaalinen tulos suurhäiriöriskin pienenemisen näkökulmasta, mutta vaihtoehdon elinkaarikustannukset ovat suurimmat.

### 5.2.3 Vyöhykeperusteinen saneeraus ilmajohtopainotteisesti

Tässä strategiassa keskijänniteverkko saneerataan rakentamalla sähköjohdot tienvarteen pääsääntöisesti ilmajohtona ja tarvittaessa leveänä johtokatuna, mikäli kyseisen johdon puuvarmuus on taattava ja jotta lain edellyttämä toimitusvarmuusvaatimustaso täyttyy määräaikaan mennessä. Verkon saneeraus kohdistetaan ikäpainotteisesti pitoaikansa päässä oleviin verkon osiin. Verkkoon asennetaan lisäksi maastokatkaisijoita tai kytkinasemia KAH-kustannusten kannalta järkeviin paikkoihin. Pienjänniteverkko saneerataan maakaapelina, mikäli ei ole erityistä syytä rakentaa ilmajohtoverkkona. Kuormituksessa tapahtuvat muutokset ja

nykytilanteen mahdollinen heikko jännitejäykkyys (pieni vikavirta) pyritään huomioimaan erityisesti maakaapeliverkon suunnittelussa. Lisäksi uusien jakelumuuntajien kohdalla pyritään huomioimaan muutokset tulevassa sähkönkäytössä.

Johtojen tienvarteen sijoittaminen lisää keskijänniteverkon pituutta. Tämä huomioidaan verkon saneerauskustannuksissa. Samoin kuin täysmittaisessa maakaapelointistrategiassa, 1 kV tekniikkaa sovelletaan pj-maakaapelina siellä, missä se on taloudellista. Keskijänniteverkon muuntamot (20/0,4 kV ja 20/1 kV) saneerataan pääsääntöisesti pylväsmuuntamoina ja 1 kV (1/0,4) muuntamot koppimuuntamoina.

#### *5.2.4 Vyöhykeperusteinen saneeraus maakaapelipainotteisesti*

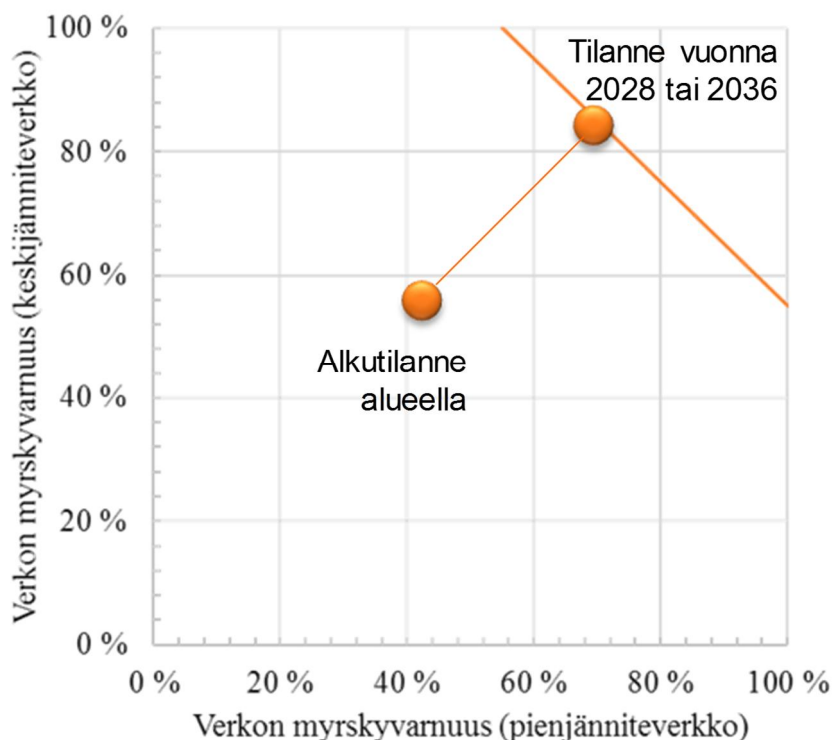
Tässä strategiassa keskijänniteverkko saneerataan rakentamalla sähköjohdot vyöhykkeelle 2 maakaapeliverkkona sekä vyöhykkeelle 3 tienvarteen pääsääntöisesti ilmajohtona ja tarvittaessa leveänä johtokatuna, mikäli kyseisen johto-osan puuvarmuus on taattava riittävän toimitusvarmuusvaatimustason saavuttamiseksi. Vyöhykkeiden 2 ja 3 väliin asennetaan maastokatkaisija tai kytkinasema, joka jakaa verkon omiksi suojausvyöhykkeikseen. Täten saavutetaan suuret KAH-hyödyt ja minimoidaan keskeytysten aiheuttamat haitat asiakkaille. Pienjänniteverkko saneerataan maakaapelina, mikäli ei ole erityistä syytä rakentaa ilmajohtoverkkona. Kuormituksessa tapahtuvat muutokset ja nykytilanteen mahdollinen heikko jännitejäykkyys (pieni vikavirta) pyritään huomioimaan erityisesti maakaapeliverkon suunnittelussa. Lisäksi uusien jakelumuuntajien kohdalla pyritään huomioimaan muutokset tulevassa sähkönkäytössä. Samoin kuin edellisissä strategioissa verkon saneeraus kohdistetaan ikäpainotteisesti pitoaikansa päässä oleviin verkon osiin.

Sekä maakaapeliverkon rakentaminen, että ilmajohtojen tienvarteen sijoittaminen kasvattavat keskijänniteverkon pituutta. Tämä huomioidaan verkon saneerauskustannuksissa. Samoin kuin edellisten strategioiden kohdalla, 1 kV tekniikkaa sovelletaan pj-maakaapelina siellä, missä se on taloudellista. Keskijänniteverkon muuntamot (20/0,4 kV ja 20/1 kV) saneerataan maakaapeloidun keskijänniteverkon (vyöhyke 2) tapauksessa koppimuuntamoina ja keskijänniteilmajohtoverkon (vyöhyke 3) tapauksessa pylväsmuuntamoina ja 1 kV (1/0,4 kV) muuntamot koppimuuntamoina.

### **5.3 Tavoitetilan määrittäminen verkon kapasiteetin ja toimitusvarmuuden näkökulmasta**

Tässä luvussa esitellään ne tarpeet, jotka ilmenevät kapasiteetissa ja toimitusvarmuudessa. Verkon kapasiteetin mitoitus perustuu kuormitusennusteisiin, mitkä huomioivat tulevaisuuden kehityssuunnat mm. sähköautojen, aurinkosähköjärjestelmien sekä lämpöpumppujen osalta. Tämä vaikuttaa erityisesti verkon runkoyhteyksien sekä muuntajien mitoitukseen. Näiden kohdalla tulee huomioitavaksi myös mahdollisten vara- tai rengassyöttöjen tuoma tarvittava kapasiteetin lisäys. Kuormitusennusteet perustuvat hankkeessa kehitettyihin kuormitus- tai kysyntämalleihin.

Toimitusvarmuuden näkökulmasta verkon tavoitetilan määrittäminen perustuu ensiksi yhtiökohtaiseen tavoitetason määrittämiseen, jonka perusteella määritetään aluekohtaisesti tavoitetaso tarkasteltavalle alueelle ja sen johtolähdöille. Verkon tavoitetilan määrittämisessä huomioidaan verkkoyhtiön toimintaolosuhteet. Erityisesti alueen myrskyjen voimakkuudella ja laajuudella on suuri vaikutus tavoitetilan määrittämisessä. Lisäksi viankorjausorganisaation koko ja toiminta vaikuttavat verkon tavoitetilaan. Kuva 5.2 näyttää esimerkin verkon tavoitteellisesta tasosta pien- ja keskijänniteverkon myrskyvarmojen verkon osien funktiona. Periaatetasolla esimerkin tapauksessa verkkoyhtiö täyttää sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimukset, mikäli verkon keski- ja pienjänniteverkon osalta myrskyvarmuus nousee merkityn tavoitetason yläpuolelle. Toimitusvarmuuden näkökulmasta tärkeää on myös tällöin tietää verkon nykyinen myrskyvarmuustila. Tällöin voidaan määrittää tarvittava muutos verkon myrskyvarmuudessa, jotta saavutetaan kuvaan merkitty tavoitetaso vuonna 2028 tai viimeistään vuonna 2036, mikäli Energiavirasto on myöntänyt yhtiölle jatkoajan tavoitetason täyttämiseksi.

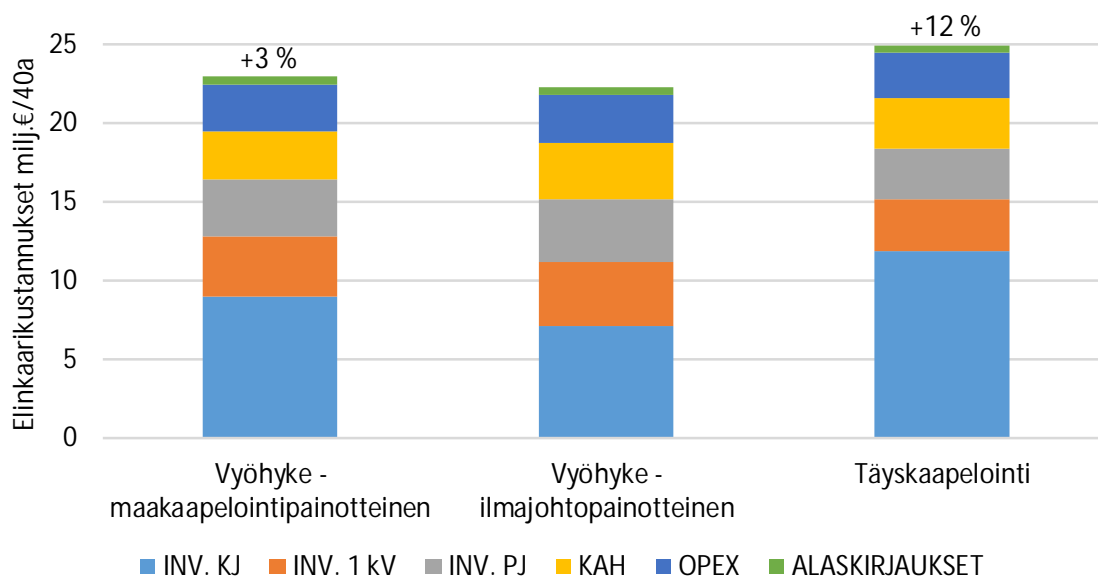


Kuva 5.2. Verkon myrskyvarmuustila nykytilanteessa (alkutilanne) ja vuonna 2028/2036 siten, että sähkömarkkinalain asettamat 6 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytyspituudet alittuvat.

#### 5.4 Elinkaarikustannustehokkaat verkkoratkaisut harvaanasutulle seudulle 2020-luvulla

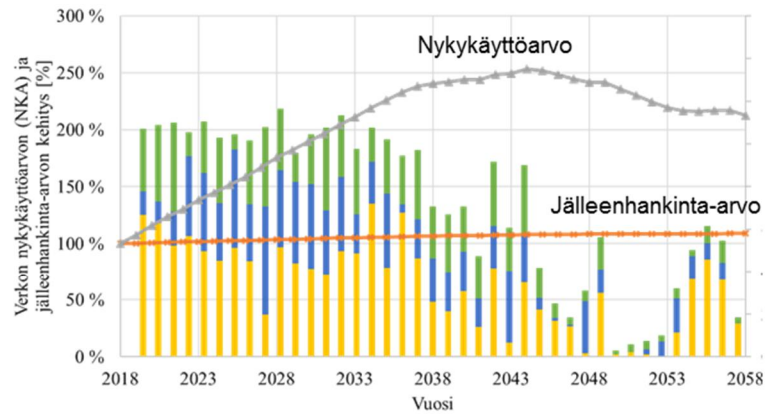
Elinkaarikustannukset eri saneerausstrategioille on laskettu 40 vuoden pitoajalle käyttäen 5 % korkokantaa. Elinkaarikustannuksissa on huomioitu investointikustannukset, operatiiviset kustannukset sisältäen sekä käyttö- ja kunnossapitokustannukset että viankorjauskustannukset, keskeytyskustannukset ja alaskirjauskustannukset pitoaikaa omaavien verkonosien osalta.

Kuva 5.3 esittää esimerkkialueelle määritetyt elinkaarikustannukset eri saneerausstrategioilla. Kuvasta voidaan havaita, että sekä maakaapelointipainotteinen- että ilmajohtopainotteinen saneerausstrategia tuottavat likimain yhtä suuret elinkaarikustannukset maakaapelointipainotteisen strategian elinkaarikustannusten ollen vain 3 % suuremmat kuin ilmajohtopainotteisen. Täyskaapeloinnin elinkaarikustannukset ovat korkeimmat käytetyillä laskentaparametreilla, johtuen keskijänniteverkon kaapeloinnin korkeasta hinnasta. Täyskaapelointi strategian elinkaarikustannukset ovat 12 % korkeammat verrattaessa ilmajohtopainotteiseen vyöhykestrategiaan.



Kuva 5.3. Elinkaarikustannukset 40 vuoden pitoajalta 5 % laskentakorolla esimerkkialueelle.

Elinkaarikustannusten investointien jakautuminen eri verkon osiin (kj-verkko, pj-verkko ja 1 kV verkko) sekä jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvon kehittyminen on esitetty seuraavassa kuvassa (Kuva 5.4) ilmajohtopainotteiselle vyöhykestrategialle. Kuvasta nähdään, että investoinnit painottuvat suurimmaksi osaksi vuosien 2019 ja 2037 välille. Tämä johtuu verkon ikärakenteesta, jossa vanhaa verkkoa on hyvin paljon. Tämä näkyy myös nykykäyttöarvon (NKA) voimakkaassa kasvussa, sillä NKA 2,5-kertaistuu suurimmillaan nykyiseen verrattuna. Verkon jälleenhankinta-arvo ei muutu merkittävästi nykyiseen verrattuna.

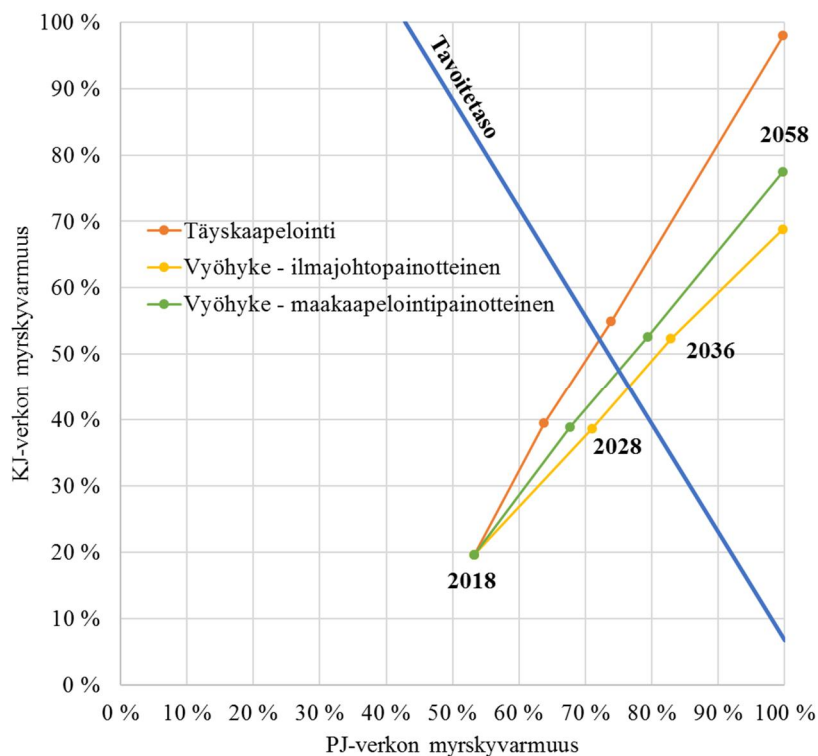


**Selitteet**

- Investoinnit KJ-verkko
- Investoinnit PJ-verkko
- Investoinnit 1000 V verkot
- Jälleenhankinta-arvo
- Nykykäyttöarvo

Kuva 5.4. Investointien jakautuminen eri verkon osiin sekä verkon jälleenhankinta-arvon ja nykykäyttöarvon kehittyminen 40 vuoden aikana ilmajohtopainotteisessa vyöhykestrategiassa.

Erot eri saneerausstrategioiden välillä näkyvät sähkönjakelun toimitusvarmuuden kehittämisessä. Kuva 5.5 esittää toimitusvarmuuden kehittymisen eri strategioiden kohdalla nykyhetkestä vuoteen 2028, 2036 ja 2058, kun vuotuinen maksimi-investointimäärä on asetettu samaksi kaikissa strategioissa. Kuvan mukaisessa esimerkkitapauksessa kaikki tarkastellut strategiat toteuttavat myös sähkömarkkinalain määrittämän sähkön toimitusvarmuuden vähimmäistason.



Kuva 5.5. Esimerkkialueen sähkönjakeluverkon myrskyvarmuuden kehittyminen lähtötilanteesta vuonna 2018 vuoteen 2028, vuoteen 2036 ja lopuksi vuoteen 2058.

Kun kaikissa strategioissa on käytössä sama vuotuinen investointimäärä, saavutetaan ilmajohtopainotteisessa vyöhykestrategiassa nopeimmin sähkömarkkinalain asettama toimitusvarmuuden vähimmäistaso. Tätä edesauttaa edullinen yksikkökustannus keskijänniteilmajohtoverkon rakentamiselle, jolloin nykyiset metsäjohto-osuudet saadaan rakennettua tienvarteen nopeammin verrattuna maakaapeliverkon rakentamiseen. Maakaapelointipainotteisessa vyöhykestrategiassa tavoitetaso saavutetaan likimain yhtä nopeasti verrattuna ilmajohtopainotteiseen strategiaan. Vastaavasti täyskaapelointistrategiassa vastaavalla vuotuisella investointimäärällä toimitusvarmuuden tavoitetaso saavutetaan hitaimmin, mutta toisaalta pitkällä aikavälillä tarkasteltaessa koko 40 vuoden pitoaikaa saavutetaan täyskaapeloinnilla paras myrskyvarmuus jakeluverkolle. Merkittävä ero näkyy 40 vuoden pitoajalla myös maakaapelointi- ja ilmajohtopainotteisten vyöhykestrategioiden välillä maakaapelointipainotteisen hyväksi tarkasteltaessa jakeluverkon myrskyvarmuutta.

## 6 Joustavuutta ja suunnittelumenetelmien kehittämistä

Niin toimitusvarmuuden kuin siirtokapasiteetin tekniseen hallintaan on useita vaihtoehtoisia ratkaisumalleja, joissa voidaan hyödyntää sekä asiakaspään erilaisia joustomekanismeja, että verkkoyhtiön käytettävissä olevia aktiivisia resursseja esim. hajautettuja akkuvarastoja. Nämä tulevat olemaan tärkeässä roolissa, kun sähkönkäytössä tapahtuu merkittäviä muutoksia mm. sähköautoistumisen, aurinkosähköntuotannon sekä uusien kuormanohjaussovellusten myötä.

### 6.1 Joustavuus

Joustavuutta sähkön kysynnässä voidaan hyödyntää mm. olemassa olevan tehojen hallinnan kautta kapasiteetin tehokkaaseen hyödyntämiseen, toimitusvarmuuden ja keskeytysten hallintaan, jännitteen laadun ylläpitoon sekä loistehon hallintaan. Sähkönkäytön hallinta mahdollistaa erityisesti olemassa olevan siirto- ja muuntokapasiteetin tehokkaan hyödyntämisen, mutta myös uusien komponenttien maltillisemmän mitoittamisen. Tarve joustavuudelle voi tulla tulevaisuudessa esimerkiksi sähköautojen yleistyessä, jolloin useiden sähköautojen samanaikainen lataus voi johtaa verkon ylikuormittumiseen. Vastaavasti useat samalla alueella sijaitsevat aurinkosähköjärjestelmät saattavat pienen kulutuksen aikaan johtaa tilanteeseen, jossa verkkoon päin syötetyn sähkön määrä ylittää komponenttien mitoitusvahvuuden. Tällaisten tilanteiden ehkäiseminen voi tarkoittaa mittavia lisäinvestointeja verkon siirto- ja muuntokapasiteettiin. Vaihtoehtoisesti ylikuormittumisen riskiä voidaan pienentää valjastamalla sekä asiakaspään että verkon erilaisia joustoelementtejä, esimerkiksi kuormituksen kysynnänjouston ja energian varastoinnin kautta.

Tulevaisuudessa toimitusvarmuuskysymyksiin sekä yleisesti keskeytysten hallintaan joustoelementeillä voidaan saada merkittäviä hyötyjä hajautettujen energiavarastojen ja/tai hajautetun pientuotannon yleistyessä esim. muuntopiiritasolla. Sähkömarkkinalain mukaan sähkökatkot eivät saa kestää haja-asutusalueen asiakkaille yli 36 tuntia. Paikalliset resurssit yhdistettynä hyvin kohdistettuun asiakasjoukkoon, jossa olisi priorisoitu tiettyjä kotitalouksien kuormia (esim. kylmälaitteet ja lämmitysjärjestelmien kiertovesipumput), voivat mahdollistaa verkossa ilmenevien vikojen asiakkaille näkyvien häiriövaikutusten minimoitumisen.

Jännitteenlaatuksymykset nousevat jatkossa entistä suurempaan rooliin asiakkaiden muuttuessa perinteisistä sähkönkäyttäjistä myös yhä useammin sähköntuottajiksi. Tällöin on mahdollista, että paljon aurinkosähköjärjestelmiä omaavan verkon jännite vaihtelee voimakkaasti pilvisyyden vaihdellessa. Jännitteen vaihtelua ilmenee tällöin erityisesti pienjänniteverkkojen perimmäisillä käyttöpaikoilla, joissa verkon jännitejäykkyys on heikko. Usein keinona jännitteenlaadun kohentamiseen on verkon vahvistaminen, mutta monessa tilanteessa myös investointien hallittu lykkääminen on mahdollista joustoelementtejä hyödyntämällä mm. kuormituksen kohdistamisella aurinkoisille tunneille tai verkkoteknisten ratkaisuiden (päämuuntajien käänkytkinten käyttö,

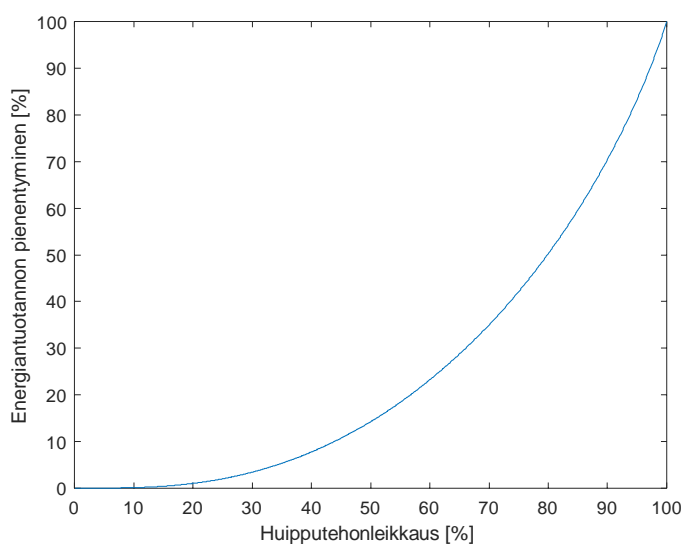


paikalliset mikroverkkoratkaisut, uudet jakelumuuntajaratkaisut tai pientuotannon yhteydessä asennettavan tehoelektroniikan käyttö) hyödyntämisellä jännitteen säädössä.

Maakaapeloinnin yleistyminen jakeluverkoissa on nostanut esiin loistehon kompensointitarpeet. Uudet jouston mahdollistavat elementit (tehoelektroniikka ja energiavarojen yleistyminen) mahdollistavat loistehon paikallisen säädön siten, ettei ole välttämättä tarpeen investoida erillisiin loistehon kompensointilaitteistoihin.

### 6.1.1 Aurinkosähkö ja piikin leikkaus

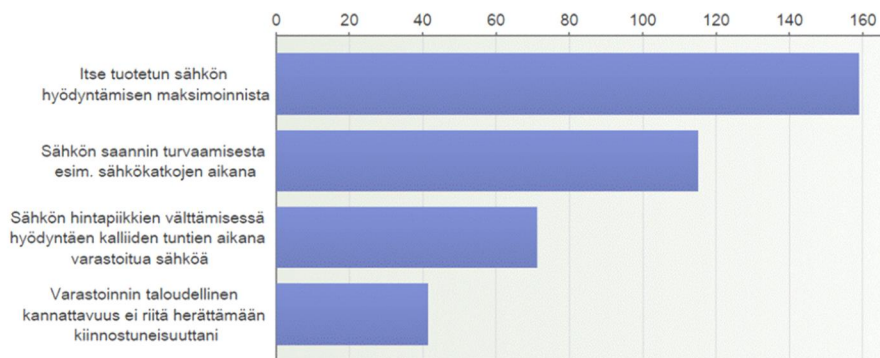
Aurinkosähköjärjestelmien hankinnassa kiinnitetään huomiota tyypillisesti järjestelmän vuosituotantoon. Kuten aiemmin todettiin (Kuva 2.11), voi kotitalouden aurinkosähköjärjestelmän omakäyttöaste jäädä matalaksi. Tämä johtuu pääasiassa siitä, että kotitalouksien sähköntarve painottuu iltoihin, aurinkosähkön tuotanto päivään. Päiväaikaan tapahtuva huipputuotanto voi kuitenkin aiheuttaa haasteita sähköverkolle, mikäli naapurustossa on useampia pientuotantojärjestelmiä. Kuvassa (Kuva 6.1) on esitetty tyypillisen aurinkosähkön tuotantotehon ja tuotetun energian välinen riippuvuus. Kuvasta nähdään, että aurinkosähköjärjestelmä tuottaa sähköä nimellisteholla tai lähellä sitä vain pienen osan vuoden kokonaisenergiasta. Toisin sanoen, vaikka tuotantoyksikön huipputehoa rajoitettaisiin puoleen, ei vuotuinen sähkön tuotanto laskisi kuin noin 10 %. Tällä voi merkittävästi pienentää riskiä, että verkko ylikuormittuisi samanaikaisesti samalla alueella tuottavien aurinkosähköjärjestelmien takia. Samalla aurinkosähköjärjestelmään kuuluva tehoelektroniikka pystyittäisiin mitoittamaan pienemmäksi.



Kuva 6.1. Aurinkosähkön energiantuotannon vähentyminen huipputehon leikkauksen seurauksena.

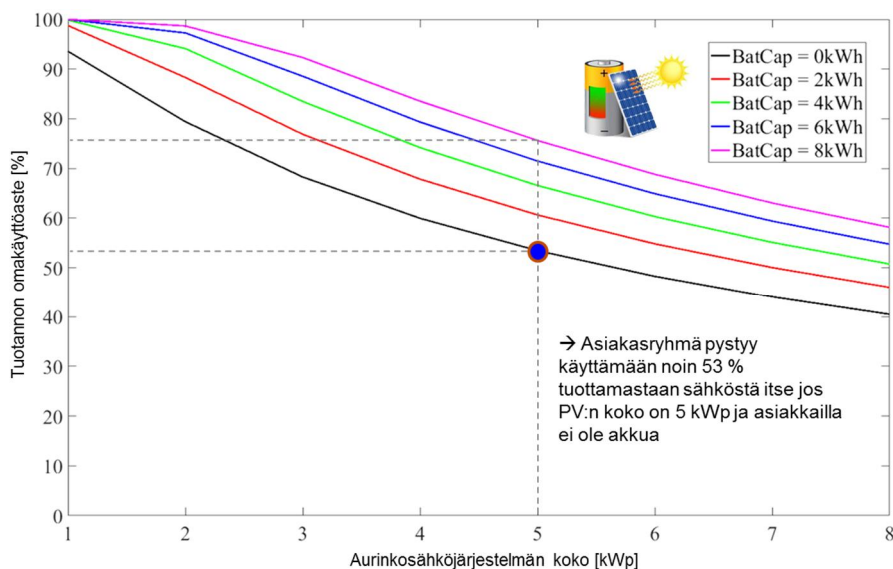
## 6.1.2 Aurinkosähkö ja omakäyttöasteen kasvattaminen akkuvarastolla

Tutkimushankkeen yhteydessä toteutetussa asiakaskyselyssä aurinkosähköjärjestelmän jo hankkineilta asiakkailta kysyttiin, mitkä olisivat heidän mielestään kiinnostavimpia syitä hankkia akkuvarasto aurinkosähköjärjestelmän rinnalle (Kuva 6.2). Keskeisimmäksi syyksi nousi oman sähköntuotannon hyödyntämisen maksimointi eli ns. tuotannon omakäyttöasteen kasvattaminen.



Kuva 6.2. Kiinnostavimmat syyt hankkia aurinkosähköjärjestelmän rinnalle akkujärjestelmä aurinkosähkökyselyyn vastanneiden mielestä.

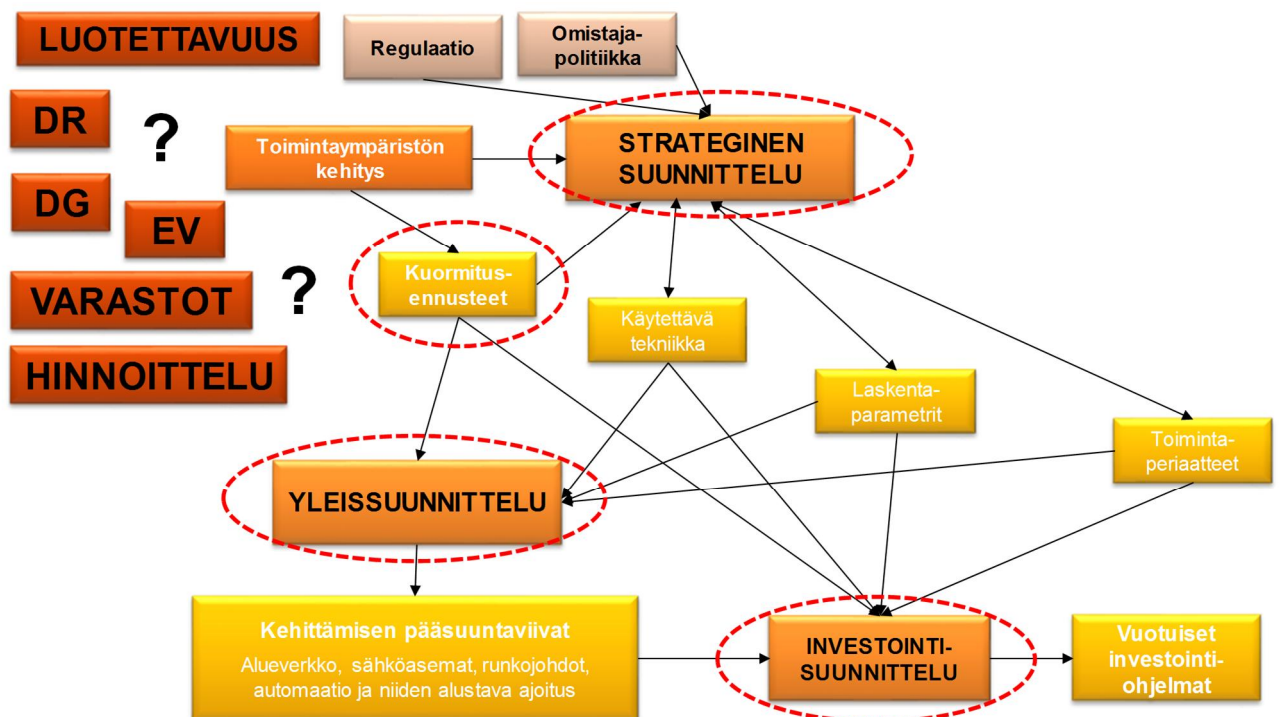
Akkujärjestelmällä voidaan varastoida aurinkosähköjärjestelmällä tuotettua energiaa myöhempää käyttöä varten. Kuvassa (Kuva 6.3) on havainnollistettu sähkön kulutuksen, tuotantolaitoksen koon ja omakäyttöasteen välinen riippuvuus, kun pieniasiakkaalla on käytettävissä eri kokoisia akkuvarastoja. Kuvasta nähdään, että esimerkiksi kotitalouksille tyypillisessä aurinkosähköjärjestelmän kokoluokassa, 5 kWp, omakäyttöaste voisi kasvaa noin 53 %:sta 76 %:iin 8 kWh akkujärjestelmällä. Tarkastelu on tehty olettaen, että tunnin sisällä kulutus ja tuotanto netotetaan. Todellisuudessa asiakkaalla saattaa olla sekä tuotantoa että kulutusta samana tuntina.



Kuva 6.3. Erikokoisten akkujärjestelmien vaikutukset aurinkosähköjärjestelmällä tuotetun sähkön omakäyttöasteen nostamisessa.

## 6.2 Suunnittelumenetelmien kehittäminen

Toimialaa koskevat muutostekijät tulevat näkymään verkkojen kuormittumisessa ja edellyttävät verkon kehittämisperiaatteiden päivittämistä. Nykyisissä suunnitteluperiaatteissa ei huomioida tulevaisuuden muutostekijöitä ja tavoitteita täysimääräisesti, eikä kustannustehokkaiden kehittämisvaihtoehtojen löytyminen ole siten välttämättä mahdollista. Päivitystarpeet kohdistuvat koko omaisuudenhallintaketjuun, mutta lopulta selkeimmin siihen, millä toimintaperiaatteilla verkoston kehittämistä ja suunnittelua viedään eteenpäin ja minkälaisiin investointipäätöksiin yhtiössä päädytään (Kuva 6.4).

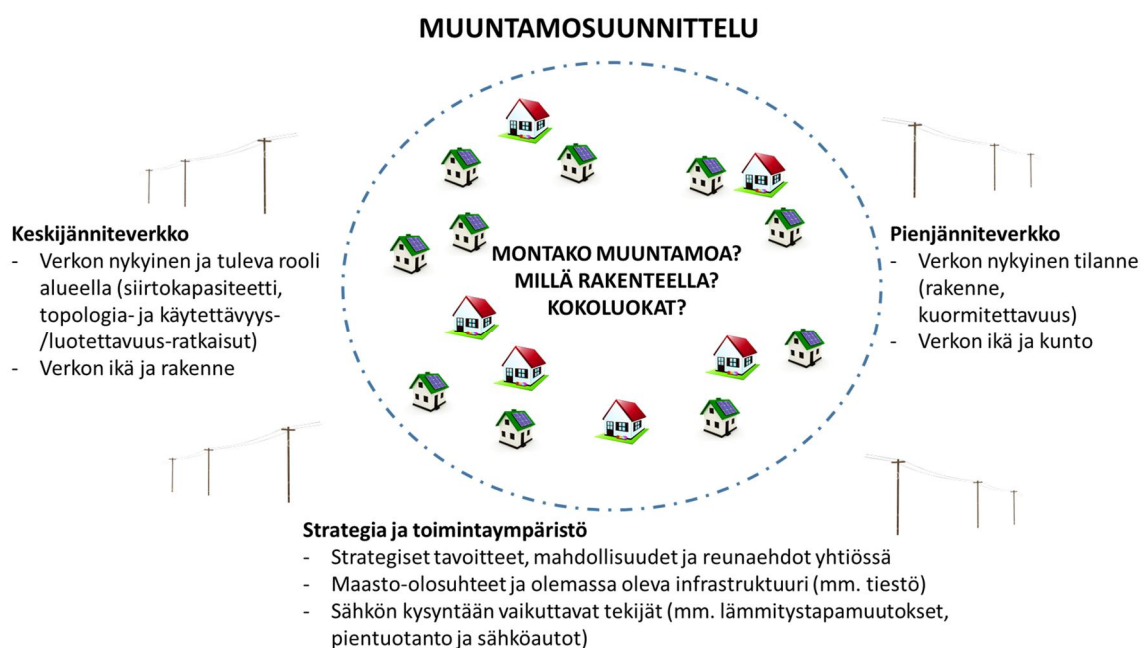


Kuva 6.4. Erilaisten muutostekijöiden huomioiminen osana suunnitteluprosessia.

### 6.2.1 Muuntamosuunnittelu

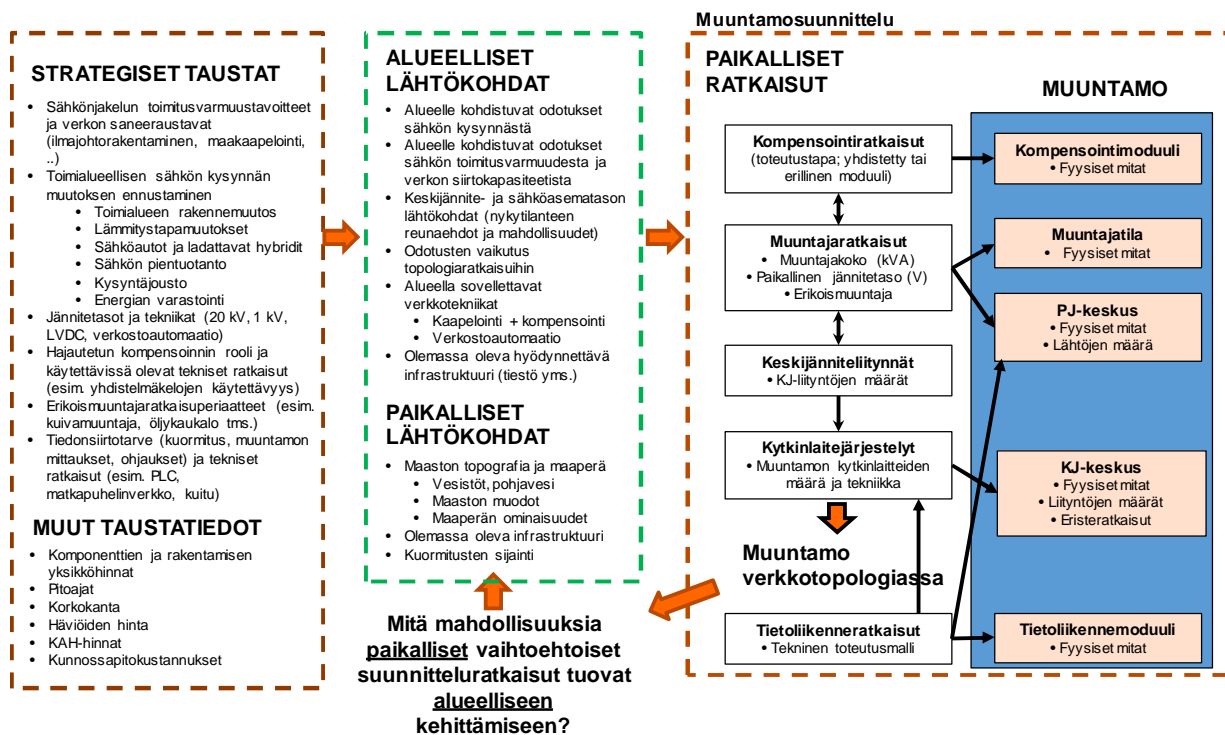
Tulevaisuuden muutostekijät näkyvät erityisesti valinnoissa, jotka kohdistuvat pienjänniteverkoihin. Verkkoliiketoiminnan näkökulmasta ei ole kysymys vähäpätöisestä asiasta. Pienjänniteverkot jakelumuuntamoineen muodostavat merkittävän osan jakeluverkkojen omaisuusmassasta. Muutostekijöistä erityisesti liikenteen sähköistyminen, pientuotanto ja lämmitystapamuutokset vaikuttavat verkon siirtokapasiteetti-, tekniikka- ja topologiavalintoihin. Yhteisvaikutukseltaan muutostekijät indikoivat huipputehjen kasvua, mikä luo kannustimen riittävän kapasiteetin varaamiselle. Toisaalta taantuvilla alueilla tyypillinen asiakaskato voi johtaa tilanteeseen, jossa verkko tulee kapasiteetiltaan ylimitoitettua tai verkon osia saneerataan turhaan.

Tulevaisuuden muutosilmiöitä vasten on perusteltua kyseenalaistaa nykyiset muuntopiirijaot. Kokonaistaloudellisin ratkaisu voi löytyä yhdistelemällä olemassa olevia pienjänniteverkkoja samaan muuntopiiriin tai vastaavasti jakamalla olemassa oleva muuntopiiri useaksi eri pienjänniteverkoksi. Valinnoilla voidaan vaikuttaa vahvasti myös keskijänniteverkon rakenteeseen ja reitteihin ja sitä kautta keskijänniteverkon kustannuksiin ja yleiseen toimitusvarmuuteen. Muuntamosuunnittelun peruskysymyksiä on havainnollistettu periaatekuvassa 6.5. Hankkeen yhteydessä on toteutettu diplomityö, jossa on keskitytty erityisesti muuntamokonseptin määrittelyyn (Suhonen 2018).



Kuva 6.5. Muuntamosuunnittelu osana haja-asutusalueen sähköverkon suunnittelua.

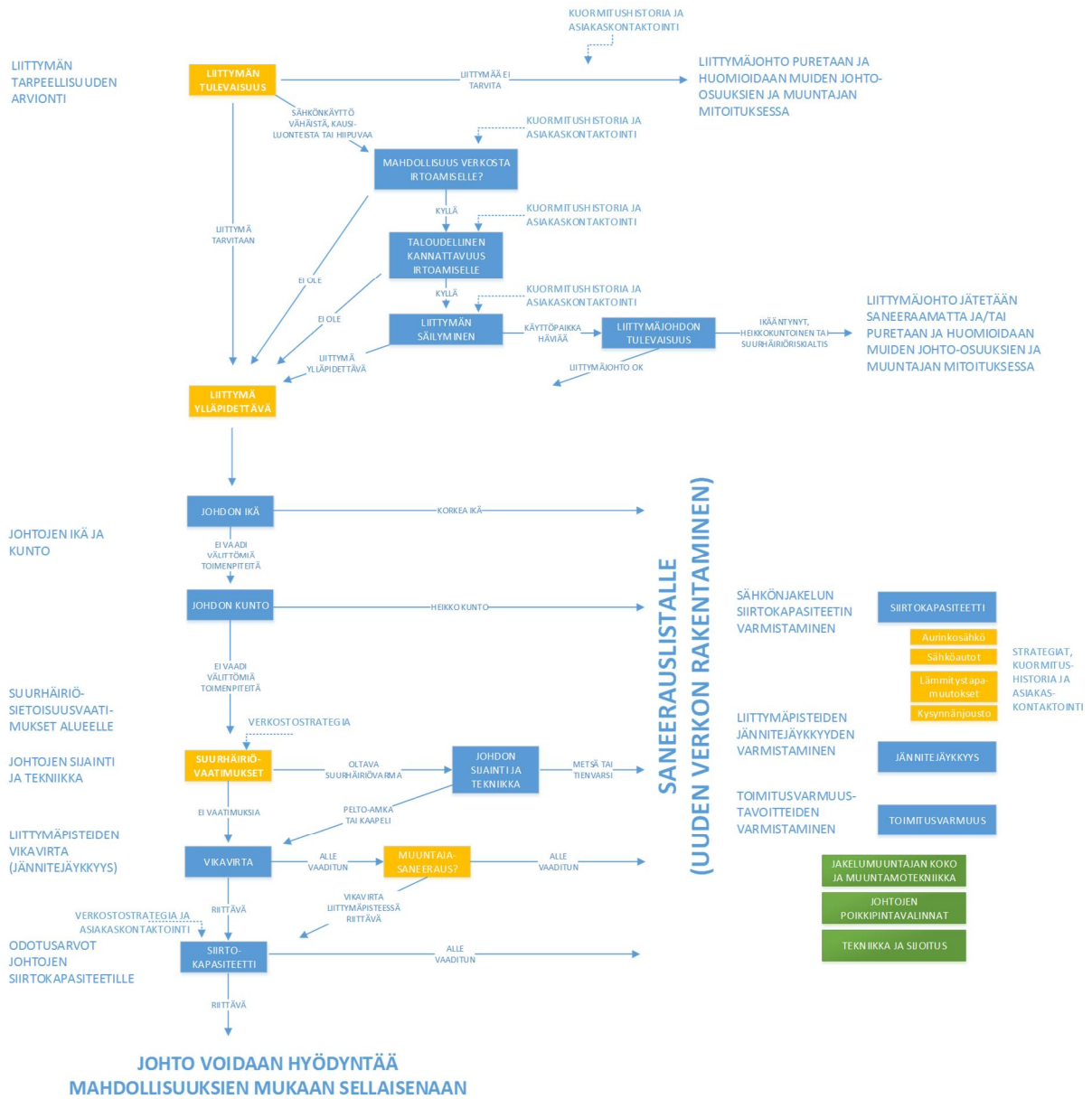
Muuntamosuunnitteluun vaikuttavia taustatekijöitä on esitetty yksityiskohtaisemmin kuvassa 6.6. Kuva havainnollistaa sen, että verkkoyhtiön strategiset valinnat vaikuttavat siihen, minkälaisiin rakenneratkaisuihin muuntamoiden osalta voidaan päätyä. Esimerkiksi 1000 V tekniikan sisällyttäminen kehittämisvaihtoehtoihin lisää toteutusmahdollisuuksia keskijänniteverkon ja pienjänniteverkkojen rajanpinnassa. Lisäksi esimerkiksi strateginen päätös loistehon hajautetusta kompensoinnista muuntamoiden yhteydessä voi asettaa reunaehdot muuntamon fyysisille mitoille sekä muuntamon sijoituspaikalle asutukseen nähden (mahdollinen meluhaitta).



Kuva 6.6. Maakaapeliverkon muuntamosuunnittelun suunnitteluprosessi (Suhonen 2017)

### 6.2.2 Pienjänniteverkkojen suunnittelu

Pienjänniteverkkojen saneeraussuunnittelussa on huomioitava useita muutostekijöitä. Sähkön kysyntätarkastelujen perusteella liikenteen sähköistyminen ja sähköautojen lataus kuormittavat verkkoja erityisesti tehokkaampien latausratkaisuiden tapauksessa. Toimitusvarmuustavoitteet edellyttävät suurhäiriövarmuutta myös pienjänniteverkoissa. Toisaalta taantuvilla alueilla tyypillisenä ilmiönä asiakaskato voi vaikuttaa kohteiden saneerausjärjestykseen, -tapaan ja mitoittamiseen. Merkittävä osa pienjänniteverkoista syöttää haja-asutusalueilla vain yhtä asiakasta. Tällöin on kriittistä pystyä arvioimaan johto-osuuksien asiakkaiden tulevaisuuden näkymät ja sitä kautta määrittämään sopiva saneerausratkaisu huomioiden lisäksi olemassa olevan verkon iän, kunnon, kuormitettavuuden, jännitejäykkyuden ja suurhäiriövarmuuden. Liittymän tarpeellisuuden ja johtojen saneeraustarpeen arviointia on havainnollistettu kuvassa 6.7.

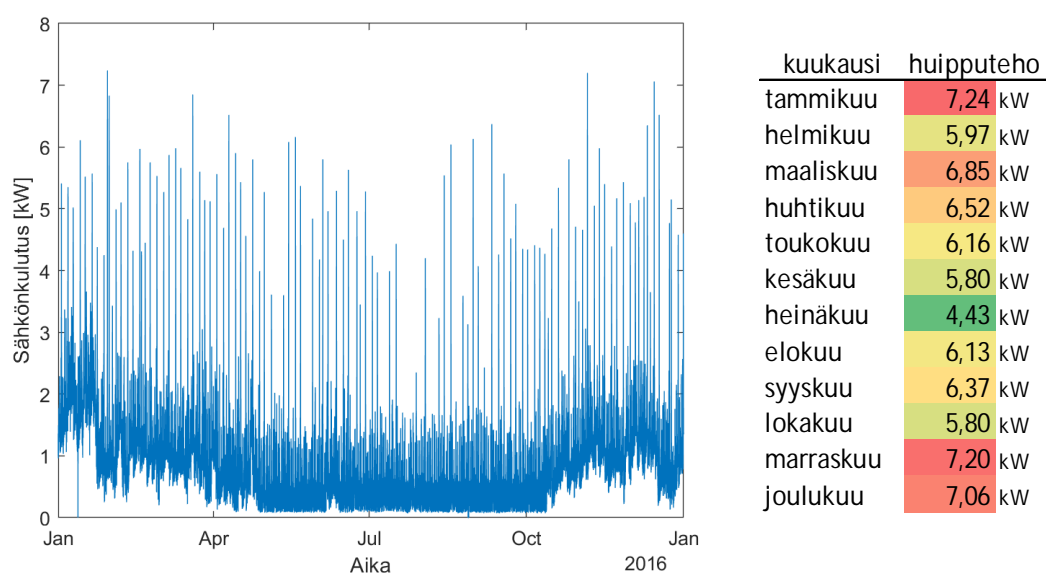


Kuva 6.7. Pienjänniteverkon saneeraustarpeen arviointiprosessi.

## 7 Tehohinnoittelu vastavoimana sähkön huipputehon kasvulle

Useat muutostekijät indikoivat tehojen kasvua vaikka siirrettävän sähköenergian määrä pienenisikin. Tämä luo paineet nykyisen hinnoittelumallin päivittämiselle. Sähkön siirron hinnoittelu on perinteisesti koostunut perusmaksusta ja kulutusmaksusta. Perusmaksu on tyypillisesti haja-asutusalueella riippuvainen asiakkaan pääsulakekoosta. Kulutusmaksussa on ollut tarjolla tuotteita, joissa yöaikaan sähkönkulutus on edullisempaa. Nykyinen hinnoittelumalli ei vastaa verkkoyhtiön kustannusrakennetta eikä kannusta asiakasta energiatehokkuuden lisäksi kapasiteettitehokkuuteen. Tehoperusteisella hinnoittelulla voidaan luoda kannuste asiakkaiden huipputehojen kasvun hillitsemiselle.

Tehoperusteinen hinnoittelu voi tarkoittaa monia erilaisia tariffeja, kuten ”Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset” –tutkimushankkeessa on havaittu (Honkapuro 2017). Sähköasiakas ja sähköverkko 230 –hankkeessa keskityttiin tarkastelemaan sellaista tehotariffia, jossa tehotariffin muodostuminen on samankaltainen kuin isommille asiakkaille laajemmin käytössä ollut PJ-tehotariffi. Tässä osa asiakkaan sähkön siirron maksusta määräytyy asiakkaan mitatun tunti huipputehon perusteella. Vaikka tariffirakenne itsessään olisikin lukittu, niin laskutettavan huipputehon määräytymisperiaatteella voi olla merkittäviä vaikutuksia asiakkaiden maksuihin ja tariffin ohjausvaikutuksiin. Kuvassa 7.1 on esitetty esimerkki asiakkaan maksun muodostumisesta kuukausi- ja vuosihuipputehojen perusteella.



Kuva 7.1. Esimerkki asiakkaan sähkönkäytöstä ja huipputehojen suuruuksista.

Tehohinnoittelun ominaispiirteitä voidaan havainnollistaa seuraavan esimerkin kautta. Esimerkkiasiakkaan vuosikulutus on 7,8 MWh/a ja vuoden huipputeho 7,24 kW. Oletetaan siirtohinnoituksen olevan tällä hetkellä 3x25 A -sulakkeiselle asiakkaalle 24,21 €/kk ja 3,47 snt/kWh, mitkä vastaavat tyypillisiä haja-asutusalueen verkkoyhtiöiden hintoja. Nykytilanteessa asiakas

maksaa siis siirtomaksuja verkkoyhtiölle  $12 \text{ kk} \times 24,21 \text{ €/kk} + 7800 \text{ kWh/a} \times 3,47 \text{ snt/kWh} = 561,18 \text{ €a}$ . Tutkimushankkeessa tehotariffien hintatasoa tarkasteltiin case-alueiden asiakkaiden kuormitusmittausaineiston avulla. Jos oletetaan esimerkiksi, että verkkoyhtiö siirtäisi molemmista sekä perusmaksusta että kulutusmaksuista kerättyjä siirtotuloja 30 % tehomaksulla kerättäväksi, niin vuosihuipputehohon perustuva tehomaksu olisi  $2,32 \text{ €/kW,kk}$  ja kuukausihuipputehoilla vastaavasti  $3,79 \text{ €/kW,kk}$ . Tehomaksulla kerättävä siirtotulojen osuus, 30 %, kuvaa suhteellisen maltillista tehomaksua. Todellisuudessa perus- ja kulutusmaksuista siirrettävä osuus riippuu voimakkaasti sekä verkkoyhtiön kustannusrakenteesta että tariffilla tavoiteltavista ohjausvaikutuksista.

Kuukausihuipputehoihin perustuvassa hinnoittelumallissa tehotariffin yksikköhinnan tulee olla tyypillisesti 40–60 % korkeampi kuin vuosihuipputehoihin perustuvassa mallissa, jotta sama siirtomaksukertymä tulee asiakaskunnalta kerätyksi. Esimerkkiasiakas olisi vuosihuipputehohon perustuvassa hinnoittelussa maksanut  $12 \text{ kk} \times 16,95 \text{ €/kk} + 7800 \text{ kWh/a} \times 2,43 \text{ snt/kWh} + 7,24 \text{ kW} \times 2,32 \text{ €/kW,kk} \times 12 \text{ kk} = 594,50 \text{ €a}$ . Vastaavasti kuukausihuipputehohon perustuvassa tariffissa asiakas olisi maksanut  $679,19 \text{ €a}$ . Tässä esimerkissä suuri kustannusero kuukausi- ja vuosihuipputehohon perustuvissa tariffeissa johtuu siitä, että asiakkaan huipputehot ovat joka kuukausi lähes saman suuruisia. Suurimmalla osalla asiakkaista kuukausittainen huippukulutus vaihtelee merkittävästi vuodenajan mukaan.

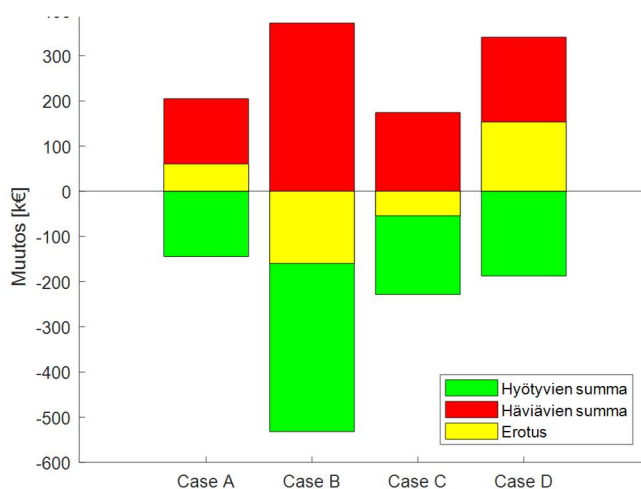
Tehotariffiin on mahdollista sisällyttää myös minimilaskutusteho. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että tehotariffina laskutetaan aina vähintään tietty rajateho. Jos tehorajana olisi esimerkiksi 5 kW, niin edellisen esimerkin vuosihuipputehohon perustuvan tariffin hinnaksi muodostuisi  $2,03 \text{ €/kW,kk}$  ja vastaavasti kuukausihuipputehohon perustuvassa tariffissa  $2,62 \text{ €/kW,kk}$ . Esimerkkiasiakas maksaisi näissä tapauksissa  $569,31 \text{ €a}$  vuosiperusteisessa tariffissa ja  $590,83 \text{ €a}$  kuukausiperusteisessa tariffissa. Voidaan siis havaita, että tehotariffin määräytymisperuste vaikuttaa merkittävästi asiakkaan siirtomaksuun. Kaikissa tariffivaihtoehdoissa verkkoyhtiö kerää saman verran siirtomaksuja, mutta maksajat muuttuvat sen mukaan, miten määräytymisperiaate määritellään. Toisaalta erilaisilla tehotariffiratkaisuilla on erilaiset vaikutukset asiakkaiden kannusteisiin ohjata kuormitustaan, esimerkiksi sähköautojen lataamista.

Tarkasteluissa havaittiin, että tehotariffin käyttöönotto merkittävästi haja-asutusalueita sisältävässä verkkoyhtiössä on tehtävä erityisen harkitusti. Haja-asutusalueilla merkittävä osa verkkoyhtiön kustannuksista johtuu siitä, että asiakas on liittynään verkkoon. Voimakas tehomaksun painotus hinnoittelussa johtaisi siihen, että kustannukset kohdistuisivat yhä enemmän vakituisten asukkaiden maksettaviksi. Tämä voisi muodostua hyvin merkittäväksi ongelmaksi nyt ja etenkin tulevaisuudessa, sillä verkkoja tulee ylläpitää ja kehittää myös kausittaisesti sähköä kuluttavia asiakkaita varten, mutta heidän pysymisensä sähköverkon asiakkaina voi olla epävarminta etenkin pientuotannon ja energiavarastointijärjestelmien kehittymisen myötä.



Tutkimuksessa vertailtiin erilaisten tehotariffien vaikutuksia haja-asutusalueen asiakkaiden kokemiin siirtomaksumuutoksiin. Neljän case-alueen oletettiin muodostavan verkkoyhtiön, jolla olisi yhteinen hinnoittelu. Erilaisten haja-asutusalueiden välillä havaittiin olevan merkittäviä eroja sen suhteen, kuinka tehotariffi vaikuttaisi asiakkaiden maksuihin. Tehotariffiin siirtyminen vaikuttaisi erityisesti niihin asiakkaisiin, joilla on kaksiaikatariffin seurauksena merkittävä kuormitushuippu nykyisen tariffin hinnan vaihtuessa edullisempaan yö sähköön. Toisaalta näillä asiakkailla on jo nykyisellään kuormitusta ohjattuna, joten illan kuormitushuippua olisi todennäköisesti mahdollista tasata. Paljon vapaa-ajan asuntoja sisältävällä case-alueella tehotariffin määrittelyllä olisi hyvin merkittävä vaikutus. Asiakkaan kuukausihuipputehoon perustuvassa tariffissa kausiluonteiset vapaa-ajan asunnot eivät maksaisi tehomaksua kuin muutamana kuukautena vuodessa. Vastaavasti vuosihuipputehoon perustuvassa tariffissa nämä asiakkaat maksaisivat käytännössä kesän huipputehon mukaan myös muina vuodenaikoina. Minimilaskutusteho, esimerkiksi 5 kW, johtaisi siihen, että näiden asiakkaiden maksu olisi käytännössä lähes kiinteä.

Voidaan havaita, että haja-asutusalueiden sähkönsiirtopalvelun hinnoittelussa on tarkasteltava hinnoittelua hyvin monesta näkökulmasta. Sekä taajama- että haja-asutusalueiden verkkoja sisältävän verkkoyhtiön tulisikin tarkastella tariffikehitystä riittävän monipuolisesti huomioiden verkoston osien erityispiirteet. Tariffirakenteella tulisi pyrkiä turvaamaan jatkossa verkkoinfrastruktuurin tehokas hyödyntäminen, eli ohjata asiakkaiden sähkökäyttöä hintasignaaleilla myös verkon näkökulmasta. Toisaalta tariffirakenteen tulisi ohjata kustannuksia mahdollisimman oikeudenmukaisesti niille asiakkaille, jotka kustannukset aiheuttavat. Hinnoittelun muutostilanteessa tulee myös varmistaa, etteivät muutokset ole kohtuuttomia ja että asiakkailla on mahdollisuus ymmärtää ja reagoida. Tietyn tyyppinen tehotariffi voi toimia hyvin taajamissa, mutta aiheuttaa epätoivottuja vaikutuksia haja-asutusalueilla tai päinvastoin.

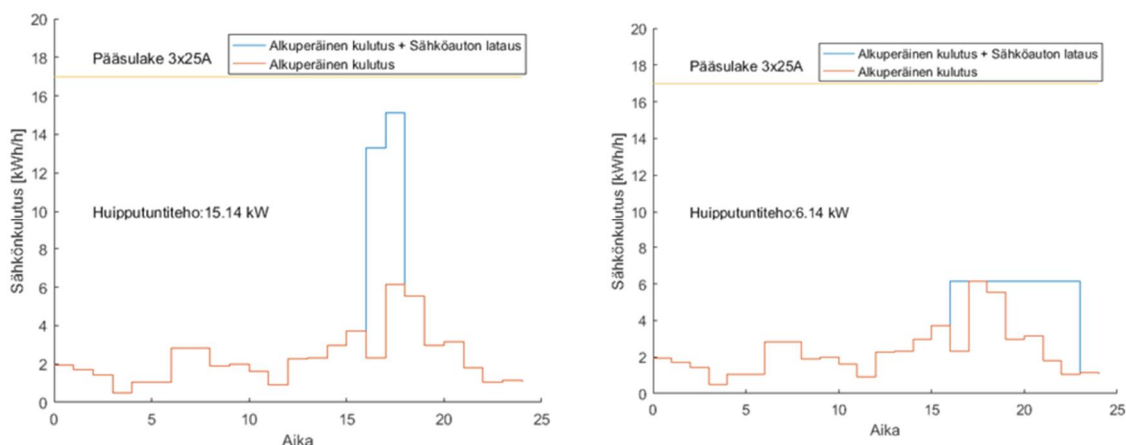


Kuva 7.2. Esimerkki siirtomaksutulosten alueellisesta muuttumisesta case-alueiden välillä tehomaksuun siirtymisen myötä

## 7.1 Sähköautot

Sähköautojen lataaminen voi kasvattaa huipputehoja asiakasliittymissä ja jakeluverkon muissa osissa, mikäli asiakkaalla ei ole kannusteita lataamisen optimointiin verkon kapasiteetin näkökulmasta. Tehotariffi voisi tuoda kannustimen sekä lataustehon (laitteiston) että latausajankohdan valintaan. Tehotariffi ei kuitenkaan välttämättä luo suoria kannustimia sille, etteikö verkkoon voisi aiheutua vinokuormitusongelmia yksivaiheisten latausten kerrostumisesta, mikäli saman muuntopiirin asiakkaiden sähköautojen lataaminen toteutetaan samasta vaiheesta. Tehotariffi voi toimia myös lataamisen kustannuksia pienentävänä tekijänä, mikäli nykyisestä tariffista siirretään myös kulutusmaksusta osa tehotariffilla laskutettavaksi ja asiakas optimoi latausta niin ettei lataaminen kasvata asiakkaan huipputehoa merkittävästi.

Alla olevassa kuvassa (Kuva 7.3) on havainnollistettu sähköauton lataamista sekä täydellä teholla että muuhun kuormitukseen optimoidusti. Kuvasta voidaan havaita, että 10 kW:n latauksen ohjaamisella voidaan vaikuttaa asiakkaan huipputehoon. Toisaalta latauksen ohjaus pidentää latausaikaa verrattuna täydellä teholla lataamiseen.



Kuva 7.3. Esimerkki sähköauton latauksen kuormitusvaikutuksesta 10 kW:n latausteholla. Vasemmanpuoleisessa kuvassa 20 kWh lataus suoritetaan täydellä teholla kotiin saapumisen jälkeen klo. 16:00 alkaen. Oikeanpuoleisessa kuvassa sama lataus suoritetaan asiakkaan muu kuormitus huomioiden kasvattamatta huipputehoa.

## 7.2 Aurinkosähkö

Aurinkosähkön osalta tehotariffin vaikutukset riippuvat merkittävästi siitä, voiko tulevaisuudessa tehotariffi olla myös tuotantotehon huomioiva. Nykyinen lainsäädäntö rajoittaa tuotannon siirtomaksun keskimäärin 0,07 snt/kWh vuodessa (Valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista 65/2009). Jos myös tuotantosuuntaisen huipputehon laskuttaminen olisi mahdollista, asiakkaalla olisi merkittävämmät intressit mitoittaa aurinkosähköjärjestelmä myös tehon mukaan. Kuten aiemmin esitetystä kuvasta 6.1 havaittiin, tuotannon huipputehon leikkaaminen ei merkittävästi pienentäisi energiantuotantoa. Toisaalta tehotariffi voisi luoda asiakkaalle kannusteen hankkia

sähköenergiavarasto talviajan huipputehojen pienentämiseen, jolloin samaa energiavarastoa voitaisiin mahdollisesti hyödyntää kesäaikana aurinkosähkön omakäyttöasteen parantamiseen.

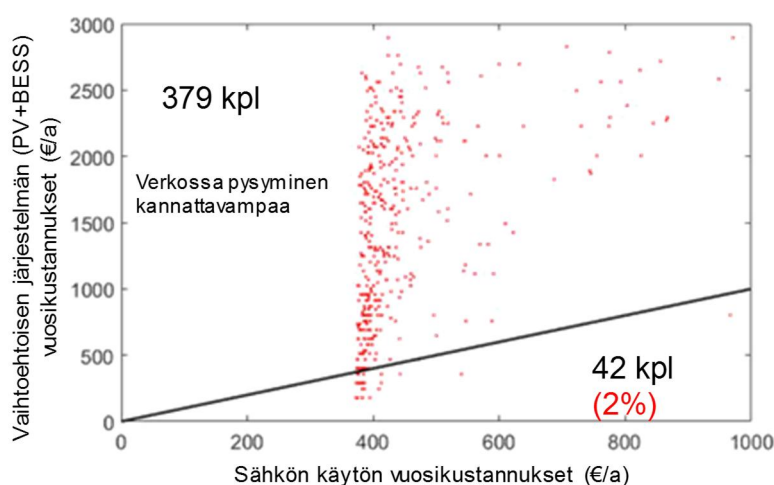
### 7.3 Lämmitystapamuutokset

Lämmitystapamuutoksien osalta tehotariffi loisi kannusteen huomioida myös kylmimpien pakkasten aikaisen sähkönkulutuksen. Nykyisin lämpöpumppuratkaisuja voidaan mitoittaa kattamaan merkittävä osa vuoden lämmitysenergian tarpeesta, mutta ei huipputehon tarvetta, jolloin huipputehon tarve katetaan sähkövastuksilla. Tehotariffin myötä lämmitysjärjestelmien mitoittaminen myös huipputehon tarpeen mukaisesti olisi kannattavampaa.

Tehotariffien vaikutuksissa on kuitenkin myös lämmitysratkaisujen kannalta eroja, kuinka tehotariffin parametrit ja määräytymisperiaatteet asetellaan. Vuosihuipputehohon perustuvassa tariffissa asiakkaalla on voimakkaammat kannusteet mitoittaa lämpöpumppujärjestelmä kattamaan myös kovimpien pakkasien lämmitystehon tarve.

### 7.4 Liittymän taloudellisuus

Verkkoyhtiön tariffirakenne vaikuttaa myös asiakkaan liittymän taloudellisuuteen. Etenkin hyvin vähän tai ei ollenkaan sähköä kuluttavilla asiakkailla sähköverkkoliittymän kannattavuus suhteessa vaihtoehtoiseen ratkaisuun, esimerkiksi sähköenergiavarastolliseen aurinkosähköjärjestelmään, voi riippua hyvin paljon verkkoyhtiön tariffeista. Haja-asutusalueilla myös pelkästään näitä asiakkaita varten on merkittävä määrä verkkoa. Tämä luo verkkoyhtiön ja yhteiskunnan kannalta merkittävän riskin, sillä samaan aikaan kun verkkoja uudistetaan merkittävästi, niin myös asiakkaiden verkkoliittymän tulevaisuus on epävarmempi. Verkkoinfrastruktuuri rakennetaan tyypillisesti kuitenkin 40–50 vuoden pitoaikaoletuksella.



Kuva 7.4. Esimerkivertailu joidenkin kausiluonteisten asiakkaiden (vapaa-ajanasunnot) sähkönkäytön vuosittaisista kustannuksista ja kyseiseen sähkötarpeeseen vastaavan saarekejärjestelmän (aurinkosähkö + akkuvarasto) kustannuksista.

## **7.5 Kustannusvastaavuus haja-asutusalueella**

Haja-asutusalueilla merkittävä osa kustannuksista tulee pelkästään siitä, että asiakkaat ovat kytkettynä sähköverkkoon. Vaikka asiakas ei käyttäisi liittymässään sähköä kuin vähäisesti, niin sähköverkko pitää silti ylläpitää ja korjata. Haja-asutusalueella merkittävä osa asiakkaista voi olla hyvin vähän sähköä kuluttavia sekä energian että huipputehon suhteen. Hyvin voimakkaasti tehopohjainen hinnoittelu ilman minimilaskutustehoa johtaisi herkästi tilanteisiin, joissa kustannusvastaavuus kärsisi ja kesämökkien aiheuttamat kustannukset ohjautuisivat muiden asiakkaiden maksettaviksi. Tämän vuoksi tehotariffin yhteydessäkin on perusteltua olla käytössä kiinteä kuukausimaksu tai tehotariffin minimilaskutusteho.

## **7.6 Yhteenveto tehotariffeista**

Tehotariffin käyttöönotolla pystytään luomaan hintasignaali, joka ohjaa asiakkaan sähkökäyttöä myös kapasiteetin tehokkaan hyödyntämisen näkökulmasta. Tehoperusteinen hinnoittelu luo mahdollisuudet hyödyntää olemassa olevaa verkkoinfrastruktuuria niin, että tulevaisuuden kuormia pystytään kytkemään verkkoon pienemmällä ylikuormittumisen riskillä, jolloin investointeja verkoston vahvistamiseen voidaan mahdollisesti välttää.

Erilaisilla tehotariffeilla voi kuitenkin olla erilaisia vaikutuksia eri asiakkaille riippuen heidän nykyisestä ja tulevasta sähkökäytöstään. Erilaiset tehotariffit luovat erilaisia kannusteita erityyppisille asiakkaille. Verkkoyhtiöissä, joissa on sekä kaupunki- että maaseutualueita tariffikehitystä tuleekin miettiä niin, että tariffi ohjaisi kokonaisvaltaisesti järkevään sähköverkon hyödyntämiseen.

## 8 Avointen ja muiden aineistojen hyödyntäminen verkostosuunnittelussa

### 8.1 Tietoaineistot

Sähkökäytön ja toimialan kehittymisen sekä kehittämismahdollisuuksien arvioinnissa voidaan hyödyntää useita tietolähteitä. Alaa koskevien tietojen julkaisijoita ovat mm. Maanmittauslaitos (MML), Tilastokeskus, Suomen ympäristökeskus (SYKE), Ilmatieteenlaitos, Trafi, Luonnonvarakeskus (LUKE), Geologian tutkimuskeskus (GTK) ja Energiavirasto (EV). Taulukko 8.1 esittää tietoaineistojen julkaisijat sekä eräiden aineistojen hyödynnettävyyttä toimialalla. Seuraavissa alaluvuissa on esitelty keskeisimmät tietoteemat ja niiden julkaisijat. Tietojen olemusta ja hyödynnettävyyttä on havainnollistettu esimerkein.

Taulukko 8.1. Aineistojen julkaisijoiden vertailutaulukko suhteessa hyödynnettävyyteen toimialalla sähköverkkojen suunnittelussa. Plusmerkein (+) on kuvattu aineistojulkaisijoiden aineistojen suhdetta eri aineistoihin. Kysymysmerkillä (?) kuvataan aineiston suhdetta epävarmaksi. (Haakana 2018)

	MML	VRK	TILASTO- KESKUS	SYKE	FMI	TRAFI	LUKE	GTK	EV
<b>MAASTO</b>	++						+	+	
<b>INFRASTUKTUURI</b>	++	+		+					
<b>VÄESTÖ</b>		+	++	+		?			
<b>ENERGIAN TUOTANTO</b>			+		+				+
<b>ENERGIAN KULUTUS</b>		+	+		+	?			+
<b>HYÖDYNNETTÄVYYS SUUNNITTELUSSA</b>	+++	++	+	+	+	?	+	++	+

#### 8.1.1 Rakennustiedot

Rakennusten lämmitysmuoto, ikä ja koko ovat keskeisiä tekijöitä pienasiakkaiden sähkökäytössä. Maanmittauslaitoksen maastotietokanta on maastoa kuvaava aineisto (Maanmittauslaitos 2018). Aineisto kattaa periaatteessa kaikki kartassa näkyvät kohteet. Aineisto kattaa rakennuksista eri tietoja, kuten kattopinta-alat, kulman, mihin ilmansuuntaan rakennus osoittaa, rakennuksen tyypin sekä sijainnin koordinaatit. Maastotietokantaa yksityiskohtaisemmat tiedot ovat saatavilla väestörekisteristä (Väestörekisterikeskus 2018). Tutkimusprojektin tarpeisiin tehtiin väestötietorekisteristä tarkempi haku koskien tarkastelualan kiinteistöjä. Haku suoritettiin kaikilta niiltä postinumeroalueilta, joilla sähkökäyttöpaikkoja sijaitsi. Väestötietorekisteri sisältää kattavat tiedot rakennuksista. Aineistosta saatiin mm. rakennuksen valmistuspäivä, kerrosala, tilavuus, käyttötarkoitus, lämmitysmuoto, rakennusmateriaali sekä sijainnin koordinaatit.

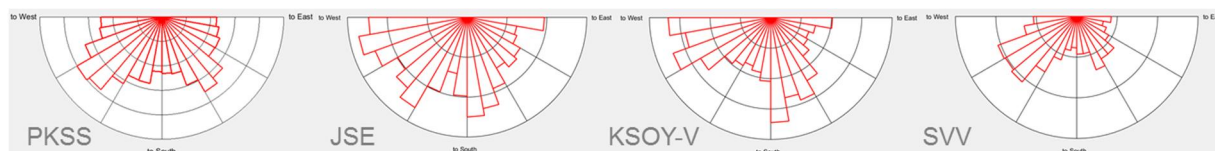
Rakennukset linkitetään sähkönkäyttöpaikkoihin koordinaattien perusteella varmistaen samalla, että saman kiinteistötunnuksen rakennukset liitetään vain yhteen käyttöpaikkaan. Jos saman kiinteistön rakennuksia oli linkitetty usealle käyttöpaikalla, kiinteistön käyttöpaikaksi oletettiin se, johon etäisyys oli lyhin. Käyttöpaikkojen ja rakennusten välinen linkitys voi jäädä puutteelliseksi väestötietorekisteristä puuttuvien koordinaattien vuoksi.

Tässä tutkimuksessa mukana olevien R4-yhtiöiden osalta rakennusten määrät viiteen luokkaan jaoteltuna (asuinrakennukset, liike/julkiset rakennukset, lomarakennukset, teollisuusrakennukset ja muut rakennukset) on esitetty taulukossa 8.2. Tästä voidaan havaita mm., että suurin osa rakennuksista sijoittuu kategoriaan muut rakennukset sisältäen mm. vanhoja maatalouden rakennuksia yms. Merkittävin rakennusluokka muista neljästä ryhmästä ovat asuinrakennukset.

Taulukko 8.2. Esimerkkikoonti rakennusten määristä ja niiden pinta-aloista R4-yhtiöiden toimialueilla. (Maanmittauslaitos 2018)

Rakennusluokka	Rakennusten määrä (kpl)				Rakennusten pinta-ala (km <sup>2</sup> )			
	PKSS	JSE	KSOY-V	SVV	PKSS	JSE	KSOY-V	SVV
Asuinrakennukset	52 076	46 645	49 274	66 417	7,7	7,2	8,2	10,9
Liike/julkinen	2 282	2 226	2 627	3 001	1,3	1,2	1,6	2,1
Lomarakennukset	26 532	53 253	18 092	30 590	1,8	3,7	1,3	2,2
Teollisuus	852	728	1 325	1 114	1,0	0,8	1,8	1,7
Muut	179 121	215 816	117 594	207 928	13,9	15,5	12,7	17,7
<b>Yhteensä</b>	<b>260 863</b>	<b>318 668</b>	<b>188 912</b>	<b>309 050</b>	<b>25,7</b>	<b>28,4</b>	<b>25,6</b>	<b>34,7</b>

Rakennusten osalta on myös selvitettävissä mm. niiden ilmansuunta. Tämä on merkityksellinen tieto mm. arvioitaessa rakennusten potentiaalia aurinkosähkön tuotannossa. Kuva 8.1 näyttää esimerkkijakauman rakennusten ilmansuunnista kaikkien R4 yhtiöiden osalta.



Kuva 8.1. Esimerkkikoonti rakennusten ilmansuuntajakaumista sähköverkkoyhtiöiden toimialueilla. (Maanmittauslaitos 2018)

### 8.1.2 Väestötiedot

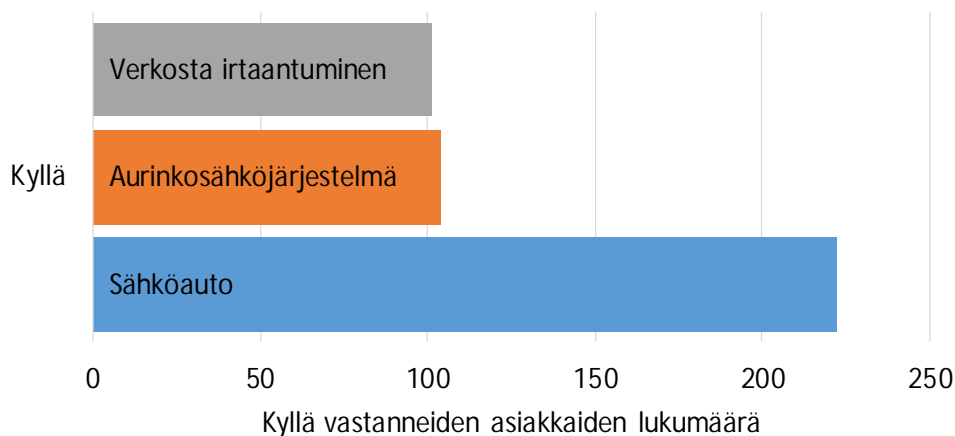
Väestötiedot löytyvät tilastoituna kunnittain 70-luvulta lähtien (Tilastokeskus 2018a). Tämän lisäksi väestötietoja on saatavilla vuosilta 2005 ja 2011–17 tarkemmalla jaotellulla (Tilastokeskus 2018b). Nämä aineistot löytyvät kilometrin ja viiden kilometrin ruutujen tarkkuudella. Aineisto sisältää ruudun asukasluvun sekä ikä- ja sukupuolijakaumat, mikäli väestön määrä on kyseisessä ruudussa enemmän kuin kymmenen henkilöä.

### 8.1.3 Asiakaskyselyt

Asiakkaille tehtävät haastattelut sekä kyselyt voivat toimia jatkossa merkittävänä tiedonlähteenä osana verkko-omaisuuden hallintaa. Näin voidaan saada hyödyllistä informaatiota mm. verkon saneeraustoimenpiteitä suunniteltaessa esimerkiksi pienjänniteverkkojen osalta.

#### Asiakashaastattelut

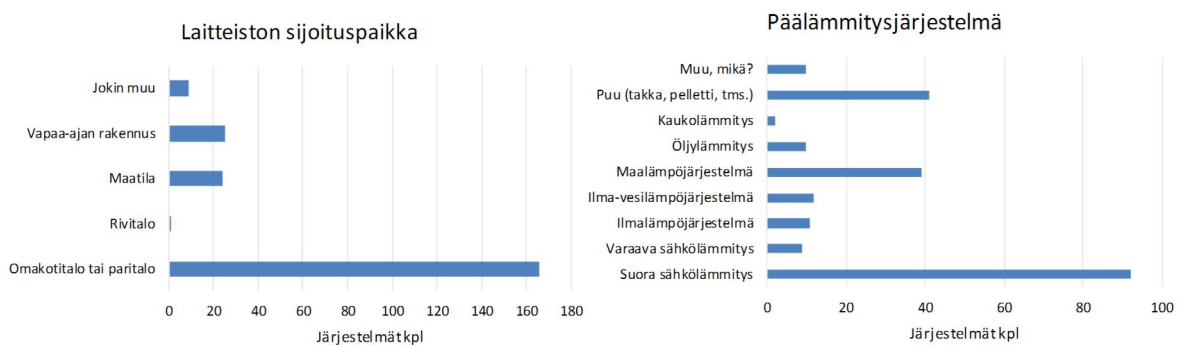
Tutkimushankkeen yhteydessä toteutettiin asiakashaastattelut noin 800 sähköverkkoasiakkaalle. Asiakashaastattelut toteutettiin puhelinhaastatteluina. Haastattelujen tarkoituksena oli saada mm. tietoa asiakkaiden suunnitelmista sähkökäyttöpaikan tulevaisuuden näkymien osalta sekä tuoda lisää tietoa Väestörekisterikeskuksen rakennustietokannasta saatujen tietojen oikeellisuuden arvioimiseksi. Kuva 8.2 näyttää esimerkin haastatteluissa käytetyistä kysymyksistä, missä kysyttiin mm. verkosta irtautumisesta, pientuotantojärjestelmien hankinnasta sekä sähköauton hankinnasta tulevaisuudessa. Asiakkaista reilut 25 % vastasi hankkivansa sähköauton tai ladattavan hybridi –auton seuraavan 15 vuoden kuluessa. Noin 13 % vastasi hankkivansa aurinkosähköjärjestelmän ja noin 13 % vastasi olevansa harkitsevansa verkosta irtoamista seuraavan 15 vuoden kuluessa.



Kuva 8.2. Asiakkaiden vastaukset (kpl) kysymyksiin liittyen verkosta irtaantumishalukkuuteen, aurinkosähköjärjestelmän hankintaan ja sähköauton hankintaan. Kysymykset: 1) Oletteko harkinneet, että kiinteistöllä ei olisi tulevaisuudessa vuonna 2030 sähköverkkoyhteyttä? Esimerkiksi sähkölle ei ole tarvetta tai nykyinen kiinteä yhteys olisi korvattu esim. paikallisella sähköntuotannolla ja sähkövarastoilla, kuten aggregaatti, aurinkosähkö + akkuvarasto tms..2) Onko kiinteistöllä suunnitteilla sähkön / energian pientuotantojärjestelmiä (esim. aurinkosähkö / -lämpö) seuraavien 15 vuoden aikana? 3) Onko teillä edessä seuraavien 15 vuoden aikana sähköauton tai ladattavan hybridi-auton hankinta? Kysymykseen vastanneiden joukko n = 800.

## Aurinkosähkökysely

Aurinkosähköjärjestelmiä hankkineille sähkökäyttäjille järjestettiin oma internet –pohjainen kysely. Kyselyn avulla pyrittiin saamaan uutta tietoa mm. laitteiston hankinnan taustoista sekä kiinteistön mahdollisista tulevista saneeraustoimenpiteistä. Lisäksi tiedusteltiin mahdollista sähköauton hankintaa. Kuva 8.3 esittää esimerkkituloksia kyselystä. Vastauksista käy ilmi, että suurin osa aurinkosähköjärjestelmistä on sijoitettu omakotitalon tai paritalon yhteyteen ja että kiinteistöjen päälämmitysjärjestelmä on suurimmassa osassa ollut suora sähkölämmitys, puulämmitys tai maalämpöjärjestelmä.

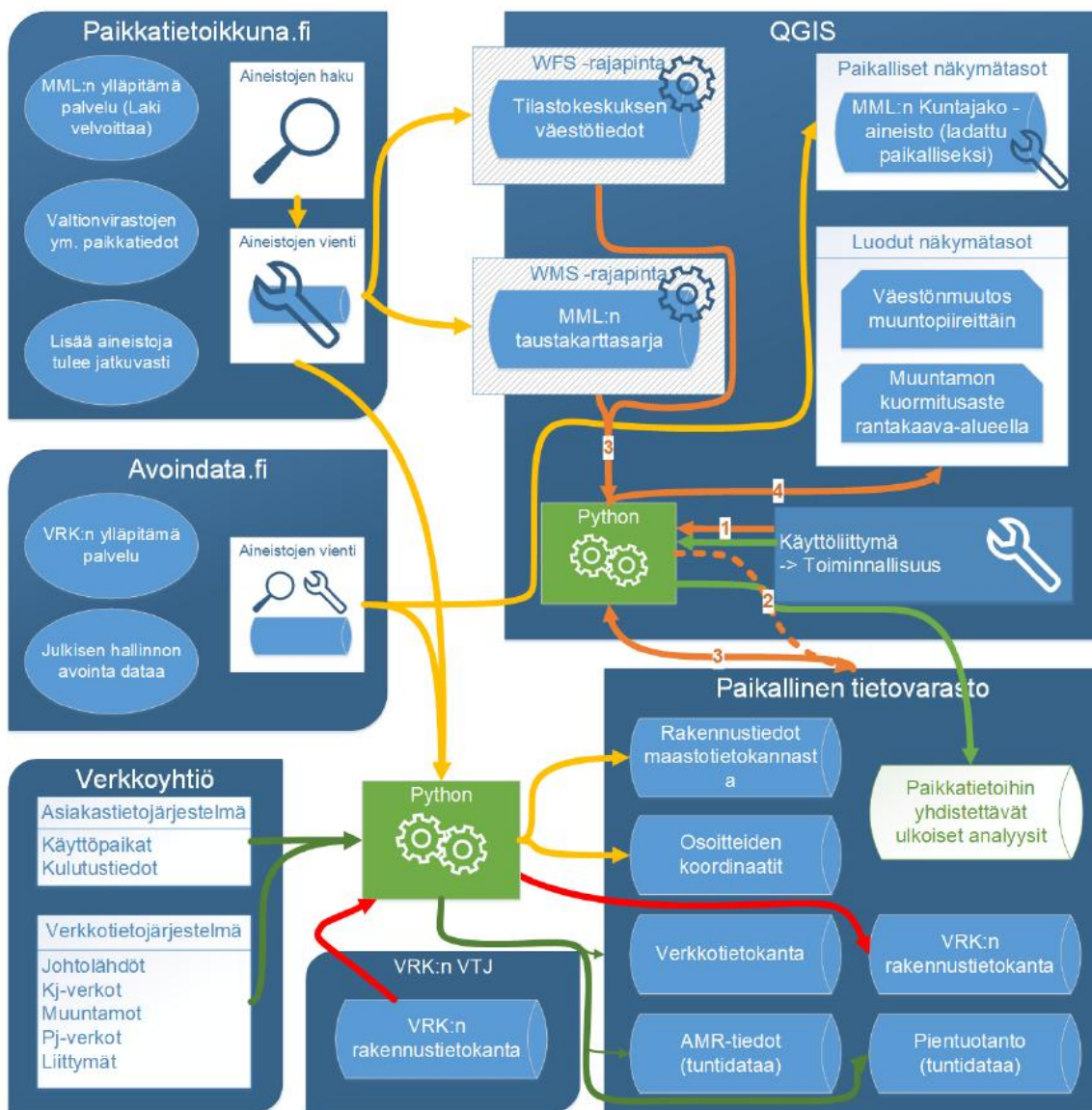


Kuva 8.3. Esimerkkikoontia aurinkosähköjärjestelmän hankkineille toteutetusta kyselystä laitteiston sijoituspaikkaan ja asuinrakennuksen päälämmitysjärjestelmään liittyen.

### 8.1.4 Aineistojen hyödyntäminen

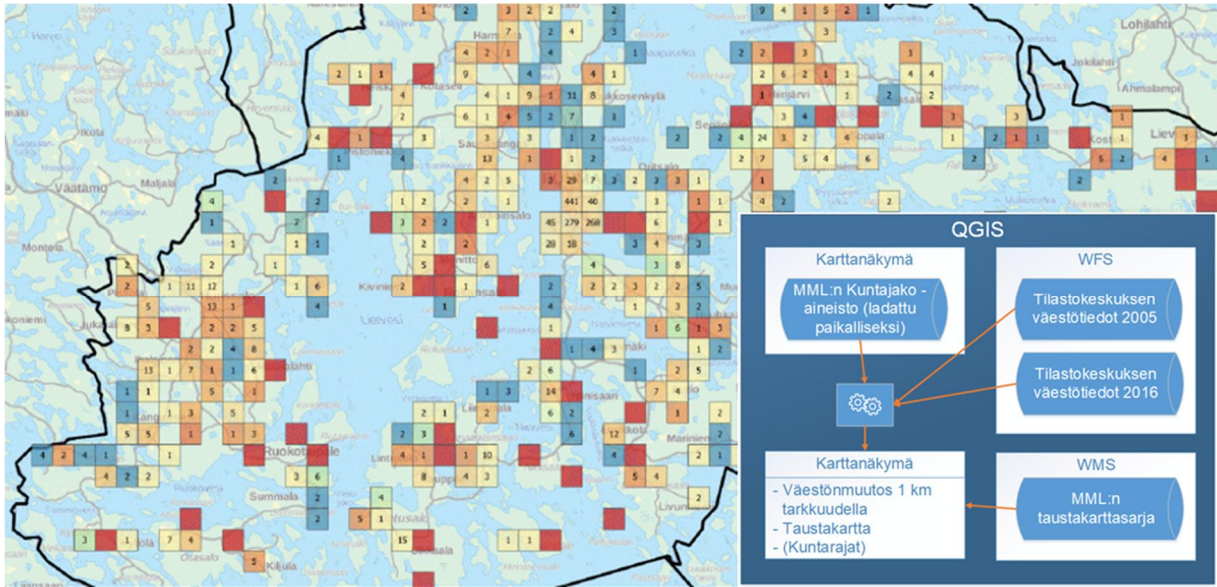
Tutkimushankkeen tavoitteena on tulevaisuuden sähkön käytön parempi ymmärtäminen. Tavoitteen saavuttaminen edellyttää laaja-alaista tietoaineistojen keräämistä ja analysointia. Näin pystytään parhaimmillaan tuomaan merkittävä määrä uutta tietoa suunnitteluprosessien tueksi sekä tekemään verkko-omaisuuden hallinnan näkökulmasta järkeviä päätöksiä. Kuva 8.4 esittää kuvauksen eri tietoaineistojen yhdistämiseksi suunnittelijalle hyödynnettävään graafiseen karttapohjaiseen tietoon. Tässä esimerkissä tiedot on koottu graafiseen muotoon QGIS -ohjelmalla. Aihetta on käsitelty tarkemmin diplomityössä (Haakana 2018).





Kuva 8.4. Periaatekuva eri tietoaineistojen hyödyntämisestä tutkimushankkeen yhteydessä. (Haakana 2018)

Monet avoimet aineistot ovat jo itsessään hyvin informatiivisia, kuten Tilastokeskuksen väestötiedot. Yhdistämällä aineistoja toisiinsa saadaan aineistoista kuitenkin enemmän irti. Esimerkkikuvassa 8.5 on yhdistetty Tilastokeskuksen ja MML:n aineistoja. Kuvassa suhteellinen väestömuutos on kuvattu väri vaihteluilla ja ruudun keskellä ruudun väestö vuonna 2016.



Kuva 8.5. Esimerkki Puumalan kunnan väestönkehitys vuosien 2005 ja 2016 välillä. Taustakartta ja Kuntarajat ©MML, Väestötiedot ©Tilastokeskus. Kuvakaappaus QGIS-ohjelmasta.

## 9 Yhteenveto

Tässä loppuraportissa on esitetty keskeisimmät tulokset harvaanasuttujen seutujen sähköjakeluverkkojen tulevaisuuden kehittämistarpeisiin ja ratkaisuihin liittyen. Tulokset ovat syntyneet hankekokonaisuudessa, jonka päätavoitteena on ollut määrittää kustannustehokkaat ja tulevaisuuden sähkön kysyntään sekä toimitusvarmuusvaatimuksiin vastaavat verkkoratkaisut. Hanke on toteutettu yhteistyössä neljän suomalaisen verkkoyhtiön kanssa todellisia verkko- ja kuormitustietoja hyödyntäen.

Hankkeessa saavutetut tulokset ilmentävät sitä haasteellisuutta, mitä liittyy erityisesti taantuvien alueiden sähköjakeluinfrastruktuurin kehittämiseen. Tulokset tukevat käsitystä, että useissa skenaarioissa verkossa siirrettävän sähköenergian määrä vähenee, mutta tehot kasvavat. Sähköverkon mitoituksen kannalta tämä on haasteellista, koska verkon siirtokapasiteetti määräytyy huipputehojen perusteella. Tulokset indikoivat kuitenkin, että mm. asiakasjoustolla, siirtohinnoittelun kehittymisellä ja uusilla teknisillä ratkaisulla voidaan myötävaikuttaa sähköjakelun kustannustehokkaaseen kehittämiseen.

### 9.1 Sähkön kysyntä ja siinä tapahtuvat muutokset

Sähkön kysynnän arviointi toimii tulevaisuuden verkkojen mitoittamisen pohjana. Haja-asutusalueille kohdistuu tulevaisuudessa useita muutostekijöitä. Keskeisimmät sähkön kysyntään vaikuttavat tunnistetut muutostekijät ovat liikenteen sähköistyminen, aurinkosähkön tuotanto sekä kiinteistöjen lämmitystapamuutokset. Näiden lisäksi taantuvien alueiden väestömuutos sekä ilmastomuutoksen aiheuttama keskilämpötilan kasvu näkyvät sähkön tarpeessa. Tutkimus indikoi, että muutostekijöiden yhteisvaikutus on huipputehoja kasvattava, vaikka sähköenergian siirtotarve näyttääkin vähenevän. Tehopiikkien kasvu on huomioitava erityisesti pienjänniteverkkojen suunnittelussa. Tulevaisuudessa tekniikan kehittyminen ja sähkönkäytön kustannukset luovat kannustimet vaihtoehtoisille sähköntoimitusratkaisuille. Verkkojen omaisuuden hallinnan, verkostosuunnittelun ja –mitoittamisen näkökulmasta kohdekohtainen sähkönkäytön seuranta, avoimien tietoaisteistojen hyödyntäminen sekä asiakaskontaktointi ovat keskeisessä roolissa. Tämä konkretisoituu erityisesti pienjänniteverkkojen saneeraussuunnittelussa, koska pienjänniteverkkojen kokonaispituudesta jopa 50–65 % palvelee vain yhtä asiakasta. Sähkön kysynnässä tapahtuvat muutokset näkyvät ja vaikuttavat siis voimakkaasti verkon kehittämisperiaatteisiin.

#### 9.1.1 Sähköautot

Liikenteen sähköistymiselle on vahvat ajurit niin maailmanlaajuisesti kuin kansallisestikin. Sähkön kysynnässä sähköautoilu tulee näkymään sähkön kysynnän kasvuna kasvattaen sekä sähköenergian kysyntää että jakeluverkon huipputehoja erityisesti paikallisesti erityisesti

pienjänniteverkoissa. Tehojen muutoksen suuruuteen vaikuttavat yleistymisen nopeuden lisäksi sähköauton käyttäjien suosimat latausratkaisut (teho ja ajoitus). Sähköenergian tarpeeseen vaikuttavat ajotarpeet (matkat) sekä sähköautojen akkukapasiteetit. Verkkojen kehittämisen näkökulmasta keskeisimmät haasteet liittyvät oikeanlaiseen mitoittamiseen (huipputehojen arviointi) erityisesti pienjänniteverkoissa ja siihen, että sähköautojen yleistymisen aikataulu voi olla nopea suhteessa sähköverkon uusiutumiseen. Haitallisia verkkovaikutuksia voidaan hillitä älykkäillä latausratkaisuilla ja lataustehojen suuruuksien järkevöittämisellä.

### *9.1.2 Pientuotanto (aurinkosähköjärjestelmät)*

Uusiutuvan tuotannon lisääntyminen näkyy haja-asutusalueilla erityisesti aurinkosähköjärjestelmien yleistymisenä. Kansallisesti kasvu on ollut erityisen voimakasta viime vuosina. Sähkön kysynnässä aurinkosähkön tuotanto näkyy eniten kevät- ja kesäaikaan. Pienasiakkaalla sähkön tarve on päiväsaikaan yleensä vähäisempää, jolloin tuotanto siirtyy suurelta osin verkkoon päin. Aurinkosähköjärjestelmien tuotantotahopiikit ovat pääsääntöisesti pienempiä kuin asiakkaiden nykyiset vuoden aikana ilmenevät (lämmitys)tehopiikit, mutta tuotantotehujen samanaikaisuus voi alueilla johtaa heikoimmissa verkonosissa jännitetaso-ongelmiin. Tilannetta voidaan helpottaa älykkäillä kuormanohjausratkaisuilla (esim. lämminvesivaraajan samanaikainen käyttö aurinkoisina hetkinä) sekä järjestelmän järkevällä mitoittamisella.

### *9.1.3 Lämmitystapamuutokset*

Haja-asutusalueilla on saneerattu kiinteistöjen lämmitysjärjestelmiä viime vuosikymmenien aikana energiataloudellisempaan ja ympäristöystävällisempään muotoon. Saneerausten on ennakoitu jatkuvan kohteissa, joissa kiinteistön lämmitysjärjestelmän käyttöikä lähenee loppua. Erityisesti ilma- ja maalämpöjärjestelmien on ennakoitu yleistyvän merkittävästi nykyisestä. Lämmitysjärjestelmäsaneeraukset näkyvät jossakin määrin sähkön kysynnän kehityksessä. Muutosilmiönä tämä on kuitenkin liikenteen sähköistymistä ja pientuotantoa maltillisempi, mutta voi silti alueellisesti vaikuttaa merkittävästi sähköntarpeeseen, mikäli alueella on paljon saman tyyppisiä lämmitysratkaisuja. Tällöin sähköntarve tyypillisesti kasvaa siirryttäessä esim. öljylämmityksestä maalämpöön tai vastaavasti sähköntarve pienenee muutettaessa nykyinen sähkölämmitys maalämpöön. Saneeraukset voivat joissakin tapauksissa näkyä jännitteen laadun heikentymisenä. Näin voi tapahtua erityisesti kohteissa, joissa on entuudestaan heikko jännitejäykkyys ja uusi lämmitysjärjestelmä käy ns. patkikäyntinä aiheuttaen nopeita lyhytaikaisia virtapiikkejä ja tätä kautta mm. välkyntää jännitetasossa. Sähkön kysynnässä ja jännitteenlaadussa tapahtuvat muutokset riippuvat olemassa olevan lämmitysjärjestelmän lisäksi uuden lämmitysjärjestelmän mitoittamisesta.

### 9.1.4 Väestön väheneminen ja asiakaskato

Taantuvilla alueilla väestö vähenee tasaisesti tarkoittaen usein tyhjilleen jääviä kiinteistöjä. Sähkökäytössä tapahtuvat muutokset riippuvat paljon siitä, jääkö asukkaiden poistuessa kiinteistö kylmilleen, peruslämmöille vai tuleeko kiinteistöön uusia asukkaita. Asiakaskato voi kasvattaa riskiä, että verkosta uusitaan sellaisia osuuksia, joissa ei olekaan sähkökäyttöä jonkin ajan kuluttua. Tällaisten verkonosien saneerausta onkin pyrittävä lykkäämään hallitusti, mikäli verkon ikä ja mekaaninen kunto sen mahdollistavat. Tällaisissa kohteissa sähkön toimitusvarmuutta voidaan silti parantaa esimerkiksi vierimetsän hoidolla ja johtokatuja leventämällä. Toimenpiteet mahdollistavat tilanteen seuraamisen hallitusti niin, että nähdään, onko verkon saneeraamiselle lopulta tarvetta. Taantuvilla alueilla tällaiselle toimintamallille on erityinen tarve.

## 9.2 Sähkön toimitusvarmuus

Muutostekijät lisäävät yhteiskunnan odotusarvoa katkottomalle sähkön toimitukselle mm. liikenteen sähköistymisen näkökulmasta. Kasvavat odotusarvot näkyvät lainsäädännössä jonka mukaan haja-asutusalueilla on saavutettava sähkön toimitusvarmuudessa merkittävä kehitysaskel vuoden 2028 tai 2036 loppuun mennessä. Harvaanasutuilla seuduilla sähköverkon saneeraustarpeet ovat huomattavat. Taajamissa tai niiden läheisyydessä voi olla kaksikolmasosaa asiakaskunnasta, mutta jakeluverkosta vain kolmasosa. Verkkojen korkea metsäisyysaste (suurhäiriöriski) yhdessä asiakaskadon ja muiden muutostekijöiden kanssa vaikeuttaa kustannustehokkaiden ratkaisuiden löytämistä.

Toimitusvarmuustavoitteiden täyttymiseen on käytettävissä useita kehittämisvaihtoehtoja. Kustannustehokkaimmat ratkaisut ovat voimakkaasti alueriippuvaisia. Esimerkiksi alueen sähköjakeluverkon vikaherkkyys, sähkön tarpeen kehittyminen, kehittämisolosuhteet ja yksikköhinnat vaikuttavat tähän. Tässä raportissa esitettyjen linkaarilaskelmien esimerkkitulokset pohjautuvat Energiaviraston julkaisemiin valtakunnallisiin yksikköhintoihin. Alueilla, joissa sähkön kysynnässä on esimerkiksi asiakaskadon myötä ennakoitavissa laskua tai alueelle kohdistuu muita epävarmuustekijöitä ja verkko on iän sekä mekaanisen kunnan puolesta hallittavissa, suositellaan saneerausten hallittua lykkäämistä. Tällöin toimitusvarmuuden myönteinen kehitys voidaan varmistaa esimerkiksi vierimetsänhoidon, leveiden johtokatuja ja yksittäisten pylsävaihtojen muodossa. Varsinaiset verkon saneerausresurssit voidaan tällaisessa toimintamallissa kohdistaa alueille, joissa sähkön kysynnälle ja jakeluverkon olemassa ololle on varmemmat lähtökohdat. Tulevaisuudessa myös asiakas- ja verkkojoustolla voi olla merkitystä toimitusvarmuuden tavoittelussa. Mikroverkkoratkaisut ja asiakaskohtainen sopiminen toimitusvarmuuden täyttymisestä mahdollistaisi harvaanasutuilla seuduilla investointien kohdistamisen ja toteutumisen nykyistä kustannustehokkaammin.

### 9.3 Toimenpidesuosituks

Tutkimushankkeessa on arvioitu sähkön kysynnässä tapahtuvia muutoksia ja muutoksiin sopivia verkon kehittämiskäytännöitä. Arviot perustuvat hankkeen aikana käytössä olleisiin tilastoihin ja tulosaineistoihin. Sähkön kysynnässä tapahtuvat muutokset riippuvat voimakkaasti eri muutosilmidiöiden yleistymisen laajuudesta ja nopeudesta. Toimenpide-ehdotuksena suositellaan keskeisimpien muutostekijöiden (liikenteen sähköistyminen, pientuotanto, lämmitystapamuutokset ja asiakaskato) systemaattista seuranta ja vaikutusten analysointia. Tämä edellyttää jossakin määrin tilastoinnin ja aineistojen käsittelyn kehittämistä. Julkiset avoimet tietoaaineistorajapinnat tarjoavat hyvän lähtökohdat aluekohtaisten tilastotietojen hakemiselle ja hyödyntämiselle (esimerkiksi koko valtakunnan kattavat väestötilastot 1 km x 1 km – tarkkuudella).

Sähkön kysynnässä tapahtuvien muutostekijöiden ja toimitusvarmuustavoitteisiin tähtäävien verkkoratkaisujen järjestelmällinen ja kustannustehokas toteutuminen voi edellyttää nykyisten kehittämis- ja suunnitteluperiaatteiden päivittämistä. Asiakaspäässä tapahtuvat muutokset ovat avainasemassa sähkön kysynnän arvioinnissa. Lisäksi erilaisten asiakasjoustonratkaisuiden merkitys voi olla tulevaisuuden kehittämisvaihtoehdoissa huomattava. Tällaisen joustopotentialin ja verkkovaikutusten määrittäminen edellyttää kuitenkin lisäanalyysijä. Myös tietojärjestelmien kehittämiseksi on tarvetta tulevaisuuden haasteiden ja mahdollisuuksien ymmärtämiseksi.

## Lähteet:

### Hankkeen yhteydessä tehdyt diplomityöt

Diplomityö I: Sähkökäyttäjien luokittelu ja sähkökäytön ennustaminen sähkönkulutustietojen avulla (Santeri Viljakainen), <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe201710058901>

Diplomityö II: Haja-asutusalueelle soveltuva muuntamokonsepti (Mikko Suhonen) <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2017121155563>

Diplomityö III: Maakaapelointikonseptin kehittäminen haja-asutusalueille (Simo Villanen) <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2018042618527>

Diplomityö IV: Haja-asutusalueiden sähköverkkoratkaisut (Juha Silventoinen) <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2018051524145>

Diplomityö V: Paikkatietoaineistojen ja avoimien tietolähteiden hyödyntäminen sähköverkkojen pitkän aikavälin suunnittelussa (Olli Haakana) <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2018083034327>

Diplomityö VI: Sähköenergiankulutuksen ennustemallin kehittäminen avoimia tietokantoja hyödyntäen (Otto Räisänen) <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe2018121150495>

### Muut lähteet

Belonogova Nadezhda et al., 2018, Multi-objective Role of BESS in an Energy System (CIRED Workshop 2018)

BloombergNEF, 2019, Clean Energy Investment Exceeded \$300 Billion Once Again in 2018, <https://about.bnef.com/blog/clean-energy-investment-exceeded-300-billion-2018/>

Electricity customer 2030 - Long-term electricity consumption scenarios for rural areas (15th International Conference on the European Energy Market 2018, EEM 2018)

Energiatoteellisuus, 2018, Sähkökäyttö kunnittain 1990–2004 ja 2007–2017. [https://energia.fi/ajankohtaista\\_ja\\_materiaalipankki/materiaalipankki/sahkonkaytto\\_kunnittain\\_2007-2017.html#material-view](https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/sahkonkaytto_kunnittain_2007-2017.html#material-view)

Fraunhofer ISE 2019, [www.energy-charts.de/power\\_inst.htm?year=all&period=annual&type=power\\_inst](http://www.energy-charts.de/power_inst.htm?year=all&period=annual&type=power_inst)

Haakana Juha et al., 2018, Methodology to define a BESS operating strategy for the end-customer in the changing business environment EEM 2018

Haapaniemi Jouni et al., 2018, Changing to Power-Based Grid Pricing - An Incentive for Grid Defections in Nordic Conditions? EEM 2018

IEA, 2018, Snapshot of Global Photovoltaic markets, [www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS - A Snapshot of Global PV - 1992-2017.pdf](http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2017.pdf)

Energiavirasto, 2016, Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut 2016. [www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-2016](http://www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-2016)

Energiavirasto, 2017, Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut 2017. [www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-2017](http://www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-2017)

- Gaia Consulting, 2017, Lämpöpumppujen vaikutukset sähkötehon tarpeeseen, Loppuraportti, 2017. [www.sulpu.fi/documents/184029/0/Lämpöpumppujen%20vaikutukset%20sähkötehon%20tarpeeseen%20-%20Loppuraportti%20FINAL%204-2017%20%28ID%2029764%29.pdf](http://www.sulpu.fi/documents/184029/0/Lämpöpumppujen%20vaikutukset%20sähkötehon%20tarpeeseen%20-%20Loppuraportti%20FINAL%204-2017%20%28ID%2029764%29.pdf)
- Honkapuro Samuli, Haapaniemi Jouni, Haakana Juha, Lassila Jukka, Partanen Jarmo, Lummi Kimmo, Rautiainen Antti, Supponen Antti, Koskela Juha, Järventausta Pertti. 2017, Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset. Tutkimusraportti
- Ilmasto-opas 2018, <https://ilmasto-opas.fi/fi/ilmastonmuutos/suomen-muuttuva-ilmasto/-/artikkeli/74b167fc-384b-44ae-84aa-c585ec218b41/ennustettu-ilmastonmuutos-suomessa.html>
- Ilmatieteenlaitos. Lämmistystarveluvut. [viitattu 1.6.2018]. <https://ilmatieteenlaitos.fi/lammitystarveluvut>
- Jiawei Han et al., 2011, Data mining: concepts and techniques. Elsevier, 2011.
- Lassila Jukka et al., 2016, Nationwide photovoltaic hosting capacity in the Finnish electricity distribution system, PVSEC 2016
- Liikenne ja viestintäministeriö, 2016, Työryhmän ehdotus liikenteen vaihtoehtoisten käyttövoimien jakeluverkon suunnitelmaksi
- Liikenne ja viestintäministeriö, 2018, Hiiletön liikenne 2045 – polkuja päästöttömään tulevaisuuteen, Liikenteen ilmastopolitiikan työryhmän väliraportti
- Maanmittauslaitos, 2018, Maastotietokanta, [www.maanmittauslaitos.fi/kartat-ja-paikkatieto/asiantuntevalle-kayttajalle/tuotekuvaukset/maastotietokanta-0](http://www.maanmittauslaitos.fi/kartat-ja-paikkatieto/asiantuntevalle-kayttajalle/tuotekuvaukset/maastotietokanta-0)
- Rautiainen A et al., 2012, Statistical Charging Load Modeling of PHEVs in Electricity Distribution Networks Using National Travel Survey Data, IEEE Transaction on Smart Grid, vol. 3, no. 4, 2012.
- Suomen lämpöpumppuyhdistys ry (SULPU), 2018, Myydyt lämpöpumput 2017.
- Tilastokeskus (a), 2018. Tilastokeskuksen PX-WEB-tietokannat. Väestö iän (1-v.) ja sukupuolen mukaan alueittain 1972 - 2017 [verkkotilasto]. [viitattu 30.7.2018] <http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/>
- Tilastokeskus (b), 2018, Väestöruutuaineistot 1 km x 1 km ja 5 km x 5 km 2005 ja 2011–2017. <http://geo.stat.fi/geoserver/vaestoruutu/wfs>
- Tilastokeskus (c), 2017, Moottoriajoneuvokanta 2017. [viitattu: 5.3.2019], [www.stat.fi/til/mkan/2017/mkan\\_2017\\_2018-03-22\\_tie\\_001\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/mkan/2017/mkan_2017_2018-03-22_tie_001_fi.html)
- Trafi, 2018, Liikennekäytössä olevat sähköautot ja ladattavat hybridit.
- Tuononen, Marko: Paikallishaku klusterointimenetelmänä. Pro Gradu -työ. Joensuun yliopisto, 2006.
- Tuunanen, Jussi: Lämpöpumppujen vaikutukset sähköverkkoliiketoiminnan kannalta. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2009.
- Väestörekisterikeskus, 2018, <https://vrk.fi/etusivu>



ISBN 978-952-335-356-5

ISBN 978-952-335-357-2 (PDF)

ISSN-L 2243-3376

ISSN 2243-3376

Lappeenranta 2019

 LUT  
University