



# Virtuaalisen energiayhteisön muodostaminen

Kalle Pesonen, Jouni Haapaniemi, Petri Kapuinen, Mikko Nykyri,  
Tarmo Makkonen, Teemu Manninen, Anna Dunderfelt,  
Milla Sairanen & Juha Korpijärvi



Kaakkois-Suomen  
ammattikorkeakoulu



Kalle Pesonen, Jouni Haapaniemi, Petri Kapuinen,  
Mikko Nykyri, Tarmo Makkonen, Teemu Manninen,  
Anna Dunderfelt, Milla Sairanen & Juha Korpijärvi

# Virtuaalisen energiayhteisön muodostaminen



Elinkeino-, liikenne- ja  
ympäristökeskus



MAASEUTU 2020



Euroopan maaseudun  
kehittämisen maatalousrahasto:  
Eurooppa investoi maaseutualueisiin



Kaakkois-Suomen  
ammattikorkeakoulu

**XAMK TUTKII 33**

KAAKKOIS-SUOMEN AMMATTIKORKEAKOULU  
MIKKELI 2024



Tämä julkaisu kokoaa FarmEnergy – maatalojen energiayhteisö -hankkeen tuloksia ja johtopäätöksiä. Hankkeessa keskityttiin osoittamaan kiinteistörajojen ylittävien energiayhteisöjen kannattavuus. Tavoitteena oli luoda edellytykset maaseudun energiayhteisön toiminnalle ja demonstroida sitä. Kehitystyö koostui maatalojen tuottaman datan perusteella tehdyistä simuloinneista, joilla pyrittiin osoittamaan energiayhteisön toiminnan hyöty niin yhteisölle itselleen kuin muille osapuolille, kuten jakeluverkkoyhtiöille. Hankkeessa tehtiin yhteistyötä alkutuotannon yritysten, jakeluverkkoyhtiöiden ja lukuisten sidosryhmien kanssa. Hankkeen toteuttajat olivat Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu, Luonnonvarakeskus ja Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT. Toteutusaika oli 1.9.2022–31.12.2024. FarmEnergy-hanketta rahoitti Hämeen ELY-keskus Euroopan maaseudun kehittämisen maatalousrahastosta, Manner-Suomen maaseudun kehittämisohjelmasta 2014–2020 (Elpyminen 2021–2022).

---

© Tekijät ja Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu  
Kannen kuva: Manu Eloaho  
Taitto ja paino: Grano Oy  
ISBN 978-952-344-596-3 (nid.)  
ISBN 978-952-344-597-0 (PDF)  
ISSN 2489-2459 (nid.)  
ISSN 2489-4575 (verkko)  
julkaisut@xamk.fi

# TIIVISTELMÄ

Hankkeessa on tutkittu verkkosimulaatioiden avulla maatalousalan yritysten muodostamien energiayhteisöjen kokonaistaloudellisia hyötyjä. Simulaatioissa on käytetty hankkeeseen osallistuneiden kiinteistöjen sähkönkulutustietoja sekä simuloituja aurinkosähköntuotantotietoja. Hankkeessa on haluttu osoittaa, ettei energiayhteisötoiminnassa ole kysymys ainoastaan tulonsiirrosta jakeluverkkoyhtiöltä energiayhteisöille. Tiloilla tehtyjen mittausten avulla on pyritty löytämään sähkölaitteita, joita käyttämällä olisi mahdollista toteuttaa kysynnänjoustoa.

Maatiloilla tehtyjen mittausten perusteella sellaista joustopotentiaalia, jota voitaisiin turvallisesti käyttää tuotantoeläinten hyvinvoinnin vaarantumatta, ei juurikaan ole saatavilla. Pienemmillä tiloilla yksityistalouden kohteet näyttävät merkittävimmin kuormituksina, mutta suuremmilla tiloilla niiden vaikuttavuus pienenee. Lypsytiloilla sähköä kuluu lypsytoimintoihin, rehun valmistukseen, lannan käsittelyyn sekä talvisaikaan tapahtuvaan juomavesijärjestelmien sulana pitoon, valaistukseen sekä joissakin tapauksissa eläinsuojien ilmanvaihtoon. Kananmunia tuottavalla tilalla sähköä kuluu ilmanvaihtoon, valaistukseen, rehun valmistukseen sekä munien pakkaamiseen. Edellä mainituista toiminnoista vain rehun valmistus sekä lannankäsittely ovat sellaisia, joiden ajankohtaan voidaan vaikuttaa eläinten hyvinvoinnin vaarantumatta.

Energiayhteisötoiminnan myötä energiayhteisön yhdessä omistama tuotantolaitteisto on mahdollista mitoitaa omakäyttöperiaatetta noudattaen hieman suuremmaksi kuin yksittäisten tilojen tarpeisiin asennettavat tuotantolaitteistot. Vaihtoehtoina ovat tällöin yhdessä hankitun tuotantolaitteiston sijoittaminen keskitettyyn sijaintiin, jolloin saadaan mahdollisesti volyymihyötyä laitoksen investointikustannuksissa tai laitteisto voidaan sijoittaa hajautetusti tiloille. Molemmissa vaihtoehtoissa tuotantolaitoksen mitoitusta olisi edelleen mahdollista tarkistaa joustoon kykenevien sähkölaitteiden avulla tai akustoilla, joiden avulla muutoin yli yhteisön oman tarpeen tuotettua sähköä voitaisiin varastoida hyödynnettäväksi myöhempänä ajankohtana.

Keskitetty laitteistoratkaisu ei kuitenkaan näyttäyty taloudellisesti järkevänä johtuen siitä, että voimassa olevien verkkopalveluehtojen mukaisesti myös energiayhteisön sisällä käytettävän energian siirrosta joudutaan maksamaan verkkopalvelumaksua silloin, mikäli yhteisöllä ei ole käytössään erillistä siirtolinjaa. Myöskään jakeluverkkoyhtiölle ei näyttäyty taloudellisesti kannattavana tarjota energiayhteisöjen jäsenille edullisempaa verkkopalvelumaksua yhteisön sisäistä sähkönsiirtoa varten, sillä yhteisötoiminnan tarjoama mitoitusetu suuremmille tuotantolaitteistoille pienentää jakeluverkkoyhtiön verkkopalvelumaksukertymää. Keskitetty tuotantolaitteisto ei siis ole taloudellisesti järkevä

vaihtoehto, mutta toisaalta joissakin tapauksissa keskitetyn ratkaisun avulla voisi olla mahdollista turvata ja vahvistaa sähkönjakeluverkon heikkoja osuuksia, joten hyötyjä jakeluverkkoyhtiölle voi muodostua myös kalliiden investointien välttämisenä.

Hajautetussa sijoitusmallissa pääosa tuotetusta sähköstä päätyy samalla tontilla sijaitsevan kiinteistön käyttöön, jolloin säästöä muodostuu verkkopalvelumaksujen osalta. Kuitenkin edelleen ylituotetun sähkön osalta yhteisö on velvoitettu korvaamaan verkkopalvelumaksun jakeluverkkoyhtiölle siitä huolimatta, että sähkö toimitettaisiin energiayhteisön osakkaalta toiselle. Jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta hajautettu sijoitusvaihtoehto tuo hieman etua pienentyvien häviökustannusten osalta, mutta keräämättä jäävät verkkopalvelumaksut näyttäytyvät tässäkin tapauksessa suurempana kustannuksena. Hajautetuissa järjestelmissä on myös suurempi riski jakeluverkon sähkönlaadun vaarantavalle jännitteenousulle, jota tuotantolaitteistot joutuvat välttämään rajoittamalla tuotantotehoaan.

Keskeisin energiayhteisöistä saatava hyöty voisikin siis olla tuotantolaitteistojen koon kasvattaminen edelleen omakäyttöperiaatetta noudattaen. Laitos kannattaisi mitä ilmeisimmin toteuttaa hajautetusti, jollei jakeluverkkoyhtiölle ole osoittaa alueelta vahvistamisen tarpeessa olevaa verkko-osuutta, jota voitaisiin tukea keskitetyn laitteiston avulla.

**Asiasanat:** energia, aurinkoenergia, yhteisöt, sähköala

# ABSTRACT

Through network simulations, the project has explored the overall economic benefits of energy communities formed by agricultural companies. The simulations used data on the electricity consumption of the properties involved in the project as well as simulated solar power production data. The aim of the project has been to show that energy community activities are not just about transferring income from a distribution network company to energy communities. Measurements at the premises have been used to find electrical devices that would make it possible to implement the demand response.

Based on measurements on farms, there is a little flexibility potential that could be safely used without compromising the welfare of farm animals. On smaller farms, private household items appear to be the most significant loads, but on larger farms, their effectiveness is reduced. In milking farms, electricity is used for milking operations, to produce feed, for manure processing, and for the holding of drinking water systems in the wintertime, for lighting and, in some cases, for the ventilation of animal shelters. In an egg-producing farm, electricity is used for ventilation, lighting, feed preparation, and egg packing. Of the activities mentioned above, only the production of feed and the processing of manure are those whose timing can be influenced without endangering animal welfare.

Energy community activities make it possible to scale the production equipment jointly owned by the energy community, following the self-use principle, slightly larger than the production equipment to be installed in the needs of individual facilities. The alternatives are to place the jointly acquired production equipment in a centralised location, which may result in volume gains in the investment costs of the plant or to locate the equipment in a decentralized manner on the premises. In both options, it would still be possible to revise the design of the production facility by means of flexible electrical equipment or by means of battery packs that would otherwise allow electricity generated over the community's own needs to be stored for recovery at a later date.

However, the centralised hardware solution does not appear to make economic sense because, in accordance with the current network service terms, a network service fee will also have to be paid for the transfer of energy used within the energy community if the community does not have a separate transmission line. Nor does it appear economically viable for a distribution system company to offer members of energy communities a cheaper network service fee for intra-community electricity transmission, as the dimensioning advantage provided by community operations for larger production facilities reduces the network service company's network service fee accrual. Thus, the centralised

generation system does not appear to be an economically sound alternative, but on the other hand, in some cases, a centralised solution could make it possible to secure and strengthen the weak sections of the electricity distribution network, so benefits for the distribution system company can also arise as a means of avoiding costly investments.

In the decentralized investment model, the majority of the electricity produced ends up being used by a property on the same plot, resulting in savings in terms of network charges. However, in the case of still overproduced electricity, the entity is obliged to reimburse the network service fee for the distribution system operator, even though the electricity would be supplied from one member of the energy community to another. From the point of view of the distribution network company, the decentralized investment option brings a slight advantage in terms of decreasing loss costs, but the uncollected network charges appear to be a higher cost in this case as well. Distributed systems also run a higher risk of voltage surges endangering the electricity quality of the distribution network, which production facilities must avoid by limiting their production power.

Therefore, the key benefit from the energy communities could be to further increase the size of the production equipment in accordance with the self-use principle. It would obviously be beneficial for the facility to be implemented in a decentralized manner, unless there is an indication for the distribution system operator of a network share in need of reinforcement in the area that could be supported by centralised hardware.

**Keywords:** energy, solar energy, communities, electricity

# LUKIJALLE

FarmEnergy – maatilojen energiayhteisö -hanke toteutettiin LUT-yliopiston, Luonnonvarakeskuksen (Luke) ja Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulun (Xamk) yhteishankkeena. Hanketta rahoitti Hämeen elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus Euroopan maaseudun kehittämisen maatalousrahaston Manner-Suomen maaseudun kehittämissuunnitelmaa 2014–2020 (Elpyminen 2021–2022). Hankkeen virallinen hankenumero on 201034.

FarmEnergy-hankkeen toteutusaika oli 1.9.2022–31.12.2024. Hankkeen päätoteuttajana toimi Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu. Xamkin hankkeen projektipäällikkönä toimi Anna Dunderfelt, ja muissa asiantuntijatehtävissä työskentelivät Kalle Pesonen, Juha Korpijärvi, Teemu Manninen, Jari Kortelainen, Miika Hämäläinen, Milla Sairanen, Tarmo Makkonen, Juha-Pekka Ontronen ja Tuija Ranta-Korhonen. LUT-yliopistossa hankkeessa työskentelivät Salla Annala, Mikko Nykyri ja Jouni Haapaniemi. Luonnonvarakeskuksessa hankkeessa työskentelivät Petri Kapuinen ja Juha Piispanen.

Hankkeen vastuullisena johtajana Xamkissa toimi Metsä, ympäristö ja energia -vahuusalan tutkimusjohtaja Lasse Pulkkinen, hankkeen yhteyshenkilönä Metsä, ympäristö ja energia -vahuusalan tutkimusryhmäpäällikkö Hanne Soininen ja hankeasiantuntijana Hanna-Maija Penttinen. Hanketyön etenemistä valvoi ja ohjasi ohjausryhmä, johon kuuluivat professori Samuli Honkapuro LUT-yliopistosta, energia-asiantuntija Anssi Kainulainen MTK ry:stä, maatalousyrittäjä Antti Laitinen Farmila Oy:stä, johtava asiantuntija Suvi Lehtinen Energiavirastosta, ylitarkastaja Veli-Pekka Reskola MMM:stä, johtava asiantuntija Maarit Kari (2022–2023) ProAgria Keskusten Liitosta, kasvintuotanto- ja energia-asiantuntija Jukka Sairanen (2024) ProAgria Etelä-Savosta, johtava tutkija Lauri Sikanen Lukesta, tutkimusryhmäpäällikkö Hanne Soininen Xamkista ja kehityspäällikkö Tomi Öster Järvi-Suomen Energia Oy:stä. Ohjausryhmässä rahoittajan edustajana toimi maaseudun kehittämisen asiantuntijat Lassi Hurskainen ja Kaisa Tolonen Hämeen ELY-keskuksesta.

Hankkeen kehittämistyössä oli mukana maaseudun innovaatioryhmä (EIP), johon kuuluivat maanviljelijä Petri Pekonen, Jukolan Maitotila Oy Pertti Liias, Harjun Maatalous Oy Kalle Mattila, Farmila Oy Antti Laitinen, Juvan Bioson Oy Heikki Teittinen ja Taskilan tila Jussi Kietäväinen.

Hankkeen tavoitteena oli selvittää edellytyksiä ja kannattavuutta maatilojen energiayhteisölle. Raportti avaa kokonaisuuden lukijalle ja esittelee hankkeessa tehtyjä simulaatioita ja niiden tausta-aineistoja. Tulokset ovat hyödynnettävissä kansallisesti ja tarjoavat lisätietoa maatilallisille päätöksenteon tueksi koskien investointien tekemistä, mikäli ener-

giayhteisöjen perustaminen tulee ajankohtaiseksi. Viranomaisille ja päättäjille raportti tarjoaa tietoa niin ikään päätöksenteon tueksi koskien lakien säätämistä ja päätöksentekoa. Tekijät kiittävät hankkeen rahoittajaa kehittämistyön mahdollistamisesta sekä muita hankkeeseen osallistuneita sidosryhmiä ja ohjausryhmää aktiivisesta ja kehitysmyönteisestä osallistumisesta hanketyöhön.

19.12.2024

*Tekijät*

# TEKIJÄT

**ANNA DUNDERFELT**, 0009-0009-2243-9907

tradenomi (ylempi AMK), TKI-asiantuntija, Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu, Metsä, ympäristö ja energia -vahvuusala

**JOUNI HAAPANIEMI**, 0000-0003-2204-6459

TkT, tutkijatohtori, Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT, LUT School of Energy Systems, Sähkötekniikka

**PETRI KAPUINEN**, 0000-0001-7359-061X

agr., MML, tutkija, Luonnonvarakeskus Luke, Tuotantojärjestelmät

**JUHA KORPIJÄRVI**, 0009-0002-1106-5558

TkT, yliopettaja, Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu, Sähkö-, talo- ja biotuotetekniikan koulutusyksikkö

**TARMO MAKKONEN**, 0009-0000-3946-0264

DI, lehtori, Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu, Sähkö-, talo- ja biotuotetekniikan koulutusyksikkö

**TEEMU MANNINEN**, 0009-0008-0856-7032

insinööri (ylempi AMK), lehtori, Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu, Sähkö-, talo- ja biotuotetekniikan koulutusyksikkö

**MIKKO NYKYRI**, 0000-0001-9845-2125

TkT, tutkijatohtori, Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT, LUT School of Energy Systems, Sähkötekniikka

**KALLE PESONEN**, 0000-0003-2373-1802

DI, lehtori, Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu, Sähkö-, talo- ja biotuotetekniikan koulutusyksikkö

**MILLA SAIRANEN**, 0009-0006-7233-0721

Insinööri (AMK), tuntiopettaja, Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu, Sähkö-, talo- ja biotuotetekniikan koulutusyksikkö

# SISÄLTÖ

TIIVISTELMÄ.....	5
LUKIJALLE .....	9
TEKIJÄT .....	11
1 JOHDANTO .....	14
2 TEOREETTINEN VIITEKEHYS: MAATILOJEN MUODOSTAMAT HAJAUTETUT ENERGIAYHTEISÖT.....	16
2.1 Energiayhteisöjen huomioiminen lainsäädännössä.....	16
2.2 Energiayhteisötoiminnan tarjoamat mahdollisuudet .....	20
3 MAATILOILLA TEHDYT SÄHKÖNKÄYTÖN MITTAUKSET .....	32
3.1 Kiinteistöjen sähköliittymän kulutus- ja tuotantotiedot.....	32
3.2 Laitteistokohtaiset erillismittaukset.....	32
3.3 Datan käsittely .....	33
4 TULOKSET: ENERGIAVIRRRAT ENERGIAYHTEISÖSSÄ JA HYÖDYNJAKO.....	35
4.1 Erityyppisten tilojen sähkönkulutusprofiilit.....	35
4.2 Kulutusprofiilien yhdistäminen .....	44
4.3 Sähkölaitteiden käytön joustotoimet.....	45
4.4 Pientuotanto osana energiayhteisöä.....	47
4.5 Sähköenergiavarasto osana energiayhteisöä.....	51
4.6 Hajautetun energiayhteisön sisäinen sähkönsiirto ja tariffit.....	52
4.7 Hyödynjako ja lohkoketjuteknologia hyödynjaon mahdollistajana.....	52
5 VAIKUTUKSET JAKELUVERKKOLIIKETOIMINTAAN.....	55
5.1 Tariffirakenteen kehittymismahdollisuudet.....	55
5.2 Sähkönjakelun kustannukset.....	55
6 CASE: HANKKEESSA MUKANA OLEVAT TILAT.....	70
6.1 Simulaatio verkostohäviöistä, kun energiayhteisön jäsenet sijaitsevat lähellä toisiaan verkossa .....	70
6.2 Simulaatio tilanteesta, jossa energiayhteisön jäsenet ovat hajautettuna jakeluverkkoalueelle.....	76
7 YHTEENVETO .....	85
8 POHDINTA.....	87

**Huomautus:** Tässä raportissa kuvattu hanke perustuu yksityiskiinteistöistä eli viljelijöiden tuotantorakennuksista kerättyihin tutkimusaineistoihin. Tulosten käsittelyssä huomioimme viljelijöiden oikeuden yksityisyydensuojaan emmekä siksi sisällytä julkiseen versioon ilma- tai karttakuvia, joista yksittäisen tilan sijainti on selvästi tunnistettavissa. Otathan yhteyttä hankkeen tutkijoihin, esimerkiksi raportin laatijaan, jos toivot aineistoja tutkimuskäyttöön.

# 1 JOHDANTO

Sähkön siirtotoiminta on Suomessa luvanvaraista toimintaa. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että Suomessa on yli seitsemänkymmentä verkkoluvan haltijaa, joilla on yksinoikeus siirtää ja jaella sähköä kuluttajille. Jokainen sähkönkuluttaja onkin asiakassuhteessa paikallisen sähkönsiirto-operaattorin kanssa. Uusi digitaaliteknologia on kuitenkin luonut kehittyneet mahdollisuudet yksittäisille asiakkaille muodostaa asiakasryhmiä, jotka yhdessä ovat asiakassuhteessa paikallisen sähkönsiirto-operaattorin kanssa. Tällainen uusi yhteisö eli energiayhteisö voisi käydä sähkökauppaa keskenään eli yhteisön sisäisesti ja toisaalta hankkia yhdessä sähköntuotanto- tai -varastointiresursseja. Toiminta voisikin tuoda sähkön hankintaan ja -tuotantoon skaalaetuja. Toisaalta sähkön keskinäiskauppa voisi parhaimmillaan vähentää sähkönsiirtohäviöitä sekä tasata verkon kuormitusta.

Lainsäädännöllisesti energiayhteisön muodostaminen on jo mahdollista kiinteistön sisäisesti tai myös tapauksessa, jossa kaksi vierekkäistä kiinteistöä ovat samalla omistajalla. Näin esimerkiksi yksi kerrostalo asukkaineen voi jo nykyään muodostaa energiayhteisön. Energiayhteisö voitaisiin periaatteessa muodostaa myös hajautetusti yhden tai useamman sähkönsiirto-operaattorin toimialueella.

Perinteisesti on ajateltu, että erityisesti hajautetun energiayhteisön muodostaminen olisi tulonsiirto sähkönsiirto-operaattorilta energiayhteisön osakkaille. Energiayhteisö voisi kuitenkin tuoda tullessaan myös kokonaistaloudellisia etuja, jolloin niiden muodostamisesta voisi olla etua paitsi energiayhteisön osakkaille myös sähkönsiirto-operaattorille.

FarmEnergy-hankkeessa on ollut tarkoituksena lähinnä verkkosimuloinneilla tutkia energiayhteisön mahdollista kokonaistaloudellista hyötyä. Simuloinnit on tehty hankkeeseen osallistuvien kuuden maatalousalan yrityksen sähkön hankintaa ja hajautettua tuotantoa tutkimalla. Samalla on selvitetty maatalojen sähkönkulutuksen rakennetta mittauksin, jotta mahdollinen kuormituksen ajallinen vaihtelu ja kysynnän joustopotentiali voitaisiin saada selville. Hankkeessa on myös luotu menetelmiä energiayhteisön sisäiseen energiakaupankäyntiin sekä hajautetun tuotantoresurssin sekä sähkönvarastoinnin mitoittamiseen ja hyödyn arviointiin.

Tutkimuskohteeksi valikoituivat maatilat lähinnä kahdesta syystä. Hankkeen rahoitusinstrumenttina on toiminut EIP-ryhmien (European Innovation Partnership) maaseudun innovaatiotoiminnalle kohdistettu rahoitus. Toisaalta hankkeen yhteistyökumppanina on toiminut Luonnonvarakeskus, jonka toimialueelle maatalous kuuluu. Hankeosapuolina ovat toimineet myös LUT-yliopisto, jolla on ollut sähkömarkkinaan sekä sähkön hyödynjään liittyvää erityisosaamista sekä sähkönsiirto-operaattorit (JSE, ESE, SVV). Hankkeen pääorganisaattorina on toiminut Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu.

## 2 TEOREETTINEN VIITEKEHYS: MAATILOJEN MUODOSTAMAT HAJAUTETUT ENERGIAYHTEISÖT

Energiayhteisöistä on tarjolla kattavasti tietoa eri lähteissä. Yhteisömuotoinen energian tuotanto ja kulutus ei ole aivan uusi innovaatio, sillä ennen laajan sähköverkon kehittymistä energiaa tuotettiin lähellä kulutuspaikkaa, esimerkiksi sahalaitosta, useimmiten jatkuvaa ylläpitoa vaativien vesivoiman tai höyrykattiloiden avulla. Sitten nämä pienet itsenäiset verkot yhdistettiin suuremmiksi yksiköiksi, jolloin saavutettiin tuotantolaitosinvestoinneissa volyyymihyötyjä ja laitosten ylläpidossa resurssihyötyjä. Teknologian kehittyminen on kuitenkin mahdollistanut itsenäisesti, ilman jatkuvaa ylläpitoa vaativien tuotantolaitosten käytön, jolloin keskitettyjen suurten laitosyksiköiden käyttö ei ole resurssihyödyn osalta perusteltavissa. Sähkön tuotannon hajauttamista lähemmäksi kulutuspaikkoja puoltaa myös se seikka, että sähkön siirtäminen pitkien etäisyyksien päähän aiheuttaa vääjäämättä häviöitä eli sähköenergian muuntumista lämmöksi siirtoyhteyksien metallijohtimissa.

Tässä luvussa käydään läpi keskeiset kirjalliset lähteet, joissa viitataan hajautettuun energiayhteisömuotoon, jossa etäällä toisistaan sijaitsevat maatilat hankkivat yhdessä sähköntuotantolaitteistoja ja jakavat keskenään tuotantolaitteistosta saatavan hyödyn. Luvussa tarkastellaan lainsäädäntöä kansallisella sekä yhteiseurooppalaisella tasolla, verottajan linjauksia energiayhteisötoiminnasta sekä energiayhteisöjä koskevaa standardointia.

### 2.1 Energiayhteisöjen huomioiminen lainsäädännössä

Nykyinen lainsäädäntö on mukautunut historiallisista syistä keskitettyihin sähköntuotantolaitoksiin, sähkömarkkinoihin sekä monopoliasemassa toimiviin siirto- ja jakeluverkko-yhtiöihin.

#### 2.1.1 Euroopan unionin määritelmä energiayhteisöistä

Euroopan unioni (EU) pyrkii toimenpiteillään edistämään Pariisin sopimuksen mukaista kestävä kehityksen toteutumista ja ehkäisemään ilmastonmuutosta. *Euroopan vihreän kehityksen ohjelman* (Euroopan komissio 2019) avulla EU pyrkii ohjaamaan jäsenmaitaan kohti vihreää siirtymää ja ilmastoneutraaliutta vuoteen 2050 mennessä. Vihreän kehityksen ohjelman keskeisimpiin tavoitteisiin kuuluu *kestävämpi maatalous* ja sen pohjalta

luotu *pellolta pöytään* -strategia, joiden avulla pyritään vaikuttamaan elintarvikkeiden ympäristöjalanjälkeen. Uusiutuviin energialähteisiin siirtymällä pyritään välttämään ilmastomuutosta kiihdyttäviä hiilidioksidipäästöjä.

EU haluaa edistää kansalaisten mahdollisuuksia päästä vaikuttamaan energian alkuperään ja edistämään näin vihreää siirtymää. Uusiutuvan energian direktiivissään (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2018/2001) ja siihen julkaistussa päivityksessä (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2023/2413) EU on antanut jäsenvaltioillensa veloitteen mahdollistaa lainsäädännössään uusiutuvaan energiantuotantoon perustuvien yhteisöjen perustamisen.

## 2.1.2 Kansallinen lainsäädäntö

Kansallisessa lainsäädännössä ei oteta yksityiskohtaisesti kantaa hajautettuihin energia-yhteisöihin, mutta usean kiinteistön muodostamien alueellisten sähköverkkojen rakentamiseen on otettu kantaa sähkömarkkina- (588/2013), jonka mukaisesti yksinoikeus näiden perustamiseen on jakeluverkon haltijoilla. Sähkömarkkinalain mukaisesti poikkeuslupia on joissakin tapauksissa, kuten teollisuus- ja elinkeinoalueilla, mahdollista myöntää, mutta tällöin sähköä ei saisi jakaa kuluttajille. Jää siis hieman epäselväksi, millä tavoin lainsäädännössä suhtaudutaan hajautettuihin energiayhteisöihin, mutta toisaalta mikäli yhteisöt käyttävät sähköenergian jakamiseen jakeluverkon haltijan omistamaa sähköverkkoa, toiminta tapahtuu lain hengen mukaisesti.

Valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 767/2021 mainitaan *paikallisen energiayhteisön määritelmä* sekä *aktiivisten asiakkaiden ryhmän määritelmä*. Asetuksen (767/2021) mukaisesti energiayhteisön jäsenyyden tulee perustua vapaaehtoisuuteen, määräysvallan tulee olla osakkailla ja tarkoituksen tulee olla rahallisen voiton tavoittelun sijaan ympäristöön, talouteen tai sosiaaliseen yhteisöön liittyvien hyötyjen tuottaminen jäsenilleen. Asetuksessa (767/2021) myös mainitaan, että yhteisöön kuuluvien sähkökäyttöpaikkojen tulee sijaita joko saman kiinteistön tai kiinteistöryhmän sisällä. Voimassa oleva lainsäädäntö ei siis ota suoranaisesti kantaa energiayhteisöihin, joiden osakkaat sijaitsevat hajautetusti etäällä toisistaan ja ovat yhteydessä toistensa sähkölaitteistoihin jakeluverkon haltijan omistaman sähköverkon kautta.

Sähkönkulutuksen ja -tuotannon mittaustietojen netottaminen sekä taseselvityksen tekeminen energiayhteisön jäsenten kesken määritetään asetuksessa 767/2021. Asetuksen (767/2021) mukaisesti energiayhteisön tulee toimittaa tiedot hyödynjakoperiaatteista osakkaiden kesken jakeluverkon haltijalle käsittäen yhteisöön kuuluvien sähkökäyttöpaikkojen tiedot, osakkaiden sähköntuotannon ja sähkövarastosta otton jako-osuudet sekä jakeluverkkoon syötetyt jako-osuudet.

### 2.1.3 Energiayhteisöihin liittyvä standardointi

Tämänhetkisessä standardoinnissa energiayhteisöjä ei juurikaan käsitellä. Energiayhteisöjä koskien olisi hyvä vähintäänkin lisätä osio pienjännitstandardisarjaan SFS 6000. Energiayhteisöjen osakkaiden sähkölaitteistot eivät eroa muista vastaavista asennuskohteista, mutta jako-osuuksien määrittämiseen olisi hyvä luoda yhtenäiset periaatteet.

Täysin oma lukunsa olisivat samaan sähköverkon rakenneosaan eli muuntopiiriin kuuluvien osakkaiden muodostamat energiayhteisöt, jotka voisivat mahdollistaa sähköverkon osa-alueiden saarekekäytön laajojen häiriötilanteiden aikana. Saarekekäyttöön tarvittavan automaation ja erotuslaitteiden suunnittelua, rakentamista ja käyttöä olisi syytä käsitellä standardoinnissa. Aihetta ei kuitenkaan käsitellä laajemmin tässä hankkeessa.

### 2.1.4 Sähkövero maatilojen energiayhteisöissä

Koska energiayhteisöissä tapahtuvaa sähköntuotantoa ja siihen kohdistuvaa verotusta ei käsitellä tämänhetkisessä lainsäädännössä, lähestytään tässä aihetta yksittäisten maatilojen näkökulmasta. On kuitenkin hyvä huomioida, että yksittäisille mautiloille asetetut raja-arvot ylittyvät helposti energiayhteisöissä, mikäli osakkaiden määrä kasvaa. Keskitetyn laitoksen tapauksessa on myös epäselvää, millä tavoin verottaja suhtautuisi energiayhteisön osakkaiden välillä tapahtuvaa sähkön verottamiseen.

Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteveroista (1260/1996) määrittelee sähköstä maksettavan valmisteveron eli sähköveron. Lain mukaisesti sähköverkon haltijat ja sähköntuottajat ovat velvollisia maksamaan kulutukseen luovutetusta sähköstä sähköveron, joka sisältää valmisteverona energiaveron ja huoltovarmuusmaksun. Lainsäädännön mukaisesti verotuksessa on kolme eri veroluokkaa tuotantolaitoksen koon perusteella. Ensimmäiseen luokkaan kuuluvat nimellistehoaltaan alle 100 kVA:n mikrovoimalaitokset, jotka jäävät kokonaan verotuksen ulkopuolelle. Toiseen luokkaan kuuluvat yli 100 kVA:n pientuotantolaitokset, joiden vuosituotto on alle 800 MWh. Niiden on annettava veroilmoitus, mutta veroa ei tarvitse maksaa itse käytetystä sähköstä. Vuosituotoltaan suuremmat laitokset kuuluvat kolmanteen veroluokkaan, ja niiden on maksettava veroa tuottamastaan sähköstä.

Mautiloille asennetut aurinkosähköjärjestelmät ovat tyypillisesti mitoitettu tilan oman sähkönkulutuksen perusteella, joka on mitoitukseltaan alle 100 kVA. Sähköveron osuutta ei ole siis tarvinnut huomioida kannattavuuslaskelmissa eikä sitä oletettavasti tarvitsisi huomioida energiayhteisöön osallistuttaessa, mikäli tuotantolaitteistot sijoitettaisiin hajautetusti tiloille. Toisaalta energiayhteisössä toimiminen avaa mahdollisuuden keskitetyn voimalaitoksen käyttämiselle, jolloin tuotantolaitoksen koko saattaa ylittää 100 kVA:n rajan. Tällöin energiayhteisön oman tarpeen ylittävstä sähkötuotannon osuudesta vero jouduttaisiin maksamaan. Sen sijaan kolmanteen veroluokkaan päätyminen vaikuttaa ai-

nakin pienempien energiayhteisöjen tapauksessa epätodennäköiseltä, sillä PVGIS-las-kentaohjelmiston käyttämän SARAH3-pilvisyysmallin (Joint Research Centre) mukaan Mikkelin alueella 800 MWh vuosituoton raja rikkoontuisi vasta 938 kWp:n laitoskoolla.

Maatiloille palautetaan 1 ja 2 veroluokan välinen erotus hakemuksesta maataloudessa käytetystä sähköstä. Luonnollisten henkilöiden maatilalla ja verotusyhtymän (s.o. maatalousyhtymä) hakemus tehdään helmikuun lopussa edelliseltä vuodelta veroilmoituksen antamisen yhteydessä sen nimissä, jolle maatalouden tuet on myönnetty. Yhteisöt, kuten osakeyhtiöt, tekevät hakemuksen neljän kuukauden kuluessa tilikauden päättymisestä lähtökohtaisesti veroilmoituksen antamisen yhteydessä. Palautusta haetaan verovuoden aikana päättyneiltä tilikausilta. 2 luokan vero on varsin pieni, joten sähköveron säästymisellä omassa tuotannossa ei ole suurta merkitystä maatalouden osalta. Tällöin säästö jää siirtomaksun osuuteen. Palautusta ei kuitenkaan saa yksityistaloudessa, metsä- ja porotaloudessa, koneurakoinnissa, maatilamatkailussa, maatilalla tapahtuvassa vuokraustoiminnassa, sahaustoiminnassa ja muun puutavaran jatkojalostuksessa (mm. hakkeen tai polttopuiden valmistus), maa-ainesten otossa tilan ulkopuolelle tapahtuvaa myyntiä varten, torilla tai tilan ulkopuolella tapahtuvassa maataloustuotteiden myynnissä, turkistarhauksessa ja kalastuksessa käytetystä sähköstä. Näiltä osin sähköveron säästymisellä omassa tuotannossa on merkitystä. (Laki maataloudessa käytettyjen eräiden energia- tuotteiden valmisteveron palautuksesta 21.7.2006/603.)

### **2.1.5 Arvonlisävero maatilojen energiayhteisöissä**

Arvonlisäverolain (1501/1993) 17 §:n mukaisesti sähkön ostajan on suoritettava myynnistä 25,5 prosenttia arvonlisäveroa, mikäli sähkön tuottaja on arvonlisäverovelvollinen.

### **2.1.6 Tuloverotus maatilojen energiayhteisötoiminnassa**

Maatilatalouden tuloverolaissa (543/1967) ei ole saatavilla yksityiskohtaista ohjeistusta piensähkötuotannon tuloverotuksesta.

Esimerkiksi kotitalouksien saamat tulot ylituotetun sähkön osalta luokitellaan ansiotuloiksi, jotka tulee ilmoittaa veroilmoituksessa ja joista kuuluu maksaa ansiotuloveroa. Veronalaisesta toiminnasta ei kuitenkaan ole kysymys silloin, kun myydyin sähkön määrä on verovuonna pienempi kuin ostetun sähkön määrä. (Tuomi & Tuunala 2024.)

### **2.1.7 Erillisen linjan käyttäminen energiayhteisön muodostamisessa**

Tässä hankkeessa tarkastellaan hajautettuja energiayhteisöjä. On kuitenkin mahdollista, että myös tällaisessa energiayhteisössä tuotantolaitos sijaitsee omalla erillisellä kiinteistöllä, jolloin on harkittava jakeluverkosta erillään olevan, sähkömarkkinalain (588/203)

mukaisen erillisen linjan käyttämistä. Sähkömarkkinalain 588/2013 3 §:n mukaisesti enintään 2 MVA:n tuotantolaitos, kuten aurinkosähkövoimala, voidaan liittää kulutuskohteisiin erillisen linjan avulla.

Energiayhteisön muodostamisen mahdollisuus erillisen linjan avulla on epäselvä. Energiateollisuus ry:n suosittelemien verkkopalveluehtojen VPE 2024 mukaan:

*”4.6. Sama sähkölaitteisto ei voi olla osa useampaa kuin yhtä sähkönkäyttöpaikkaa samanaikaisesti eikä vuorotellen. Tätä ehtokohtaa ei sovelleta sellaisiin sähkönkäyttöpaikkoihin ja nimellisteholtaan enintään 100 kilovolttiampeerin sähköntuotantopaikkoihin, joiden mittausta toteutetaan samalla jakeluverkonhaltijan sähkömittarilla mittausta koskevan lainsäädännön mukaisesti. (Energiateollisuus 2024, 7)”*

Jakeluverkkoyhtiöt ovat kattavasti ottaneet käyttöön suosituksen. Tämä on tulkittavissa niin, että aurinkopaneelit eivät voi olla joustavasti jaettuna kahden invertterin kautta kahteen kiinteistöryhmään, jos se edes teknisesti olisi mahdollista. Tämä edellyttäisi ainakin sitä, että invertterit eivät erikseen pyrkisi optimoimaan paneeliston kuormitusta, vaan joku inverttereistä hoitaisi sen keskitetysti. Tuotetun sähkön muuttaminen sähkömoottorilla pyöriväksi liikkeeksi ja taas generaattorilla sähköksi saattaisi olla mahdollinen ratkaisu, jos pyörivän akselin katsotaan erottavan moottorin ja generaattorin eri sähkölaitteistoiksi. Biokaasulaitosten tuotantoa on perinteisesti jaettu eri kiinteistöryhmiin kaasuna, joka muutetaan sähköksi ja lämmöksi sille kiinteistöryhmällä sijoitetulla CHP:llä, jolla sähkö käytetään.

## 2.2 Energiayhteisötoiminnan tarjoamat mahdollisuudet

Energiayhteisötoiminnan avulla tilat voisivat investoida yhdessä uusiutuviin energialähteisiin saaden volyyमितua yhteishankinnasta. Energiayhteisön keskuudessa tilat voisivat myös luovuttaa ylijäämä sähköä muiden osakkaiden käyttöön ilman, että sitä tarvitsisi myydä energiayhtiölle sähkön pörssihinnan ollessa negatiivinen. Lisäksi tilat voisivat tehdä päätöksen yhteisen keskitetyn tuotantolaitoksen investoimisesta parhaimpaan mahdolliseen sijaintiin niin yhteisön kuin jakeluverkkoyhtiönkin näkökulmasta.

### 2.2.1 Sähkön pientuotantojärjestelmien yhteiskäyttö

Maatilat tarjoavat hyvän alustan uusiutuviin energialähteisiin perustuvan sähkönpuentuotannon sijoittamiseen. Maatilojen kiinteistöjen ja käyttöveden lämmityksessä hyödynnetään usein uusiutuvaksi energialähteeksi luokiteltavaa puuhaketta, jolloin on mahdollista käyttää yhdistelmävoimalaitoksia, jotka tuottavat lämmön ohella myös sähköä. Maatilojen

sivuvirtoja, kuten lietelantaa, voidaan hyödyntää biokaasun tuotannossa, josta voidaan edelleen tuottaa sähköä. Viljelyskäyttöön kelpaamattomille joutomaille on mahdollista sijoittaa esimerkiksi pienoistuulivoimalaitoksia tai telineiden varaan asennettuja aurinkosähköpaneeleita. Myös tuotantorakennusten katoilla (kuva 1) on usein satoja neliömetrejä aurinkosähkötuotannon asentamiseen soveltuvaa alaa.



*Kuva 1. Maatilan rakennuksen katolle on sijoitettu aurinkopaneeleita (kuva Henri Ket-tunen).*

Lainsäädäntö asettaa vaatimuksia pientuotantojärjestelmien mitoittamiselle. Esimerkiksi ympäristöministeriön asetuksessa (718/2020) rakennuskohteen suunnittelija velvoitetaan mitoittamaan paikallinen sähköntuotantojärjestelmä energiatehokkaasti. Energia-tehokkuusvaatimuksen ohella mitoittamista rajoittavat sähköliittymän kapasiteetti sekä mahdollinen jännitteenousu jakeluverkossa. Mitoittamista koskevia ohjeita on annettu myös standardeissa, kuten pienjännitesähköasennusten standardisarjan aurinkosähkösäasennuksia koskevassa osiossa (SFS 6000-7-712:2022) sekä esimerkiksi sähköinfon ST-kortiston aurinkosähköasennuksia käsittelevässä käsikirjassa (Ylinen ym. 2023).

Kapasiteetin osalta on hyvä huomioida, että Suomen olosuhteissa tuotantotehot tuntitasa-sella rajoittuvat tyypillisesti noin 75–85 prosenttiin järjestelmän nimellistehosta. Lämpötilan ollessa alhainen ja auringon säteilyintensiteetti korkea hetkellisesti tuotantotehot voivat kuitenkin ylittää paneelien nimellisen tehon. Sähköteknisessä mitoituksessa on myös huomioitava aurinkosähköjärjestelmien yhtäaikaisen verkkoon syötön aiheuttamat

ongelmat jakeluverkon sähkön laadulle. Erityisesti maaseutumaisessa ympäristössä, missä verkkopituus on pitkä, voivat jännitteennousun ja nopean jännitevaihtelun kaltaiset jännitetasomuutokset muodostua ongelmaksi (Haapaniemi ym. 2022).

Aurinkosähköjärjestelmien liitettävyyttä sähkönjakeluverkkoon voidaan likimääräisesti arvioida verkostosuosituksessa YA 9:23 (Energiateollisuus 2023) kuvatulla menetelmällä

$$P = I_{k1} \times 44 \text{ W / A} \quad (1),$$

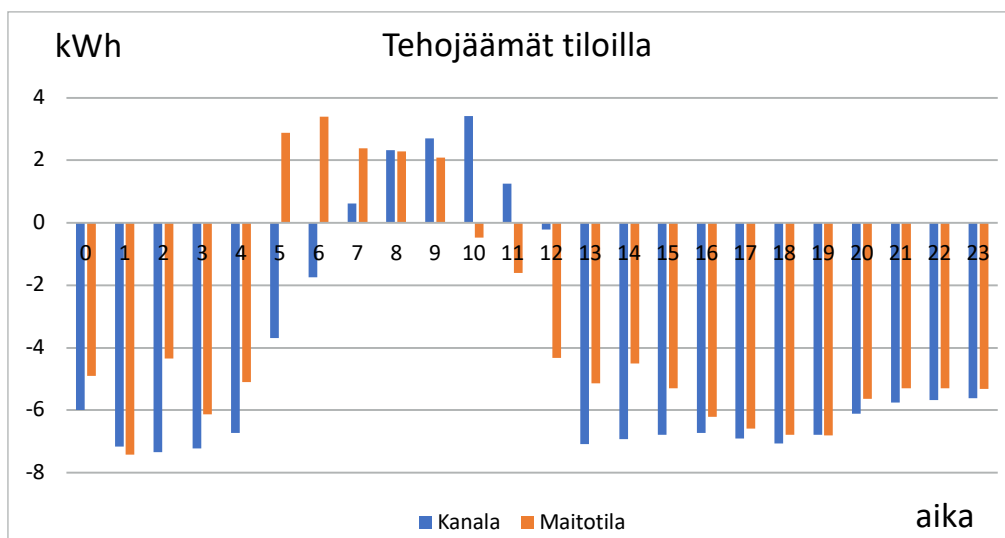
jossa  $P$  on tuotantojärjestelmän suurin mahdollinen teho [ $W_p$ ] ja  $I_{k1}$  on jakeluverkkoyhtiön ilmoittama yksivaiheinen oikosulkuvirta liittymässä [A].

Esimerkiksi 63 A:n pääsulakekoolla varustetulla maatilalla oikosulkuvirran suuruuden tulee olla standardin SFS 6000-8-801:2022 kohdan 801.411.3.2 mukaisesti vähintään 630 A, jolloin saisi asentaa enintään 27,7 kWp:n aurinkosähköjärjestelmän.

Edelleenkin, vaikka asennuspaikan sähköverkko olisi oikosulkuvirran riittävyyden osalta riittävän vahva tarvittavan aurinkosähköjärjestelmän asennukseen, on mahdollista, että laitteiston tuottamaa pätötehoa saatetaan joutua aika ajoin rajoittamaan. Verkostosuosituksen YA 9:23 mukaisesti siirtymäajan jälkeen 1.1.2025 käyttöön otettavissa järjestelmissä tulee olla käytössä sekä aurinkosähköinvertterin loistehon tuotantoa tai kulutusta jännitteen perusteella säätävä Q(U)-säätö että ylijännitteeseen reagoiva P(U)-säätö. Jännitteen noustessa liian suureksi ryhdytään aluksi muuttamaan aurinkosähköjärjestelmän verkkoon syöttämän pätötehon ja loistehon suhdetta siten, että loistehon kulutuksen osuus suurenee, mikä hillitsee jännitteen nousua vaikuttamatta pätötehon tuotantoon. Lisäksi mikäli jännitteen nousu on huomattavan voimakasta, rajoitetaan pätötehon tuotantoa. Aurinkosähköinvertterit joutuvat irtikytkeytymään joka tapauksessa jännitteen noustessa 253 V:iin, jotta laitevaurioilta voidaan välttyä. Tämän vuoksi aurinkosähköinverttereille on asetettu pätötehon tuotannon rajoittaminen, jos jännite nousee yli 250 V:n. Tällä pyritään siihen, ettei tuotantolaitteistoa tarvitsisi kokonaan irtikytkeä ylijännitteen seurauksena. Loistehonsäätö voi vaikuttaa myös pätötehon tuotantoon, mikäli aurinkosähköinvertteri on alimitoitettu paneeliston verrattuna. Molemmat säätötavat voivat aiheuttaa vähäisen tuotannon menetyksen huipputuotannon aikaan, mutta mahdollistavat laajemmin suurempien aurinkosähköjärjestelmien liittämisen sähköjärjestelmään.

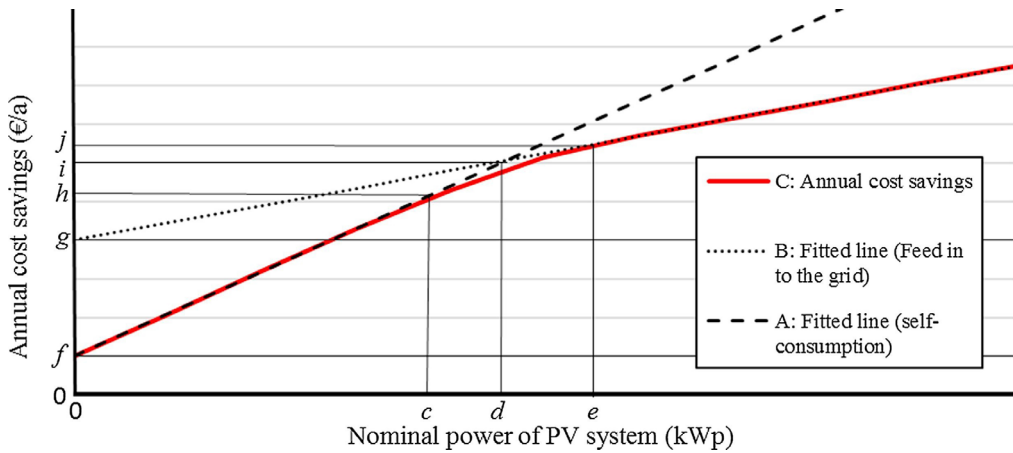
Energiayhteisötoiminnan avulla olisi mahdollista sijoittaa aurinkosähkölaitteisto yhteisön jäsenten ja sähkön jakeluverkon näkökulmasta otollisimpaan paikkaan. Toisaalta jakeluverkon ja energiayhteisön kannalta edullisin paikka voi vaihdella. Energiayhteisö voi hyötyä aurinkosähköjärjestelmän keskittämisestä edullisempien investointikustannuksien myötä, mutta soveltuvin maa-alue tai kattopinta-ala voi sijaita sähköverkon näkökulmasta epäedullisessa paikassa. Parhaimmassa tapauksessa optimaalisella sijoittelulla voitaisiin välttää jakeluverkon kallis investointi sekä heikosta sähköverkosta johtuvat tuotantolaitoksen tehonmenetykset.

Oma erillinen näkökulmansa on järjestelmän mitoittaminen kiinteistön oman kulutuksen perusteella ja energiayhteisön vaikutukset tähän. Yleisesti ajatellaan, että aurinkosähköntuotannon myyminen verkkoon ei ole taloudellisesti kannattavaa, koska usein aurinkosähköntuotannon ollessa huipussaan energian hinta pörssisähkömarkkinoilla on alhainen. Oletettavasti hinnat tulevat halpenemaan entisestään tai jopa kääntymään entistä useammin negatiivisiksi järjestelmien kannibalisaation eli aurinkosähköjärjestelmien yleistymisen myötä. Energiayhteisön tapauksessa tilojen eriaikaiset sähkönkulutusprofiilit voivat mahdollistaa tuotantojärjestelmän koon kasvattamisen omakäyttöasteen heikentymättä kuvan 2 mukaisesti.



Kuva 2. Tilojen sähkönkulutusprofiilit.

Tampereen yliopistolle tehdyssä väitöskirjatutkimuksessa on esitetty malli (Koskela 2023), jonka avulla aurinkosähköntuotanto voidaan mitoittaa perustuen laitteiston käytöstä saatavaan vuosittaiseen hyötyyn. Malli perustuu aurinkosähköjärjestelmän tuottamien hyötyjen mallintamiseen. Mallia voidaan soveltaa energiayhteisön yhteisesti omistamaan aurinkosähköntuotantoon. Kuvassa 3 esitetyssä laskentamallissa selvitetään erikokoisten aurinkosähköjärjestelmien tuottamat vuosittaiset kustannushyödyt. Kustannushyötyihin sovitetaan suora (A) pienempien järjestelmäkokojen vuosittaisille hyödyille, jotka tuottavat sähköä pääosin kiinteistön omaan käyttöön, sekä toinen suora (B) suurempien järjestelmäkokojen kustannushyödyille, jotka tuottavat sähköä myös yli kiinteistön oman tarpeen. Mallin mukaisesti suorien leikkauspisteestä on löydettävissä optimaalinen järjestelmäkoko (d), jossa tuotettu sähkö päättyy pääosin kiinteistön omaan käyttöön, mutta järjestelmä ei ole silti alimitoitettu.



Kuva 3. Aurinkosähkötuotantolaitteiston mitoittaminen (Koskela ym. 2019).

Aurinkosähköjärjestelmän taloudellisen kannattavuuden tarkastelemista varten on kehitetty työkalu Finsolar-hankkeessa (2015), joka sisältää laskentamallit investoinnin netto nykyarvolle, takaisinmaksuajalle sekä tasoitetulle sähkön hinnalle (LCOE). Laskentamallin mukaisesti LCOE lasketaan seuraavasti

$$LCOE = (C_{inv} + C_{kor} + C_{invert} + \sum_{n=1}^{30} C_{yll_i}) / \sum_{n=1}^{30} E_i \quad (2),$$

jossa  $n$  on laitteiston oletettu elinkaari vuosina,  $C_{inv}$  on laitteiston investointikustannus,  $C_{kor}$  mahdolliset rahoituksen kustannukset,  $C_{yll_i}$  vuosittaiset ylläpitokustannukset,  $C_{invert}$  mahdollinen invertterivaihdon kustannus ja  $E$  laitteiston energiantuotto. Aurinkosähköjärjestelmien investointikustannuksen voidaan olettaa keskitetyssä keskikokoista suuremmissa laitoksessa olevan aurinkosähköjärjestelmien suunnitteluoppaan (Ylinen ym. 2023) noin 700 euroa asennettua kWp:tä kohden. Elinkaaren odotuksen voidaan olettaa olevan telineiden, paneelien ja kaapelointien osalta 30 vuotta (Ylinen ym. 2023). Sen sijaan invertteri on elektroniikkaa sisältävä laite, joten se on vaihdettava kertaalleen järjestelmän elinkaaren aikana (Finsolar 2019). Normaalista kotitalouskäyttöä suurempien inverttereiden hinnan voidaan olettaa olevan markkinahintojen perusteella noin 100 euroa/kW. Ylläpitokustannusten osalta arviointi on vaikeampaa johtuen järjestelmien erilaisista toteutustavoista. Laskelmassa voidaan käyttää esimerkiksi järjestelmän koon mukaisesti skaalautuvaa ylläpitokustannuksen hintaa 10 euroa asennettua kWp:tä kohden vuodessa. Energiantuotantotiedot voidaan arvioida esimerkiksi PVGIS-laskentaohjelmistoa (Joint Research Centre) käyttäen.

## 2.2.2 Sähkön jakeluverkkoyhtiöiden näkökulma

Merkittävä asia energiayhteisötoiminnan kannattavuuden kannalta ovat jakeluverkkoyhtiön perimät verkkopalvelumaksut. Verkkopalvelumaksujen periaatteita käsitellään

tarkemmin kohdassa 6.1. Jakeluverkkoyhtiö voisi halutessaan kannustaa kuluttajia liittymään energiayhteisöihin tarjoamalla energiayhteisöille tariffin, joka tukee energiayhteisön sisäistä energiankäyttöä. Kannustimia jakeluverkkoyhtiön hinnoittelulle voisivat olla energiayhteisön omistamien tuotantolaitteistojen sijoituspaikan optimoinnin avulla saavutettavat säästöt häviökustannuksissa sekä hyödyt jakelujärjestelmän jännitetasojen hallinnan näkökulmasta, kun aurinkosähköinverttereillä tuettaisiin verkon jännitteitä.

Sähkömarkkinalain (1992/1535) 20 §:n mukaisesti jakeluverkkoyhtiöllä on velvollisuus liittää asiakkaan sähköjärjestelmä jakeluverkkoonsa tasapuolista hinnoittelua noudattaen perimättä asiakkaalta erillisiä verkon vahvistuskustannuksia. Mahdolliset verkonvahvistustarpeiden kustannukset tulee huomioida palvelumaksuissa ja kohdistaa siten tasapuolisesti kaikille sähköverkon asiakkaille. Kuitenkin sähkömarkkinalain 53 a § antaa mahdollisuuden harkinnanvaraisesti määrittää liittymispisteen uudelleen, jolloin asiakas joutuu kustannuksellaan rakentamaan liittymiskaapelin. Keskitetyn tuotantolaitoksen tapauksessa energiayhteisö voisi neuvotella jakeluverkkoyhtiön kanssa ja löytää yhdessä tuotantolaitokselle parhaimman mahdollisen sijainnin, jossa jakeluverkkoyhtiö joutuisi vahvistamaan verkkoaan mahdollisimman vähän ja liittymispiste olisi mahdollisimman lähellä energiayhteisön tuotantolaitosta.

Lisäksi energiayhteisöjen avulla olisi joissakin tapauksissa mahdollista parantaa kiinteistön sähkölaitteiston resilienssiä laajojen vikatapausten aiheuttamien haittojen suhteen. Saarekekäytön mahdollisuuksia on käsitelty laajemmin Leppäsen (2023) tutkimuksessa, jota varten on haastateltu laajaa joukkoa tilallisia. Työstä käy ilmi, että tilallisilla on jo tällä hetkellä valmiuksia tuottaa sähköä häiriötilanteissa omiin tarpeisiinsa. Kuitenkin olisi varmistuttava siitä, että verkon sähkökatkon aikana liittymä kytkeytyisi luotettavasti irti syöttävästä sähköverkosta. Mikäli saarekekäyttö haluttaisiin laajentaa useamman kiinteistön alueelle, tulisi varmistaa suojalaitteiden toimivuus ja invertterin tehoelektroniikan kyky kestää suuria oikosulkuvirtoja. On todennäköistä, että tällaisessa tapauksessa invertteri tulisi hyvin kalliiksi.

### **2.2.3 Akuston hyödyntäminen energiayhteisössä**

Sähköenergiavaraston avulla energiayhteisön tuotannon osuus, joka ylittää kulutuksen, voidaan varastoida ja hyödyntää myöhemmin tilanteissa, joissa tuotantolaitteiden tuotanto ei riitä kattamaan yhteisön omaa kulutusta. Mahdollisesti sähköenergiavarastoon voitaisiin säilöä sähköä silloin, kun sähkön spot-hinta eli pörssihinta on edullista, ja käyttää sähköä akusta myöhemmin. Akustoa voisi olla myös mahdollista hyödyntää joustosähkömarkkinoilla, jolloin tietty osuus akuston kapasiteetista varattaisiin sähköverkon taajuuden ylläpitoon ja tästä saataisiin korvausta.

Sähköenergiavarastoinvestoinnin kannattavuutta arvioitaessa on järkevää puhua lataus-purkaussykleistä. Tarkastelu voidaan tehdä esimerkiksi vuorokausikohtaisesti si-

ten, että akusto ladataan täyteen heti, kun aurinkosähköä on tarjolla, ja puretaan, kun omakäyttösähkön osuus alittaa yhteisön kokonaissähkön tarpeen. Ajankohtina, jolloin vuorokauden aikana akkuun varastoitavan sähkön määrä ei riitä varaamaan akun kapasiteettia täyteen, voidaan laskea yhteen vierekkäisten päivien kanssa ikään kuin akun lataus jatkuisi siitä, mihin se on edellisenä päivänä keskeytynyt, vaikkei tilanne todellisuudessa aivan tällainen olekaan.

Energian varastoinnin merkitys kasvaa tulevaisuudessa, ja tähän vaikuttaa osaltaan kysynnänjousto, tarve parantaa sähkön laatua sekä mahdollisuus uusiutuvien teknologioiden integrointiin. Sopivan energian varastointitekniikan valintaan vaikuttaa muun muassa teho- ja energiakapasiteetti, ajanjakso, jolloin energiaa on oltava saatavilla verkosta, kustannukset, teknologian vaatiman tilan suuruus sekä sijainti verkossa. Akkuenergian varastointijärjestelmä (BESS, Battery Energy Storage System) voidaan luokitella tuotantoon, siirtoon ja jakeluun, loppukäyttäjään ja uusiutuvien energialähteiden (RES, Renewable Energy Sources) integrointiin. (Šimić ym. 2021, 53.)

Akkuenergiavarastointitekniikat soveltuvat hyvin uusiutuvilla energialähteillä tuotetun energian varastointiin. Akkujen vasteaika on lyhyt, ne ovat modulaarisia, niiden asentaminen on joustavaa ja ne voidaan rakentaa lyhyessä ajassa. Akkuenergiavarastointitekniikan käytöllä voidaan myös ehkäistä sään vaikutusta erityisesti aurinkosähkön tuotannossa. Parhaiten sopivina akkuteknologioina uusiutuvien energialähteiden (RES) integrointiin pidetään litiumioni- ja lyijyhappoakkuteknologioita. (Šimić ym. 2021, 54.)

## Lyijyakut

Lyijyhappoteknologiaan perustuvia ratkaisuja on ollut jo pitkään käytössä. Lyijyhappotekniikkaan perustuvien akkujen laaja käyttö perustuu niiden matalaan hankintahintaan ja huollon helpouteen. Lyijyhappotekniikassa positiivinen ja negatiivinen elektrodi on upotettu elektrolyyttiin, joka on rikkihapon ja veden yhdistelmä ( $\text{H}_2\text{SO}_4 + \text{H}_2\text{O}$ ). (Šimić ym. 2021, 55.)

Positiivisena elektrodina käytetään lyijydioksidia ja negatiivisena elektrodina lyijyä. Lyijyhappotekniikan etuina ovat edullinen hinta, korkea kennojännite (noin 2 V), soveltuvuus ajoittaiseen lataukseen sekä kierrätettävyyden. Lyijyhappoteknologiaan perustuvat akut pystyvät myös tarvittaessa syväpurkautumaan. Haittoina pidetään riippuvuutta lämpötilasta, energiatiheyden rajallisuutta sekä syklien määrää käyttöänsä aikana. Taulukossa 1 on esitetty lyijyhappoteknologiaan perustuvien akkujen tärkeimmät ominaisuudet. (Šimić ym. 2021, 55–56.)

**Taulukko 1.** Lyijyhappoakkujen ominaisuudet (Šimić ym. 2021, 56).

Ominaisuus	Arvo
Kennojännite	2–2,1 V
Ominaisenergia	25–50 Wh/kg
Ominaisetehto	150–400 W/kg
Energiatiheys	25–90 kWh/m <sup>3</sup>
Tehotiheys	10–400 kW/m <sup>3</sup>
Hyötysuhde	63–90 %
Toimintalämpötila	18–45 °C
Sykliä käyttöiän aikana	250–2000
Käyttöikä	2–15 v
Suurin purkausvyvyys	80 %
Itsepurkautumisnopeus	0,1–0,3 %/päivä
Nimellisteho	0–20 MW
Investoinnin kustannus	40–170 e/kWh
Tehokustannus	250–500 e/kWh

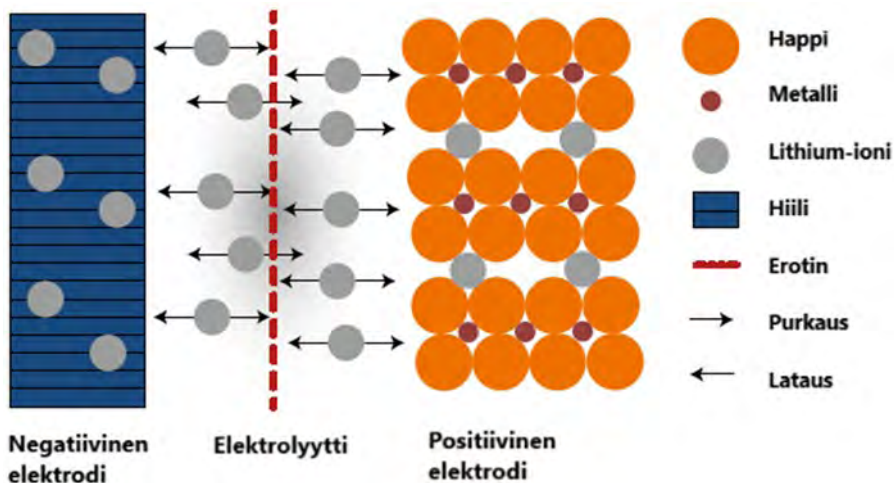
## Litiumioniakut

Lithiumion (Li-ion) -akkuteknologiaa pidetään yhtenä parhaiten kehittyneenä ja laajalti käytettynä akkuteknologiana. Li-ion-akkuteknologiaan perustuvien akkujen etuina ovat suuri teho, syklien määrä käyttöiän aikana, korkea energiatiheys, pitkä käyttöikä sekä alhaiset ylläpitokustannukset. Li-ion-tekniikkaan perustuvilla akuilla ei ole myöskään muistiefektiä. Li-ion-tekniikkaan perustuvat akut ovat kevyempiä kuin moniin muihin akkuteknologioihin perustuvat akut. Haittapuolia ovat muita akkutekniikoita korkeammat investointikustannukset, suorituskyvyn heikkeneminen lämpötilan noustessa korkeaksi sekä suojapiirien tarve. Taulukossa 2 on esitetty li-ion-akkujen ominaisuuksia. (Šimić ym. 2021, 56.)

**Taulukko 2.** Li-ion-akkujen ominaisuudet (Šimić ym. 2021, 56).

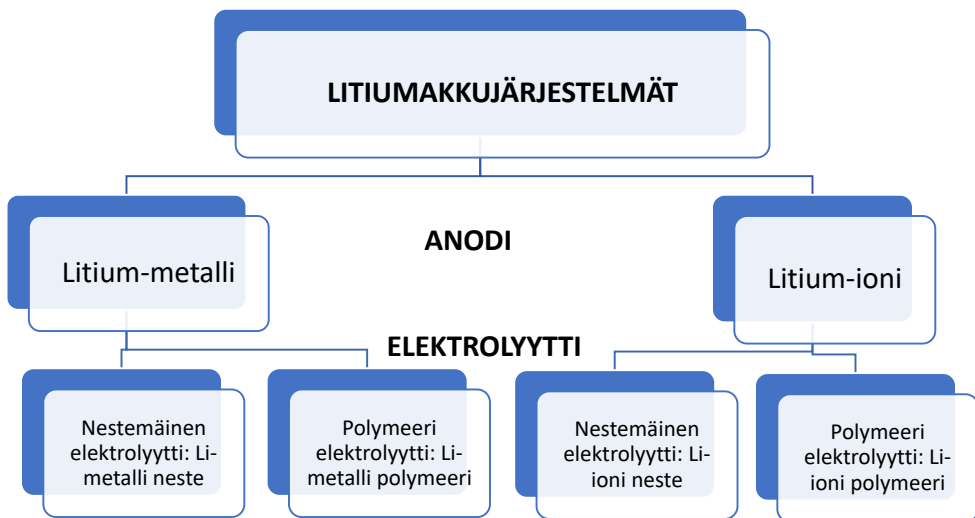
Ominaisuus	Arvo
Kennojännite	2,5–5 V
Spesifinen energia	80–250 Wh/kg
Spesifinen teho	200–2000 W/kg
Energiatiheys	95–500 kWh/m <sup>3</sup>
Tehotiheys	50–800 kW/m <sup>3</sup>
Hyötysuhde	75–97 %
Toimintalämpötila	20–65 °C
Syklit käyttöiän aikana	100–10 000
Käyttöikä	5–15 v
Suurin purkaussyvyys	100 %
Itsepurkautumisnopeus	0,1–0,3 %/päivä
Nimellisteho	0–0,1 MW
Investoinnin hinta	500–2100 e/kWh
Tehon hinta	1000–3400 e/kW

Li-ion-tekniikkaan perustuvien akkujen latautuminen ja purkautuminen määräytyvät li-ionien (Li<sup>+</sup>) liikesuunnasta anodin ja katodin välillä (kuva 4). Akun latautuessa li-ionit liikkuvat katodilta anodille. Akun purkautuessa li-ionit liikkuvat anodilta katodille. Anodi on yleensä grafiittihiltä kuparisella virrankeräimellä ja katodina on litiummetallioksidea, joissa on kerros- tai tunneloitu rakenne esimerkiksi (litiumkobolttioksidi LiCoO<sub>2</sub>, litiummangaanioksidi LiMn<sub>2</sub>O<sub>4</sub>, litiumrautafosfaatti LiFePO<sub>4</sub>) alumiinisella virrankeräimellä. (Fan ym. 2020, 98.)



Kuva 4. Litiummetallioksidikatodin (LiMeO<sub>2</sub>) ja hiilipohjaisen anodilithiumionikennon pääkomponentit ja toimintaperiaate (IRENA 2017, 64).

Li-ion-akuissa käytettävät elektrolyytit voidaan jakaa nestemäisiin sekä puolikiinteisiin/kiinteisiin elektrolyytteihin (kuva 5). Nestemäisenä elektrolyytinä käytetään tyypillisesti litiumsuoloja, esimerkiksi litiumheksafluorifosfaattia ( $\text{LiPF}_6$ ), litiumtetrafluoriboraattia ( $\text{LiBF}_4$ ), litiumbis(otrifluorimetaanisulfoniimid) ( $\text{LiN}[\text{CF}_3\text{SO}_2]_2$ ) ja litiumbisoksaaliboraatti ( $\text{LiBOB}$ ) liuotettuna orgaanisiin karbonaatteihin (esim. propeenikarbonaatti, etyleenikarbonaatti, dimetyylikarbonaatti, etyylimetyylikarbonaatti sekä dietyylikarbonaatti ja niiden seokset). Puolikiinteänä elektrolyytinä käytetään tyypillisesti ioneja johtavaa polymeerielektrolyyttiä, joka koostuu litiumsuoloista ja suurimolekyylipainoisista polymeerimatriiseista (esim. polyeteenioksidi, polyvinylideenifluoridi, polyvinylideenifluoridi-heksafluoripropeni) joko liuottimien kanssa tai ilman. (Fan ym. 2020, 98.)



Kuva 5. Litiumakkujen jaottelu (mukaiillen IRENA 2017, 63).

Seuraavassa taulukossa 3 on esitetty lyijyhappo-, litium-ion-, nikkelicadmium- ja nikkeli-metallihydridi-akkuteknologioiden tyypillisimpien ominaisuuksien vertailua. Taulukossa esitettyjen akkuteknologioiden parhaimmat ominaisuudet on esitetty tummennettuna.

**Taulukko 3.** Akustoteknologioiden vertailua (mukaillen Šimić ym. 2021, 63).

Ominaisuus	Pb-acid	Li-ion	NiCd	NiMH
Ominaisenergia [Wh/kg]	25-50	80-250	30-80	40-110
Ominaisteho [W/kg]	150-400	200-2000	80-300	200-300
Energiatiheys [kWh/m <sup>3</sup> ]	25-90	95-500	15-150	40-300
Tehotiheys [kW/m <sup>3</sup> ]	10-400	50-800	40-140	10-600
Energiakustannukset [€/kWh]	40-170	500-2100	680-1300	170-640
Tehokustannukset [€/kW]	250-500	1000-3400	420-1300	200-470
Käyttöikä [v]	2-15	5-15	10-20	2-15
Syklit käyttöiän aikana [kpl]	250-2000	100-10000	1000-5000	300-1800
Kennojännite [V]	2-2.1	2.5-5	1.2-1.3	1.2-1.35
Hyötysuhde [%]	63-90	75-97	60-90	50-80

Taulukosta 3 on havaittavissa, että li-ion-tekniologialla on parhaat arvot useassa eri ominaisuudessa toisiin taulukossa esitettyihin akkuteknologioihin verrattuna. Li-ion-tekniologialla on korkeimmat arvot ominaisenergiassa (80–250 Wh/kg), ominaistehossa (200–2000 W/kg), energiatihedessä ja tehotihedessä (95–500 kWh/m<sup>3</sup>, 50–800 kW/m<sup>3</sup>) sekä kennojännitteessä ja hyötysuhteessa (2,5–5 V, 75–97 %). Li-ion-tekniologiaa pidetään edistyneimpänä, ja se on eniten käytetty akkuteknologia tällä hetkellä. Li-ion-akkuteknologian hankintakustannus on kuitenkin korkeampi verrattuna muihin taulukossa esitettyihin akkuteknologioihin. Tulevaisuudessa eräänä pyrkimyksenä on kehittää entistä tehokkaampia akkuja ja alentaa hankintakustannuksia. (Šimić ym. 2021, 62–63.)

Akustoon perustuvia varavoimaratkaisuja käyttämällä maatalojen olisi mahdollista varautua paremmin jakeluverkon vikatilanteiden aiheuttamiin sähkökatkoksiin, jolloin kulutuksen tarvitsema sähkö saataisiin korvattua akustosta hyvinkin lyhyellä viiveellä.

## 2.2.4 Sähkönmyyjä

Energiayhteisön sisällä käytävä hyödynjako tilojen ylituottamasta sähköenergiasta saattaa aiheuttaa ongelmia sähkönmyyntiyhtiöiden talouteen. Sähkönmyyntiyhtiöiden hinnoittelu perustuu sähkönkuluttajien sähkönkulutuksen ennustettavuuteen, joka saattaa energiayhteisötoiminnan myötä vaikeutua. Ilman energiayhteisöä sähkönkäyttäjien sähkönkulutusprofiili pystytään ennustamaan melko tarkasti ja pientuotannon vaikutusta voidaan arvioida sääennusteiden perusteella. Tilanne olisi pitkälti vastaava, mikäli kaikilla energiayhteisön jäsenillä olisi sama sähkönmyyjä, mutta koska osakkailla on oltava oikeus valita sähkönmyyjänsä itse eivätkä tiedot välttämättä siirry yhtiöstä toiseen, energiayhteisön sisäisiä energian siirtoja voi olla haastavaa ennakoida. Yhden sähkönmyyjän

asiakkaiden kulutus on ennustettua pienempi, ja samaan aikaan toisella sähkönmyyjällä ennusteeseen aiheutuu vastakkaissuuntainen virhe.

Hyödynjakomalli tekee yhteisön sisäisen taseselvityksen, ja tätä tietoa olisi mahdollista hyödyntää ennustettavuuden parantamisessa tilanteessa, jossa yhteisön jäsenet ovat eri sähkönmyyntiyhtiöiden asiakkaita. Tiedon jakaminen edellyttäisi kuitenkin asiakkaiden suostumusta, ja lisäksi tarvittaisiin rajapinta tiedon välittämiseen. Näitä asioita ei ole mahdollista käsitellä tässä hankkeessa, ja ne vaativat jatkossa lisäselvittämistä.

## 3 MAATILOILLA TEHDYT SÄHKÖNKÄYTÖN MITTAUKSET

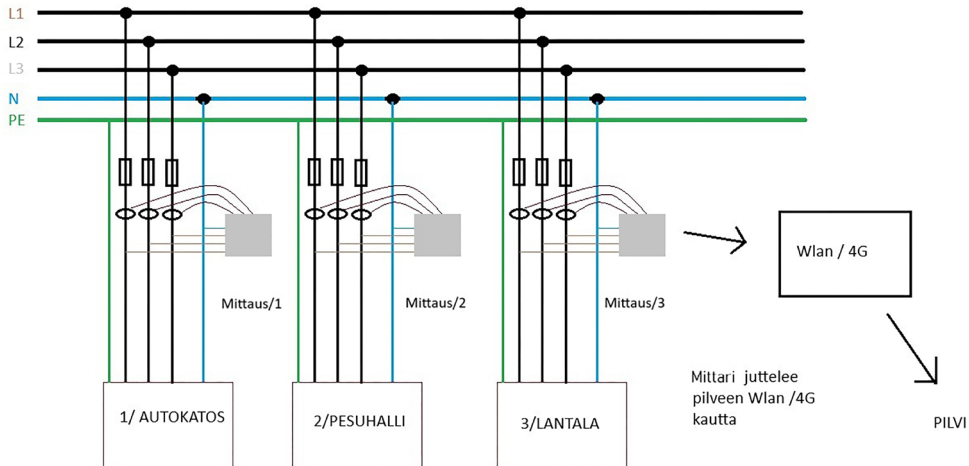
### 3.1 Kiinteistöjen sähköliittymän kulutus- ja tuotantotiedot

Hankkeeseen osallistuvilta tiloilta pyydettiin käyttöön jakeluverkkoyhtiön tuntitehojen mittaustiedot. Mittaustietoja pyydettiin aikaväliltä 2020–2023. Myöhemmin tietoja täydennettiin myös vuoden 2024 osalta.

### 3.2 Laitteistokohtaiset erillismittaukset

Tiloilla käytiin vierailemassa ja pyrittiin selvittämään merkittävimmät sähkölaitteistot sekä niiden tarjoamat mahdollisuudet sähkön käytön joustotoimille eli laitteiden käyttöajan-kohtien muuttamiselle suotuisampiin ajanhetkiin. Tilojen sähkönkulutusten muodostumis-ta pyrittiin selvittämään tekemällä mittauksia pääkeskuksesta lähtevien nousukeskusten johtolähtöihin.

Mittauksissa käytettiin tuntikohtaista mittausdataa rekisteröiviä mittalaitteita. Kuvassa 6 on esitetty mallipiirros erään maatilán pääkeskuksesta ja mittausjärjestelystä. Ylhäällä kuvassa näkyy vaakatasossa pääkeskuksen kiskosto, joka koostuu kolmesta kuormavirtaa kuljettavasta vaihejohtimesta (L1, L2 ja L3) sekä suojauksiin liittyvistä nolla- (N) ja suojamaajohtimesta (PE). Kiskostosta haarautuu kuvan tapauksessa kolme johtolähtöä (1, 2, 3) alaspäin, ja ne syöttävät sähköä autokatoksessa, pesuhallissa ja lantalassa oleviin ryhmäkeskuksiin. Mittaus suoritettiin asentamalla väliaikaiset virtamittaussilmukat mitattavien johdinten ympärille. Mittauslaitteistona käytettiin sähköverkkoanalysaattoreita sekä pilvipalveluun langattoman wlan-yhteyden kautta dataa syöttäviä sähköenergiamittareita. Mittaukset pyrittiin toteuttamaan maatiloilla kulloisenkin kohteen aikataulun mukaisesti niin, että mittauksen asentaminen ei aiheuttaisi isoja katkoja maatilán toimintaan.



Kuva 6. Mittausjärjestelyt tilalla (kuva Teemu Manninen).

### 3.3 Datat käsittely

Jakeluverkkoyhtiöt toimittivat kohteista kaksi erillistä tiedostoa, joista toiseen oli koottu kiinteistön kulutus eli sähköverkosta otto ja toiseen mahdollinen tuotanto eli sähköverkkoon syöttö. Tiedostot olivat muotoiluiltaan hieman erilaisia eri jakeluverkkoyhtiöiden kohteissa, mutta kaikkiin tiedostoihin oli kirjattu päivämäärä ja kellonaika itäisen Euroopan (EET) aikaformaattissa, jossa siirtyminen kesä- ja talviaikaan oli jo valmiiksi huomioitu. Niin ikään kaikki jakeluverkkoyhtiöt ilmoittivat energiatiedot käyttäen yksikkönä kilowattituntia (kWh). Aineistot olivat siis sellaisenaan valmiita käytettäväksi.

Tunti- ja vaihekohtainen (L1, L2, L3) mittausdata kerättiin sähköverkkoanalysointilaitteiden sisäisistä muisteista sekä datamittauspalvelun pilvipalveluista. Sähköverkkoanalysointilaitteissa piti käyttää laitekohtaista tiedonlataussovellusta, joiden avulla laitteiden muistista sai ladattua tehotiedot tyypillisesti wattitunteina (Wh). Nämä tiedot muutettiin edelleen taulukkolaskentasovellusta käyttäen kilowattitunneiksi (kWh). Joissakin tapauksissa mitaustarkkuus oli tuntia lyhyemmässä aikayksikössä, jolloin energiatietoja täytyi laskea yhteen taulukkolaskentasovellusta käyttäen. Datamittareiden osalta pilvipalveluun muodostui vuorokausikohtainen csv-tiedosto (mittausdata), joka sisälsi mitattavaan johtoon syötetyn ja johdolta tulevan tuntikohtaisen sähköenergian wattitunteina (Wh) yhden päivän ajalta. Mittausdatassa oli jokaiselle vaiheelle (L1, L2, L3) mittausulos tunneittain sekä vaihekohtaiset mittaukset laskettuna yhteen.

Tiedostot yhdistettiin taulukkolaskentaohjelmistoa käyttäen. Yhdistämisen yhteydessä tiedot käsiteltiin siten, että yksiköt muutettiin wattitunneista (Wh) kilowattitunneiksi (kWh), jotta ne saatiin vastaamaan jakeluverkkoyhtiöltä saatua dataa. Lisäksi, jos mittaus oli tehty vain yhdelle vaiheelle, kuten symmetristen kolmivaihelaitteiden osalta oli tehty,

yhteistulos kerrottiin kolmella, jotta saatiin kaikkia kolmea vaihetta kuvaava yhteistulos. Yhdistetty data kerättiin yhteen tiedostoon, jossa verkkoon syötetty ja verkosta kulutettu sähköenergia ovat omina taulukkolehtinään aikaleiman mukaan järjestettynä sarjana.

Lopuksi tilakohtaiset datat koottiin yhteen siten, että saatiin muodostettua erillisistä mittauksista tilan kokonaissähkökulutus tai -tuotanto niissä tapauksissa, jossa tiloilla oli maasähköntuotantoa käytössä. Tietoja verrattiin sähköverkkoyhtiön dataan, jotta saatiin varmuus siitä, että kaikki merkittävimmät kuormat oli mitattu. Muutamissa tapauksissa epäselvien merkintöjen vuoksi jokin yksittäinen lähtö saattoi jäädä epäselvien tai puutteellisten merkintöjen vuoksi mittaamatta, mutta näissä tapauksissa mittaamatta jääneiden johtolähtöjen sähkökuormitus saatiin arvioitua laskemalla erotus jakeluverkkoyhtiön kiinteistökohtaisesta mittauksesta ja erillisten mittausten kokonaistuloksesta.

## 4 TULOKSET: ENERGIIVIRRRAT ENERGIAYHTEISÖSSÄ JA HYÖDYNJAKO

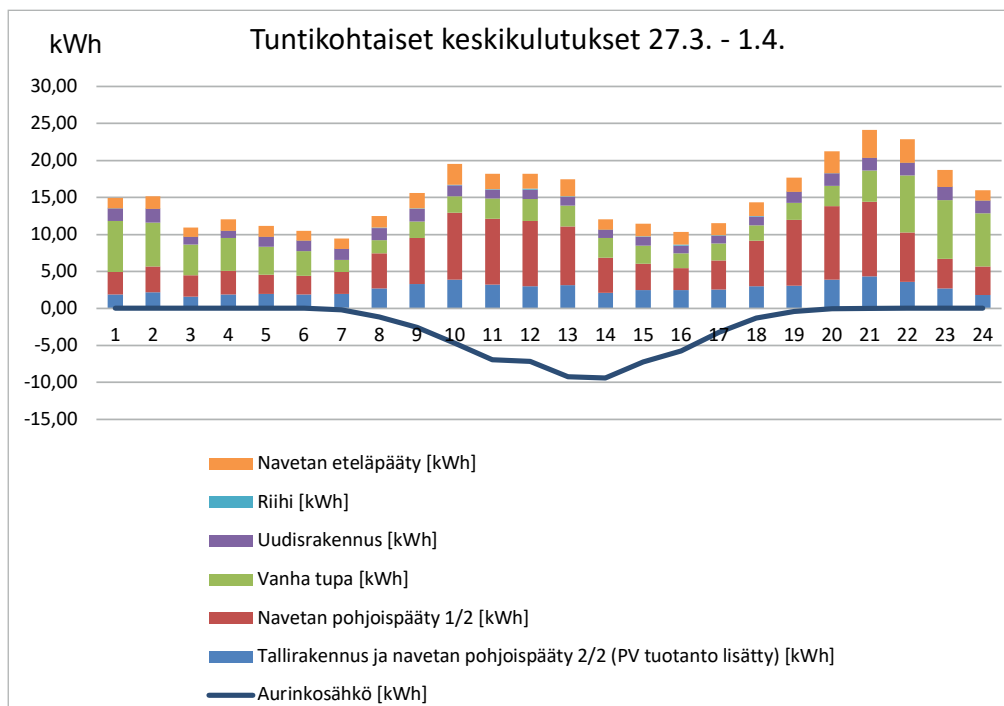
Luvussa tarkastellaan tilojen sähkönkulutusprofileja, analysoidaan niiden eriaikaisuuksia, mitoitetaan energiayhteisön tuotantokapasiteetti ja sähkövarasto sekä esitellään hyödynjakomalli.

### 4.1 Erityyppisten tilojen sähkönkulutusprofiilit

Hankkeeseen osallistuvien tilojen sähkönkulutusta analysoitiin jakeluverkkoyhtiön datan, luvussa kolme kuvattujen ryhmäjohtokohtaisten mittausten ja mittausten yhteydessä maataloilla tehtyjen havaintojen sekä lämpötilatiedon perusteella. Mittaustietojen analysoinnissa ja maataloista tulosten tulkittamisessa korostui Luonnonvarakeskuksen asiantuntemus aiheesta.

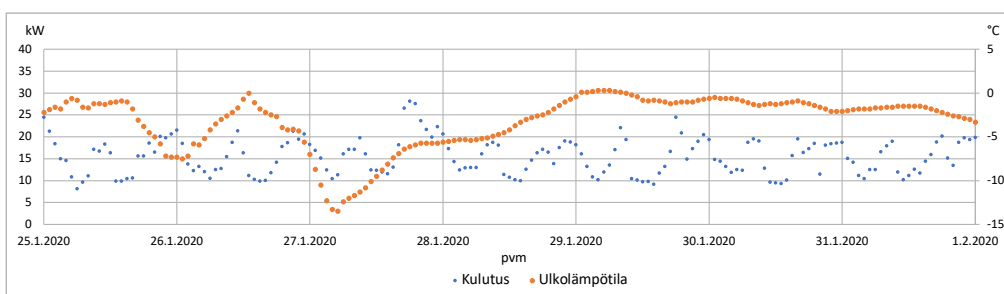
Putki- ja lypsyasemalypsyssä sähkönkulutus painottuu aamupäivään ja iltaan (kuvat 8, 10, 11 ja 13). Putkilypsytilalla kului vuonna 2020 sähköä noin 95 000 kWh. Talviviikon kulutuksissa näkyy aamupäivien aamulypsyyn liittyvät kulutushuiput (kuva 8). Putkilypsytilalla on osittain varaava sähkölämmitys, joten iltalypsyyn liittyvät kulutukset jatkuvat sähkölämmityksen kulutuksena lähes aamuyöhön. Varaava sähkölämmitys lämmittää pönttömuureja (4 kpl yhteensä 7 kW) yöllä (klo 22–7). Niissä on termostaatti, joka lopettaa lämmityksen tietyssä lämpötilassa. Tämän lisäksi päärakennuksessa on suoraa sähkölämmitystä (7 kW) ja ilmalämpöpumppuja piharakennuksessa ja päärakennuksessa. Lisäksi tilalla on kolme lämminvesivaraajaa: tilavuudeltaan 300, 290 ja 200 litraa, navetassa, piharakennuksessa ja päärakennuksessa, vastaavasti, joissa kussakin on 3 kW:n vastus. Juomakuppien sulanapidon sähkönkulutus on hyvin vähäinen niiden yhteisen tehon ollessa 180 W.

Edellä kuvatuista sähkölaitteista kertyi pohjakuormaa noin 10 kW, joka on havaittavissa myös tilalle tehdyistä ryhmäjohtokohtaisista mittauksista (kuva 7). Kuvassa on esitetty putkilypsytilan sähkönkulutuksen vuorokautiset tuntikeskiarvot mittaussjakson 27.3.–1.4. ajalta. Yksityistaloutta mittauksissa edustavat *uudisrakennus* sekä *vanha tupa*, jossa sijaitsevat aiemmin mainitut pönttöuunit. Maatalatoimintoja edustavat puolestaan *riihi*, *navetan pohjoispääty 1/2*, *tallirakennus ja navetan pohjoispääty 2/2*, *tallirakennus ja navetan pohjoispääty 2/2*. Lisäksi on mitattu tilalle aikaisemmin asennetun 16 kWp:n aurinkosähkötuotantolaitoksen tuotannon vuorokauden tuntikeskiarvot.



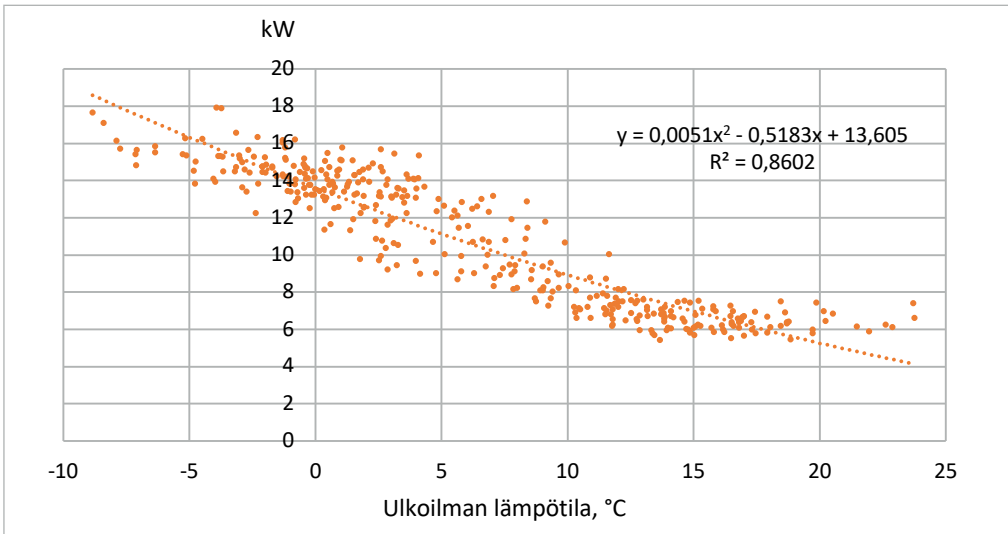
Kuva 7. Putkilypsykoneella varustetulla maitotilalla tehtyjen ryhmäjohtokohtaisten mitausten tuntikeskiarvot.

Ennen aurinkosähköjärjestelmän asennusta (7.12.2020) ollut loppupalvi ja alkukevät olivat varsin lauhdat, jolloin sähkölämmityksen vaikutus kulutukseen jäi tavallista pienemmäksi (kuva 8).

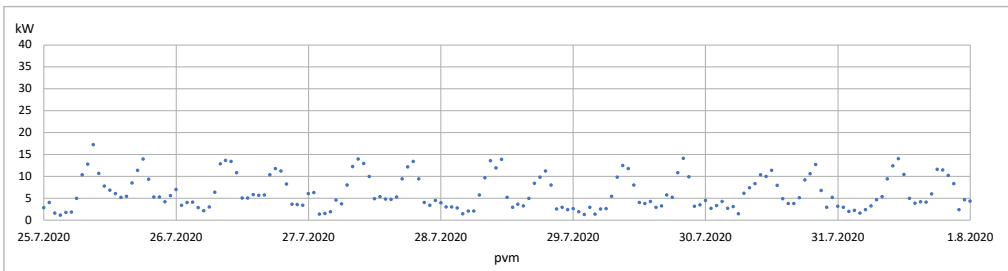


Kuva 8. Putkilypsytilan sähkönkulutuksen profiili talviviikkona.

Sähkölämmitys kuitenkin aiheutti putkilypsytilalla selvän riippuvuuden ulkolämpötilasta, ja se hallitsi kulutusta selvästi pakkasella. Vaikuttaisi siltä, että lämmittimien teho tulee kulutusta rajoittavaksi kovilla pakkasilla (kuva 9).

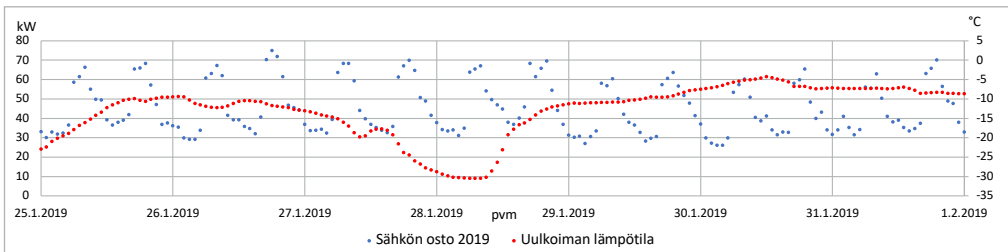


Kuva 9. Sähkönkulutuksen lämpötilariippuvuus putkilypsytilalla. Lämpötilat ja sähkönkulutukset ovat vuorokausikeskiarvoja tuntikeskiarvoista.



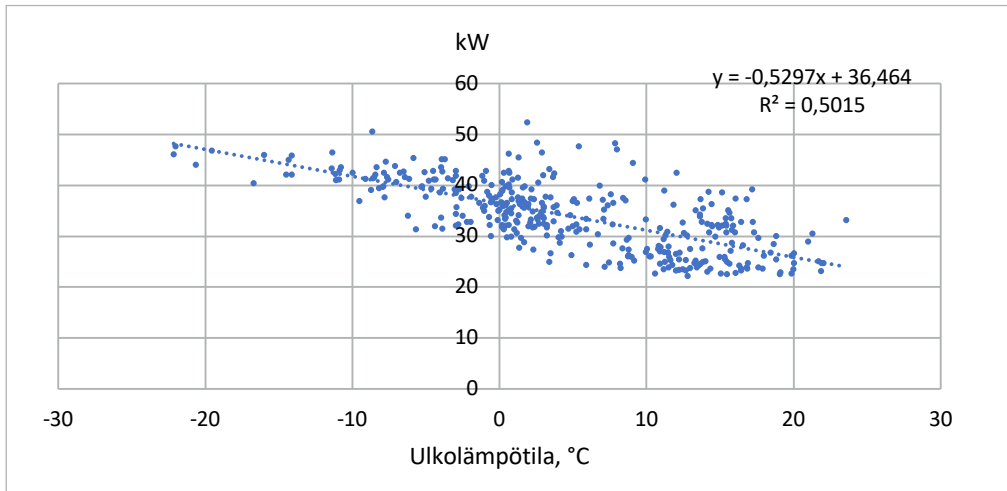
Kuva 10. Putkilypsytilan sähkönkulutuksen profiili kesäviikkona.

Kesäviikkona putkilypsytilan sähkönkulutusta hallitsevat aamu- ja iltalypsyyn liittyvät kulutushuiput, kun ei ole asuinrakennuksen lämmitystarvetta (kuva 10). Muu kulutus on vain noin 2 kW.



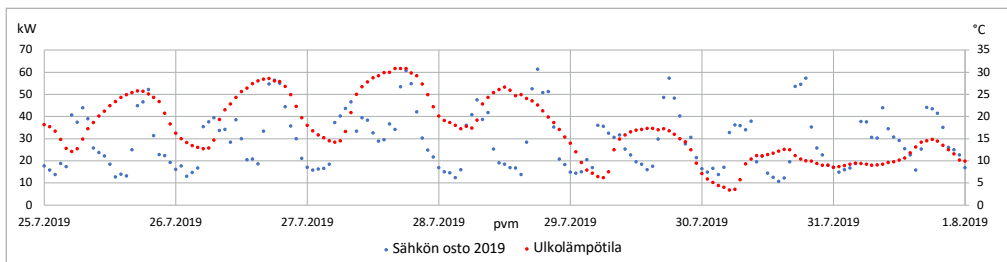
Kuva 11. Lypsyasematilan sähkönkulutuksen profiili talviviikkona.

Lypsyasematilan sähkönkulutus oli ennen aurinkosähköjärjestelmien asentamista noin 301 000 kWh. Sillä oli vuonna 2019 selvä vuorokausirytmi sähkön kulutuksessa ennen aurinkosähköjärjestelmien asentamista (kuvat 11 ja 13). Vuorokausirytmi tulee esiin myös tilalle tehdyistä ryhmäjohtokohtaisista mittauksista (kuva 14). Rytmiin eivät vaikuttaneet lyhytaikaiset ulkoilman lämpötilan muutokset. Tilalla oli kuitenkin selvä kulutuksen riippuvuus ulkoilman lämpötilasta (kuva 12).



Kuva 12. Sähkönkulutuksen lämpötilariippuvuus lypsyasematilalla. Lämpötilat ja sähkönkulutukset ovat vuorokausikeskiarvoja tuntikeskiarvoista.

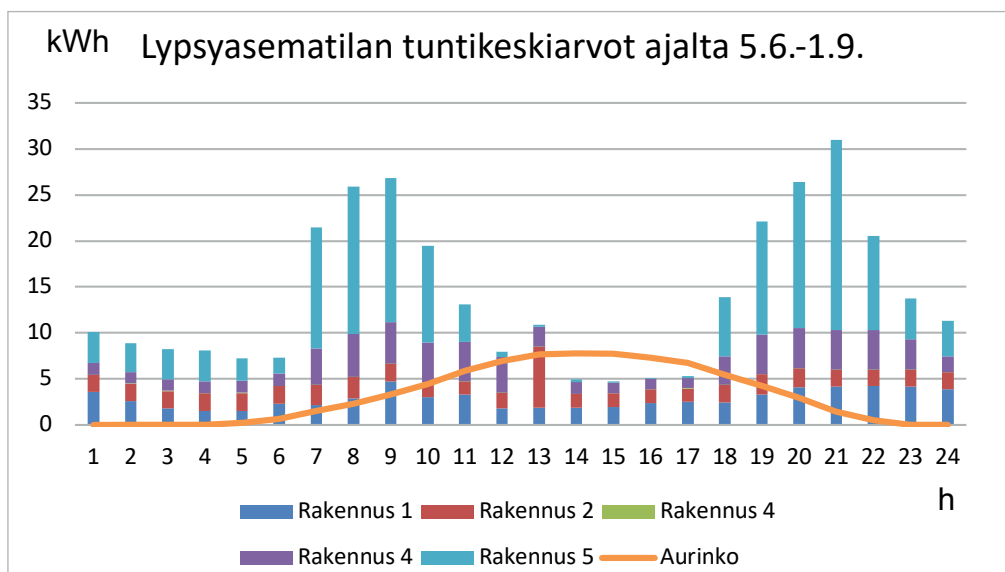
Ilmiö ei selity ilmanvaihdolla, koska tilalla ei ollut käytössä koneellista ilmanvaihtoa, vaan todennäköisemmin se aiheutui vasikkalan lattialämmityksestä, joka ei reagoi vuorokauden sisäiseen ulkoilman lämpötilan vaihteluun mutta kylläkin pitkäkestoiseen vaihteluun.



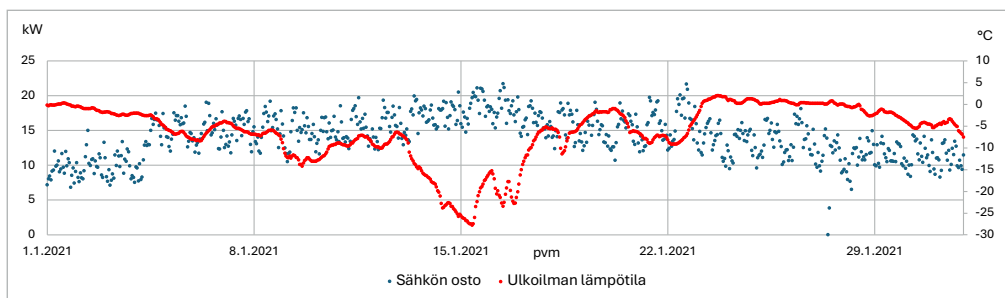
Kuva 13. Lypsyasematilan sähkönkulutuksen profiili kesäviikkona.

Lypsyasematilalla iltalypsyyn liittyvä kulutus oli kesällä suurempi kuin aamulypsyyn liittyvä. Voi olla, että maidonjäähdytys vaatii kuumien kesäpäivien jälkeen enemmän energiaa, mutta se voi tulla myös jostakin ylimääräisestä toiminnosta.

Lypsyasematiilan sähkönkulutuksen vuorokausikohtaiset tuntikeskiarvot on esitetty kuvassa 14. Kuvassa on esitetty viiden eri nousujohdon mittaukset *rakennus 1*, *rakennus 2*, *rakennus 3*, *rakennus 4* ja *rakennus 5* sekä *aurinkosähkötuotanto*. Pystyakselilla on vuorokauden tehojen tuntikeskiarvot mittaussajsolta 5.6.–1.9.

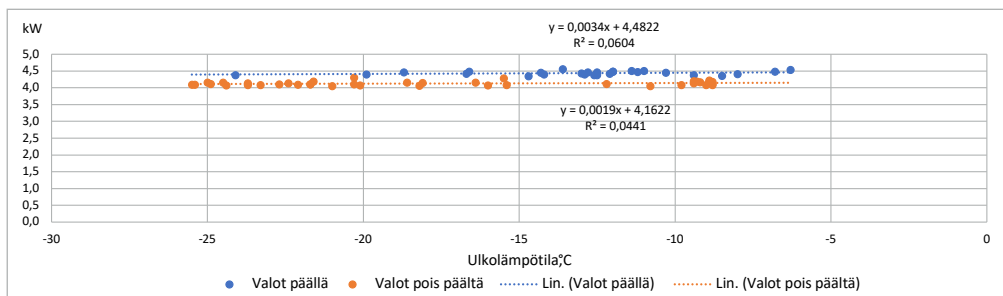


Kuva 14. Lypsyasematiilan sähkönkulutuksen ryhmäjohtokohtaiset vuorokausittaiset tuntikeskiarvot ajalta 5.6.–1.9.



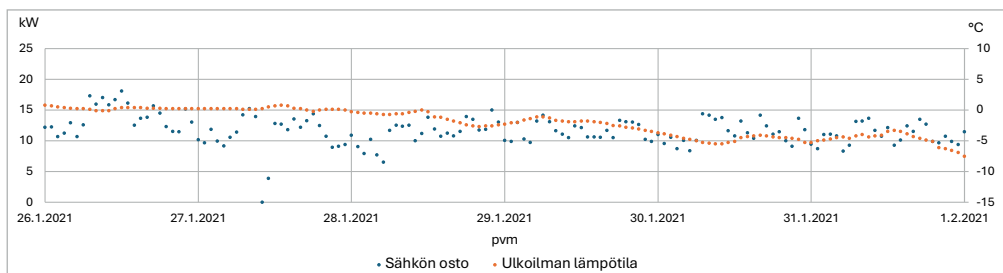
Kuva 15. Automaattilypsytilan sähkönkulutuksen profiili talvikuukautena.

Automaattilypsytilan sähkönkulutuksen kasvu tammikuun puolella välissä ilmenee kuvasta 15, ja se liittyy vesikuppien lämmityksen kytkeytymiseen päälle alle  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ :n lämpötiloissa. Sen sähkönkulutus on noin 4 kW.



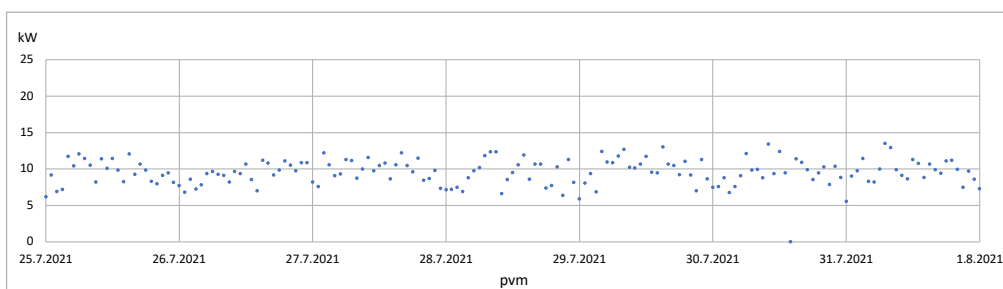
Kuva 16. Vesikuppien lämmityksen sähkönkulutuksen lämpötilariippuvuus eläntilan valot päällä ja pois päältä.

Juomakuppien lämmityksen sähkönkulutus automaattilypsytilalla oli huomattava suhteessa putkilypsytilan vastaavaan (kuva 16). Lämmitys toimi aina täydellä teholla sen ollessa päällä ulkoilmalämpötilan ollessa alle  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Kulutus oli huomattavaa, 32,9 prosenttia, tilan sähkönkulutuksesta mittaussyksöllä. Kummassakin tapauksessa kyse oli nuorkarjan vesikupeista.



Kuva 17. Automaattilypsytilan sähkönkulutuksen profiili talviviikkona.

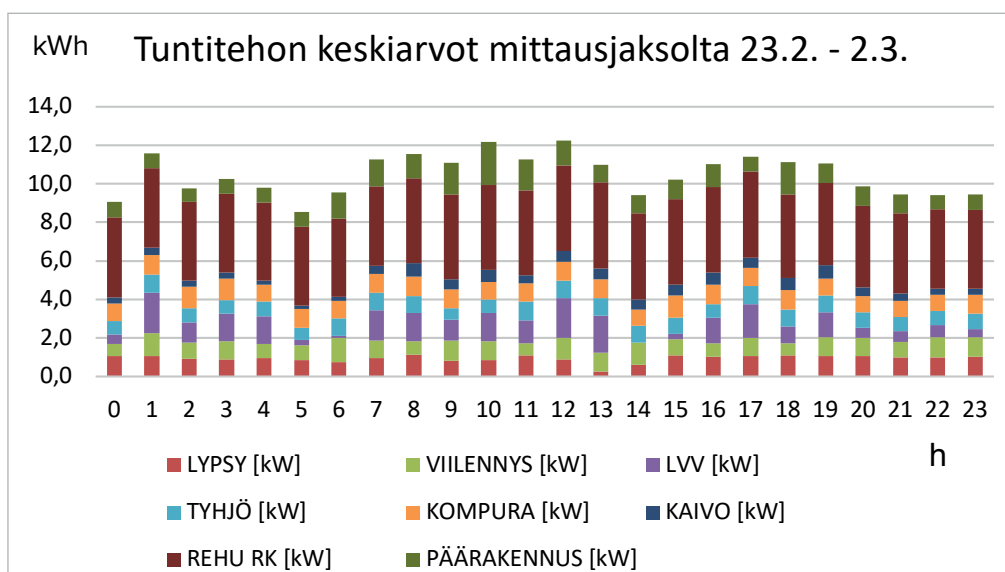
Automaattilypsytiloilla kulutus (kuvat 17 ja 18) on selvästi tasaisempaa kuin putki- ja lypsyasemalypsytiloilla, mutta niilläkin kulutus tyypillisesti laskee yöllä lehmien käydessä vähemmän lypsyllä. Yöllä kulutus on noin 5 kW pienempi kuin päivällä. Tammikuun viimeisellä viikolla lämpötila ei laskenut niin alas, että juomakuppien lämmitys olisi kytkeytynyt päälle.



Kuva 18. Automaattilypsytilan sähkönkulutuksen profiili kesäviikkona.

Automaattilypsytilan sähkönkulutuksen profiili kesällä (kuva 18) ei poikennut talviviikosta (kuva 17), koska päärakennusta lämmitettiin pääsääntöisesti pellettilämmityksellä. Kesän kulutukseen voi vaikuttaa se, että lämmityskauden ulkopuolella päärakennuksen pesutilojen lattiaa lämmitettiin vesikiertoisesti 1,5 m<sup>3</sup>:n varaajan kautta sähköllä. Vastuksen teho on 6 kW, mutta yhden vaiheen vastus oli rikki mittausten aikaan, jolloin se näyttäytyisi 4 kW:n tehona. Tämä ei kuitenkaan ollut mitään ilmeisimmin päällä kuvan 18 kesäviikkona (aineistoa ei näytetä). Samainen varaaja toimii puskurina pellettilämmityksessä.

Automaattilypsyaseman johtolähtökohtaiset vuorokauden tuntien keskitehot mittausjaksolta 23.2.–2.3. on esitetty kuvassa (kuva 19). Maatilan toimintoihin liittyviä sähkölaitteita on johtolähdöissä *lypsy* (robotti), (maidon) *viilennys*, (lämminvetivaraaja) *LVV*, *Tyhjö* (pumppu), *kompessori* (kompura), (juomavesi) *kaivo* sekä (eläinsuojan ryhmäkeskus) *rehu rk*. Yksityistaloutta mittaauksissa edustaa päärakennus.

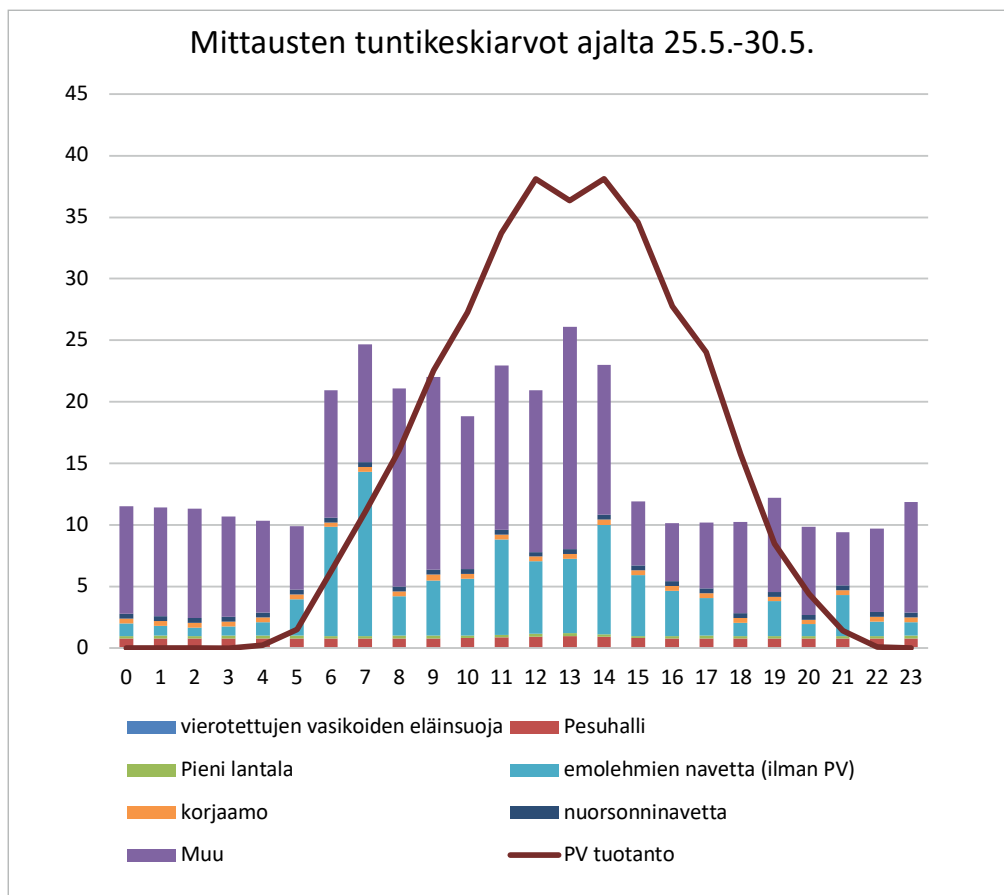


Kuva 19. Automaattilypsyaseman johtolähtökohtaiset keskimääräiset tuntitehot mittausjaksolta 23.2.–2.3.

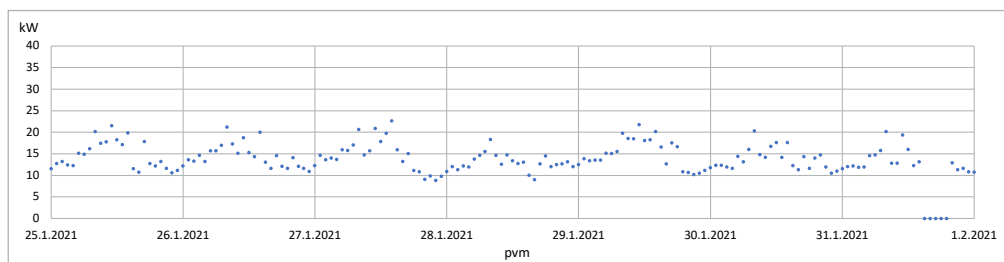
Tutkimuskohteena olleilla nautakarjatililla oli pääsääntöisesti painovoimainen ilmanvaihto, joten ulkoilman lämpötilalla ei ollut suurta vaikutusta sähkönkulutukseen sitä kautta.

Lihakarjatilalla pääkeskukselta mitatut ryhmäjohtokohtaiset tiedot on esitetty kuvassa 20. Tilalla ei ole yksityiskäyttöä lainkaan, joten kaikki mitatut kohteet liittyvät maataloustoimintoihin. Mitatut kohteet ovat vieroitettujen vasikoiden eläinsuoja, kaluston pesuhalli, pieni lantala, emolehmien navetta, nuorsonninavetta, korjaamo sekä muu, joka on las-kennallisesti jakeluverkkoyhtiön datasta selvitetty kulutus. Muuhun osuuteen sisältyy nuorsonninavetan todellinen kulutus sekä suuren lantalan laitteistot, joita ei näy muissa

mittauksissa johtuen keskuksen virheellisistä tai puuttuvista merkinnöistä. Lisäksi aurinkosähköntuotannon tuntikeskiarvot on esitetty käyrällä.



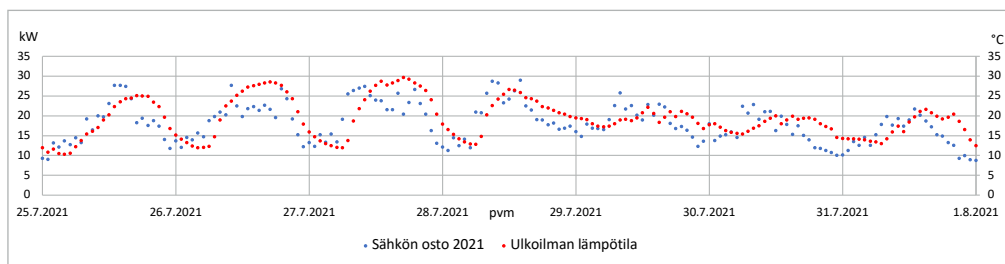
Kuva 20. Nautatilan ryhmäjohtotason sähkönkulutuksen tuntikeskiarvot mittausajaksolta 25.5.-30.5.



Kuva 21. Kanatilan sähkönkulutuksen profiili talviviikkona.

Kanatilan sähkönkulutuksessa on talvella selvä vuorokausirytmä, joka tulee todennäköisimmin kanojen vuorokausirytmistä (kuva 21). Valot sytytetään yöllä kello 2:00, jolloin kanat aktivoituvat ja munivat aamukuuteen mennessä, jolloin munat kerätään pois. Tällä

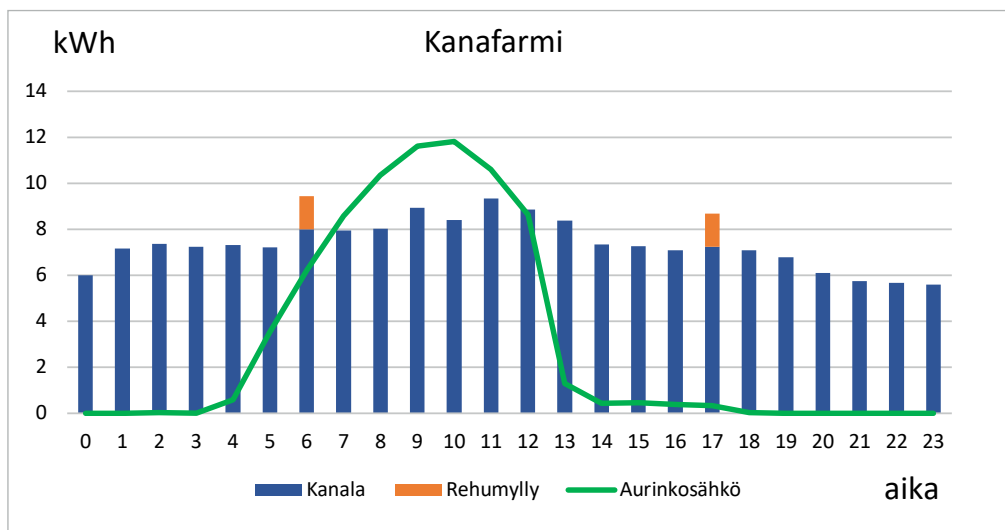
rauhoitetaan tilan henkilöstön loppupäivä muihin tehtäviin. Ilmanvaihtoa ohjataan lämpötilan, kosteuden ja hiilidioksidipitoisuuden perusteella. Talvella kulutus tilalla vaihteli kuvan 17 viikolla 10–20 kW.



Kuva 22. Kanatilan sähkönkulutuksen profiili kesäviikkona.

Kanatilan sähkönkulutus vaihtelee kesällä suurelta osin ulkoilman lämpötilan mukaan (kuva 22). Siihen vaikuttavat kuitenkin myös kosteus ja hiilidioksidipitoisuus. Tämän takia riippuvuus lämpötilasta on ennakoivaa. Sähkönkulutus kasvaa ennen lämpötilan nousua ja laskee ennen lämpötilan laskua. Pelkällä lämpötilaohjauksella sähkönkulutus seuraisi lämpötilaa jälkijättöisesti. Heinäkuun 2021 lopun helteiden takia kuva 22 ilmentää melkoista ääritilannetta. Kanatiloilla talven kulutus on tyypillisesti pienempi kuin kesällä. Kanalassa on pakko olla koneellinen ilmanvaihto, jonka sähkönkulutus vaihtelee erityisesti kesällä hyvin voimakkaasti ulkoilman lämpötilan mukaan.

Kanatilan tuntikohtaisten tehojen keskiarvot mittausjaksolta 13.–19.4. on esitetty kuvassa 23. Mitatut kohteet olivat kanala ja rehummylly, jotka on esitetty tuntikohtaisesti kerrostuvain palkein. Aurinkosähkötuotannon keskiarvoiset tehot on esitetty käyrällä.



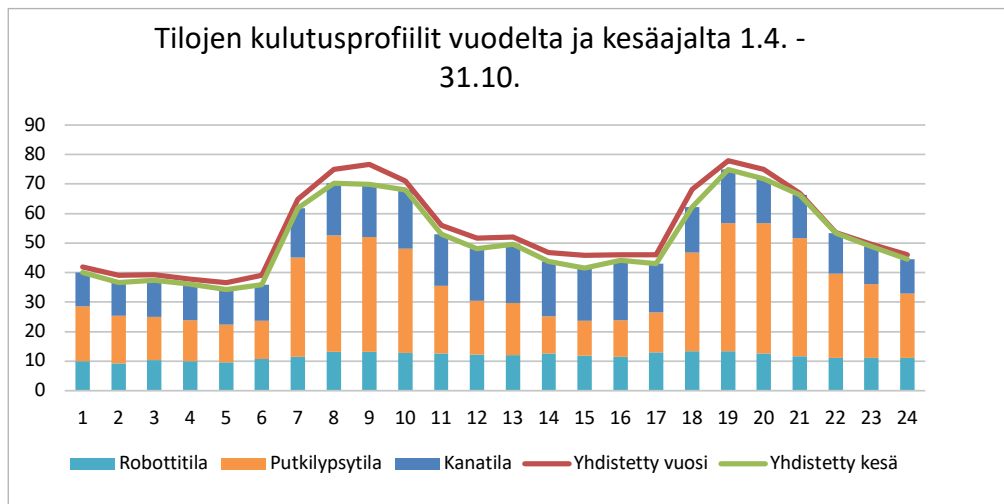
Kuva 23. Kanatilan tuntikohtaiset keskiarvoiset tehot mittausjaksolta 13.–19.4.

Varsinkin pienemmillä kotieläintiloilla yksityistalouden merkitys sähkönkulutukseen on merkittävä. Tilalla saattaa olla suuri, vanha ja huonosti eristetty päärakennus, jossa on suora sähkölämmitys, jolloin ulkoilman lämpötila vaikuttaa voimakkaasti sähkönkulutukseen. Koska yleensä yöllä on kylmempää kuin päivällä, kulutus painottuu yöhön, mikä tuo siihen vuorokausirytmien. Yksityistalouden lämmitysratkaisut voivat olla hyvin moninaiset, ja niillä on voimakas vaikutus sähkönkulutusprofiileihin. Muun energian kuin sähkön käyttö lämmitykseen vähentää yksityistalouden vaikutusta ratkaisevasti.

## 4.2 Kulutusprofiilien yhdistäminen

Jakeluverkkoyhtiöltä saataviin mittaus tietoihin pohjautuvia kulutusprofiileja tarkasteltaessa tulee huomioida, että saman tasejakson eli tunnin tai vartin sisällä voi olla sekä kulutusta että tuotantoa. Sähkökaupan keskitetyn tiedonvaihdon yksikkö eli Datahub huolehtii tasejakson aikaisesta tuotannon ja kulutuksen netotuksesta ja tallentaa nämä tiedot rekistereihin (tuotantoa ja kulutusta ei siis lasketa yhteen).

Kuvaan 24 on koottu tiloilta saaduista mittausdataista vuosilta 2020 (putkilypsyttila ja kanatila) ja 2021 (robottitila) kolmen erityyppisen tilan kulutustietojen tuntikeskiarvot oletetulta aurinkosähköntuotannon saatavilla oloajalta 1.4.–31.10., ja ne on esitetty palkein, sekä näiden tyyppitilojen yhteenlaskettujen kokonaiskulutusten tuntikeskiarvot viivakäyrin. Vertailun vuoksi kuvassa on esitetty myös koko vuoden tietoihin perustuvaa kokonaiskulutusta kuvaava viivakäyrä. Kuvasta voidaan havaita, ettei talvikausi aiheuta merkittävää muutosta tilojen kulutusten tuntikeskiarvoihin. Talvikaudella lähinnä juomavesijärjestelmien sähkötoimiset sulanapitolaitteet vaikuttavat tuntikeskiarvoihin korottavasti. Kokonaiskulutuskaivran muotoon vaikuttaa merkittävästi putkilypsyttilan aamu- ja iltalypsyjen ajankohdat.

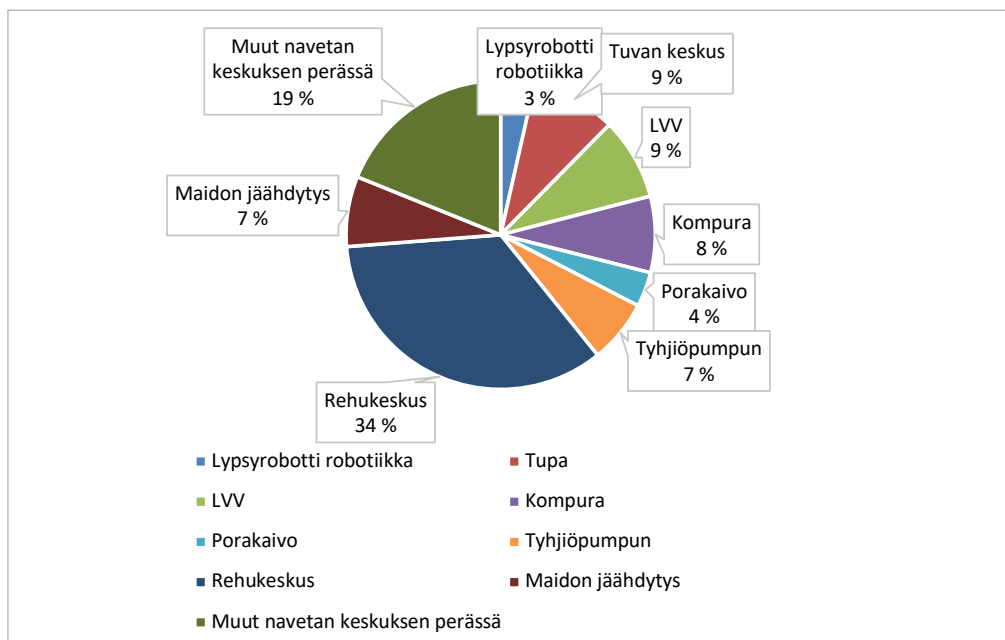


Kuva 24. Tilojen kulutusprofiilit kesäajalta 1.4.–31.10.

Kaikille hankkeessa mukana olleille tiloille on tyypillistä se, että kesäaikaan kulutuksen huippulukemat ajoittuvat päiväsaikaan. Kanatilalla kulutus on keskipäivällä hieman suurempaa, ja putkilypsyä käyttävillä maitotiloilla huiput ajoittuvat puolestaan aamu- ja ilta-päivään. Merkittävää risteilyhyötyä tilojen sähkönkulutusprofiilien yhdistämisellä ei ole siis mahdollista saavuttaa. Talvella tilanne muuttuu hieman, mikäli tilan rakennuksissa on käytössä sähkölämmityksiä, kuten kohdassa 4.1 kuvattiin.

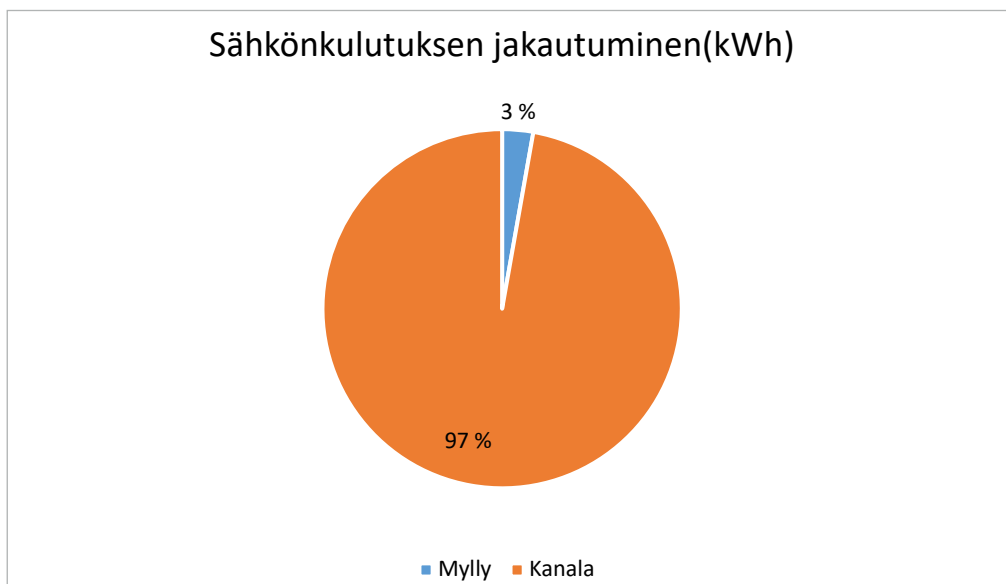
### 4.3 Sähkölaitteiden käytön joustotoimet

Laiteryhmäkohtaisia mittauksia tehtäessä havaittiin maitotilalla suurimman kuormituksen muodostuvan kuvan (kuva 25) mukaisesti navetan toimintoihin liittyvistä sähkölaitteista. Yksittäisten laitteiden tehotietoja ei mittauksilla saatu selville, sillä samoihin ryhmäjohtoihin oli asennettu hyvin monentyyppisiä laitteita. Kuitenkin maidon käsittelyyn voidaan ajatella liittyvän seuraavat laitteet: maidon jäähdytys, tyhjiöpumppu, porakaivo, kompressor, lämminvesivaraaja (LVV) sekä lypsrobotin automatiikka. Maidonkäsittelyyn liittyvien laitteiden yhteisosuus tilan sähkönkäytöstä on siten noin 38 prosenttia. Muita selkeitä laiteryhmäkokonaisuuksia olivat talvisaikaan käytössä olevat juomavesijärjestelmien sulanapidot, joita kuvassa edustavat rehukeskuksen sähkökeskukseen (34 %) sekä navetan keskukseen (19 %) kytketyt vesijohtojen saattolämmitykset sekä juoma-astioiden sulanapitovastukset. Kuitenkaan mihinkään edellä mainittuihin sähkölaiteryhmiin kuuluvien laitteiden ajoitusta ei ole mahdollista merkittävästi muuttaa eläinten hyvinvoinnin heikentymättä, eikä siten joustopotentiaalia ole juurikaan käytettävissä.



Kuva 25. Sähkönkulutuksen jakautuminen maitotilalla.

Kanatilalla puolestaan pääosa energiasta (97 %) kuluu kuvan 26 mukaisesti kanalan toimintoihin (97 %), kuten valaistukseen, ilmanvaihtoon sekä munienpakkauskoneen käyttöön. Kanalan laitteiden käyttöaikoihin ei voida missään tapauksessa vaikuttaa, sillä jo lyhytkin katkos esimerkiksi ilmastoinnissa saattaisi vaarantaa eläinten hyvinvoinnin. Pieni osuus energiasta (3 %) kuluu rehumyllyn käyttöön. Myllyn käyttöaika on tyypillisesti melko lyhyt, eikä sitä tarvitse käyttää kuin muutamia kertoja vuorokaudessa, joten se sopisi hyvin kuormitusten joustoon. Toisaalta mittausten perusteella myllyn kuluttama energia on vain noin 1,5 kWh yhdellä käyttökerralla, joten kovin merkittävänä joustopotentialina myllykään ei näyttäydä. Lisäksi mylly tulee valmistella etukäteen lataamalla siihen raaka-aineet, joten aivan mielivaltaisesti esimerkiksi sähkön pörssihintaan perustuen myllyn käyttöä ei voida ajoittaa. Yksityistalouden kohteita kanatilalle ei mitattu.



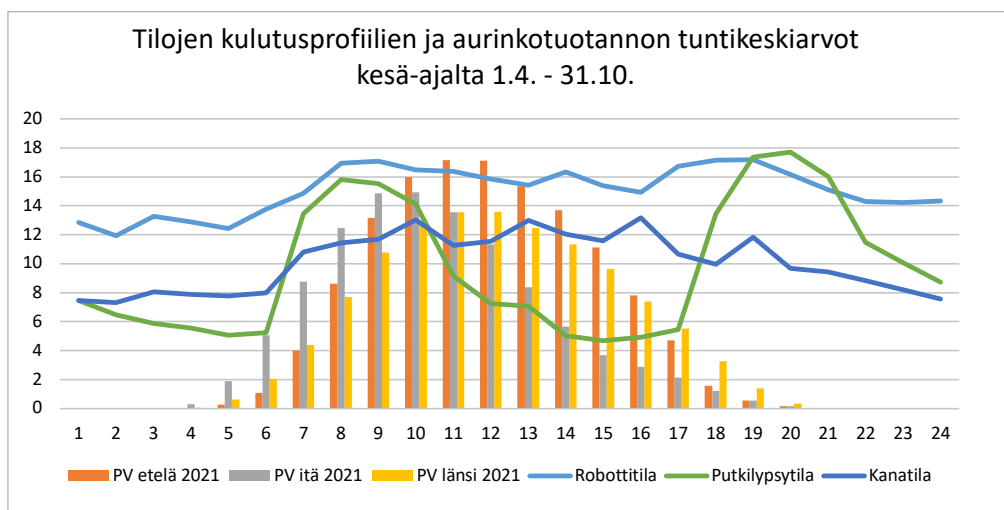
Kuva 26. Sähkönkulutuksen jakautuminen kanatilalla.

Muita tiloilla havaittuja yksittäisiä havaintoja laiteryhmistä, joiden käyttöaikataulua olisi mahdollista muuttaa, ovat esimerkiksi lannankäsittelyyn liittyvät laitteet, kuten pumput, kaapimet ja separaattorit. Ne ovat sellaisia, joiden käyttöaikoja voidaan turvallisesti viivyttää jopa useammalla tunnilla ilman, että eläinten hyvinvointi vaarantuisi. Kuitenkin tällaisten laitteistojen käyttäminen joustotoiminnoissa edellyttäisi tilallisilta aktiivisia toimia.

Myös vilja- ja rehu kuivurit vaikuttivat mielenkiintoisilta laitekokonaisuuksilta joustopotentialia ajatellen, mutta useimmilla tiloilla ne eivät olleet vakituisessa käytössä. Lisäksi kuivausajat ovat tyypillisesti pitkiä, jopa usean vuorokauden mittaisia, jolloin vuorokauden sisällä tapahtuvaa joustoa voisi olla vaikeaa toteuttaa ja riskinä saattaisi olla kuivattavan aineksen pilaantuminen.

## 4.4 Pientuotanto osana energiayhteisöä

Kuvassa 27 on esitetty erityyppisten tilojen kesäaikaisten kulutusprofiilien vuosilta 2020 (putkilypsytila ja kanatila) ja 2021 (robottitila) sekä aurinkosähkötuotantolaitosten tuntikeskiarvot vuodelta 2020. Profiilit on skaalattu kuvaajan huipputehojen mukaisesti. Aurinkosähköjärjestelmissä on käytetty 40 kWp:n järjestelmäkokoja, joka on tyypillinen järjestelmäkoko tiloilla, joilla on 63 A:n pääsulake sähköliittymässä. Kuvaan on simuloitu PVGIS-työkalua apuna käyttäen kolme erilaista aurinkosähköjärjestelmää, joista ensimmäinen on suunnattu etelään, toinen itään ja kolmas lähteen.



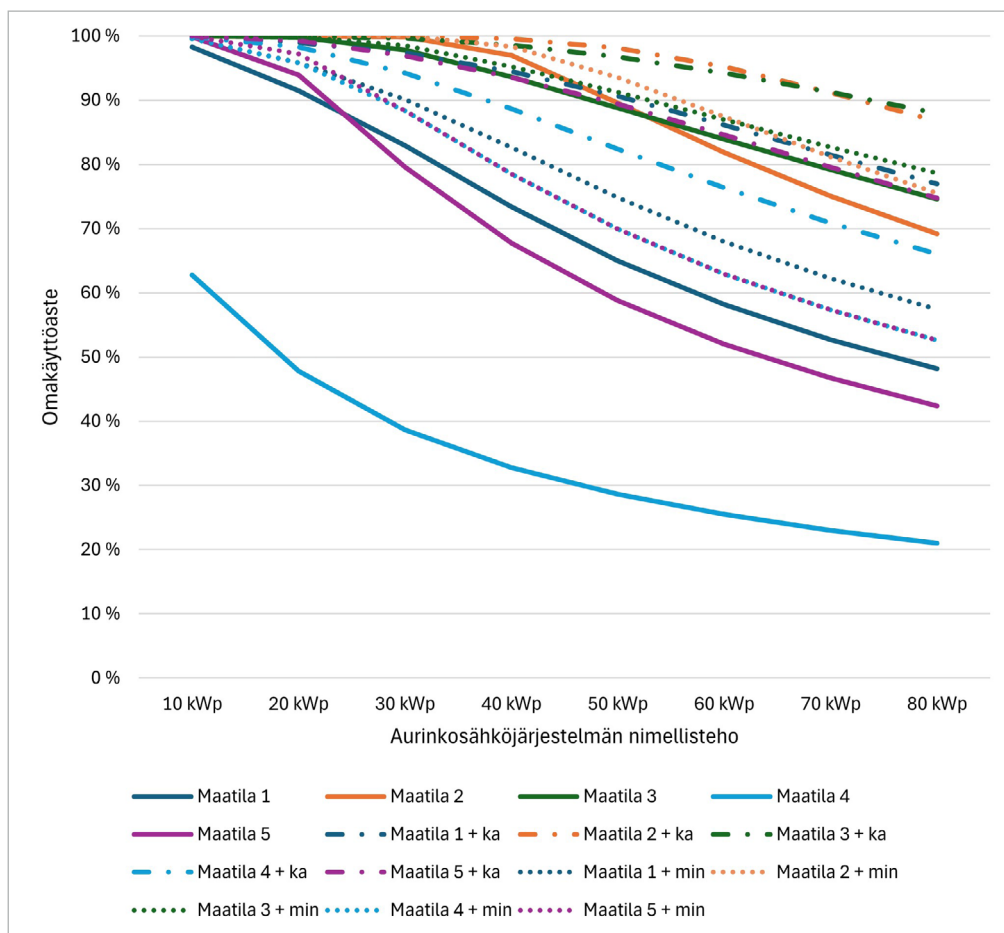
Kuva 27. Tilojen kulutusprofiilit sekä aurinkotuotannon tuntikeskiarvot.

### 4.4.1 Aurinkosähköjärjestelmät

Aurinkosähköntuotanto soveltuu hyvin käytettäväksi tiloilla, sillä vapaata kattopinta-alaa on usein runsaasti tarjolla. Myös maa-asenteiset laitokset olisivat mahdollisia toteuttaa, mutta tällöin ne varaisivat tilaa viljelykasveilta ja olisivat alttiina likaantumaa viljelyksiltä leijailevan pölyn vuoksi.

Aurinkosähköjärjestelmien tuotannon ajoitusta on myös mahdollista optimoida helposti suuntaamalla paneelit haluttuun ilmansuuntaan. Aamuun tai aamupäivään sijoittuviin energiankulutustarpeisiin sopii parhaiten itään suunnattu tuotantolaitos, keskipäivään sijoittuviin kulutustarpeisiin etelään suunnattu laitos sekä iltapäivään ajoittuvien kulutustarpeisiin puolestaan länteen suunnattu laitos. On myös mahdollista suunnata osa paneeleista eri suuntiin, jolloin sähköä on tasaisemmin käytössä päivän aikana ja lisäksi voidaan kytkeä suurempi määrä aurinkopaneeleita nimellisteholtaan pienempään invertteriin, jolloin säästyy myös investointi- ja ylläpitokustannuksia.

Kuvassa 28 on esitetty erikokoisten (10–80 kWp) aurinkosähköjärjestelmien nimellistehojen vaikutukset mautilojen aurinkosähkökulutuksen omakäyttöasteisiin. Omakäyttöasteen muodostumiseen vaikuttaa mautilan sähkönkulutuksen profiilista se osuus, joka sijoittuu aurinkosähköntuotannon ajankohtaan. Omakäyttöasteen pieneneminen johtaa tyyppillisesti aurinkosähkötuotannosta saatavan hyödyn pienenemiseen luvussa 2.2.1 kuvatun mukaisesti.

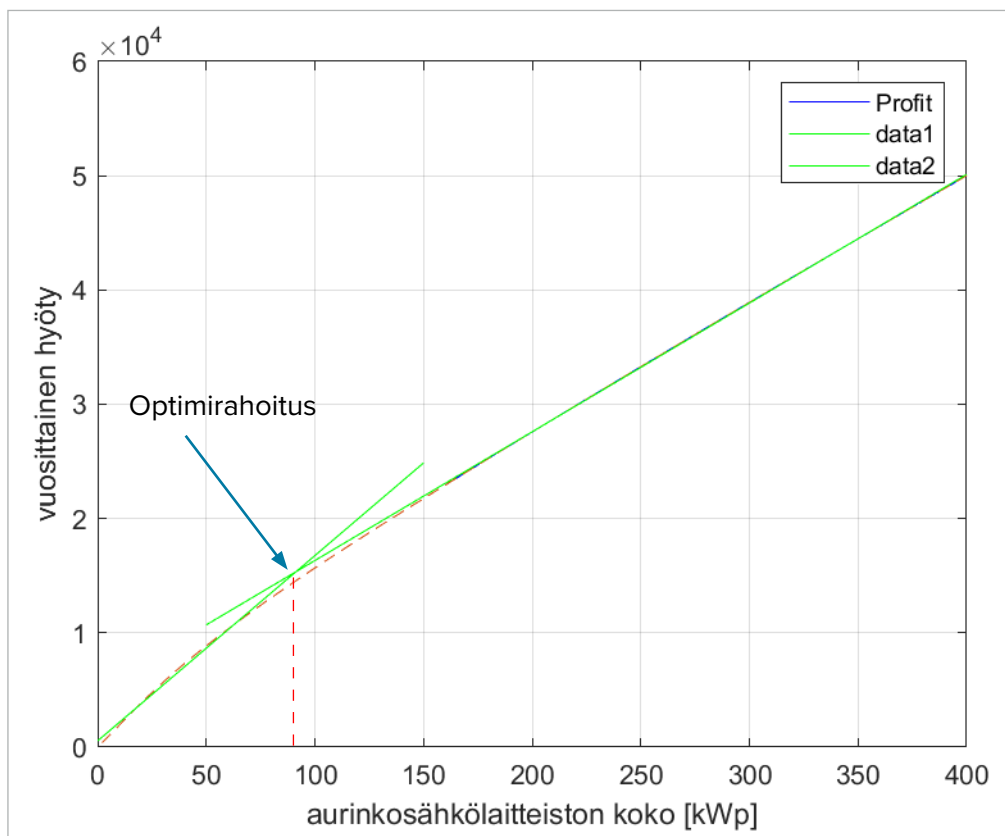


Kuva 28. Mautilojen aurinkosähkön omakäyttöasteet erilaisilla aurinkosähköjärjestelmän mitoituksilla ja kahden maatilan energiayhteisön vaikutus omakäyttöasteeseen.

Kohdassa 2.2.1 esiteltyyn mitoitusmallin avulla on tarkasteltu energiayhteisön yhdessä omistaman aurinkotuotantolaitoksen mitoittamista perustuen vuoden 2023 tietoihin. Mitoitusmallia varten sähkönjakeluverkkoyhtiöiltä on pyydetty tilojen sähköenergian kulutustiedot vuodelta 2023. Auringosta saatavan säteilytehon arvioimiseksi aurinkosähköjärjestelmän tuotantotiedot on mallinnettu PVGIS-sovelluksella (Joint Research Centre) käyttäen vuoden 2023 pilvimalliaineistoa. Sähkön ostohintana on käytetty vuo-

den 2023 sähkön hinnan keskiarvoa 0,056 euroa/kWh. Jakeluverkon verkkopalvelumaksu on voimassa olevan ESE-verkon hinnaston mukainen 0,0476 euroa/kWh. Hintaan on lisätty myös maatalouskäytössä kuluvaan sähköenergiaan sovellettavan II-veroluokan mukainen sähkövero 0,00063 euroa/kWh. Ylituotetun sähkön myynti on laskettu käyttäen vuoden 2023 pörssisähkön hintoja.

Kuvaan 29 on laskettu aurinkosähköntuotannolla saavutettava taloudellinen tuotto. Kuvaajaan on sovitettu regressiosuorat (A) kuvaamaan puhtaasti omakäyttöön kuluva osuutta aurinkosähköntuotannosta sekä suuremmilla järjestelmäko'illa yhdistetty omakäytön sekä verkkoon myytävän sähkön tuoton osuutta (B).



Kuva 29. Tilojen yhteenlaskettu aurinkosähkölaitteistojen tuottopotentiali.

Kuvan 29 perusteella regressiosuorien leikkauspisteessä oleva optimaalinen koko energiayhteisön aurinkosähkölaitteistolle vaikuttaisi olevan noin 91 kWp.

## 4.4.2 Biokaasuntuotanto

Biokaasuntuotantoon perustuvaa sähköntuotantoa voidaan ajoittaa melko vapaasti vuorokauden sisällä. Näin menetellen sähköä voidaan tuottaa silloin, kun sitä tilalla eniten tarvitaan tai sähkön pörssihinta on kalleinta. Ylivuorokautista kulutusjoustoa kaasulaitoksilla ei voida helposti toteuttaa, sillä varastosäiliöön mahtuu vain rajallinen määrä kaasua eikä kaasuntuotantoa pysty säätämään nopealla aikataululla.

Biokaasuntuotanto sopii myös tilanteisiin, joissa tuotetun sähkön siirtäminen olisi lainsäädännöllisesti haastavaa kiinteistöjen välillä, sillä lainsäädäntö käsittelee eri tavoin biokaasun jakelua.

Kuvassa 30 on esitetty hankkeessa mukana olleen biokaasulaitoksen tuotannon sijoittuminen vuoden aikana eri vuorokauden tunneille. Laitosta on ajettu käsiajolla pörssisähkön hintojen perusteella siten, että vuorokauden aikana kaasuvaramo on pyritty ajamaan tyhjäksi yhdellä yksittäisellä ajolla.



Kuva 30. Biokaasulaitoksen tuotannon tuntikeskiarvot mittausjaksolta 15.2.–31.5.

## 4.4.3 Muut tuotantomuodot

Energiayhteisössä olisi mahdollista hyödyntää myös muun tyyppisiä sähköntuotantomuotoja. Kohdassa 2.1 kuvatun mukaisesti tuotantomuotojen tulee pohjautua uusiutuviin energianlähteisiin. Joillakin tiloilla on ollut suunnitelmassa puuhaketta polttoaineenaan käyttävien pienisvoimalaitosten (CHP) hankkiminen, jolloin tilat saisivat käyttöönsä lämmön yhteydessä myös sähköenergiaa. Toinen tilallisten kuvaama vaihtoehto voisi olla pienistuulivoimalaitosten hyödyntäminen.

CHP-voimalaitosten osalta ongelmaksi voi muodostua tuotannon ajoittaminen, sillä laitoksia tulee ajaa lämmöntuotannon ehdoilla. Tietenkin voisi olla mahdollista varastoida lämpöenergiaa varaajiin tai sähköenergiaa akustoihin ja saada siten suurempi hyöty yhdistelmävoimalaitoksista.

Tuulivoima sopisi hyvin käytettäväksi esimerkiksi aurinkosähkön rinnalla, jolloin sähkötuotantoa olisi tasaisemmin kaikkina vuoden- ja vuorokaudenaikoina. Tuulivoiman rakentaminen on kuitenkin maatilallisten kertoman perusteella ongelmallista työläiden ja aikaa vievien luvitusmenettelyjen takia. Tuulivoimalaitoksille on myös työläämpi ja vaikeampi löytää otollisia maasto-olosuhteita aurinkosähköjärjestelmiin verrattuna.

## 4.5 Sähköenergiavarasto osana energiayhteisöä

Kulutustietojen ja simuloitujen aurinkosähkön tuotantotietojen avulla voidaan haarukoida karkeasti, että kohdassa 4.4.1 mitoitettun optimikokoisen aurinkosähköjärjestelmän tapauksessa vuosittaisten lataus–purkaus-sykliden määrä, jolloin aurinkosähköjärjestelmällä tuotettu päivittäinen ylijäämä sähköä riittää lataamaan akun vuorokauden aikana yhden kerran täyteen, saadaan

$$N_{vrk} = \sum_{i=1}^{365} (E_{sp_i} \geq E_{bat}) \quad (3),$$

jossa  $i$  on vuoden päivä,  $E_{sp}$  on omakäytön ylittävä aurinkotuotannon osuus,  $E_{bat}$  on akuston kapasiteetti ja  $N_{vrk}$  on vuorokaudet, joiden aikana akusto ladataan täyteen ja puretaan. Yhtälön perusteella esimerkiksi 10 kWh akuston osalta tällaisia päiviä on vuoden aikana noin 315 ( $N_{syk_a}$ ). Mikäli akuston investointikustannukseksi asennettuna aurinkosähköjärjestelmän asennuksen yhteydessä oletetaan kohdassa 2.2.3 mainittu 500 euroa/kWh, voidaan investoinnin hinnan akustolle todeta olevan

$$C_{bat} = E_{bat} * 500 \text{ €/kWh} \quad (4)$$

1000 euroa ( $C_{bat}$ ). Mikäli järjestelmän eliniänodotteeksi arvioidaan aurinkopaneelien elinikää vastaava 30 vuotta ( $T$ ), kertyy syklejä yhteensä

$$N_{syk_{30a}} = N_{syk_a} * T \quad (5)$$

9 450 kpl ( $N_{syk_{30a}}$ ). Mikäli ylläpitokustannuksia ei oleteta kertyvän, muodostuu yhden lataus–purkaus-syklin hinnaksi 1,06 euroa. Energiaksi muunnettuna tämä tarkoittaisi 5,3 senttiä/kWh. Taulukkoon 5 on koottu erikokoisten akustojen kustannukset kohdassa 4.4.1 optimoidun aurinkosähkötuotantolaitoksen tapauksessa. Keskimääräinen sähkönhinta vuonna 2023 Energiateollisuuden (2024) julkaiseman tilaston mukaisesti on ollut 5,65 senttiä/kWh, joten akustokoon suurentaminen ei vaikutaärkevältä ratkaisulta.

**Taulukko 4.** Eri akustokokojen kustannukset.

Akuston koko [kWh]	Investointi [euroa]	Akuston käyttö [vrk:t]	Syklien määrä [krt/30a]	Syklin hinta [euroa/sykli]	Energian hinta [senttiä/kWh]
10	5 000	315	9 450	1,06	5,3
20	10 000	294	8 820	1,13	5,7
30	15 000	283	8 490	1,77	5,9
40	20 000	274	8 220	2,43	6,1

Akuston käytöllä saavutettavan hyödyn arviointi on monimutkainen tehtävä, eikä siihen ole perinpohjaista mahdollisuutta tämän hankkeen puitteissa. Parhaimmillaan akusto voitaisiin optimoida siten, että se pyrkii ennustemallin avulla lataamaan itsensä pörssi-sähkön hinnan ollessa alimmillaan ja syöttämään sähkön kiinteistön käyttöön sähkön pörssihinnan ollessa huipussaan. Hyöty tästä saavutettaisiin kuitenkin vain, mikäli kiinteistön sähköenergia ostettaisiin pörssihinnalla. Maatilojen tapauksessa itse kulutetun sähkön myyntihinta on kuitenkin useimmiten kiinteä.

## 4.6 Hajautetun energiayhteisön sisäinen sähkönsiirto ja tariffit

Mikäli energiayhteisöjen muodostamisesta on löydettävissä taloudellisia hyötyjä jakelu-verkkoyhtiölle, kantaverkkoyhtiölle tai laajemmin kansantaloudellisesti, energiayhteisöstä muodostuvia hyötyjä voitaisiin huomioida energiayhteisöjen verkkopalvelumaksuissa tai verotuksessa. Tämän vuoksi tulee selvittää, minkälaisia kustannusvaikutuksia energiayhteisöjen muodostamisella voi olla eri toimijoille. Aihetta käsitellään tarkemmin luvussa 6.1.1.5.

## 4.7 Hyödynjako ja lohkoketjuteknologia hyödynjaon mahdollistajana

Energiayhteisössä tuotettua energiaa siirretään jäsenten sähkönkulutukseen. Jotta energiayhteisön sähköntuotanto saadaan jaettua jäsenten välillä reilusti, tulee muodostaa hyödynjakomalli. Mikäli sähkönmyyjä tai muu taho ei osallistu energiayhteisön sisäisten energia- ja rahavirtojen taseselvitykseen, tulee pitää kirjaa, miten sähköä on siirretty energiayhteisön jäsenten välillä ja miten rahojen tulisi siirtyä energiayhteisön sisällä. Lohkoketjuteknologia luo mahdollisuuden hajautettuun automatisoituun tietojen rekisteröintiin.

Energiayhteisön hyödynjako perustuu tuotetun energian jakamiseen yhteisön jäsenten kesken, mikä vuorostaan voi edesauttaa energiantuotannon tehokkuutta. Tuotannon tehokkuuden maksimoimiseksi energian kysynnän tulisi aina vastata tuotantoa. Tämä ei aina ole mahdollista, joten ylijäämäenergia tulee joko varastoida tai myydä sähköverkkoon.

Mikäli tarkastellaan järjestelmää, jossa ei ole energiavarastoja, energian myyminen jää ainoaksi mahdollisuudeksi, jos kulutusta ei voi siirtää. Muodostamalla energiayhteisön pientuottajat voivat sähkömarkkinoiden sijasta myydä tai antaa tuottamansa energian yhteisön toiselle jäsenelle, jolloin yhteisön kokonaisuutta tarkastellessa voidaan päästä korkeampaan omakäyttöasteeseen.

Energian jakamiseen yhteisön sisällä ei ole kuitenkaan virallista menetelmää, vaan jokainen yhteisö sopii energianjakosäännöt keskenään. Jakomenetelmiä on monenlaisia, ja niiden monimutkaisuusaste vaihtelee tasajaosta aktiiviseen energiahuutokauppaan. Yleensä tavoitteena on kuitenkin saavuttaa reilu hyödynjakomalli, jossa jokainen yhteisön jäsen hyötyy järjestelmästä. Se, miten tähän päästään, on hyvin riippuvainen siitä, millainen energiayhteisö on kyseessä.

Oli energianjakomalli millainen tahansa, yhteisön sisäiseen energiatilikirjanpitoon tarvitaan menetelmä. Kirjanpidossa tulee olla selvillä yhteisön sisäiset energiasiirrot, jotta yhteisön jäsenten energiakulut voidaan osoittaa oikein. Tyypillisissä energiayhteisöratkaisuissa tilikirjaa ylläpitää energia-aggregaattori, joka vastaa jokaisen yhteisön jäsenen energialiikenteestä. Esimerkki tällaisesta järjestelystä on esimerkiksi kerrostalo, jonka katolla on aurinkopaneelijärjestelmä. Sen tuotantoa jaetaan talon asukkaille, jotka ovat puolestaan energia-aggregaattorin asiakkaita. Aggregaattori nauttii siten yhteisön luottamusta, jolloin yhteisön jäsenten ei tarvitse luottaa toisiinsa.

Energia-aggregaattorin hyödyntäminen ei kuitenkaan ole täysin ongelmaton. Aggregaattorin läsnäolo niin sanottuna välikätenä voi vaikeuttaa esimerkiksi vapaille sähkömarkkinoille osallistumista. Niinpä vaihtoehtoisena menetelmänä voidaan käyttää esimerkiksi lohkoketjutekniikkaan perustuvaa energiatilikirjajärjestelmää (Nykyri ym., 2022). Lohkoketju on hajautettu tietokanta, johon voidaan tallentaa erilaisia tilitapahtumia eli transaktioita. Nämä transaktiot voivat sisältää esimerkiksi euro- tai energiamäärien siirtoja henkilöltä toiselle.

Lohkoketjutekniikan etuna on se, että sen tietorakenne perustuu perättäisiin lohkoihin, jotka linkittyvät toisiinsa niiden sisällön perusteella lasketun hash-tunnisteen perusteella. Mikäli minkä tahansa lohkon sisältöön tehdään pienikin muutos, tunnisteet eivät enää täsmää eivätkä ketjun tiedot ole enää kelvollisia. Ketjurakenteen lisäksi tietokanta on hajautettu ja siten varmuuskopioitu. Näin ollen lohkoketju on turvallinen tiedontalennusmenetelmä, joka on käytössä esimerkiksi kryptovaluutoissa.

Tässä tutkimushankkeessa kehitettiin hyödynjakomalli, joka pitää kirjaa tapahtumista lohkoketjuteknologiaa hyödyntäen. Lohkoketjuun kirjataan tunnitaiset energiankulutukset ja jaettu yhteistuotettu energia. Kuten mainittu, energian jakoperusteita on monia, ja monimutkaiset järjestelmät voivat päästä yksinkertaisia korkeampaan omakäyttöasteeseen. Yksinkertaisella järjestelmällä voidaan kuitenkin saavuttaa hyötyä ilman aktiivista energiayhteisön jäsenen osallistumista. Tässä tutkimushankkeessa kehitetty hyödynjakomalli mukailee Nykyrin ym. (2022) kuvaamaa mallia, jossa jokainen energiayhteisön jäsen saa tunneittain lasketun saman prosenttiosuuden energiantarpeistaan yhteistuotannosta.

Hyödynjakomalli perustuu siihen, että energioresurssi on joko täysin yhteinen (keskitetty järjestelmä) tai osittain yhteinen (hajautettu). Hajautetussa järjestelmässä jokaisella yhteisön jäsenellä on sähköenergiantuotantoa, esimerkiksi aurinkopaneelijärjestelmä. Kukin jäsen käyttää tästä omasta järjestelmästäan tarvitsemansa osuuden ensin, ja mahdollinen ylijäämä asetetaan yhteiskäyttöön. Keskitetyssä järjestelmässä kukaan ei saa etuoikeutta tuotantoon, vaan kaikki tuotanto jaetaan.

Yhteiskäyttöön päätynyt tuotanto jaetaan siten, että jokaiselle jäsenelle on tietty osuus järjestelmän tuotannosta. Suuruus voi olla yhtä suuri tai eri suuri jäsenten kesken. Mikäli tällä osuudella saadaan katettua jonkin jäsenen koko energiantarve, jälleen ylijäänyt osuus jaetaan mahdollisten edelleen energiaa tarvitsevien jäsenten kesken siten, että jokainen saa samankokoisen prosentuaalisen osuuden energiastaan tästä tuotannosta. Tämä osuus lasketaan jakamalla tarjolla oleva energiamäärä jäljellä olevalla energiantarpeella. Mikäli energiaa jää edelleen yli, se myydään markkinoilla spot-hinnalla ja tuotto jaetaan jäsenten kesken esimerkiksi edellä mainittujen omistusosuuksien mukaan. Jos tuotanto ei riitä kattamaan kulutusta, kukin jäsen ostaa tarpeensa markkinoilta.

Hyödynjaon energialaskelmat voidaan suorittaa sähköjärjestelmän jokaisen tasausjakson päätteeksi (esimerkiksi kerran tunnissa). Lohkoketjuteknologia mahdollistaa automaattisen tiedon prosessoinnin niin kutsuttujen älysopimusten (smart contract) avulla, joten hyödynjako voidaan siten automatisoida.

## 5 VAIKUTUKSET JAKELUVERKKOLIIKETOIMINTAAN

Tässä luvussa käydään läpi maatilojen muodostamien energiayhteisöjen ja niiden yhdessä hankkimien sähkön tuotantolaitteistojen vaikutuksia jakeluverkkoliiketoimintaan.

### 5.1 Tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet

Jakeluverkkoyhtiön tariffirakenne vaikuttaa asiakkaiden sähkölaskuihin, ja sillä voi olla vaikutusta asiakkaiden sähkönkulutukseen. Verkkoyhtiön tariffeilla kerätään jakeluverkko toiminnasta aiheutuvat kustannukset ja verkkoyhtiön kohtuullinen tuotto. Jotta voidaan arvioida, miten tariffirakennetta voitaisiin kehittää, tulee ymmärtää verkkoyhtiön kustannusrakenne, tuntea tariffeja koskeva lainsäädäntö ja periaatteet sekä selvittää, minkälaisia vaikutuksia energiayhteisöjen muodostamisella voisi olla verkkoyhtiön kustannusten kehittämiseen. Mikäli energiayhteisöjen muodostaminen vähentää verkkoyhtiön kustannuksia, tariffikehityksellä voidaan kannustaa energiayhteisöjen muodostamiseen. Toisaalta, mikäli energiayhteisöjen muodostaminen aiheuttaa todennäköisen riskin verkkoyhtiön kustannusten kasvulle, voi tariffikehitys heikentää kustannusvastaavuutta.

### 5.2 Sähkönjakelun kustannukset

Maaseutumaisessa toimintaympäristössä keskijännitteinen sähkönjakeluverkko on säteittäinen sisältäen tyypillisesti muutamia varasyöttöyhteyksiä samalta tai viereiseltä sähköasemalta. Asiakkaat sijaitsevat tyypillisesti merkittävästi harvemmassa kuin kaupunki- ja taajama-alueilla, minkä seurauksena verkkopituus asiakasta kohti on suurempi. Pitkät välimatkat vaikuttavat merkittävästi verkoston mitoittamiseen, sillä mitoittamisessa keskeiset suureet, jännitteenalenema ja oikosulkuvirrat, ovat riippuvaisia syöttöreitin pituudesta ja komponenttivalinnoista.

Kaupunkimaiseen jakeluverkkoon verrattuna maaseutuverkoissa korostuu sähkönkulutuksen ulkolämpötilariippuvuus. Tämä on seurausta siitä, että sähkönkulutus on kovimpien pakkasjaksojen aikana jopa moninkertainen kesäaikaan verrattuna.

Sähkönjakelun kustannusrakenne voidaan jakaa viiteen keskeiseen kustannusryhmään, jotka ovat investointikustannukset, operatiiviset kustannukset, häviökustannukset, kantaverkkomaksut ja kohtuullinen tuotto.

## Investointikustannukset

Sähkönjakelun kustannuksista merkittävä osa muodostuu verkon rakentamisen investointikustannuksista. Pienjänniteilmajohdot maksavat noin 16 400–20 900 euroa/km ja keskijänniteilmajohdot 22 900–34 900 euroa/km riippuen mitoituksista (Energiavirasto 2023, 112). Maakaapeloidussa verkossa kaivuolosuhteet vaikuttavat merkittävästi kustannustasoon: maaseutuympäristössä tyypillisesti kaivutyö maksaa 14 600 euroa/km, mutta kallioisessa maaperässä kaivukustannus nousee moninkertaiseksi (Energiavirasto 2023, 118). Olosuhteissa, joissa välimatkat ovat pitkiä, kustannuksia muodostuukin merkittävästi verkon olemassaolosta (Honkapuro ym. 2017, 76–77; Haapaniemi ym. 2021, 28).

Sähkönjakeluverkkokomponenttien tekninen pitoaika on tyypillisesti johtojen ja jakelumuuntajien osalta useita vuosikymmeniä, jopa 50 vuotta. Tämän vuoksi verkosto pyritään suunnittelemaan sekä asiakkaiden nykyiset että tulevaisuuden tarpeet huomioiden.

## Operatiiviset kustannukset

Operatiiviset kustannukset sisältävät kustannuksia muun muassa verkon käytöstä, huoltamisesta ja korjaamisesta. Operatiivisten kustannuksien suuruuteen vaikuttavat erityisesti verkkopituus ja käytetyt teknologiat.

## Häviökustannukset

Sähköverkossa muodostuu häviöitä sekä sähkön siirtämisestä että järjestelmän jännitteisenä eli käytettävissä pitämisestä. Kuormitushäviöt ovat neliöllisesti riippuvaisia siirrettävästä sähkövirrasta. Jakeluverkon mitoitusvalinnoissa pyritään huomioimaan sekä investointikustannukset että pitoajalla muodostuvat häviökustannukset. Verkossa muodostuvat häviötehot ovat siis osittain kiinteitä tyhjäkäyntihäviöitä ja toisaalta siirrettävistä tehoista riippuvaisia.

Jakeluverkkoyhtiö joutuu hankkimaan häviöinä kuluvan energian. Häviösähkön kustannus riippuu häviöenergian lisäksi ostohinnasta.

## Kantaverkkomaksut

Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:n kustannukset laskutetaan asiakkailta välillisesti jakeluverkkoyhtiöiden kautta. Kantaverkko toimii järjestelmänä, joka siirtää sähköä suurilta tuotantolaitoksilta 110–400 kV:n jännitteellä eri puolilla maata oleville jakeluverkkoyhtiöille tai suurille kantaverkkoon liittyneille kuluttajille.

Kantaverkkoyhtiön hinnoittelu on nykyisin pääosin energiaperusteinen, mutta sisältää maksut myös muun muassa loistehosta. Energiaperusteinen kulutusmaksu on talvipäivinä 8,96 euroa/MWh ja muuna aikana 2,55 euroa/MWh. Tämän lisäksi on kan-

taverkosta ottomaksu 0,92 euroa/MWh jaantomaksu 0,61 euroa/MWh. Nämä ovat arvonlisäverottomia hintoja. (Fingrid 2023.)

## Kohtuullinen tuotto

Verkkoyhtiö kerää verkkopalvelumaksuilla kustannusten lisäksi myös tuottonsa. Jakeluverkkoyhtiöille on määritetty kohtuullinen tuotto valvontamallissa. Kohtuullinen tuotto on sidottu verkon nykykäyttöarvoon, mutta tuoton kohdistaminen verkkopalvelumaksujen maksukomponentteihin on riippuvainen verkkoyhtiön valinnoista. Nykykäyttöarvo on riippuvainen verkko-omaisuuden suuruudesta ja verkon ikärakenteesta.

## 5.2.1 Kustannusten muodostuminen verkkotasoin

### Pienjänniteverkko

Pienjänniteverkkojen suunnittelussa maaseutualueilla korostuvat jännitteenaleneman ja minimioikosulkuvirtojen merkitykset. Minimioikosulkuvirrat ovat keskeisessä asemassa asiakkaiden sähkölaitteistojen sähköturvallisuusvaatimuksien täyttymisessä. Liittymän pienimmät oikosulkuvirrat vaikuttavat erityisesti siihen, toimiiko asiakkaan sähkölaitteiston suojalaitteet SFS 6000-4-41:n määrittelemässä syötön nopean poiskytkennän vaatimusten mukaisissa ajoissa eli toteutuuko henkilöturvallisuus sähkölaitteen vioittuessa. Jotta C-käyrän 16 A:n johdonsuojakatkaisija toimii kohtuullisen ryhmäjohton pituuden kanssa nopeasti, on 3 x 25 A:n pienjänniteliittymissä pienimmän oikosulkuvirran oltava vähintään 250 A (SFS 6000-8-801: 2022, 8). Tyypillisesti tämä pienin oikosulkuvirta muodostuu yksivaiheisessa viassa, mutta erityisesti käytetty PEN-johtimen poikkipinta, jakelumuuntajan kytkentäryhmä ja pienjänniteverkon pituus vaikuttavat oikosulkuvirtoihin. Keinona kasvattaa oikosulkuvirtoja pienjänniteliittymillä on johtimen poikkipinnan kasvattaminen tai vaihtaminen suurempaan jakelumuuntajaan.

Häviöiden muodostumisen kannalta sähkötehon siirtäminen pienjänniteverkossa aiheuttaa jakeluverkkojen häviöistä noin 37 prosenttia (Honkapuro ym. 2015, 12). Matalammalla jännitetasolla sähkövirta on suurempi saman tehon siirtämiseksi. Koska häviöt ovat neliöllisesti riippuvaisia sähkövirran suuruudesta, pienjänniteverkossa suurten sähkötehojen siirtäminen aiheuttaa enemmän häviötä.

### Jakelumuuntaja ja -muuntamo

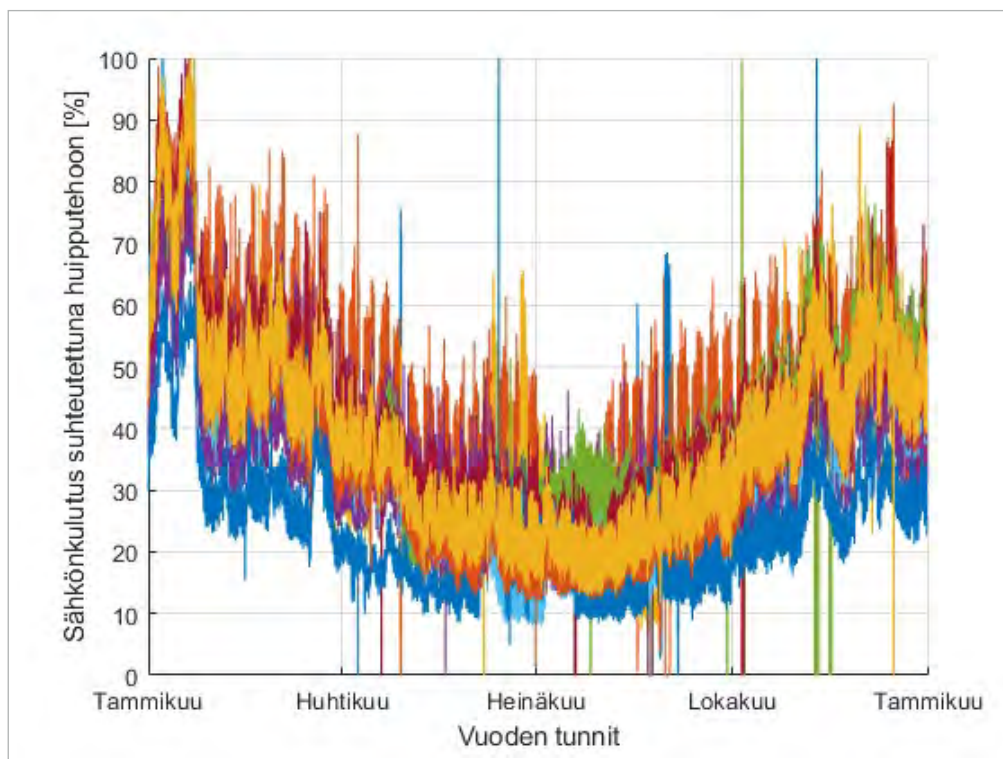
Jakelumuuntajan mitoittamiseen vaikuttavat syötettävien pienjänniteasiakkaiden yhteensä muodostaman sähkönkäytön huipputeho, minimioikosulkuvirtojen toteutuminen asiakkaiden liittymillä ja muuntajan elinkaarelta muodostuvat häviökustannukset. Jakelumuuntajissa aiheutuu kuormitushäviöiden lisäksi tyhjäkäyntihäviötä. Muuntajan kokoa kasvattamalla saadaan lisää tehonsiirtokapasiteettia ja paremmat oikosulkuvirtatasot, mutta samalla kasvavat muuntajan investointikustannukset ja tyhjäkäyntihäviöt.

## Keskijänniteverkko

Keskijänniteverkon mitoittamiseen maaseutuympäristössä vaikuttavat keskeisesti päämuuntajien tai kokonaisten sähköasemien korvauskytkennät. Verkkoon täytyy mitoittaa sellainen kapasiteetti, että viereisiltä sähköasemilta pystytään korvaamaan sähkönsyöttö, mikäli päämuuntaja tai sähköaseman kiskosto vikaantuu. Tämä käytännössä tarkoittaa sitä, että talvipakkasten aikainen kuormitus pitää pystyä syöttämään tarpeen tullen viereisiltä sähköasemilta, jotta kiinteistöjen lämmitystarve voidaan kattaa. Keskijänniteverkon kuormitus on tyypillisesti maaseutuympäristössä kesäaikaan vähäistä verrattuna talvikuormiin.

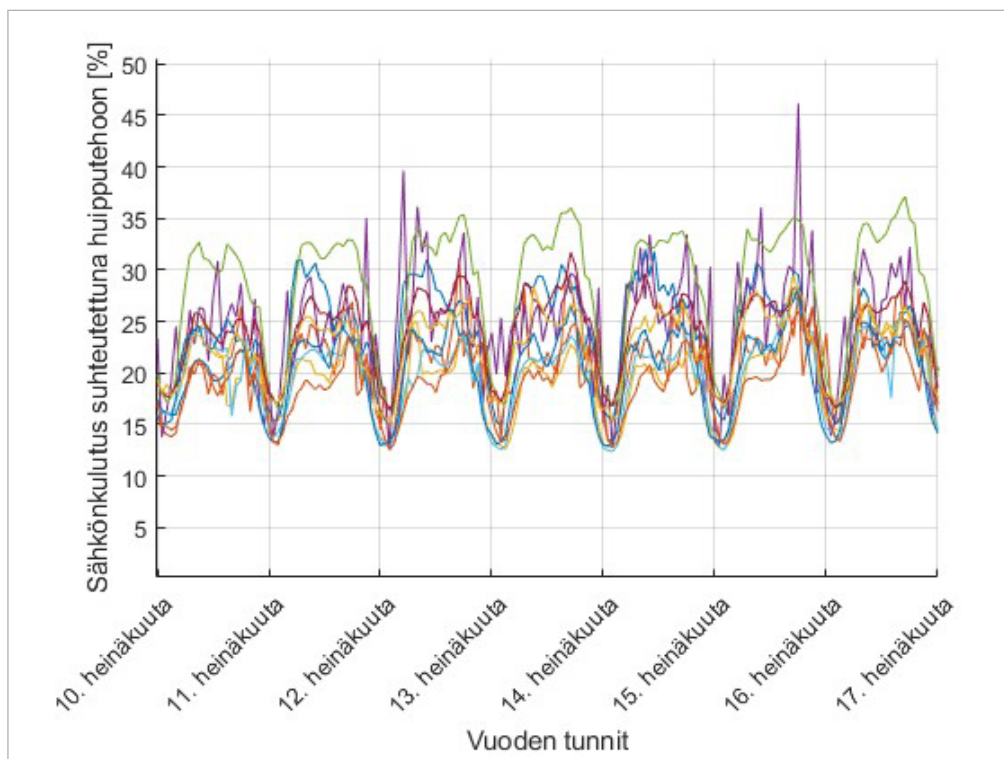
## Sähköasemat ja päämuuntajat

Sähköasemien mitoittamisessa korostuu myös varasyöttötilanteiden huomiointi. Sähköasemien päämuuntajilla tulee olla riittävästi kapasiteettia, jotta viereisen sähköaseman vikaantuessa sen asiakkaiden sähkönsyöttö voidaan toteuttaa varasyöttöyhteyksin. Kuva 31 esittää kymmenen haja-asutusalueella sijaitsevan sähköaseman tunnitaiset sähkönkulutukset vuoden aikana.



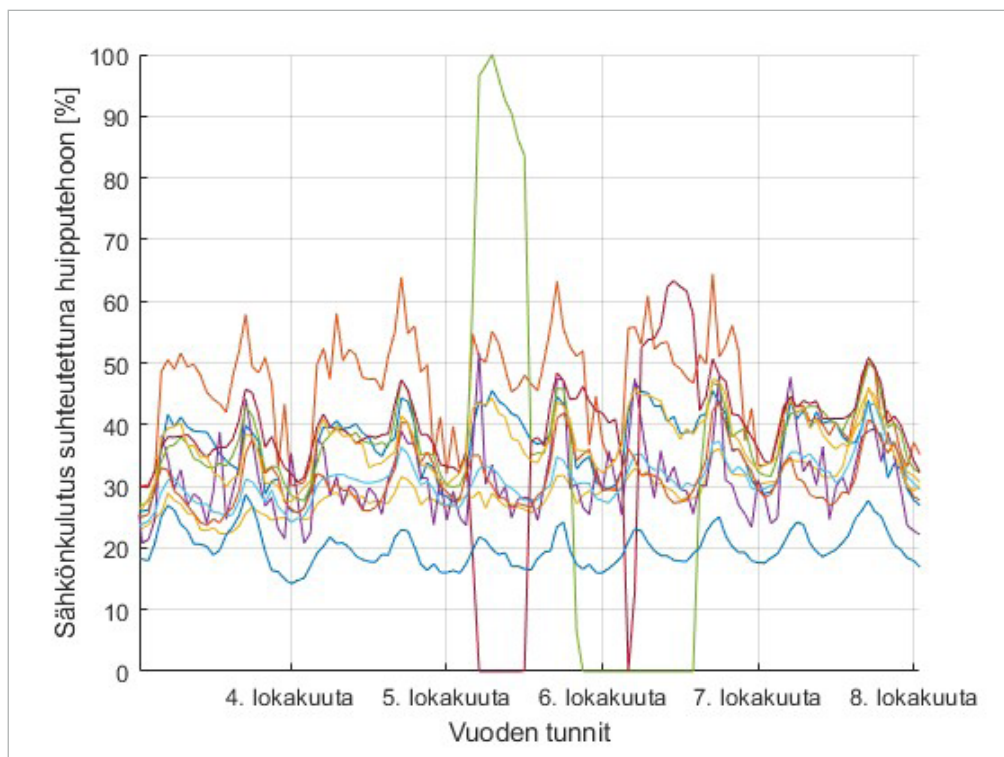
Kuva 31. Kymmenen haja-asutusalueen sähköaseman sähkönkäyttö vuoden aikana. Eri sähköasemien tuntitason kuormitusprofiilit on esitetty eri väreillä.

Kuvasta voidaan havaita, että suurimmalla osalla sähköasemista huippukuormitus muodostuu tammikuun pakkasjakson aikana. Toisaalta kolmen sähköaseman tapauksessa huipputeho muodostuu yksittäisinä ajankohtina korvaustilanteiden seurauksena. Kuva 32 havainnollistaa sähköasemien suhteellista kuormaa yhden viikon aikana keskikesällä.



Kuva 32. Sähköasemien kesäajan kulutus suhteessa vuoden huippukulutukseen.

Voidaan havaita, että sähkönkulutus on kesäpäivinä noin 20–35 prosenttia sähköaseman huippukuormituksesta. Yöaikana kuormitukset ovat noin 15–20 prosenttia huippukuormasta. Kun verrataan aurinkosähkön tuotantokäyrää sähköasemien kuormituskäyriin, voidaan havaita, ettei aurinkosähköllä voida juurikaan vaikuttaa sähköasemien mitoittamiseen. Kuva 33 esittää erään tilanteen, jolloin yhden sähköaseman kuormitus on syötetty toisen sähköaseman kautta.



Kuva 33. Sähköaseman korvaustilanteen vaikutus tehoihin.

## 110 kV:n alueverkko

Jakeluverkkoyhtiöllä voi olla myös 110 kV:n siirtoverkkoa. 110 kV:n verkkoon voi olla liittyneinä suuria teollisuusasiakkaita tai sähköntuotantolaitoksia, ja sen kautta voidaan siirtää energiaa myös muille jakeluverkkoyhtiöille. Pääasiassa 110 kV:n verkon kautta siirretään sähköenergiaa kantaverkosta jakeluverkkojen sähköasemille.

### 5.2.2 Kustannusten kehittymiseen vaikuttavia trendejä

Jakeluverkkoliiketoiminnan kustannustasoon vaikuttavat merkittävästi monet samanaikaiset muutostrendit. Keskeisimpiä tekijöitä ovat liikenteen sähköistyminen, pientuotannon yleistyminen sekä toimitusvarmuuden kehittäminen. Verkkoyhtiö pyrkii ennustamaan tulevaa kuormitusprofiilia huomioiden koko teknisen pitoajan elinkaarikustannukset. Sähköverkon tekninen pitoaika on tyypillisesti useita vuosikymmeniä. Siten nyt tehtävät mitoituspäätökset vaikuttavat sähköverkon kustannustasoon pitkälle tulevaisuuteen.

### 5.2.3 Verkkopalvelumaksuja ohjaavat periaatteet

Verkkopalvelujen muodostamista ohjaavat periaatteet, kuten kustannusvastaavuus, tasapuolisuus ja syrjimättömyys, ohjauus, ymmärrettävyys, ennakoitavuus ja yksinkertaisuus. (CEER 2017, 15–16; Honkapuro ym. 2017, 18–21.)

#### Kustannusvastaavuus

Verkkopalvelumaksujen tulee olla kustannusvastaavia. Verkkopalvelumaksujen rakenne on perinteisesti sisältänyt sulakeporrastetun perusmaksun ja kulutukseen perustuvan energiamaksun. Rakenne on perustunut käytännössä siihen, että asiakkaiden sähkönkulutusta on mitattu ennen älymittareita pelkästään kokonaisenergian osalta. Verkkopalvelumaksujen muodostamisessa kustannuksia on kohdennettu asiakasryhmäkohtaisesti, yleensä pääsulakekokojen mukaan, perusmaksuihin ja energiamaksuihin. Kulutuksesta riippuvaisia kustannuksia on kohdennettu pääosin energiamaksuun ja osittain sulakeporrastettuihin perusmaksuihin.

Verkkopalvelumaksujen rakenteen kehittämistä on selvitetty useissa tutkimushankkeissa (Honkapuro ym. 2017; Haapaniemi ym. 2021). Näissä hankkeissa on havaittu, ettei nykyinen tariffirakenne ole kustannusvastaava, vaan hinnoittelussa tulisi olla myös huipputehoon perustuva komponentti. Maaseutumaisessa toimintaympäristössä kiinteiden kustannusten osuus on käytännössä nykyisten perusmaksujen osuutta suurempi (Haapaniemi ym. 2021). Nykyisin käytössä oleva energiaperusteinen hinnoittelu ei täten ole kustannusvastaava, vaan energiaperusteisen maksun osuus on kustannusvastaavaa suurempi. Tämä kannustaa energiansäästöön ja muun muassa pientuotannon hankkimiseen, mutta toisaalta voi johtaa pitkällä aikavälillä kustannusten siirtymiseen muiden asiakkaiden maksettaviksi, mikäli verkkoyhtiö ei saavuta kustannushyötyjä verkkoinfrastruktuurissa.

#### Tasapuolisuus ja syrjimättömyys

Verkkoyhtiön tulee kohdella asiakkaita yhdenvertaisesti ja syrjimättömästi. Täten kaikille samantyyppisille asiakkaille tulee olla tarjolla samanlaiset verkkopalvelumaksut. Verkkopalvelun hintojen ja ehtojen tulee olla tasapuolisia ja syrjimättömiä kaikille verkon käyttäjille. (Sähkömarkkinalaki 2013/588, 24 §.)

#### Energiatehokkuuden edistäminen

Sähköverkkoyhtiöiden tulee edistää energiatehokkuutta ja uusiutuvan tuotannon verkkoon liittämistä (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2019/944, 57).

## Ohjaavuus

Hinnoittelun tulisi ohjata kuormituksen kehittymistä kapasiteetti- ja energiatehokkaaseen suuntaan. Tällä pyritään siihen, että verkkoinfrastruktuurin kustannuksia voidaan pitkällä aikavälillä pienentää tai vähintäänkin hillitä kustannusten nousua.

## Ymmärrettävyys

Hinnoittelun tulee olla ymmärrettävää, eli asiakkaiden tulee voida ymmärtää, mistä sähkölasku muodostuu ja kuinka he voivat vaikuttaa sähkölaskuunsa.

## Hinnoittelun kohtuullisuus

Koska jakeluverkkoliiketoiminta on alueellinen luonnollinen monopoli, verkkopalvelujen hinnoittelua valvotaan kohtuullisuuden näkökulmasta.

## Hinnoittelun ennakoitavuus

Hinnoittelun tulee olla myös ennakoitavaa. Tämä tarkoittaa sitä, että hinnoittelussa ei tulisi tehdä usein muutoksia, jotka muuttaisivat asiakkaiden valintojen kannattavuutta. Tämä tarkoittaa sitä, että asiakkaiden tulisi pystyä arvioimaan, kannattaako esimerkiksi hankkia aurinkosähköjärjestelmä tai sähköautolle älykäs kotilaturi.

## 5.2.4 Energiayhteisötoiminnan vaikutukset jakeluverkkoyhtiölle

Tässä alaluvussa käsitellään kvalitatiivisesti aurinkosähköjärjestelmän hankkivan energiayhteisön muodostumisvaihtoehtoja verkkoyhtiön kustannusten näkökulmasta.

### 5.2.4.1 Case A: Energiayhteisö liittymän sisällä

Energiayhteisö voi muodostua yksinkertaisimmillaan sähköliittymän sisälle, esimerkiksi kerros- tai rivitalon asuntojen välille. Tässä tapauksessa jakeluverkkoyhtiön verkkoinfrastruktuuria ei käytetä energiayhteisössä tuotetun aurinkosähkön siirtämiseen. Tällaisia energiayhteisöjä on jo olemassa kerrostaloliittymillä.

### 5.2.4.2 Case B: Energiayhteisö muuntopiirin sisällä

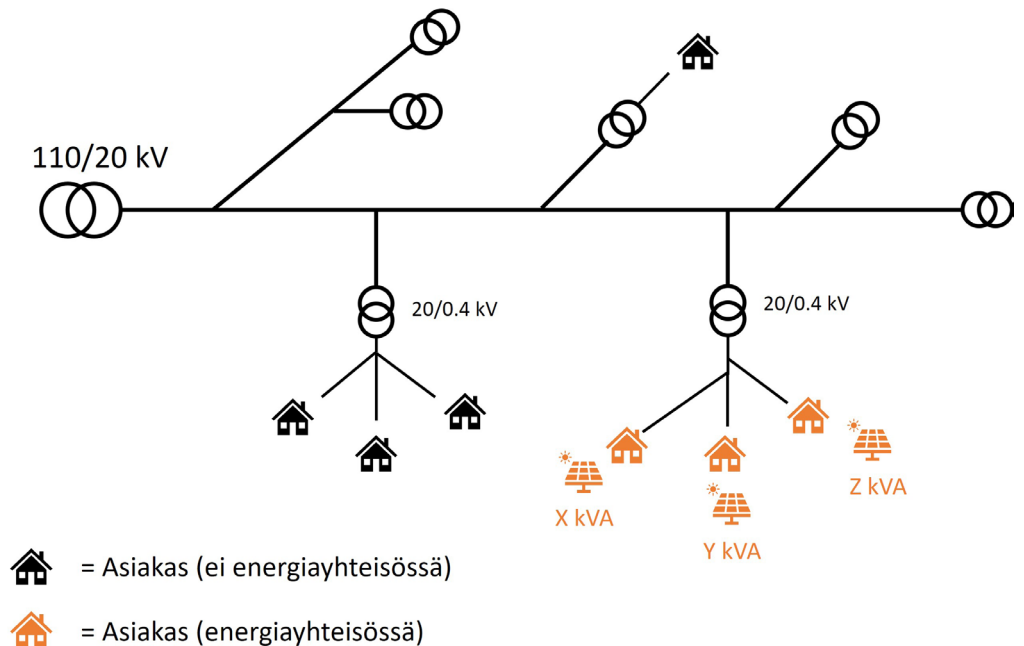
Muuntopiirin sisällä energiayhteisön muodostumiselle on käytännössä kaksi vaihtoehtoa: tuotettua aurinkosähköä voidaan siirtää jakeluverkon kautta tai rakentaa tuotantoa varten erilliset kiinteistörajat ylittävät sähköjohdot tuotannoilta kulutusliittymille. Koskela ym. (2023a) selvittivät tutkimuksessaan erillislinjojen kannattavuutta suhteessa jakeluverkon kautta siirtämiseen. Tarkastelussa analysoitiin erillislinjojen kannattavuutta usean kerros-

talon muodostamassa energiayhteisössä. Tarkastelun tulosten perusteella erillislinjojen rakentaminen on kannattavaa vain, mikäli jäsenet sijaitsevat lähellä toisiaan ja maakaapeloinnin olosuhteet ovat edulliset. Lummi ym. (2023) havaitsivat tarkastellessaan kerrostalojen muodostamaa energiayhteisöä, että aurinkosähkön avulla energiayhteisön jäsenet voivat säästää sähkölaskussaan, mutta verkkoyhtiön näkökulmasta verkkopalvelumaksutulot vähenevät (Lummi ym. 2023, 5). Koskelan ym. (2023b) tutkimuksessa havaittiin, että energiayhteisöstä on erityisesti hyötyä tilanteissa, jolloin aurinkosähkölle soveltuvaa pinta-alaa ei ole käytettävissä asiakkaan omalla kiinteistöllä.

Seuraavaksi käsitellään verkon kannalta kolme erilaista tapausta, kuinka energiayhteisö voisi muodostua pienjänniteverkkoon.

**Case B1: Energiayhteisö muuntopiirin sisällä ja jokaisella jäsenellä oma aurinkosähköjärjestelmä.**

Energiayhteisö voi muodostua yhden muuntopiirin alueelle siten, että kaikilla energiayhteisön jäsenillä on pientuotantoa. Kuva 34 havainnollistaa tällaista tilannetta.



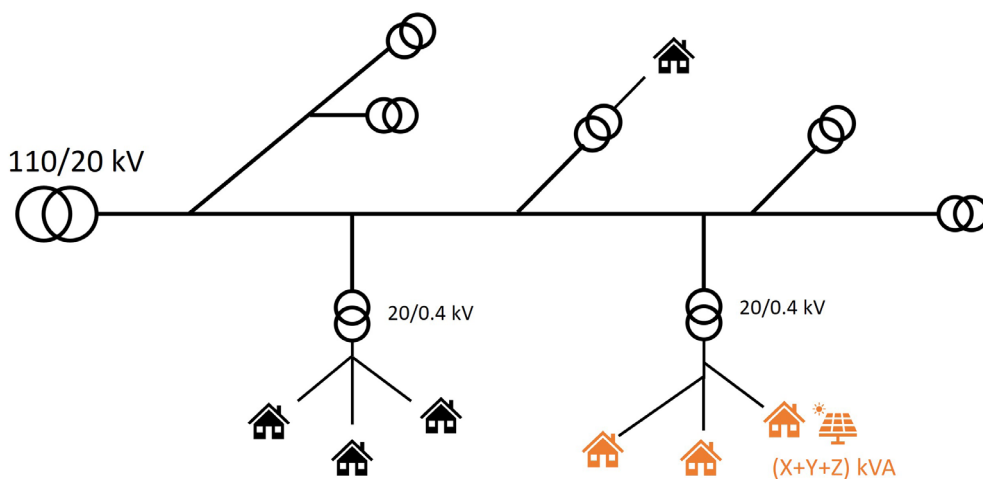
Kuva 34. Energiayhteisö muodostunut yhden pienjänniteverkon sisälle, ja kaikilla energiayhteisön jäsenillä on liittymillään aurinkosähköjärjestelmä.


Muuntopiirin sisään muodostuva energiayhteisö, jossa jokaisella jäsenellä on oma aurinkosähköjärjestelmä, on verkon näkökulmasta lähes vastaava tilanne kuin ilman energiayhteisöä. Aurinkosähköjärjestelmien mitoittaminen energiayhteisössä voi poiketa tilanteesta ilman energiayhteisöä. Toisaalta energiayhteisön jäsenet voivat muuttaa säh-


könkulutustaan siten, että kaikkien aurinkosähköjärjestelmien tuotannot saadaan paremmin hyödynnettyä paikallisesti kuin tilanteessa, jossa jokainen sähkökäyttäjä vertaisi pelkästään omaa kulutustaan ja tuotantoaan. Useiden aurinkosähköjärjestelmien keskityminen samaan muuntopiiriin voi aiheuttaa haasteita jännitteen nousun näkökulmasta, mikäli järjestelmät tuottavat sähköä samaan aikaan verkkoon päin. Mikäli aurinkosähköjärjestelmät on hyvin mitoitettu liittymäkohtaisesti vastaamaan paikallista kulutusta, saadaan pienjänniteverkon ja jakelumuuntajan häviöitä pienennettyä.

### **Case B2: Energiayhteisö muuntopiirin sisällä ja aurinkosähköjärjestelmä keskitetty yhdelle liittymälle**

Muuntopiirin sisällä energiayhteisö voisi teoriassa muodostua siten, että aurinkosähköjärjestelmät sijoitetaan yhdelle liittymälle. Kuva 35 havainnollistaa tilannetta.



 = Asiakas (ei energiayhteisössä)

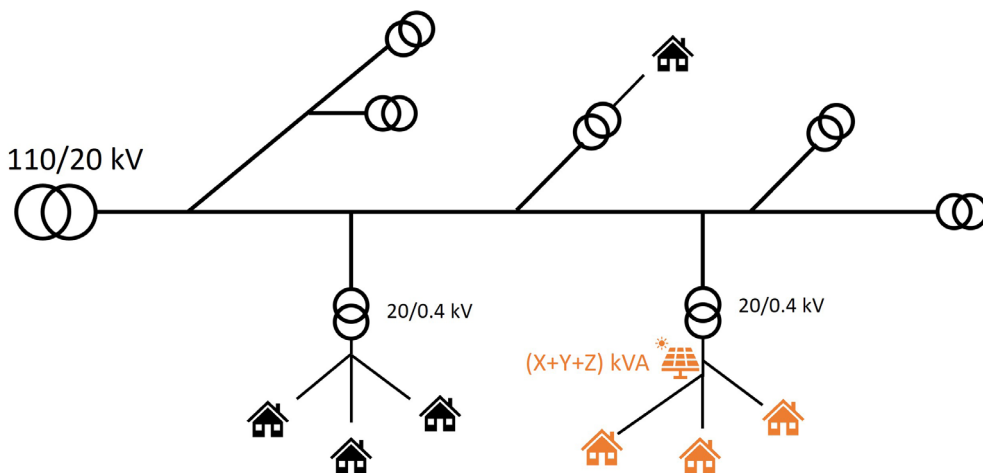
 = Asiakas (energiayhteisössä)


Kuva 35. Energiayhteisö muuntopiirin sisällä, aurinkosähkö keskitettynä yhdelle liittymälle.


Tällaisessa tapauksessa pienjänniteverkossa kuormitus pysyy ennallaan niillä joh-to-osuuksilla, jotka syöttävät jäseniä ilman tuotantolaitteistoja. Niiden liittymien osalta, joihin aurinkosähköjärjestelmä keskitetään, aurinkosähkö muuttaa merkittävästi kuormitusprofiilia ja syöttävän verkon kuormitusta. Energiayhteisö voi saavuttaa hyötyjä investointikustannuksissa. Sähköverkon kannalta riski jänniteongelmien muodostumiselle on suurempi, kun aurinkosähkökapasiteetti keskitetään yhdelle liittymälle. Pienjänniteverkon häviöt voivat kasvaa aurinkosähköjärjestelmällisen asiakkaan liittymän syöttöreitillä, mikäli aurinkosähkön mitoitus on suuri verrattuna paikalliseen kulutukseen. Jakelumuuntajan häviöiden näkökulmasta tilanne ei eroa vaihtoehdosta B1, mikäli aurinkosähkön mitoitus on yhteensä yhtä suuri.

### Case B3: Energiayhteisö muuntopiirin sisällä ja aurinkosähkijärjestelmä keskitetty verkon kannalta vahvaan pisteeseen.

Muuntopiirin sisäisen energiayhteisön tapauksessa keskitetty aurinkosähkijärjestelmä voidaan sijoittaa myös pienjänniteverkossa verkon kannalta vahvimpaan pisteeseen jakelumuuntajan lähelle. Kuva 36 havainnollistaa tätä tilannetta.



 = Asiakas (ei energiayhteisössä)

 = Asiakas (energiayhteisössä)

Kuva 36. Energiayhteisö muuntopiirin sisällä ja aurinkosähkijärjestelmä keskitettynä jakelumuuntajan läheisyyteen.

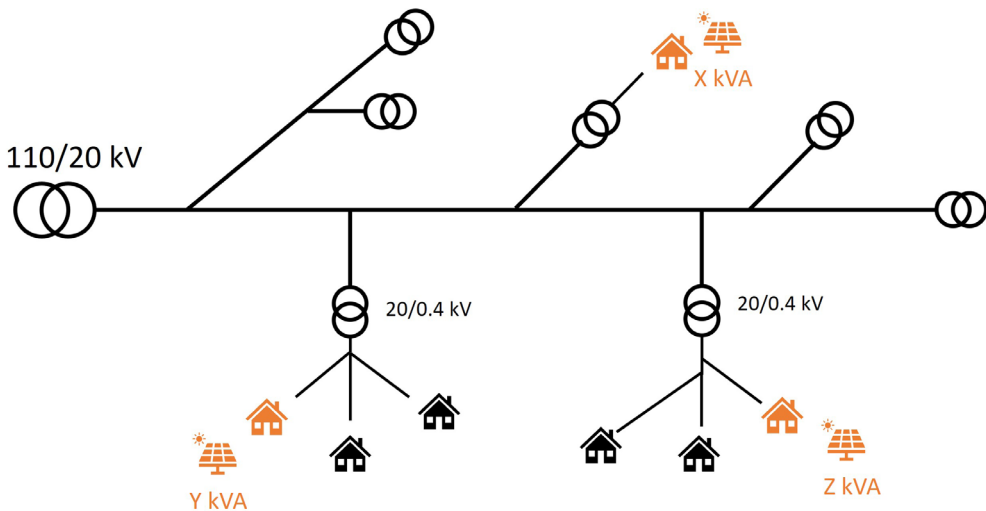
Mikäli aurinkosähkijärjestelmä sijoitetaan keskitetysti lähelle, verkon näkökulmasta menetetään mahdolliset pienjännitejohdoissa saatavat häviöhyödyt, mutta minimoidaan jänniteongelmien muodostuminen. Jakelumuuntajan osalta voidaan saada hyötyjä pienentyvien kuormitushäviöiden myötä, mikäli aurinkosähkijärjestelmät on mitoitettu paikallista sähkönkulutusta varten. Jakelumuuntaja voi kuitenkin sijaita sellaisessa paikassa, ettei energiayhteisön jäsenillä ole oikeutta asentaa aurinkosähkijärjestelmää sen läheisyyteen.


#### 5.2.3.3 Case C: Energiayhteisö keskijännitejohtolähdön sisällä


Energiayhteisö voisi toteutua myös hajautetummin, mutta verkon näkökulmasta samalle keskijännitejohtolähdölle. Seuraavaksi käydään läpi kolme erilaista energiayhteisön muodostumisvaihtoehtoa keskijännitejohtolähdön tapauksessa.

### Case C1: Energiayhteisö hajautettuna keskijännitejohtolähdön sisällä ja jokaisella osakkaalla oma aurinkosähköjärjestelmä.

Ensimmäisessä vaihtoehdossa energiayhteisön jäsenet sijaitsevat samalla keskijännitejohtolähdöllä, mutta eri muuntopiireissä. Aurinkosähköjärjestelmät ovat hajautettuna jokaiselle energiayhteisön jäsenelle. Kuva 37 havainnollistaa tilannetta.



 = Asiakas (ei energiayhteisössä)

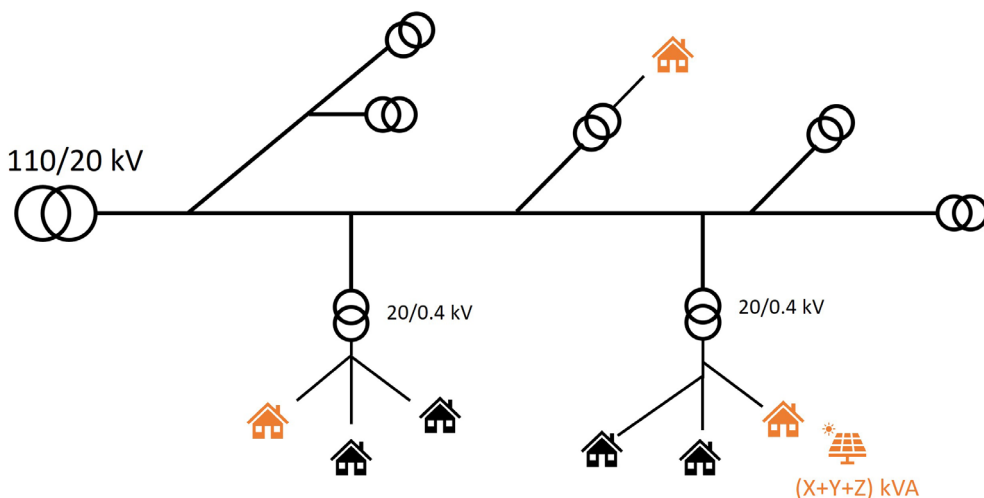
 = Asiakas (energiayhteisössä)


Kuva 37. Energiayhteisö muodostunut keskijännitejohtolähdölle eri muuntopiireihin ja jokaisella jäsenellä omaa pientuotantoa.


Tällaisessa energiayhteisömallissa sähköverkon kuormitukset ovat hyvin lähellä tilannetta, jossa energiayhteisöä ei ole mutta asiakkaat ovat hankkineet aurinkosähköjärjestelmiä. Kun aurinkosähkökapasiteetti on hajautettuna eri puolille verkkoa, sähköverkon ylijänniteongelmien riski on vähäisempi. Energiayhteisön myötä aurinkosähköjärjestelmät voi olla perusteltua mitoittaa suuremmiksi kuin tilanteessa ilman energiayhteisöä. Toisaalta energiayhteisöön kuulumattomilla naapureilla ei ole kannusteita käyttää sähköä silloin, kun paikallista pientuotantoa olisi saatavilla. Mikäli aurinkosähköjärjestelmät mitoitetaan tällaisessa hajautetussa energiayhteisössä kunkin jäsenen oman tarpeen mukaan, verkkoon syötettäväksi jää vain vähäinen määrä tuotantoa ja energiayhteisön merkitys jää vähäisemmäksi.

### Case C2: Energiayhteisö hajautettuna keskijännitejohtolähdön sisällä ja aurinkosähkijärjestelmä keskitettynä yhdelle liittymälle.

Energiayhteisö voisi muodostua myös siten, että energiayhteisön jäsenet sijaitsevat eri puolilla verkkoa, mutta aurinkosähkijärjestelmä on keskitetty yhdelle jäsenelle. Tällaista tilannetta havainnollistaa kuva 38.



 = Asiakas (ei energiayhteisössä)

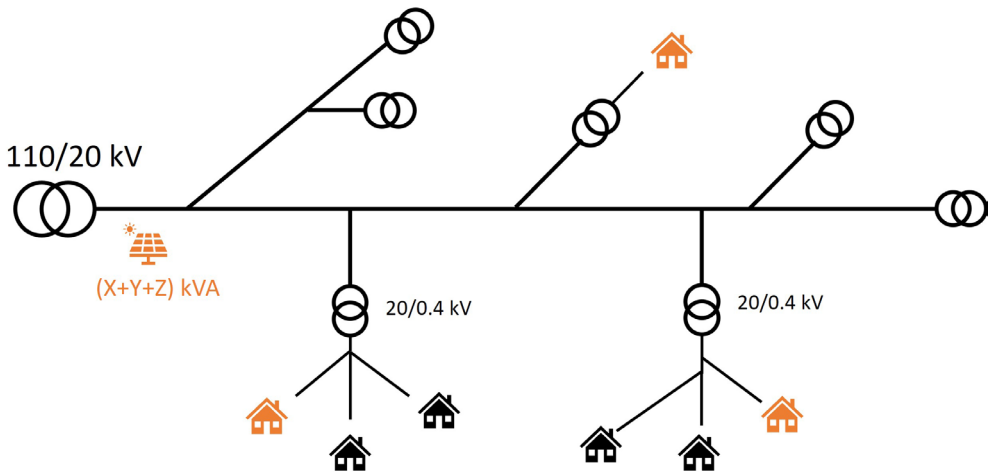
 = Asiakas (energiayhteisössä)


Kuva 38. Energiayhteisö hajautettuna eri puolille keskijännitejohtolähtöä, mutta aurinkosähkijärjestelmä keskitettynä yhden jäsenen liittymälle.


Jakeluverkon näkökulmasta tällainen energiayhteisö olisi todennäköisesti ongelmallinen. Mikäli aurinkosähkijärjestelmä mitoitetaan kaikkien jäsenten sähkönkulutuksen perusteella mutta sijoitetaan keskitetysti jonkin jäsenen liittymälle, tuotannon mitoitus voi olla hyvin suuri suhteessa verkon kapasiteettiin. Tämä voi helposti aiheuttaa sekä ylijännite-ongelmia ja jakelumuuntajan ylikuormittumista, minkä seurauksena verkkoyhtiö joutuu vahvistamaan verkkoa. Pelkästään sähköä kuluttavilla jäsenillä ei ole syöttävän verkon mitoitukseen juurikaan vaikutusta, mikäli asiakkaat eivät ala voimakkaasti joustamaan energiayhteisön tuotannon mukaisesti.

### Case C3: Energiayhteisö hajautettuna keskijännitejohtolähdön sisällä ja aurinkosähkijärjestelmä keskitettynä KJ-verkossa.

Tässä energiayhteisön muodostumisvaihtoehdossa tilanne on muuten sama kuin edellisessä kohdassa, mutta aurinkosähkötuotanto sijoitetaan verkon kannalta vahvaan sijaintiin. Kuva 39 havainnollistaa tällaista energiayhteisöä.



 = Asiakas (ei energiayhteisössä)

 = Asiakas (energiayhteisössä)

Kuva 39. Energiayhteisön jäsenet eri puolilla verkkoa, mutta energiayhteisön sähköntuotanto keskitettynä vahvaan verkkoon.

Jakeluverkon näkökulmasta sähköjohdoissa kulkevat tehot vastaisivat tilannetta ilman tuotantoa. Sähköaseman päämuuntajan läpi tarvitsisi siirtää vähemmän sähköä aurinkosähkön tuottaessa energiaa sähköaseman syöttöalueella sijaitsevien asiakkaiden tarpeisiin. Vaikutuksia verkostohäviöihin olisi siis vain päämuuntajan kuormitushäviöiden osalta. Verkkoyhtiön näkökulmasta tällainen energiayhteisön muodostuminen voi pienentää merkittävästi riskiä pienjänniteverkkojen vahvistamistarpeista, koska pientuotanto ei vaikuttaisi muuntopiirin sisäisiin tehovirtauksiin. Tällaisen energiayhteisömallin toteuttamisessa voi olla useita käytännön haasteita, kuten aurinkosähkölle soveltuvan pinta-alan hankkiminen.

#### 5.2.4.4 Case D: Energiayhteisö hajautettuna jakeluverkkoalueelle

Energiayhteisö voisi muodostua myös useiden sähköasemien alueelle yhden jakeluverkko-yhtiön toimialueelle. Tällaisessa tilanteessa energiayhteisön jäsenten välillä on pienjännite- ja keskijänniteverkkojen sekä jakelumuuntajien lisäksi sähköasemien päämuuntajat sekä vähintään 110 kV:n sähköverkkoa. Täten energiayhteisön jäsenten kuormitusprofiilit eivät summaudu pien- tai keskijänniteverkoissa. Laajasti hajautetun energiayhteisön aurinkosähkijärjestelmän keskittäminen aiheuttaisi kuitenkin verkon vahvistusinvestointien riskin kasvamista. Mikäli energiayhteisö on laajalle alueelle hajautettu, energiayhteisön jäsenille ei muodostu kannustimia huomioida paikallista kuormitusta, mikä taas verkon mitoittamisen ja häviöiden kannalta olisi merkityksellistä.

#### **5.2.4.5 Case E: Energiayhteisö hajautettuna useiden verkkoyhtiöiden toimialueille**

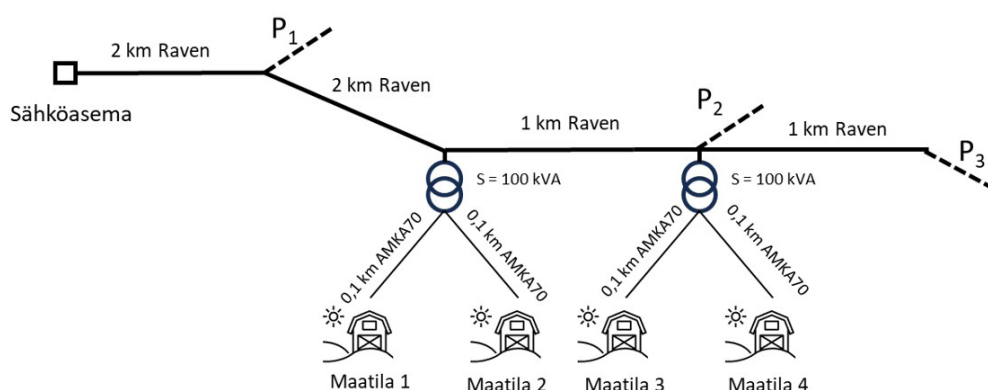
Verkkoyhtiöiden hinnoitteluun vaikuttaa merkittävästi niiden toimintaympäristö. Aurinkosähkön tuotanto-olosuhteet ovat Suomessa parhaimmat etelässä rannikolla. Mikäli maanlaajuisesti hajautettuun energiayhteisöön kuulumisen mahdollistaisi paikallisen jakeluverkkoyhtiön verkkopalvelumaksujen välttämistä, verkoston kustannukset siirtyisivät verkkoyhtiön muiden asiakkaiden maksettaviksi. Tämä voisi aiheuttaa hyvin ongelmallisia lopputulemia paikallisesti. Verkkopalvelumaksuilla pyritään kattamaan keskimääräisesti paikallisesta jakeluverkkoinfrastruktuurista aiheutuvia kustannuksia, mutta täysin hajautetun energiayhteisön vaikutukset ovat enemmän sähköjärjestelmätasolla tai ne voivat aiheuttaa merkittäviä lisäkustannuksia paikallisesti.

## 6 CASE: HANKKEESSA MUKANA OLEVAT TILAT

Maatilojen energiayhteisön vaikutuksia analysoitiin kahdella erilaisella simulaatiolla. Ensimmäisessä simulaatiossa keskityttiin verkostohäviöiden kehittymiseen energiayhteisön sijoittaessa aurinkosähkökapasiteettia eri tavoilla energiayhteisön jäsenten sähköliittymille. Toisessa simulaatiossa analysoitiin maatilojen muodostaman hajautetun energiayhteisön vaikutuksia verkkoyhtiön kulujen ja tulojen kehittymiseen sekä kehitetyllä hyödynjako-ohjelmalla saataviin kustannussäästöihin energiayhteisön jäsenille.

### 6.1 Simulaatio verkostohäviöistä, kun energiayhteisön jäsenet sijaitsevat lähellä toisiaan verkossa

Tässä simulaation esimerkkiverkossa (kuva 40) keskijänniteverkko on kuvattu ilmajohtoverkkona, johon kytkeytyy kaksi muuntopiiriä, joissa on maatalia-asiakkaat, sekä keskijännitekuormina P1, P2 ja P3. Keskijännitekuormat kuvaavat johtolähdön muiden asiakkaiden aiheuttamaa kuormitusta eri puolilla verkkoa. Maatilat on asetettu kahteen muuntopiiriin ja muuntopiiriin sisällä omille pienjännitejohdoilleen. Tällä pyritään selkeyttämään simulaation tulosten tulkittavuutta.

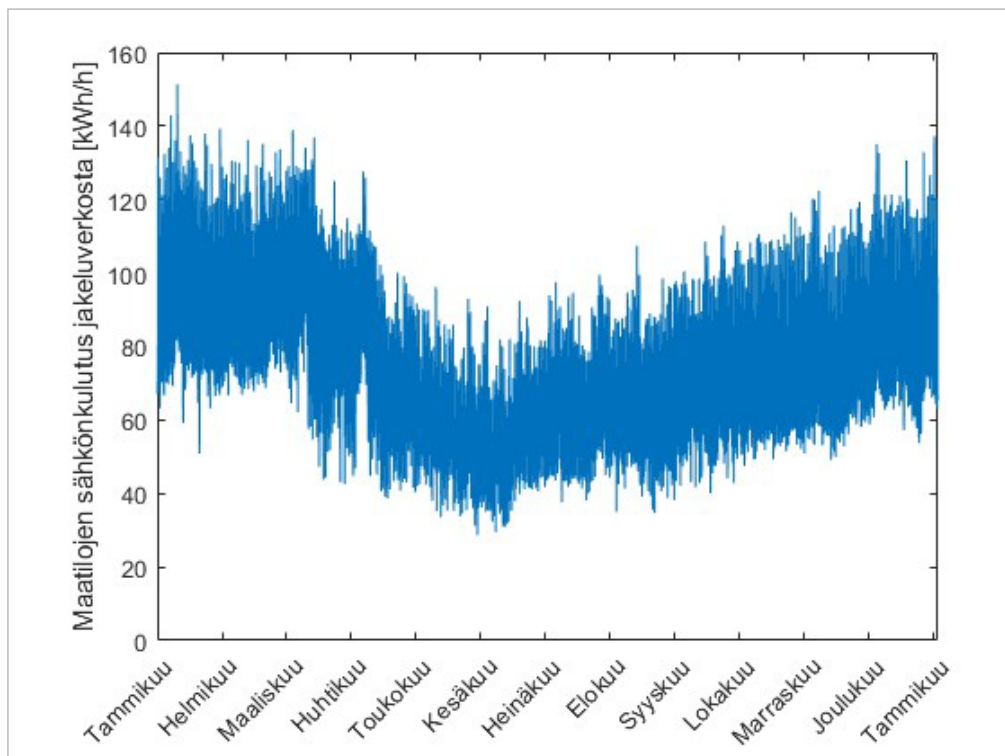


Kuva 40. Esimerkkiverkko, jossa Raven on keskijänniteilmajohto ja AMKA on pienjänniteverkon riippukierrekaapeli.

Kuormitukset keskijänniteverkossa on mallinnettu todellisen maaseudun johtolähdön summatehon perusteella siten, että suurin kuormitus P1 on johtolähdön alkupäässä. Johtolähdön perälle P3 on asetettu kolmasosa alkupään P1 kuormasta. Välillä oleva kuorma P2 on kaksinkertainen P3:een verrattuna. Todellisuudessa sähkönjakeluverkoissa keskijänniteverkon pituudet olisivat huomattavasti tätä esimerkkiverkkoa suuremmat. Pidemmät verkkopituudet kasvattaisivat verkoston häviöitä.

## 6.1.1 Maatilat

Maatilojen sähkönkulutukset tarkasteluvuonna 2022 olivat 120,7 MWh, 198,4 MWh, 218,4 MWh ja 108,6 MWh. Maatilalla 3 on jo ennestään aurinkosähköjärjestelmä, ja sen osalta kulutusluku on verkosta ostettu sähkö, jonka lisäksi se kuluttaa aurinkosähköjärjestelmänsä tuottamaa sähköä. Maatilojen yhteensä muodostama kuormituskäyrä on esitetty kuvassa 41.



Kuva 41. Maatilojen sähkönkulutuksen summakäyrä.

Kuvasta 41 voidaan nähdä, että maatilojen yhteenlasketun kulutuksen suurin tuntikulu tapahtuu alkuvuodesta, ja se on noin 150 kWh/h. Kesäaikana kulutus on pienempää kuin talviaikana, mutta kuitenkin tasolla 40–80 kWh/h. Aurinkosähköjärjestelmien hyödynnettävyyden kannalta omakäyttöaste kuvaa, kuinka paljon omasta sähköntuotan-

nosta pystytään käyttämään omaan kulutukseen, ja toisaalta, miten suuri osa syötetään julkiseen jakeluverkkoon.

Taulukko 5 havainnollistaa näille maataloille mallinnetun aurinkosähköjärjestelmän omakäyttöasteet erilaisilla aurinkosähköjärjestelmän mitoituksilla.

**Taulukko 5.** Maatilojen omakäyttöasteiden kehittyminen erikokoisilla aurinkosähköjärjestelmillä

kWp	Maatila 1	Maatila 2	Maatila 3	Maatila 4
10	98 %	100 %	59 %	100 %
20	89 %	100 %	56 %	97 %
30	81 %	100 %	53 %	87 %
40	73 %	97 %	50 %	76 %
50	66 %	91 %	47 %	66 %
60	60 %	84 %	44 %	59 %
70	55 %	78 %	41 %	53 %
80	50 %	72 %	39 %	48 %
90	46 %	68 %	37 %	44 %
100	43 %	63 %	35 %	41 %
110	40 %	59 %	34 %	38 %
120	38 %	56 %	32 %	36 %
130	35 %	53 %	31 %	34 %
140	34 %	50 %	29 %	32 %
150	32 %	48 %	28 %	30 %
160	30 %	45 %	27 %	28 %

Voidaan havaita, että maatilat 1, 2 ja 4 pystyisivät hyödyntämään 10 kWp aurinkosähköjärjestelmän lähes kokonaan paikallisesti. Maatilalla 3 on jo ennestään aurinkosähköjärjestelmä, minkä vuoksi lisäkapasiteetin asentaminen syötettäisiin suuremmalta osin verkkoon. Etenkin maatilalla 2 olisi varsin korkeat omakäyttöasteet vielä 60 kWp:n aurinkosähköjärjestelmälläkin.

## 6.1.2 Verkon häviöt ilman lisättyjä aurinkosähköjärjestelmiä

Aurinkosähkön vaikutuksien selvittämiseksi lasketaan esimerkkiverkon häviöt nykyisellä kuormituksella. Häviöt ovat yhteensä 18,33 MWh vuoden aikana, mikä tarkoittaa 2,8 prosenttia suhteessa maatilojen sähkönkulutukseen. Häviöitä muodostuu pienjänniteverkoissa, jakelumuuntajissa ja keskijänniteverkossa. Tulee kuitenkin huomioida, että johtolähdön muu kuormitus aiheuttaa myös häviöitä keskijänniteverkossa. Käytännössä

häviötä muodostuu myös sähköaseman päämuuntajalla, mutta ne jätettiin huomioimatta tässä tarkastelussa. Jakelumuuntajien tyhjäkäyntihäviöiden oletettiin olevan vakio-tehoiset 0,22 kW, jolloin mautilojen jakelumuuntajien tyhjäkäyntihäviöt ovat yhteensä noin 3,85 MWh vuodessa. Tämä on hieman yli viidesosa mallinnetun verkon häviöistä.

### 6.1.3 Verkon häviöt, kun jokaiselle maatilalle liitetään saman- suuruiset aurinkosähköjärjestelmät

Ensimmäisenä simulaationa lasketaan sähköverkon häviöiden kehittyminen (taulukko 7) tapauksissa, joissa pelkästään tarkasteltaville mautiloille 1–4 asennetaan aurinkosähköjärjestelmät.

**Taulukko 6.** Sähköverkon häviöt skenaarioissa, joissa jokaiselle maatilalle lisätään 10 kWp:n, 20 kWp:n, 30 kWp:n tai 40 kWp:n aurinkosähköjärjestelmä.

kWp	Häviöt [MWh/a]	Suhteessa nykytilaan
0	18,33	100,0 %
10	17,67	96,4 %
20	17,20	93,8 %
30	16,91	92,3 %
40	16,81	91,7 %

### 6.1.4 Verkon häviöt, kun aurinkosähköä liitetään muualle keskijännitejohtolähdölle 200 kWp

Keskijännitteisen sähköverkon häviöihin vaikuttaa tarkasteltavien mautila-asiakkaiden muuntopiirin lisäksi muiden asiakkaiden aiheuttama kuormitus. Taulukko 7 esittää esimerkkiverkon häviöiden kehittymisen tilanteessa, jossa keskijänniteverkon muihin kuormiin on kytketty kaksi 100 kWp:n aurinkosähköjärjestelmää ja mautiloille lisätään 10–40 kWp:n aurinkosähköjärjestelmät.

**Taulukko 7.** Sähköverkon häviöt, kun kuormitukselle P1 ja P2 lisätään 100 kWp:n aurinkosähköjärjestelmät ja kaikille mautiloille 10 kWp:n, 20 kWp:n, 30 kWp:n tai 40 kWp:n aurinkosähköjärjestelmä.

kWp	Häviöt [MWh/a]	Suhteessa tilanteeseen ilman keskijänniteverkkoon kytkettyjä aurinkosähköjärjestelmiä
0	18,13	98,9 %
10	17,50	99,0 %
20	17,05	99,2 %
30	16,79	99,3 %
40	16,71	99,4 %

Havaitaan, että muiden asiakkaiden aurinkosähköjärjestelmät pienentävät mallinnetun sähköverkon häviöitä noin prosentin verran. Tämä johtuu keskijänniteverkossa siirrettävien tehojen pienentymisestä paikallisella tuotannolla. Kun maataloille liitettävää aurinkosähköjärjestelmien kokonaistehoa kasvatetaan, hyöty verkon häviöiden pienentymisessä suhteellisesti vähenee.

## 6.1.5 Verkon häviöt, kun aurinkosähköjärjestelmät keskitetään kahdelle maatilalle

Energiayhteisössä aurinkosähköjärjestelmien keskittämisestä voidaan saada säästöjä investoinneissa. Sähköverkon kannalta keskittäminen voi vaikuttaa sähköverkon vahvistustarpeisiin ja verkon häviöihin. Taulukossa 8 esitetään simulointitulokset vaihtoehdosta, jossa aurinkosähköjärjestelmät keskitetään kahdelle maatilalle. Tässä tulee huomioida, että samassa muuntopiirissä kaksi 60 kWp:n aurinkosähköjärjestelmää ylittäisivät jakelumuntajan nimellistehon.

**Taulukko 8.** Sähköverkon häviöt, kun kahdelle maatilalle asennetaan 20 kWp:n, 40 kWp:n, 60 kWp:n tai 80 kWp:n aurinkosähköjärjestelmät. Prosenttiluvut kuvaavat häviöiden muutoksen suhteessa saman aurinkosähkökapasiteetin hajauttamiseen kaikille maataloille.

		Maatilat, joille asennetaan aurinkosähköjärjestelmä					
kWp	1 & 3	2 & 3	1 & 4	2 & 4	1 & 2	3 & 4	
20	17,77 +0,54 %	17,66 -0,06 %	17,77 +0,56 %	17,67 -0,03 %	17,64 -0,18 %	17,89 +1,18 %	
40	17,48 +1,55 %	17,27 +0,38 %	17,49 +1,61 %	17,28 +0,44 %	17,31 +0,62 %	17,80 +3,29 %	
60	17,47 +3,01 %	17,15 +1,29 %	17,48 +3,11 %	17,17 +1,38 %	17,34 +2,35 %	18,06 +6,28 %	
80	17,71 +4,91 %	17,29 +2,64 %	17,73 +5,04 %	17,32 +2,78 %	17,71 +4,94 %	18,66 +10,08 %	

Voidaan havaita, että keskittämisen seurauksena menetetään hieman häviöiden pienentymisestä saatavia hyötyjä. Ainoastaan skenaarioissa, joissa maatilalle 2 keskittäisiin enemmän aurinkosähkökapasiteettia, saavutettaisiin pienemmät verkon häviöt kuin tilanteessa, jossa sama kapasiteetti on tasaisesti jaettu kaikille maataloille.

## 6.1.6 Verkon häviöt, kun aurinkosähköjärjestelmät keskitetään yhdelle maatilaliittymälle

Energiayhteisössä aurinkosähköjärjestelmän investointikustannusten kannalta järkevintä voisi olla keskittää aurinkosähköjärjestelmät yhdelle maatilaliittymälle. Verkon kannalta tämä on kuitenkin todennäköisesti haasteellisin tilanne. Taulukko 9 havainnollistaa sähköverkon häviöiden kehittymistä, mikäli aurinkosähköjärjestelmät keskitetään yhdelle maatilaliittymälle. Tässäkin on huomioitava, että 120 kWp:n aurinkosähköjärjestelmä ylittäisi jakelumuuntajalle asetetun 100 kVA nimellistehon.

**Taulukko 9.** Sähköverkon häviöt skenaariossa, jossa aurinkosähköjärjestelmät keskitetään yhdelle maatilalle. Prosenttiluvut kuvaavat häviöiden muutoksen suhteessa saman aurinkosähkökapasiteetin hajauttamiseen kaikille mautiloille.

Maatila, jolle aurinkosähköjärjestelmä asennetaan				
kWp	1	2	3	4
40	17,84 +0,91 %	17,62 -0,26 %	17,97 +1,64 %	17,98 +1,70 %
80	17,88 +3,70 %	17,46 +1,44 %	18,14 +5,12 %	18,16 +5,25 %
120	18,42 +8,24 %	17,82 +4,94 %	18,8 +10,30 %	18,84 +10,50 %
160	19,44 +14,38 %	18,66 +10,10 %	19,93 +17,05 %	19,99 +17,33 %

Voidaan havaita, että keskittäminen lähes kaikissa tapauksissa kasvattaa sähköverkon häviöitä. Pelkästään 40 kWp aurinkosähköjärjestelmän keskittäminen maatilalle 2 aiheuttaa vähäisen häviöitä pienentävän vaikutuksen verrattuna tilanteeseen, jossa kaikilla mautiloilla on oma 10 kWp:n aurinkosähköjärjestelmä. Tämä johtuu käytännössä siitä, että maatilalla 2 on enemmän sähkönkulutusta aurinkosähkön tuotannon aikaan, mikä näkyy myös taulukon 10 omakäyttöasteiden vertailussa.

## 6.1.7 Yhteenveto simulaatioiden tuloksista

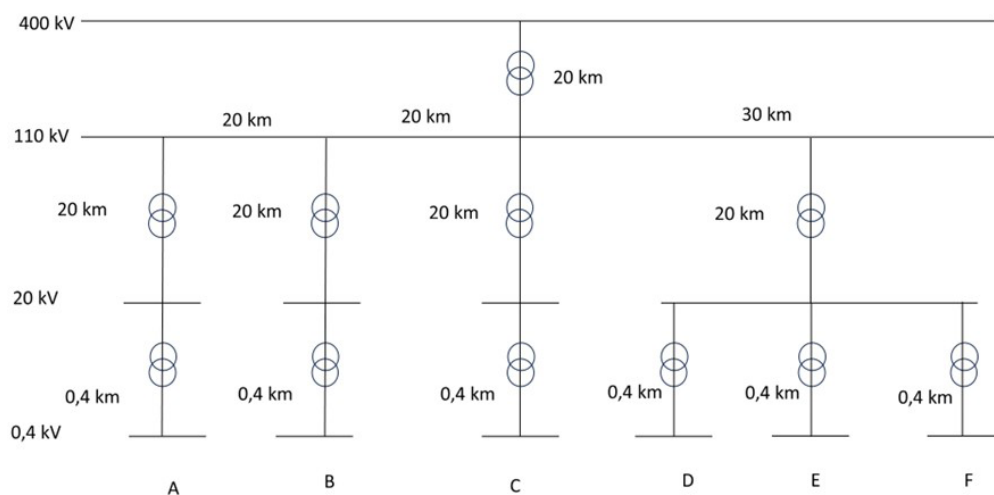
Tehtyjen simulaatioiden perusteella aurinkosähköjärjestelmien asentaminen mautiloille tuo säästöjä verkoston häviöissä. Hyödyt ovat kuitenkin suurimmat silloin, kun aurinkosähköä käytetään paikallisesti samalla liittymällä. Jos energiayhteisön muodostamisen seurauksena aurinkosähköjärjestelmiä keskitettäisiin harvemmille liittymille, menetetään hyötyjä häviöiden pienentymisestä ja aiheutetaan todennäköisemmin jänniteongelmia, jotka johtaisivat verkon vahvistustarpeeseen.

Tulee kuitenkin muistaa, että verkostohäviöt ovat jakeluverkkoyhtiön kokonaiskustannuksista vain melko pieni osa, tyypillisesti noin viisi prosenttia. Mitä enemmän aurinkosähköä asennetaan Suomen sähköjärjestelmään, sitä enemmän se voi vaikuttaa pörssisähkön hintaan.

## 6.2 Simulaatio tilanteesta, jossa energiayhteisön jäsenet ovat hajautettuna jakeluverkkoalueelle

Energiayhteisön muodostavat kuusi maatilaa, jotka sijaitsevat kahden eri verkko-ope-raattorin (5 kpl JSE:n ja 1 kpl ESE:n) toimialueella. Kaikki maatilat sijaitsevat fyysisesti 150 km halkaisijaltaan olevan ympyrän sisällä. Jotta siirtohäviöt voitaisiin selvittää, sähkönsiirtoverkosta on luotu ekvivalenttimalli, jonka johtoetäisyydet ja topologia vastaavat reaalista sähkönsiirtotilannetta. Tähän verkkomalliin on sisällytetty tarvittavat muuntajat sekä siirtojohdot todellisuutta hyvin vastaavin pituuksin ja poikkipinnoin eri jännitepor-tailla. Lisäksi mautilojen kuormitus on kuvattu todellisuutta vastaavasti ottaen huomioon myös verkon muu kulutus riittävällä tarkkuudella. Jälkimmäinen on tarpeellista siksi, että kuormitushäviö ei ole lineaarinen ominaisuus vaan muuttuu kuormitustilanteen neliössä.

Käytetyn verkkomallin runko jänniteportaineen ja johtopituuksineen ilmenee kuvasta 42. Muuntajien laskemisessa on käytetty niiden oikosulkuresistanssista ja -reaktanssista muodostettua yksinkertaista sijaiskytkentää (Taulukko 10.). Johtopituudet ja johtojen vastusarvot on esitetty taulukossa 11.



Kuva 42. Energiayhteisön sähkönsiirtoverkon ekvivalenttimalli.

**Taulukko 10.** Muuntajien lähtöarvot.

Jännite [kV/kV]	Sn [MVA]	Pk [kW]	zk [%]
400/110	50	0	20
110/20	20	87	10
20/0,4	0,1	1,485	3,8

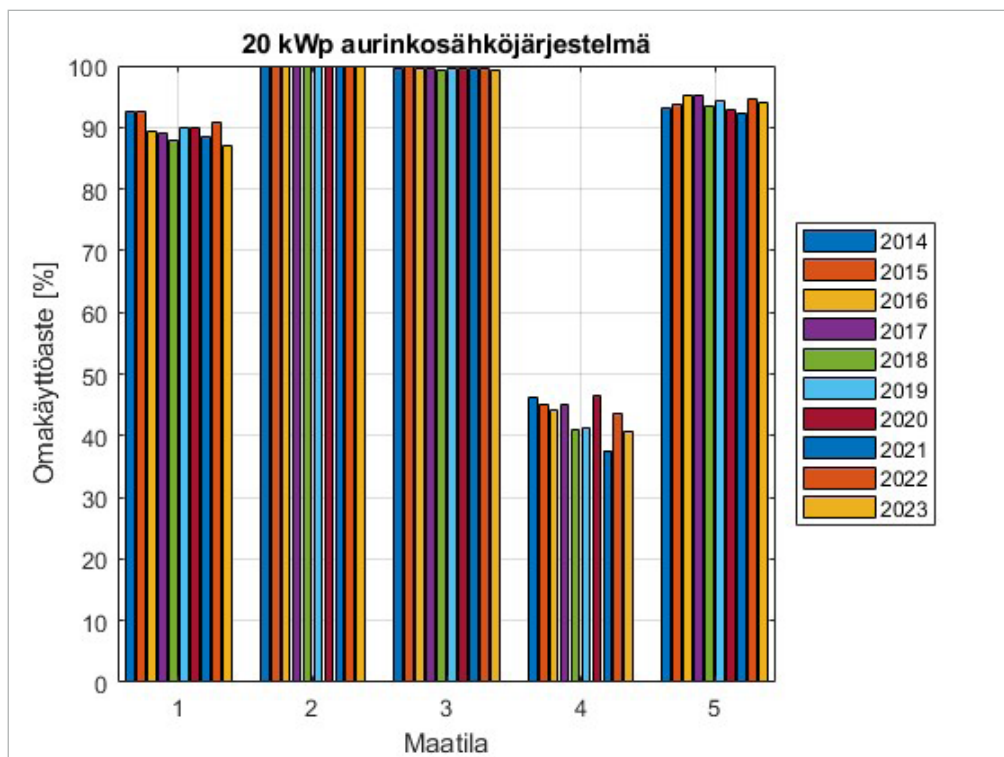
**Taulukko 11.** Johtojen lähtöarvot.

Jännitetaso [kV]	Johdinlaji	Pituus [km]	r [ $\Omega$ /km]	x [ $\Omega$ /km]
110	Ostrich	20	0,188	0,410
110	Ostrich	30	0,188	0,410
20	Raven	20	0,535	0,368
20	AHXAMK – W (3 x 120)	20	0,169	0,119
0,4	AMKA 70	0,3	0,479	0,097
0,4	AXMK 4 x 70	0,3	0,48	0,085

Verkkolaskenta on tapahtunut käyttäen kaupallista sähköverkkosimulaattoria. Tehonjakolaskenta on tehty Newton–Raphson-menetelmällä käyttäen yksikköarvolaskentaa ( $S_{base} = 100$  MVA sekä jänniteportaisissa  $U_{base}$  nimellisjännitteitä 400 kV, 110 kV, 20 kV ja 0,4 kV).

## 6.2.1 Maatilojen kulutusaineisto

Tässä simulaatiossa mallinnettiin viiden maatilalan muodostama energiayhteisö. Maatilat 1–4 ovat samat kuin kohdan 6.1 simulaatiossa, mutta maatilalla 3 osalta hyödynnettiin kulutusaineistoa ajalta ennen aurinkosähköjärjestelmän asentamista. Koska hyödynnettiin eri vuosien kulutusaineistoja, analysoitiin, kuinka eri vuosien aurinkosähkön tuotantoprofiilit näyttäytyvät maatilojen kulutusprofiileihin verrattuna. Kuvassa 43 havainnollistetaan aurinkosähkön omakäyttöastetta viidellä maatilalla eri vuosien aurinkosähködatoilla määritettynä. Aurinkosähkön tuotantoprofiilit ovat tähän vuosien väliseen analyysiin määritetty ERA5-aineistoihin perustuen eri vuosille tuntitasolla.



Kuva 43. Maatilojen omakäyttöaste eri vuosien aurinkosähkön tuotantoaineistoilla lasketuna 20 kWp:n aurinkosähköjärjestelmällä.

Voidaan havaita, ettei eri vuosien aurinkosähkön tuotantodatojen hyödyntämisellä laskennassa ole merkittävästi vaikutusta omakäyttöasteen osalta.

## 6.2.2 Muutokset verkostohäviökustannuksissa ja verkkopalvelumaksuissa

Energiayhteisön jäsenten aurinkosähköjärjestelmät vaikuttavat sekä verkoston häviöihin, jotka vaikuttavat suoraan verkkoyhtiön kustannuksiin, että verkkoyhtiön verkkopalvelumaksutuloihin riippumatta siitä, onko energiayhteisölle erillistä tariffirakennetta verkkopalvelumaksuissa.

Taulukossa 12 havainnollistetaan energiayhteisön jäsenille hajautettujen aurinkosähköjärjestelmien vaikutuksia

**Taulukko 12.** Aurinkosähköjärjestelmien vaikutukset jakeluverkkoyhtiön verkkopalvelumaksuilla keräämiin tuloihin ja häviösähkökustannuksiin. Tulojen muutoksessa ei ole huomioitu energiayhteisön vaikutusta.

Kustannusvaikutus	Aurinkosähköjärjestelmien mitoitus			
	10kWp	20kWp	30kWp	40kWp
Verkkoyhtiön tulojen muutos [euroa/a]	-731	-1 323	-1 789	-2 155
Verkkoyhtiön kulujen muutos [euroa/a]	-162	-288	-379	-438

Taulukosta voidaan havaita, että verkkoyhtiön näkökulmasta aurinkosähköjärjestelmien yleistyminen vähentää sekä jakeluverkkoyhtiön verkkopalvelumaksutuloja että häviökustannuksia. Häviösähkön kustannuksien muutos on kuitenkin vain noin 20 prosenttia verkkopalvelumaksujen muutoksesta. Tässä näkyy se, että jakeluverkossa häviöt ovat vain muutamia prosentteja siirretystä energiasta.

### Keskitetty aurinkosähköjärjestelmä lähellä sähköasemaa

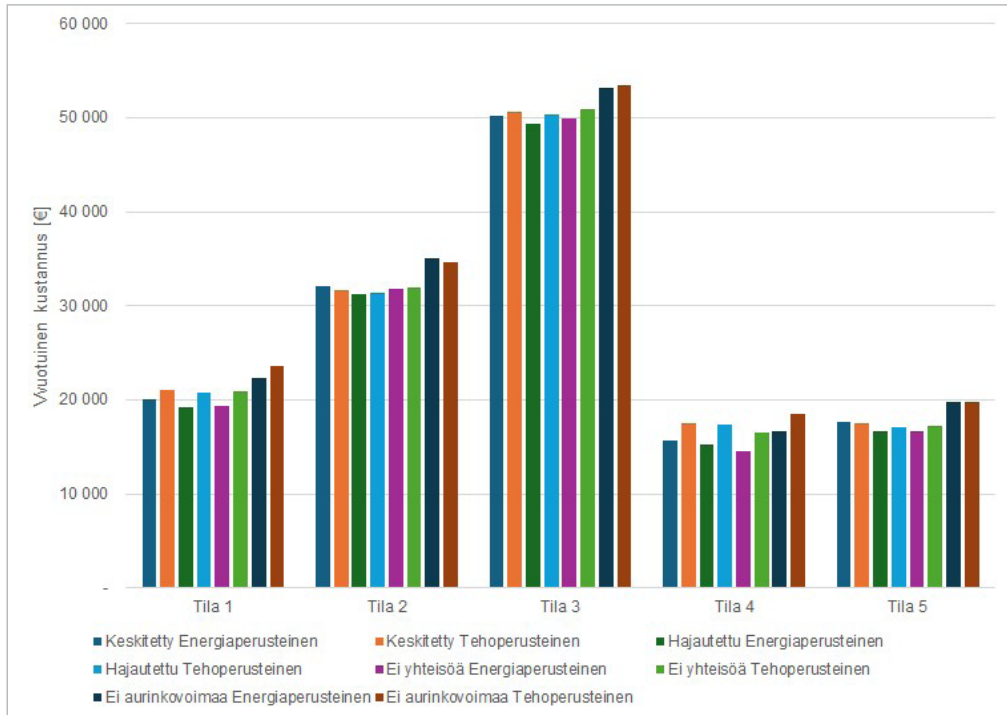
Mikäli energiayhteisön aurinkosähköjärjestelmä sijoitettaisiin vahvaan verkkoon lähelle sähköasemaa, aurinkosähkön vaikutukset sähköverkon häviöihin jäisivät hyvin maltillisiksi, muutaman euron tasolle. Todellisuudessa sähköaseman lähellä aurinkosähkön liittäminen verkkoon vaatisi uuden liittymisjohdon, jossa muodostuisi tuotannon siirtämisestä uusia häviöitä.

### 6.2.3 Hyödynjako hajautetussa energiayhteisössä

Hyödynjakomallia testattiin simulaatiolla, jossa viiden maatilalla energiayhteisön vuotuisia sähkökustannuksia simuloitiin ja verrattiin tilanteeseen, jossa ei ole energiayhteisöä tai pientuotantoa (aurinkopaneeleita). Tarkastelussa käytettiin tietolähteinä energiankulutusdataa hankkeessa mukana olevilta maataloilta sekä vuoden 2021 spot-energiarahintoja. Sähkönsiirtohinnoista käytettiin Järvi-Suomen energian energia- ja tehoerusteisia hinnastoja siten, että teholaskutuksen koko vuoden tehomaksuna on vuoden huipputeho kertaa 8,50 euroa. Tehoperusteisessa tariffissa energiasta laskutetaan 0,0163 euroa/kWh ja energiaperusteisessa 0,0476 euroa/kWh. Tämän lisäksi perusmaksu energiaperusteisessa laskutuksessa on 144,32 euroa/kk ja tehoerusteisessa 230 euroa/kk. Ostettuun sähköenergiaan lisätään arvonlisävero 24 prosenttia sekä sähkövero 0,0279372 euroa/kWh. Tarkastelussa käytettiin aurinkopaneelituotantomäärien estimointiin renewables.ninja-palvelua (Pfenninger & Staffell 2016, Staffell & Penninger 2016).

Kuvassa 44 on esitetty simulaatiotulokset energiayhteisön hyödynjaosta. Simulaatio on suoritettu 100 kW yhteistuotannon aurinkopaneelijärjestelmällä joko keskitetysti (1 x 100 kW) tai hajautetusti (5 x 20 kW). Verrokkina ovat myös skenaariot, jossa tilat eivät muodosta energiayhteisöä, sekä tilanne, jossa tiloilla ei ole energiantuotantoa. Verkkopalvelumaksut perustuvat joko energia- tai tehotariffiin. Havaitaan, että kukin tila

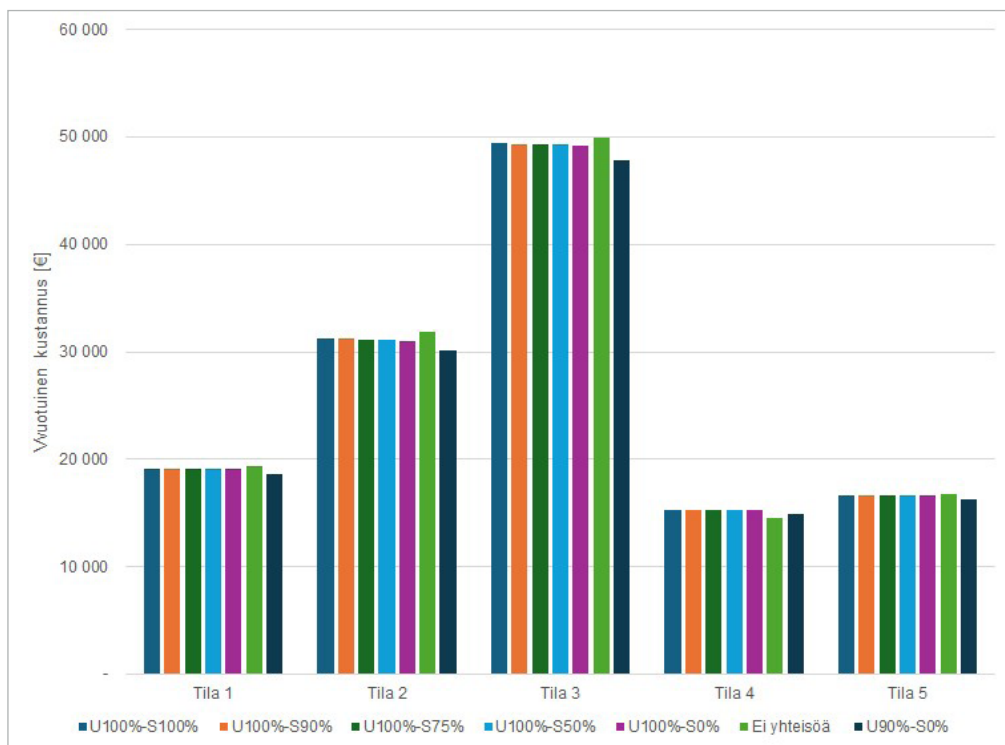
hyöty aurinkopaneelijärjestelmästä, mutta ei ole yhtä tiettyä skenaariota, joka toimisi jokaiselle tilalle parhaiten. Yleisimmin kuitenkin energiaperusteinen laskutus on tilallisille teholaskentaa edullisempi. Havaitaan myös, että hajautettu energiayhteisö on keskitettyä taloudellisempi vuotuisten energiakustannusten perustella.



Kuva 44. Tilojen simuloitu vuotuinen sähkönkustannus erilaisissa energiayhteisöissä.

Hyödynjakomallissa energiayhteisön verkkopalvelumaksut on jaettu yhteisön sisäiseen ja ulkoiseen siirtoon. Ulkoisella siirrolla tarkoitetaan sitä osuutta energiasta, joka siirretään energiayhteisön käyttöön markkinoilta (ei itsetuotettu sähkö). Sisäisellä siirrolla tarkoitetaan sitä siirtoa, joka tapahtuu yhteisön sisäisen tuotantolaitoksen tai tuotantolaitosten ja kulutuspaikan välillä. Koska verkkopalvelumaksun tulisi perustua kustannusvaikutukseen, on mahdollista perustella, että yhteisön sisäiselle siirrolle olisi erillinen siirtotariffi kuin yhteisön ulkopuoliselle (Nykyri 2023). Tämä ei ole kuitenkaan nykyisen sähkömarkkinalain mukaan ongelmaton ajattelutapa, koska esimerkiksi sijainti ei saa vaikuttaa hinnoitteluun eikä saman asiakassegmentin sisällä saa tarjota eri henkilöille eri hinnoittelua. Hankkeessa on kuitenkin tarkasteltu eri verkkopalvelumaksurakenteiden vaikutuksia energiayhteisön hyödynjakoon, vaikka tariffimalli ei olisikaan suoraan käytettävissä.

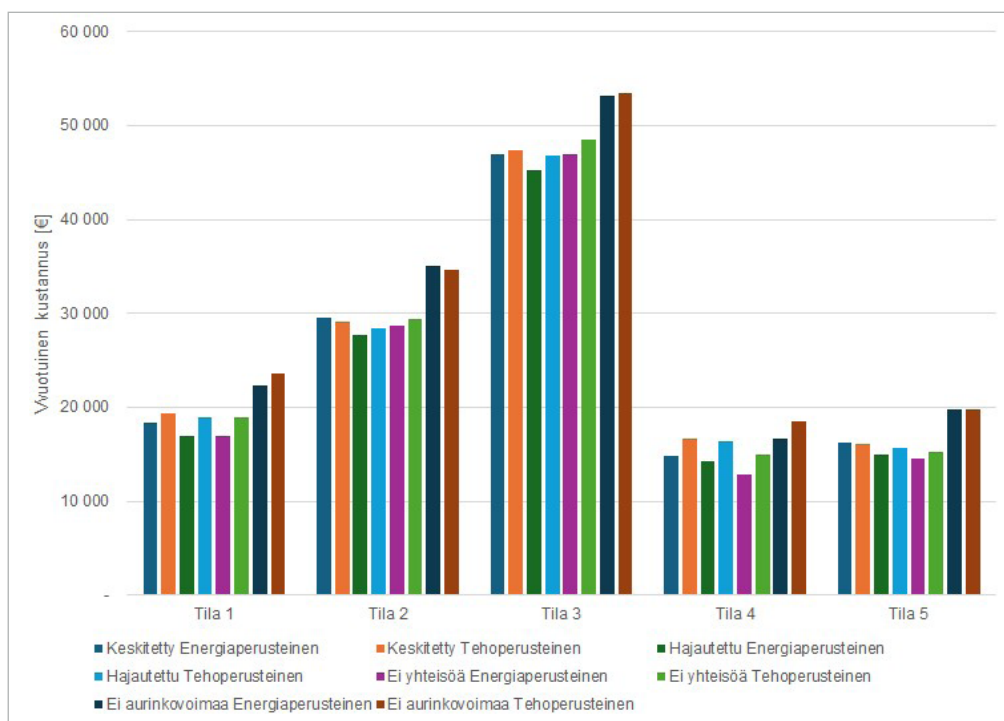
Kun tarkastellaan siirtotariffin vaikutusta hyödynjakomallin käyttäytymiseen, havaitaan, että yhteisön sisäiselle energiasiirrolle myönnettävä tariffialennus ei vaikuta merkittävästi kustannuksiin (Kuva 45). Laajennettaessa tariffialennusta myös yhteisön ulkoiseen energialiikenteeseen saavutetaan merkittävämpää hyötyä.



Kuva 45. Siirtotariffin vaikutus sähkökustannuksiin simuloitussa energiayhteisössä.

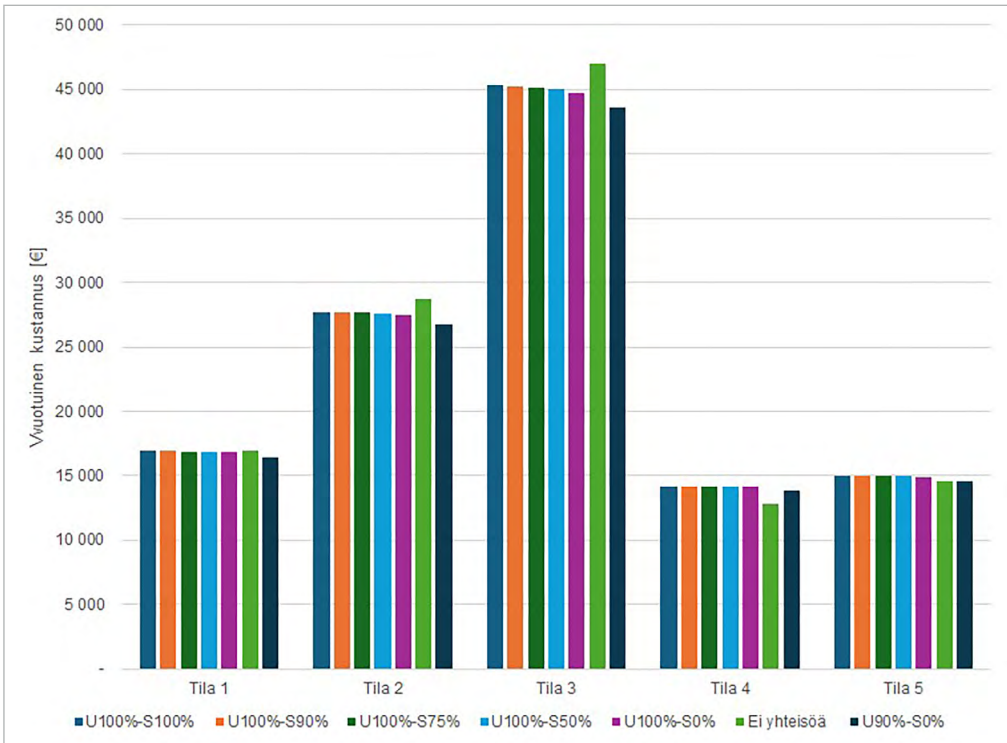
Sisäisen siirron (S) hinta ei vaikuta merkittävästi kannattavuuteen. Ulkoisen (U) muutos alentaa kustannuksia, mutta ulkoisen siirtotariffin alentaminen ei ole välttämättä tarkoituksenmukaista.

Mikäli aurinkopaneelijärjestelmän kapasiteetti kasvatetaan kaksinkertaiseksi (1 x 200 kW:n tai 5 x 40 kW:n kapasiteettiin), havaitaan, että erot korostuvat (kuva 46).



Kuva 46. Vuotuisten sähkökustannusten erot korostuvat, kun aurinkopaneelijärjestelmän kapasiteetti kaksinkertaistetaan.

Myös tariffin vaikutusta tarkastellessa (kuva 47) havaitaan, että erot korostuvat. Suurilla tuotantomäärillä myös yhteisön sisäisen verkkopalvelumaksun osuus on merkittävämpi ja mahdollinen tariffin alennus on selvempi.



Kuva 47. Siirtotariffin vaikutus sähkökustannuksiin on merkittävämpi, kun aurinkopaneelin kapasiteetti kaksinkertaistuu. Myös sisäisen siirron osuus on merkittävämpi.

## 6.2.4 Yhteenveto simulaation tuloksista

Useiden sähköasemien alueelle hajautetun energiayhteisön vaikutukset sähköverkolle riippuvat merkittävästi siitä, miten energiayhteisön aurinkosähköjärjestelmät sijoittuvat verkkoon. Mikäli aurinkosähköjärjestelmät sijoittuvat hajautetusti energiayhteisön jäsenen liittymille, voidaan sähköverkon häviökustannuksissa saada säästöjä, mutta muutos on vain vähäinen sähköverkkoliiketoiminnan kokonaiskustannuksiin. Verkkoyhtiön näkökulmasta verkkopalvelumaksutulot pienenevät moninkertaisesti verrattuna häviösähköstä saataviin säästöihin. Koska verkkoyhtiö ei saavuta yhtä paljon säästöjä kuin sen tulot pienenevät, verkkoyhtiö joutuu pitkällä aikavälillä nostamaan tariffien yksikköhintoja. Keskitetyllä aurinkosähköjärjestelmän tuotantolaitteistolla sähköaseman läheisyydessä vahvassa verkossa saavutettavissa olevat säästöt häviösähkössä ovat merkityksettömän pienet, mutta verkkoyhtiö voi välttää mahdollisia pienjänniteverkkojen vahvistustarpeita. Käytännön toteutettavuuden kannalta keskitetyssä aurinkosähköjärjestelmässä voi olla haasteita muun muassa käytettävissä olevan aurinkosähkölle soveltuvan pinta-alan myötä.

Energiayhteisön jäsenten (tilallisten) näkökulmasta hyödynjaon taloudellinen hyötypotentiaali riippuu yhteisöstä ja etenkin niiden kulutus-tuotantoprofiilista. Mikäli jäsenten välillä ei ole merkittävää eroa kulutusprofiileissa, aurinkosähkön ylijäämäenergiaa, joka jaettaisiin jäsenten kesken, ei välttämättä synny. Simulaatioiden perusteella paras hyötypotentiaali on hajautetulla järjestelmällä ja energiaperusteisella verkkopalvelumaksulla. On syytä huomata, että simulaation perusteella energiayhteisöön kuuluminen ei välttämättä ole kaikille jäsenille kannattavaa. Esimerkiksi tilan 4 tapauksessa parhaan hyödyn saisi myymällä ylituotannon itse sähkömarkkinoilla, mutta tilan 3 tapauksessa yhteisöstä saa enemmän hyötyä. Tarkastellessa keskitetyn ja hajautetun energiayhteisön eroja on tärkeää pohtia myös tilannetta, jossa energiayhteisö päätetään lakkauttaa. Koska energiayhteisöihin kuuluminen tulee olla vapaaehtoista, voi kuka tahansa jäsen jättäytyä yhteisöstä pois milloin tahansa. Mikäli yhteisöllä on yksi suuri tuotantolaitos, yhteisön lakatessa tämä yksittäinen suuri laitos voi tuoda ongelmia sen omistajuussuhteissa. Yhdelle tilalliselle laitos on todennäköisesti liian suuri.

## 7 YHTEENVETO

FarmEnergy-hankkeessa on ollut selkeästi neljä erilaista osuutta. Ensimmäisessä osuudessa keskityttiin maatalojen sähkönkäyttöjen mittauksilla selvittämään toisaalta maatalojen kuormitusten ajallinen erilaisuus ja sitä kautta saatava mahdollinen risteilyhyöty sekä toisaalta saamaan selville maatalojen mahdollisuus ja kyvykyys kysynnänjous-  
toon. Hankkeen toisessa osuudessa kartoitettiin hajautetun tuotannon ja varastoinnin mitoituserusteita. Kolmannessa osuudessa luotiin hyödynjako-ohjelma energiayhteisön energiankäytön ja tuotannon jakamiseen osakkaiden kesken. Hankkeen neljännessä osassa pyrittiin simuloiden selvittämään energiayhteisön kokonaistaloudellinen hyöty ja suuruusluokka.

Maatalojen kulutusta tutkimalla jakeluverkkoyhtiön datasta pystyttiin tunnistamaan selkeitä tyyppikäyriä tilan toimintojen mukaisesti. Esimerkiksi putkilypsykonetta käyttävillä tiloilla aamulypsyn ja iltalypsyn ajankohta oli selkeästi tunnistettavissa sähkönkulutuksen vuorokausijakaumasta. Vastaavasti robottilypsytilalla kuormitus oli tasaisempaa. Kanatilla puolestaan päiväsaikaan kulutus oli suurempaa johtuen valaistuksen ja ilmanvaihdon tehostumisesta. Vaikka maataloilla onkin erilaisia sähkön kulutusrakenteita riippuen maatilan tuotantotyyppistä, ei havaintojen perusteella mahdollinen risteilyhyöty ole kuitenkaan kovin merkittävä. Maataloilla ei myöskään ole merkittäviä mahdollisuuksia osallistua kysynnänjoustoon, koska kuormitusten ajallinen siirto ei ole juurikaan mahdollista eläinten hyvinvoinnin vaarantumatta. Joidenkin oheistoimintojen, kuten lannan käsittelyn ja rehun valmistuksen, ajoitusta olisi mahdollista muuttaa, mutta tällöin myös tilallisten olisi suunniteltava toimintojaan tuotantoennusteiden aikataulujen mukaisesti, jolloin tilan muulle toiminnalle saattaisi aiheutua haittaa.

Hankkeen toisessa osuudessa kartoitettiin maatalojen käyttöön tulevien aurinko- ja varastointijärjestelmien mitoitusta. Mitoitukselle todettiin kaksi erilaista lähtökohtaa. Ensimmäinen lähtökohta on mitoittaa laitteisto puhtaasti kulutuksen rakenteen eli fysikaalisten tekijöiden perusteella. Toinen mahdollisuus on mitoittaa laitteisto taloudellisten tekijöiden perusteella. Koska taloudellisia tekijöitä, lähinnä sähkön hinnan kehitystä ja korkotasoa on lähes mahdotonta ennustaa, päädyttiin hankkeessa ensimmäisiin, fysikaalisiin, puhtaasti sähkönkulutukseen pohjautuviin mitoituserusteisiin. Tutkimuksessamme havaitsimme kuitenkin, että aurinkojärjestelmää ei kannata puhtaasti mitoittaa kunkin maatilan minimikulutuksen perusteella maksimoiden maatilan omakäyttöosuus. Pieni ylituotto on ajoittain perusteltua. Mitoituserusteena hyödynsimme Tampereen yliopistossa tehdyn tutkimustyön yhteydessä kehitettyjä algoritmeja.

Hankkeessa kehitettiin myös hyödynjako-ohjelma perustuen lohkoketjutekniikkaan. Lohkoketjutekniikka on luotettava vaihtoehto energiayhteisön sisäisten transaktioiden kirjaamisessa. Itse lohkoketjutekniikkaa merkittävämpi innovaatio on kuitenkin käyttäjähyödynjaossa hyväksi kunkin maatilan osuutta hajautetun tuotannon tai vastaavasti varastointikapasiteetin investoinneista. Hyödynjaon avulla muodostettavalle energiayhteisön sisäiselle tasedatalle löydettiin myös käyttökohdeaihio sähkönmyyntiyhtiöiden kulutusennusteiden muodostamisessa.

Hankkeen simulaatio-osuudessa tehtiin tarkasteluja erilaisilla verkkomalleilla pohjautuen maatilojen hetkittäiseen sähkönkulutukseen ja toisaalta hajautettuun aurinkosähkön tuotantoon. Simulaatioissa havaittiin, että yhden keskitetyn tuotantolaitoksen perustaminen hajautettujen tuotantolaitosten rakentamisen sijaan on siirtoteknisesti epäedullista. Keskitetystä tuotannosta olisi saatavissa jonkin verran skaalaetua, koska suuren tuotantolaitoksen investointihinta tehoyksikköä kohti on pienempi kuin pienen tuotantolaitoksen investointihinta tehoyksikköä kohti. Tämä etu häviää kuitenkin keskitetyn laitoksen ja tuotannon aiheuttamiin suurempiin siirtohäviöihin. Energiayhteisön keskinäisestä energian siirrosta on saatavissa pientä etua. Käytettäessä tehoinnoitteluun perustuvaa pienjännitetariffia energiayhteisön osakkailla onkin marginaalinen mahdollisuus pienentää sähkönhankintakustannuksiaan. Riippuen energiayhteisön jäsenten sijainnista sähkön-toimitusalueella tämä etu jonkin verran vaihtelee. Etu ei ole kuitenkaan kovin merkittävä. Toisaalta simulaatioissa havaittiin energiayhteisön muodostamisen jonkin verran pienentävän sähkönsiirto-operaattorin ansaintaa, mikä ei luonnollisestikaan kannusta verkkoyhtiöitä aktiivisuuteen yhteisöjen muodostamisessa. Koska energiayhteisöjen kokonaistaloudellinen etu on hyvin marginaalinen, ei ole mielekästä rakentaa yhteisöjen muodostamiseen kannustavaa erillistä tariffijärjestelmää. Erilaisten varastointijärjestelmien yleistymisen voi kuitenkin antaa myös verkkoyhtiöille tulevaisuudessa etua huolto- ja toimitusvarmuuden lisääntymisen kautta.

Energiayhteisöjen merkittävin etu lieneekin sosiaalisella ja energia-alan tietämystä lisäävillä aspekteilla. Mikäli energiayhteisön osakkaat sijaitsevat maantieteellisesti toisiaan lähellä, voi yhteisön muodostaminen olla mielekästä ja jossain määrin, vaikka vähäisestikin, perusteltua myös siirtotaloudellisessa mielessä. Tietämys edullisesta energiankäytöstä voi energiayhteisöjen kautta jakaantua ja kumuloitua. Toisaalta myös innokkuus hajautettuun sähköntuotantoon voi kasvaa. Mikäli älykkäiden sähköverkkojen kehittymisen myötä niin sanottujen mikroverkkojen tekninen käyttö ja toteutus tulee mahdolliseksi, lienee tulevaisuudessa mielekästä perustaa energiayhteisö saarikäyttöön teknisesti kykenevän mikroverkon kuluttajista. Myös energiayhteisöjen tapauksessa lienee todellisuutta havainto tulevaisuuden kehityksestä. Uuden toimintamuodon vaikutusta, voimakkuutta ja potentiaalia yliarvioidaan lyhyellä mutta aliarvioidaan pitkällä aikavälillä.

## 8 POHDINTA

Hankkeessa onnistuttiin selvittämään seikkaperäisesti maatalojen energiayhteisöjen tarjoamat mahdollisuudet kokonaistaloudellisille hyödyille. Hankkeen innovaatioryhmään kuuluvien maatalojen sähkönkulutuksesta saatiin muodostettua selkeä kuva ja maatalojen sähkölaitteistojen joustopotentialista saatiin kerättyä hyödyllistä tietoa. Tilojen sähkönkulutusprofiilien risteilyhyödyt pystyttiin osoittamaan ja tuotantolaitteistojen omakäyttösuuksien kasvattaminen energiayhteisön myötä todennettiin. Energiayhteisön vaikutukset sähkön jakeluverkkoon ja jakeluverkossa ilmeneviin häviöihin saatiin selville simulaatioiden avulla. Energiayhteisön sisäiseen hyödynjakoon kehitettiin toimiva ja luotettava malli ja mallin avulla tuotiin esiin erilaisten tariffiratkaisujen hyötyjä.

Maatalojen sähkölaitteistokohtaiset mittaukset osoittautuivat ennakolta haastavimmiksi toteuttaa, sillä sähkölaitteistojen topologia oli oletettua mutkikkaampaa ja suunnitelma-piirustukset olivat joko puutteellisia tai päivittämättömiä. Luotettavan sähkölaitte tai -laitteistokohtaisen datan tuottaminen olisi edellyttänyt sähkölaitteistojen kytkentäpisteiden perinpohjaista selvittämistä sekä ennakoitua enemmän mittalaitteita.

Hankkeen tulosten perusteella hajautettujen energiayhteisöjen perustaminen ei näytä tällä hetkellä erityisen kannattavana, mutta tilanne voi muuttua akustoteknologian muuttuessa edullisemmaksi. Tulevissa hankkeissa olisi hyvä pohtia teknistaloudellisten kannustimien lisäksi myös muita аспектеja, jotka puoltaisivat energiayhteisöjen muodostamista. Älykkäiden sähköverkkojen kehittyminen ja mikrogridien käytön yleistyminen saattavat myös luoda otolliset puitteet energiayhteisötoiminnalle.

# LÄHTEET

*Arvonlisäverolaki 30.12.1993/1501.*

*Council of European Energy Regulators (CEER). 2017. Electricity Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice, Saatavissa: <https://www.ceer.eu/publication/ceer-guidelines-of-good-practice-on-electricity-distribution-network-tariffs/> [viitattu 10.12.2024].*

*Energiateollisuus. 2023. Pientuotannon liittäminen sähkönjakeluverkkoon. Verkostosuositus YA 9:23. Saatavissa: <https://energia.fi/suositukset-ja-ohjeet/verkostosuositus-ya-923-pientuotannon-liittaminen-sahkonjakeluverkkoon/> [viitattu 5.12.2024].*

*Energiateollisuus. 2024. Energiateollisuus ry:n suosittelemat verkkopalveluehdot VPE 2024. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://energia.fi/wp-content/uploads/2024/09/Verkkopalveluehdot-VPE2024.pdf> [viitattu 5.12.2024].*

*Energiateollisuus. 2024. Sähkön hintatilasto. Saatavissa: <https://energia.fi/tilastot/sahkotilastot/sahkon-hintatilasto/> [viitattu 12.12.2024].*

*Energiavirasto. 2023. Valvontamenetelmät kuudennella 1.1.2024–31.12.2027 ja seitsemännellä 1.1.2028 – 31.12.2031 valvontajaksolla. Sähkön jakeluverkkotoiminta. PDF-dokumentti. Saatavissa: [https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/S%C3%A4hk%C3%B6n+kanta+-+Menetelm%C3%A4liite\\_julkinen.pdf/0c706be1-2cdd-a629-63f5-f89f9ae10209/S%C3%A4hk%C3%B6n+kanta+-+Menetelm%C3%A4liite\\_julkinen.pdf?t=1703848649941](https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/S%C3%A4hk%C3%B6n+kanta+-+Menetelm%C3%A4liite_julkinen.pdf/0c706be1-2cdd-a629-63f5-f89f9ae10209/S%C3%A4hk%C3%B6n+kanta+-+Menetelm%C3%A4liite_julkinen.pdf?t=1703848649941) [viitattu 5.12.2024].*

*Euroopan komissio. 2019. Euroopan vihreän kehityksen ohjelma. Komission tiedonanto Euroopan parlamentille, Eurooppa-neuvostolle, neuvostolle, Euroopan talous- ja sosiaalikomitealle ja alueiden komitealle. Saatavissa: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640> [viitattu 5.12.2024].*

*Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2018/2001.*

*Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2019/944.*

*Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2023/2413.*

Fan, X., Liu, B., Liu, J., Ding, J., Han, X., Deng, Y., Lv, X., Xie, Y., Chen, B., Hu, W. & Zhong, C. 2020. Battery Technologies for Grid-Level Large-Scale Electrical Energy Storage. *Transactions of Tianjin University* 26, 92–103. Saatavissa: <https://doi.org/10.1007/s12209-019-00231-w> [viitattu 5.12.2024].

Fingrid. 2023. Kantaverkkopalveluhinnoittelu 2023. Fingrid Oyj. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/kantaverkkopalveluhinnoittelu-2023-liite-2.pdf> [viitattu 5.12.2024].

Finsolar. 2019. Kannattavuuslaskurit. Finsolar aurinkoenergiatietoa. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://finsolar.net/kannattavuus/kannattavuuslaskurit/> [viitattu 12.9.2024].

Haapaniemi, J., Räisänen, O., Haakana, J., Vilppo, J. & Lassila, J. 2021. Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko – Pienasiakkaiden tehooperusteinen sähkönsiirron hinnoittelu haja-asutusalueilla toimivissa jakeluverkkoyhtiöissä. LUT Scientific and Expertise Publications 129. E-kirja. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-706-8> [viitattu 5.12.2024].

Haapaniemi, J., Supponen, A., Räisänen, O., Haakana, J., Vilppo, J., Repo, S., Lassila, J. 2022. Laaja-alaisen aurinkosähkön yleistymisen huomioivat sähköverkon mitoitusperiaatteet. LUT Scientific and Expertise Publications Tutkimusraportit – Research Reports, 147. LUT-yliopisto. E-kirja. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-889-8> [viitattu 27.9.2024].

Honkapuro, S., Partanen, J., Haakana, J., Annala S. & Lassila J. 2015. Selvitys sähkö- ja kaasuinfrakstruktuurin energiatehokkuuden parantamismahdollisuuksista. Lappeenranta teknillinen yliopisto. Tutkimusraportti.

Honkapuro, S., Haapaniemi, J., Haakana, J., Lassila, J., Partanen, J., Lummi, K., Rautiainen, A., Supponen, A., Koskela, J. & Järventausta, P. 2017. Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset. LUT Scientific and Expertise Publications 65. Lappeenranta: Lappeenranta teknillinen yliopisto. E-kirja. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-105-9> [viitattu 5.12.2024].

IRENA. 2017. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. E-kirja. Saatavissa: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf) [viitattu 5.12.2024].

Joint Research Centre (n.d.) Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Saatavissa: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/) [viitattu 9.12.2024].

*Koskela, J.*, 2024. Utilization of Electrical Energy Storage in Residential Buildings with Small-Scale Photovoltaic Production Techno-economic research perspective. Tampere University.

*Koskela J., Lummi K. & Järventausta P.* 2023a. “Economic Impacts of Energy Communities – The Use of Separate Lines or DSO Networks in Connecting Shared Energy Resources” <https://urn.fi/URN:NBN:fi:tuni-202310259050>.

*Koskela, J., Lummi, K. & Järventausta, P.* 2023b. Energiayhteisön perustamisen kannattavuus ja vaikutukset sidosryhmille. Tampereen yliopisto. E-kirja. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-03-2791-0>

*Koskela, J., Rautiainen, A. & Järventausta, P.* 2019 'Using electrical energy storage in residential buildings – Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization', *Applied Energy*, 239, pp. 1175–1189. Saatavissa: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919303113> [Viitattu 9.12.2024].

*Laki maataloudessa käytettyjen eräiden energiatuotteiden valmisteveron palautuksesta 21.7.2006/603.*

*Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteveroista 30.12.1996/1260.*

*Leppänen, K.* 2023. Sähkönjakeluverkkoon liittyvät saarekekäytöt, käyttötapaukset ja niiden kannattavuuden perusteet. Tampereen yliopisto. Diplomityö. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:tuni-202310038611> [viitattu 5.12.2024].

*Lummi, K., Koskela, J. & Järventausta P.* 2023. Development possibilities of distribution network charges of low-voltage customers – apartment houses as energy communities. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:NBN:fi:tuni-202401181595> [viitattu 5.12.2024].

*Maatilatalouden tuloverolaki 15.12.1967/543.*

*Nykyri, M., Kärkkäinen, T., Levikari, S., Honkapuro, S., Annala, S. & Silventoinen, P.* 2022. Blockchain-based balance settlement ledger for energy communities in open electricity markets. *Energy*, 124180. Verkkolehti. Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124180> [viitattu 5.12.2024].

*Nykyri, M., Kärkkäinen, T., Levikari, S., Honkapuro, S., Silventoinen, P. & Annala, S.* 2023. The Impact of Intracommunal Network Service Pricing on the Economic Feasibility of an Energy Community. 19th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lappeenranta, Finland, 2023. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://doi.org/10.1109/EEM58374.2023.10161928> [viitattu 5.12.2024].

*Pesonen, K., Korpijärvi, J. & Annala, S.* 2023. Establishing a decentralized virtual energy community, teoksessa 2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM). E-kirja. Saatavissa <http://dx.doi.org/10.1109/EEM58374.2023.10161967> [viitattu 12.12.2024].

*Pfenninger, S. & Staffell, I.* 2016. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. *Energy* 114, 1251-1265. Verkkolehti. Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.060> [viitattu 12.12.2024].

*SFS 6000-8-801.* 2022. Pienjännitesähköasennukset. Osa 8–801: Täydentävät vaatimukset. Jakeluverkot.

*SFS 6000-4-41.* 2022. Pienjännitesähköasennukset. Osa 4–41: Suojausmenetelmät. Suojaus sähköiskulta.

*SFS 6000-7-712.* 2022. Pienjännitesähköasennukset. Osa 7-712: Erikoistilojen ja -asennusten vaatimukset. Aurinkosähköjärjestelmät.

*Šimić, Z., Knežević, G., Topić, D. & Pelin D.* 2021. Battery energy storage technologies overview. *International Journal of Electrical and Computer Engineering Systems* 1, 53–65. Verkkolehti. Saatavissa: <https://hrcak.srce.hr/file/374284> [viitattu 5.12.2024].

*Staffell, I. & Pfenninger, S.* 2016. Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output. *Energy* 114, 1224-1239. Verkkolehti. Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068> [viitattu 12.12.2024].

*Sähkömarkkinalaki 9.8.2013/588.*

*Tuomi, O. & Tuunala, K.* 2024. Kotitalouden sähköntuotannon tuloverotus. Verohallinto. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/48484/kotitalouden-sahkontuotannon-tuloverotus2/> [viitattu 19.11.2024].

*Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 767/2021.*

*Ylinen, M., Olenius, M., Lähde, P., Lehto, I., Orrberg, M. & Liuksiala, L.* 2023. Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus. ST-käsikirja 40. Sähkötieto ry.

*Ympäristöministeriön asetus eräiden rakennuksen teknisten järjestelmien energiatehokkuuden vaatimuksista 718/2020.*

Xamk Tutkii -sarjassa ovat ilmestyneet seuraavat metsään, ympäristöön tai energiaan liittyvät julkaisut:

1. *Srujal Shah & Kari Dufva*: CFD modeling of airflow in a kitchen environment. Towards improving energy efficiency in buildings. 2017.
2. *Elina Havia & Jari Käyhkö (toim.)*: Fotoniikkasensori- ja korkean teknologian kuvantamisen demonstrointi metsäbiojalostamon hallintaan (FOKUDEMO). 2017.
3. *Pekka Turkki*: Selluloosa ja selluloosajohdannaiset elintarvikkeissa. 2018.
4. *Ilkka Vanttaja, Mikko Nykänen ja Eetu Huttunen*: Materiaalia lisäävän valmistuksen laitteet ja sovellukset alueellisessa teknologiaklusterissa. 2022.
5. *Matti Kilpiäinen, Kai Möller, Tarja Andersson & Pirjo Jokinen*: Pintakäsittlemättömän puupinnan puhdistettavuus. Puusta hyvinvointi-innovaatioita. 2023.
6. *Paulus Kiviranta, Jaakko Hyypiä, Eero Inkeri, Mika Keski-Luopa, Sirpa Rahiala & Tero Tynjälä*: Vetyä, virtaa Kaakkoon – hukkalämmön hyödyntämispotentiaali. 2023





**XAMK  
TUTKII**