



Hyvityslaskennan vaikutus taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmän mitoitukseen ja kannattavuuteen

Pasi Taskinen

Opinnäytetyö, ylempi AMK

Joulukuu 2022

Liiketalouden ala

Tradenomi (ylempi AMK), Verkostojohtaminen

Taskinen, Pasi

Hyvityslaskennan vaikutus taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmän mitoitukseen ja kannattavuuteen

Jyväskylä: Jyväskylän ammattikorkeakoulu. Joulukuu 2022, 60 sivua

Liiketalous (ylempi AMK), verkostojohtaminen, opinnäytetyö.

Julkaisun kieli: Suomi

Verkkojulkaisulupa myönnetty: kyllä

Tiivistelmä

Käynnissä on maailmanlaajuinen energiamurros ja siirtyminen fossiilisista energialähteistä uusiutuviin. Aurinkoenergian Tämä on lisännyt aurinkosähkön tuotantoa myös Suomessa. Kasvu on kuitenkin ollut suurimalta osin pientalojen aikaansaamaa johtuen lainsäädännön rajoitteista taloyhtiöiden mahdollisuuksiin hyödyntää aurinkosähköä. Kuitenkin vuoden 2021 alusta taloyhtiöillä on ollut mahdollisuus energiayhteisön muodostamiseen ja sitä kautta tuotetun aurinkosähkön jakamiseen asukkaille.

Opinnäytetyötutkimuksessa haluttiin selvittää miten mahdollisuus muodostaa energiayhteisö ja jakaa aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähkö taloyhtiöiden osakkaiden kesken muuttaa aurinkosähköjärjestelmän optimaalista mitoitusta. Lisäksi haluttiin selvittää mikä vaikutus muuttuneella mitoituksella on investoinnin kannattavuuteen.

Työ toteutettiin kvalitatiivisena case-tutkimuksena ja tutkimuksen tapausjoukko muodostui valituista tamperelaisista asunto-osakeyhtiöistä. Tutkimusaineistona toimi valittujen taloyhtiöiden jakeluverkolta saatu toteutunut sähkönkulutus vuoden 2021 osalta. Näiden kulutustietojen perusteella laskettiin kullekin kohteella optimaalinen aurinkosähköjärjestelmän mitoitus kiinteistösähkön ja koko liittymän kulutuksen mukaisesti sekä vertailtiin näin saatujen eri kokoisten järjestelmien kannattavuutta.

Tutkimustulokset osoittivat, että hyvityslaskennan myötä taloyhtiöiden kannattaa investoida huomattavasti suurempiin aurinkosähköjärjestelmiin. Vaikka tuloksista havaittiin tiettyjen tekijöiden olevan yhteydessä hyvityslaskennan tuomaan lisäpotentiaaliin, niin tuloksista havaittiin myös, että optimaalisen järjestelmäkoon laskeminen vaatii aina kohdekohtaista laskentaa eikä tuloksista ole tehtävissä yleistyksiä hyvityslaskennan tuomasta lisäpotentiaalista eri taloyhtiötyypeille.

Avainsanat (asiasanat)

Aurinkoenergia, aurinkosähkö, energiayhteisö, hyvityslaskenta, sähkön pientuotanto, uusiutuva energia

Muut tiedot (salassa pidettävät liitteet)

Ei salassa pidettäviä liitteitä

Taskinen, Pasi

The impact of compensation calculation on the dimensioning and profitability of the housing company's solar electricity system

Jyväskylä: JAMK University of Applied Sciences, December 2022, 60 pages

Business Administration. Master's Degree Programme in Network Management. Master's thesis.

Permission for web publication: Yes

Language of publication: Finnish

Abstract

Currently there is going a global energy revolution and a transition from fossil energy sources to renewable ones. This has increased the production of solar electricity in Finland. However, the growth has mostly been caused by small houses due to the legislation's restrictions on the possibilities of housing associations to utilize solar electricity. However, from the beginning of 2021, housing associations have had the opportunity to form an energy community and thereby distribute the produced solar electricity to the residents.

In the thesis research aim was to find out how the possibility of forming an energy community and sharing the electricity produced by the solar electric system among the members of the building societies changes the optimal dimensioning of the solar electric system. In addition, it was examined what effect the changed sizing has on the profitability of the investment.

The work was carried out as a qualitative case study, and the study's case group consisted of selected housing companies in Tampere. Research material consisted of the actual electricity consumption for the year 2021 received from the distribution network of the selected housing companies. On the basis of these consumption data, the optimal sizing of the solar electricity system was calculated for each site in accordance with the consumption of real estate electricity and the entire electricity connection, and the profitability of the different sized systems thus obtained was compared.

The research results showed that with the compensation calculation, building societies should invest in considerably larger solar electricity systems. Although it was found from the results that certain factors are connected to the additional potential brought by credit calculation, it was also found that calculating the optimal system size always requires a site-specific calculation and no generalizations can be made from the results about the additional potential brought by credit calculation for different types of building societies.

Keywords/tags (subjects)

Solar power, solar power, energy community, compensation calculation, small-scale electricity production, renewable energy

Miscellaneous (Confidential information)

None.

Sisältö

1	Johdanto	3
1.1	Aurinkosähkön merkitys energiamurroksessa	3
1.2	Aurinkosähkön pientuotanto taloyhtiöissä	4
1.3	Tutkimusongelma ja -kysymykset	6
1.4	Toimeksiantaja	7
2	Aurinkosähkön tuotanto	7
2.1	Aurinkosähkön tuottaminen Suomessa	8
2.2	Aurinkosähkijärjestelmän toimintaperiaate ja järjestelmän keskeiset osat	10
2.3	Aurinkosähköön liittyvä lainsäädäntö	13
2.3.1	Pientuotannon määritelmä	13
2.3.2	Aurinkovoimalaan liittyvät lupavaatimukset	14
2.3.3	Energiayhteisöt ja aktiiviset asiakkaat	15
2.3.4	Taseselvitysjakson sisäinen netotus	17
3	Aurinkosähkijärjestelmän hankinta taloyhtiöön	18
3.1	Investoinnin suunnittelu ja järjestelmän mitoitus	18
3.1.1	Aurinkosähkijärjestelmän investoinnin rahoitus	19
3.1.2	Aurinkosähkijärjestelmän tuotannosta saatava hyöty	20
3.1.3	Aurinkosähkijärjestelmän mitoitus	24
3.2	Aurinkosähkijärjestelmän kustannukset	25
3.2.1	Aurinkosähkijärjestelmän investointikustannukset	25
3.2.2	Aurinkosähkijärjestelmän elinkaarikustannukset	26
3.3	Kannattavuuslaskentamenetelmiä	27
3.3.1	Nettonykyarvomenetelmä	27
3.3.2	Sisäisen korkokannan menetelmä	28
3.3.3	Takaisinmaksuajan menetelmä	29
3.3.4	Valmiit laskurit aurinkosähkijärjestelmän kannattavuuden arviointiin	29
4	Tutkimuksen toteutus	30
4.1	Tutkimusongelma ja -kysymykset	30
4.2	Tutkimuksen menetelmät	32
4.3	Luotettavuus ja eettisyys	33
4.4	Aineistonkeruu ja -analyysi	34
5	Tulokset	37
5.1	Aurinkosähkijärjestelmän mitoitus	38
5.2	Aurinkosähkijärjestelmän kannattavuus	42

6	Pohdinta ja johtopäätökset.....	49
6.1	Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus	50
6.2	Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuus	51
6.3	Yhteenveto	53
6.4	Luotettavuus	54
6.5	Eettisyys.....	55
6.6	Tulosten hyödynnettävyys	55
	Lähteet	57

Kuviot

Kuvio 1:	Verkkoon liitetyn aurinkosähkön pientuotantokapasiteetti Suomessa.	4
Kuvio 2:	Aurinkovoimalan tuoton jakautuminen kuukausittain.	9
Kuvio 3:	Kerrostalon kiinteistösähkön kulutuksen jakautuminen kuukausittain.	10
Kuvio 4:	Aurinkosähköjärjestelmän osat.	12
Kuvio 5:	Hyvityslaskennan toimintaperiaate taloyhtiössä.....	16
Kuvio 6:	Tuotetusta aurinkosähköstä saatava taloudellinen hyöty eri tilanteissa	20
Kuvio 7:	Sähkön kokonaishinnan (energia, siirto, verot) kehitys vuosina 1997–2022.	22
Kuvio 8:	Sähkön Suomen aluehinnan ennuste €/MWh.....	23
Kuvio 9:	Paneelien kulman ja suuntauksen vaikutus tuotantoon.	25
Kuvio 10:	Huoneistojen lukumäärän vaikutus mitoitukseen.....	41
Kuvio 11:	Rakennusvuoden vaikutus järjestelmän mitoitukseen	42
Kuvio 12:	Aurinkosähköjärjestelmien takaisinmaksuajat eri mitoitusvaihtoehtojen mukaan...	44
Kuvio 13:	Eri mitoitusvaihtoehtojen kannattavuus sisäisellä korkokannalla mitattuna.	45
Kuvio 14:	Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuus nettonykyarvolla mitattuna	45
Kuvio 15:	Ostetun energian hinnan vaikutus aurinkosähköjärjestelmän takaisinmaksu-aikaan	48
Kuvio 16:	Vuotuisen huoltokulun vaikutus aurinkosähköjärjestelmän takaisinmaksu-aikaan. ..	49

Taulukot

Taulukko 1:	Aurinkosähkön myynnistä saatava tuotto eri tilanteissa	23
Taulukko 2:	Tutkimuskohteiden perustiedot.....	37
Taulukko 3:	Optimaalisesti mitoitettun aurinkosähköjärjestelmän huipputeho.....	39
Taulukko 4:	Kohteiden aurinkosähköjärjestelmien hinnat ja vuosituotannot	46

1 Johdanto

Energiantuotannossa on menossa globaali murros. Fossiilisten energialähteiden käytöstä siirrytään kiihtyvällä vauhdilla uusiutuviin energialähteisiin osana kansainvälisiä ilmastotavoitteita. Stanfordin Yliopiston tutkimuksessa päädyttiin tulokseen, että 20–40 vuoden kuluessa kaikki maapallon energian tuotanto voisi olla uusiutuvaa.

Aurinko on energialähde, jota emme voi ylikuluttaa, eikä sen tuotannossa synny lainkaan päästöjä. Tänä päivänä käytetty aurinkoenergia ei vähennä huomenna käytettävissä olevan energian määrää. Mikäli kaikki maapallolle tuleva auringonsäteily pystyttäisiin ottamaan talteen energian tuotannossa, kattaisi se koko maailman nykyisen energiatarpeen yli 6000 kertaisesti (Perälä 2007, 8).

1.1 Aurinkosähkön merkitys energiamurroksessa

Aurinkoenergia on maailmanlaajuisesti nopeimmin kasvava energialähde ja tuotantoennätyksiä rikotaan joka vuosi. Aurinkopaneelien kustannusten aleneminen on johtanut siihen, että kehittyvissä maissa on kannattavampaa asentaa yksittäisiä aurinkosähköjärjestelmiä rakennuksiin, kuin rakentaa keskitettyjä voimalaitoksia ja jakeluverkkoa. (Brown 2017, 19,31.)

Vuonna 2021 otettiin maailmanlaajuisesti käyttöön uusiutuvan energian tuotantokapasiteettia noin 160 GW, josta aurinkoenergian osuus oli lähes 60 prosenttia. Vuoden 2021 lopussa maailmanlaajuisesta sähkön tuotannosta noin 28 prosenttia oli uusiutuvilla energialähteillä tuotettua ja aurinkoenergian osuus kokonaistuotannosta oli 2,7 prosenttia (Ritchie & Roser 2022). Seuraavien viiden vuoden aikana kansainvälinen energiajärjestö IEA (International Energy Agency) ennustaa tuotantoon tulevan yli 1100 GW lisää aurinkoenergian tuotantoa ja sähköntuotannon energialähteenä aurinko tulee tuotantomäärillä mitattuna ohittamaan maakaasun vuonna 2023 ja hiilen vuonna 2024 (Renewables 2021, 15, 133).

Suomessa sähkön tuotannosta vuonna 2020 tuotettiin 52 prosenttia uusiutuvilla energialähteillä (Tilastokeskus), mitä voidaan pitää kansainvälisestikin ajateltuna hyvänä suorituksena. Uusiutuvista energialähteistä vesi oli ylivoimaisesti suurin, mutta myös Suomessa verkkoon liitetyn aurinkosähkön tuotanto on kasvanut vauhdilla, kuten kuviosta 1 voidaan todeta. Työ ja elinkeinoministeriön energiastrategian tarkastelun mukaan aurinkoenergian tuotantoteknologian nopean

kehittymisen myötä Suomessa on huomattavan suuri aurinkosähkön tuotannon tekninen potentiaali, jota rajoittaa lähinnä pinta-ala. (100-prosenttisesti uusiutuviin energialähteisiin perustuva energiajärjestelmä 2016.)



Kuvio 1: Verkkoon liitetyn aurinkosähkön pientuotantokapasiteetti Suomessa (Energiavirasto 2022).

Vuoden 2021 aikana aurinkosähkön tuotantokapasiteetti kasvoi yli 100 MW ja yhteensä vuoden lopussa tuotantokapasiteettia oli noin 395 megawattia. Määrä vastaa noin 2,2 prosenttia Suomen sähkön tuotannon kokonaiskapasiteetista. Vuosien 2015–2021 aikana kapasiteetti on lähes 40-kerkaistunut. (Aurinkosähkön kapasiteetti kasvoi Suomessa yli 100 megawattia vuonna 2021, 2022).

1.2 Aurinkosähkön pientuotanto taloyhtiöissä

Taloyhtiöiden kiinnostusta aurinkosähkön tuotantoon on hidastanut lainsäädäntö, joka on mahdollistanut taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmällä tuotetun sähkön hyödyntämisen ainoastaan kiinteistösähköinä. Mikäli sähköä olisi haluttu jakaa yhtiön asukkaille, olisi siitä tullut maksettavaksi sähkön siirtomaksu ja sähkövero, vaikka sähköä olisi siirretty vain kiinteistön oman verkon sisällä.

Vaihtoehtona on ollut liittää yhtiö takamittarointimalliin, jolloin ylituotantoa on voinut jakaa osakkeille ilman sähköveroa tai siirtomaksuja. Tämä on kuitenkin edellyttänyt taloyhtiöltä yksimielistä päätöstä yhtiökokouksessa ja yhtiöjärjestyksen muuttamista, koska takamittaroinnin myötä asukkailta poistuu mahdollisuus oman sähkösopimuksensa kilpailuttamiseen. Lisäksi sähköverkkoyhtiön omistamat huoneistojen sähkömittarit olisi tullut vaihtaa uusiin taloyhtiön omistamiin mittareihin. (Auvinen, Honkapuro, Ruggiero ja Juntunen 2020, 6–7.)

Takamittarointi ei siis ole ollut taloyhtiöille houkutteleva vaihtoehto, joten käytännössä ainut vaihtoehto on ollut ylituoton myyminen sähkömarkkinoille. Ongelmana siinä on, että ylijäämänsähkön myynnistä saatava taloudellinen hyöty on moninkertaisesti huonompi, kuin mitä omalla käytöllä saadaan. Tarjolla on myös erilaisia akkuratkaisuja, niin fyysisiä kuin virtuaalisia, mutta molempien osalta taloudellinen kannattavuus on huono.

Vuoden 2021 alusta asiaan tuli kuitenkin muutos, kun uusi Valtioneuvoston asetus sähköntoimistusten selvityksestä ja mittauksesta (767/2021) tuli voimaan. Uudessa asetuksessa mahdollistetaan paikallisen energiayhteisön tai aktiivisten asiakkaiden ryhmän muodostaminen (ks. Tarkemmin luku 2.3.3) ja tuotetun aurinkosähkön hyvityslaskenta edellä mainittujen toimijoiden osalta. Hyvityslaskennan mahdollistaminen tulee olennaisesti muuttamaan aurinkosähkön tuotannon kannattavuutta taloyhtiöiden kannalta ja sitä kautta pientuotannon määrän kasvun voidaan olettaa jatkuvan voimakkaana, onhan Suomessa pelkästään 42 000 asunto-osakeyhtiömuotoista asuin-kerrostaloa ja yhteensä asunto-osakeyhtiöitä on noin 90 000, joissa asuu yli 2 miljoonaa suomalaista (Ilmastoviisaat palvelut taloyhtiöissä 2020; Tilastokeskus 2022; Airaksinen, Annala, Bröckl, Honkapuro, Lassila, Manninen, Partanen, Rautiainen, Saario, Vanhanen & Värre 2019, 22.)

Potentiaalia aurinkosähkön tuotannon kasvamiselle taloyhtiökentässä on runsaasti. Ennen vuoden 2021 lakimuutosta tyypillinen kerrostalon aurinkovoimalan koko Suomessa oli 3–8 kW. Gaia Consulting ja LUT-yliopisto laativat Valtioneuvostolle aurinkosähkön potentiaalikartoituksen vuonna 2019. Kartoituksessa todetaan, että arviot pelkästään koko Suomen kerrostalojen aurinkosähkön teknisestä potentiaalista käytettävissä oleva kattopinta-ala ja suuntaus huomioiden, vaihtelevat eri toimijoiden tekemissä arvioissa välillä 953 MW – 1,3 GW. Tämä tarkoittaisi vuositasolla noin 950–1170 GWh tuotettua sähköä, mikä vastaa hieman reilua prosenttia Suomen sähköntuotannosta. (Airaksinen ym. 2019, 23.)

1.3 Tutkimusongelma ja -kysymykset

Aurinkosähköjärjestelmän mitoittamisesta ja sen optimoinnista taloyhtiöiden osalta on olemassa tehtyä tutkimusta, mutta suurimmassa osassa niitä järjestelmän mitoitusta on lähestytty vanhan lainsäädännön kannalta sillä ajatuksella, että mahdollisimman suuri osa voimalan tuotosta pitäisi pystyä hyödyntämään itse. Joitain tutkimuksia on tehty vuoden 2022 aikana myös hyvityslaskennan näkökulmasta, mutta niissä on tarkasteltu yksittäisen kohteen mahdollisuutta hyvityslaskennan hyödyntämiseen.

Tässä tutkimuksessa on tarkoitus selvittää hyvityslaskennan vaikutusta taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmän mitoitukseen ja aurinkosähköstä saatavaan taloudelliseen hyötyyn. Miten hyvityslaskenta vaikuttaa taloyhtiön aurinkoenergian tuottamiseen järjestelmän mitoituksen osalta? Oletuksena on, että hyvityslaskennan ansiosta taloyhtiöiden kannattaa investoida aiempaa suurempiin aurinkosähköjärjestelmiin. Järjestelmän mitoituksen lisäksi tavoitteena on myös tutkia, kuinka oletettavasti isompi järjestelmä vaikuttaa hankkeen kannattavuuteen. Suurempi järjestelmä on hankintahinnaltaan luonnollisesti kalliimpi, mutta vastaavasti tuottaa enemmän energiaa. Hyvityslaskennan myötä tämä tuotto saadaan oletettavasti täysimääräisesti taloyhtiön ja sen osakkaiden hyödyksi, jolloin sillä on suora vaikutus aurinkosähköjärjestelmä investoinnin kannattavuuteen.

Taloyhtiön kiinteistösähkönkulutukseen keskeisimmin vaikuttava tekijä on lämmitysmuoto. Jos yhtiön lämmönlähteenä on kaukolämpö, kaasu tai öljy, on kiinteistösähkön kulutus yleensä hyvin vähäistä koska suurimmat yksittäiset energiankäyttäjät, lämmitys ja lämmin vesi, hoituvat ilman sähköä. Ja vaikka sähkölämmitys nimensä mukaisesti käyttää paljon sähköä, ei näissäkään yhtiöissä kiinteistösähköä juuri kulu, koska lämmityksen ja lämminvesivaraajien sähkönkulutus menee suoraan huoneistojen sähkönmittaukseen. Näin ollen kaikki edellä mainitut taloyhtiöt ovat oletettavasti suurimpia hyötyjiä aurinkosähkön hyvityslaskennasta, koska niissä kiinteistösähkön käyttö on vähäistä suhteessa kiinteistön kokonaiskulutukseen, jossa on huomioitu myös huoneistokohtainen sähkönkulutus. Sen sijaan, jos lämmitysmuoto on maalämpö tai jokin muu lämpöpumpulla toteutettu lämmitysjärjestelmä, niin näiden pumppujen kulutus menee kiinteistösähköön. Näin ollen voidaan olettaa, että hyvityslaskenta ei tuo näille yhtiöille yhtä suurta lisähyötyä verrattuna kauko-, öljy- tai sähkölämmitteisiin taloyhtiöihin.

1.4 Toimeksiantaja

Tutkimuksen toimeksiantajana on Tampereen Sähkölaitos. Sähkölaitos on Tampereen kaupungin omistama energiayhtiö, jonka tytäryhtiöitä ovat sähköverkkoyhtiö Tampereen Sähköverkko ja sähköverkon rakennusta ja sähköurakointia tekevä Tampereen Vera. Lisäksi Sähkölaitos omistaa puoleksi Pirkanmaan Jätehuollon kanssa Tammervoiman, joka omistaa ja operoi Tarastejärvellä sijaitsevaa jätteenpolttolaitosta.

Hyvityslaskenta on aiheena kiinnostava ja ajankohtainen asia Sähkölaitoksella, sillä asiakaspalveluun ja myyntiin tulee viikoittain useita kyselyjä taloyhtiöiltä ja isännöitsijöiltä liittyen hyvityslaskentaan ja aurinkosähkön tuotantoon. Tampereen Sähköverkolla pientuottajien ja energiayhteisöjen hyvityslaskenta tuli mahdolliseksi 1.9.2021 alkaen. Tällä hetkellä palvelua tarjotaan pilottina halukkaille taloyhtiöille, mutta 30.6.2023 toteutus siirtyy Suomen keskitetyn tiedonvaihtoratkaisu Datahubin palveluksi.

Tutkimustuloksia on tarkoitus hyödyntää Sähkölaitoksen asiakaspalvelussa liittyen asiakkailta tuleisiin aurinkosähkön tuottamista koskeviin yhteydenottoihin. Lisäksi tuloksia voidaan hyödyntää myös myynnin ja markkinoinnin puolella, sillä Sähkölaitos lanseerasi yrityksille ja taloyhtiöille suunnatun Lähiaurinko tuotteen vuoden 2021 keväällä.

2 Aurinkosähkön tuotanto

Aurinkosähkön tuottamisen keksi Edmond Becquerel jo vuonna 1839. Ensimmäiset piistä teollisesti valmistetut valokennot valmistuivat 1954 ja niitä käytettiin ensimmäisen kerran Vanguard 1 satelliitin voimanlähteenä vuonna 1958. Tuohon aikaan aurinkokennojen valmistaminen oli todella kallista ja niiden hyötysuhde oli heikko. Niinpä aurinkovoima olikin alkuun käytössä lähinnä avaruuslentojen yhteydessä, joiden kohdalla kennojen kustannus oli kuitenkin murto-osa hankkeen budjetista. (Smil 2017, 321–323.)

Öljykriisin myötä herännyt huoli energian toimitusvarmuudesta 1970-luvulla aikaansai miljardien dollarien panostukset aurinkoenergian tutkimukseen. Aurinkopaneelien teollinen tuotanto alkoi

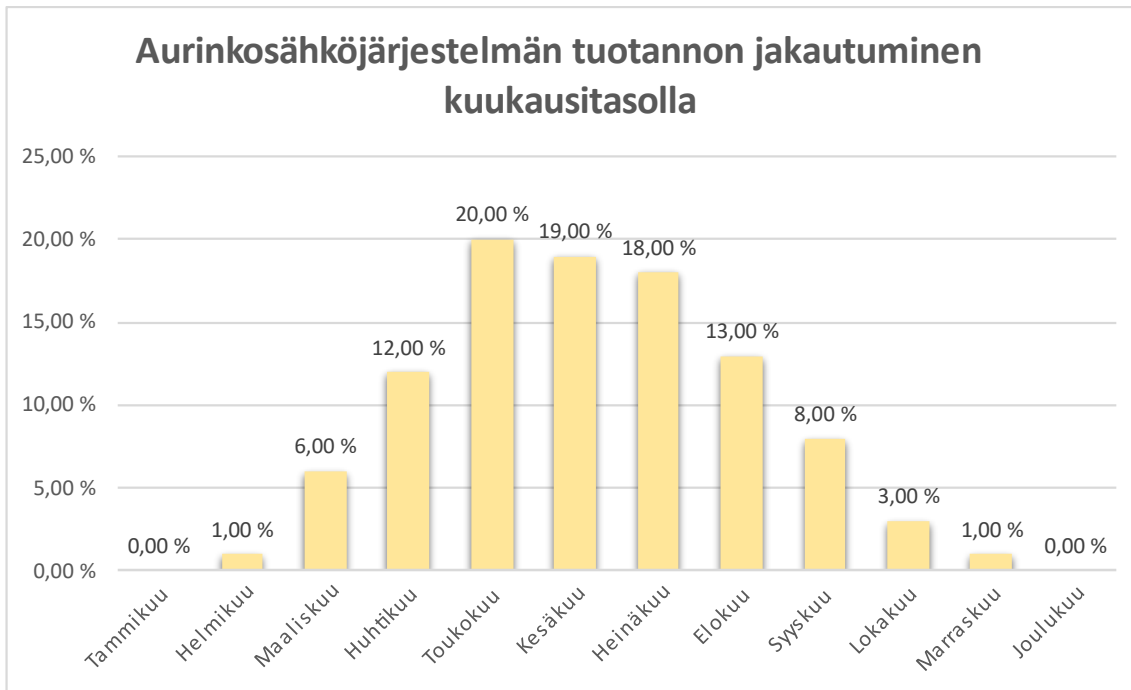
kuitenkin kasvaa merkittävästi vasta 1990-luvulla. 2000-luvulla kysynnän kasvu on jatkunut voimakkaana johtuen suuresti siirtymisestä fossiilista energialähteistä uusiutuviin ja tällä vuosituhanella joka vuosi tuotantomäärissä on päästy uusiin ennätyksiin. (Brown 2017, 95.)

2.1 Aurinkosähkön tuottaminen Suomessa

Aurinkoenergiaa voi tuottaa missä päin maailmaa tahansa, mutta johtuen eroista aurinkosäteilyn määrässä eri puolella maapalloa, on alueellisissa tuottopotentiaaleissa eroja. Auringonsäteily jaetaan kolmeen ryhmään: suoraan auringosta maanpinnalle tulevaan säteilyyn, ilmakehässä olevien ainehiukkasten takia suuntaa muuttaneeseen hajasäteilyyn ja maanpinnasta heijastuvaan säteilyyn. Napoja kohti kuljettaessa säteily kohtaa maan loivemmassa kulmassa ja joutuu kulkemaan pidemmän matkan ilmakehässä, minkä myötä energian määrä säteilyssä vähenee. Päiväntasaajalla taas sataa usein, mikä myös vähentää säteilyn määrää alueella. (Perälä 2017, 17–18.)

Vastoin yleistä käsitystä, Suomi on pimeästä talvesta huolimatta aurinkoenergian tuotantopotentiaaliltaan samaa tasoa Keski-Euroopan maiden kanssa. Toki auringon säteily jakautuu meillä Suomessa vuositasolla suhteellisen epätasaisesti. Vuoden pimeimpänä aikana marraskuun kahdenkymmenennen ja tammikuun kuudennen päivän välillä aurinko on näkyvissä Helsingissä keskimäärin alle tunnin päivässä, kun taas noin kymmenen tunnin maksimiarvo saavutetaan toukokuun lopulla. (Tahkokorpi 2016, 26.)

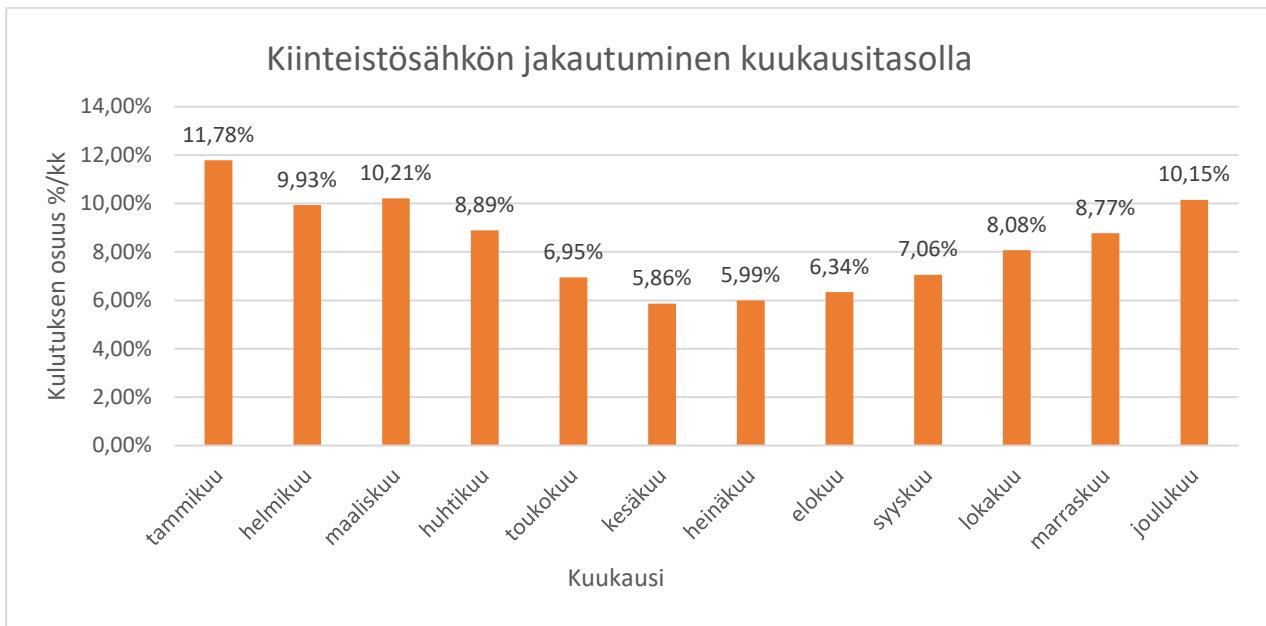
Valoisa kesä ja matala ympäristön lämpötila ovat kuitenkin Suomen etuja. Aurinkopaneelit toimivat sitä paremmin, mitä viileämpää on ja kovilla helteillä niiden tuotanto hiipuu paneelien liiallisen kuumenemisen vuoksi. Tästä syystä Suomessakin aurinkovoimaloiden tuotannon huippukuukausi on yleensä toukokuu (kuvio 2). Kesä – heinäkuussa lämpötilat nousevat Suomessakin sen verran korkeiksi, että huippulukemiin pääseminen edellyttäisi paneelien jäähdyttämistä jollain keinolla. Kennojen lämpötilan noustessa yli 25 asteen, putoaa paneelin teho noin 0,4 prosenttia astetta kohti puolijohdemateriaalin ominaisuuksien takia (Tahkokorpi 2016, 140.)



Kuvio 2: Aurinkovoimalan tuoton jakautuminen kuukausittain (Finnwind, 2019, muokattu).

Etelä-Suomessa optimiasennossa olevalle aurinkopaneelille on vuosittaisen aurinkosäteily arvo noin 1100 kilowattituntia neliometriä kohden. Keski-Suomessa vastaava luku on noin 1000 ja So-dankylässä hieman yli 800. Vertailun vuoksi vastaava luku on Lissabonissa 1689, Roomassa 1435, Lontoossa ja Pariisissa 1032 ja Tukholmassa 993. (Tahkokorpi 2016, 15, 28.)

Suurin haaste Suomessa aurinkosähkön osalta on tuotannon ja kulutuksen kohtaaminen. Aurinkosähköjärjestelmä tuottaa eniten silloin, kun sähkönkulutus on yleensä vähäisintä. Kuviossa 3 on esitetty tyypillinen tamperelaisen kaukolämmössä olevan taloyhtiön kiinteistösähkön kulutuksen jakautuminen kuukausitasolla. Kuvio havainnollistaa hyvin aurinkosähkön tuotannon haastetta Suomessa, sillä sähkön kulutus käyttäytyy päinvastaisesti kuviossa 2 esitettyyn aurinkosähkön tuotannon jakautumiseen verrattuna.



Kuvio 3: Kerrostalon kiinteistösähkön kulutuksen jakautuminen kuukausittain

Varustamalla aurinkosähköjärjestelmä akuilla voitaisiin tuotantoa varastoida myöhempään käyttöön. Isompien akkujärjestelmien hinnat ovat kuitenkin vielä niin korkeita ja lisäksi ongelmana on niiden lyhyeksi jäävä käyttöikä, ettei niiden hankinta ole vielä kannattavaa mökkijärjestelmiä suuremmissa järjestelmissä (Perälä 2017, 54, 66–67).

2.2 Aurinkosähköjärjestelmän toimintaperiaate ja järjestelmän keskeiset osat

Aurinkojärjestelmiä on kahta erilaista päätyyppiä. Valosähköön perustuvia aurinkovoimaloita, jotka tuottavat sähköä aurinkokennojen avulla ja keskittäviä aurinkovoimaloita, joissa auringon säteilyenergiasta tuotetaan lämpöä. Tässä työssä käsitellään vain järjestelmiä, jotka tuottavat sähköä auringonsäteilystä. Oikea termi tällaiselle järjestelmälle on aurinkosähköjärjestelmä, mutta eri yhteyksissä saatetaan puhua myös aurinkopaneeleista tai aurinkovoimaloista tarkoittaen kuitenkin samaa asiaa. Tosiasiassa aurinkopaneeli tarkoittaa yhtä useamman yhteen liitetyn kennon muodostamaa yksikköä, joka on osa aurinkosähköjärjestelmää ja yleensä yhdessä järjestelmässä on useita paneeleja. Aurinkovoimala-termiä taas käytetään usein, kun puhutaan kotitalouksien katoille tarkoitettuja järjestelmiä suuremmista yksiköistä, mutta mitään virallista raja-arvoa järjestelmän tehon osalta ei ole, minkä ylitettyään aurinkosähköjärjestelmä muuttuisi aurinkovoimalaksi. Käsitteinä ne molemmat tarkoittavat samaa asiaa.

Sähkön tuottaminen paneelien avulla perustuu auringon säteilyyn ja käytettävien puolijohdemateriaalinen ominaisuuksiin. Nykyiset aurinkokennot valmistetaan piistä, josta tehdään puolijohdelevyjä ja pintaan asennetaan ohut fosforista valmistettu kerros, joka päästää auringon säteilyn läpi puolijohteeseen. Pinta päällystetään suojakerroksella estämään auringon säteiden poisheijastuminen. Valmis aurinkopaneeli koostuu useista erillisistä kennoista, jotka kehystetään ja suojataan lasilevyllä. (Lehto 2017, 13; Perälä 2017, 38–44.)

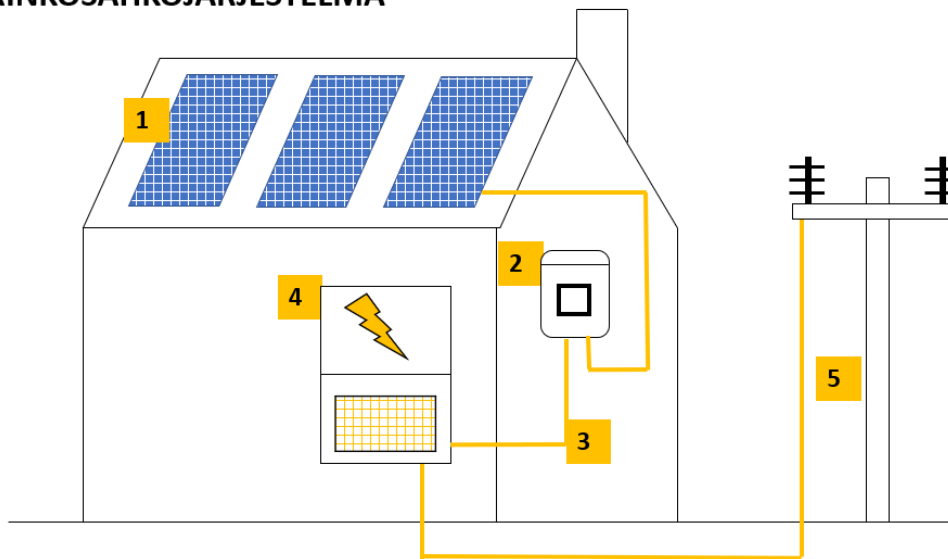
Parhaat kennot valmistetaan yksikiteisestä piistä, mutta markkinoilla on myös monikiteisestä piistä valmistettuja kennoja, jotka ovat hinnaltaan edullisempia mutta hyötysuhteeltaan huonompia. Yksikiteisten kennojen hyötysuhde on tyyppillisesti 17–21 % ja vastaavasti monikiteisillä kennoilla luku on 16–19 %. Hyötysuhteen ero johtuu monikiteisissä kennoissa esiintyvistä kidevirheistä. Lisäksi kennoja valmistetaan amorfisesta piistä, mikä mahdollistaa kennoille ohuen ja taipuvaisen rakenteen. Tällaisiin kennoihin voi törmätä esim. vaatteissa ja retkeilyvarusteissa. Niiden hyötysuhde on kuitenkin merkittävästi kiteisestä piistä valmistettuja kennoja huonompi ja lisäksi niiden käyttöikä jää muutamaan vuoteen. (Lehto 2017, 13; Perälä 2017, 38–44.)

Aurinkosähköjärjestelmä voi olla joko sähköverkkoon liitetty järjestelmä eli on-grid, tai sähköverkosta irti oleva järjestelmä eli off-grid. Verkkoon liitetty järjestelmä toimii yleisen sähköverkon rinnalla ja aurinkosähköjärjestelmä syöttää verkkoon liitettyä laitteistoa. Jakeluverkko toimii tällöin energiavarastona, jonne järjestelmän ylituotanto syötetään. Verkkoon kytkemättömiä järjestelmiä hyödynnetään mm. mittausjärjestelmissä, mökeillä, veneissä ja asuntovaunuissa ja usein niihin kytketään energiavarastona toimiva akusto, joka mahdollistaa tuotannon hyödyntämisen myöhemmin. (Lehto 2017, 43–45; Tahkokorpi 2016, 164.)

Verkkoon kytkemättömän tuotannon tai kapasiteetin osalta ei ole täysin luotettavaa tilastointia, mutta arviolta tällaisia järjestelmiä on asennettu yli 55 000 kohteeseen ja aurinkosähkön tuotantokapasiteetiltaan nämä olisivat yhteensä noin 22 megawattia (Aurinkosähkön kapasiteetti kasvoi Suomessa yli 100 megawattia vuonna 2021, 2022). Tänä päivänä yksinkertaisen, muutaman paneelin aurinkosähköjärjestelmän voi hankkia muutaman sadan euron investoinnilla ja järjestelmä riittää tuottamaan virtaa esim. mökin valaistukseen tai kylmälaitteelle.

Sähköverkkoon liitetyn eli on-grid aurinkosähköjärjestelmän keskeiset komponentit (kuvio 4) ovat itse aurinkopaneelit tarvittavine kiinnikkeineen sekä verkkoon sähköä syöttävä vaihtosuuntaaja eli invertteri, jolla aurinkovoimala liitetään kiinteistön sähköpääkeskukseen ja sitä kautta sähkön jakeluverkkoon. Pientuotantojärjestelmä vaatii myös turvakytkimen, jolla se voidaan erottaa turvallisesti sähköverkosta ja tuotannon puolelta. (Lehto 2017, 43–44.)

AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄ



1. [Aurinkopaneelisto](#) 2. [Invertteri](#) eli vaihtosuuntaaja 3. Turvakytkin 4. Talon sähkökeskus 5. Sähköverkko

Kuvio 4: Aurinkosähköjärjestelmän osat (Aurinkosahkoakotiin.fi 2022, muokattu).

Sähkön siirtämiseen paneeleilta invertterille ja siitä edelleen kiinteistön sähköverkkoon tarvitaan kaapelointia. Lisäksi kiinteistössä tulee löytyä pientuotannosta kertovat varoituskyttilä ja merkkikilpi vähintäänkin sähköpääkeskuksesta. Järjestelmään voi liittyä mahdollinen fyysinen akusto, johon tuotannon hetkellä käyttämättä jäävä sähkö varastoidaan. Verkkoon liitetyissä aurinkovoimaloissa akusto ei kuitenkaan ole pakollinen, vaan ylituotanto voidaan myydä suoraan sähkömarkkinoille. Verkkoon liitetyissä aurinkosähköjärjestelmissä akustot ovatkin vielä melko harvinaisia, johtuen niiden korkeasta hinnasta saavutettavaan hyötyyn nähden. (Aurinkosähkön turvallisuusopas 2022; Lehto 2017, 54.)

Invertteri muuntaa aurinkovoimalan tuottaman tasasähkön vaihtosähköksi, jonka tulee laadultaan vastata sähköverkon standardeja. Aurinkosähköjärjestelmä ei saa merkittävästi vaikuttaa sähkön laatuun verkkoon liittämiskohdassa ja sähkön laadun varmistaminen onkin on-grid järjestelmässä

invertterin tärkein tehtävä. Inverttereitä on sekä 1- että 3-vaiheisia, mutta nykypäivänä jälkimmäiset ovat selvästi yleisempiä, koska suurin osa kiinteistöjen sähköliittymistä on nykyään 3-vaiheisia. (Lehto 2017, 43, 51–53; Perälä 2017, 79–80.)

Paneelien nimellisteho ilmoitetaan piikkiwatteina, mikä ilmaisee paneelin tehon standarditestiolosuhteissa. Paneelien tosiasiallinen tuotto voi kuitenkin olla pitkiäkin aikoja suurempi kuin niiden nimellisteho, parhaimmillaan jopa 120 % nimellistehosta. Suomessa tällainen tilanne on tyypillinen kevättalvella, jolloin päivät ovat aurinkoisia ja lisäksi paneeleihin kohdistuu runsaasti heijastussäteilyä lumihangesta. (Tahkokorpi 2016, 138.)

2.3 Aurinkosähköön liittyvä lainsäädäntö

Aurinkosähkön pientuotantoon liittyy lainsäädäntöä ja lupa-asioita, jotka on syytä selvittää ennen järjestelmän hankintaa. Seuraavassa käydään läpi aurinkosähköjärjestelmän asennuksen ja sähkön pientuotannon kannalta oleelliset seikat.

2.3.1 Pientuotannon määritelmä

Pientuotannon määritellään voimalan nimellis- tai maksimitehon perusteella. Tyypillinen pientuotannon aurinkosähköjärjestelmän teho on muutamia kymmeniä tai satoja kilowatteja, suurimmillaan muutamia megawatteja. Sähkön mikrotuotannosta puhutaan, kun laitteiston teho on enintään 100 kVA ja sen pääsääntöinen tarkoitus on tuottaa sähköä kulutuskohteeseen, jossa järjestelmä sijaitsee. Mikrotuotantojärjestelmän tuottaja on vapautettu kaikista sähköverotuksen velvollisuuksista (Energiaverotus 2022).

Jos järjestelmän nimellisteho on yli 100 kVA, mutta vuosituotanto on enintään 800 000 kWh, on tuottaja vapaa myös sähköverosta. Tällaisen järjestelmän omistaja on kuitenkin velvollinen rekisteröitymään sähköverovelvolliseksi Verohallinnolle ja antamaan vuosittaisen veroilmoituksen tuotetun sähkön määrästä. Lisäksi on huomioitava, että yli 100 kVa aurinkosähköjärjestelmiin vaaditaan erillinen mittaus verottajalle ilmoitettavia tuotantotietoja varten. Alle 100 kVa järjestelmissä riittää verkkoyhtiön etäluettava kahdensuuntainen sähkömittari. (Energiaverotus 2022.)

Sähkömarkkinalaki (588/2013) määrittää sähkön pientuotannon rajaksi alle 2 MVA. Tätä rajaa suurempien voimalaitosten osalta noudatetaan suurelta osin samoja säädöksiä sähkömarkkinoiden, sähköverkon ja sähköveron osalta, kuin mitkä koskevat teollisen mittakaavan sähköntuotantoa.

2.3.2 Aurinkovoimalaan liittyvät lupavaatimukset

Kun taloyhtiö haluaa sijoittaa aurinkosähköjärjestelmän hallinnoimaansa rakennukseen tai sen tontille, on aina selvitettävä oman kunnan rakennusvalvonnan määräykset ja vaatimukset järjestelmän rakentamiseen liittyen. Aurinkosähköjärjestelmien rakentamiseen liittyvää lainsäädäntöä löytyy maankäyttö- ja rakennuslaissa, sähkömarkkinalaissa ja valtioneuvoston asetuksessa sähkömarkkinoista sekä sähköturvallisuuslaissa. Kohteesta ja sijainnista riippuen on myös mahdollista, että aurinkosähköjärjestelmän asentaminen on kielletty kokonaan, esimerkiksi jos kohde on suojeltu. Rakentamisen ollessa mahdollista, saattaa järjestelmän asennus vaatia toimenpideluvan tai toimenpideilmoituksen. Voi myös olla, että rakentaminen ei vaadi mitään. Lupavaatimuksiin liittyvää tietoa löytyy myös valtakunnallisesta Lupapiste.fi-palvelusta. (Lupa-asiat 2022.)

Valtioneuvoston asetus pelastustoimesta edellyttää pelastussuunnitelman laatimista taloyhtiöihin ja aurinkosähköjärjestelmä on otettava huomioon yhtiön pelastussuunnitelmassa. Aurinkosähköjärjestelmät eivät saa vaikuttaa rakennuksen paloturvallisuuteen eikä järjestelmä saa heikentää rakennuksesta poistumista tai pelastustehtävien järjestelyä. Huomioon on otettava myös materiaalien palonkestävyys, rakenteiden kantavuus, osastoitavuus ja eristävyys. (Lehto 2017, 38–39.)

Kiinteistön on hyvä huomioida myös aurinkovoimalan vaikutus jäähdytykseen ja ilmanvaihtoon, sillä aurinkovoimala voi tuottaa lämpöä jopa 10 prosenttia nimellistehostaan. Laissa veloitetaan tekemään asennukset TUKES:in laatimien standardien ja ohjeiden mukaisesti. Lisäksi sähköstandardeissa (SFS6000-1 ja SFS 607) on runsaasti vaatimuksia mm. kaapeloinnille, liitännöille ja johtimille. Nämä ovat kuitenkin asioita, joiden taloyhtiö voi olettaa olevan huomioitu, kun järjestelmä hankitaan ammattilaiselta. (Lehto 2017, 30–31, 111.)

Kun aurinkovoimala halutaan kytkeä sähköverkkoon, on siihen oltava aina lupa paikalliselta verkkoyhtiöltä. Käytännössä samassa yhteydessä kiinteistön verkkopalvelusopimus tulee päivittää koskemaan kulutuksen ohella myös tuotantoa ja aurinkovoimalalle tulee oma tuotannon käyttöpaikanumero valtakunnalliseen käyttöpaikkarekisteriin. Lisäksi verkkoon kytkettävällä

aurinkovoimalalla tulee olla tehtynä sopimus verkkoon syötettävän tuotannon ostosta jonkun Suomen markkinoilla toimivan sähköyhtiön kanssa. Sopimus myynnistä on oltava, vaikka aikomuksena olisikin, että kaikki voimalan tuottama sähkö olisi tarkoitus hyödyntää omaan kulutukseen. Vaatimus johtuu siitä, että sähköverkkoon ei saa tulla edes mahdollisessa häiriötilanteessa energiaa, joka ei kohdistu kenenkään sähkömarkkinoilla toimivan toimijan taseeseen. (Hajautettua sähkön tuotantoa 2022; Lehto 2017, 37.)

2.3.3 Energiayhteisöt ja aktiiviset asiakkaat

Energiayhteisö käsitteenä tulee EU:n sähkömarkkinadirektiivistä, mutta aiemmin Suomen kansallisessa lainsäädännössä sitä ei ole tunnustettu. Energiayhteisössä yhteisön jäsenet jakavat keskenään tuotannosta syntynyttä hyötyä, kyse on siis eräänlaisesta jakamistaloudesta. Energiayhteisöön kuulumisen tuo asiakkaille mahdollisuuden vaikuttaa oman sähköntuotannon ympäristövaikutuksiin ja tuotantotapaan, sekä saada suoraa taloudellista hyötyä. (Pahkala, Uimonen ja Väre 2018, 18–19.)

Energiayhteisöä on pilotoitu Suomessa mm. Finsolarin aurinkosähköä taloyhtiöihin hankkeessa vuosina 2017–2019 (ks. hankkeesta tarkemmin Auvinen ym. 2020). Myös Työ- ja elinkeinoministeriö asetti Älyverkkotyöryhmän selvittämään energiayhteisön käyttöönottoa. Työryhmä suhtautui positiivisesti energiayhteisöjen toteuttamiseen, mutta totesi loppuraportissaan takamittarointimalliin viitaten, että energiayhteisöjen yleisenä periaatteena tulee olla kaikilla jäsenillä mahdollisuus kilpailuttaa ja valita itse oma sähkönmyyjänsä (Pahkala ym. 2018, 18–19).

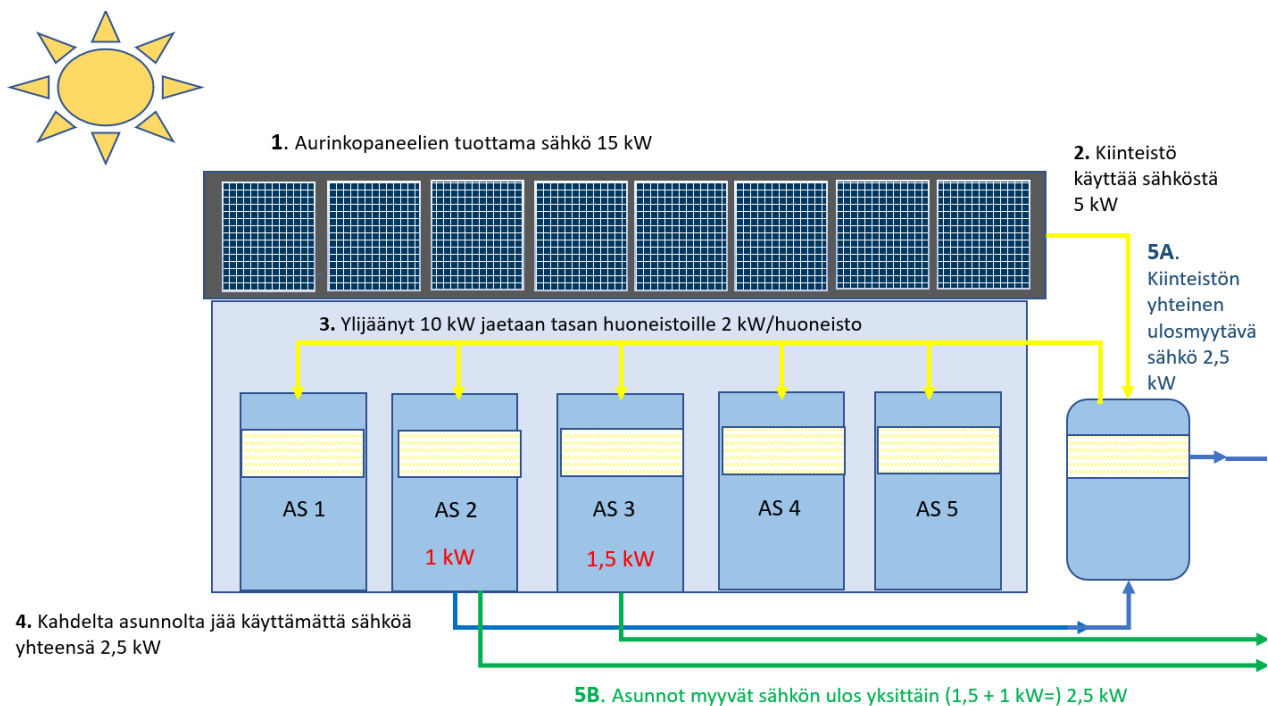
Vuoden 2021 alusta voimaan tulleessa *Valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta (767/2021)* määritetään käsitteet paikallinen energiayhteisö ja aktiivisten asiakkaiden ryhmä. Näillä toimijoilla on lakimuutoksen myötä mahdollisuus jakaa itse tuottamansa sähkö yhteisön jäsenille laskennallisesti heidän ilmoittamiensa yhteisön jakosuhteiden mukaisesti. Asetukseen on myös lisätty säännökset taseselvitysjakson sisäisestä sähkönkäyttöpaikan tuotannon ja kulutuksen yhteenlaskusta eli netotuksesta (netotuksesta tarkemmin luku 2.3.4).

Esimerkiksi taloyhtiössä yhteisön jäsenenä olevan asunnon ilmoitetun osuuden ollessa 10 prosenttia aurinkovoimalan tuotannosta, vähentää verkkoyhtiö 10 prosenttia aurinkovoimalan tuottamasta sähköstä kyseisen huoneiston sähkönkulutuksesta. Huoneistot saavat omasta osuudestaan

hyödyn paitsi ostamatta jäävän sähköenergian osalta, mutta myös poisjäävien siirtomaksujen ja sähköveron muodossa.

Hyvityslaskennan toiminta on havainnollistettu kuviossa 5. Esimerkin tilanteessa taloyhtiöön asennettu aurinkovoimala tuottaa 15 kWh sähköä, mutta kiinteistön sähkön kulutus on vain 5 kWh. Ilman hyvityslaskentaa kiinteistön käytöstä ylijäävä 10 kWh olisi täytynyt myydä verkkoon ja yhtiö olisi saanut korvauksen sen hetkisen sähkön spot-hinnan mukaisesti, vähennettynä ostajan marginaalilla. Hyvityslaskennan ansiosta taloyhtiö voi jakaa ylijäävän tuotannon (10 kWh) huoneistoille. Esimerkissä kahdella huoneistolla ei kuitenkaan ole kulutusta tarpeeksi, jolloin verkkoon myytävää ylituotantoa jää vielä 2,5 kWh.

Esimerkin vaihtoehdossa 5A kahden huoneiston käyttämättä jäänyt sähkö (2,5 kWh) lasketaan yhteen ja myydään verkkoyhtiölle taloyhtiön toimesta. Myynnistä saatava tuotto kohdistetaan taloyhtiölle. Nykyisellään tämä on ainut käytössä oleva vaihtoehto. Hyvityslaskennan siirtyessä paikallisilta verkkoyhtiöiltä Datahubin hoidettavaksi tulee mahdolliseksi myös vaihtoehto 5B, jossa jokainen huoneisto voi myydä itse oman käyttämättä jääneen osuutensa (Energiaoyhteisökäsikirja 2022, 15). Vaihtoehdossa 5A ylijäämäsähkön myyntiin riittää yksi sopimus taloyhtiölle, mutta vaihtoehdossa 5B jokaisella huoneistolla on oltava oma sopimuksensa ylijäämäsähkön myynnistä.



Kuvio 5: Hyvityslaskennan toimintaperiaate taloyhtiössä (Energiaoyhteisökäsikirja 2022, muokattu).

Asetukseen on myös lisätty säännökset taseselvitysjakson sisäisestä sähkökäyttöpaikan tuotannon ja kulutuksen yhteenlaskusta eli netotuksesta.

Toiminto ei vaadi muutosten tekemistä kiinteistön tai huoneistojen sähkömittarien kytkentöihin. Käytännössä hyvityslaskennalla mahdollistetaan siis kiinteistön tuottaman tai varastoiman sähkön jakaminen ilman, että syntyy velvollisuutta sähkön siirtomaksun tai sähköveron maksamiseen. Näin taloyhtiöt pääsevät tasavertaiseen asemaan pientalojen kanssa aurinkosähkön tuotannon osalta.

Taloyhtiön kaikkien osakkaiden ei tarvitse olla energiayhteisön jäseniä, vaan aurinkovoimala voidaan toteuttaa vain osan osakkaiden toimesta. Mikäli voimalan tuotto jaetaan osakkaille jossain muussa kuin osakkeiden määrän mukaisessa suhteessa, tulee poikkeavasta jakoperusteesta päättää yhtiökokouksessa. Verkkoyhtiö jakaa tuoton energiayhteisön jäsenille aina yhteisöltä saamansa jakosuhteen mukaisesti. (Energiayhteisökäsikirja 2022.)

2.3.4 Taseselvitysjakson sisäinen netotus

Valtioneuvoston asetuksessa sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta (767/2021) toi mukanaan veloitteen taseselvitysjakson sisäisestä netotuksesta. Tämä tarkoittaa sitä, että jakeluverkosta otettu ja sinne syötetty sähköenergia lasketaan yhteen taseselvitysjakson ajalta. Käyttöpaikan laskutus tai tuotannon hyvitys tapahtuu laskutoimituksen tuloksen mukaan. Netotus tapahtuu verkonhaltijan tietojärjestelmissä. Aiemmin saattoi olla tilanne, että kiinteistö osti sähköä verkosta ja syötti sähköä verkkoon yhtä aikaa. Tämä johtui siitä, että sähkön tuotantoa ja kulutusta seurattiin vaihekohtaisesti eikä kokonaisuutena kaikkien kolmen vaiheen kohdalta. Parhaimmillaan tilanteissa, jolloin kiinteistön kulutus jakaantuu epätasaisesti kiinteistönsähköverkossa, voi netotuksen ansiosta saatava hyöty olla jopa kolmanneksen suurempi.

Taseselvitysjakso tarkoittaa ajanjaksoa, jonka ajalta sähkökulutusta mitataan ja siitä voidaan käyttää myös käsitettä mittausjakso. Tällä hetkellä Suomessa sähkökulutuksen taseselvitysjakso on yksi tunti. Tulevaisuudessa tullaan siirtymään lyhyempään 15 minuutin taseselvitysjaksoon eli ns. varttitaseeseen koko Euroopan alueella. Muutos on osa meneillään olevaa energian tuotannon murrosta, kun yhä suurempi osuus tuotannosta on sään mukaan vaihtelevaa. Lyhyemmällä taseselvitysjaksolla helpotetaan sähköjärjestelmän kulutuksen ja tuotannon tasapainottamista.

Suomessa tullaan siirtymään varttitaseeseen 22.5.2023. (Varttitase eli 15 minuutin selvitysjakso 2022.)

3 Aurinkosähköjärjestelmän hankinta taloyhtiöön

Kun puhutaan pientuotantoon tarkoitettusta aurinkosähköjärjestelmästä, on sen perusrakenne sama niin omakoti-, kerros- kuin rivitalossakin. Järjestelmän koko voi tietenkin olla moninkertainen isossa taloyhtiössä. Myös hankinnasta päättämisen prosessi on taloyhtiössä erilainen verrattuna pientaloon tai yritykseen. Taloyhtiön päätöksenteosta on säädetty *Asunto-osakeyhtiölaissa (1599/2009)*, minkä lisäksi taloyhtiön yhtiöjärjestyksessä voi olla yhtiökohtaisia tarkennuksia lain määräyksiin. Hankintapäätöksen tekee yhtiökokous tai yhtiökokouksen valtuuttamana taloyhtiön hallitus.

Aurinkosähköjärjestelmän sijoittamiseen liittyy tiettyjä vaatimuksia, mutta periaatteessa järjestelmä voidaan sijoittaa talon katolle, maahan tai myös suoraan seinään. Maa-asennuksessa päästään yleensä hieman parempaan tuottoon, koska paneelien jäähdytys toimii paremmin (Tahkokorpi 2016, 164). Maa-asennus vaatii kuitenkin huomattavasti enemmän asennuspinta-alaa ja sitä käytetäänkin yleisesti lähinnä isoissa järjestelmissä. Julkisivuun asennettavat paneelit ovat yleistyneet, mutta edelleenkin ne ovat hinnallisesti huomattavasti kattoasenteisia kalliimpia. Monen kohteen osalta katto onkin järkevin sijoitusvaihtoehto aurinkosähköjärjestelmälle. Katolle asennetut paneelit eivät syö kiinteistön tonttia ja monesti varsinkin kerrostalojen kohdalla kattoasennuksella vältytään puiden tuomalta varjostukselta. Kattoasennuksissa tulee kuitenkin huomioida erityisesti rakenteellinen kantavuus ja rasitukset.

3.1 Investoinnin suunnittelu ja järjestelmän mitoitus

Aurinkosähköjärjestelmän huolellista suunnittelua voidaan pitää ratkaisevan tärkeänä vaiheena niin hankkeen rahoituksen kuin kannattavuuden kannalta. Suunnittelussa tulee huomioida niin järjestelmän mitoittaminen, asennuspaikan vaatimukset ja rajoitteet, ympäristöolosuhteet ja taloudelliset tekijät, kuten ulkopuolisen rahoituksen tarve ja mahdolliset investointiavustukset (Lehto 2017, 70–72).

3.1.1 Aurinkosähköjärjestelmän investoinnin rahoitus

Taloyhtiön toiminnan tarkoituksena ei ole voiton tuottaminen, sillä se johtaisi tarpeettomaan verojen maksuun. Sen sijaan taloyhtiön tehtävä on asumispalveluiden tuottaminen osakkailleen ja omistamansa kiinteistön ylläpidosta huolehtiminen. Tätä varten asunto-osakeyhtiö kerää rahoitusta omistajilta menojen kattamiseksi yhtiövästikkeiden ja käyttökorvausten muodossa. Taloyhtiön investoinnin erityispiirteenä on se, että taloyhtiöllä ei ole käytettävissä lainkaan voitollisesta toiminnasta syntyvää tulorahoitusta investointihankkeisiin. (Heinonen 2014, 17–18.)

Taloyhtiö voi kerätä osakkailtaan erillistä perusparannus- tai korjausrahastoon rahastoitavaa korjausvästikettä, jolla voidaan rahoittaa osa investointihankkeesta. Kuitenkin suurin osa investoinnista rahoitetaan joko osakkaiden hankeosuussuorituksina, jossa osakas maksaa huoneistoonsa kohdistuvan osuuden kustannuksista kertasuorituksena tai taloyhtiön hankkimalla yhtiölainalla. Osa hankkeen kustannuksista voidaan kattaa myös mahdollisilla avustuksilla tai taloyhtiön omaisuutta myymällä. (Heinonen 2014, 47–48, 58.)

Oleennaista investoinnin rahoituksessa on kuitenkin mahdollisimman oikean hankebudjetin laadinta. Osakkaiden yhdenvertaisuuden kannalta yhtiölainana hankerahoituksen maksavien osakkaiden maksuosuus tulee olla samansuuruinen niiden osakkaiden kanssa, jotka maksavat rahoitusosuutensa hankeosuussuorituksena. Jos laadittu hankebudjetti eroaa toteutumasta, aiheutuu siitä ylimääräistä hallinnollista työtä ja rahojen siirtelyä, jotta hanke- ja lainaosuudet saadaan korjattua samansuuruisiksi. (Heinonen 2014, 49–50.)

Taloyhtiöiden energiatehokkuushankkeita tuetaan monin tavoin, mutta toistaiseksi aurinkosähköjärjestelmän hankinta ei ole kuitenkaan tuen piirissä. Vuoden 2023 alusta on kuitenkin tulossa tarjolle uutena kannustimena energiaomavaraisuuslaina, jonka tarkoituksena on helpottaa rahoituksen saamista kalliisiin energiaremontteihin ja -investointeihin ja sitä kautta madaltaa hankintakynnystä. Lainassa on sisäänrakennettu valtion takaus ja sitä voivat hakea kotitaloudet, asunto-osakeyhtiöt ja pienet ja keskisuuret yritykset. Aurinkosähköjärjestelmät ovat yksi lainan piirissä olevista energiaratkaisuista. (Pantzar 2022.)

3.1.2 Aurinkosähköjärjestelmän tuotannosta saatava hyöty

Normaalisti pientuotannon kannattavuus perustuu siihen, että omaan kulutukseen tuotetusta sähköstä saadaan energian hinnan lisäksi hyöty siirtomaksujen ja energiaverojen poisjäännin myötä. Kannattavinta on ollut mitoittaa järjestelmä siten, että sillä voidaan kattaa mahdollisimman suuri osa jakeluverkosta ostettavasta sähköstä. Vastaavasi jakeluverkkoon myytävän energian määrä on kannattanut pitää mahdollisimman pienenä, koska verkkoon myytävästä energiasta saatava korvaus on ollut niin pieni. Lisäksi keskusverolautakunnan mukaan ylijäämän myynnistä saatava tulo olisi ollut taloyhtiölle arvonlisäveron alaista myyntiä, mikä käytännössä olisi vähentänyt entisestään myynnin kannattavuutta ja lisäksi olisi saattanut merkitä huomattavia lisäkustannuksia kirjanpidon osalta. Kuitenkin korkein hallinto-oikeus (KHO) katsoi omassa ratkaisussaan, että taloyhtiön ylijäämäsiähkön myyntiä on pidettävä kokonaisarvioinnin perusteella vähäisenä ja satunnaisena, jolloin se ei ole arvonlisäverolain 1 §:ssä tarkoittamaa liiketoimintaa, eikä taloyhtiön näin ollen tarvitse suorittaa myynnistä arvonlisäveroa (KHO:2021:20).

Aurinkosähkön oman käytön ja myynnin kannattavuuden eroa on havainnollistettu kuviossa 6. Kannattavinta aurinkovoimala onkin ollut kiinteistöissä, joissa sähkönkulutus kesäpäivinä on suurta, kuten esimerkiksi päivittäistavarakaupoissa, joissa kylmälaitteet kuluttavat runsaasti sähköä vuodenajasta riippumatta (Motiva 2022). Asuinkiinteistöissä kuitenkin sähkön kulutus kesäaikaan on pääsääntöisesti melko pientä.



Kuvio 6: Tuotetusta aurinkosähköstä saatava taloudellinen hyöty eri tilanteissa

Aurinkosähköstä saatava taloudellinen hyöty riippuu tietenkin taloyhtiön maksamasta sähkön hinnasta. Sähkön hinta koostuu sähkön siirtomaksusta, sähköverosta, sähköenergian hinnasta ja arvonlisäverosta. Taloyhtiöt ovat hyvin harvoin arvonlisäverovelvollisia, joten heillä ei ole myöskään ALV-vähennysoikeutta, eli pääsääntöisesti saatava hyöty lasketaan arvonlisäverollisesta hinnasta.

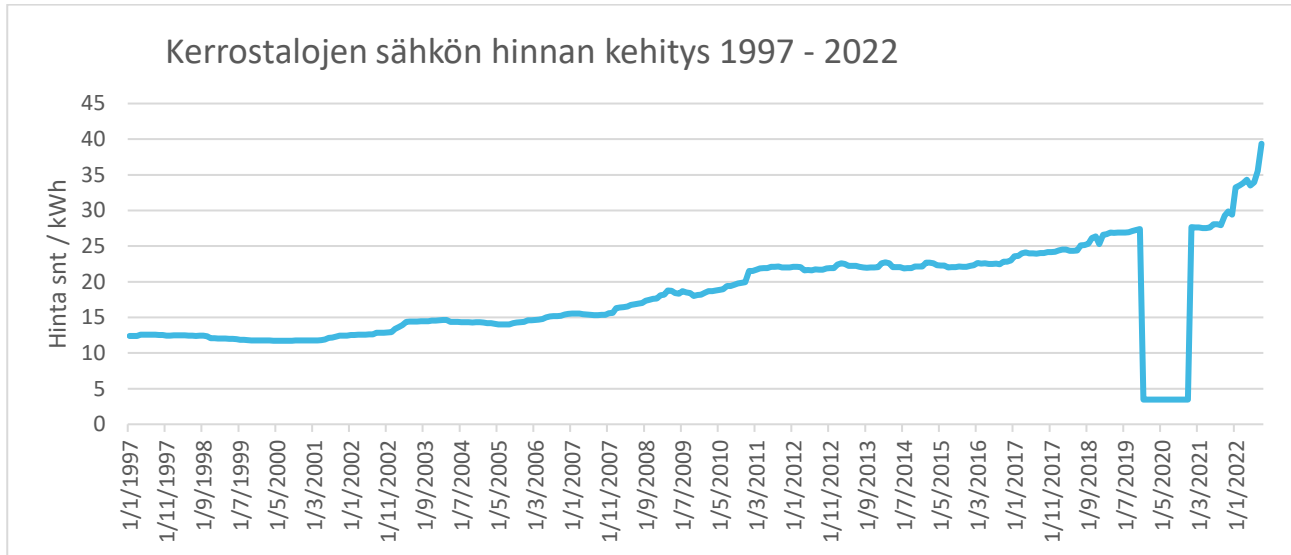
Siirtomaksu vaihtelee alueittain paljonkin riippuen siitä, minkä verkkoyhtiön alueella kiinteistö sijaitsee. Sähkön siirto on luonnollinen monopoli, eikä sitä ole mahdollisuutta kilpailuttaa. Siirtohinta on jokaisen verkkoyhtiön itsensä määrittämä perustuen verkon ylläpidon ja kehittämisen kustannuksiin. Omakotiliiton (Hintavertailu siirtoyhtiöt 2022) toukokuussa 2022 tekemän vertailun mukaan halvinta sähkösiirto oli Turku Energian verkon alueella, jossa siirto maksoi 1,75 snt/kWh. Kalleinta siirto puolestaan oli Enontekiön Sähkön verkkoalueella, jossa siirto maksoi 5,90 snt/kWh. Energiavirasto valvoo siirtoyhtiöiden hinnoittelua neljän vuoden ajanjaksoissa ja tarvittaessa voi määrätä siirtoyhtiön laskemaan hintojaan, mikäli ennalta ilmoitettu kohtuullisen tuoton määrä on ylittynyt (Hinnoittelun valvonta 2022).

Sähkövero koostuu energiaverosta ja huoltovarmuusmaksusta. Sähköverossa on kaksi veroluokkaa ja suurin osa Suomen sähkökäyttäjistä kuuluu kalliimpaan veroluokkaan I. Veroluokka II koskee energiaintensiivistä toimintaa: teollisuutta, konesaleja, lämpöpumppuja ja ammattimaista kasvi- huoneviljelyä. Veroluokka katsotaan EU:n valtiontueksi ja tuen saajien on rekisteröidyttävä valmisteverotuksen tuensaajarekisteriin. Sähköveron määrä veroluokassa I on 2,253 snt/kWh ja veroluokassa II 0,063 snt/kWh. (Sähkön ja eräiden polttoaineiden vero, 2022).

Energian hinta voi vaihdella paljonkin, riippuen sopimuksen teon ajankohdasta, sähkönmyyjästä ja sopimuksen tyypistä: onko sopimus määräajan kiinteähintainen vai onko hinta toistaiseksi voimassa oleva. Sähkösopimuksen energianhinta määräytyy NordPool sähköpörssin Suomen aluehinnan mukaan, johon päälle tulee asiakkaan kulutusprofiilin mukaan asiakaskohtaisia kuluja ja myyjän marginaali.

Kuten kuvioista 7 voidaan todeta, on keskimääräinen kerrostalon maksama sähkön kokonaishinta noussut tasaisesti vuodesta 1997 lähtien (vuoden 2020 kohdalta tilastoista puuttuu siirron ja energian keskihinnat). Vaikka sähköenergian hinta onkin ollut melko vakaa viime vuosina, on siirtomaksujen ja sähköveron nousu nostanut kokonaishintaa tasaisesti koko tarkastelujakson ajan. Kuviossa

7 on kuvattu kerrostalojen toistaiseksi voimassa olevan sopimuksen keskihinnan kehitystä. Hinnassa on mukana sähkövero, alv ja sähkönsiirto koko maan keskimääräisen siirtohinnan mukaisesti.



Kuvio 7: Sähkön kokonaishinnan (energia, siirto, verot) kehitys vuosina 1997–2022 (Energiavirasto 2022, muokattu)

Kuitenkin nyt meneillään oleva, suurelta osin Ukrainan sodasta aiheutunut Euroopan energiakriisi, on nostanut sähkön hinnan niin korkeaksi, että tällä hetkellä myös verkkoon myytävästä sähköstä on mahdollista saada huomattavaakin tuottoa. Tilanteessa, jossa taloyhtiöllä sattuu olemaan määräaikainen sähkösopimus, joka on tehty ennen vuotta 2022, voi aurinkosähkön tuotannon verkkoon myyminen olla huomattavasti kannattavampaa kuin sen omakäytöstä saatava taloudellinen hyöty. Mutta jos taloyhtiöllä on nykyisten energiahintojen mukainen sähkösopimus, on omakäytöstä saatava hyöty joka tapauksessa suurempi kuin verkkoon myynnistä saatava myyntituotto.

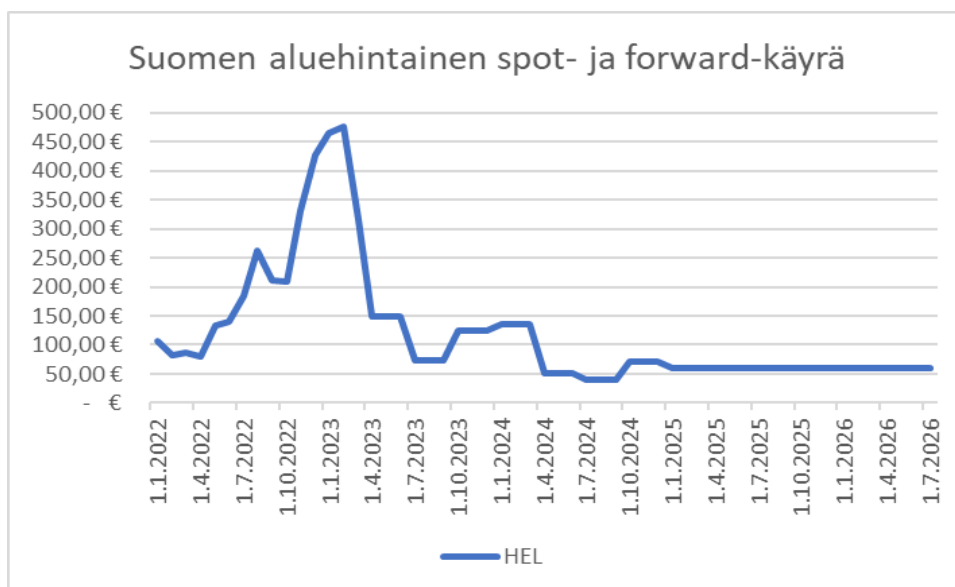
Edellä mainittua on havainnollistettu taulukossa 1, jossa on laskettu oman itse tuotetusta aurinkosähköstä saatava hyöty kahdella eri vaihtoehdolla. Pörssisähkön hintana on käytetty elokuun 2022 pörssisähkön toteutunutta keskihintaa ja siirtohintana on käytetty Tampereen Sähköverkon siirtohinnoittelua. Vaihtoehdossa A taloyhtiöllä on määräaikainen kiinteähintainen sähkösopimus,

joka on tehty vuonna 2020 ja vaihtoehdossa B taloyhtiö ostaa sähkönsä pörssiinnoiteltuna aina senhetkisen hinnan mukaisesti.

Taulukko 1: Aurinkosähkön myynnistä saatava tuotto eri tilanteissa

Vaihtoehto A: määräaikainen sopimus, tehty 2020		Vaihtoehto B: pörssisähkö sopimus	
Energian osto hinta	6,00 snt/kWh	Energian osto hinta	32,426 snt/kWh
Siirtomaksu	3,1868 snt/kWh	Siirtomaksu	3,1868 snt/kWh
Sähkövero	2,253 snt/kWh	Sähkövero	2,253 snt/kWh
Oman käytön arvo	11,4398 snt/kWh	Oman käytön arvo	37,8658 snt/kWh
Energian myyntihinta	32,426 snt/kWh	Energian myyntihinta	32,426 snt/kWh
Myyjän marginaali	-0,42 snt/kWh	Myyjän marginaali	-0,42 snt/kWh
Myyntitulo	32,006 snt/kWh	Myyntitulo	32,006 snt/kWh

Kuinka pitkään markkinatilanne ja sähkön hinta jatkuu tällaisena, ei ole tiedossa. Kuviosta 8 voidaan todeta, että syyskuun 2022 lopulla markkinoiden ennustivat sähkön hinnan pysyvän korkeana vuoden 2023 kevääseen saakka. Syksyllä 2023 ja alkuvuoteen 2024 ennustetaan jälleen hintojen nousua, mutta tällä tietoa nousu olisi jäämässä kuitenkin tämänhetkistä hintatasoa huomattavasti matalammaksi.



Kuvio 8: Sähkön Suomen aluehinnan ennuste €/MWh (Nasdaqomx.com 26.9.2022, muokattu)

Markkinat reagoivat kuitenkin tällä hetkellä hyvin herkästi pieniinkin muutoksiin ja ennustettavuus on heikko. Kuitenkaan nykyinen markkinatilanne tai ennusteet tulevasta hintakehityksestä eivät anna syytä muuttaa aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuslaskennan periaatetta. Edelleen on syytä perustaa laskelmat sen oletuksen varaan, että kannattavinta on tuotetun sähkön oma käyttö ja myynnistä saatava korvaus tulee jatkossakin suurella todennäköisyydellä tarjoamaan huonomman taloudellisen hyödyn omaan käyttöön verrattuna.

3.1.3 Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus

Järjestelmän oikea mitoitus on merkittävin yksittäinen tekijä aurinkovoimalan kannattavuuden kannalta riippumatta siitä, onko taloyhtiössä tarkoitus hyödyntää energiayhteisön hyvityslaskentaa vai tuottaa sähköä pelkästään kiinteistön tarpeisiin. Luonnollisesti tuotantokapasiteetiltaan suurempi voimala omaa myös suuremman hintalapun, joten vaikka järjestelmän yksikköhinta suhteessa tehoon pieneneekin järjestelmän koon kasvaessa (Auvinen 2020), ei liian isoa järjestelmää ole kannattavaa rakentaa, ellei sen tuotantoa pystytä vastaavasti hyödyntämään. Mitoitus voidaan arvioida kiinteistön pohja-, keski- tai maksimikulutuksen mukaan.

Mitoitukseen vaikuttaa käytettävissä olevan asennustilan määrä ja kattoasennuksissa lisäksi kantavuus. Kennot itsessään ovat kevyitä, mutta pohjalevy ja paksu lasi nostavat painoa siten, että teholtaan 250w paneeli painaa tyypillisesti 20 kiloa. Lisäksi tulevat vielä kiinnikkeiden ja muiden tarvikkeiden paino. (Lehto 2017, 75; Perälä 2017, 44.)

Airaksinen ym. (2019, 23) päätyivät selvityksessään tulokseen, että energiayhteisö huomioiden taloyhtiöiden optimaalinen aurinkosähköjärjestelmän koko yleisesti olisi 14 kWp. Selvityksen mukaan nykyisin taloyhtiöihin asennetut järjestelmät ovat kooltaan 3–8 kWp, joten energiayhteisön tuoma lisäpotentiaali olisi 6–11 kWp/kerrostalo. Jokinen (2022, 34) on tutkinut energiayhteisön vaikutusta järjestelmän mitoitukseen yksittäisen taloyhtiön osalta. Tuloksena on, että ilman hyvityslaskentaa optimaalinen järjestelmäkoko kyseiselle kiinteistölle olisi 15–20kWp ja hyvityslaskennan myötä optimaalisin koko olisi 30–40 kWp, eli hyvityslaskenta kaksinkertaistaisi järjestelmän koon.

Aurinkosähköjärjestelmien tuotantoon vaikuttavat olennaisesti varjostukset, kallistus, suuntaus ja lämpötila. Näiden huomioiminen on erittäin tärkeää parhaan mahdollisen vuosituoton saamiseksi.

Tuotantoa voidaan optimoida kohteen energiankulutuksen mukaan, yleisimmin kallistuskulmaa muuttamalla. Vuosituotanto pysyy lähes samalla tasolla, mutta energian tuotannon jakaantuminen vuoden sisällä muuttuu. (Lehto 2017, 18–19.)

Kuviossa 9 on esitetty vasemmalla puolella kallistuskulman vaikutusta tuotantomääriin, kun aurinkosähköjärjestelmä on suunnattu etelään. Oikealla puolella taas on kuvattu, kuinka suuntaus eri ilmansuuntiin vaikuttaa 40 asteen kallistuskulmaan asennettuun järjestelmään. Esimerkki koskee Etelä-Suomen alueella sijaitsevaa aurinkosähköjärjestelmää, joka on vapaa varjostuksista.

Kulma, astetta	Tuotto	Suuntaus	Tuotto
10	90,0 %	<i>Itä</i>	75,5 %
20	95,7 %	<i>Kaakko</i>	92,5 %
30	99,1 %	<i>Etelä</i>	100,0 %
40	100,0 %	<i>Lounas</i>	93,9 %
50	98,4 %	<i>Länsi</i>	81,0 %
60	94,4 %	<i>Pohjoinen</i>	70,0 %

Kuvio 9: Paneelien kulman ja suuntauksen vaikutus tuotantoon (Finnwind 2019, muokattu)

Mitoituksen osalta on muistettava, että asennettavan aurinkovoimalan nimellisvirta ei voi olla suurempi kuin kiinteistön pääsulake (Lehto 2017, 75). Asuinkiinteistöjen kohdalla tämä ei kuitenkaan ole todennäköinen ongelma, sillä asennustilaa ei yleensä ole tarjolla niin paljon, että voimalan nimellisvirta voisi kasvaa liian suureksi.

3.2 Aurinkosähköjärjestelmän kustannukset

3.2.1 Aurinkosähköjärjestelmän investointikustannukset

Aurinkosähkön yleistymisen ja tuotantoteknologian kehittyminen on nostanut niiden tuotannon uudelle tasolle ja samalla paneelien hinnat ovat laskeneet huimasti. Saksassa, joka on Euroopan johtavia maita aurinkoenergian tuotannossa, oli katolle asennettavan järjestelmän hinta vuonna 1990 noin 14 000 euroa per kWp. Vuoden 2020 lopulla hinta oli enää noin 1000 euroa per kWp. COVID-19 pandemian myötä aiheutuneet ongelmat tuotannossa ja materiaalien saatavuudessa

ovat kuitenkin vaikuttaneet aurinkopaneelien hintoihin ja vuoden 2021 aikana hinnat kääntyivätkin nousuun. (Photovoltaics Report 2022, 10; Rae 2017, 17.)

Paneelien jälleenmyyntihintoihin varsinkin meillä Suomessa vaikuttaa merkittävästi myös rahtikustannukset, sillä yli 90 prosenttia maailman paneelituotannosta tapahtuu Aasiassa. Merirahdin hinta on noussut huomattavasti viimeisen kahden vuoden aikana johtuen COVID-19 seurauksena syntyneessä merikonttien saatavuushaasteista ja kohonneista polttoainehinnoista.

Aurinkosähköjärjestelmän kustannukset muodostuvat järjestelmän laitteista, asennuksesta ja suunnittelutyöstä. Järjestelmän kokonaishinnasta jopa kolmannes voi muodostua asennus- ja muista työvoimakuluista (Lehto 2017, 60). Hankittavan järjestelmän koolla on myös vaikutusta yksikköhintoihin, sillä asennukseen ja suunnitteluun liittyy paljon kiinteitä kustannuksia, jotka eivät skaalaudu koon mukaan. Suurempi aurinkosähköjärjestelmä tarkoittaa pienempiä yksikkökustannuksia ja karkeasti voidaan todeta, että järjestelmän koon kaksinkertaistuessa hinta laskee noin 25 prosenttia (Photovoltaics Report 2022, 47).

3.2.2 Aurinkosähköjärjestelmän elinkaarikustannukset

Käytännössä aurinkovoimala on hankinnan jälkeen lähes huoltovapaa eikä kustannuksia juurikaan synny. Huoltokustannuksia merkittävimmät liittyvät invertterin huoltoon ja uusintaan, joka tulee vastaan arviolta 10–15 vuoden kohdalla. Tyypillinen takuu invertterille on 10 vuotta. Asennuspaikalla on merkittävää vaikutusta invertterin elinikään ja ulosasennettu invertteri tulee todennäköisimmin elinkaarensa päähän sisälle sijoitettua aiemmin, johtuen sääilmiöiden ja lämpötilavaihtelujen aiheuttamista rasituksista. Lisäksi on hyvä varautua muihin mahdollisesti rikkoontuvien osien vaihtoon, sekä mahdollisiin paneelien puhdistuskuluihin. (Tahkokorpi 2016, 189; Lehto 2017, 114.).

Jos paneelin pinnalle kertyy likaa, vaikuttaa se nopeasti kennoon läpipääsevän säteilyn määrään ja sitä kautta suoraan paneelin tuottoon. Siitepöly ja pienet roskat huuhtoutuvat yleensä paneelin pinnalta sateen mukana. Sen sijaan noki tarttuu paneelin pintaan tiukasti ja voi palaa siihen kiinni, jolloin sen poistaminen paneelin pinnalta vaatii pesua. Varsinkin kaupunkien keskustoissa ja teollisuuden läheisyydessä sijaitsevilla kiinteistöissä kannattaa varautua paneelien pesettämiseen tie-

tyin väliajoin, esimerkiksi kerran vuodessa. Invertterin uusinta voi olla 10–15 prosenttia koko järjestelmän hankintahinnasta invertterin ja järjestelmän koon mukaan, mutta kokonaisuudessaan paneelinen investoinnin jälkeisten kulujen voidaan todeta olevan vähäisiä.

3.3 Kannattavuuslaskentamenetelmiä

Aurinkoenergian kannattavuus muodostuu useasta eri tekijästä. Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen vaikuttavat olennaisesti sen tuottopotentiaali, mihin taas vaikuttavat kohteen tekniset ominaisuudet, varjostukset yms. (Lehto 2017, 60).

Kannattavuutta tulisi arvioida koko järjestelmän elinkaaren ajalta. Toimittajien järjestelmille ja niiden komponenteille tarjoamissa takuissa on eroja, ne saattavat vaihdella kahdesta vuodesta jopa kahteenkymmeneen vuoteen. Yleisesti käytetty tuottotakuu on 25 vuotta, mikä tarkoittaa että 25 vuoden kuluttua asennuksesta järjestelmän pitäisi pystyä tuottamaan vähintään 80 prosenttia siitä tuottomäärästä, mihin se on uutena yltänyt. Keskimäärin aurinkosähköjärjestelmän vuosittainen tuotannonvähenemä on 0,5 % per vuosi (Perälä 2017, 47). Hankintahinta tulisi määrittää tehoyksikköä (Wp) kohti. Onnistuneella suunnittelulla on merkittävä vaikutus kannattavuuteen.

Lehto (2017, 66) näkee parhaaksi kannattavuuden arvioinnin menetelmäksi verrata voimalan tuotaman energian hintaa vaihtoehtoisten energialähteiden kustannuksiin voimalan 30 vuoden käyttöajan ajalta. Jotta aurinkosähkön kannattavuutta voisi arvioida luotettavasti, tulisi tietää energian hinta seuraavaksi 20–30 vuodeksi. Tämä on kuitenkin käytännössä mahdotonta. Niin sähkön kuin muidenkin energialähteiden hinta voi vaihdella lyhyenkin ajanjakson sisällä huomattavasti eikä noin pitkän aikavälin ennustaminen edes jokseenkin luotettavasti ole mahdollista.

3.3.1 Nettonykyarvomenetelmä

Nettonykyarvo eli NNA-menetelmässä kaikki ennakoidut investoinnin maksusuoritukset diskontataan investointihetkeen valitulla laskentakorkokannalla ja tästä nykyarvoon diskontatusta arvosta vähennetään hankintamenot. Mikäli taloudellisen pitoajan päätyttyä investoinnilla on vielä jäljellä jäännösarvoa, diskontataan tämä laskentakorkokannalla ja lisätään nettonykyarvoon. Nettonykyarvon laskennan tulos ilmaisee investoinnin kannattavuuden. Nettonykyarvon ollessa suurempi

kuin 0 on investointi kannattava. Useita investointeja vertailtaessa suurimman nettonykyarvon omaava investointi on kannattavin. Nettonykyarvo saadaan laskettua käyttämällä kaavaa

$$NNA = \sum_{t=1}^n \frac{NKV_t}{(1+i)^t} + \frac{JA_n}{(1+i)^n} - H,$$

jossa NKV on nettokassavirrat, i on laskentakorkokanta, t on aika vuosina, n on investoinnin pitoaika vuosina, JA_n on investoinnin jäännösarvo pitoajan päätyttyä ja H on investoinnin hankintameno. (Järvenpää 2017, 381–382.)

Aurinkosähköjärjestelmän kohdalta ostoenergiasta saadut säästöt ja myydystä energiasta saadut tuotot muodostavat investoinnin nettokassavirrat. Nettokassavirrassa tulisi huomioida myös vuosittaiset ylläpitokustannukset ja invertterin vaihtokustannus. Jäännösarvon arviointi on hankalaa, mutta jonkinlaista pientä arvoa voi laskea kaapeloinnille ja kiinnikkeille, sillä niitä voidaan mahdollisesti hyödyntää uusintainvestoinnissa. Laskentakorkokantana tulisi käyttää vähintään taloyhtiön pääoman kustannusten korkoa. Nettonykyarvomenetelmän osalta laskentakoron huolellinen määrittely onkin erittäin tärkeää, sillä valitulla laskentakorkokannalla on keskeinen vaikutus laskennan osoittamaan investoinnin kannattavuuteen. (Ikäheimo, Laitinen, Laitinen & Puttonen 2011, 129–130.)

3.3.2 Sisäisen korkokannan menetelmä

Investoinnin sisäinen korkokannan laskentamenetelmä pyrkii selvittämään, millä laskentakorolla investoinnin nettonykyarvoksi tulee nolla. Laskennalla saatua sisäistä (r) korkoa verrataan tavoitteelliseen korkokantaan (i) eli tuottovaatimukseen. Investointi on kannattava sisäisen korkokannan ollessa suurempi kuin tavoiteltu laskentakorkokanta. Eri investointien keskinäistä kannattavuutta voidaan arvioida vertaamalla niiden sisäisen korkokannan ja laskentakorkokannan eron suuruutta ($r - i$): mitä suurempi erotus, sitä kannattavampi investointi on. Sisäisen korkokannan laskeminen on helpointa suorittaa taulukkolaskennan IRR-funktiolla. (Ikäheimo ym. 2011, 130.)

3.3.3 Takaisinmaksuajan menetelmä

Takaisinmaksuajalla tarkoitetaan sitä ajanjaksoa, joka investoinnin perushankintamenon kattamiseen menee. Takaisinmaksuajan laskeminen on teknisesti hyvin helppo, yksinkertaisimmillaan takaisinmaksuaika lasketaan jakamalla investoinnin hankintameno vuotuisilla nettokassavirroilla. Takaisinmaksuaika on se aika, jonka kuluessa on kertynyt hankintamenoa vastaava määrä investoinnin tuottamia nettotuloja. Mitä lyhyempi takaisinmaksuaika saadaan, sitä paremmasta investoinnista on kyse. Tässä ei huomioida ollenkaan rahan aika-arvoa, mutta laskelmissa voidaan myös tarkentaa diskonttaamalla vuosituotot laskentahetken arvoon. (Ikäheimo ym. 2011, 128; Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 223.)

Takaisinmaksuaika ei sovi ainoaksi aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden arviointimenetelmäksi, vaan sitä voidaan pitää lähinnä täydentävänä laskentamenetelmänä. Tuottoja ja taloudellisia hyötyjä tulee tarkastella koko elinkaaren yli. Takaisinmaksuaika ei siis anna oikeaa kuvaa kannattavuudesta, koska käyttöikä on noin 30 vuotta ja järjestelmä on teknisesti hyvin varma.

Takaisinmaksuaikaa laskettaessa ei oteta huomioon investoinnin pitoaikaa ja takaisinmaksuajan jälkeen syntyvää tuottoa eikä myöskään investoinnin jäännösarvoa. Takaisinmaksuaikaa kannattavuuden arviointimenetelmänä voidaan puolustaa vain, jos investoinnin vanhenemisriski on suuri. Aurinkovoimalan kohdalla ei näin kuitenkaan ole. (Lehto 2017, 62–65; Järvenpää ym. 2013, 388.)

Puolamäki (2007, 189) kuvaa takaisinmaksuajan laskentaa ”peukalosääntömenetelmäksi”, joka mittaa pikemminkin investoinnin kassavirtoja kuin sen taloudellista kannattavuutta. Ikäheimo ja muut tuovat takaisinmaksuajan laskennasta esiin kaksi piirrettä, jotka todennäköisesti vaikuttavat menetelmän suosioon. Ensinnäkin menetelmä on yksinkertainen. Toiseksi se painottaa investoinnin ensimmäisten vuosien tuottoa, mikä pienentää korkoihin ja investointiin ylipäätään liittyvää riskiä. (Ikäheimo ym. 2011, 128.)

3.3.4 Valmiit laskurit aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden arviointiin

Kannattavuuden arviointiin on internetissä tarjolla valmiita laskureita. Monilla aurinkosähköjärjestelmiä myyvillä yrityksillä on internet-sivuillaan käytössä Sun Energian kattomallinnukseen perustuva tuotanto- ja kannattavuuslaskuri. Laskuria on helppo käyttää, mikäli kohteen sijainnin kartta-

aineisto löytyy palvelusta. Laskuri perustuu Google Mapsiin ja aivan uusimpien asuinalueiden kohteita palvelu ei välttämättä tunnista. Käyttäjän tarvitsee vain syöttää palveluun kohteen osoite ja palvelu arvioi kartta-aineiston perusteella aurinkovoimalan asennukseen soveltuvan asennuspinta-alan ja laskee sen pohjalta tuotantoarvion ja vuotuisen säästöpotentiaalin. Laskurin tuloksiin on kuitenkin syytä suhtautua varauksella, mutta suuntaa antavan arvion tekemiseen se tarjoaa helpokäyttöisen työkalun. Laskuri löytyy osoitteesta <https://sunenergia.com/>.

Aalto-yliopiston FinSolar hankkeen laskuri on SunEnergian laskuria huomattavasti monipuolisempi. Laskuri on rakennettu taulukkolaskentaohjelmaan ja käyttäjän tulee ladata se omalle koneelleen. Sivustolta löytyy omat laskurinsa aurinkosähkö- ja aurinkolämpöjärjestelmän kannattavuuden arviointiin. Laskurista löytyy parametreina mm. sähköenergian ja sähkönsiirron hinta, aurinkovoimalan nimellisteho, investointikustannukset ja vuotuiset ylläpitokustannukset. Laskurilla pystyy laskemaan investoinnin nettonykyarvon ja takaisinmaksuajan sekä vertailemaan aurinkosähkön omakustannushintaa ostosähkön hintaan. Laskuri tarjoaa siis hyvin monipuolista tietoa hankinnan tueksi, mutta sen käyttö edellyttää selkeästi enemmän pohjatietoa hankkeesta. Laskuri löytyy osoitteesta <https://finsolar.net/kannattavuus/kannattavuuslaskurit/>.

Euroopan komission ylläpitämällä PVGIS-aurinkosähkön tuottolaskurilla voi arvioida aurinkosähköjärjestelmän vuosi-, kuukausi- ja keskimääräistä päivätuottoa. Laskuri ei tarjoa työkalua voimalan tehon mitoittamiseen, mutta se tarjoaa monipuoliset mahdollisuudet simuloida suuntauksen ja paneelien kallistuksen vaikutusta voimalan tuottoon, samoin laskurilla voi vertailla eroja maa-, katto ja seinäasennuksen välillä. Kartta-aineisto huomioi auringon säteilyn ja lämpötilan kuukausikeskiarvoina tai päiväprofiilina ja sen perustana on auringon säteilyn voimakkuudesta useiden vuosien aikana tehnyt mittaukset ja lämpötilatilastot. Laskurin käyttöliittymän kieleksi voi valita englannin, ranskan, saksan, espanjan tai italian. Laskuri löytyy osoitteesta https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.

4 Tutkimuksen toteutus

4.1 Tutkimusongelma ja -kysymykset

Tutkimuksen tarkoituksena on pyrkiä selvittämään energiayhteisön hyvityslaskennan vaikutusta ja ymmärtämään sen tuomia mahdollisuuksia taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmän optimaaliseen

mitoitukseen järjestelmän taloudellisen kannattavuuden näkökulmasta. Aiemmissa tutkimuksissa on todettu taloudellisesti kannattavinta olevan mitoittaa järjestelmä kiinteistön pohjakuorman mukaan, koska paras hyöty saadaan itse käytettävästä energiasta verkkoon myynnin ollessa huomattavasti kannattamattomampaa. Huolimatta tämänhetkisistä todella korkeista sähköenergian ostohinnoista, ei pitkän aikavälin hintaennusteen epävarmuudesta huolimatta ole syytä lähteä muuttamaan tuota perusoletusta, vaan voimala kannattaa jatkossakin mitoittaa siten, että mahdollisimman suuri osa tuotannosta pystytään käyttämään itse.

Energiayhteisön hyvityslaskenta muuttaa kuitenkin oleellisesti kiinteistön sähkönkulutuksen pohjakuormaa ja tämän muutoksen suuruutta tutkimuksessa pyritään selvittämään. Mikä on hyvityslaskennan mukanaan tuoman isomman pohjakuorman vaikutus optimaaliseen aurinkosähköjärjestelmän mitoitukseen. Ja miten suuremman järjestelmän kalliimpi hankintahinta vaikuttaa kannattavuuteen.

Toisin kuin eksaktista tieteissä, joissa teorit perustuvat matemaattisiin malleihin ja ne pystytään todistamaan näiden mallien avulla oikeiksi, ei liiketaloustieteissä vastaava ole mahdollista. Liiketaloudessa teorit rakentuvat erilaisten tulkintojen ja näkökulmien varaan ja eksaktin todistelun sijaan tieto hyväksytään ikään kuin oikeaksi. (Kallio & Pajamäki 2020, 86.)

Edellä mainittu huomioiden, ei tässä tutkimuksessa ei pyritä luomaan mitään laskentakaavaa tai yleispätevää mallia aurinkosähköjärjestelmän mitoitukseen hyvityslaskennan käyttöönottoa suunnitteleville taloyhtiöille, vaan pyrkimys on ymmärtää hyvityslaskennan tuomat mahdollisuudet hyödyntää aurinkoenergiaa laajemmassa mittakaavassa. Jokainen kiinteistö on ainutlaatuinen kokonaisuus niin kulutusprofiilin ja aurinkosähköjärjestelmän sijoitettavuuden kannalta, joten yksilöllistä laskentaa ja suunnittelua tarvitaan aina. Tavoitteena on kuitenkin pystyä selvittämään suuntaa antavasti, minkälaisesta suuruusluokasta erilaisten taloyhtiöiden kohdalla voidaan puhua, kun verrataan pelkän kiinteistösähkön pohjakuorman mukaista mitoitustamallia ja koko liittymän kulutuksen mukaista mitoitusta toisiinsa.

Tutkimustuloksia on tarkoitus pystyä hyödyntämään Tampereen Sähkölaitoksen asiakaspalvelussa asiakkaille annettavassa neuvonnassa ja myynnin puolelle asiakastapaamisissa ja yhteydenotoissa.

Asiakaspalvelussa ja -tapaamisissa aurinkoenergia nousee usein esille, mutta ensi vaiheen neuvonnassa ei pystytä antamaan tarkkaa mitoitusta, vaan se edellyttää tietojen hankintaa myös kiinteistön puolelta. Niinpä suuntaa antava mitoitustieto riittää tähän ensivaiheen neuvontaan.

4.2 Tutkimuksen menetelmät

Tämä tutkimus on tutkimusmenetelmältään laadullinen eli kvalitatiivinen. Laadullista tutkimusta on olemassa hyvin monimuotoisesti ja laadullisessa tutkimuksessa erilaisten menetelmien monipuolinen hyödyntäminen on mahdollista (Puusa & Juuti 2020, 77).

Siinä missä määrällisessä tutkimuksessa pyritään yleistyksiin, on laadulliselle tutkimukselle ominaista pyrkimys ymmärtää tutkittavaa kohdetta, tässä tapauksessa aurinkosähkön hyvityslaskentaa, ja sen laatua, merkityksiä ja ominaisuuksia kokonaisvaltaisesti. Laadullinen tutkimus pyrkii myös tekemään johtopäätöksiä aineistosta käsin. (Kananen 2017, 35; Puusa & Juuti 2020, 10.)

Tutkimuskirjallisuudessa annetaan usein ymmärtää (esim. Alasuutari 2011, 87–88), että mittaustuloksista koostuva aineisto kuuluu määrälliseen tutkimukseen ja laadullisessa tutkimuksessa aineisto on ”pala tutkittavaa maailmaa” ja koostuu erilaisista havainnoista kuten esimerkiksi erilaiset haastattelut. Toisin sanoen laadullisen tutkimuksen aineisto on usein tekstiä, kun taas määrällinen tutkimuksen aineisto on usein numeerista. Laadullisessa tutkimuksessa voidaan kuitenkin hyödyntää olemassa olevaa numeerista aineistoa, kuten esimerkiksi tilastoja (Alasuutari, Koskinen & Peltonen 2005, 131). Kananen (2017, 172) puolestaan toteaa, että laadullisessa tutkimuksessa voidaan käyttää luvuilla tehtyjä laskelmia, ilman että kyseessä on määrällinen tutkimus. Tässä tutkimuksessa tutkimusaineisto on numeerista tilastoaineistoa, mutta sitä analysoidaan kuitenkin laadullisen tutkimuksen keinoin.

Tutkimuksessa on hyvin paljon piirteitä tapaustutkimuksesta, joka ei Aaltolan ja Vallin (2015, 181) mukaan varsinaisesti ole tutkimusmenetelmä, vaan pikemminkin lähestymistapa. Kananen (2017, 40–42) puolestaan lukee tapaustutkimuksen kvantitatiivisen ja kvalitatiivisen tutkimuksen yhdistelmäksi, joka hyödyntää molempien tutkimusten metodologiaa. Yksinkertaisesti muotoiltuna tapaustutkimus tutkii toiminnassa olevaa tapahtumaa ja tässä tutkimuksessa tuo tapaus on aurinkosähkön tuottaminen taloyhtiössä. Tapaustutkimusta voidaan tehdä yhtä hyvin laadullisena kuin määrällisenä tutkimuksenakin, olennaista kuitenkin on, että aineistosta muodostuu kokonaisuus

eli tapaus. Tutkittavia tapauksia voi siis olla useampia tai vain yksi. Tulosten yleistettävyyttä tärkeämpää on tapausten ymmärtäminen. (Metsämuuronen 2006, 90.)

4.3 Luotettavuus ja eettisyys

Hakala (2008, 173) kehottaa pitämään aineiston hankinnan luotettavuutta tutkimuksen peruskriteerinä. On selvää, että aineiston lisäksi myös tutkimustulosten pitää olla luotettavia. Kuitenkaan laadullisen tutkimuksen arvioinnille ei ole samalla tavalla yksiselitteistä kriteeristöä kuten on määrällisessä tutkimuksessa ja objektiiviseen luotettavuuteen pääseminen on lähestulkoon mahdotonta laadullisessa tutkimuksessa. Luotettavuuden arviointia tulisikin tehdä koko tutkimusprosessille aina tutkimusasetelmasta toteutukseen ja tuloksiin saakka ja arvioinnissa työn eri vaiheiden dokumentaatio on erittäin tärkeää. (Kananen 2017, 173–176.)

Tuomi ja Sarajärvi (2018, 162) näkevät laadullisen tutkimuksen luotettavuuden pääkriteereinä uskottavuuden, vastaavuuden ja siirrettävyyden. Uskottavuus tarkoittaa paitsi aineiston totuudenmukaisuutta myös tutkimuksen asianmukaisuutta ja tieteellisen käytäntöjen noudattamista. Vastaavuudella tarkoitetaan tutkijan onnistumista tutkimussuunnitelman mukaisen ilmiön todennukaisessa kuvaamisessa ja analyyseissä siten, että lukija ymmärtää tutkijan tekemät johtopäätökset. Siirrettävyys viittaa samankaltaisten tutkimustulosten aikaansaamiseen erilaisessa tutkimusympäristössä. Tutkimuksen luotettavuus sekä siihen liittyvä uskottavuus ja siirrettävyys on arvioitavissa etenkin sen perusteella, miten havainnollisesti ja yksityiskohtaisesti tutkija on onnistunut avaamaan tutkimusprosessinsa eri vaiheita. Erityisesti tulosten analysointi ja niiden tulkinta tulisi kirjoittaa niin, että tutkimukseen perehtyvä lukija voi ymmärtää tutkijan tekemät johtopäätökset ja niiden suhteen toisiinsa. (Aaltio & Puusa 2020, 179–181.)

Eettisyyden osalta tutkimuksen teon kaikissa vaiheissa pyritään toimimaan rehellisesti ja huolellisesti samalla noudattaen Tutkimuseettisen neuvottelukunnan (TENK 2022) laatimia hyvän tieteellisen käytännön (HTK) periaatteita koskien tiedonhankintaa, tarvittavia tutkimuslupia, tutkimuksen huolellista suunnittelua ja toteutusta, tulosten käsittelyä ja raportointia sekä toisten tutkijoiden saavutusten huomioimista.

4.4 Aineistonkeruu ja -analyysi

Tutkimuksen kohderyhmänä ovat asunto-osakeyhtiöt ja tutkimusaineistona toimivat valitut Tampere-laiset taloyhtiöt, joiden sähkönkäytön tuntidataa hyödynnetään hyvitysmallin vaikutusta arvioidessa. Tampereen Sähköverkon alueella sijaitsee noin 2000 taloyhtiötä, joten tutkimusaineistoa oli tarjolla vähintäänkin riittävästi. Heti alkuun potentiaalisten kohteiden osalta tehtiin rajaus, jossa kaikkein pienimmät kahden asunnon paritaloyhtiöt rajattiin aineiston ulkopuolelle. Tämä siitä syystä, että niissä ei yleensä ole erillistä kiinteistösähkön käyttöpaikkaa, vaan ainoastaan huoneistokohtaiset sähköliittymät. Näiden yhtiöiden kohdalla hyvityslaskenta ei muuta mitään verrattuna nykytilanteeseen, joten niiden jättäminen tutkimuksen ulkopuolelle on perusteltua.

Tutkimuskohteet valittiin sellaisten taloyhtiöiden joukosta, jotka olivat vuoden 2022 aikana yhteydessä Sähkölaitoksen myyntiin tai asiakaspalveluun ja tiedustelleet mahdollisen aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta, mitoitusta tai ylipäättään lisätietoja asiasta. Oletuksena oli, että kun aihe on taloyhtiössä kiinnostava, niin myös lupa kulutustietojen pyytämiseen verkkoyhtiöltä saataisiin helposti ja samalla tutkimustuloksia pystyttäisiin hyödyntämään suoraan näiden yhtiöiden kohdalla mahdollisissa myöhemmissä myyntitoimenpiteissä.

Laadullisessa tutkimuksessa aineiston valinta pitää pystyä perustelemaan tutkimuksen tarkoituksen kannalta ja aineiston kokoa määrittää pikemminkin aineiston laatu kuin sen koko. Laadullisessa tutkimuksessa ei pyritä määrällisen tutkimuksen tavoin yleistettävyyteen, vaan tavoitteena on ilmiön ymmärtäminen. Tutkimusyksiköiden mahdollisimman suuri määrä ei ole tarpeen eikä usein mahdollinenkaan. Tähän voidaan päästä pienelläkin tutkimusaineistolla, kunhan analyysi suoritetaan perusteellisesti. (Alasuutari 2011, 39; Tuomi & Sarajärvi 2002, 88–89; Vilkkä 2021b, 150)

Kun tarkoitus on pyrkiä kuvaamaan ja ymmärtämään tutkittavaa ilmiötä, tässä tapauksessa hyvityslaskennan vaikutusta voimalan mitoitukseen, niin on tärkeää, että valittu otos tukee tätä tarkoitusta (Vilkkä 2021a, 150). Tämän vuoksi tutkimusjoukon valinnassa oli perusteltua käyttää harkinnanvaraista otantaa.

Tutkimuskohteiden valinnassa pyrittiin siihen, että ne edustaisivat mahdollisimman monipuolisesti erityyppisiä (rivi- ja kerrostalo) sekä erikokoisia taloyhtiöitä. Koska kerrostaloissa on huomattavasti

enemmän eroa yhtiöiden koolla kuin rivitaloissa ja koska yhtiön koon oletettiin olevan yksi keskeinen vaikuttava tekijä, oli perusteltua valita mukaan enemmän kerrostaloja. Mukaan pyrittiin saamaan myös mahdollisuuksien mukaan erilaisia lämmitysmuotoja käyttäviä yhtiöitä.

Tutkimusjoukoksi rajautui 15 taloyhtiötä: 4 rivitaloyhtiötä sekä 11 kerrostaloa. Tällä tutkimusjoukolla saadaan riittävästi havaintoja, jotta tuloksista voidaan tehdä johtopäätöksiä ja yleistyksiä yleisemmällä tasolla. Kohteet edustavat laajasti erikokoisia taloyhtiöitä, minkä ansiosta saadaan näkemystä taloyhtiön koon vaikutuksesta voimalan mitoitukseen.

Aurinkosähköjärjestelmän mitoituksen ja kannattavuuden laskentaa varten pyydettiin sähköverkkoyhtiöltä tiedot jokaisen valitun kohteen toteutuneesta sähkön kulutuksesta vuoden 2021 ajalta, sekä kiinteistön että koko liittymän osalta. Vuoden ajalta oleva mittaustieto antaa jo hyvän lähtökohdan aurinkovoimalan enimmäistuottoa suunnitellessa (Sähköverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän mitoitus 2022).

Taloyhtiön kulutustiedot eivät ole julkista tietoa, vaan verkkoyhtiö luovuttaa ne muille kuin liittymän omistajalle ja haltijalle ainoastaan valtakirjaa vastaan. Kulutustietojen saamiseen verkkoyhtiöltä kysyttiin lupa sähköpostilla taloyhtiöiden isännöitsijöiltä. Tutkimusraportissa yhtiöistä kerrotaan vain tulosten kannalta olennaiset tiedot kuten asuntojen määrä ja lämmitysmuoto.

Tarkempia tunnistetietoja kuten taloyhtiön nimi tai osoite, ei tuoda esille tutkimuksessa.

Kiinteistön sähkönkulutus kertoo sen kulutuksen, mitä taloyhtiöltä kuluu yhtiön yhteiseen käyttöön. Tässä ovat mukana mm. valaistus, ilmanvaihto, hissi, taloyhtiö saunat, pesutuvat jne. ja mahdollinen lämmitykseen käytettävän lämpöpumpun kulutus. Koko liittymän kulutuksessa on kiinteistön kulutuksen lisäksi mukana myös kaikkien huoneistojen kulutus. Näiden kahden kulutuslukeman erosta muodostuu siis hyvityslaskennan mukanaan tuoma lisäys kiinteistön pohjakuormaan ja se tuottotavoite, jonka mukaisesti aurinkovoimala oletettavasti kannattaisi mitoittaa hyvityslaskennan myötä.

Aurinkosähköjärjestelmän mitoituksen osalta aineiston analysointi tehtiin Green Energy Finlandin kehittämällä Planter-sovelluksella. Green Energy Finland on kotimainen aurinkosähköjärjestelmätoimittaja, joka kuuluu teknistä tukkukauppaa harjoittavaan Flinkenberg konserniin. Planter on ammattikäyttöön kehitetty selainpohjainen sovellus, joka ei ole verkossa vapaasti käytettävissä.

Green Energy Finland on rajannut sovelluksen käyttöoikeuden yrityksen ulkopuolelle siten, että se on tarjolla heidän jälleenmyyjilleen ja suunnittelutoimistoille. Myös oppilaitosten on mahdollista saada sovellus käyttöönsä, samoin kuin puolueetonta energianeuvontaa tekevien tahojen. Tutkimusta varten Green Energy Finland antoi sovelluksen tutkijan käyttöön määräajaksi.

Sovelluksen peruseriaate on sama kuin aiemmin mainitussa SunEnergy:n laskurissa eli ensin valitaan kartalta haluttu aurinkosähköjärjestelmän sijoituspaikka osoitteen avulla. Sovellus mahdollistaa järjestelmän suunnittelun katon lisäksi myös maahan ja se huomioi eri asennusvaihtoehtojen (maa, tasa- ja harjakatto) erilaiset paneelien asennusvälit ja tarvittavan tilantarpeen. Paneelin kallistuskulmaa ja suuntausta voi itse muuttaa, oletuksena sovellus tarjoaa kohteen sijainta ja katon tyyppi huomioiden auringonsäteilyn kannalta optimaalisinta kulmaa. Sovelluksessa on mahdollista myös suunnitella aurinkosähköjärjestelmä kulutusprofiilin mukaan optimoiden useammasta paneelikentästä esimerkiksi siten, että osa paneeleista on suunnattu itään ja osa etelään. Tässä tutkimuksessa tuotannon simulointi ja järjestelmän mitoitus tehtiin yksinkertaisemmin suuntaamalla paneelit aina mahdollisimman paljon etelän suuntaan.

Kaikkien kohteisiin suunniteltiin aurinkosähköjärjestelmä kattoasennuksena. Tämä sen vuoksi, että se on kuitenkin kustannuksellisesti edullisempi ja kaupunkialueella taloyhtiöiden tonteilla ei pääsääntöisesti ole tilaa ainakaan kovin suuren järjestelmän asentamiseen. Lisäksi maa-asenteisissa järjestelmissä muiden rakennusten tuomat varjostukset aiheuttavat varsinkin keskusta-alueella heikennystä tuotantopotentiaaliin.

Jokaiselle tutkimuskohteelle tehtiin ensin voimalan suunnittelu optimaalisen sijoittelun suhteen. Sovellus toimii siten, että ennen kuin se antaa arviota optimaalisesta järjestelmän koosta, tulee kohteelle olla suunniteltu aurinkosähköjärjestelmä. Sen jälkeen sovellukseen viedään kulutustiedot vuoden ajanjaksolta taulukkolaskennan csv-tiedostona ja sovellus laskee kohteen kulutustietojen ja suunnitellun järjestelmän tietojen (asennuspaikka, suuntaus, kulma) perusteella optimaalisen järjestelmän koon. Laskentaan voi itse määrittää tavoitteen tuotetun sähkön omakäyttöosuudelle, jonka sovellus huomioi mitoitusta laskiessa. Tutkimuksessa oman käytön osuudeksi asetettiin kaikkien kohteiden osalta 95 prosenttia. Tämä pitää verkkoon myytävän energian määrän mahdollisimman vähäisenä, mutta kuitenkin sulkee ulos mahdolliset poikkeavat tunnit, jotka mahdollisesti pienentäisivät järjestelmän mitoitusta liikaa, jos oman käytön tavoitteeksi asetettaisiin 100 prosenttia.

Kun optimaalinen järjestelmäkoko oli saatu tietoon, muutettiin suunnitelmaa siten, että se vastasi saatua mitoitusarvoa. Tämän jälkeen suunnitellulle voimalalle tehtiin tuotannon simulointi, mistä saadulla tuotannon vuosi ennusteella voitiin tehdä kohteelle laskentaa investoinnin kannattavuudesta. Kun kiinteistön kulutuksen osalta mitoitus ja tuotannon simulointi oli tehty, toistettiin sama prosessi uudestaan koko liittymän kulutustietojen perusteella.

Kannattavuuden arviointi tehtiin Motivan laatimalla valmiilla energia investoinnin kannattavuuslaskurilla, joka on vapaasti kenen tahansa ladattavissa Motivan verkkosivuilta. Laskuriin syötetään investoinnin avulla saatava energiansäästö, tässä tapauksessa tuotetun aurinkosähkön määrä, ostetun energian hinta, järjestelmän investointikulu, pitoaika ja huoltokulut sekä laskentakorko. Tämän jälkeen saadaan tulokseksi järjestelmän takaisinmaksuaika, nettonykyarvo ja sisäinen korkokanta.

5 Tulokset

Tutkimuksessa tarkasteltiin energiayhteisön hyvityslaskennan vaikutusta aurinkosähkijärjestelmän hankintaan järjestelmän mitoituksen ja järjestelmän takaisinmaksuajan kannalta. Tulokset esitetään molempien osalta erikseen. Taulukossa 2 on esitetty tutkimuskohteiden perustiedot kootusti.

Taulukko 2: Tutkimuskohteiden perustiedot.

	Tyyppi	Huoneistojen lukumäärä	Lämmitysmuoto	Rakennusvuosi
<i>Kohde A</i>	Kerrostalo	31	Kaukolämpö	1970
<i>Kohde B</i>	Kerrostalo	58	Kaukolämpö	1966
<i>Kohde C</i>	Kerrostalo	57 + 1 liiketila	Kaukolämpö	1964
<i>Kohde D</i>	Kerrostalo	26	Kaukolämpö	1981
<i>Kohde E</i>	Kerrostalo	60	Kaukolämpö	1972
<i>Kohde F</i>	Kerrostalo	108	Kaukolämpö	1964
<i>Kohde G</i>	Kerrostalo	110 +1 liiketila	Kaukolämpö	2002
<i>Kohde H</i>	Kerrostalo	30	Maalämpö	1991
<i>Kohde I</i>	Kerrostalo	68	Kaukolämpö + PILP	1959
<i>Kohde J</i>	Kerrostalo	77 + 5 liiketilaa	Kaukolämpö	2013
<i>Kohde K</i>	Kerrostalo	42	Maalämpö	1970
<i>Kohde L</i>	Rivitalo	16	Kaukolämpö	1978

<i>Kohde M</i>	Rivitalo	19	Kaukolämpö	1990
<i>Kohde N</i>	Rivitalo	30	Kaukolämpö	1978
<i>Kohde O</i>	Rivitalo	19	Maalämpö	1978

Tutkimuskohteita oli yhteensä 15, joista 11 oli kerrostalo- ja 4 rivitaloyhtiöitä. Kaikki kohteet sijaitsevat Tampereella. Kohteiden rakennusvuodet vaihtelivat 1960-luvulta 2010-luvulle, eniten tutkimuskohteissa oli 1970-luvulla rakentuneita taloyhtiöitä.

Tavoitteena oli saada tutkimukseen eri lämmitysmuotoa käyttäviä taloyhtiöitä. Mukana olleissa kohteissa kaukolämpö oli selvästi yleisin lämmitysmuoto ja 73 % kohteista lämpiääkin kaukolämmöllä. Maalämpö oli kolmessa kohteessa lämmitysmuotona, mikä vastaa 20 % kohteista. Lisäksi yhdessä kohteessa oli käytössä niin sanottu hybridi lämmitys, joka oli toteutettu kaukolämmön ja poistoilmalämpöpumpun (PILP) yhdistelmällä. Mitään virallista tilastoa aiheesta ei ole, mutta lämmitysmuotojen jakauma vastaa melko hyvin eri lämmitysmuotojen yleisyyttä tamperelaisissa taloyhtiöissä. Kaukolämpö on selkeästi yleisin lämmitysmuoto, maalämpö on lisännyt viime vuosina kovasti suosiotaan ja sitten on pieni joukko taloyhtiöitä, joissa on käytössä hybridi tai joku muu lämmitysmuoto, esim. sähkö tai öljy. Nämä ovat kuitenkin selkeästi vähemmistönä. Rivitaloyhtiöissä sähkölämmitystä esiintyy jonkun verran etenkin alueilla, joissa kaukolämpöverkkoa ei ole saatavilla, mutta kerrostaloissa sähkölämmitys on hyvin harvinainen. Samoin öljylämmitys alkaa olla hävinnyt lähes kokonaan taloyhtiöistä, pientaloissa se on käytössä hieman laajemmin.

Pyrkimyksenä oli myös saada mukaan eri kokoisia yhtiöitä ja siinä onnistuttiin, tutkimuksessa mukana olleissa taloyhtiöissä kerrostalojen osalta huoneistojen lukumäärä vaihteli 26 ja 110 välillä. Kolmessa kohteessa oli huoneistojen lisäksi myös yksi tai useampi liiketila. Rivitalot ovat luonnollisesti huoneistojen lukumäärältään selvästi pienempiä, lukumäärän vaihdellessa 16 ja 30 välillä.

5.1 Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus

Taulukkoon 3 on koottu kohteittain optimaalinen aurinkosähköjärjestelmän mitoitus pelkän kiinteistösähkön mukaisesti ja koko liittymän kulutus huomioiden. On kuitenkin syytä huomioda, että taloyhtiön sähkönkulutus on aina yksilöllistä eikä kahta samanlaista kiinteistöä ole. Vaikka kiinteistöissä olisi sama lämmitysmuoto ja käytössä täsmälleen sama kiinteistöautomaatio, niin eroa syntyy viimeistään asukkaiden huoneistokohtaisesti kulutuksesta. Näin ollen simuloinnin tulos kertoo

hyvityslaskennan vaikutuksen vain kyseisen kiinteistön osalta, mutta tuloksista voidaan tehdä johtopäätöksiä yleisellä tasolla.

Taulukko 3: Optimaalisesti mitoitettun aurinkosähköjärjestelmän huipputeho.

	Kiinteistön kulutuksen mukaisesti	Koko liittymän kulutuksen mukaisesti	Ero %
<i>Kohde A</i>	2,28 kWp	11,4 kWp	400 %
<i>Kohde B</i>	3,8 kWp	20,52 (15,2) kWp	440 %
<i>Kohde C</i>	4,56 kWp	18,24 kWp	300 %
<i>Kohde D</i>	2,66 kWp	9,88 kWp	271 %
<i>Kohde E</i>	6,84 kWp	28,5 (26,6) kWp	317 %
<i>Kohde F</i>	3,04 kWp	15,2 kWp	400 %
<i>Kohde G</i>	16,72 kWp	54,72 kWp	227 %
<i>Kohde H</i>	9,88 kWp	20,14 kWp	104 %
<i>Kohde I</i>	9,12 kWp	36,86 kWp	304 %
<i>Kohde J</i>	21,66 kWp	58,14 (45,6) kWp	168 %
<i>Kohde K</i>	6,84 kWp	18,62 kWp	172 %
<i>Kohde L</i>	0,76 kWp	8,36 kWp	1000 %
<i>Kohde M</i>	0,76 kWp	12,16 kWp	1500 %
<i>Kohde N</i>	1,52 kWp	17,48 kWp	1050 %
<i>Kohde O</i>	1,52 kWp	17,86 kWp	1075 %

Kohteiden B, E ja J osalta on syytä huomata, että näiden kiinteistöjen käytössä oleva, aurinkosähköjärjestelmän asentamiseen soveltuva kattopinta-ala ei mahdollista niin suuren järjestelmän asentamista kuin mitä olisi koko liittymän kulutuksen mukaisesti optimaalisinta. Tyypillisesti tällainen tilanne voi tulla eteen rakennuksissa, joissa on paljon kerroksia ja näin ollen vähemmän kattopinta-alaa suhteessa asuntojen määrään, kuin mitä matalissa rakennuksissa on. Näiden kohteiden osalta taulukossa on liittymän mitoituksen mukaisen järjestelmäkoon perässä sulkujen sisälle merkitty suurin asennettavissa oleva voimalakoko. Mitoituksen prosentuaalinen ero on laskettu teoreettisen voimalakoon mukaan, mutta myöhemmin tehdyt kannattavuuslaskelmat taas on toteutettu suurimman asennettavissa olevan järjestelmäkoon mukaisesti.

Kun huoneistojen kulutus otetaan mukaan aurinkosähköjärjestelmän mitoitukseen, kasvaa optimaalisen järjestelmän koko kaikissa tutkimuskohteissa. Pienimmilläänkin liittymän mukaisesti mi-

toitettu voimalla oli kooltaan yli kaksinkertainen (kohde H, 104 %) pelkän kiinteistösähkön mukaiseen mitoitukseen verrattuna ja suurimmillaan ero oli jopa viisitoistakertainen (kohde M, 1500 %). Kaikkien kohteiden osalta mitoituksen suurenemisen keskiarvo on 515 %.

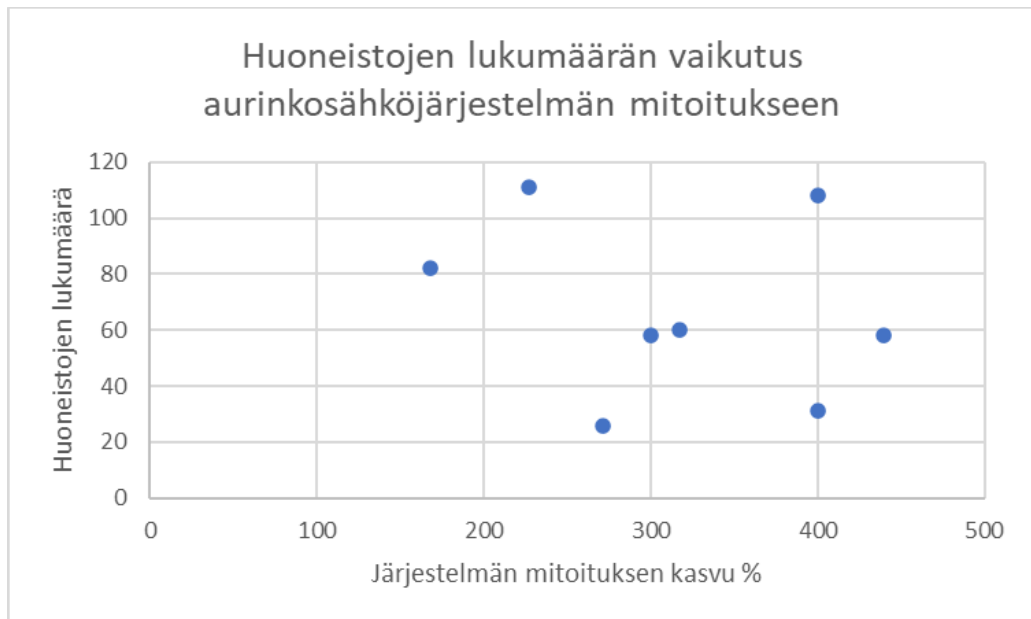
Kun mitoituksia tarkastellaan järjestelmien huipputehoina, on huoneistojen tuoma lisäys optimimitoitukseen n. 7–36 kWp kohteen mukaan. Sillä onko kyseessä kerros- vai rivitaloyhtiö vaikuttaa olevan todella merkittävä vaikutus energiayhteisön tuomaan lisäpotentiaaliin. Kun mukana olleissa kerrostaloissa mitoituksen lisäyksen keskiarvo oli 282 %, oli se vastaavasti rivitaloissa 1156 %. Näin ollen rivitalot vaikuttaisivat olevan lakimuutoksen suurin hyötyjä, riippumatta käytössä olevasta lämmitysmuodosta. Tämä ei ole sinällään mitenkään yllättävää, sillä ero selittyy suurelta osin rivitalojen vähäisellä kiinteistösähkön kulutuksella. Rivitaloissa kiinteistön yhteistä talotekniikkaa on huomattavasti vähemmän kuin kerrostaloissa, lähinnä kyse on piha-alueiden valaistuksesta ja mahdollisesta lämmitysjärjestelmän (lämmönsiirrin tai lämpöpumppu) käyttämästä sähköstä.

Lämmitysmuodolla vaikuttaisi olevan myös jonkin verran vaikutusta hyvityslaskennan mukanaan tuomaan lisähyötyyn aurinkosähkön omaan käyttöön tuottamisessa, varsinkin kerrostalojen osalta. Tulokset vahvistavat ennako-oletusta siitä, että maalämpöä käyttävät yhtiöt eivät saa hyvityslaskennasta niin suurta hyötyä kuin kaukolämpöyhtiöt, koska näiden kiinteistösähkön kulutus on suurempaa. Maalämpöyhtiöiden osalta mitoituksen kasvuprosentit olivat 104 ja 172 ja ne jäivät selkeästi tutkimusjoukon keskiarvon alapuolelle, ollen pienin ja kolmanneksi pienin kasvuprosentti. Rivitaloissa lämmitysmuodon merkitys ei näyttäytynyt yhtä selkeänä, maalämpökohteessa todettiin hieman suurempaa järjestelmän kasvupotentiaalia kuin kahdessa kaukolämpökohteessa, mutta kuitenkin selkeästi pienempää kuin tutkimuksen suurimman kasvuprosentin saavuttaneessa yhtiössä. Rivitaloissa huoneistojen määrä on kuitenkin yleensä selvästi pienempi ja lämmitettävä kiinteistömäärä jää merkittävästi kerrostaloja pienemmäksi. Näin ollen mahdollisen lämpöpumpun mukanaan tuoma lisäys kiinteistösähkön kulutukseen ei vaikuta niin paljon kokonaiskulutukseen kuin kerrostaloissa.

Kohde J näyttäytyi aineistossa muista poikkeavana, sillä sen kiinteistösähkön mukainenkin järjestelmän mitoitus oli todella iso, varsinkin kun kyseessä oli kaukolämpö kiinteistö eikä rakennus ollut erityisen suurikokoinenkaan. Lisäksi kohteelle tuli toiseksi pienin järjestelmän mitoituksen kasvuprosentti (168 %) kiinteistösähkön ja koko liittymän kulutus verrattuna. Kiinteistösähkön korkea

kulutus selittyy osittain sillä, että kyseisessä yhtiössä on asennettu kaikille autopaikoille mahdollisuus sähköajoneuvojen lataukseen ja latausmahdollisuutta myös hyödynnetään ahkerasti. Latauslaitteiden sähkö menee kiinteistön mittauksen kautta, kuten kerrostaloissa pääsääntöisesti me- neekin.

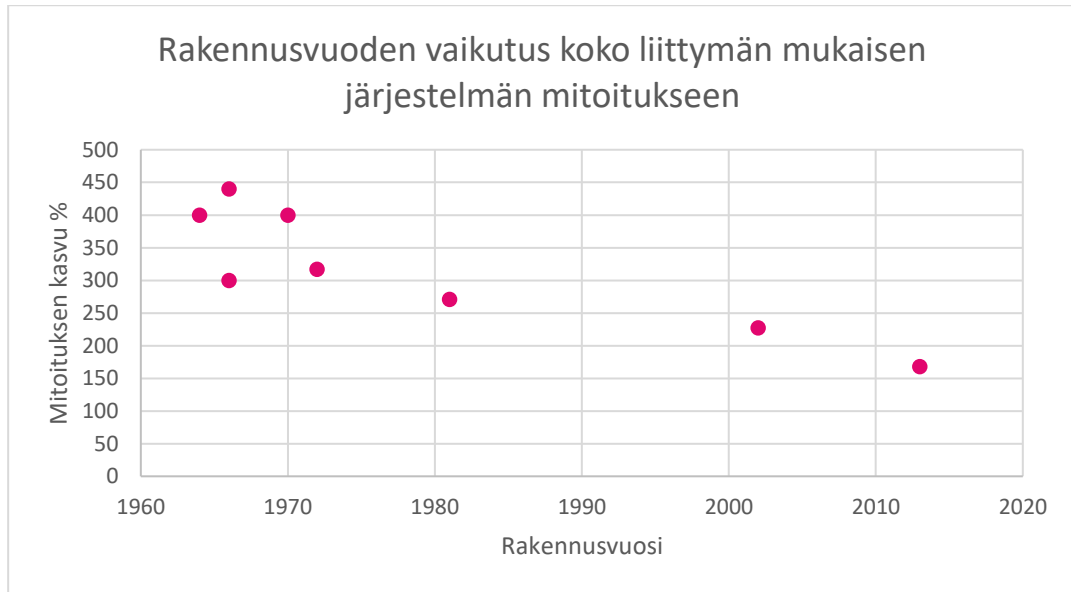
Huoneistojen lukumäärällä ei ole suoraan yksiselitteistä vaikutusta aurinkosähköjärjestelmän vaikutukseen, kuten kuvioista 10 voidaan todeta. Kuviossa ovat mukana vain kerrostalot ja niistäkin ainoastaan kaukolämpökohteet, koska rivitaloja ja muita lämmitysmuotoja oli mukana lukumääräisesti niin vähän, ettei aineistosta voi tehdä niiden osalta päätelmiä. Se ettei asuntojen suurempi lukumäärä automaattisesti tarkoita suurempaa aurinkosähkön hyödyntämisen potentiaalia, korostaa sitä kuinka yksilöllistä asukkaiden sähkönkulutus on.



Kuvio 10: Huoneistojen lukumäärän vaikutus mitoitukseen

Rakennusvuoden osalta voidaan sen sijaan todeta, että kiinteistön iällä vaikuttaisi olevan merkitystä energiayhteisön tuoman tuotannon lisäpotentiaalien osalta. Mitä varhaisempi kiinteistön rakennusvuosi on, sitä enemmän huoneistojen sähkönkulutus vaikuttaisi kasvattavan aurinkosähköjärjestelmän mitoitusta. Tämä selittynee suurelta osin sillä, että vanhoissa rakennuksissa on yleensä vähemmän sähköä vievää kiinteistötekniikkaa, joten sitä kautta huoneistojen tuoma lisäkulutus tarkoittaa suhteessa suurempaa potentiaalia uudempiin

rakennuksiin verrattuna. Uudemmissa kiinteistöissä on toki monesti huoneistokohtaiset saunat, mitkä usein lisäävät huoneistojen kulutusta, mutta läheskään kaikki asukkaat eivät käytä saunaa aktiivisesti ja toisaalta asukkaiden saunomisajankohta ei välttämättä osu yksin aurinkosähkön tuotannon kanssa.



Kuvio 11: Rakennusvuoden vaikutus järjestelmän mitoittamiseen

5.2 Aurinkosähkijärjestelmän kannattavuus

Aurinkosähkijärjestelmän hankinnan kannattavuutta vertailtiin sekä pelkän kiinteistön sähkön mukaisen mitoituksen osalta, että koko liittymän mukaisen mitoituksen osalta. Tällä vertailulla haettiin vastausta järjestelmän koon vaikutuksesta investoinnin kannattavuuteen taloyhtiön kannalta. Lisäksi tehtiin vertailua siitä, kuinka energian hinnan muutos vaikuttaa investointien kannattavuuteen. Jos ostoenergian hinta nousee, on aurinkosähkijärjestelmä kannattavampi ja ostoenergian hinnan laskiessa järjestelmän kannattavuus pienenee oman tuotannon arvon laskiessa. Vastaava vaikutus on tietenkin korkomuutoksilla, mutta tässä tutkimuksessa ei vertailtu koron muutoksen vaikutusta investoinnin kannattavuuteen.

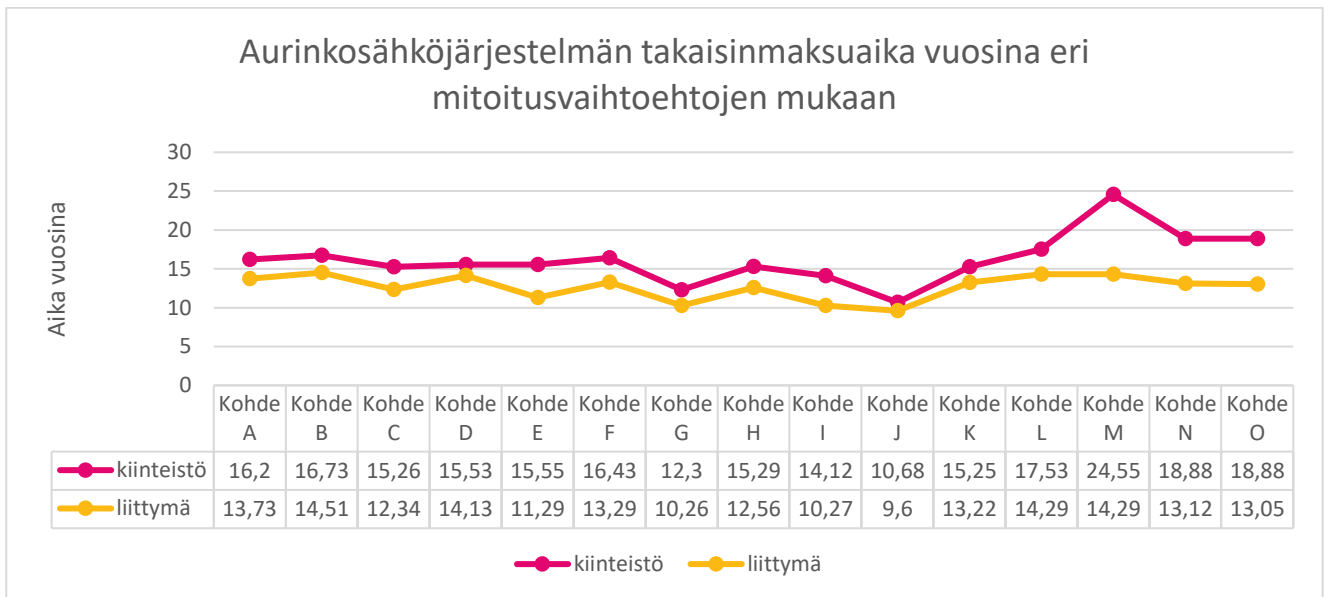
Tulosten käsittelyn yhteydessä termillä ”kiinteistö” viitataan vain taloyhtiön kiinteistösähkön kulutuksen mukaisesti mitoitettuun aurinkosähköjärjestelmään ja vastaavasti ”liittymä” viittaa järjestelmään, jonka mitoituksessa on huomioitu kiinteistön kulutuksen lisäksi huoneistojen sähkönkulutus.

Käytännössä laskelmissa lähdettiin oletuksesta, että järjestelmän pitoaika on 30 vuotta ja korkokantana käytettiin neljää prosenttia. Taloyhtiöissä ei luultavammin ole samanlaisia tuottovaatimuksia investoinnille kuin yrityksissä, joten korkokantana todennäköisesti usein käytetään mahdollisen lainarahoituksen korkoa. Laskelmien tekohetkellä yleisimmin taloyhtiöiden luottokorkona käytetty 12 kuukauden euribor oli arvossa 2,693 % ja tähän arvioitiin päälle maltillinen reilun yhden prosentin marginaali. Suomen Pankin luottotietoraportin mukaan kesä-heinäkuussa 2022 taloyhtiöiden lainojen keskimarginaali on ollut 0.93 % (Euriborin kohoaminen nostaa myös taloyhtiölainojen korkoja, 2022).

Todellisuudessa yhtiöiden rahoituksen hinta saattaa erota kohteittain paljonkin. Esimerkiksi Kiinteistölehti (2021) uutisoi, kuinka taloyhtiöiden lainansaanti on vaikeutunut varsinkin kasvukeskusten ulkopuolella tai jos taloyhtiöllä on runsaasti korjausvelkaa. Tutkijalla ei kuitenkaan ollut osamista eikä resurssiakaan alkaa arvioimaan kohteiden luottokelpoisuutta yksilöllisesti.

Kannattavuutta tarkasteltiin takaisinmaksuajan, sisäisen korkokannan ja nettonykyarvon menetelmin sekä kiinteistön että liittymän mukaisesti mitoitettujen aurinkosähköjärjestelmien osalta. Energian hinnaksi määritettiin 6 snt/kWh, mikä vastaa reilun vuoden takaista hintatasoa. Koska tutkimuskohteet sijaitsevat Tampereella, sähkönsiirron hintana käytettiin Tampereen Sähköverkon siirtohintaa ja sähkövero oli yleinen veroluokan 1 mukainen sähkövero. Näin ollen ostoenergian hinnaksi tuli 11 snt/kWh ja järjestelmän pitoaikana energian hinnan vuosittaisen nousun oletettiin olevan maltilliset 0,5 prosenttia vuosittain.

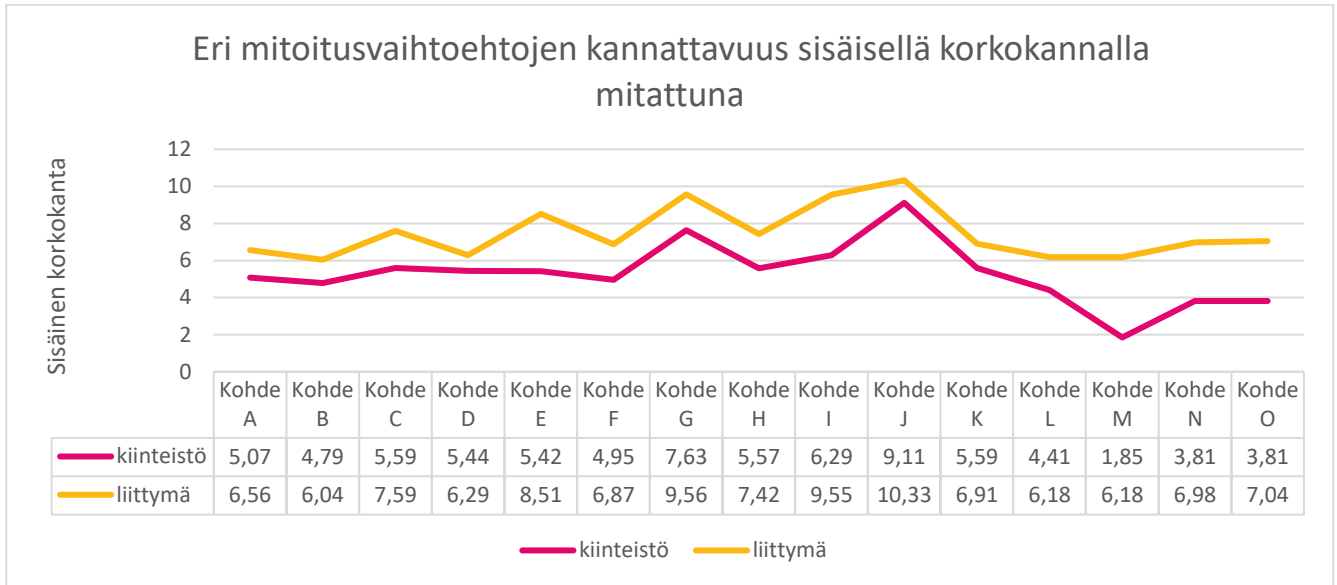
Laskelmissa ei huomioitu invertterin uusintaa eikä vuosittaisia huoltokuluja, koska näiden arviointi yleispätevästi on hankalaa. Nämä on tietenkin syytä huomioida todellisissa laskelmissa ja ne vaikuttavat kannattavuuteen heikentävästi, mutta tämän tutkimuksen osalta mielenkiinto kohdistui eri mitoitusten välisiin eroihin kannattavuudessa, eikä huoltokuluilla ole tähän seikkaan merkittävää vaikutusta.



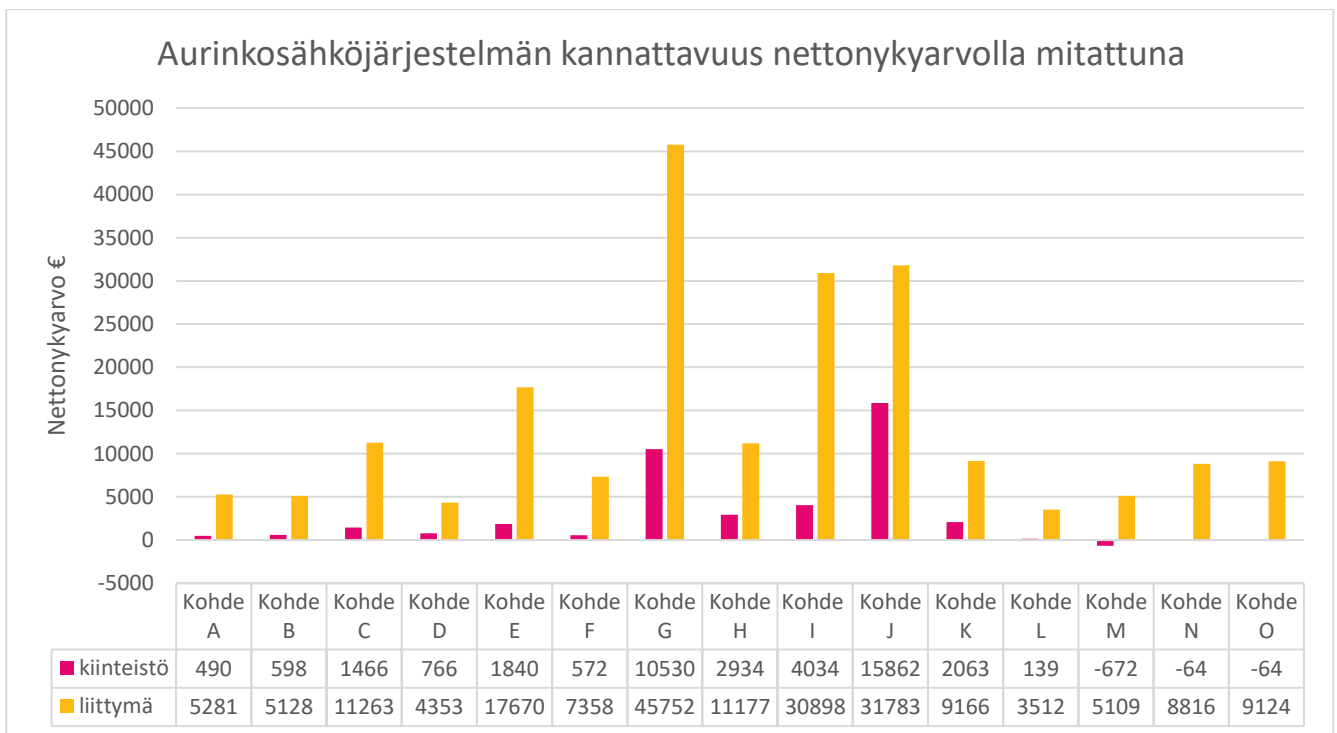
Kuvio 12: Aurinkosähköjärjestelmien takaisinmaksuajat eri mitoitusvaihtoehtojen mukaan.

Tuloksista voidaan havaita, että kaikissa kohteissa koko liittymän kulutuksen mukainen voimala on kalliimmasta hankintahinnastaan huolimatta kannattavampi ja takaisinmaksuaika on lyhyempi, kuin pelkän kiinteistösähkön mukaisesti mitoitettun järjestelmän osalta. Erot takaisinmaksuajoissa vaihtelevat hieman yli vuodesta aina yli kymmeneen vuoteen kohteittain, mutta keskimäärin takaisinmaksuaika isommalle järjestelmälle on 3,5 vuotta lyhyempi. Niin sisäisen korkokannan laskenta kuin nettonykyarvokin antavat kannattavuuden osalta luonnollisestikin saman lopputuloksen isomman järjestelmän paremmasta kannattavuudesta kuin takaisinmaksuaikakin, kuten kuvioista 13 ja 14 voidaan todeta.

Samalla voidaan todeta myös käytännössä takaisinmaksuajan vaillinaisuus kannattavuuden mittauksessa. Nimittäin sekä sisäinen korkokanta että nettonykyarvo osoittavat kohteiden M, N ja O kiinteistösähkön kulutuksen mukaisesti mitoitettun järjestelmän olevan kannattamaton. Näillä kohteilla sisäinen korkokanta jää pienemmäksi verrattuna laskennassa käytettyyn korkokantaan 4 %. Vastaavasti nettonykyarvo jää näiden järjestelmien osalta miinusmerkkiseksi.



Kuvio 13: Eri mitoitusvaihtoehtojen kannattavuus sisäisellä korkokannalla mitattuna.



Kuvio 14: Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuus nettonykyarvolla mitattuna

Kannattavuuslaskelmien osalta on syytä huomata, että laskelmissa käytetyt aurinkosähköjärjestelmien hinnat perustuvat Motivan aurinkosähköjärjestelmien hinnoista tekemän tarjouskoonnin

keskiarvohintoihin (Aurinkosähköä kotiin – tarjoukset sinun alueellasi 2022). Todellisuudessa hinnat voivat erota laskelmissa käytetyistä huomattavastikin riippuen kohteen ominaisuuksista. Esimerkiksi jos rakennus on kovin korkea, tarvitaan paneeleiden katolle saamiseen nosturia, joka nostaa kustannuksia. Samoin korkeissa rakennuksissa tulee yleensä enemmän kustannuksia kaapeloinnista aurinkosähköjärjestelmästä sähkökeskukselle, sillä sähkökeskus sijaitsee yleensä maan tasalla tai kellarissa. Tutkimuksen puitteissa ei kuitenkaan ollut mahdollista alkaa pyytämään kohteille aitoja tarjouksia, joten tämän vuoksi kannattavuuslaskenta tehtiin yleisiä hintojen keskiarvoja käyttäen, järjestelmän koko huomioiden. Alla olevassa taulukossa on kootusti laskennassa käytetyt järjestelmien hinnat sekä niiden oletettu vuosituotannon määrä.

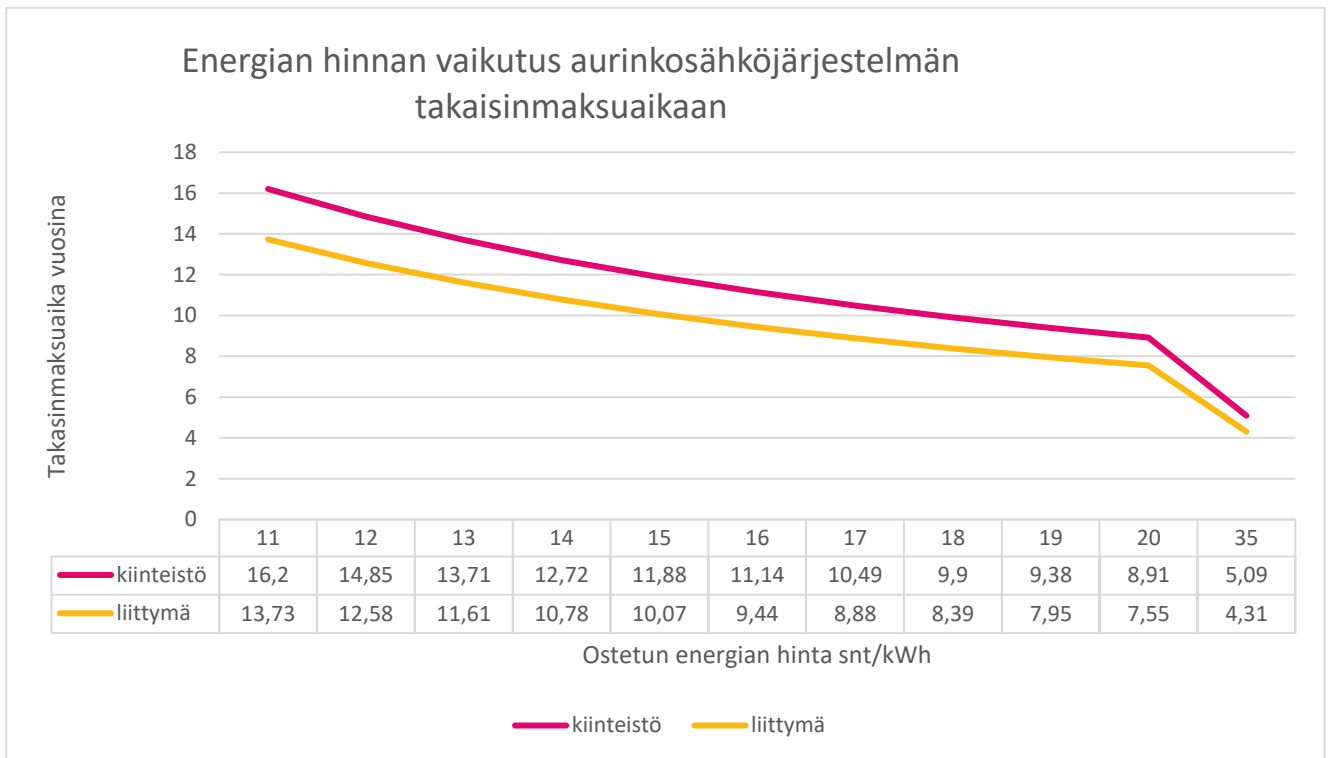
Taulukko 4: Kohteiden aurinkosähköjärjestelmien hinnat ja vuosituotannot

	Kiinteistön mukaan		Koko liittymän mukaan	
	Hinta €	Vuosituotanto	Hinta €	Vuosituotanto
Kohde A	3 565 €	2,0 MW	15 400 €	10,2 MW
Kohde B	5 890 €	3,2 MW	19 000 €	11,9 MW
Kohde C	7 050 €	4,2 MW	22 800 €	16,8 MW
Kohde D	4 100 €	2,4 MW	14 300 €	9,2 MW
Kohde E	9 920 €	5,8 MW	27 950 €	22,5 MW
Kohde F	4 700 €	2,6 MW	19 000 €	13,0 MW
Kohde G	21 100 €	15,6 MW	54 750 €	50,9 MW
Kohde H	14 300 €	8,5 MW	23 900 €	17,3 MW
Kohde I	13 200 €	8,5 MW	38 850 €	34,4 MW
Kohde J	21 850 €	18,6 MW	41 500 €	39,3 MW
Kohde K	9 900 €	5,9 MW	23 300 €	16,0 MW
Kohde L	2 700 €	1,4 MW	12 100 €	7,7 MW
Kohde M	2 700 €	1,0 MW	17 600 €	11,2 MW
Kohde N	2 700 €	1,3 MW	21 800 €	15,1 MW
Kohde O	2 700 €	1,3 MW	22 100 €	15,4 MW

Kuten jo useaan otteeseen on tuotu esille, on tulevaisuuden energianhintojen ennustaminen luotettavasti mahdotonta. Tämä tuo runsaasti epävarmuutta taloyhtiöille investoinnin kannattavuuteen liittyen. Tätä investointiin liittyvää epävarmuutta voidaan käsitellä esimerkiksi herkkyyssanalyysiin keinoin. Herkkyyssanalyysin idea on, että siinä muutetaan investointilaskelman keskeisten komponenttien arvoa ja selvitetään miten muutokset vaikuttavat investoinnin arvoon. (Ikäheimo, Lounasmeri & Walden 2005, 219)

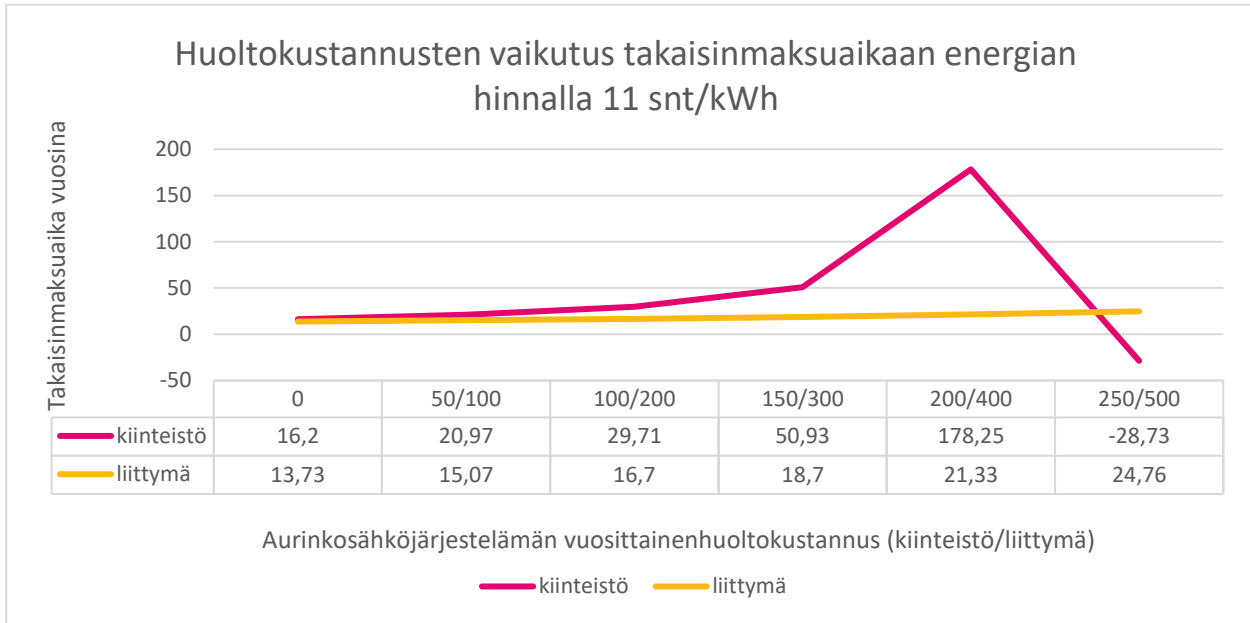
Ostetun energian hinnan vaikutuksesta aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen tehtiin herkkyyssanalyysia muuttamalla mekaanisesti ostetun energian arvoa. Tätä tehtiin kohteen A kiinteistön ja koko liittymän mukaisen mitoituksen osalta. Kannattavuuden mittariksi valittiin takaisinmaksuaika, koska aiemmin todetusti se on taloyhtiökentässä yleisin kannattavuuden arvioinnin mittari. Laskenta tehtiin ostoenergian arvoilla 11–20 snt/kWh, sekä lisäksi vielä arvolla 35 snt/kWh. Viimeisimmäksi mainittu arvo vastaa marraskuun 2022 alussa tarjolla olleen, edullisimman kahden vuoden määräaikaisen sopimuksen mukaista energian hinnoittelua Tampereella sijaitsevalle taloyhtiölle siirtomaksu ja verot huomioituna. Tulokset on esitetty kuviossa 15. Muiden kohteiden kohdalla vastaavaa laskentaa ei tehty, koska takaisinmaksuaika käyttäytyy kaikissa kohteissa samalla tavalla. Tuloksista voidaan havaita, kuinka yhdenkin sentin muutos energian hinnassa per kilowattitunti vaikuttaa järjestelmän kannattavuuteen selvästi.

Herkkyyssanalyysin yhteydessä tehdään usein break-even analyysi, jossa lasketaan ne arvot, joilla investointi tuottaa vielä hyväksyttävän rajoissa olevan tuloksen (Ikäheimo ym. 2005, 220). Aurinkosähköjärjestelmän osalta tällaista break-even analyysia ei tehty, koska taloyhtiön osakkaat päättävät itse alimman hyväksyttävän arvon taloyhtiö kohtaisesti. Lisäksi ostoenergian hinta ei siirrosta ja veroista johtuen voi joka tapauksessa laskea tiettyä arvoa alemmaksi, vaikka itse energian hinta olisi nolla.



Kuvio 15: Ostetun energian hinnan vaikutus aurinkosähköjärjestelmän takaisinmaksuaikaan

Jotta kannattavuuden arvioinnin monimutkaisuudesta tulisi oikea kuva, tehtiin vielä yksi laskenta takaisinmaksuajasta kohteen A osalta, siten että laskennassa huomioitiin vuosittaiset huoltokulut. Laskennassa käytetyt huoltokulut eivät perustu mihinkään todellisiin arvoihin, vaan ovat vain esimerkkejä mahdollisista vuotuisista huoltokuluista. Koko liittymän kulutuksen mukaisesti mitoitettua suuremman järjestelmän osalta huoltokulut arvioitiin kaksinkertaiseksi pelkän kiinteistösähkön mukaisen mitoituksen järjestelmään verrattuna kaikilla kustannus vaihtoehdoilla. Tämä ei välttämättä vastaa todellisuutta ja luultavasti todellisuudessa kulut eivät toistu samansuuruisina joka vuosi. Mutta esimerkin onkin tarkoitus vain havainnollistaa huoltokulujen vaikutusta kannattavuuteen.



Kuvio 16: Vuotuisen huoltokulun vaikutus aurinkosähköjärjestelmän takaisinmaksuaikaan.

Kuten kuviosta voidaan todeta, on jo pienelläkin vuosittaisella huoltokustannuksella iso merkitys järjestelmän takaisinmaksuaikaan erityisesti pienen aurinkosähköjärjestelmän kohdalla. Pienellä järjestelmällä vuosittainen tuotanto ja sitä kautta saatava taloudellinen hyöty jää pieneksi, jolloin vähäinenkin huoltokulu heikentää kannattavuutta selvästi. Esimerkin kohteen A kohdalla pienemmän, kiinteistön kulutuksen mitoituksen mukaisen järjestelmän takaisinmaksuaika nousee 150 euron vuosittaisella huoltokululla jo yli 50 vuoden ja 250 euron vuosittainen huoltokulu painaa takaisinmaksuajan negatiiviseksi. Herkkyysanalyysin kannalta voidaan todeta, että esimerkissä 250 euron vuosittainen huoltokulu olisi varmasti kaikille taloyhtiöille break-even arvo.

6 Pohdinta ja johtopäätökset

Tutkimuksessa haettiin vastausta siihen, miten energiayhteisön hyvityslaskenta vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmän optimaaliseen mitoitukseen taloyhtiön kannalta. Lisäksi pyrittiin selvittämään, miten tämän uuden mitoituksen mukaisen järjestelmän investoinnin kannattavuus eroaa aiemman käytännön mukaisesti mitoitetusta järjestelmästä.

6.1 Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus

Mitoituksen osalta aurinkosähköjärjestelmien koot kasvoivat kaikissa kohteissa. Prosentuaalisesti mitoituksen kasvu oli välillä 102–1500 prosenttia, mutta kohteiden välillä oli huomattavia eroja. Rivitalojen osalta havaittiin huomattavasti kerrostaloja suurempaa kasvupotentiaalia. Rivitaloja oli kuitenkin mukana vain neljä kappaletta, joten niiden osalta olisi hyvä tutkia asiaa vielä laajemmalla otannalla.

Kasvuprosentteja mielenkiintoisempaa on kuitenkin tarkastella järjestelmän koon kasvuja huipputehon kannalta. Tutkimuksen tulokset osoittavat, että tutkimuskohteissa hyvityslaskennan vaikutus aurinkosähköjärjestelmän mitoituksen huipputehoon vaihteli 7–36 kWp:n välillä. Laskennassa saadut liittymän kokonaiskulutuksen mukaisen mitoituksen järjestelmäkoot olivat yllättävän suuria.

Saadut tulokset mitoitusten osalta eroavat myös huomattavasti Gaia Consultingin ja LUT-yliopiston esittämästä arviosta, jonka mukaan energiayhteisön tuoma lisäpotentiaali olisi maanlaajuisesti 6–11 kWp / kerrostalo kohteen mukaan (Airaksinen ym. 2019, 23). Mainittu arvio on tehty ennen hyvityslaskennan mahdollistavan lakimuutoksen voimaantuloa ja se perustuu selvityksen mukaan asiantuntijoiden arvioihin ja haastatteluihin. Tietämättä tuon tarkemmin perusteita, millä selvityksen arvioon on päädytty, on vaikea sanoa mistä noin suuri ero tämän tutkimuksen tuloksiin johtuu. Tässä tutkimuksessa saadut tulokset osoittavatkin, että lakimuutoksen tuoma hyöty taloyhtiöille vaikuttaisi olevan huomattavasti aiemmin oletettua suurempi ja että taloyhtiökentässä vaikuttaisi olevan merkittävää potentiaalia aurinkosähkön tuotannolle.

Mielenkiintoista oli myös havaita, että usealla kohteella oli tekninen rajoite optimaalisimman järjestelmäkoon toteutukseen. Näiden yhtiöiden hyödynnettävissä oleva kattopinta-ala ei mahdollista niin suuren aurinkosähköjärjestelmän asentamista, kuin mitä olisi kulutustietojen perusteella kannattavaa. Lisäksi on syytä pitää mielessä, että tässä tutkimuksessa ei huomioitu ollenkaan kattojen rakenteellista kantavuutta, mikä on toinen järjestelmän kokoa mahdollisesti rajoittava tekijä pinta-alan lisäksi.

Tuloksissa tuli selvästi esiin lämmitysmuodon vaikutus hyvityslaskennan tuomaan lisäpotentiaaliin. Ennako-oletusten mukaisesti kaukolämmössä olleissa kohteissa oli pääsääntöisesti selkeästi suurempia eroja järjestelmien mitoituksissa muihin lämmitysmuotoihin verrattuna. Samoin rakennusvuodella vaikuttaisi olevan merkitystä hyvityslaskennan tuomiin mahdollisuuksiin, vanhemmissa rakennuksissa havaittiin selvästi suurempia kasvuprosentteja järjestelmien mitoituksissa.

6.2 Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuus

Tulokset osoittavat selvästi, että mitoitukseltaan suuremman aurinkosähköjärjestelmän hankinta on kannattavampaa huolimatta korkeammasta hankintahinnasta. Tulosta ei voida pitää yllättävänä, sillä mitä enemmän sähköä kykenee omaan käyttöön tuottamaan, sitä enemmän saa järjestelmästä taloudellista tuottoa ja sen parempi investointi aurinkosähköjärjestelmä on.

Tutkimuksen tuloksiin hyvityslaskennan tuomasta lisäpotentiaalista sisältyy kuitenkin yksi huomionarvoinen seikka. Lisäpotentiaalin laskenta huomioi kaikkien asuntojen sähkönkulutuksen, mutta ei sitä, miten kulutus jakaantuu eri huoneistojen kesken. Hyvityslaskennassa taas kiinteistön kulutuksen jälkeen jäävä ylituotto jaetaan asunnoille ennalta ilmoitetun jakosuhteen mukaisesti, todennäköisesti joko tasaosuuksina tai sitten huoneiston kokoon tai osakemäärään perustuen. Tämä jako ei välttämättä vastaa sitä, kuinka sähkönkulutus asunnoissa jakaantuu, joten tosiasiasa tietyissä tilanteissa hyvityslaskennasta huolimatta itse tuotettua sähköä saattaa päätyä myyntiin huomattaviakin määriä.

Tässä olisikin mielenkiintoinen mahdollisuus jatkotutkimukselle sen osalta, kuinka hyvin hyvityslaskenta todellisuudessa kohtaa huoneistojen kulutuksen kanssa. Tämä vaatisi kuitenkin jokaisen huoneiston kulutustietojen saamista ja näin ollen yksittäisten asukkaiden kontaktointia. Pelkästään tutkimusaineiston saamiseen tarvittaisiin siis huomattavasti enemmän työtä, puhumattakaan huoneistokohtaisen kulutuksen ja aurinkosähköjärjestelmän tuotannon kohtaamisen analysoinnista. Toisin sanoen tällainen jatkotutkimus vaatisi huomattavasti enemmän aikaa ja resurssia tutkimuksen tekoon. Edellä mainitulla tilanteella on tietenkin vaikutusta myös järjestelmän kannattavuuteen.

Kannattavuuslaskennan osalta tuloksia voidaankin pitää suuntaa antavina. Laskennassa käytetyt aurinkosähköjärjestelmien hinnat eivät välttämättä vastaa todellisia hintoja ja erot voivat olla suuriakin johtuen kiinteistön ominaisuuksista tai alueellisesta kilpailutilanteesta.

Kannattavuuden osalta keskeinen huomio oli, kuinka vähäinenkin muutos ostettavan energian hinnassa ja sitä kautta saatavassa hyödyssä vaikuttaa olennaisesti järjestelmän kannattavuuteen. Ostetun energian osalta on syytä huomioida itse sähköenergian hinnan vaihtelun lisäksi myös siirtohintojen voimakas eroavaisuus sähkönsiirtoyhtiöiden kesken. Aurinkosähköjärjestelmän voidaan olettaa kestävän käytössä vähintään 25 vuotta ja korkojen, verojen ja energian hinnan ennustaminen vuosikausiksi eteenpäin on mahdotonta, mikä tuo oman haasteensa taloyhtiöille investoinnin suunnitteluun. Nykyisillä sähkön hinnoilla järjestelmät ovat todella kannattavia, mutta kuinka kauan nykyinen hintataso säilyy, sitä ei kukaan pysty sanomaan. Järkevämpää lieneekin arvioida kannattavuutta mieluummin nykytasoa maltillisimmilla hinnoilla ja perustaa laskelmat esim. pitkän aikavälin toteutuneisiin sähkönhintoihin.

Vaikka aurinkosähköjärjestelmä on lähes huoltovapaa, on huoltokulut syytä huomioida järjestelmän kannattavuutta arvioidessa. Tutkimuksessa tehty esimerkkilaskelma huoltokulujen vaikutuksesta järjestelmän kannattavuuteen osittain selittää sitä, miksi aurinkosähköjärjestelmät ovat tähän mennessä yleistyneet niin hitaasti taloyhtiöissä. Pienellä järjestelmällä vuosittainen säästö energiakuluissa jää pieneksi ja huoltokulut painavat kokonaistuoton helposti miinukselle. Isommissa järjestelmissä taas oman käytön ylittävä sähkö on täytynyt myydä matalalla hinnalla verkkoon, jolloin isomprien järjestelmien kannattavuus on jäänyt heikoksi. Näinpä taloyhtiöiden on kannattanut mieluummin investoida muihin hankkeisiin.

Tuloksista havaitaan myös, kuinka tärkeää olisi arvioida kannattavuutta eri laskentamenetelmillä, kuten esimerkiksi sisäisen korkokannan tai nettonykyarvon kautta. Tulokset osoittavat, että käytettäessä takaisinmaksuajan sijasta sisäistä korkokantaa tai investoinnin nettonykyarvoa, osa tutkimuskohteiden järjestelmistä olivatkin kannattamattomia. Nämä esimerkit osoittavat käytännön tasolla sen, miksi takaisinmaksuaikaa kannattavuuden mittarina on kritisoitu.

Tutkijan oma kokemus asiakasrajapinnasta on kuitenkin osoittanut, että rajallisuudestaan huolimatta takaisinmaksuaika on taloyhtiökentässä ylivoimaisesti eniten käytetty menetelmä arvioi-
dessa investoinnin kannattavuutta. Tätä selittänee se, että taloyhtiöiden hankintapäätöksiä val-
mistelee hallitus, joka koostuu taloyhtiöiden asukkaista. Kyse on siis hyvin sekalaisesta joukosta eri
ammattiryhmien edustajia, eikä talouden tunnuslukujen syvällistä osaamista varmastikaan löydy
monelta. Ja koska taloyhtiön tehtävä on ensisijaisesti tarjota asumispalveluja omistajilleen ja huo-
lehtia kiinteistöomaisuudesta, on vähäriskistä sijoitusta suosivan laskentamenetelmän suosio hel-
posti ymmärrettävissä. Tämän vuoksi myös tutkimuksen analyyseissä painotettiin eri muuttujien
vaikutusta nimenomaisesti takaisinmaksu-aikaan.

6.3 Yhteenveto

Aurinkosähköjärjestelmän hankinta kannattaa joka tapauksessa suunnitella huolella ja huomioita-
via seikkoja on paljon, oli taloyhtiöllä tarkoitus hyödyntää hyvityslaskentaa tai ei. Oikea mitoitus
vaatii aina tietoja kiinteistön sähkönkulutuksesta vähintään vuoden ajalta. Mitoitusta voi arvioida
itsekin ilmaisilla laskentatyökaluilla, joita on internetissä tarjolla useita. Laskentatyökalujen taso
vaihtelee kuitenkin suuresti ja käyttäjältä vaaditaan jonkin verran perehtymistä aurinkosähkön
tuottamisen perusteisiin, jotta hän pystyy arvioimaan saatujen tulosten luotettavuutta.

Oikein mitoitettu aurinkosähköjärjestelmä on varsin kannattava ja huoleton investointi taloyhti-
ölle. Liian pieni järjestelmä on pienemmästä investoinnista huolimatta kannattamattomampi ja
liian suuri järjestelmä taas johtaa tarpeettomaan tuotannon verkkoon myyntiin, joka pääsääntöi-
sesti on omaa käyttöä huomattavasti kannattamattomampaa. Helpoin vaihtoehto onkin pyytää
kulutustietojen perusteella suunnitelmaa aurinkosähköjärjestelmästä alan ammattilaiselta. Järjes-
telmästä kannattaa ehdottomasti pyytää useampia tarjouksia eri toimijoilta ja vertailla tarkkaan eri
tarjousten sisällöt ja tarjottujen järjestelmien ominaisuudet. Kuten Motivan asiantuntija Teemu
Kettunen toteaa YLE:n haastattelussa, niin esimerkiksi paneelien materiaali- ja valmistusvirheta-
kuut saattavat vaihdella 10–25 vuoden välillä eri toimijoilla (Juuti 2021).

Yksikään taloyhtiö ei varmasti kuitenkaan suunnittele kasvattavansa kulutustaan sen takia, että
sähköä olisi edullisesti saatavilla oman aurinkosähköjärjestelmän kautta. Yleinen asenneilmasto ja
ilmastonmuutoksantorjunta pikemminkin ohjaa voimakkaasti kulutuksen pienentämiseen.

Yhteenvedona tutkimuksen tuloksista voidaan todeta, että energiayhteisön hyvityslaskenta mahdollistaa taloyhtiöille aiempaa huomattavasti paremmat mahdollisuudet aurinkosähkön hyödyntämiseen. Uudistus parantaa aurinkosähköjärjestelmän hankinnan kannattavuutta ja mahdollistaa myös taloyhtiöiden asukkaille osan sähkön kulutuksen korvaamisesta omalla tuotannolla. Tämä toivottavasti kannustaa yhä useampaa taloyhtiötä hankkimaan aurinkosähköjärjestelmän, mikä osaltaan auttaisi Suomea pääsemään asetettuihin ilmastotavoitteisiin.

6.4 Luotettavuus

Aineiston osalta tässä tutkimuksessa tulee huomioida, että aurinkosähköjärjestelmien mitoituksessa käytetyt sähkön kulutustiedot saatiin paikalliselta sähköverkkoyhtiöltä, eikä tutkija osallistunut aineiston muodostamiseen millään tavalla. Aineisto perustuu jokaisen kohteen todelliseen, toteutuneeseen kulutukseen vuoden 2021 osalta. Suomessa verkon mittaustiedon luotettavuus on erittäin korkealla tasolla, joten tältä osin aineistoissa ei ole syytä epäillä olevan virheitä ja aineisto saataisiin varmasti samanlaisena, mikäli tutkimus haluttaisiin toistaa.

Arvioitaessa tutkimuksessa saatuja aurinkosähköjärjestelmien mitoituksia tutkimuskohteille, ei näiden osalta ole syytä epäillä tulosten luotettavuutta. On kuitenkin hyvä huomioida, että nyt saadut tulokset perustuvat järjestelmien mitoituksiin laskettuna 380 Wp:n tehoisilla aurinkopaneeleilla, kun tällä hetkellä markkinoilla myynnissä olevien aurinkopaneelien tehovaihtelu on välillä 370 Wp – 405 Wp. Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus lasketaan luonnollisesti kokonaisten paneelien mukaisesti. Eli jos laskenta tehtäisiin eritehoisilla paneeleilla, saattaisi järjestelmän kokonaismitoitus muuttua hieman, mutta ero olisi suurimmillaankin vain muutamia prosentteja.

Tuloksista ei voida tehdä yleistystä, että tietyn kokoiselle tai ikäiselle taloyhtiölle jokin järjestelmä koko olisi oikea valinta. Saadut tulokset pätevät vain tutkimuksessa mukana olleisiin kohteisiin. Jos tutkimus toistettaisiin valitsemalla siihen toiset 15 taloyhtiötä Tampereella, olisivat tulokset mitoitusten osalta varmasti erilaisia. Kuitenkin voidaan suurella varmuudella olettaa, että näidenkin yhtiöiden kohdalla koko liittymän kulutuksen mukainen järjestelmä olisi mitoitukseltaan huomattavasti suurempi ja myös kannattavuudeltaan parempi.

Tietopohjaisesta aineistosta liittyen aurinkosähkön tuottamiseen tekniikan ja säädösten osalta koostuu ammattikirjallisuudesta ja -artikkeleista, lainsäädännöstä ja viranomaisohjeista. Käytettyä lähdemateriaalia voidaan näiltä osin pitää luotettavina.

6.5 Eettisyys

Tutkimuksen teon kaikissa vaiheissa pyrittiin toimimaan rehellisesti ja huolellisesti samalla noudattaen Tutkimuseettisen neuvottelukunnan (TENK 2022) laatimia hyvän tieteellisen käytännön (HTK) periaatteita koskien tiedonhankintaa, tarvittavia tutkimuslupia, tutkimuksen huolellista suunnittelua ja toteutusta, tulosten käsittelyä ja raportointia sekä toisten tutkijoiden saavutusten huomioimista.

Kaikki kohteet huomioitiin aineiston analyysissä ja kulutustietoja käsiteltiin muuttamattomina. Tutkimuksessa ei kerätty eikä käsitelty lainkaan henkilötietoja, ainoastaan tutkimuskohteina olleisiin taloyhtiöihin liittyvää tilastoaineistoa. Tutkimusraportissa taloyhtiöitä käsiteltiin kuitenkin anonymisti ja aineisto säilytettiin tutkijan omalla, henkilökohtaisella salasanalla suojatulla tietokoneella.

Tutkija itse oli töissä toimeksiantajayrityksessä aina tutkimuksen loppuvaiheisiin saakka. Työskentelyn kautta tutkijalla oli olemassa kontaktit kohteiden isännöitsijöihin, joilta lupaa kulutustietojen saamiseksi sähköverkkoyhtiöltä kysyttiin ja henkilösuhteet ovat voineet vaikuttaa luvan antamiseen. Muulla tavoin toimeksiantajalla työskentelyn ei voida katsoa vaikuttaneen tutkimukseen mitenkään. Kaikille taloyhtiöiden edustajille tehtiin selväksi, mihin tarkoitukseen yhtiöiden kulutustietoja tullaan käyttämään. Pyynnön yhteydessä korostettiin myös, että aineiston luovuttaminen tutkimukseen osallistumisen on täysin vapaaehtoista. Luvan myöntämisestä aineiston saantiin ei palkittu millään tavalla ja vastaavasti kieltävästä vastauksesta ei aiheutunut mitään seurauksia.

6.6 Tulosten hyödynnettävyys

Tutkimuksen tulokset vahvistivat oletuksen siitä, että energiayhteisön hyvityslaskenta tarjoaa taloyhtiöille huomattavasti aiempaa paremmat mahdollisuudet aurinkosähkön hyödyntämiseen. Toiveena oli, että tulosten pohjalta olisi ollut mahdollista laatia karkean tason luokittelu järjestelmän

koosta eri kokoisille taloyhtiöille, mitä olisi voitu hyödyntää toimeksiantajan taholla. Tulokset kuitenkin osoittivat, ettei tämä ole mahdollista. Tuloksista voitiin kyllä havaita yhteyttä rakennusvuoden ja järjestelmän mitoituksen kasvun osalta, samoin kuin rivitalojen kerrostaloja huomattavasti suurempi kasvupotentiaali. Kuitenkin kohdekohtaiset erot ja hajonta tuloksissa ovat liian suuria, jotta edes karkean luokittelun laatiminen järjestelmän koosta olisi mielekästä. Voidaan todeta, että suurella todennäköisyydellä hyvityslaskenta minimissään kaksinkertaistaa hyödynnettävän oman tuotannon määrän. Mutta se kuinka paljon lisäpotentiaalia hyvityslaskenta mahdollistaa minkäkin tyyppiselle taloyhtiölle vaatii aina kohdekohtaisten kulutustietojen analysointia.

Kohdekohtaisen mitoituksen ja suunnittelun tärkeyttä on syytä korostaa keskusteltaessa aurinkosähkön tuottamisesta asiakkaiden kanssa. Asiakkaita on hyvä ohjeistaa lähtemään liikkeelle tarkastelemalla kiinteistön sähkön kulutusta vähintään yhden vuoden ajanjaksolta niin kiinteistön kulutuksen kuin koko liittymän kulutuksenkin osalta. Kun kulutustiedot ja niiden jakautuminen kuukausitasolla on selvillä, voidaan lähteä laskemaan optimaalista voimalakokoa. Voimalakokoa voi taloyhtiö arvioida itsekin ilmaisten työkalujen avulla, Helpoin vaihtoehto on tietenkin pyytää kulutustietojen perusteella tarjousta kulutuksen mukaisesti optimoidusta järjestelmästä aurinkosähköjärjestelmän toimittajilta.

Lähteet

A 767/2021 Valtioneuvoston asetus sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta. Viitattu 24.9.2022. <https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2021/20210767>

Aaltio, I. Puusa, A. 2020. Mitä laadullisen tutkimuksen arvioinnissa tulisi ottaa huomioon? Teoksessa Laadullisen tutkimuksen näkökulmat ja menetelmät. Gaudeamus.

Airaksinen, J. Annala, S. Bröckl, M. Honkapuro, S. Lassila, J. Manninen, J. Partanen, J. Rautiainen, T. Saario, M. Vanhanen, J ja Värre, U. 2019. Selvitys sähkön omatuotantoon, energiayhteisöihin ja energiahankkeiden lupamenettelyihin liittyvistä kysymyksistä. Helsinki: Valtioneuvoston kanslia.

Alasuutari, P. Koskinen, I. Peltonen, T. 2005. Laadulliset menetelmät kauppatieteissä. Tampere: Vastapaino.

Alasuutari, P. 2011. Laadullinen tutkimus 2.0. 4. uudistettu painos. Tampere: Vastapaino.

Aurinkosähkön kapasiteetti kasvoi Suomessa yli 100 megawattia vuonna 2021. 2022. Energiavirasto. Uutinen Energiaviraston internet sivuilla 20.6.2022. Viitattu 28.9.2022 <https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-kapasiteetti-kasvoi-suomessa-yli-100-megawattia-vuonna-2021>

Aurinkosähkön turvallisuusopas. Motiva. 2022. Viitattu 12.11.2022. https://www.motiva.fi/files/18956/Aurinkosahkon_turvallisuusopas.pdf

Aurinkosähköä kotiin – tarjoukset sinun alueellasi. 2022. Aurinkosähköjärjestelmien hintatietoa aurinkosahkoa.fi sivustolla. Viitattu 13.10.2022. <https://aurinkosahkoakotiin.fi/tarjoukset/>

Auvinen, K. Aurinkosähkön lainsäädäntö taloyhtiöissä – valoa tunnelin päässä! Suomen Ympäristökeskus SYKE. Aineisto webinaarista 4.5.2020. Viitattu 3.11.2022. <https://www.slideshare.net/karoliinaauvinen/aurinkoenergiayhteist-taloyhtiss>

Auvinen, K. Honkapuro, S. Ruggiero, S. Juntunen, J. 2020. Aurinkosähköä taloyhtiöiden asukkaille – mittaushaasteista kohti digitaalisia energiayhteisöpalveluja. Aalto-yliopiston julkaisusarja Kauppa+Talous 3/2020. Viitattu 7.11.2022. <https://aaltodoc.aalto.fi/handle/123456789/43236>

Brown, L.R. 2017. Suuri Energiaturros. Hyviä uutisia energiataloudesta ilmastonmuutoksen aikakautena. Into Kustannus.

Chiras, D. 2019. Solar Electricity Basics - Revised and Updated 2nd Edition : Powering Your Home or Office with Solar Energy. New Society Publishers. Viitattu 6.10.2022. <https://janet.finna.fi>, Ebook Central Academic Complete International Edition.

Energiaverotus. 13.6.2022. Verohallinnon syventävä vero-ohje, diaarinumero VH/1061/00.01.00/2022. Viitattu 21.11.2022. <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56206/energiaverotus3/>

Energiayhteisökäsikirja. 2022. Elenia & VTT. Viitattu 3.10.2022 <https://www.elenia.fi/tulevaisuuden-energia/sahkontuotanto-ja-kulutus/energiayhteisot>

Eskola, J. Saarela-Kinnunen, M. 2015. Tapaus ja tutkimus = Tapaustudkimus? Teoksessa Ikkunoita tutkimusmetodeihin 1. 4. uudistettu ja täydennetty painos. Jyväskylä: PS-Kustannus.

Euriborin kohoaminen nostaa myös taloyhtiölainojen korkoja. Kauppalehti 22.9.2022. Viitattu 31.10.2022. <https://www.kauppalehti.fi/uutiset/euriborin-kohoaminen-nostaa-myos-taloyhtiolainojen-korkoja-keskimaaraisessa-marginaalissa-ei-suurta-muutosta/d80304ce-a8a5-4a2e-b622-652c13df0142>

Hajautettua sähkön tuotantoa. Energiateollisuus. 2022. Viitattu 14.9.2022. https://energia.fi/energiasta/asiakkaat/sahkoasiakkuus/sahkon_pientuotanto

Hakala, J. 2008. Uusi graduopas. Helsinki: Gaudeamus.

Heinonen, M. 2014. Taloyhtiön talous – osakkaan opas. Helsinki: Kiinteistöalan Kustannus Oy.

Hinnoittelun valvonta. 2022. Energiavirasto. Viitattu 13.10.2022. <https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta>

Hintavertailu siirtoyhtiöt 2022. Omakotiliitto. Viitattu 12.10.2022. https://www.omakotiliitto.fi/files/9327/Sahkon_siirtohinnot_2022_Omakotiliitto_korjattu_22.5.22_klo_15.00.pdf

Ikäheimo, S. Laitinen, E. Laitinen, T ja Puttonen, V. 2011. Laskentatoimi ja rahoitus. Vaasa: Vaasan Yritysinformaatio Oy.

Ikäheimo, S. Lounasmeri, S. Walden, R. 2005. Yrityksen laskentatoimi. Helsinki: WSOY.

Ilmastoviisaat palvelut taloyhtiöissä – markkinaselvitys. Viitattu 26.9.2022. https://figbc.fi/wp-content/uploads/sites/4/2020/06/Ilmastoviisaat_palvelut_taloyhtio%CC%88ssa%CC%88_markkinaselvitys.pdf

Jokinen, J. 2022. Aurinkovoimalan mitoitus taloyhtiöön energiayhteisömallia hyödyntäen. Opin- näytetyö, AMK. Tampereen Ammattikorkeakoulu. Sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma. Viitattu 18.10.2022. <https://urn.fi/URN:NBN:fi:amk-202204225666>

Juuti, P. 2021. Aurinkopaneelien halpeneminen jatkuikin, mutta hintaerot ovat hurjat avaimet käteen -paketeissa – keräsimme vinkit tarjousviidakkoon. Uutinen Ylen internet-sivuilla 3.3.2021. Viitattu 28.10.2022. <https://yle.fi/uutiset/3-11817758>

Kallio, T. Palomäki, J. 2020. Teoria, empiria ja käytäntö. Julkaisussa Laadullisen tutkimuksen näkökulmat ja menetelmät. Helsinki: Gaudeamus.

KHO:2021:20. Viitattu 7.11.2022. <https://www.kho.fi/fi/index/paatokset/vuosikirjapaatokset/1613470807597.html>

L 22.12.2009/1599 Asunto-osakeyhtiölaki. Viitattu 24.9.2022. <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2009/20091599#O3L6P1>

L 9.8.2013/588 Sähkömarkkinalaki. Viitattu 22.9.2022. <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588>

Lupa-asiat. 2022. Motiva. Viitattu 11.10.2022 https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/ennen_jarjestelman_hankintaa/lupa-asiat

Järvenpää, M, Länsiluoto, A. Partanen, V ja Pellinen, J. 2017. Talousohjaus ja kustannuslaskenta, Helsinki: Sanoma Pro Oy.

Kananen, J. 2017. Laadullinen tutkimus pro graduna ja opinnäytetyönä. Jyväskylä: Jyväskylän Ammattikorkeakoulu.

Lehto, I. 2017. Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus. Tampere: Sähköinfo Oy

Metsämuuronen, J. 2006. Laadullisen tutkimuksen käsikirja. 1.laitos, 1. painos. Jyväskylä: Gummerus Kirjapaino.

Pahkala, T. Uimonen, H. Väre, V. 2018. Joustava ja asiakaskeksinen sähköjärjestelmä. Älyverkko-työryhmän loppuraportti. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 33/2018. Viitattu 7.11.2022. <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-346-7>

Pantzar, M. 2022. Valtion lainatakauksella voi pian hankkia kotiin niin aurinkopaneelit kuin sähköautonkin. Uutinen YLE:n internetsivuilla 2.10.2022. Viitattu 2.10.2022. <https://yle.fi/uutiset/3-12634381>

Photovoltaics report, 2022. Fraunhofer Institute. Viitattu 25.9.2022. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>

Perälä, R. 2017. Aurinkosähköä. Tallinna: Karisto.

Puolamäki, E. 2007. Strateginen johdon laskentatoimi. Helsinki: Tietosanoma Oy.

Puusa, A. Juuti, P. 2021. Laadullisen tutkimuksen olemus. Julkaisussa Laadullisen tutkimuksen näkökulmat ja menetelmät. Helsinki: Gaudeamus.

Renewables 2021. Analyses and forecast to 2026. International Energy Agency. Viitattu 29.9.2022. <https://www.iea.org/reports/renewables-2021>

Ritchie, H. Roser, M. 2022. Electricity Mix. Artikkelisiivustolla Our World in Data. Viitattu 29.9.2022. <https://ourworldindata.org/electricity-mix#where-does-our-electricity-come-from>

Smil, V. 2017. Energia ja sivilisaatio – historia. Helsinki: Terra Gognita Oy.

Sähkön ja eräiden polttoaineiden verotaulukot. 2022. Verohallinto. Viitattu 28.9.2022.
<https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/verot-ja-maksut/valmisteverotus/sahkovero/verotaulukot/>

Sähköverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän mitoitus. 2022. Motiva. Viitattu 21.9.2022.
https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus

Tahkokorpi, M. 2016. Aurinko energia Suomessa. Into Kustannus.

Taloyhtiöiden on aiempaa vaikeampaa saada lainaa. Uutinen Kiinteistölehti.fi -sivustolla 22.6.2021. Viitattu 31.10.2022. <https://www.kiinteistolehti.fi/taloyhtioiden-on-aiempaa-vaikeampi-saada-lainaa>

TENK, Tutkimuseettinen neuvottelukunta 2012: Hyvä tieteellinen käytäntö ja sen loukkausepäilyjen käsitteleminen Suomessa. Viitattu 10.11.2022. https://www.tenk.fi/sites/tenk.fi/files/HTK_ohje_2012.pdf

Tilastokeskus. Asunto-osaakeyhtiöiden hoitokulut nousivat vuonna 2021. Viitattu 26.9.2022.
<https://stat.fi/julkaisu/ckt9vy11k71z30c08isb2btl3>.

Tuomi, J. Sarajärvi, A. 2018. Laadullinen tutkimus ja sisällönanalyysi. Helsinki: Tammi. Viitattu 14.11.2022. <https://janet.finna.fi>, Ellibs ebooks.

Varttitase eli 15 minuutin taseselvitysjakso. 2022. Fingrid. Viitattu 7.10.2022. <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/pohjoismainen-tasehallinta/varttitase/#taustaa>

Vilka, H. 2021 a. Näin onnistut opinnäytetyössä. Ratkaisut tutkimuksen umpikujiin. Jyväskylä: PS-Kustannus. Viitattu 4.10.2022. <https://janet.finna.fi>, Ellibs ebooks.

Vilka, H. 2021 b. Tutki ja kehitä. 5. uudistettu painos. Jyväskylä: PS-Kustannus.

100-prosenttisesti uusiutuviin energialähteisiin perustuva energiajärjestelmä. Kansalliseen energia- ja ilmastostrategiaan liittyvä tarkastelu. Työ- ja elinkeinoministeriö. 2016. Viitattu 16.11.2022.
<https://tem.fi/documents/1410877/3570111/100+prosenttia+uusiutuvaa+tarkastelu.pdf/8e4ee341-77c5-4447-b6ce-1f2686a3daec/100+prosenttia+uusiutuvaa+tarkastelu.pdf.pdf>