

Pyry Tamminen

# Aurinkosähkö ja sähköautojen lataus taloyhtiö- alueella

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Insinööri (AMK)

Energia- ja ympäristötekniikka

Insinöörityö

8.4.2018

Tekijä(t) Otsikko	Pyry Tamminen Aurinkosähkö ja sähköautojen lataus taloyhtiöalueella
Sivumäärä Aika	34 sivua + 1 liitettä 8.4.2018
Tutkinto	Insinööri (AMK)
Koulutusohjelma	Energia- ja ympäristötekniikka
Suuntautumisvaihtoehto	-
Ohjaaja(t)	Tutkintovastaava Antti Tohka Arabian Palvelu Oy hallituksen jäsen Kalle Luukkainen
<p>Insinööriyön tarkoituksena oli tutkia aurinkosähkön tuotantoa ja sähköautojen latausta taloyhtiöalueella. Työn tavoitteena oli, että se tukisi taloyhtiötä investointipäätöksessä sekä mahdollistaisi järjestelmäsuunnitelmien itsenäisempää tarkastelua. Työn tilaajana toimi Arabian Palvelu Oy.</p> <p>Työssä tarkasteltiin aurinkosähköjärjestelmän toimintaa, sekä sähköautojen lataustapoja. Näitä aiheita käsiteltiin tarkemmin taloyhtiöiden näkökulmasta, ja tuloksena laadittiin erilaisia toteutustapoja hankkeille. Työssä vertailtiin myös aurinkosähköjärjestelmien kytkentätapoja sähköverkkoon, sekä havainnollistettiin laskujen ja kuvaajien avulla sähkön hankintahintojen kehityksen vaikutusta takaisinmaksuaikoihin. Laskuista selvisi, että esimerkkiaurinkosähköjärjestelmä ei maksaisi itseään takaisin 30 vuoden tarkastelujakson aikana, jos sähkön hinta pysyisi samana.</p> <p>Sähköautoille tarkoitettun latausverkoston suunnittelun tärkeimpiä asioita ovat lataustavan valinta ja sen vaatimuksien huomiointi alueen sähköjärjestelmältä sekä kysynnän ja tarjonnan kohtaamiseen. Nopein ja halvin ratkaisu olisi investoida lataus- ja lämmitysasemiin, jotka mahdollistavat sähköautojen hidaslatauksen. Sen pitäisi olla riittävän tehokas lataustapa vastaamaan suomalaisten keskimääräisiin liikkumistottumuksiin.</p>	
Avainsanat	aurinkosähköjärjestelmä, sähköauton lataus, takaisinmaksuaika

Author(s) Title	Pyry Tamminen Solar energy and electric vehicle charging
Number of Pages Date	34 pages + 1 appendices 8 April 2018
Degree	Bachelor of Engineering
Degree Programme	Energy and Environmental Engineering
Specialisation option	-
Instructor(s)	Antti Tohka, Head of Degree Programme Kalle Luukkainen, Arabian Palvelu Oy Member of the Board
<p>The purpose of this Bachelor thesis was to examine solar energy production and electric vehicle charging around condominiums. The goal of the thesis was to assist housing cooperatives in the investment decisions and to enable more independent review of the system plans. This thesis was made for Arabian Palvelu Oy.</p> <p>In this thesis operations of the photovoltaic systems and the charging methods for electric cars were studied. These topics were dealt from the standpoint of housing cooperatives, and the result was a set of different implementation methods for the projects. Different methods of connecting the photovoltaic systems to the grid were also compared. The impact of the electricity price development on the payback time was illustrated with calculations and diagrams. The results emphasized that the example photovoltaic system wouldn't pay for itself during the 30-year period if the electricity price remained the same.</p> <p>The most important factors in designing a charging grid for electric cars are the choice of charging mode and its requirements for the electrical system as well as demand for supply. The fastest and the least expensive solution would be to invest in charging and heating stations which allow slow charging. Charging and heating stations should be powerful enough to match Finns' average mobility habits.</p>	
Keywords	photovoltaic systems, electric vehicle charging, payback time

## Sisällys

1	Johdanto	1
2	Aurinkosähkö	2
2.1	Aurinkopaneeli	2
2.2	Invertteri	4
2.3	Muut komponentit	4
3	Sähköautojen lataus	6
3.1	Hidaslataus (lataustapa 2)	7
3.2	Peruslataus (lataustapa 3)	8
3.3	Teholataus (lataustapa 4)	8
4	Aurinkosähkö taloyhtiöissä	9
4.1	Mitoitus	9
4.2	Sijoittelu	11
4.3	Invertteri ja kaapelointi	13
4.4	Aurinkosähköjärjestelmän kytkentä	13
4.4.1	KytKentä taloyhtiön kiinteistösähköön	14
4.4.2	Takamittarointi	15
4.4.3	Hyvityslaskentamalli	17
5	Sähköautojen lataus taloyhtiöalueella	19
5.1	Latausjärjestelmän suunnittelu	19
5.2	Lataus- ja lämmitysasema	20
5.3	Älykkäät latausasemat	22
5.4	Yhdistelmäratkaisu	23
6	Arabianrannan aurinkosähköistys	24
6.1	Selvitystyö	25
6.1.1	Suunnitelma	25
6.1.2	Investoinnin kannattavuus	26
6.2	Omat laskelmat	27
6.3	Investoinnin kannattavuuden parantaminen	30
7	Paikallisen tuotannon ja sähköautojen latauksen yhdistäminen	32

8	Yhteenveto	33
	Lähteet	35
	Liitteet	
	Liite 1. Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuslaskut	

## 1 Johdanto

Insinööriyön aiheena on aurinkosähkö ja sähköautojen lataus taloyhtiöalueella. Työn tilaajana toimii Arabian Palvelu Oy, joka vastaa Arabianrannan alueen yhteispihoista, parkkipaikoista ja yhteiskerhotiloista.

Paikallinen uusiutuva energiantuotanto on ollut merkittävässä kasvussa kotitalouksien ja yritysten keskuudessa kotitalousvähennyksien, sekä investointitukien johdosta. Suuremmissa taloyhtiöalueilla, kuten kerrostaloalueilla on paljon aurinkosähköpotentiaalia, mutta toistaiseksi sitä on hyödynnetty vain vähän investoinnin heikon kannattavuuden vuoksi. Tällä hetkellä tukea ei myönnetä taloyhtiöille, eikä tähän ole nähtävissä muutoksia lähitulevaisuudessa (Auvinen 2018d). Kotitalousvähennyksiäkään ei pystytä käyttämään hyödyksi taloyhtiöissä, koska ne rajoittuvat pääasiassa asukkaan vastuulla oleviin alueisiin, kuten asunnon sisätiloihin (Auvinen 2018d). Tuen puuttuminen taloyhtiöiltä on merkittävä hidaste uusiutuvan energiantuotannon leviämiseksi näille alueille. Aurinkosähköjärjestelmien kustannuksien laskiessa paikallisesta energiantuotannosta on kuitenkin tullut kannattavampaa, mikä tulee kasvattamaan investointien määrää Suomessa. Uusiutuvan energiantuotannon kasvu tukee myös Suomen pitkän aikavälin tavoitetta hiilineutraalista tulevaisuudesta (Valtionneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030 2017: 14).

Energia- ja ilmastostrategian mukainen tieliikenteen päästöjen merkittävä vähentäminen edellyttää sähköautojen suosion kasvua (Valtionneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030 2017: 54). Tavoitteen saavuttamista tukee voimakkaasti latausverkoston kehitys julkisilla, sekä erityisesti taloyhtiöiden alueilla. Sähköautoja ladataan pääasiassa asuntojen läheisyydessä, minkä takia taloyhtiöalueilla tulisi varautua suunnitelmallisesti latausmahdollisuuksien toteuttamiseen. Suunnittelun varhainen aloittaminen ja latausverkoston portaittainen kehitys helpottaa investoinnin tekoa sekä jättää myös tulevaisuuden innovaatioille liittämismahdollisuuden.

Insinööriyön tarkoitus on tutkia aurinkosähkön tuotantoa ja sähköautojen latausmahdollisuuksia taloyhtiöiden näkökulmasta. Tavoitteena on, että työ tukisi investointipäätöksiä, sekä mahdollistaisi järjestelmäsuunnitelmien itsenäisemmän tarkastelun. Tarkoituksena on myös esitellä järjestelmien toimintatapoja ja vaatimuksia, sekä erilaisia toteutusmahlajeja taloyhtiöalueilla. Työn tilaaja Arabian Palvelu Oy on asettanut työryhmän pohtimaan

autopaiikkojensa muuttamista sähköautoilijoille soveltuvaksi, ja Arabianrannan alueella on kiinnostusta paikallista aurinkosähkön tuotantoa kohtaan, joten työ on hyvin ajankoh-  
tainen. Työ tukee olemassa olevien asuinalueiden siirtymistä kestävämpiin ja uusiutuviin  
energiaratkaisuihin.

Opinnäytetyön alussa käsitellään aurinkosähköjärjestelmän ja sähköautojen latauksen  
perusteita. Tämän jälkeen aiheita tutkitaan tarkemmin taloyhtiöiden näkökulmasta sekä  
esitellään erilaisia toteutustapoja näille alueille. Työssä tarkastellaan myös aurinkosäh-  
köjärjestelmän takaisinmaksuaikoja ja siihen vaikuttavia tekijöitä esimerkkitaloyhtiön  
avulla.

## 2 Aurinkosähkö

Aurinkosähkö perustuu auringonsäteilyn intensiteettiin, joka vaihtelee eri maantieteelli-  
sissä paikoissa vuodenajan ja vuorokauden ajan mukaan. Maanpinnalle osuva koko-  
naissäteily koostuu suorasta säteilystä ja hajasäteilystä, joka on mm. ilmakehän, pilvien  
ja maan heijastamaa säteilyä. Etelä-Suomen vuotuinen kokonaissäteilyn määrä on liki-  
määrin sama kuin Pohjois-Saksassa. Suurin osa säteilystä osuu kuitenkin Suomeen ke-  
säkuukausilla, minkä takia sen määrä vaihtelee huomattavasti vuodenaikojen mukaan.  
Helsingin vuotuinen säteily määrä vaakapinnalle on noin  $980 \text{ kWh/m}^2$ , ja sitä voidaan pa-  
rantaa kallistamalla säteilyn kohteena olevaa pintaa. (Auringonsäteilyn määrä Suo-  
messä 2018.)

### 2.1 Aurinkopaneeli

Auringosta tuotetaan sähköä aurinkopaneeleilla, jotka muuttavat säteilyn sähköksi. Pa-  
neelien pinnassa on useita piistä valmistettuja kennoja, joihin auringonsäteilyn sisältä-  
mät fotonit eli hiukkaset törmäävät. Tämän yhteydessä fotonit luovuttavat energiansa  
kennoille, jotka synnyttävät tasavirtaa. Tuotettu sähkö voidaan käyttää välittömästi esim.  
kodinkoneissa ja lämmityksessä, jos ne pystyvät hyödyntämään tasasähköä. Myöhem-  
pää käyttöä varten tuotettu sähkö tulisi varastoida akkuihin, jotka voidaan purkaa käyt-  
töön tarvittaessa. Tämän tyyppiset järjestelmät ovat usein mökkeihin asennettuja, eikä  
niitä ole kytketty sähköverkkoon. (Auringosta sähköä 2017.)

Aurinkopaneeleita on erityyppisiä, mutta yksi- ja monikiteiset ovat niistä yleisimpiä aurinkosähkön tuotannossa. Aurinkosähköjärjestelmissä käytetään pääasiassa monikiteisiä paneeleita, koska ne ovat kustannustehokkaimpia, vaikka hyötysuhde jääkin alle 20 %:iin. Kaavassa 1 on esitetty aurinkopaneelin hyötysuhteen laskentakaava, jonka avulla on laskettu Hanwhan 280 W:n monikiteisen aurinkopaneelin hyötysuhde. Auringon säteilyintensiteetiksi on oletettu  $1000 \text{ W/m}^2$  ja lämpötilaksi  $25^\circ\text{C}$ , minkä myötä hyötysuhteeksi saadaan noin 0,17 eli 17 %. Yksikiteisten paneelien hyötysuhde on hieman korkeampi noin 16–25 %, mutta asennettuna järjestelmän kokonaishinta on korkeampi ja lisähyöty hyvin vähäinen. Niitä käytetään kuitenkin usein pienemmissä mökkiin liitetyissä aurinkosähköjärjestelmissä. Aurinkopaneeli tuottaa sähköä tehokkainten viileässä ja tuotantoteho voi muuttua jopa 20 %, kun lämpötila nousee tai laskee  $50^\circ\text{C}$ . Tehon muutokseen vaikuttaa kuitenkin myös paneelien tyyppi sekä ikä. Aurinkopaneelien käyttöikä voi olla jopa yli 40 vuotta, ja useimmiten valmistajat lupaavatkin niille 25 vuoden tuotantotakuun. Tuotantotakuu tarkoittaa, että aurinkopaneelin tuotantoteho heikkenee valmistajan laskelmien mukaisesti 25 vuoden ajan. Aurinkopaneelien valmistaja Hanwha ilmoittaa tuotantotehon laskevan lineaarisesti noin 0,6 %/vuosi. (Q.Antum Solar Module; Käypylehto 2016: 58-62.)

$$\eta = \frac{P_p}{A \times G_A} \quad (1)$$

$\eta$  on aurinkopaneelin hyötysuhde

$P_p$  on aurinkopaneelin nimellisteho [W]

$A$  on aurinkopaneelin pinta-ala [ $\text{m}^2$ ]

$G_A$  on auringon säteilyintensiteetti [ $\text{W/m}^2$ ]

$$\eta = \frac{280 \text{ W}}{(1,670 \text{ m} \times 1 \text{ m}) \times 1000 \text{ W/m}^2}$$

$$\eta \approx 0,17$$



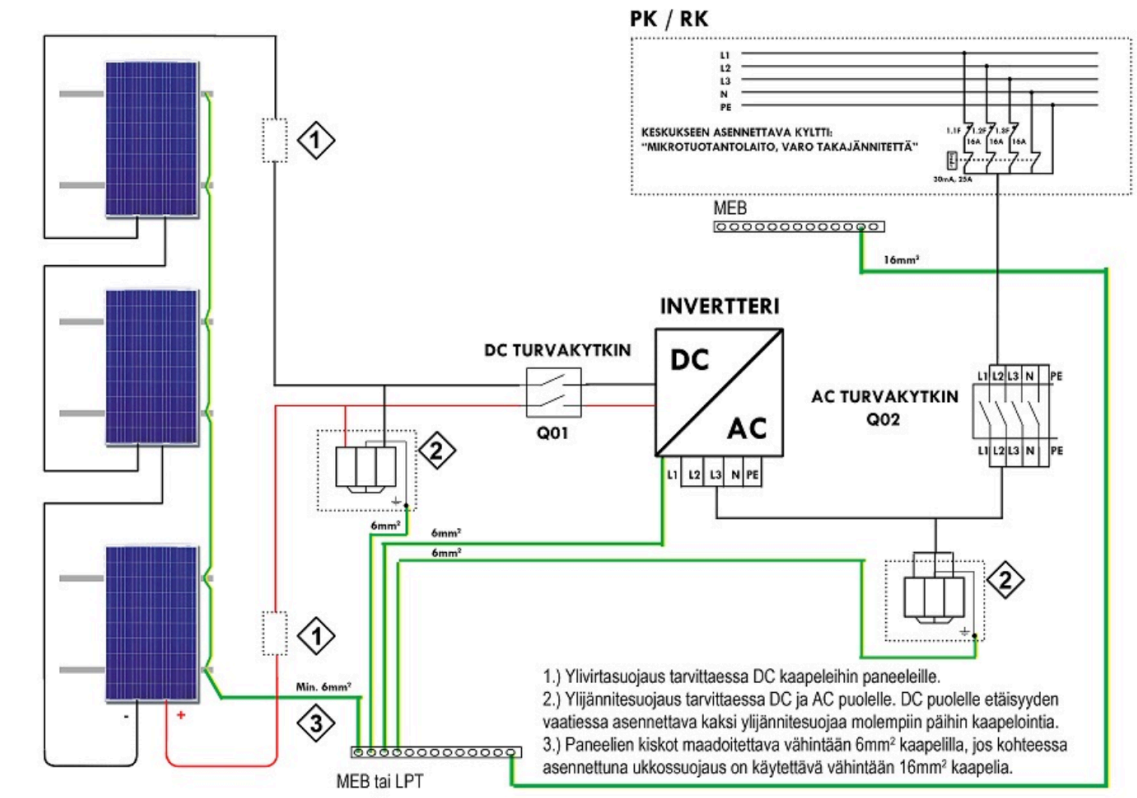
## 2.2 Invertteri

Invertteri eli vaihtosuuntaaja on olennainen osa aurinkosähköjärjestelmää, koska se muuttaa aurinkopaneelien tuottaman tasavirran verkkoon sopivaksi vaihtovirraksi. Tämä on myös edellytys järjestelmälle, jos se halutaan kytkeä verkkoon mahdollisen yli-tuotannon myyntiä varten. Inverttereitä on erilaisia sekä käytettävä malli määräytyy aurinkopaneelien lukumäärän ja asennuskohteen yksityiskohtien perusteella. Tärkein huomioon otettava asia on kuitenkin paneelien tuottama jännite ja virta, joista pystytään laskemaan järjestelmän teho. Tämän avulla määritetään invertteri, jotka voivat olla jopa 1–1000 kW:n tehoisia. Asuinrakennuksissa käytettävät invertterit ovat kuitenkin usein 1–15 kW:n tehoisia. (Aurinkosähkö.)

Invertterin hyötysuhde on noin 98 %, joten merkittävin häviö sähköntuotannossa tulee aurinkopaneelista. Valmistajat myöntävät usein 5 vuoden takuun inverttereille ja niiden arvioitu käyttöikä on noin 10–15 vuotta (SMA Factory Warranty). Käyttöikään vaikuttaa kuitenkin järjestelmän oikeaoppinen suunnittelu eli invertterin valmistajan määrittämien raja-arvojen huomioiminen. Inverttereiden valmistaja SMA ilmoittaa valmistaviensa mallien toimintalämpötilan olevan  $-25^{\circ}\text{C} \dots +60^{\circ}\text{C}$ , mutta paras vaihtoehto olisi kuitenkin tila, joka on suojaista ja tarjoaisi tasaisen lämpötilan vuoden ympäri. (Aurinkosähkö.)

## 2.3 Muut komponentit

Kuvassa 1 on esiteltynä järjestelmän rakenne ja sen sähkökytkennät. Pääkomponentit ovat aurinkopaneelit, mistä tuotettu tasavirta kulkeutuu turvakytkimen kautta invertterille. Sieltä siirtyvä vaihtosähkö kulkeutuu uudestaan turvakytkimen kautta sähkökeskukselle, johon asennetaan aurinkosähköjärjestelmän sulakkeet. Järjestelmän turvallisuutta voidaan tehostaa suojausjärjestelmillä, kuten maadoittamalla aurinkopaneelientästä ja asentamalla ylijännitesuojat invertterin molemmille puolille. Suojausjärjestelmät tuovat lisäturvaa kiinteistölle ja aurinkosähköjärjestelmälle vikatilanteissa. Mahdollisia ongelmatilanteita voi syntyä esimerkiksi salamaniskusta paneelientästä. (Käpylehto 2016: 71–72.)



Kuva 1. Aurinkosähköjärjestelmän rakenne (Aurinkosähköjärjestelmät).

Tärkeässä osassa järjestelmää ovat myös paneelien kiinnitysjärjestelmät, jotka määräytyvät kattotyypin perusteella. Pääasiassa rakennuksiin asennettavat kattokiinnikkeet jaotellaan harja- ja tasakatoille tarkoitettuihin. Harjakattoihin asennettavat kiinnikkeet liitetään pääasiassa katon rakenteeseen, mutta kiinnikkeiden malli kuitenkin vaihtelee kattomateriaalien mukaan. Tasakatoissa käytetään usein kelluvaa kiinnikejärjestelmää, jossa järjestelmän paikallapysyvyys turvataan lisäpainoilla. Asennus pystytään toteuttamaan lähes mille tahansa kattotyypille, kunhan rakenteet kestävät järjestelmän tuoman lisäpainon katolle. Lisäpainoa syntyy paneeleista, kiinnitysmateriaaleista sekä paneelihin kohdistuvasta tuulikuormasta ja lumen kinostuksesta paneelien taakse. Kiinnitysjärjestelmän tehtävänä on myös varmistaa aurinkopaneelien jäähdytys jättämällä tilaa ilmanvirtaukselle paneelin ja katon väliin.

### 3 Sähköautojen lataus

Sähköautojen kysyntä on jatkuvassa kasvussa, ja vuoden 2016 energia- ja ilmastostrategian mukaan tavoitteena on, ”että Suomessa olisi vuonna 2030 yhteensä vähintään 250 000 sähkökäyttöistä autoa (täyssähköautot, vetyautot ja ladattavat hybridit) ja vähintään 50 000 kaasukäyttöistä autoa.” (Valtionneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030 2017: 59.) Kysynnän kasvun myötä latauspisteiden tarve kasvaa ja siihen tulisi vastata, jotta sähköautoilu olisi helppoa ja kannattavaa autoilijan näkökulmasta.

Markkinoilla on kolme erilaista johdollista lataustapaa sähköautoille, mitkä ovat hidas-, perus- ja tehollataus. Näiden eroina ovat mm. lataustehot, jotka määrittävät sähköauton akun latausnopeuden sekä käytettävän latauskaapelin. Kuvassa 2 on esiteltynä suuntaa antavasti eri lataustapojen lataustehoja ja aikoja, jotka on laskettu 20 kWh:n akulle kaavojen 2 ja 3 mukaan. 20 kWh:n akkukoko on otettu vertailun kohteeksi, koska sillä pysyttäisiin vastaamaan suomalaisten keskimääräiseen päivän aikana kuljettuihin matkoihin. (Vesa 2017: 11–12.)

$$P_{lataus} = I_{lataus} \times U_{lataus} \quad (2)$$

$P_{lataus}$  on latausaseman latausteho [kW]

$I_{lataus}$  on latausvirta [A]

$U_{lataus}$  on latausjännite [V]

$$T_{lataus} = \frac{E_{akku}}{P_{lataus}} \quad (3)$$

$T_{lataus}$  on akun latausaika [h]

$E_{akku}$  on akun koko [kWh]

## Lataustehot ja latausajat

Latausteho	Latausaika, 20 kWh akku	
50 - 350 kW	< 20 min	Pikalataus DC-lataus auton ulkopuolisella laturilla (lataustapa 4)
20 - 50 kW	30 - 60 min	Teholataus DC-lataus auton ulkopuolisella laturilla (Lataustapa 4)
3,6 - 20 kW	1 - 5 h	Peruslataus, 400 V, 3P, 32 A, AC-lataus (Lataustapa 3)
2,5 kW	10 - 12 h	Hidas lataus 230 V, 1P, max 8 A, AC-lataus (Lataustapa 2)

Kuva 2. Eri lataustapojen latausajat 20 kWh:n akulle (Vesa 2017: 9).

### 3.1 Hidaslataus (lataustapa 2)

Hidaslataus on tarkoitettu sähköauton tilapäiseen lataukseen, jossa vaihtosähkösyöttö otetaan maadoitetusta 230 V:n kotitalouspistorasiasta, jonka mitoitusvirta on enintään 16 A (SFS 5610). Latauksen voi myös suorittaa kolmivaiheisesta voimavirtapistorasiasta, joka on mitoitusvirraltaan 16 A tai 32 A (SFS-EN 60309). Jos perinteistä kotitalouspistorasiaa eli sukopistorasiaa käytetään pitkäaikaisesti, latausvirta tulee rajoittaa 8 A:iin turvallisuussyistä, koska niitä ei ole suunniteltu jatkuvaan käyttöön täydellä kuormalla. Rajoittamaton latausvirta voi aiheuttaa ylikuumenemista, sekä tulipaloriskin. Sähköautojen hidaslataus toteutetaan aina auton mukana tulleella tai valmistajan hyväksymällä latauskaapelilla, jossa on ohjaus- ja suojavaikutteyksikkö. (Vesa 2017: 12; Forsten 2015; Kiinteistöjen latauspaikat -esiselvitys. 2015).

Hidaslatausta toteutetaan usein kotitalouksissa oman kiinteistön verkosta, koska se ei vaadi mitään erillisinvestointeja tai muutostöitä. Lataus tapahtuu pääasiassa öisin, koska 8 A:iin rajoitettu latausvirta mahdollistaa alle 2 kW:n lataustehon. Kaavojen 2 ja 3 mukaan 20 kWh:n akku latautuu noin 10 tunnissa. Taloyhtiöiden parkkipaikoilla toteutettu

hidaslataus on ongelmallista ja usein kiellettyä, koska sähköjärjestelmän soveltuvuudesta ei ole välttämättä varmuutta. Pistorasioiden sähkönkulutusta ei myöskään seurata energiamittareilla, minkä takia latauksesta syntyvät kulut menevät kaikkien maksettavaksi. (Sähköajoneuvojen lataaminen kiinteistöjen sähköverkoissa 2014).

### 3.2 Peruslataus (lataustapa 3)

Peruslataus toteutetaan kiinteästä latausasemasta, joka on suunniteltu säännölliseen ja jatkuvaan käyttöön. Lataus tapahtuu varsinaisesta sähköautojen lataukseen tarkoitusta tyyppin 2 latauspistokkeesta, joka sisältää tiedonsiirtoväylän. Latausvirta saa olla maksimissaan 63 A, mikä mahdollistaa jo huomattavasti nopeamman akun latauksen verrattuna hidaslataukseen. Kolmivaihelatauksella ja 63 A:n latausvirralla voi saavuttaa jopa 43 kW:n lataustehon. (Vesa 2017: 11.)

Kiinteä latausasema pitää sisällään älyä, joka mahdollistaa sähkönkulutuksen mittaroinnin, käyttäjien tunnistuksen ja latauksen valvonnan. Sen avulla voidaan palvella useampaa käyttäjää ja kohdistaa latauksesta syntyvät kulut oikeille henkilöille. Valvonta parantaa myös turvallisuutta ja käytettävyyttä, koska järjestelmä ei anna ladata virhetilanteiden sattuessa eikä ulkopuolinen henkilö voi irrottaa latauskaapelia. Kiinteä latausasema tukee myös kaksisuuntaista virransyöttöä, V2G eli vehicle to grid, joka mahdollistaa akun purkamisen ja sähköön syöttämisen takaisin verkkoon tarvittaessa (Helsinkiin uudenlainen latausasema sähköautoille – ensimmäinen laatuun Euroopassa 2017). (Sähköajoneuvojen lataaminen kiinteistöjen sähköverkoissa 2014).

### 3.3 Teholataus (lataustapa 4)

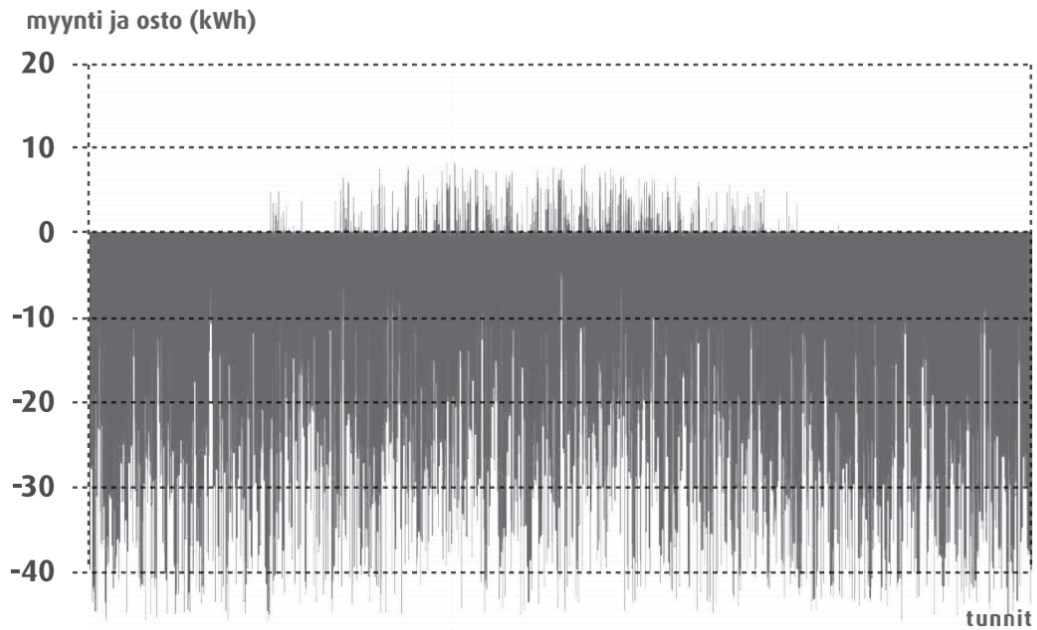
Teholataus on pääasiassa käytössä paikoissa joissa ei ole tarkoitus viettää pitkiä aikoja, kuten huoltoasemat ja kaupat. Sen tarkoitus on nostaa akun varaustasoa hyvin nopeasti kiinteällä latauskaapelilla, koska käytettävät latausvirrat ovat hyvin suuria. Latausvirta on maksimissaan 200 A ja latausteho vaihtelee 22–118 kW:n välillä, minkä avulla sähköauton akku voidaan ladata täyteen jopa alle 30 minuutissa. Suuret latausvirrat edellyttävät kuitenkin paljon sähköjärjestelmältä, minkä takia siihen joudutaan tekemään merkittäviä muutostöitä. (Sähköajoneuvojen lataussuositus 2018.)

## 4 Aurinkosähkö taloyhtiöissä

### 4.1 Mitoitus

Aurinkosähköjärjestelmän kokoa suunniteltaessa tärkeintä on vastata tuotannon ja kulutuksen kohtaamiseen, koska merkittävin hyöty järjestelmästä saadaan, kun tuotettu energia käytetään kiinteistössä itse. Jos kiinteistö ei pysty kuluttamaan tuottamaansa energiaa, puhutaan ylituotannosta, joka myydään energiayhtiölle. Sähkön hinta koostuu kuluttajalle sähköstä, siirrosta ja veroista, mutta ylituotannon myynissä hyvitys saadaan vain sähkön hinnasta. Tämän takia ylituotannon myynti on aina tappiollista verrattuna siihen, että tuotanto käytettäisiin itse. (Käpylehto 2016: 93; Evokari ym. 2017.)

Kannattavan kokoinen aurinkosähköjärjestelmä voidaan määrittää diagrammiin piirretyn kiinteistön tunti- tai päiväkohtaisen kulutuksen perusteella. Tästä kuvaajasta pystytään näkemään suoraan taloyhtiön pohjakuorma, joka pitää sisällään jatkuvasti päällä olevien laitteiden kulutuksen. Pohjakuorman perusteella mitoittaminen on varma tapa, koska tällöin tuotetulle sähkölle löytyy kiinteistöstä aina kulutusta. Aurinkosähköjärjestelmän odotettu tuotto pystytään piirtämään samaiseen diagrammiin, jolloin mahdollinen ylituotannon määrä voidaan laskea. Tuotannon mallintamisessa tulee huomioida aurinkopaneelien suuntaus ja kulma, jotta mahdollisimman tarkka arvio pystytään muodostamaan. Kannattavan järjestelmän ylituotannon osuus vuotuisesta aurinkosähkön tuotannosta on noin 10–20 % (Käpylehto 2016: 102). Tämä kannattavuus perustuu järjestelmän pienempään investointikustannukseen suhteessa sen tehoon sekä tehokkaampaan aurinkosähkön tuotantoon. Kuvassa 3 on havainnollistettu kiinteistösähkön osto ja ylituotannon myynti, kun taloyhtiöön on liitetty 15 kW:n aurinkosähköjärjestelmä. Järjestelmän arvioitu vuosittainen sähköntuotanto on noin 10 % sähkönkulutuksesta ja ylituotannon osuus on 13 %. (Käpylehto 2016: 96–105; Evokari ym. 2017.)



Kuva 3. Esimerkkitaloyhtiön kiinteistösähkön osto ja myynti (Evokari ym. 2017).

Järjestelmän ylimitoitus, eli aurinkosähkön tarkoituksenmukainen tuotanto yli oman kulutuksen, voi kuitenkin joskus olla perusteltua. Lähitulevaisuudessa tehtäväksi suunnitellut hankkeet, jotka kasvattavat taloyhtiön sähkönkulutusta, mahdollistavat tehokkaamman aurinkosähköjärjestelmän asennuksen. Tällöin järjestelmän eliniän alussa aurinkosähköä tuotetaan merkittävästi yli oman kulutuksen, mutta lähitulevaisuudessa sen käyttöaste kuitenkin paranee hankkeiden myötä. Tämänlaisia hankkeita voivat olla esimerkiksi sähköautojen latausverkoston kasvatus sekä lämmitysjärjestelmän tukeminen lämpöpumpuilla. Ylimitoitettujen järjestelmien investoinnin kannattavuus perustuu tulevaisuuden suunnitelmiin sekä sen alhaisempaan hankintakustannukseen verrattuna järjestelmän tehon kasvatuksen jälkeenpäin. Aurinkosähköjärjestelmien hinta suhteessa tehoon pienenee järjestelmän kokoluokan kasvaessa, mikä tuo myös säästöjä. (Evokari ym. 2017; Käpylehto 2016: 102.)

## 4.2 Sijoittelu

Aurinkopaneelit tulisi aina mahdollisuuksien mukaan suunnata etelään päin ja optimaaliseen kulmaan, joka on n. 45° (Auringonsäteilyn määrä Suomessa 2018). Taulukosta 1 näkee suuntauksen vaikutuksen kuukausitasolla auringon säteilyenergian määrään. Todellisuudessa kuitenkin asennuskohteen yksityiskohdat määräävät suuntauksen ja kulman esim. harjakatoissa paneelit asennetaan poikkeuksetta lähes aina katon myötäisesti lähimmäs etelään suuntautuvalla lappeella. Optimaalisesta suuntauksesta poikkeaminen vaikuttaa alentavasti vuotuisen energiantuotantoon, ja taulukon 1 mukaan länteen suunnattu aurinkopaneeli tuottaa jopa noin 30 % vähemmän sähköä vuoden aikana, kuin etelään suunnattu. Aurinkopaneelien suuntaaminen itään ja länteen voi kuitenkin olla perusteltua, jos kiinteistön pääasiallinen kulutus tapahtuu aamu- ja iltapäivällä eikä etelään suuntaus ole mahdollista. Tuotettua energiaa ei pystytä varastoimaan ilman akustoa, minkä takia se tulee kuluttaa kiinteistössä välittömästi. Usein kuitenkin sähkön kulutuspiikit sijoittuvat aamulle ja iltapäivälle, minkä takia tuotetun energian käyttöaste paranee itä-länsiasennuksella. Sähkön hinta on myös kalleimmillaan kulutuspiikkien aikana, jolloin paikallisesti tuotetusta sähköstä saadaan taloudellisin hyöty, kun se korvaa ostosähköä. (Käypylehto 2016:120–121.)

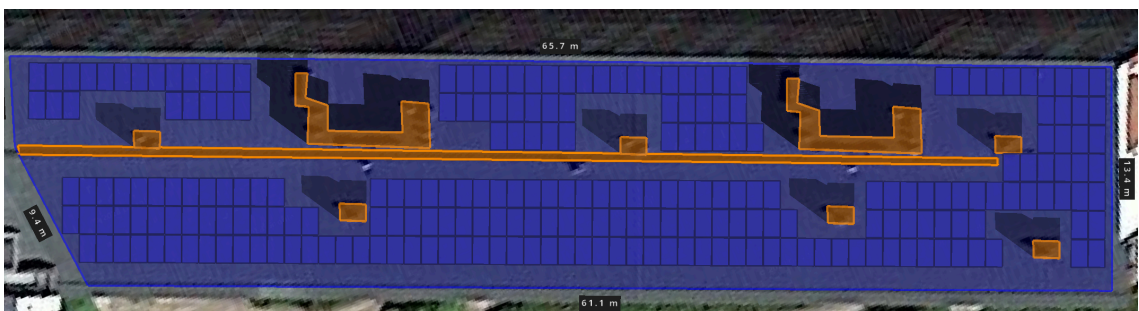
Taulukko 1. Auringon säteilyenergia Vantaalla mitattuna 45°:n kallistetulta pinnalta. (Auringonsäteilyn määrä Suomessa 2018.)

Auringon kokonaissäteilyenergia Vantaalla 45 astetta kallistetulle pinnalle eri ilmansuuntiin suunnattuna, [kWh/m <sup>2</sup> ]								
Kuukausi	Pohjoinen	Koilinen	Itä	Kaakko	Etelä	Lounas	Länsi	Luode
Tammikuu	5,2	5,2	6,2	10,7	13,1	10,7	6,3	5,2
Helmikuu	15,4	15,8	23,5	37,3	44,3	36,8	22,6	15,6
Maaliskuu	38,1	44,4	66,3	94,9	106,7	90,3	63,1	42,5
Huhtikuu	51,5	73,7	108,8	143,4	154,9	142,7	114,3	72,8
Toukokuu	71,8	106,9	148,9	178,3	183,0	171,8	147,3	100,3
Kesäkuu	91,9	115,2	148,0	163,6	167,6	168,4	156,1	120,2
Heinäkuu	83,0	117,4	156,1	183,6	189,8	187,5	169,1	117,6
Elokuu	60,0	87,2	123,5	150,5	152,1	136,9	113,7	78,7
Syyskuu	34,8	47,1	76,2	110,8	126,9	112,3	81,3	46,9
Lokakuu	17,1	18,1	25,6	37,2	44,3	38,7	26,9	18,5
Marraskuu	6,2	6,2	8,0	14,0	17,0	13,9	8,1	6,2
Joulukuu	3,6	3,6	4,2	8,8	11,2	9,1	4,6	3,6
Koko vuosi	478,6	640,8	895,3	1133,1	1210,9	1119,1	913,4	628,1



Usein taloyhtiöiden kerrostalot ovat tasakattoisia, mikä antaa enemmän suunnitteluvapautta, koska paneelit voidaan asentaa haluttuun suuntaan katolla. Nämä järjestelmät asennetaan mahdollisuuksien mukaan etelään päin, jotta järjestelmästä saataisiin maksimaalinen hyöty. Tasakattokiinnitysjärjestelmissä käytetään kallistuskulmana usein vain 15°, koska suurempi kallistus tuottaisi pidemmän varjon paneelien taakse. Tämä kasvattaisi merkittävästi tarvittavaa asennuspinta-alaa, koska varjon takia paneelien väliin pitää jättää tyhjää tilaa. Kallistuskulma vaikuttaa myös paneelisiin kohdistuvaan tuulikuormaan, jonka kasvaessa kelluva kiinnitysratkaisu edellyttää lisäpainoja. Lisäpainojen mitoitus perustuu alueellisiin tuuliolosuhteisiin ja kiinnitysjärjestelmän muotoihin. Tarvittavat lisäpainot ilmoitetaan usein kiinnitysjärjestelmän valmistajan suunnitelmissa. (Evokari ym. 2017; Aurinkosähkövoimala; Käpylehto 2016: 167–168.)

Aurinkopaneelien sijoittelussa tavoitteena on maksimoida energiantuotanto asennusalueella. Paneelisiin osuvat varjot ovat merkittävimpiä syitä heikompaan energiantuotantoon, minkä takia ne tulisi huomioida suunnittelussa. Aurinkopaneelille tulisi olla esteetön säteily koko arvioidun tuotannon ajan. Tasakatot tuottavat haasteita varjostuksessa, koska ilmanvaihtohormit ja savupiiput tuottavat pidemmän varjon vaakatasolle verrattuna harjakatoissa. Rakennuksen ympäristöä tulisi myös tarkastella, koska läheiset korkeat puut ja rakennukset voivat aiheuttaa varjostusta. Kuvassa 4 on HelioScope-sovelluksella toteutettu esimerkki paneelien asettelusta kerrostalon katolle. Suunnitelmassa on sovitettu katto täyteen aurinkopaneelista pois lukien varjostuvat alueet, jotka näkyvät tummina alueina kuvassa. Tämänlaisella asettelulla pystytään maksimoimaan aurinkopaneelille kohdistuva säteilyn määrä ja välttää tuotonalennukset. (Evokari ym. 2017.)



Kuva 4. Aurinkopaneelien asettelu kerrostalon katolle

#### 4.3 Invertteri ja kaapelointi

Taloyhtiöissä invertteri sijoitetaan pääasiassa tekniseen tilaan sähkökeskuksen läheisyyteen tai muuhun erilliseen paikkaan, jonne ulkopuolisilla ei ole suoraa pääsyä. Tämä tarjoaa tasaisen lämpötilan ympäri vuoden ja suojaisan paikan mahdollisilta ulkopuolisilta henkilöiltä, joilla ei ole lupaa koskea invertteriin. Asennus tekniseen tilaan lyhentää myös vaihtovirtapuolen kaapelointia invertteriltä sähkökeskukselle. Tämä kaapelointireitti tulee kuitenkin kierrättää ulkona, koska vaihtovirtapuolelle pitää asentaa turvakytin, joka mahdollistaa järjestelmän irrottamisen verkosta. Ulkopuolisella henkilöllä pitää olla pääsy tähän, jotta hätätilanteissa järjestelmä pystytään sulkemaan. (Käpylehto 2016: 145)

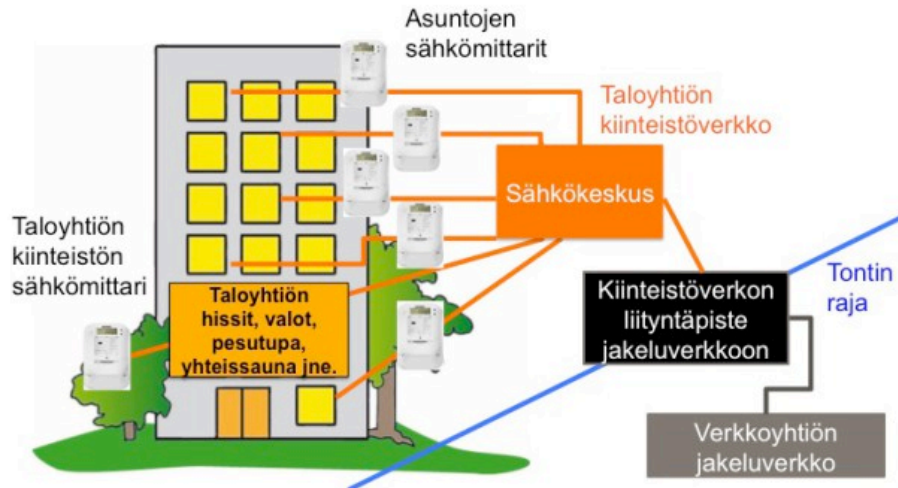
Tasavirtapuolen kaapelointi aurinkopaneeleiden ja invertterin väliin toteutetaan pääasiassa lyhyintä ja helppoiten saavutettavissa olevaa reittiä pitkin. Katolla voi olla jo valmiiksi kaapelointikanavia, jotka johtavat suoraan sähkökeskukselle, mutta muuten talon ulkoseinään toteutettu pinta-asennus putkessa on hyvä vaihtoehto. Lyhyt kaapelointipituus vähentää johtimen resistanssista johtuvia tehohäviöitä sekä säästää materiaalikustannuksissa. (Evokari ym. 2017)

#### 4.4 Aurinkosähköjärjestelmän kytkentä

Kuvassa 5 on havainnollistettuna taloyhtiöiden sähkönjakelun ja -kulutuksen mittarointi. Taloyhtiön kokonaissähkönkulutus, joka kulkeutuu liityntäpisteestä kiinteistölle, koostuu kiinteistön ja asuntojen sähkönkulutuksen summasta. Kiinteistön kulutus pitää sisällään mm. hissien, valaistuksien, pesutupien ja yhteissaunojen sähkönkulutuksen, minkä asukkaat maksavat vastikkeessa tai vuokrassa. Asuntojen kulutus taas rajautuu niiden sisällä tapahtuvaan sähkönkulutukseen, josta asunnon omistaja tai vuokralainen vastaa itse. Jokaisen asunnon ja kiinteistön sähkönkulutusta seurataan yksilöidysti sähkömittareiden avulla, joiden seurannasta vastaa paikallinen verkkoyhtiö. Verkkoyhtiö luovuttaa mittareille tallentuneen datan, jonka perusteella sähkönmyyjä laskuttaa asiakastaan. (Auvinen 2017a.)

## Sähköl mittarit ja johdot taloyhtiössä

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

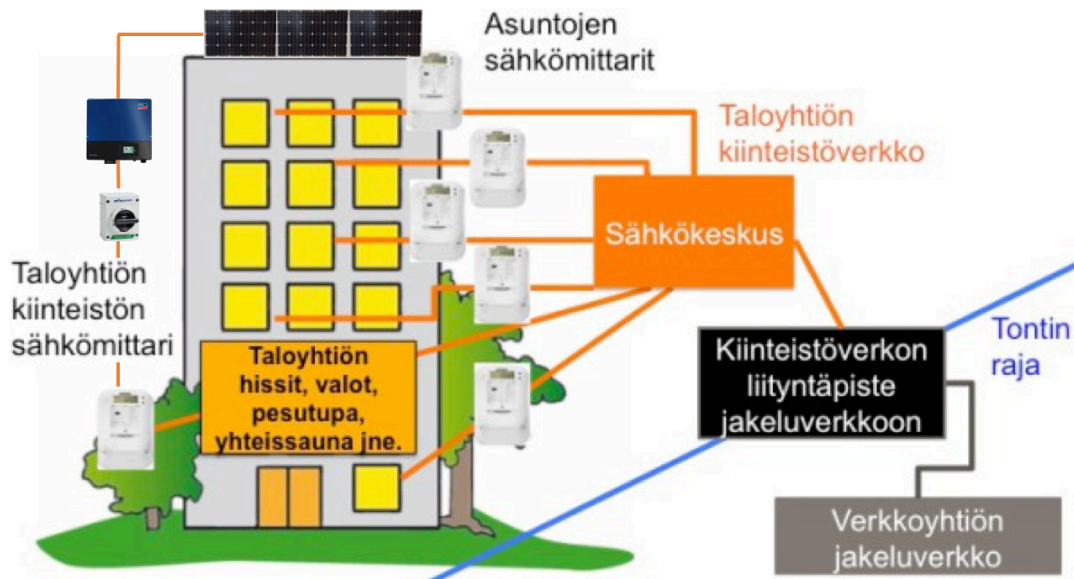


Kuva 5. Taloyhtiöiden sähkönjakelu ja sähkön mittarointi kuvattuna (Auvinen 2017a).

Aurinkosähköljärjestelmä tuoton hyödyntäminen Suomessa on kannattavinta, kun järjestelmä kytketään sähkömittarin taakse. Tämä kytkentämalli vähentää ostosähkön määrää, eikä tuotetusta sähköstä tarvitse maksaa veroja tai siirtomaksuja. Järjestelmän kytkentä sähkömittarin eteen ei vähennä ostosähkön määrää, vaan sen tarkoitus on tuottaa energiaa myyntiin. Tämä ei ole kannattava tai realistinen kytkentämalli taloyhtiöissä. Nykyinen sähkönjakelumalli taloyhtiöissä mahdollistaa kahteen erilaiseen aurinkosähköljärjestelmän kytkentätapaan. Näissä kytkentätavoissa tuotettu energia käytetään kiinteistön kulutuksen tarpeisiin tai koko taloyhtiön kulutuksen tarpeisiin. Tulevaisuudessa voi vapautua vielä kolmas malli, jonka laillisuutta tutkitaan tällä hetkellä. Tämän mallin ajatuksena on vastata koko taloyhtiön kulutuksen tarpeisiin. (Auvinen 2017a.)

### 4.4.1 Kytkentä taloyhtiön kiinteistösähköön

Kuvan 6 mukainen aurinkosähköljärjestelmän kytkentä kiinteistösähkön piiriin on yleisin kytkentämalli taloyhtiöissä, koska se ei vaadi erityisiä muutostöitä sähköjärjestelmään. Kytkennän tarkoitus on tuottaa energiaa kiinteistön omaan sähkölntarpeeseen ja pienentää ostosähkön määrää. Jos aurinkosähköljärjestelmä tuottaa sähköä enemmän kuin on kulutusta, ylituotanto rekisteröityy kiinteistön sähkömittariin ja se myydään sopimuksen mukaisesti energiayhtiölle. (Auvinen 2017a)

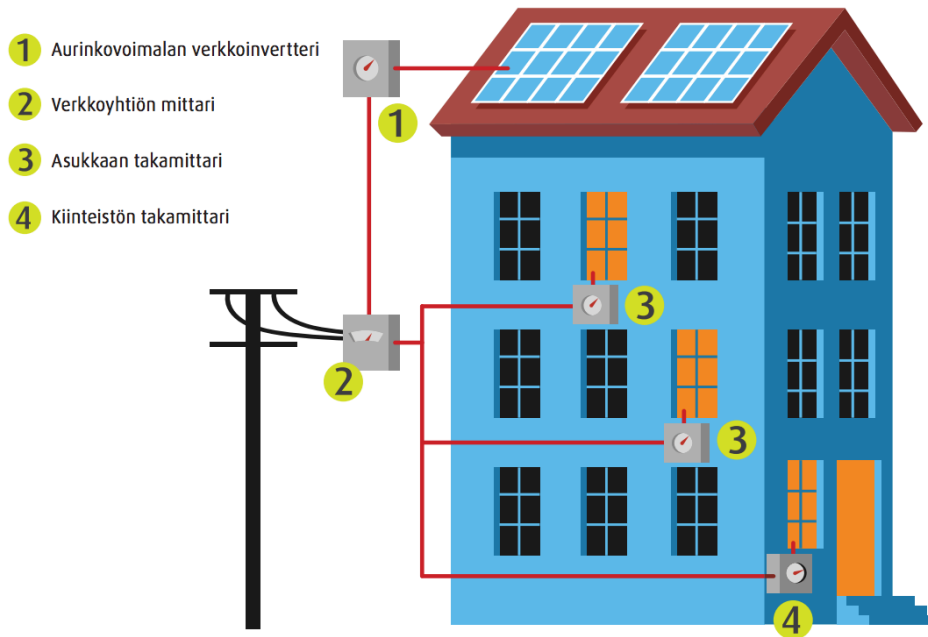


Kuva 6. Aurinkosähkijärjestelmä kytkentä kiinteistösähköön (Auvinen 2017a)

Kiinteistösähkön piiriin kytkennän etuna on sen yksinkertaisuus ja oikein mitoitettuna hyvä taloudellinen kannattavuus. Se soveltuu erinomaisesti kaikille taloyhtiöille, joiden kiinteistössä on potentiaalia aurinkoenergiantuotannolle ja kulutusta päivällä. Kytkennän ongelmana on kuitenkin mitoituksen rajoittuminen kiinteistön kulutuksen pohjakuormaan, vaikka taloyhtiössä olisikin paljon potentiaalia isommalle järjestelmälle, jos asuntojen kulutus huomioidaan. Suuremman järjestelmän hyötynä on pienempi investointihinta, jos sen suhteuttaa järjestelmän tehoon. (Evokari ym. 2017.)

#### 4.4.2 Takamittarointi

Takamittarointi tavassa kiinteistön ja asuntojen kulutus on yhden verkkoyhtiön mittarin takana, kuten kuvassa 7 on havainnollistettu toisella mittarilla. Asuntokohtaista sähkönkulutusta varten taloyhtiö asennuttaa uudet sähkömittarit tai mahdollisuuksien mukaan ostaa olemassa olevat sähkömittarit verkkoyhtiöltä omaan käyttöönsä. Aurinkosähkijärjestelmä kytketään verkkoyhtiön sähkömittarin jälkeen, jolloin tuotettu sähkö voidaan hyödyntää suoraan kiinteistön ja asuntojen kulutuksessa. Verkkoyhtiön mittariin rekisteröityy liittymispisteestä siirretty sähkön kokonaismäärä, minkä takia taloyhtiön esim. isännöitsijä vastaa asukkaiden sähkönkulutuksen laskutuksesta asuntokohtaisten mittareiden avulla. Tämä tarkoittaa sitä, että taloyhtiöstä tulee asukkaiden sähköntoimittaja ja aikaisemmat sähkösopimukset joudutaan purkamaan. (Evokari ym. 2017.)



Kytchentävät taloyhtiössä ja takamittaroinnin periaate.

Kuva 7. Takamittarointi havainnollistettuna (Evokari ym. 2017).

Takamittaroinnin suurimpana hyötynä on mahdollisuus investoida isompaan järjestelmään, kuin kiinteistösähkönkulutus mahdollistaisi, koska mitoituksessa voidaan huomioida myös asukkaiden kulutus. Toinen merkittävä hyöty on, että kytkentämallilla pystytään hyödyntämään tuotettu energia maksimaalisesti verkkoyhtiön mittarin takana. Ensimmäisestään tuotanto kuluu kiinteistösähkönkulutukseen, mutta sen yli tuotettu energia voidaan jakaa halutulla tavalla asukkaille, jolloin he saavat hyvityksen ostosähkön määrästä. Taloyhtiö voi myös säästää sähkönostokustannuksissa, koska suuremmille sähkönkuluttajaryhmille siirto- ja sähkö sopimukset ovat usein halvempia kuin yksittäisille asunnoille. (Auvinen 2017b.)

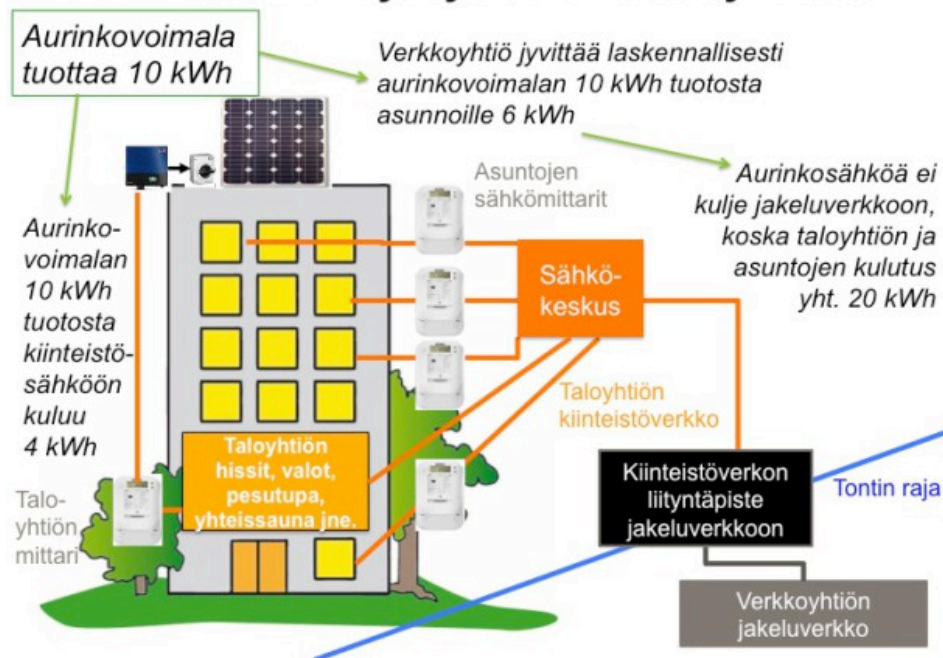
Merkittävimpänä haasteena malliin siirtymisessä on investoinnin kannattavuus, koska mittareiden ostaminen verkkoyhtiöltä tai muulta toimijalta sekä tarvittavat kytkentämuutokset kasvattavat järjestelmän hintaa. Auvinen (2017b) on arvioinut, että muutostöiden hinta asuntoa kohden on noin 300–800 €. Takamittarointiin siirtyminen edellyttää myös yksimielisen päätöksen yhtiökokouksessa, koska sähkömarkkinalain (588/2013, 72. §) mukaan asiakas voi irtaantua halutessaan taloyhtiön sisäisestä verkosta omalla kustannuksella. (Auvinen 2017b; Evokari ym. 2017.)

#### 4.4.3 Hyvityslaskentamalli

Aurinkosähkön tuottaminen taloyhtiöissä asukkaille ja kiinteistölle on työlästä takamittarointimallilla, koska se kasvattaa investoinnin hintaa sekä edellyttää sitoutumista asukkailta. Hyvityslaskentamallin avulla saavutettaisiin takamittaroinnin hyödyt, mutta samalla vältyttäisiin sen huonoista puolista. Mallin tarkoitus on hyödyntää olemassa olevia älykkäitä energiamittareita, jotta tuotettu energia pystyttäisiin hyödyntämään maksimaalisesti kiinteistön ja asuntojen kulutuksessa. Tuotettu energia jaettaisiin laskennallisesti halutusti osakkaille energiamittareille rekisteröidyn datan perusteella. Hyvityslaskentamalli ei rajoittaisi asukkaiden sähkösopimuksia, vaan he pystyisivät edelleen normaaliin tapaan vaihtamaan sopimusta ilman lisäkustannuksia. (Auvinen 2017c.)

Hyvityslaskentamallissa aurinkosähköjärjestelmä kytketään kiinteistösähkölaitteen taakse tai erilliseen energiamittariin niin, että ylituotanto kulkeutuu asuntojen sähkömittareille taloyhtiön kiinteistöverkon sisällä. Kuvassa 8 on havainnollistettu järjestelmän kytkentä kiinteistösähkölaitteen taakse ja 6 kWh:n ylituotannon ohjaus asunnoille. Verkkoyhtiö pystyisi toteuttamaan ylituotannon laskennallisen jaon sähkömittariin rekisteröidyn datan perusteella ja jos tuotanto ylittää koko liittymäpisteen kulutuksen, niin myydään se energiayhtiölle korvausta vastaan. Tulevaisuudessa tämän datan laskennallinen jako ja seuranta helpottuisi Fingridin kehittämän Datahub-järjestelmän myötä, jonka käyttöönotto olisi tarkoitus tehdä vuonna 2019. Sinne tallentuvat kaikki tiedot, jotka liikkuvat kuluttajien, verkkoyhtiöiden ja myyjien välillä. Järjestelmään tallennettu tieto olisi tasapuolisesti saatavilla kaikille osapuolille, ja asiakas voisi valtuuttaa ulkopuolisia henkilöitä tarkastelemaan tietoja palveluihin liittyen. (Auvinen 2017c.)

## Aurinkosähkön hyvityslaskenta taloyhtiössä



Kuva 8. Hyvityslaskentamalli (Auvinen 2017c).

Hyvityslaskentamallin haasteena on kuitenkin sen lainmukaisuus, koska lainsäädäntö edellyttäisi verojen ja siirtomaksujen maksamista sähkön sisäisessä jaossa, vaikka tuotettu sähkö ei siirtyisikään verkkoyhtiön jakeluverkon puolelle. Tällä hetkellä mallin toimivuutta tutkitaan Aalto-yliopiston, Lappeenrannan teknillisen yliopiston ja STEK:n toimesta, Energiaviraston ja TEM:n poikkeusluvalla ja kokeilujakson pituus on noin kaksi vuotta. Kokeilun tavoitteena on löytää mallin hyvät ja huonot puolet liiketoiminnan ja lainsäädännön kehittämistä varten, sekä avata taloyhtiöiden potentiaali aurinkosähköntuotannossa. (Auvinen 2017c.)

## 5 Sähköautojen lataus taloyhtiöalueella

Sähköautojen latauksen kysyntä taloyhtiöalueella kasvaa samalla, kun sähköautojen myynti kehittyi Suomessa. Tähän tarpeeseen vastaaminen vaatii muutoksia parkkipaikka-alueilla ja niiden sähköjakeluissa. Jos taloyhtiö ei pysy latausverkoston kehityksen kysynnän mukana, kertainvestoinnin hinta kasvaa, kun joudutaan tekemään suurempia ja kattavampia muutostöitä alueella.

### 5.1 Latausjärjestelmän suunnittelu

Sähköautojen latausasemien suunnitteluvaiheessa taloyhtiöalueella tulisi selvittää latauspisteiden tarvittava määrä nyt sekä arvio kysynnästä tulevaisuudessa. Pohjana voidaan käyttää alueen asukkaille teetettyjä kyselyitä ja yritysten teettämiä laajempia selvityksiä aiheesta. Kuvassa 9 on kuvattuna sähköhenkilöautojen määrän kehitys Suomessa sekä Uudenmaan alueella. Jos kuvan 9 mukainen kehitys jatkuu myös tulevaisuudessa, merkittävä määrä sähköhenkilöautoista tulee sijaitsemaan Uudenmaan alueella, mikä kasvattaa latauspisteiden kysynnän määrää. (Sähköajoneuvojen lataaminen kiinteistöjen sähköverkoissa 2014)



Kuva 9. Liikennekäytössä olevat sähköhenkilöautot (Liikennekäytössä olevat sähköautot 2017).



Taloyhtiöalueella on kannattavaa varautua kysynnän kasvuun investoinnin seurauksena. Vuonna 2017 Fortumin teettämän kyselyn mukaan vastaajista

36 % ostaisi sähköauton, jos sitä olisi mahdollista ladata autotallissa tai autopaikalla. 30 % puolestaan ostaisi sähköauton, jos sähköautojen latauspisteiden määrä kasvaisi Suomessa. 22 % vastaajista ei halua ostaa sähköautoa sen vuoksi, että ei tiedä, missä sitä voisi ladata. (Fortum tutki suomalaisten suhtautumista sähköautoihin 2017.)

Nämä potentiaaliset asiakkaat voivat muuttua hyvinkin nopeasti sähköautojen latauspisteiden käyttäjiksi taloyhtiöalueella, kun ensimmäiset ovat rakennettu.

Latausaseman suunnittelussa huomioidaan asiakkaiden lataustehon tarve, eli kuinka laajan toimintasäteen aseman tulisi tarjota latauskertojen välissä. Taloyhtiöaluilla sähköauton yöaikainen lataus mahdollistaa pienemmän lataustehon ja pidemmän latausajan omaavan lataustyyppin käytön. Suomessa liikutaan keskimäärin päivän aikana 41 km, josta vajaa kolmannes liittyy työmatkoihin (Suomalaisten liikkuminen työ- ja työasiamatkoilla 2017). Hybridi ja täyssähköauto kuluttavat 15–20 kWh/100 km, mikä tarkoittaa sitä, että päivän aikana sähköauto kuluttaa sähköä noin 7,5 kWh akkunsa varauksesta (Kiinteistöjen latauspisteet kuntoon 2016).

Suunnitelmien pohjalta kartoitetaan alueen syöttävän sähköjärjestelmän kuormitus ja kunto, sekä voidaanko siihen liittää suoraan haluttu määrä latauspisteitä. Tässä käytetään oletuksena, että jokainen latausasema olisi käytössä samanaikaisesti, jos käytössä ei ole kuormanohjausta. Selvityksen yhteydessä tarkistetaan myös alueen sähköverkon ja sen liityntäpisteen tila. Latauspisteitä pystytään usein lisäämään muutama ilman merkittäviä muutostöitä sähköjärjestelmään, mutta asukkaiden yhdenvertaisuuden vuoksi tulisi varautua myös tulevaisuuden lisäyksiin. Varautuminen nopeuttaa myös latausasemien määrän kasvatusalueella, koska tähän olisi jo valmiit suunnitelmat, eikä perusteellista kartoitusta tarvitsisi tehdä uudestaan. (Sähköajoneuvojan lataaminen kiinteistöjen sähköverkoissa 2014; Kiinteistöjen latauspisteet kuntoon 2016.)

## 5.2 Lataus- ja lämmitysasema

Olemassa olevien lämmitystolppien pääasiallinen tarkoitus on virransyöttö moottorinlämmittimelle sekä usein myös sisätilanlämmittimelle. Näiden yhteisteho voi olla jopa suu-

remppi kuin 8 A:iin rajoitettu 1-vaiheinen sähköauton hidaslataus, joten teknisesti sähköauton lataus lämmitystolpasta on mahdollista. Erona on kuitenkin se, että lämmitys on rajoitettu kahteen tuntiin ja keskittyy pääasiassa talveen. Pitkäkestoinen lataus voi lämpenemisen johdosta vaurioittaa pistorasiaa, mutta tämä voi kuitenkin tapahtua mille tahansa pistorasialle kulumisen johdosta. (Linja-aho 2018; Sähköajoneuvojan lataaminen kiinteistöjen sähköverkoissa 2014.)

Yksinkertaisin ja halvin vaihtoehto sähköautojen latauksen kysyntään vastaamiseen on investoida lataus- ja lämmitysasemiin. Tämän tyyppisiä 1-vaiheisia asemia valmistaa mm. Satmatic, joka on varustettu vikavirtasuojilla sekä energiamittarilla sähkönkulutuksen seurantaan varten. Sähköauton latauspuoli ei sisällä aikarajoitinta, jolloin yöaikainen lataus on mahdollista. Latausasema ei sisällä älykästä kuormanohjausta, jonka avulla pystyttäisiin ohjaamaan lataustehoa useamman samanaikaisen lataajan välillä. Kuormaa pystytään kuitenkin ohjaamaan sammuttamalla tietyt latauspisteet kokonaan, jotta osa autoista latautuisi. Järjestelmän suunnitteluvaiheessa tulisi varmistaa latausjärjestelmän soveltuvuus osaksi alueen sähköjärjestelmää niin, että kuormat jaettaisiin tasaisesti eri vaiheille. Suunnittelussa tulee käyttää tasauskerrointa 1, koska kuormanohjaus puuttuu. Tämä tarkoittaa sitä, että sähköjärjestelmän tulee kestää kuorma, joka syntyy kaikkien latausasemien ollessa yhtäaikaisesti käytössä. (Linja-aho 2018; Sähköajoneuvojan lataaminen kiinteistöjen sähköverkoissa 2014.)

1-vaiheisen latauksen teho sukopistorasiasta 230 V:n jännitteellä ja rajoitettuna 8 A:n virtaan mahdollistaa kaavan 2 mukaan 1,840 kW:n lataustehon. Tällä latausteholla pystytään vastaamaan helposti suomalaisten liikkumistottumuksiin, mikä on arvioitu noin 7,5 kWh/päivä. 10 tunnin yhtäjaksoinen lataus yön aikana 1,840 kW:n latausteholla nostaa akun varaustasoa kaavan 4 mukaan jopa 18,4 kWh, joka mahdollistaa noin 100 km:n matkaan päivän aikana. Tämä on reilusti yli arvioitujen liikkumistottumuksien, joten pidemmätkin matkat tulisi onnistua kyseisellä lataustavalla. Useammalla peräkkäisellä iltaja yöaikaisella 10 tunnin latauksella saavutettaisiin jopa isomman 80 kWh:n täyssähköauton akun latauksen täyteen varaustasoon, jos päivän aikana ei kuluteta ladattua sähköä kokonaan. (Linja-aho 2018; Sähköajoneuvojan lataaminen kiinteistöjen sähköverkoissa 2014.)

$$E_{akku} = P_{lataus} \times T_{lataus} \quad (4)$$

### 5.3 Älykkäät latausasemat

Älykäs latausverkosto koostuu sähköautoille tarkoitetuista latausasemista, joita pystytään hallinnoimaan automatiikalla sekä manuaalisesti etäyhteyksillä. Latauksesta tulee nopeampaa ja turvallisempaa, koska latausverkostoa ja sähköjärjestelmää seurataan aktiivisesti mm. kuormanohjauksen ja vikatilanteiden varalta. Tämän tyyppiset asemat voivat olla yhteiskäytössä useamman asiakkaan kesken tai sitten vain parkkipaikan vuokralaiselle yksityiseen käyttöön. Yksityisessä käytössä olevan latausaseman investointi- ja palvelukulut voidaan sisällyttää suoraan parkkipaikan vuokraan, jolloin se on korkeampi kuin latausasemattomat parkkipaikat. Yhteiskäytössä taas kulut peritään esimerkiksi kuukausimaksuna sähkömaksun yhteydessä. (Kiinteistöjen latauspisteet kuntoon 2016.)

Latausaseman yhteiskäyttöä varten tulisi selvittää niiden tarve alueella, jotta kysyntään voitaisiin vastata riittävän monella asemalla. Tämän tyyppisissä asemissa ei ole tarkoitus säilyttää autoa pidemmän aikaa, minkä takia latauspaikat olisi hyvä varustaa teho- tai peruslatauksella. Teholataus tarvitsee kuitenkin korkeamman virran sähkönsyötölle kuin peruslataus, minkä takia sähköjärjestelmään jouduttaisiin mahdollisesti tekemään merkittäviä ja kalliita muutoksia. Tämän takia taloyhtiöalueilla peruslataus on järkevämpi ratkaisu. Yhteiskäyttömallin ongelmaksi syntyy sen palvelun jäykkyys, koska useimmat sähköauton omistajat jättävät autonsa yöksi lataukseen taloyhtiöalueella, jotta se olisi toimintakuntoinen aamulla. Malli palvelisi kuitenkin asiakkaita, joilla ei ole mahdollisuutta ladata autoansa yön aikana. Asiakaskuntaa voitaisiin tarvittaessa kasvattaa mm. asentamalla pisteitä vieraspaikoille ja tekemällä niistä julkisia latausasemia.

Yksittäiselle asiakkaalle tarkoitetun latausaseman käyttö sijoittuu pääasiassa ilta- ja yöaikaan, minkä takia peruslatausta tehokkaampi malli on turha. Latauksesta syntyvät kulut tallentuvat latauslaitteessa olevaan energiamittariin, josta ne pystytään kohdistamaan tarkasti ja vaivattomasti asiakkaalle käytön mukaan. Henkilökohtaisten latausasemien selvänä etuna on niiden käytön vaivattomuus, koska parkkipaikan vuokralainen voi ladata sähköautoaan aina halutessaan.

Henkilökohtaisissa latauspisteissä ongelmana on kuitenkin sen potentiaalin heikko hyödyntäminen. Yli 90 % sähköautoista ladataan yöaikaan eli taloyhtiöissä yksittäiselle asiakkaalle suunnattu latauspiste on useimmiten käytössä vain iltapäivällä ja yöllä, minkä

seurauksena latausominaisuus on käyttämätön muina aikoina. Akuston lataaminen peruslatauksella kestää noin 1–5 tuntia riippuen akun koosta, mikä tarkoittaa sitä, että latausmahdollisuus olisi käyttämättömänä noin 19–23 tuntia päivässä. Korkeampi käyttöaste ja suurempi asiakaskunta helpottaisi investoinnin kannattavuutta ja pienentäisi asiakkaille syntyviä kustannuksia, mutta rajoittaisi kuitenkin heidän latausajankohdan valinnanvapauttaan. (Kiinteistöjen latauspisteet kuntoon 2016; Sähköajoneuvojen lataaminen kiinteistöjen sähköverkoissa 2014)

#### 5.4 Yhdistelmäratkaisu

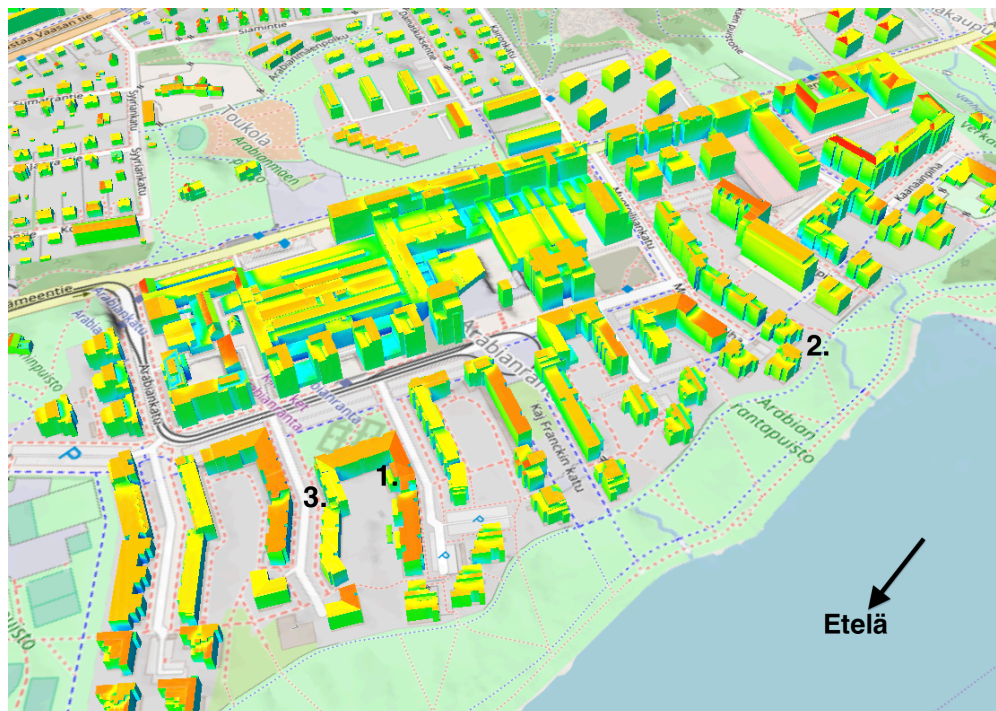
Yhdistelmäratkaisun tarkoituksena on vastata lataustarpeeseen nopeasti pienillä investoinneilla, mutta samalla kuitenkin aloittaa tulevaisuuden latauspisteiden suunnittelu. Ratkaisu muodostuu pääasiassa lataus- ja lämmitysasemista, jotka vastaisivat sähköautoliijoiden perustarpeeseen. Alueelle lisättäisiin kuitenkin myös julkisia tehokkaampia peruslatausasemia, jotka tukisivat latausverkoston monipuolisempaa käyttöä. Ne palvelisivat alueen asukkaita, vieraita sekä ulkopuolisia henkilöitä eri tilanteissa, joissa sähköauton akun varaustasoa tulisi kasvattaa nopeammin tehokkaammalla latausvirralla. Latausteho voi olla jopa kymmeniä kertoja suurempi kuin hidaslatauksessa, minkä takia akun varaustason kasvattaminen on merkittävästi nopeampaa. Peruslatausasemien määrää voidaan kasvattaa kysynnän mukaan, jolloin alkuinvestointi jää huomattavasti pienemmäksi. Tällöin jää myös aikaa latausverkoston tarkempaan suunnitteluun sekä mahdollinen älykkäiden latausasemahintojen aleneminen pystyttäisiin hyödyntämään. (Linja-aho 2018.)

Julkiseen käyttöön tarkoitettujen peruslatausasemien hankinnan kannattavuutta voi helpottaa hakemalla investointitukea, joka on 30 % ja sen piiriin kuuluvat mm. materiaalit, asennus- ja muutostyöt. Latausasemalta edellytetään kuitenkin 3x16 A:n latausvirtaa sekä minimissään 11 kW:n lataustehoa. Sen tulee olla ”älykäs lataus” eli tietoliikenneyhteys tarvitaan ajoneuvon ja latauslaitteen, sekä latauslaitteen ja latauspalveluntuottajan välille. Julkiselle latausasemalle pitää olla syrjimätön pääsy, vaikka todellisuudessa asiakaskunta koostuisikin alueella asuvista sähköauton omistajista. (Tuen ehdot.)

## 6 Arabianrannan aurinkosähköistys

Arabianranta on valittu Yhteisöenergia-kampanjan pilottialueeksi, jossa pyritään luomaan yhteisöjä, jotka toteuttavat yhteishankintana esim. aurinkoenergiajärjestelmiä. Kampanjan tavoitteena on lisätä hajautettua energiantuotantoa, sekä edistää kestävämpään energiantuotantoratkaisuihin siirtymistä Suomessa. Yhteisöenergia-kampanja tukee hankkeiden toteutumista mm. tiedonhankinnalla ja verkostoitumisella. (Yhteisöenergiaa Arabianrantaan 2017.)

Arabianrannan alueella on paljon potentiaalia aurinkosähkön tuotannolle, mitä havainnollistaa kuva 10, joka kuvaa kiinteistöjen katoille kohdistuvaa auringonsäteilyä. Tummempi väri tarkoittaa voimakkaampaa säteilyä ja vaaleampi heikompaa. Alueella on rakennettu tasa-, pulpetti- ja harjakattoisia rakennuksia, jotka soveltuvat hyvin aurinkosähkön tuotannolle. Monet pulpettikattoisista kerrostaloista ovat optimaalisesti etelän suuntaan, mikä näkyy niiden katojen tummemmassa värissä kuvassa 10 kohdassa 1. Tasa-katolliset näkyvät vaaleampana kuvassa 10 kohdassa 2, mutta niiden tuotantoa parannetaan poikkeuksetta aina asentamalla paneelit kulmaan. Kuvasta 10 pystyy myös erottamaan pohjoiseen suuntautuvat katot, eli kohteet joihin kohdistuu heikompi auringonsäteily (kohdassa 3). Kaikin puolin alueen rakennuksien aurinkopotentiaali voi ylittää jopa megawatteihin.



Kuva 10. Arabianrannan auringonsäteily (Aurinkoenergiapotentiaali).

## 6.1 Selvitystyö

### 6.1.1 Suunnitelma

Arabianrannassa sijaitsevaan neljäkerroksiseen kerrostaloon on tehty selvitystyö aurinkosähköjärjestelmän toteutuksesta. Kartoitus pitää sisällään 15 kW:n aurinkosähköjärjestelmän sijoituksen 1–3 kiinteistön katolle. Taloyhtiön kiinteistösähkön kokonaisvuosikulutus on ollut 173 000 kWh vuonna 2015, ja tätä on käytetty selvitystyön mitoituksen perustana. Kiinteistön kesäaikainen pohjakuorma on noin 10 kW ja huippukulutus oli tammikuussa jopa 90 kW. (Luukkainen 2017.)

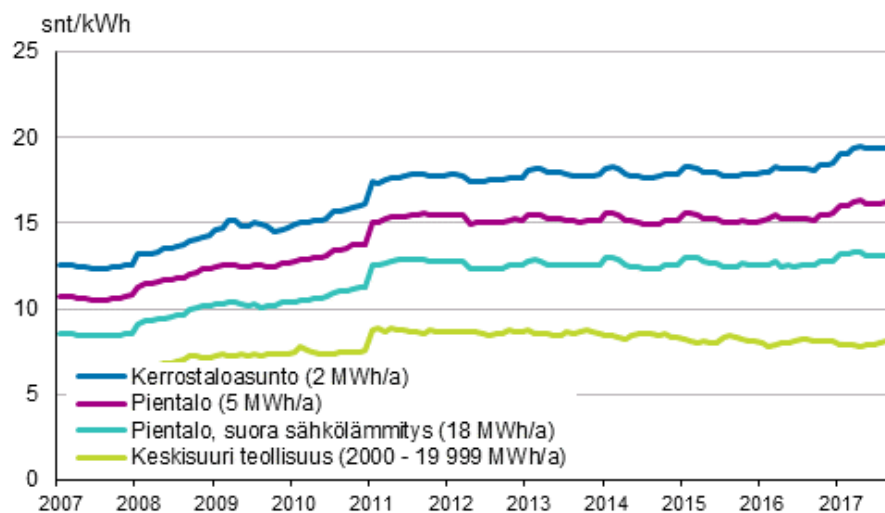
Suunniteltujen kerrostalojen katot ovat tasakattoja, ja niissä on suhteellisen paljon varjostavia tekijöitä, kuten ilmanvaihtoon liittyviä piippuja. Varjostavat tekijät ovat huomioitu ensimmäisessä suunnitelmassa siten, että käytettäisiin yhden kiinteistön kattoa asennusalueena ja minimoitaisiin varjostavien tekijöiden tuotonalenneminen tuotannonoptimointijärjestelmillä. Optimointijärjestelmä kiinnitetään jokaiseen mahdollisesti varjostuvaan paneeliin, jotta aurinkopaneelipiirin tuotto olisi maksimaalista. Tässä vaihtoehdossa työn osuus on pienempi, koska asennus tapahtuisi yhden kiinteistön katolle, mutta optimointijärjestelmät kuitenkin kasvattaisivat kustannuksia. (Luukkainen 2017.)

Toisen vaihtoehdon suunnitelma on käyttää aurinkopaneelien asennusalueena kolmen vierekkäisen kerrostalon varjottomat paikat, jolloin tuotannonoptimointijärjestelmiä ei tarvita (Luukkainen 2017). Kolmen pienemmän järjestelmän asennus kuitenkin kasvattaa investointikustannuksia suuremmaksi, koska materiaalia tarvitaan enemmän, kuten invertterejä ja kaapelia. Työn osuus kasvaa myös materiaalien myötä, koska asennettavien komponenttien määrä kasvaa. Esimerkiksi jokaisen kerrostalon sähkökeskuksella joudutaan tekemään saman tyyppiset kytkennät kuin ensimmäisessä vaihtoehdossa yhdessä kerrostalon sähkökeskuksella. Kustannukset kasvavat myös hieman nosturin pidemmästä käytöstä, sillä materiaalien nosto katolle joudutaan tekemään kolme kertaa. Toisessa vaihtoehdossa saataisiin kuitenkin parempi tuotto aurinkosähköjärjestelmästä, koska aurinkopaneeleille kohdistuisi maksimaalinen auringonsäteily ilman varjostuksia.

### 6.1.2 Investoinnin kannattavuus

Selvitystyön ensimmäisen toteutusmallin takaisinmaksuajaksi on laskettu noin 16 vuotta sekä toisen toteutusmallin ajaksi 15,75 vuotta. Molempien mallien laskuissa on käytetty suurin piirtein samoja lähtöarvoja laskentakoron ollessa 2,5 %. Eroina ovat ensimmäisen vaihtoehdon 750 kWh heikompi arvio vuosituotannosta varjostuksien takia sekä hieman alhaisempi hankintahinta. Takaisinmaksuajoissa ei ole huomioitu invertterin vaihtokustannuksia, mikä tapahtuu Finsolarin kannattavuuslaskurin mukaan kerran aurinkosähköjärjestelmän elinaikana (Juntunen ym. 2015). (Luukkainen 2017.)

Selvitystyössä sähkön hankintahinnan vuosittainen korotus on arvioitu olevan 4 %, mikä vaikuttaa merkittävästi takaisinmaksuajan lyhentymiseen, koska aurinkosähköjärjestelmän investoinnin kannattavuus perustuu verkosta ostetun sähkön korvaamiseen (Luukkainen 2017). Mitä kalliimpaa verkosta ostettu sähkö on, sitä kannattavampaa on paikallinen aurinkosähkön tuotanto. Kuvassa 11 on esitettynä sähkön hankintahinnan kehitys kuluttajatyypeittäin vuodesta 2007 lähtien. Hinta sisältää energia- ja siirtohinnan sekä verot. Kerrostaloasukkaiden sähkön hankintahinta on ollut jatkuvassa kasvussa, mutta voimakkaampien korotusten jälkeen se on kuitenkin pysynyt suhteellisen tasaisena pidemmän aikaa. Hinnan korotukseen vaikuttavat mm. verkkoyhtiöiden toimitusvarmuuden kehittämiseen liittyvät investoinnit sekä vuonna 2011 tapahtunut voimakas polttoainevien valmisteveron nousu.



Kuva 11. Sähkön hankintahinnan kehitys kuluttajatyypeittäin (Sähkön hinta kuluttajatyypeittäin 2017).

## 6.2 Omat laskelmat

Laskelmat ovat tehty selvitystyössä esitetystä ensimmäisestä vaihtoehdosta, jossa 15 kW:n aurinkosähköjärjestelmän asennusalueena käytettäisiin yhden kerrostalon kattopinta-alaa. Laskut on toteutettu käyttämällä Finsolarin valmista kannattavuuslaskuria, joka ilmoittaa aurinkosähköjärjestelmän takaisinmaksuajan sekä investoinnin nettohyötyarvon 30 vuoden käyttöiällä (Juntunen ym. 2015). Takaisinmaksuaikojen vertailua varten on valittu muuttujaksi sähkön hankintahinnan kehitys, minkä vaikutusta on tarkasteltu 0 %:n, 2 %:n ja 4 %:n vaihtoehdoilla. Investoinnin laskentakoroksi on arvioitu 2 %, joka muodostuu pankin marginaaliosuudesta ja muuttuvasta korosta. Laskentakoron vaikutusta takaisinmaksu-aikaan on tutkittu myös 5 %:lla sähkön hinnan kehityksen ollessa 4 %. Laskuissa on huomioitu aurinkosähköjärjestelmän elinaikana tapahtuva invertterin vaihto, jonka kustannukseksi on arvioitu 8 % investoinnin hinnasta. Voimalaitoksen vuosittaisessa tuoton heikentymässä on käytetty 0,8 %, mikä johtuu pääasiassa paneelien tuotannon heikkenemästä. Tämä ilmoitetaan usein aurinkopaneelin valmistajan ilmoittamissa teknisissä tiedoissa. Eri sähkön hankintahinnan kehityksillä toteutetut laskut on esitelty liitteen 1 taulukoissa 1, 2, 3. Liitteen 1 taulukossa 4 on tarkasteltu laskentakoron vaikutusta takaisinmaksu-aikaan. Laskuissa käytetyt lähtöarvot näkyvät alla olevassa taulukossa (taulukko 2).

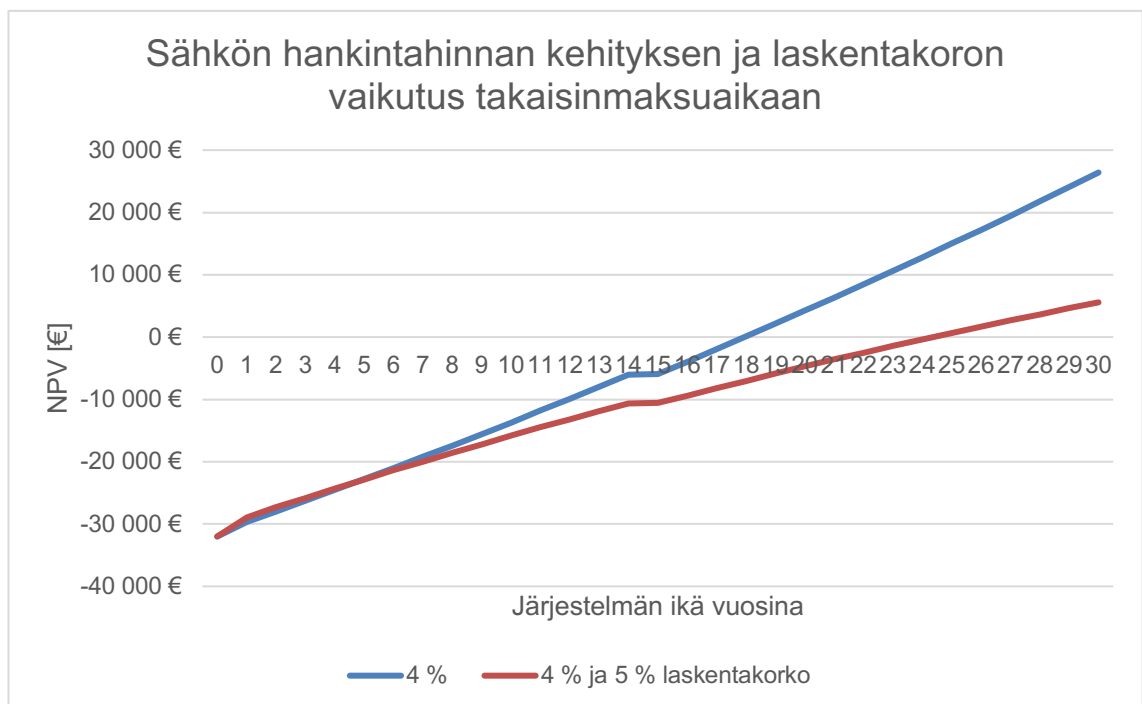
Taulukko 2. Takaisinmaksuaikojen lähtöarvot.

Aurinkosähkön vertailuhinta (ostosähkö)	15	snt/kWh
Arvio vertailuhinnan kehityksestä	0%, 2% & 4%	
Kiinteistön sähkönkulutus	173000	kWh/v
Järjestelmän investointikustannus	32000	€
Laskentakorko	2,50 %	
Aurinkosähköjärjestelmän teho	15	kWp
Aurinkosähkön oman käytön osuus	95 %	
Aurinkosähkön myyntihinta verkkoon	5	snt/kWh
Invertterin vaihdon osuus alkuinvestoinnista	8 %	
Aurinkosähköjärjestelmän vuosituotto alussa	12000	kWh
Aurinkosähköjärjestelmän tehon heikkeneminen vuosittain	-0,8 %	



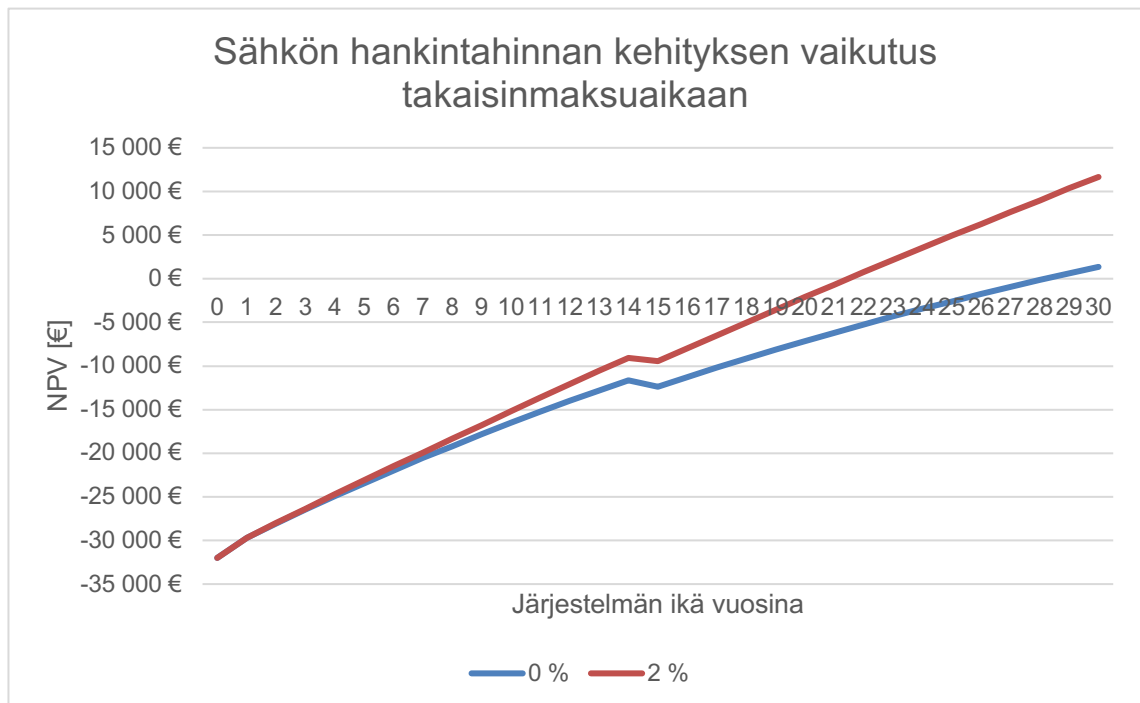
Kuvat 12 ja 13 ovat tehty Finsolarin kannattavuuslaskurin (liite 1) nettonykyarvon kehityksen tuloksilla. Nettonykyarvo kuvaa investoinnin kannattavuutta, ja se on tulovirran nykyarvon ja menovirran nykyarvon erotus. Kuvaajan puolella välissä näkyvä arvon kehityksen pysähtyminen johtuu invertterin vaihdosta syntyvästä lisäinvestoinnista. Tämä kustannus pystytään kuitenkin kattamaan noin vuodessa aurinkosähköjärjestelmän tuottamien säästöjen myötä. Tämän jälkeen nettonykyarvo jatkaa tasaista kasvua tarkastelujakson loppuun asti.

Alla olevan kuvaajan (kuva 12) perusteella suunnitellun järjestelmän takaisinmaksuaika olisi noin 17 vuotta, jos sähkön hankintahinnan kehitykselle käytetään 4 %:n vuotuista korotusta. Takaisinmaksuaika on vuoden pidempi kuin alueella tehdyssä aurinkosähköjärjestelmän selvitystyössä esitetyissä laskelmissa. Tämän suuriset erot ovat kuitenkin melko pieniä, koska takaisinmaksuaika perustuu täysin tulevaisuuden arviointiin. Tätä poikkeamaa selittää hyvin laskuissa huomioitu invertterin vaihdosta johtuva lisäkustannus. Lisäkustannuksen vaikutusta takaisinmaksuaikaan heikentää kuitenkin laskuissa käytetty pienempi laskentakorko. Laskentakoron ollessa 5 % ja sähkön hankintahinnan kehitys 4 % takaisinmaksuaika venyy 24 vuoteen, joten rahoitusmallilla on myös suuri vaikutus investoinnin kannattavuuteen.



Kuva 12. Sähkön hankintahinnan kehityksen ja laskentakoron vaikutus takaisinmaksuaikaan.

Kuvan 13 mukaan 2 %:n hinnankorotuksella järjestelmä maksaisi itsensä takaisin 21 vuoden jälkeen, joten investointi olisi vielä perusteltua, mutta jopa 4 vuotta heikompi kuin 4 %:n korotuksella tarkasteltuna. Jos sähkön hankintahinnan korotusta ei huomioida laskuissa ja hinta säilyy samana, aurinkosähköjärjestelmä maksaisi itsensä takaisin 28 vuoden jälkeen. Laskujen perusteella investoinnin kannattavuus olisi tällöin kuitenkin heikko, koska järjestelmän elinikä lähenee päättymistään. Tämän perusteella investoinnin kannattavuus on voimakkaasti riippuvainen sähkön hankintahinnan kehityksestä eikä nykyisillä sähkön hankintahinnoilla pystyttäisi kattamaan investoinnista syntyneitä kustannuksia kohtuullisessa ajassa.



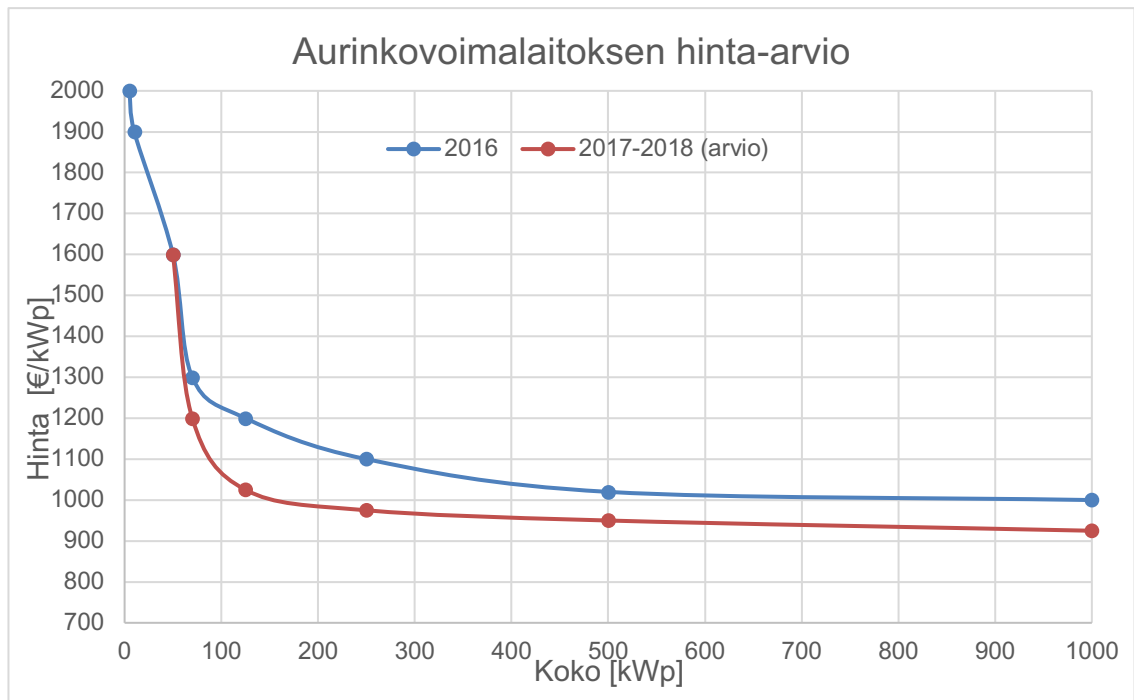
Kuva 13. Sähkön hankintahinnan kehityksen vaikutus takaisinmaksuaikaan

Kuvat 12 ja 13 havainnollistavat selkeästi, kuinka merkittävästi laskuissa käytetty arvio sähkön hankintahinnan kehityksestä ja laskentakorosta vaikuttavat takaisinmaksuaikoihin. Jo muutaman prosentin muutos korotuksessa voi vaikuttaa sen lyhentymiseen tai pidentymiseen useammalla vuodella. Sähkön hankintahinnan kehitystä on hyvin hankala arvioida, koska se muuttuu jatkuvasti mm. säädösten ja investointien johdosta. Tämän takia takaisinmaksuajat ovat viitteellisiä ja ne antavat vain arvion aurinkosähköjärjestelmän kannattavuudesta.

### 6.3 Investoinnin kannattavuuden parantaminen

Sähkön hinnan kehitykseen on mahdotonta vaikuttaa aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden parantamiseksi, mutta investointihintaan pystytään, jos se suhteutetaan järjestelmän nimellistehoon. Kuvassa 14 on esitelty eri kokoisten aurinkosähköjärjestelmien kokonaiskustannukset €/kWp vuonna 2016, sekä arvio tämän hetkisistä hinnoista. Hinnot ovat avaimet käteen toimituksia ilman arvolisäveroa. Tarkkaa hinnastoa on hankala muodostaa, koska suurin osa investoinneista ovat tehneet yksityiset henkilöt ilman avointa kilpailua. Kuvaaja on siis suuntaa antava, eikä se anna tarkkoja hintatilastoja. Siitä on kuitenkin nähtävissä voimakas hinnan alentuminen järjestelmäkoon kasvaessa, mikä lähes vakioituu yli 200 kWp:n järjestelmissä.

Taloyhtiöiden kattojen aurinkopotentiaali rajautuu katon fyysisiin mittoihin, minkä takia suurempiin voimalaitoksiin on mahdotonta investoida. Tyypillisesti kerrostalon katolle mahtuu noin 10–15 kWp:n järjestelmä, mutta kerrostaloalueiden yhteishankinnalla voitaisiin päästä jopa satoihin kWp:ihin. Kuva 14 havainnollistaa yksittäisten voimalaitosten kokoluokkien kasvun vaikutusta hintaan. Se ei ole suoraan vertailukelpoinen suuremman kerrostaloalueen aurinkosähköistyksessä, koska yhteishankinta koostuu useista pienemmistä aurinkovoimaloista. Kuvaaja antaa kuitenkin suuntaa antavaa informaatiota siitä, että järjestelmien €/kWp hinta on laskeva nimellistehon kasvaessa. Yhteishankinnassa on kuitenkin paljon mahdollisuuksia pienentää kulujaan, koska materiaalia on paljon sekä työskentely alueella on jatkuvaa ja pidempikestoista. Hankintoja ja työvaiheita pystytään yhdistämään lähekkäisissä rakennuksissa, jolloin esimerkiksi nosturikulut pienenevät, kun kiinnitysjärjestelmät ja aurinkopaneelit nostetaan katolle samalla kertaa useammassa kohteessa. Materiaalien yksikköhinta pienenee usein määrän kasvaessa, mikä tuo säästöjä, jos materiaalit ostetaan useampaan lähekkäiseen kohteeseen samanaikaisesti.



Kuva 14. Aurinkovoimalaitoksen nimellistehon vaikutus hintaan (Jalas & Auvinen 2017; Kallio 2018).

Yhteishankintojen avulla ei vielä toistaiseksi pystytä saamaan yhtä suuria alennuksia kuin yksittäisissä voimalaitoksissa koon kasvaessa, mutta sen merkittävänä etuna on kuitenkin projektien vaikutus useaan ihmiseen samanaikaisesti. Grönbergin (2014: 67–68) julkaiseman tutkimuksen mukaan aurinkopaneeleiden hankinta on lisännyt merkittävästi ihmisten tietoisuutta energiasta, sekä sen käytöstä. Tämä on johtanut jopa joustamiseen energiankulutuksessa niin, että tuotettu energia pystyttäisiin hyödyntämään mahdollisimman tehokkaasti paikallisesti. Tuotannon kulutukseen vastaaminen edistää myös kodin ja kiinteistöjen energiatehokkuutta, koska tavoitteena on pienentää osuenergian määrää.

## 7 Paikallisen tuotannon ja sähköautojen latauksen yhdistäminen

Sähköautojen lataus aurinkosähköjärjestelmän tuotannolla on haasteellista, koska tuotanto ei ole joustavaa ja sähköautoja ladataan pääasiassa yöaikaan. Tuotetulla energialla pystyttäisiin siis lataamaan vain, kun tuotanto on käynnissä eli päiväsaikaan. Suomen kesä tarjoaa tähän kuitenkin hyvän edellytyksen, koska päivät ovat pitkiä. Käpylehdon (2016; 89–90) mukaan sähköauton lataus aurinkosähköllä omakotitalossa parantaisi tuotetun sähkön käyttöastetta ja mahdollistaisi 1 kW:n tehokkaamman aurinkosähköjärjestelmän hankinnan. Taloyhtiöalueilla aurinkosähköjärjestelmän tehoa pystyttäisiin kasvattamaan oletetusti enemmän, koska kysynnästä riippuen latausasemia olisi useampi kuin omakotitalossa.

Sähköautojen latauspaikat ja aurinkosähköjärjestelmä tulisi olla kytkettynä saman sähkömittarin taakse, jotta tuotetulla aurinkosähköllä pystyttäisiin korvaamaan ostosähköä sähköautojen latauksessa. Suurempi aurinkosähkön käyttöaste sähköautojen latauksessa edellyttäisi sähkön varastointia myöhempää käyttöä varten tai joustamista latausajankohdassa. Sähkön varastointi akustoilla on kallista niiden korkean hinnan johdosta, mutta mahdolliset virtuaaliakustot voisivat tarjota tähän tukea. Tämän tyyppisessä palvelussa sähköautoa pystyisi lataamaan esimerkiksi myydyn ylituotannon verran halutuna ajankohtana ilman lisäveloitusta sähköhinnasta. Fortum tarjoaa tällä hetkellä kyseisen tapaista palvelua, jossa omakotitaloasiakkaille hyvitetään latauskuluista ylituotannon myyntihinta, jos sähköauton lataus tapahtuu Fortumin hallinnoimassa latausverkoissa. Palvelun leviämisen haasteena on kuitenkin sen kannattavuus asiakkaille, koska myydystä sähköstä joudutaan maksamaan joka tapauksessa sähköverot ja siirtomaksut. (Lähisähkö sopimus.)

## 8 Yhteenveto

Opinnäytetyön tarkoituksena oli tutkia aurinkosähkön tuotantoa ja sähköautojen latausta taloyhtiöalueilla. Työn tavoitteena oli tarjota tukea investointipäätöksiin, esitellä erilaisia toteutustapoja aurinkosähkön tuotannolle ja sähköautojen lataukselle sekä mahdollistaa järjestelmäsuunnitelmien itsenäisempi tarkastelu.

Työssä on esitelty aurinkosähkön tuotannon ja järjestelmän perusteet sekä eri sähköautojen lataustavat. Aiheita on myös käsitelty taloyhtiöiden näkökulmasta ja esitelty erilaisia toteutustapoja niille. Aurinkosähkön tuotanto on hyvin yksinkertaista, eikä sen toiminta muutu juurikaan asennuspaikasta johtuen. Aurinkosähkijärjestelmän kytkentään taloyhtiöissä on kuitenkin erilaisia toteutustapoja, mutta vielä toistaiseksiärkevin ratkaisu on kytkeä kiinteistösähkөөn kustannuksien minimoimiseksi. Investoinnin kannattavuutta voidaan tarkastella takaisinmaksuaikojen avulla, ja siihen pystytään vaikuttamaan hie-man yhteishankinnoilla investointikustannuksia vähentämällä. Alennus perustuu materiaalien alhaisempaan hintaan, logistiikkaan sekä työn jatkuvuuteen alueella. Sähkön hankintahinnan kehitys ja rahoitusmalli vaikuttavat merkittävästi takaisinmaksuaikoihin, minkä takia niihin tulisi kiinnittää huomiota investointia tehdessä. Takaisinmaksuaikavertailuissa selvisi, että 0 %:n vuosittainen korotus sähkön hankintahinnassa heikentäisi järjestelmän takaisinmaksuaikaa 11 vuodella verrattuna 4 %:n korotukseen, jolloin takaisinmaksuaika olisi 17 vuotta.

Sähköautojen latausverkoston suunnitteleminen mahdollistaa useampaan erilaiseen ratkaisuun, ja siinä tulisikin pohtia investointia myös tulevaisuuden näkökulmasta. Tärkeintä on vastata kysyntään, eli sähköautojen kysynnän kasvua pitäisi pystyä arvioimaan. Latausverkoston rakentaminen on kallista, ja sen kustannuksiin vaikuttaa merkittävästi lataustapa. Sitä valittaessa tulisi suunnitella, mikä tapa soveltuisi tämän hetkisiin tarpeisiin ja tulevaisuudessa. Peruslatauksen omaavat latausasemat ovat turvallisia ja tehokkaita, mutta myös kalliita verrattuna lataus- ja lämmitystolppiin. Ne vaativat myös useammin suuremmat muutostyöt tehokkaamman lataustehon takia. Kattava kertainvestointi ja parkkialueiden muutos sähköautoilijoille soveltuvaksi latausasemilla ei jätä mahdollisuuksia hyödyntää tulevaisuuden hinnanalenemista kysynnän ja kilpailun kasvaessa.

Aurinkosähkön tuotantoon ja sähköautojen lataukseen investointi on taloudellisesti kannattavaa pitkällä aikavälillä, ja se edesauttaa ilmaston lämpenemisen vastaisessa toiminnassa. Työtä voitaisiin jatkaa tutkimalla yhteisöjen merkitystä tässä toiminnassa sekä

luoda tarkempia kuvauksia esimerkiksi alueen päästöjen vähentymisestä näiden investointien myötä. Taloyhtiöiden ottamista aurinkosähkötukien piiriin tulisi myös tutkia, koska se parantaisi merkittävästi investoinnin kannattavuutta ja kasvattaisi paikallisen energiantuotannon kysyntää.

## Lähteet

- Auringonsäteilyn määrä Suomessa. 2018. Verkkoaineisto. Motiva Oy. <[https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon\\_perusteet/auringonsateilyn\\_maara\\_suomessa](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa)>. Päivitetty 5.3.2018. Luettu 10.3.2018.
- Auringosta sähköä. 2017. Verkkoaineisto. Motiva Oy. <[https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon\\_perusteet/auringosta\\_sahkoa](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringosta_sahkoa)>. Luettu 14.1.2018.
- Aurinkosähkö. Verkkoinvertteri. Verkkoaineisto. Aurinkovirta. <<http://aurinkovirta.fi/aurinkosahko/aurinkosahkovoimala/verkkoinvertteri/>>. Luettu 17.1.2018.
- Aurinkosähkövoimala. Verkkoaineisto. Aurinkovirta. <<http://aurinkovirta.fi/aurinkosahko/aurinkosahkovoimala/>>. Luettu 6.2.2018.
- Aurinkosähköjärjestelmät. Verkkodokumentti. Avitor. <<http://www.avitor.fi/aurinkosahko.html>>. Luettu 30.1.2018.
- Auvinen, Karoliina. 2017a. Aurinkosähkön tuotantomallit taloyhtiössä. Verkkoaineisto. Finsolar. <<http://www.finsolar.net/taloyhtiot/aurinkosahkon-tuotantomallit-taloyhtiossa/>>. Päivitetty 12.4.2017. Luettu 7.2.2018.
- Auvinen, Karoliina. 2017b. Aurinkosähkön takamittarointimalli. Verkkoaineisto. Finsolar. <<http://www.finsolar.net/taloyhtiot/aurinkosahkon-takamittarointimalli/>>. Päivitetty 12.4.2017. Luettu 8.2.2018.
- Auvinen, Karoliina. 2017c. Aurinkosähkön hyvityslaskentamalli. Verkkoaineisto. Finsolar. <<http://www.finsolar.net/taloyhtiot/hyvityslaskentamalli/>>. Päivitetty 12.4.2018. Luettu 1.3.2018.
- Auvinen, Karoliina. 2018d. Projektijohtaja ja -tutkija, Finsolar. Sähköpostikeskustelu. 26.3.2018.
- Aurinkoenergiapotentiaali. Helsingin kaupunki. VirtualcityMap. <<https://kartta.hel.fi/3d/solar/#/legend>>. Luettu 15.3.2018.
- Evokari, Viliina; Martikka, Mikko; Kanerva, Pirjo-Pekkarinen; Hänninen, Pekka; Käpylehto, Janne. 2017. Aurinkosähköä kerrostaloon. Verkkoaineisto. Helsingin kaupunki. <[http://ilmastokatu.fi/files/2017/02/Aurinkosa%CC%88hko%CC%88opas\\_07022016.pdf](http://ilmastokatu.fi/files/2017/02/Aurinkosa%CC%88hko%CC%88opas_07022016.pdf)>. Luettu 7.2.2018.
- Forsten, Erika. 2015. Sähköautojen lataustavat. Verkkoaineisto. <Sähköala. [http://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/sahkoinfo-lehti/s\\_sahkoautot/fi\\_FI/sahkoautojen\\_lataustavat/](http://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/sahkoinfo-lehti/s_sahkoautot/fi_FI/sahkoautojen_lataustavat/)>. Luettu 30.1.2018.



Fortum tutki suomalaisten suhtautumista sähköautoihin. 2017. Verkkoaineisto. Fortum Oyj. <<https://www.fortum.fi/media/2017/11/fortum-tutki-suomalaisten-suhtautumista-sahkoautoihin-yli-kolmannes-olisi-valmis>>. Luettu 23.2.2018.

Grönberg, Iiro. 2014. Passiivisesta sähkönkuluttajasta aktiiviseksi energiakansalaiseksi. Verkkodokumentti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. <[https://www.lut.fi/documents/10633/29979/Iiro\\_Gronberg\\_AurinkoenergiaV2\\_web.pdf/abb0c9f6-1a29-4313-9337-6295ac6e3d27](https://www.lut.fi/documents/10633/29979/Iiro_Gronberg_AurinkoenergiaV2_web.pdf/abb0c9f6-1a29-4313-9337-6295ac6e3d27)>. Luettu 13.3.2018.

Helsinkiin uudenlainen latausasema sähköautoille – ensimmäinen laatuaan Euroopassa. 2017. Verkkojulkaisu. MTV. <<https://www.mtv.fi/lifestyle/autot/artikkeli/helsinkiin-uudenlainen-latausasema-sahkoautoille-ensimmainen-laatuaan-euroopassa/6575168#gs.G9DXoiM>>. Luettu 1.2.2018.

Jalas, Mikko; Auvinen Karoliina. 2017. Aurinkosähköjärjestelmien hintatasot ja kannattavuus. Verkkojulkaisu. Finsolar. <<http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/>>. Päivitetty 24.3.2017. Luettu 10.3.2018.

Juntunen, Jouni; Jalas, Mikko; Auvinen, Karoliina. 2015. Kiinteistön aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuslaskuri. Verkkoaineisto. Finsolar. <<https://docs.google.com/spreadsheets/d/1VEzwSvQAHUVtlhCYhL4-WoBajY5KUXyuC9WRRuuc2VM/edit#gid=279239804>>. Päivitetty 13.6.2017. Luettu 20.2.2018.

Kallio, Atte. 2018. Aurinkoliiketoiminnan päällikkö, Helen Oy. Haastattelu. 8.3.2018.

Kiinteistöjen latauspisteet kuntoon. 2016. Verkkoaineisto. Motiva Oy. <[https://www.motiva.fi/files/12544/Kiinteistojen\\_latauspisteet\\_kuntoon\\_Paivitetty\\_14.03.2017.pdf](https://www.motiva.fi/files/12544/Kiinteistojen_latauspisteet_kuntoon_Paivitetty_14.03.2017.pdf)>. Päivitetty 3.2017. Luettu 22.2.2018.

Kiinteistöjen latauspaikat -esiselvitys. 2015. Verkkoaineisto. Motiva Oy <[https://www.motiva.fi/files/10869/Kiinteistojen\\_latauspaikat\\_-\\_esiselvitys.pdf](https://www.motiva.fi/files/10869/Kiinteistojen_latauspaikat_-_esiselvitys.pdf)>. Luettu 1.2.2018.

Käpylehto, Janne. 2016. Auringosta sähköt kotiin, kerrostaloon ja yritykseen. Helsinki: Into Kustannus Oy.

Luukkainen, Kalle. 2017. Hallituksen jäsen, Arabian Palvelu Oy. Haastattelu. 7.12.2017.

Liikennekäytössä olevat sähköautot. 2017. Verkkojulkaisu Trafi. <[https://www.trafi.fi/tietopalvelut/tilastot/tieliikenne/ajoneuvokanta/ajoneuvokannan\\_kayttovoimatilastot/sahkokayttoiset\\_autot](https://www.trafi.fi/tietopalvelut/tilastot/tieliikenne/ajoneuvokanta/ajoneuvokannan_kayttovoimatilastot/sahkokayttoiset_autot)>. Luettu 22.2.2018.

Linja-aho, Vesa. 2018. Autoelektroniikan lehtori, Metropolia. Haastattelu. 5.3.2018.

Lähisähkö sopimus. Verkkojulkaisu. Fortum Oyj. <<https://www.fortum.fi/kotiasiakkaille/sahkoa-kotiin/oman-tuotannon-myynti-lahisahko/ehdot>>. Luettu 3.4.2018.

Q.Antum Solar Module. Verkkodokumentti. Hanwha Group. <[file:///Users/Downloads/Hanwha\\_Q\\_CELLS\\_Data\\_sheet\\_QPLUS\\_BFR-G4.1\\_270-280\\_2016\\_01.pdf](file:///Users/Downloads/Hanwha_Q_CELLS_Data_sheet_QPLUS_BFR-G4.1_270-280_2016_01.pdf)>. Luettu 20.1.2018.

SMA Factory Warranty. Verkkodokumentti. SMA Solar Technology AG. <[https://www.sma.de/fileadmin/content/global/Service/Documents/Service\\_contracts/MPS/SB-SMC-STP-ZE-GEED-en-27.pdf](https://www.sma.de/fileadmin/content/global/Service/Documents/Service_contracts/MPS/SB-SMC-STP-ZE-GEED-en-27.pdf)>. Luettu 30.1.2018.

Suomalaisten liikkuminen työ- ja työasiamatkoilla. 2017. Verkkodokumentti. Liikenneturva. <[https://www.liikenneturva.fi/sites/default/files/materiaalit/Tutkittua/Tilastot/tilastokatsaukset/tilastokatsaus\\_tyoliikenteen\\_onnettomuudet.pdf](https://www.liikenneturva.fi/sites/default/files/materiaalit/Tutkittua/Tilastot/tilastokatsaukset/tilastokatsaus_tyoliikenteen_onnettomuudet.pdf)>. Luettu 3.3.2018.

Sähkömarkkinalaki. 2013. 588/2013.

Sähköajoneuvojen lataaminen kiinteistöjen sähköverkoissa. 2014. Verkkodokumentti. Sesko ry. <[http://www.sesko.fi/standardit/standardoinnin\\_aihealueita/sahkoautot\\_ja\\_latausjarjestelmat/lataussuositus\\_2014](http://www.sesko.fi/standardit/standardoinnin_aihealueita/sahkoautot_ja_latausjarjestelmat/lataussuositus_2014)>. Päivitetty 15.6.2016. Luettu 22.2.2018.

Sähköajoneuvojen lataussuositus 2018. 2018. Verkkodokumentti. Sesko ry. <[http://www.sesko.fi/standardit/standardoinnin\\_aihealueita/sahkoautot\\_ja\\_latausjarjestelmat/lataussuositus](http://www.sesko.fi/standardit/standardoinnin_aihealueita/sahkoautot_ja_latausjarjestelmat/lataussuositus)>. Päivitetty 8.3.2018. Luettu 12.4.2018.

Sähkön hinta kuluttajatyypeittäin. 2017. Verkkojulkaisu. Tilastokeskus <[http://www.stat.fi/til/ehi/2017/03/ehi\\_2017\\_03\\_2017-12-07\\_kuv\\_005\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/ehi/2017/03/ehi_2017_03_2017-12-07_kuv_005_fi.html)>. Päivitetty 7.12.2017. Luettu 20.2.2018.

Tuen ehdot. Verkkodokumentti. Lataustuki. <<http://www.lataustuki.fi/#intro2>>. Luettu 7.3.2018.

Valtionneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030. 2017. Verkkojulkaisu. Työ- ja elinkeinoministeriö. <[https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/79189/TEMjul\\_4\\_2017\\_verkkojulkaisu.pdf?sequence=1](https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/79189/TEMjul_4_2017_verkkojulkaisu.pdf?sequence=1)>. Luettu 30.1.2018.

Vesa, Juha. 2017. Sähköautojen lataus. Verkkodokumentti. Sesko. <[http://www.tukes.fi/Tiedostot/pelastustoimen\\_laitteet/2017\\_Vesa\\_S%C3%A4hk%C3%B6autojen\\_lataus.pdf](http://www.tukes.fi/Tiedostot/pelastustoimen_laitteet/2017_Vesa_S%C3%A4hk%C3%B6autojen_lataus.pdf)>. Luettu 30.1.2018.

Yhteisöenergiaa Arabianrantaan. 2017. Verkkojulkaisu. Artova. <<http://artova.fi/kestavakehitys/kampanjat-ja-projektit/yhteisöenergia>>. Päivitetty 7.4.2017. Luettu 10.3.2018.

## Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuslaskut

Taulukko 1 Investoinnin kannattavuuslasku 4 %:n sähkön hinnan kehityksellä.

Tiedot aurinkosähköjärjestelmän asennuskohteesta ja vertailukustannuksista:	
Välitulos: aurinkosähkön vertailuhinta	15,0 snt/kWh
Arvio vertailuhinnan noususta	4,0% %/vuosi
Aurinkosähkön asennuskohteen	173000 kWh/v

Tiedot hankittavasta aurinkosähköjärjestelmästä ja sen investointikustannuksista:	
Aurinkosähköjärjestelmän koko tehona	15,0 kWp
Välitulos: järjestelmän koko paneelien p	102 neliometriä
Aurinkosähköjärjestelmän avaimet	€32 000 euroa
Välitulos: järjestelmän vertailuhinta ilm	2 133 € euroa/kWp
Mahdollinen investointituki,	
Oma mainos-, brändi- tai	€0 euroa
Välitulos: järjestelmän	32 000 € euroa
Rahoiuksen korko	2,0%
Investoinnin tuottovaatimus	
Välitulos: investoinnin laskentakorko	2,0%
Aurinkosähkön oman käytön osuus, %	95 %
Aurinkosähkön myyntihinta verkkoon	5,0 snt/kWh
Invertterin vaihdon kustannus, osuus	8 %
Vuotuiset ylläpitokulut (vakuutukset,	
Aurinkosähkön vuosituotto	800 kWh/kWp
Välitulos: aurinkosähköjärjestelmän	12000 kWh
Aurinkovoimalan vuosittainen	-0,8% %

### Aurinkosähkön tuotto- ja talouslaskelmat elinkaaren aikana:

Järjestelmän elinikä vuosina	Oman sähkötuoannon arvo ja myyntituotot €	Investointi- ja ylläpitokustannukset €	Kassavirta €/v	Investoinnin sisäisiä korkokantoja % (IRR)	Investoinnin kumulatiivinen tuotto €/v (0% korko)	Investoinnin nettonykyarvoja (NPV) valitulla laskentakorolla	Takaisinmaksuaika investoinnin laskentakorolla	Ostosähkön hinta [eur/kWh]	Myyntiin menevän ylijäämäsähkön hinta [eur/kWh]	Aurinkosähkön tuotanto kWh/v	Aurinkosähkön tuotantohinta LCOE [eur/kWh]
0	0,0 €	-32 000,0 €	-€32 000		-32 000 €			0,15 €			0
1	1 745,1 €	0,0 €	€1 745	-94,5%	-30 255 €	-29 695 €	1	0,15 €	0,05 €	12000	
2	1 800,4 €	0,0 €	€1 800	-73,4%	-28 454 €	-27 999 €	1	0,16 €	0,05 €	11904	1,34 €
3	1 857,4 €	0,0 €	€1 857	-54,4%	-26 597 €	-26 283 €	1	0,16 €	0,05 €	11809	0,90 €
4	1 916,3 €	0,0 €	€1 916	-40,4%	-24 681 €	-24 547 €	1	0,17 €	0,06 €	11714	0,67 €
5	1 977,0 €	0,0 €	€1 977	-30,4%	-22 704 €	-22 791 €	1	0,18 €	0,06 €	11621	0,54 €
6	2 039,6 €	0,0 €	€2 040	-23,0%	-20 664 €	-21 016 €	1	0,18 €	0,06 €	11528	0,45 €
7	2 104,2 €	0,0 €	€2 104	-17,5%	-18 560 €	-19 220 €	1	0,19 €	0,06 €	11435	0,39 €
8	2 170,9 €	0,0 €	€2 171	-13,3%	-16 389 €	-17 403 €	1	0,20 €	0,07 €	11344	0,34 €
9	2 239,7 €	0,0 €	€2 240	-10,0%	-14 149 €	-15 566 €	1	0,21 €	0,07 €	11253	0,31 €
10	2 310,6 €	0,0 €	€2 311	-7,3%	-11 839 €	-13 708 €	1	0,21 €	0,07 €	11163	0,28 €
11	2 383,8 €	0,0 €	€2 384	-5,2%	-9 455 €	-11 828 €	1	0,22 €	0,07 €	11074	0,25 €
12	2 459,4 €	0,0 €	€2 459	-3,4%	-6 995 €	-9 927 €	1	0,23 €	0,08 €	10985	0,23 €
13	2 537,3 €	0,0 €	€2 537	-2,0%	-4 458 €	-8 004 €	1	0,24 €	0,08 €	10897	0,22 €
14	2 617,6 €	0,0 €	€2 618	-0,7%	-1 841 €	-6 059 €	1	0,25 €	0,08 €	10810	0,20 €
15	2 700,6 €	-2 560,0 €	€141	-0,7%	-1 700 €	-5 957 €	1	0,26 €	0,09 €	10724	0,20 €
16	2 786,1 €	0,0 €	€2 786	0,4%	1 086 €	-3 967 €	1	0,27 €	0,09 €	10638	0,19 €
17	2 874,4 €	0,0 €	€2 874	1,3%	3 961 €	-1 954 €	1	0,28 €	0,09 €	10553	0,18 €
18	2 965,5 €	0,0 €	€2 965	2,0%	6 926 €	81 €	0	0,29 €	0,10 €	10468	0,17 €
19	3 059,4 €	0,0 €	€3 059	2,7%	9 985 €	2 140 €	0	0,30 €	0,10 €	10385	0,16 €
20	3 156,3 €	0,0 €	€3 156	3,2%	13 142 €	4 223 €	0	0,32 €	0,11 €	10302	0,16 €
21	3 256,3 €	0,0 €	€3 256	3,7%	16 398 €	6 329 €	0	0,33 €	0,11 €	10219	0,15 €
22	3 359,5 €	0,0 €	€3 359	4,2%	19 757 €	8 459 €	0	0,34 €	0,11 €	10137	0,14 €
23	3 465,9 €	0,0 €	€3 466	4,5%	23 223 €	10 614 €	0	0,36 €	0,12 €	10056	0,14 €
24	3 575,7 €	0,0 €	€3 576	4,9%	26 799 €	12 794 €	0	0,37 €	0,12 €	9976	0,13 €
25	3 689,0 €	0,0 €	€3 689	5,2%	30 488 €	14 998 €	0	0,39 €	0,13 €	9896	0,13 €
26	3 805,8 €	0,0 €	€3 806	5,5%	34 294 €	17 228 €	0	0,40 €	0,13 €	9817	0,12 €
27	3 926,4 €	0,0 €	€3 926	5,7%	38 220 €	19 483 €	0	0,42 €	0,14 €	9738	0,12 €
28	4 050,8 €	0,0 €	€4 051	5,9%	42 271 €	21 764 €	0	0,43 €	0,14 €	9660	0,11 €
29	4 179,1 €	0,0 €	€4 179	6,1%	46 450 €	24 071 €	0	0,45 €	0,15 €	9583	0,11 €
30	4 311,5 €	0,0 €	€4 312	6,3%	50 762 €	26 405 €	0	0,47 €	0,16 €	9506	0,11 €
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>59 642,2 €</b>	<b>-34 560,0 €</b>					<b>17</b>			<b>321196</b>	

### Yhteenveto: investoinnin tuotto- ja kannattavuuslaskelmat

Investoinnin nettonykyarvo eli	26 405 € euroa
Takaisinmaksuaika laskentakorolla	17 vuotta

### Vertaa:

Aurinkosähkön omakustannushinta 30	10,8 snt/kWh
Arvioitu ostosähkön keskimääräinen hinta	28 snt/kWh

Taulukko 2 Investoinnin kannattavuuslasku 2 %:n sähkön hinnan kehityksellä.

Tiedot aurinkosähköjärjestelmän asennuskohteesta ja vertailukustannuksista:

Välitulos: aurinkosähkön vertailuhinta	15,0	snt/kWh
Arvio vertailuhinnan noususta	2,0%	%/vuosi
Aurinkosähkön asennuskohteen	173000	kWh/v

Tiedot hankittavasta aurinkosähköjärjestelmästä ja sen investointikustannuksista:

Aurinkosähköjärjestelmän koko tehona	15,0	kWp
Välitulos: järjestelmän koko paneelien p	102	neliometriä
Aurinkosähköjärjestelmän avaimet	€32 000	euroa
Välitulos: Järjestelmän vertailuhinta ilm	2 133 €	euroa/kWp
Mahdollinen investointituki,		
Oma mainos-, brändi- tai	€0	euroa
Välitulos: Järjestelmän	32 000 €	euroa
Rahoituksen korko	2,0%	
Investoinnin tuottovaatimus		
Välitulos: Investoinnin laskentakorko	2,0%	
Aurinkosähkön oman käytön osuus, %	95 %	
Aurinkosähkön myyntihinta verkkoon	5,0	snt/kWh
Invertterin vaihdon kustannus, osuus	8 %	
Vuotuiset ylläpitokulut (vakuutukset,		
Aurinkosähkön vuosituotto	800	kWh/kWp
Välitulos: aurinkosähköjärjestelmän	12000	kWh
Aurinkovoimalan vuosittainen	-0,8%	%

Aurinkosähkön tuotto- ja talouslaskelmat elinkaaren aikana:

Järjestelmän elinikä vuosina	Oman sähköntuotannon arvo ja myyntituotot €	Investointi- ja ylläpito-kustannukset €	Kassavirta €/v	Investoinnin sisäisiä korkokantoja % (IRR)	Investoinnin kumulatiivinen tuotto €/v (0% korko)	Investoinnin nettonykyarvoja (NPV) valitulla laskentakorolla	Takaisinmaksuaika investoinnin laskentakorolla	Ostosähkön hinta [eur/kWh]	Myyntiin menevän ylijäämäsähkön hinta [eur/kWh]	Aurinkosähkön tuotanto kWh/v	Aurinkosähkön tuotantohinta LCOE [eur/kWh]
0	0,0 €	-32 000,0 €	-€32 000		-32 000 €			0,15 €		0	
1	1 745,1 €	0,0 €	€1 745	-94,5%	-30 255 €	-29 695 €	1	0,15 €	0,05 €	12000	
2	1 765,8 €	0,0 €	€1 766	-73,6%	-28 489 €	-28 031 €	1	0,15 €	0,05 €	11904	1,34 €
3	1 786,7 €	0,0 €	€1 787	-54,9%	-26 702 €	-26 381 €	1	0,16 €	0,05 €	11809	0,90 €
4	1 807,8 €	0,0 €	€1 808	-41,2%	-24 895 €	-24 743 €	1	0,16 €	0,05 €	11714	0,67 €
5	1 829,2 €	0,0 €	€1 829	-31,4%	-23 065 €	-23 119 €	1	0,16 €	0,05 €	11621	0,54 €
6	1 850,9 €	0,0 €	€1 851	-24,2%	-21 214 €	-21 508 €	1	0,17 €	0,06 €	11528	0,45 €
7	1 872,8 €	0,0 €	€1 873	-18,8%	-19 342 €	-19 909 €	1	0,17 €	0,06 €	11435	0,39 €
8	1 895,0 €	0,0 €	€1 895	-14,7%	-17 447 €	-18 323 €	1	0,17 €	0,06 €	11344	0,34 €
9	1 917,4 €	0,0 €	€1 917	-11,4%	-15 529 €	-16 751 €	1	0,18 €	0,06 €	11253	0,31 €
10	1 940,1 €	0,0 €	€1 940	-8,8%	-13 589 €	-15 190 €	1	0,18 €	0,06 €	11163	0,28 €
11	1 963,1 €	0,0 €	€1 963	-6,7%	-11 626 €	-13 642 €	1	0,18 €	0,06 €	11074	0,25 €
12	1 986,4 €	0,0 €	€1 986	-5,0%	-9 640 €	-12 107 €	1	0,19 €	0,06 €	10985	0,23 €
13	2 009,9 €	0,0 €	€2 010	-3,6%	-7 630 €	-10 583 €	1	0,19 €	0,06 €	10897	0,22 €
14	2 033,7 €	0,0 €	€2 034	-2,4%	-5 596 €	-9 072 €	1	0,19 €	0,06 €	10810	0,20 €
15	2 057,7 €	-2 560,0 €	-€502	-2,7%	-6 098 €	-9 438 €	1	0,20 €	0,07 €	10724	0,20 €
16	2 082,1 €	0,0 €	€2 082	-1,6%	-4 016 €	-7 951 €	1	0,20 €	0,07 €	10638	0,19 €
17	2 106,8 €	0,0 €	€2 107	-0,7%	-1 909 €	-6 476 €	1	0,21 €	0,07 €	10553	0,18 €
18	2 131,7 €	0,0 €	€2 132	0,1%	222 €	-5 013 €	1	0,21 €	0,07 €	10468	0,17 €
19	2 156,9 €	0,0 €	€2 157	0,7%	2 379 €	-3 561 €	1	0,21 €	0,07 €	10385	0,16 €
20	2 182,5 €	0,0 €	€2 182	1,3%	4 562 €	-2 122 €	1	0,22 €	0,07 €	10302	0,16 €
21	2 208,3 €	0,0 €	€2 208	1,8%	6 770 €	-693 €	1	0,22 €	0,07 €	10219	0,15 €
22	2 234,5 €	0,0 €	€2 234	2,2%	9 005 €	724 €	0	0,23 €	0,08 €	10137	0,14 €
23	2 260,9 €	0,0 €	€2 261	2,6%	11 265 €	2 130 €	0	0,23 €	0,08 €	10056	0,14 €
24	2 287,7 €	0,0 €	€2 288	2,9%	13 553 €	3 524 €	0	0,24 €	0,08 €	9976	0,13 €
25	2 314,8 €	0,0 €	€2 315	3,2%	15 868 €	4 907 €	0	0,24 €	0,08 €	9896	0,13 €
26	2 342,2 €	0,0 €	€2 342	3,5%	18 210 €	6 279 €	0	0,25 €	0,08 €	9817	0,12 €
27	2 369,9 €	0,0 €	€2 370	3,7%	20 580 €	7 641 €	0	0,25 €	0,08 €	9738	0,12 €
28	2 398,0 €	0,0 €	€2 398	4,0%	22 978 €	8 991 €	0	0,26 €	0,09 €	9660	0,11 €
29	2 426,4 €	0,0 €	€2 426	4,1%	25 404 €	10 331 €	0	0,26 €	0,09 €	9583	0,11 €
30	2 455,1 €	0,0 €	€2 455	4,3%	27 859 €	11 659 €	0	0,27 €	0,09 €	9506	0,11 €
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>44 896,7 €</b>	<b>-34 560,0 €</b>					<b>21</b>			<b>321196</b>	

Yhteenveto: investoinnin tuotto- ja kannattavuuslaskelmat

Investoinnin nettonykyarvo eli	11 659 €	euroa
Takaisinmaksuaika laskentakorolla	21	vuotta

Vertaa:

Aurinkosähkön omakustannushinta 30	10,8	snt/kWh
Arvioitu ostosähkön keskimääräinen hinta	20	snt/kWh

Taulukko 3 Investoinnin kannattavuuslasku 0 %:n sähkön hinnan kehityksellä.

Tiedot aurinkosähköjärjestelmän asennuskohteesta ja vertailukustannuksista:

Välitulos: aurinkosähkön vertailuhinta	15,0	snt/kWh
Arvio vertailuhinnan noususta	0,0%	%/vuosi
Aurinkosähkön asennuskohteen	173000	kWh/v

Tiedot hankittavasta aurinkosähköjärjestelmästä ja sen investointikustannuksista:

Aurinkosähköjärjestelmän koko tehona	15,0	kWp
Välitulos: järjestelmän koko paneelien p	102	neliometriä
Aurinkosähköjärjestelmän avaimet	€32 000	euroa
Välitulos: Järjestelmän vertailuhinta ilm	2 133 €	euroa/kWp
Mahdollinen investointituki,		
Oma mainos-, brändi- tai	€0	euroa
Välitulos: Järjestelmän	32 000 €	euroa
Rahoituksen korko	2,0%	
Investoinnin tuottovaatimus		
Välitulos: Investoinnin laskentakorko	2,0%	
Aurinkosähkön oman käytön osuus, %	95 %	
Aurinkosähkön myyntihinta verkkoon	5,0	snt/kWh
Invertterin vaihdon kustannus, osuus	8 %	
Vuotuiset ylläpitokulut (vakuutukset,		
Aurinkosähkön vuosituotto	800	kWh/kWp
Välitulos: aurinkosähköjärjestelmän	12000	kWh
Aurinkovoimalan vuosittainen	-0,8%	%

Aurinkosähkön tuotto- ja talouslaskelmat elinkaaren aikana:

Järjestelmän elinikä vuosina	Oman sähköntuotannon arvo ja myyntituotot €	Investointi- ja ylläpitokustannukset €	Kassavirta €/v	Investoinnin sisäisiä korkokantoja % (IRR)	Investoinnin kumulatiivinen tuotto €/v (0% korko)	Investoinnin nettonykyarvoja (NPV) valitulla laskentakorolla	Takaisinmaksuaika investoinnin laskentakorolla	Ostosähkön hinta [eur/kWh]	Myyntiin menevän ylijäämäsähkön hinta [eur/kWh]	Aurinkosähkön tuotanto kWh/v	Aurinkosähkön tuotantohinta LCOE [eur/kWh]
0	0,0 €	-32 000,0 €	-€32 000		-32 000 €			0,15 €		0	
1	1 745,1 €	0,0 €	€1 745	-94,5%	-30 255 €	-29 695 €	1	0,15 €	0,05 €	12000	
2	1 731,2 €	0,0 €	€1 731	-73,9%	-28 524 €	-28 064 €	1	0,15 €	0,05 €	11904	1,34 €
3	1 717,3 €	0,0 €	€1 717	-55,4%	-26 806 €	-26 477 €	1	0,15 €	0,05 €	11809	0,90 €
4	1 703,6 €	0,0 €	€1 704	-42,0%	-25 103 €	-24 934 €	1	0,15 €	0,05 €	11714	0,67 €
5	1 689,9 €	0,0 €	€1 690	-32,4%	-23 413 €	-23 434 €	1	0,15 €	0,05 €	11621	0,54 €
6	1 676,4 €	0,0 €	€1 676	-25,3%	-21 736 €	-21 974 €	1	0,15 €	0,05 €	11528	0,45 €
7	1 663,0 €	0,0 €	€1 663	-20,1%	-20 073 €	-20 555 €	1	0,15 €	0,05 €	11435	0,39 €
8	1 649,7 €	0,0 €	€1 650	-16,0%	-18 424 €	-19 175 €	1	0,15 €	0,05 €	11344	0,34 €
9	1 636,5 €	0,0 €	€1 637	-12,9%	-16 787 €	-17 832 €	1	0,15 €	0,05 €	11253	0,31 €
10	1 623,4 €	0,0 €	€1 623	-10,3%	-15 164 €	-16 526 €	1	0,15 €	0,05 €	11163	0,28 €
11	1 610,4 €	0,0 €	€1 610	-8,3%	-13 553 €	-15 257 €	1	0,15 €	0,05 €	11074	0,25 €
12	1 597,5 €	0,0 €	€1 598	-6,6%	-11 956 €	-14 022 €	1	0,15 €	0,05 €	10985	0,23 €
13	1 584,8 €	0,0 €	€1 585	-5,2%	-10 371 €	-12 821 €	1	0,15 €	0,05 €	10897	0,22 €
14	1 572,1 €	0,0 €	€1 572	-4,1%	-8 799 €	-11 652 €	1	0,15 €	0,05 €	10810	0,20 €
15	1 559,5 €	-2 560,0 €	-€1 000	-4,8%	-9 799 €	-12 381 €	1	0,15 €	0,05 €	10724	0,20 €
16	1 547,0 €	0,0 €	€1 547	-3,7%	-8 252 €	-11 276 €	1	0,15 €	0,05 €	10638	0,19 €
17	1 534,7 €	0,0 €	€1 535	-2,7%	-6 718 €	-10 202 €	1	0,15 €	0,05 €	10553	0,18 €
18	1 522,4 €	0,0 €	€1 522	-2,0%	-5 195 €	-9 157 €	1	0,15 €	0,05 €	10468	0,17 €
19	1 510,2 €	0,0 €	€1 510	-1,3%	-3 685 €	-8 141 €	1	0,15 €	0,05 €	10385	0,16 €
20	1 498,1 €	0,0 €	€1 498	-0,7%	-2 187 €	-7 152 €	1	0,15 €	0,05 €	10302	0,16 €
21	1 486,1 €	0,0 €	€1 486	-0,2%	-701 €	-6 191 €	1	0,15 €	0,05 €	10219	0,15 €
22	1 474,2 €	0,0 €	€1 474	0,2%	773 €	-5 256 €	1	0,15 €	0,05 €	10137	0,14 €
23	1 462,5 €	0,0 €	€1 462	0,6%	2 236 €	-4 347 €	1	0,15 €	0,05 €	10056	0,14 €
24	1 450,8 €	0,0 €	€1 451	0,9%	3 687 €	-3 462 €	1	0,15 €	0,05 €	9976	0,13 €
25	1 439,1 €	0,0 €	€1 439	1,2%	5 126 €	-2 602 €	1	0,15 €	0,05 €	9896	0,13 €
26	1 427,6 €	0,0 €	€1 428	1,5%	6 553 €	-1 766 €	1	0,15 €	0,05 €	9817	0,12 €
27	1 416,2 €	0,0 €	€1 416	1,7%	7 970 €	-953 €	1	0,15 €	0,05 €	9738	0,12 €
28	1 404,9 €	0,0 €	€1 405	2,0%	9 374 €	-162 €	1	0,15 €	0,05 €	9660	0,11 €
29	1 393,6 €	0,0 €	€1 394	2,2%	10 768 €	608 €	0	0,15 €	0,05 €	9583	0,11 €
30	1 382,5 €	0,0 €	€1 382	2,3%	12 151 €	1 356 €	0	0,15 €	0,05 €	9506	0,11 €
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>34 593,5 €</b>	<b>-34 560,0 €</b>					<b>28</b>			<b>321196</b>	

Yhteenveto: investoinnin tuotto- ja kannattavuuslaskelmat

Investoinnin nettonykyarvo eli	1 356 €	euroa
Takaisinmaksuaika laskentakorolla	28	vuotta

Vertaa:

Aurinkosähkön omakustannushinta 30	10,8	snt/kWh
Arvioitu ostosähkön keskimääräinen hinta	15	snt/kWh

Taulukko 4 Investoinnin kannattavuuslasku 4 %:n sähkön hinnan kehityksellä ja 5 %:n laskentakorolla.

Tiedot aurinkosähköjärjestelmän asennuskohteesta ja vertailukustannuksista:	
Välitulos: aurinkosähkön vertailuhinta	15,0 snt/kWh
Arvio vertailuhinnan noususta	4,0% /vuosi
Aurinkosähkön asennuskohteen	173000 kWh/v

Tiedot hankittavasta aurinkosähköjärjestelmästä ja sen investointikustannuksista:	
Aurinkosähköjärjestelmän koko teho	15,0 kWp
Välitulos: järjestelmän koko paneelien pinta-ala	102 neliometriä
Aurinkosähköjärjestelmän avaimet	€32 000 euroa
Välitulos: järjestelmän vertailuhinta ilman	2 133 €/kWp
Mahdollinen investointituki,	
Oma mainos-, brändi- tai	€0 euroa
Välitulos: järjestelmän	32 000 € euroa
Rahoituksen korko	5,0%
Investoinnin tuottovaatimus	
Välitulos: Investoinnin laskentakorko	5,0%
Aurinkosähkön oman käytön osuus, %	95 %
Aurinkosähkön myyntihinta verkkoon	5,0 snt/kWh
Invertterin vaihdon kustannus, osuus	8 %
Vuotuiset ylläpitokulut (vakuutukset,	
Aurinkosähkön vuosituotto	800 kWh/kWp
Välitulos: aurinkosähköjärjestelmän	12000 kWh
Aurinkovoimalan vuosittainen	-0,8% %

Aurinkosähkön tuotto- ja talouslaskemat elinkaaren aikana:

Järjestelmän elinikä vuosina	Oman sähköntuotannon arvo ja myyntituotot €	Investointi- ja ylläpito-kustannukset €	Kassavirta €/v	Investoinnin sisäisiä korkokantoja % (IRR)	Investoinnin kumulatiivinen tuotto €/v (0% korko)	Investoinnin nettonykyarvo (NPV) valitulla laskentakorolla	Takaisinmaksuaika investoinnin laskentakorolla	Ostosähkön hinta [eur/kWh]	Myyntiin menevän ylijäämäsähkön hinta [eur/kWh]	Aurinkosähkön tuotanto kWh/v	Aurinkosähkön tuotantohinta LCOE [eur/kWh]
0	0,0 €	-32 000,0 €	-€32 000		-32 000 €			0,15 €		0	
1	1 745,1 €	0,0 €	€1 745	-94,5%	-30 255 €	-28 893 €	1	0,15 €	0,05 €	12000	
2	1 800,4 €	0,0 €	€1 800	-73,4%	-28 454 €	-27 338 €	1	0,16 €	0,05 €	11904	1,34 €
3	1 857,4 €	0,0 €	€1 857	-54,4%	-26 597 €	-25 810 €	1	0,16 €	0,05 €	11809	0,90 €
4	1 916,3 €	0,0 €	€1 916	-40,4%	-24 681 €	-24 308 €	1	0,17 €	0,06 €	11714	0,67 €
5	1 977,0 €	0,0 €	€1 977	-30,4%	-22 704 €	-22 833 €	1	0,18 €	0,06 €	11621	0,54 €
6	2 039,6 €	0,0 €	€2 040	-23,0%	-20 664 €	-21 384 €	1	0,18 €	0,06 €	11528	0,45 €
7	2 104,2 €	0,0 €	€2 104	-17,5%	-18 560 €	-19 959 €	1	0,19 €	0,06 €	11435	0,39 €
8	2 170,9 €	0,0 €	€2 171	-13,3%	-16 389 €	-18 560 €	1	0,20 €	0,07 €	11344	0,34 €
9	2 239,7 €	0,0 €	€2 240	-10,0%	-14 149 €	-17 185 €	1	0,21 €	0,07 €	11253	0,31 €
10	2 310,6 €	0,0 €	€2 311	-7,3%	-11 839 €	-15 834 €	1	0,21 €	0,07 €	11163	0,28 €
11	2 383,8 €	0,0 €	€2 384	-5,2%	-9 455 €	-14 507 €	1	0,22 €	0,07 €	11074	0,25 €
12	2 459,4 €	0,0 €	€2 459	-3,4%	-6 995 €	-13 202 €	1	0,23 €	0,08 €	10985	0,23 €
13	2 537,3 €	0,0 €	€2 537	-2,0%	-4 458 €	-11 921 €	1	0,24 €	0,08 €	10897	0,22 €
14	2 617,6 €	0,0 €	€2 618	-0,7%	-1 841 €	-10 662 €	1	0,25 €	0,08 €	10810	0,20 €
15	2 700,6 €	-2 560,0 €	€141	-0,7%	-1 700 €	-10 597 €	1	0,26 €	0,09 €	10724	0,20 €
16	2 786,1 €	0,0 €	€2 786	0,4%	1 086 €	-9 382 €	1	0,27 €	0,09 €	10638	0,19 €
17	2 874,4 €	0,0 €	€2 874	1,3%	3 961 €	-8 188 €	1	0,28 €	0,09 €	10553	0,18 €
18	2 965,5 €	0,0 €	€2 965	2,0%	6 926 €	-7 014 €	1	0,29 €	0,10 €	10468	0,17 €
19	3 059,4 €	0,0 €	€3 059	2,7%	9 985 €	-5 861 €	1	0,30 €	0,10 €	10385	0,16 €
20	3 156,3 €	0,0 €	€3 156	3,2%	13 142 €	-4 728 €	1	0,32 €	0,11 €	10302	0,16 €
21	3 256,3 €	0,0 €	€3 256	3,7%	16 398 €	-3 615 €	1	0,33 €	0,11 €	10219	0,15 €
22	3 359,5 €	0,0 €	€3 359	4,2%	19 757 €	-2 521 €	1	0,34 €	0,11 €	10137	0,14 €
23	3 465,9 €	0,0 €	€3 466	4,5%	23 223 €	-1 446 €	1	0,36 €	0,12 €	10056	0,14 €
24	3 575,7 €	0,0 €	€3 576	4,9%	26 799 €	-390 €	1	0,37 €	0,12 €	9976	0,13 €
25	3 689,0 €	0,0 €	€3 689	5,2%	30 488 €	647 €	0	0,39 €	0,13 €	9896	0,13 €
26	3 805,8 €	0,0 €	€3 806	5,5%	34 294 €	1 666 €	0	0,40 €	0,13 €	9817	0,12 €
27	3 926,4 €	0,0 €	€3 926	5,7%	38 220 €	2 668 €	0	0,42 €	0,14 €	9738	0,12 €
28	4 050,8 €	0,0 €	€4 051	5,9%	42 271 €	3 652 €	0	0,43 €	0,14 €	9660	0,11 €
29	4 179,1 €	0,0 €	€4 179	6,1%	46 450 €	4 619 €	0	0,45 €	0,15 €	9583	0,11 €
30	4 311,5 €	0,0 €	€4 312	6,3%	50 762 €	5 569 €	0	0,47 €	0,16 €	9506	0,11 €
<b>YHTEENSÄ</b>	<b>37 218,1 €</b>	<b>-34 560,0 €</b>					<b>24</b>			<b>321196</b>	

Yhteenveto: investoinnin tuotto- ja kannattavuuslaskemat

Investoinnin nettonykyarvo eli	5 569 €	euroa
Takaisinmaksuaika laskentakorolla	24	vuotta

Vertaa:

Aurinkosähkön omakustannushinta 30	10,8	snt/kWh
Arvioitu ostosähkön keskimääräinen hinta	28	snt/kWh