

Pöyry Management Consulting Oy

Hajautetun uusiutuvan energiantuotannon potentiaali, kannattavuus ja tulevaisuuden näkömät Suomessa

Tammikuu 2017

Valtioneuvoston selvitys-
ja tutkimustoiminnan
julkaisusarja 5/2017

KUVAILULEHTI

Julkaisija ja julkaisuaika	Valtioneuvoston kanslia, 27.1.2017		
Tekijät	Pöyry Management Consulting Oy		
Julkaisun nimi	Hajautetun uusiutuvan energiantuotannon potentiaali, kannattavuus ja tulevaisuuden näkymät Suomessa		
Julkaisusarjan nimi ja numero	Valtioneuvoston selvitys- ja tutkimustoiminnan julkaisusarja 5/2017		
Asiasanat	hajautettu energiantuotanto, uusiutuva energia, energiapolitiikka		
Julkaisuaika	Tammikuu, 2017	Sivuja 112	Kieli Suomi

Tiivistelmä

Tässä selvityksessä on tarkasteltu hajautetun energiantuotannon teknistä ja taloudellista potentiaalia vuoteen 2030 saakka. Hajautetulla tuotannolla tässä yhteydessä tarkoitetaan kiinteistössä tai esimerkiksi maatilalla tapahtuvaa energiantuotantoa, jossa energiaa, sähköä tai lämpöä tuotetaan pääasiassa omaan käyttöön. Biokaasun tapauksessa voidaan lisäksi tuottaa polttoainetta liikennekäyttöön. Tarkastelu on rajattu uusiutuvaan hajautettuun tuotantoon ja ratkaisuihin, joilla voisi vuoteen 2030 mennessä olla merkittävää potentiaalia Suomessa, ja joiden ympäristövaikutukset pääasiassa ovat positiivisia.

Kiinteistökohtaisen sähköntuotannon osalta tällä hetkellä potentiaalisimmalta vaihtoehdolta vaikuttaa erityisesti aurinkosähkön tuotanto kiinteistöissä omaan käyttöön. Aurinkosähkön tuotanto on kannattavaa monissa kohteissa jo nykyisellä hintatasolla, mikäli tuotannolla voidaan korvata omaa sähkön käyttöä ja välttää myös sähkön siirtohinnat ja verot. Kannattavaa tuotantopotentiaalia toteutuneekin merkittävässä määrin seuraavan vuosikymmenen aikana. Lämpösektorilla merkittävien uusiutuvien ratkaisujen potentiaali liittyy nykyisen kiinteistökohtaisen öljy-, kaasu- ja sähkölämmityksen korvaamiseen erityisesti lämpöpumppuratkaisuilla. Aurinkolämpö voi täydentää erilaisia lämmitysvaihtoehtoja sekä uusissa että olemassa olevissa rakennuksissa. Biokaasulla voidaan kannattavasti tuottaa sähköä ja lämpöä tai biokaasua liikennekäyttöön niissä kohteissa, joissa biokaasua tuotetaan biojätteestä, jätevesistä ym. jakeista, joiden hinta on negatiivinen johtuen vastaanottavan laitoksen porttimaksusta. Näihin liittyvästä kokonaispotentiaalista arviolta jo lähes puolet on Suomessa hyödynnetty. Esimerkiksi peltobiomassoihin liittyy huomattavasti suurempi potentiaali, mutta tällöin kannattavuus vaatisi voimakasta tukea tai muita kannustimia.

Hajautettua energiantuotantoa ei voi tarkastella ainoastaan taloudellisen kannattavuuden näkökulmasta ja nykyisessä markkinamallissa. Hajautettuun tuotantoon liittyen kehitteillä on suuri määrä uudenlaisia liiketoimintamalleja, joissa voidaan hyödyntää muita asiakkaille tuotettavia arvoja, tai toisaalta pyrkiä toimimaan nykyisestä energiemarkkinamallista poikkeavalla logiikalla. Hajautettu tuotanto mahdollistaa yksityishenkilöiden, yhteisöjen ja pienten yritysten aktiivisen osallistumisen energian tuotantoon.

Tämä julkaisu on toteutettu osana valtioneuvoston vuoden 2016 selvitys- ja tutkimussuunnitelman toimeenpanoa (tietokayttoon.fi).

Julkaisun sisällöstä vastaavat tiedon tuottajat, eikä tekstisisältö välttämättä edusta valtioneuvoston näkemystä.

PRESENTATIONSBLAD

Utgivare & utgivningsdatum	Statsrådets kansli, 27.1.2017		
Författare	Pöyry Management Consulting Oy		
Publikationens namn	Den decentraliserade förnybara energiproduktionens potential, lönsamhet och framtidsutsikter i Finland		
Publikationsseriens namn och nummer	Publikationsserie för statsrådets utrednings- och forskningsverksamhet 5/2017		
Nyckelord	Decentraliserade energiproduktion, förnybar energi, energipolitik		
Utgivningsdatum	Januari, 2017	Sidantal 112	Språk Finska

Sammandrag

I utredningen har man behandlat den decentraliserade energiproduktionens tekniska och ekonomiska potential fram till år 2030. Med decentraliserad produktion avses i detta sammanhang energiproduktion i en byggnad eller t.ex. på en lantgård där energi, el eller värme huvudsakligen produceras för eget bruk. Vid produktion av biogas kan även drivmedel för fordon utvinnas. Utredningen begränsar sig till produktion av förnybar decentraliserad energi samt till lösningar som fram till år 2030 kan ha en betydande potential i Finland och vars miljöpåverkan huvudsakligen är positiv.

Beträffande den byggnadsspecifika elproduktionen verkar i synnerhet produktion av solceller i fastigheter vara det mest potentiella alternativet. Produktionen av solceller är lönsam för många fastigheter redan med den nuvarande prisnivån om man med denna produktion kan ersätta en del av den egna elförbrukningen och även undvika elöverföringsavgifter och skatter. Inom värmesektorn är den mest betydande potentialen inom förnybara lösningar förknippad med ersättandet av den nuvarande byggnadsspecifika olje-, gas- och eluppvärmningen med i synnerhet värmepumpslösningar. Solvärme kan komplettera olika uppvärmningsalternativ både i nya och befintliga byggnader. Med produktion av biogas kan el och värme eller biobränsle för fordonstrafik produceras i sådana situationer där biogas produceras av fraktioner med portavgift såsom bioavfall eller avfallsvatten. I Finland har redan hälften av den totala potentialen utnyttjats. Åkerbiomassorna har exempelvis betydligt större potential, men då skulle lönsamheten kräva ett starkare understöd eller andra incitament.

I den nuvarande marknadsmodellen kan den decentraliserade energiproduktionen inte betraktas enbart ur den ekonomiska lönsamhetens synvinkel. Med anknytning till den decentraliserade produktionen håller man på att utveckla en stor mängd nya affärsmodeller inom vilka man kan utnyttja andra värden som tillfaller kunderna eller så kan man sträva till att agera enligt en från den nuvarande energimarknadsmodellen avvikande logik. Den decentraliserade produktionen möjliggör att privatpersoner, samfund och småföretag aktivt kan delta i energiproduktionen.

Den här publikation är en del i genomförandet av statsrådets utrednings- och forskningsplan för 2016 (tietokayttoon.fi/sv).

De som producerar informationen ansvarar för innehållet i publikationen. Textinnehållet återspeglar inte nödvändigtvis statsrådets ståndpunkt

DESCRIPTION

Publisher and release date	Prime Minister´s Office, 27.1.2017		
Authors	Pöyry Management Consulting Oy		
Title of publication	The potential of distributed energy production in Finland		
Name of series and number of publication	Publications of the Government´s analysis, assessment and research activities 5/2017		
Keywords	Decentralised energy production, renewable energy, energy policy		
Release date	January, 2017	Pages 112	Language Finnish

Abstract

This report examines the technical and financial potential of distributed energy production in Finland until 2030. Distributed energy production is here defined as electricity and or heat production taking place in e.g. a farm or in a property so that the produced energy is mainly used by the producer. In case of biogas it's also possible to produce fuel gas for transportation. Analysis and review has been limited to technologies and solutions that can have significant potential in Finland until 2030 and for which environmental impact is primarily positive.

Currently solar panels appear to have the largest potential for electricity production in individual properties. According to the analysis conducted, solar electricity production is already economically viable in certain types of properties assuming that the produced energy can be used to replace purchased electricity and thus save costs occurring from energy and transfer fees and taxes. In heating sector, replacing individual oil, gas and electricity heating systems in buildings with ground source heat pumps appears to have the most potential. In addition, solar heating can be used to supplement all types of heating methods both in new and existing properties. Biogas production for energy or fuel gas is economically viable in case the source material used carries a gate fee and brings revenues to the plant. Roughly half of the estimated production potential from these sources has already been utilized in Finland. There is plenty of biogas potential from other sources, such as arable biomass, but the usage is not economically viable without strong support schemes or other incentives.

Distributed energy production should not be reviewed only from the economical perspective and current market and business models. Instead, distributed energy production opens up a vast amount of new operating models which also create non-economic value to customers and end-users. Distributed energy production can also operate with a different logic compared to the incumbent models. It enables active energy market participation for private citizens, communities and companies alike.

This publication is part of the implementation of the Government Plan for Analysis, Assessment and Research for 2016 (tietokayttoon.fi/en).

The content is the responsibility of the producers of the information and does not necessarily represent the view of the Government.

SISÄLLYS

1	Tausta	7
2	Hajautettu sähköntuotanto	8
2.1	Nykytila ja potentiaali	8
2.1.1	Hajautetun sähköntuotannon nykytila Suomessa	8
2.1.2	Nykyiset tukimekanismit hajautetulle tuotannolle	9
2.1.3	Hajautetun aurinkosähköntuotannon teorettinen potentiaali Suomessa	10
2.1.4	Pientuulivoiman potentiaali	11
2.1.5	Pienvesivoiman potentiaali	12
2.2	Hajautetun tuotannon yleistymisen ja kannattavuuden ajurit	13
2.2.1	Hajautetun sähköntuotannon käyttöönottoon vaikuttavat ei-taloudelliset tekijät	14
2.2.2	Hajautetun sähköntuotannon investoinnin kannattavuuden ajurit	15
2.2.3	Hajautetun aurinkosähköntuotannon kannattavuus tyyppikiinteistöissä	18
2.3	Aurinkosähköntuotannon markkinaehtoinen yleistymisen	29
2.3.1	Aurinkosähköntuotannon yleistymisen vaikutus sähköjärjestelmään	30
3	Hajautettu lämmöntuotanto	33
3.1	Hajautetun lämmöntuotannon nykytila ja potentiaali	33
3.1.1	Lämmitysratkaisuiden nykytilanne Suomessa	33
3.1.2	Öljy- ja sähkölämmityksen korvauspotentiaali olemassa olevassa rakennuskannassa	35
3.1.3	Uuden rakennuskannan kehitys	37
3.2	Hajautetun lämmöntuotannon kustannukset ja kilpailukyky	39
3.2.1	Lämmitysjärjestelmien kilpailukyky olemassa olevassa rakennuskannassa	39
3.2.2	Lämmitysjärjestelmien kilpailukyky uudisrakennuksissa	42
3.2.3	Aurinkolämpöjärjestelmien potentiaali ja kannattavuus	45
3.3	Kiinteistökohtaisten lämmitysratkaisujen kannattavuus kaukolämpöön verrattuna 48	
3.3.1	Kaukolämmön ja maalämmön kustannusvertailu uusissa ja nykyisissä kiinteistöissä	48
3.3.2	Maalämmön yleistymisen vaikutus energijärjestelmään	51
3.3.3	Asuinaluetason hajautettu tuotanto	57
3.4	Kiinteistökohtaisen öljylämmityksen kehitys	57
3.4.1	Öljy- ja kaasulämmityksen kehityksen skenaario	58
3.4.2	Öljylämmityksen kehityksen herkkyystarkastelut	59
3.4.3	Lämmitysöljyn käytön puolittaminen 2030 mennessä	61
3.5	Maalämmön markkinaehtoinen yleistymisen	62

3.6	Lämmitys puuperäisillä polttoaineilla ja maatilojen energiaratkaisut	64
4	Biokaasun tuotanto ja käyttö.....	66
4.1	Nykytila ja potentiaali	66
4.1.1	Biokaasun tuotanto Suomessa.....	66
4.1.2	Nykyiset tukimekanismit biokaasulle	69
4.1.3	Teknis-taloudellinen biokaasupotentiaali Suomessa	70
4.1.4	Biokaasun potentiaali suhteessa nykytilanteeseen	72
4.2	Biokaasulaitosten kannattavuus	74
4.2.3	Pienikokoinen yhteismädätyslaitos.....	76
4.2.4	Suurikokoinen yhteismädätyslaitos	79
4.3	Biokaasutuotannon yleistyminen	82
4.4	Biokaasu osana kiertotaloutta	83
5	Hajautetun uusiutuvan energia tukitarve ja vaihtoehdot	84
5.1	Hajautetun sähköntuotannon tukijärjestelmät	84
5.1.1	Pienimuotoisen sähköntuotannon syöttötariffi Isossa-Britanniassa	84
5.1.2	Nettomittaroinnin vaikutukset kotitalouksien aurinkopaneelien yleistymiseen Tanskassa	88
5.2	Hajautetun lämmöntuotannon tukijärjestelmät	89
5.2.1	Lämmitysöljyn korvaaminen Ruotsissa	90
5.3	Biokaasun tuotanto	92
5.3.1	Biokaasun hyödyntäminen Ruotsissa	92
5.3.2	Syöttötariffijärjestelmän vaikutus biokaasun yleistymiseen Saksassa	95
5.4	Pehmeät ohjauskeinot hajautetun tuotannon lisäämiseksi.....	98
6	Liiketoimintamallit ja -mahdollisuudet hajautetussa tuotannossa.....	99
6.1	Piensähköntuotannon markkinapaikat.....	99
6.2	Hajautetun lämmöntuotannon markkinapaikat ja liiketoimintamallit	103
	Kaukolämpöverkon hyödyntäminen hajautetun tuotannon edistämässä	103
	Palvelu- ja rahoitusmallit kiinteistökohtaiseen lämmöntuotantoon	104
7	Yhteenveto.....	106
	LÄHTEITÄ JA TAUSTA-AINEISTOJA	108

1 TAUSTA

Hajautettu energiantuotanto voidaan määritellä monin tavoin. Sähkön osalta hajautetusta tuotannosta puhutaan usein silloin, kun tuotanto on liitetty jakeluverkkoon. Lämmöntuotannossa taas esimerkiksi kaukolämpökin voidaan nähdä hajautettuna tuotantona, sillä energian tuottaminen tapahtuu lähellä kuluttajia. Tässä raportissa hajautetulla tuotannolla tarkoitetaan kuitenkin kiinteistössä tai esimerkiksi maatilalla tapahtuvaa energiantuotantoa, jossa sähköä tai lämpöä tuotetaan pääasiassa omaan käyttöön. Biokaasun tapauksessa voidaan lisäksi tuottaa polttoainetta liikennekäyttöön. Raportissa on tarkasteltu ainoastaan uusiutuvaa hajautettua energian tuotantoa, ja pyritty keskittymään ratkaisuihin, joilla voisi vuoteen 2030 mennessä olla merkittävää potentiaalia Suomessa.

Kiinnostus hajautettuun sähkön ja lämmön tuotantoon on kasvanut, vaikka energiajärjestelmämme perustuu vielä suurelta osin keskitettyyn tuotantoon. Hajautetun tuotannon lisäämisellä on monia positiivisia vaikutuksia energiajärjestelmään mm. huoltovarmuuden ja päästöjen vähentämisen kannalta, mikäli hajautetulla tuotannolla korvataan tuontipolttoaineita ja fossiilista energiaa. Hajautetun energian tuottamisessa vältetään energian siirron häviöitä, jolloin energiatehokkuus paranee ja päästöt edelleen vähenevät. Hajautetut ratkaisut mahdollistavat myös monipuolisesti erilaisten uusien teknologioiden käyttöönoton keskitettyä, suuremman mittakaavan tuotantoa pienemmällä riskillä, sillä yksittäiset investoinnit jäävät pieniksi. Hajautetun tuotannon lisääminen vaikuttaa monin tavoin nykyisiin toimijoihin markkinoilla ja tuo uusia liiketoimintamahdollisuuksia, mutta mahdollisesti myös uhkia joillekin toimijoille.

Tässä raportissa on arvioitu eri hajautettujen tuotantomuotojen teknistä ja teknistaloudellista potentiaalia Suomessa ja arvioitu potentiaalın hyödyntämisen aiheuttamia vaikutuksia mm. muihin energiantuotantomuotoihin ja energiamarkkinoihin. Tarkemmin tarkasteltavia hajautettuja tuotantomuotoja ovat aurinkosähkö ja –lämpö, lämpöpumppuratkaisut (erityisesti maalämpö), biokaasu, pelletit. Teknistaloudellisen potentiaalın arvioinnin lähtökohtana ovat saatavilla olevat resurssit ja raaka-aineet, paikallinen kysyntä ja sen ajoittuminen tekniseen tuotantopotentiaaliin nähden sekä hajautetun tuotannon käytön kustannukset ja kustannustehokkuus. Tuotannon ajoittumisella kysyntään nähden on suuri merkitys taloudellisen potentiaalın määrittelemisessä, ja siksi kiinteistökohtaisien ratkaisuiden taloudellisuudessa on huomioitava kiinteistön energiantarpeen ajoittuminen. Tarkasteluita onkin tehty kiinteistökohtaisesti esimerkiksi kiinteistöjen avulla energian tarpeen ja tuotannon ajoittumisen huomioimiseksi.

Hajautetun tuotannon kustannuksia ja investointien kannattavuutta arvioitaessa on muiden energialajien kustannuskehityksellä suuri merkitys. Oletus fossiilisten polttoaineiden hintojen ja käyttökustannusten kohoamisesta parantaa hajautetun tuotannon suhteellista asemaa erityisesti lämpösektorilla, ja nouseva sähkön hinta edistää hajautetun sähköntuotannon kannattavuutta. Tässä selvityksessä laskelmien lähtökohdaksi on otettu polttoainehintojen, päästöoikeuksien ja sähkön hinnan kehitys Energia- ja ilmastostrategian perusskenaarion (Työ- ja elinkeinoministeriö 2016) kehikon mukaisesti. Tarkemmin hintaoletuksia on esitetty liitteessä 1.

Hajautetun tuotannon lisäämiseksi voi olla tarpeen kehittää uudenlaisia markkinamalleja toimintaympäristön muuttuessa keskitetystä hajautettuun. Raportissa on tarkasteltu myös käyttöön otettuja tai potentiaalisia uusia kauppapaikkoja hajautetulla tuotannolle ja liiketoimintamalleja, joilla hajautettua tuotantoa voidaan edistää ja uusien teknologioiden parempi käyttöönotto tehdä helpommaksi ja kannattavammaksi.

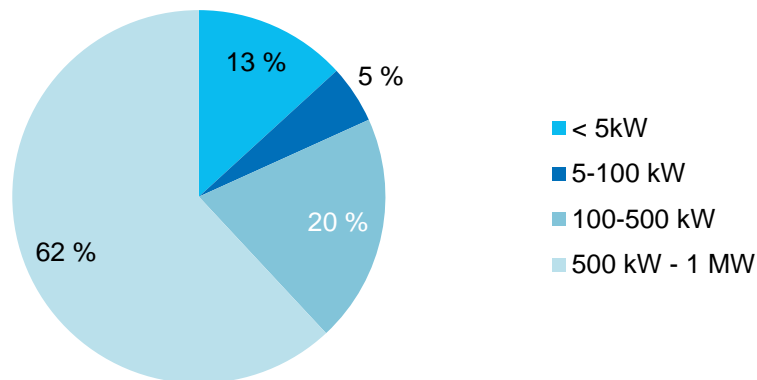
2 HAJAUTETTU SÄHKÖNTUOTANTO

2.1 Nykytila ja potentiaali

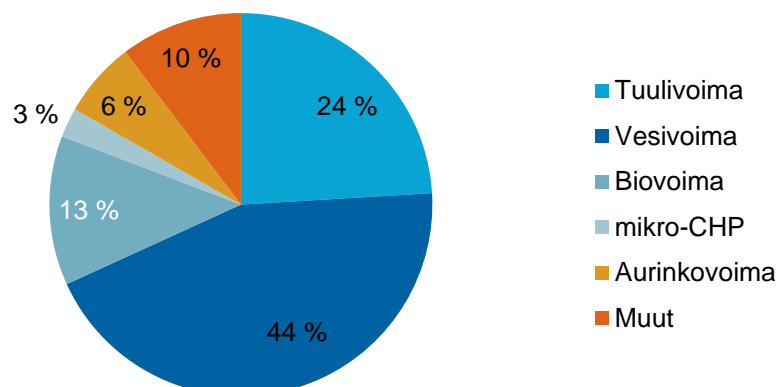
2.1.1 Hajautetun sähköntuotannon nykytila Suomessa

Energiavirasto teetti vuonna 2015 selvityksen (Energiavirasto 2015) sähköverkkoon liitetystä pientuotannosta. Selvityksessä kerättiin tietoa verkkoon liitetystä, alle 1 MW kapasiteetin laitoksista (Kuva 2-1 - Kuva 2-3). Selvitys toteutettiin kyselytutkimuksena eikä se kata kaikkia verkkoyhtiöitä (lähinnä pieniä verkkoyhtiöitä jäi ulkopuolelle), mutta se antaa hyvän kuvan sähkön pientuotannon tilasta Suomessa. Suuri osa Suomen nykyisestä pientuotannosta on vesivoimaa, joka edusti 44 % kaikesta pientuotannon kapasiteetista. Lisäksi 62 % pientuotannon kapasiteetista oli kooltaan pientuotannon ylärajalta 500 kW – 1 MW. Kotitalouskohtainen tuotanto on Suomessa selkeästi vielä vähäistä, sillä kapasiteettia on vain vähän pienimmissä kokoluokissa. Yhteensä verkkoon kytkettyä pientuotanto kapasiteettia oli 120 MW.

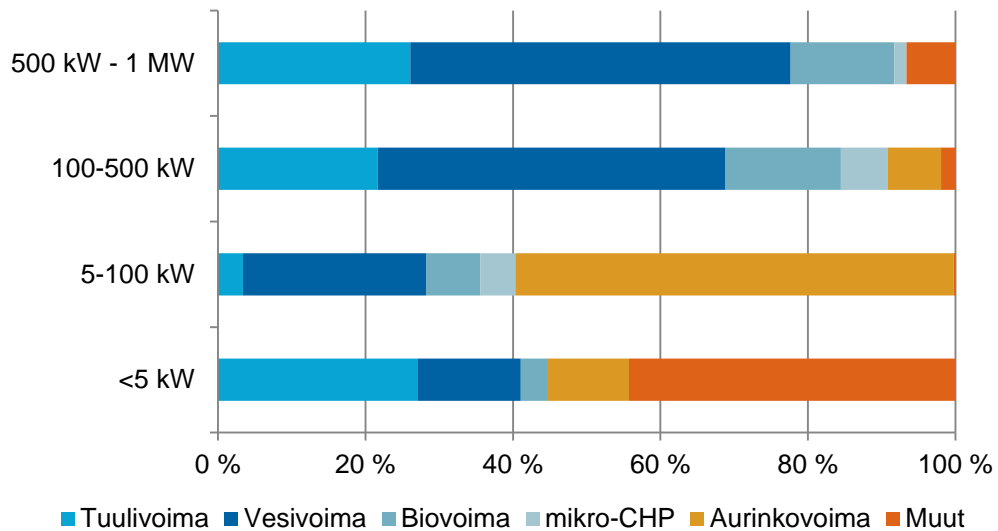
Kuva 2-1 Sähkön pientuotannon kokoluokkien osuudet vuoden 2015 selvityksessä (Energiavirasto 2015)



Kuva 2-2 Sähkön pientuotannon tuotantomuotojen osuudet vuoden 2015 selvityksessä (Energiavirasto 2015)

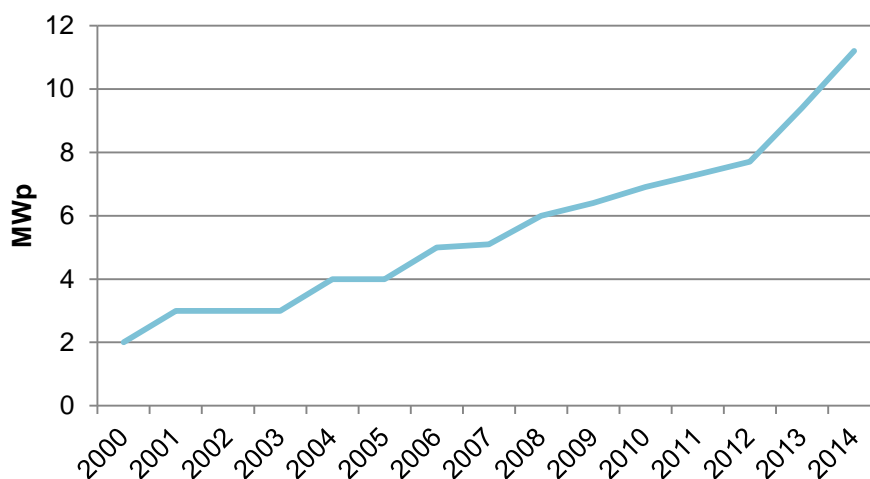


Kuva 2-3 Sähkön pientuotannon tuotantomuotojen osuudet eri kokoluokissa vuoden 2015 selvityksessä (Energiavirasto 2015)



Tilastokeskus ylläpitää tietoja myös aurinkovoiman kokonaiskapasiteetista ilman kokoluokkajaottelua (Tilastokeskus 2016). Tilastot perustuivat vuoteen 2008 asti Solpros Ay:n aurinkoenergiaselvityksiin ja vuodesta 2009 alkaen määrät perustuvat asiantuntijaryhmien arvioiteihin. Tilastokeskuksen arvion mukaan vuonna 2014 Suomessa oli yhteensä 11 MWp aurinkovoimakapasiteettia (Kuva 2-4) ja sillä tuotettiin 7,7 GWh sähköä. Vertailun vuoksi Ruotsissa tuotettiin 47 GWh sähköä aurinkovoimalla vuonna 2014.

Kuva 2-4 Aurinkosähkökapasiteetti Suomessa (Tilastokeskus 2016)



2.1.2 Nykyiset tukimekanismit hajautetulle tuotannolle

Pienimuotoisen energiantuotannon edistämisyhmän loppuraportissa (Työ- ja elinkeinoministeriö 2014) käytiin yksityiskohtaisesti läpi olemassa olevia, hajautettua energiantuotantoa koskevia tukia. Taulukko 2-1 esittää olemassa olevat hajautettua tuotantoa koskevat taloudelliset kannustimet. Kannustimet voidaan jakaa kahteen kategoriaan: Investointitukiin, kuten maatalouden investointituki ja verokannustimiin, kuten kotitalousvähennys. Kotitalousvähennys-

nystä saa ainoastaan asennustyön osuudesta, mutta yleensä se on merkittävä kustannus pientuotantoinvestoinnissa. Energiatukea voivat saada yritykset ja yhteisöt ja tuen määrä riippuu mm. käytettävästä teknologiasta. Maatiloille on erikseen maatalouden investointituki uusiutuvaa energiaa käyttäville laitoksille ja biokaasulaitoksille.

Taulukko 2-1 Olemassa olevat taloudelliset kannusteet sähkön pientuotannolle (muokattu lähteestä Työ- ja elinkeinoministeriö 2014)

Tuen saaja	Investointituki	Verotuki
Kotitalous	Kotitalousvähennys, 45 % asennustyön osuudesta	Ei verovelvolliseksi rekisteröitymistä pientuotannolle 100 kVA:n kapasiteettiin asti sekä verovapaus jos vuosituotanto alle 800 MWh
Yritys tai yhteisö	Energiatuki, enintään 40 % vuonna 2016 (Aurinkosähköhankkeet tyypillisesti 25 %)	
Maatila	Maatalouden investointituki uusiutuvaa energiaa käyttäville laitoksille ja biokaasulaitoksille 35 %	
Pieni yritys	Maaseudun yritystuki investointeihin 20-35 %	

Suorien taloudellisten tukien lisäksi on olemassa myös muunlaisia hajautetun tuotannon tukimenetelmiä. Pientuotannon verkkoon liittymistä on pyritty helpottamaan monin eri tavoin. Pientuottajat (enintään 2 MVA) eivät maksa mahdollisia pientuotannon vaatimia sähköverkon vahvistamiskustannuksia. Pientuotannon siirtomaksuille on lisäksi asetettu hintakatto 0,07 senttiä/kWh, jota enempää ei pientuottajalta saa periä verkkoon myydystä sähköstä. Pientuotannon mittaamista on helpotettu siten, että pientuottajien (3x63A sulakkeet) ei tarvitse mitata omaa tuotantoa, vaan riittää, että sähkömittarin kohdalla mitataan verkkoon syötetty ja verkosta otettu energia. Pientuotannosta ei myöskään tarvitse laskea tuotantoennustetta, mikä tarkoittaa että pientuotannon tasevastuulliselle ei voi aiheutua lisäkuluja tasesähkön muodossa. Monet pientuotannon nykyisistä tukitavoista perustuvat pientuotannon vähäiseen mitta-kaavaan suhteessa muuhun tuotantoon, mutta hajautetun pientuotannon yleistyessä tukimekanismeja voi olla tarpeen arvioida uudestaan.

2.1.3 Hajautetun aurinkosähköntuotannon teoreettinen potentiaali Suomessa

Teoreettista aurinkosähkön tuotantopotentiaalia Suomessa on tässä selvityksessä arvioitu perustuen aurinkopaneeleille soveltuvaan kattopinta-alaan. Arvioidusta eri rakennustyyppien kokonaiskattopinta-alasta on tyyppitalokohtaisesti arvioitu aurinkopaneeleille soveltuva osuus, jonka perusteella on laskettu teoreettinen potentiaali hajautetulle aurinkotuotannolle. Näin laskettu potentiaali ei ota huomioon maa-asennuksia, joiden potentiaali olisi merkittävä esimerkiksi maatiloilla. Koko Suomen tasolla kattopinta-ala antaa kuitenkin riittävän arvion maksimipotentiaalille, sillä kiinteistöissä, joissa on tilaa maa-asennuksille, ei tyypillisesti ole riittävästi sähkön kulutusta, jotta sähköä voidaan hyödyntää omaan käyttöön (esim. omakotitalot). Vastaavasti kiinteistöissä, joissa sähkön kulutus on suurta, katto-pinta-ala asettaa realistisen rajan enimmäistuotannolle (kuten kerrostalot). Taulukossa 2-2 on esitetty teoreettisen

aurinkopotentiaalin laskenta. Laskennassa on oletettu paneelin kapasiteetin olevan 0,156 kW/m²¹.

Taulukko 2-2 Teoreettinen kattoaurinkopaneelien tuotantopotentiaali Suomessa (Muokattu lähteistä: Tilastokeskus 2015a, Gaia 2014)

Talotyyppi	Kerrosala yhteensä (Mm ²)	Kerroksien lukumäärä keskimäärin	Kattopin-ta-ala yhteensä (Mm ²)	Keskiarvo katto-pinta-ala (m ²)	Käytettä-vä pinta-ala	Potentiaa-linen kapasi-teetti (GW)
Erilliset pientalot	160.1	1.0	160.1	140	25 %	7.5
Rivi- ja ketjutalot	33.8	1.5	22.4	282	25 %	1.0
Asuinkerrostalot	95.3	4.7	20.4	346	30 %	1.3
Liikerakennukset	29.2	2.4	12.1	283	40 %	0.8
Toimistorakennukset	19.4	4.3	4.6	420	40 %	0.3
Liikenteen rakennukset	12.6	1.9	6.6	116	40 %	0.4
Hoitoalan rakennukset	12.1	3.2	3.8	442	40 %	0.2
Kokoontumisraken-nukset	9.5	2.1	4.6	331	10 %	0.1
Opetusrakennukset	18.3	2.6	7.1	803	40 %	0.4
Teollisuusrakennukset	48.8	2.1	23.6	552	40 %	1.5
Varastorakennukset	19.7	1.7	11.7	391	40 %	0.7
Muut rakennukset	1.9	1.8	1.1	189	25 %	0.0
Yhteensä	461		278.0			14.2

Yhteenlaskettu kapasiteetti, eli teoreettinen kiinteistökohtaisen aurinkosähkötuotannon kapasiteetti, on noin 14 GW, mikä on lähes yhtä paljon kuin Suomessa sijaitsevien voimalaitosten nimelliskapasiteetti vuonna 2016 (16.2 GW) ja merkittävästi enemmän kuin keskimääräinen kulutus kesäaikana (noin 8 GW). 14 GW:n kapasiteetilla aurinkosähkön tuotanto voisi olla yhteensä noin 13 TWh vuodessa, mikä vastaa noin 14 % ennustetusta sähkön loppukulutuksesta Suomessa vuonna 2030. Kuten laskelma osoittaa, Suomessa on huomattava potentiaali aurinkosähkön tuotannolle pelkästään kattopinta-aloja hyödyntäen. Lisäksi aurinkosähköä voidaan tuottaa maa-aloilla sekä hajautetusti että suurempina järjestelminä. Tilapotentiaali ei siis aseta rajoituksia aurinkosähkön tuotannon kehittymiselle vaan rajoitukset tulevat muista tekijöistä kuten kannattavuudesta sekä kulutuksen ja tuotannon kohtaamisesta.

2.1.4 Pientuulivoiman potentiaali

Pientuulivoimaa voidaan tuottaa kiinteistökohtaisesti omaan käyttöön kuten aurinkosähkökin. Pientuulivoiman potentiaalin arvioimista hankaloittaa kattavan tuulidatan puuttuminen 10-20 metrin korkeudelta, jolle voimalat yleensä asennetaan. Tuuliatlas mallintaa Suomen tuuliolosuhteita matalimmillaan 50 metrin korkeudella. Tässä selvityksessä on käytetty hyväksi Ilmatieteenlaitoksen raporttia Tilastoja Suomen ilmastosta 1981-2010 (Ilmatieteenlaitos 2012), joka sisältää tuulennopeuden keskiarvot 28 säähavaintoasemalta eri puolilta Suomea.

¹ Arvioitu olemassa olevien aurinkopaneelien kapasiteettien ja koon perusteella

Suurin osa havaintoasemista sijaitsee tasaisilla alueilla, kuten lentokentillä, joita voidaan pitää maaston muotojen kannalta optimaalisimpana sijoituskohteena pientuulivoimalle.

Potentiaalin arvioiminen perustuu kannattavuuslaskelmiin, joita varten arvioitiin viiden Suomessa myynnissä olevan pientuulivoimalan elinkaarikustannukset, sekä voimaloiden vuotuinen energiantuotanto 5, 6 ja 7 m/s keskituulenopeudella. Esimerkivoimalaitosten investointikustannuksia (3900-7200 €/kW) verrattiin myös globaaleiden markkinoiden keskiarvoihin (4500-7300 €/kW) (World Wind Energy Association 2016). Vertailun perusteella esimerkkivoimalaitokset edustavat hyvin tämänhetkisiä markkinahintoja.

Tarkastelun mukaan pientuulivoima alkaa muuttua taloudellisesti kannattavaksi vasta keskituulen ylittäessä 6 m/s arvon. Kun tätä verrataan Ilmatieteenlaitoksen tuulitietoihin, voidaan todeta, että potentiaalisia sijoituspaikkoja ovat vain saaristossa olevat havaintoasemat. Sisämaan havaintoasemilla keskituulet jäävät liian alhaisiksi.

Jotta pientuulivoimalla voisi olla merkittävää potentiaalia Suomessa, tulisi teknologian kehittyä merkittävästi. Tällä hetkellä 5 m/s keskituulta pidetään maailmalla yleisesti alarajana, jolla pienoistuulivoima olisi vielä taloudellisesti kannattavaa. Näköpiirissä ei ole merkittävää kehitystä, joka laskisi tätä alarajaa. Jotta pientuulivoima muuttuisi Suomessa kannattavaksi 5 m/s:n tuulella, tulisi nykyisten pienoiskoimaloiden investointikustannusten jopa puolittua. Tällöinkin ongelmana olisi tarpeeksi tuulisten sijoituspaikkojen löytyminen, minkä vuoksi pienoistuulivoimalla ei oleteta olevan laajamittaista potentiaalia hajautetussa sähköntuotannossa.

Edellä olevasta tarkastelusta huolimatta pientuulivoima voi olla teknistaloudellisesti kannattava vaihtoehto tapauskohtaisesti esimerkiksi aurinkoenergian tukena. Parhaat hyödyntämismahdollisuudet ovat sähköverkon ulkopuolella, esimerkiksi saarissa, tai erityissovelluksissa, kuten telecom-mastoissa.

2.1.5 Pienvesivoiman potentiaali

Pienvesivoimayhdistyksen mukaan Suomessa oli vuonna 2013 käytössä 151 pienvesivoimalaa, joista 68 laitosta on teholtaan alle 1 MW:n kokoisia ja 83 laitosta 1-10 MW:n kokoisia. Näiden keskiarvoinen yhteenlaskettu vuosiergiantuotanto on noin 1 000 - 1 100 GWh/a riippuen vesivuodesta. Pienvesivoimalaitosten keskiteho on Suomessa noin 2 MW ja keskimääräinen vuosituotanto noin 8 GWh/a. Luvut ovat huomattavasti suuremmat kuin EU-27 maiden pienvesivoimalaitosten keskiarvot (0,6 MW ja 1,95 GWh/a). (Pienvesivoimayhdistys 2015)

Pienvesivoiman potentiaalia on kartoitettu Kauppa- ja teollisuusministeriön selvityksessä Vesivoimatuotannon määrä ja lisäämismahdollisuudet Suomessa, joka on tehty vuonna 2005. Vaikka selvitys on jo yli kymmenen vuotta vanha, voidaan olettaa, ettei pienvesivoiman teoreettisessa potentiaalissa ole tapahtunut merkittävää muutosta. Selvityksen mukaan mini-vesivoiman (< 1MW) potentiaali olisi 144 MW/1 021 GWh/a ja pienvesivoiman (1-10 MW) 144 MW/392 GWh/a. Merkittävä osa tästä potentiaalista muodostuu olemassa olevien myllyjen ja pienvesivoimalaitosten kunnostamisesta. Esitetyt luvut eivät sisällä suojeltujen koskien tai rajajokien potentiaalia. (Kauppa- ja teollisuusministeriö 2005) Taulukkoon 2-3 on koottu mini- ja pienvesivoimaloiden nykyinen kapasiteetti sekä arvioitu teoreettinen lisäpotentiaali.

Taulukko 2-3 Suomen todettu pienvesivoimalaitoskanta ja teoreettinen lisäpotentiaali (Kauppa- ja teollisuusministeriö 2005 ja Pienvesivoimayhdistys)

Kokoluokitus	Olemassa oleva laitoskanta			Teoreettinen lisäpotentiaali*	
	Laitosten lukumäärä (kpl)	Kokonaiskapasiteetti (MW)	Tuotanto (GWh/a)	Kapasiteetti (MW)	Tuotanto (GWh/a)
Minivesivoima (< 1 MW)	68	34	133	144	1021
Pienvesivoima (1 - 10 MW)	83	274	953	144	392
Yhteensä	151	308	1086	288	1413

*Ei sisällä suojeltujen koskien tai rajajokien potentiaalia.

Arviot käyttämättömän pienvesivoimapotentiaalın hyödyntämisen kannattavuudesta vaihtelevat jonkin verran eri selvityksissä. Arvioiden mukaan minivesivoimapotentiaalista olisi kannattavaa ottaa käyttöön vuoteen 2020 mennessä noin 22–75 MW ja pienvesivoimapotentiaalista noin 61 MW. Osa hyödyntämättömästä potentiaalista saataisiin käyttöön rakentamalla uusia voimaloita käytöstä poistettujen vesivoimalaitosten tilalle sekä sellaisiin kohteisiin, joissa on pato jo valmiiksi. Tällöin myös ympäristövaikutukset jäisivät pienemmiksi kuin luonnontilaisissa koskissa. (Motiva 2016)

Pienvesivoiman osalta suurimmat esteet tuotantokapasiteetin kasvulle ovat liittyneet luonnonsuojeluun sekä uusien ja olemassa olevien laitosten korkeisiin investointi- ja revisiokustannuksiin. Pienvesivoiman hyödyntäminen laitoksen omistajan omaan käyttöön ja ostosähkön korvaamiseen ei aina ole yhtä yksinkertaista kuin esimerkiksi aurinkopaneelien osalta, jotka voidaan asentaa suoraan kiinteistön katolle. Sähkön siirtohintojen ja verojen välttämällä on usein ratkaiseva vaikutus investoinnin kannattavuudelle (kts. kpl 2.2.2), mistä johtuen tuotettu sähkö pitäisi pystyä suurelta osin hyödyntämään itse.

Hajautetun sähköntuotannon kannattavuutta on tässä raportissa tarkasteltu tarkemmin aurinkosähkön osalta. Tuuli- ja pienvesivoimassa on myös merkittävää potentiaalia, mutta kannattavuustarkasteluiden osalta ne vaativat enemmän kohdekohtaista tarkastelua sekä erityisesti vesivoiman osalta myös mm. ympäristövaikutusten tarkempaa huomioimista.

2.2 Hajautetun tuotannon yleistymisen ja kannattavuuden ajurit

Hajautetun energiatuotannon investointipäätöksiin ja täten myös yleistymiseen vaikuttavat sekä taloudelliset että muut, ei-taloudelliset tekijät. Taloudellisilla tekijöillä viitataan investoinnin kannattavuuteen, eli kustannuksiin ja investoinnin elinkaaren aikana tuomaan tuottoon. Ei-taloudelliset tekijät sisältävät erityisesti arvoihin liittyviä tekijöitä: halun kokeilla uutta teknologiaa, naapuri-ilmiöön kuluttajilla ja yrityksen osalta myös imagon luomisen.

2.2.1 Hajautetun sähköntuotannon käyttöönottoon vaikuttavat ei-taloudelliset tekijät

Viime vuosina on korostunut ajatus, että taloudelliset kannustimet yksinään eivät takaa hajautetun pientuotannon kestävästä kasvusta tai selitä esimerkiksi aurinkopaneelijärjestelmien alueellista leviämistä: Vaikka tukijärjestelmät ovat yleensä maakohtaisia, saattavat alueelliset erot maan sisällä olla suuria. Paikalliset piirteet saattavatkin vaikuttaa merkittävästi hajautettujen energiantuotantoteknologioiden omaksumiseen. Ei-taloudellisten, kasvua ja teknologioiden käyttöönottoa ja leviämistä edistävät tekijöiden ymmärrys ja huomioiminen on tulevaisuudessa erilaisia poliittisia ja markkinointitoimenpiteitä laadittaessa hyvin tärkeää.

Hajautetun tuotannon kasvun tiellä olevia ei-taloudellisia esteitä voivat olla mm. tietotaito ja yleinen asiantuntemus, mutta myös laitteistojen takuuajojen tapaiset tekijät. Erilaisissa tutkimuksissa on havaittu että ns. demografiset tekijät kuten kuluttajan ikä, sukupuoli, tulotaso tai koulutus, tai muut tekijät kuten mm. kuluttajan arvomaailma, elämäntilanne tai sosiaaliset verkostot vaikuttavat merkittävästi todennäköisyyteen ryhtyä pienimuotoisen energian tuottajaksi. Hajautetun pientuotannon teknologioista erityisesti aurinkosähkön tuotannon osalta ei-taloudellisia kuluttajien investointipäätökseen vaikuttavia tekijöitä sekä aurinkopaneelien leviämistä eri asuinalueilla on tutkittu laajalti. Muihin teknologioihin (mm. aurinkolämpö ja maalämpöpumput) liittyvää kuluttajakäyttäytymistä (ei-taloudelliset tekijät) on tutkittu vähemmän.

Aurinkosähköteknologioiden leviämistä ja niiden käyttöönottoon liittyvää kuluttajakäyttäytymistä käsittelevissä tutkimuksissa nousee usein esiin vertaisverkostojen ja tiettyjen paikallisten ominaisuuksien merkitys teknologioiden alueellisen esiintymisen taustalla. Bollinger ja Gillinghamin (2012) mukaan jokainen uusi aurinkopaneeliasennus kasvattaa samalla kadulla lisäasennusten kuukausittaista todennäköisyyttä 15 prosentilla. Vertaisverkostojen vaikutukset pienenevät etäisyyden kasvaessa. Katutasoa kauempana uusien asennusten vaikutus lisäasennuksiin ei ole tilastollisesti merkittävä. (Bollinger & Gillingham 2012) Saksassa alle kilometrin säteellä yksi asennus synnytti 1,3 uutta asennusta (Rode & Weber 2016).

Aurinkopaneelien etuna tämän ns. naapurivaikutuksen aikaansaamisena on, että ne erottuvat usein ympäristöstään hyvin. Paneelien hyvän näkyvyyden onkin todettu lisäävän uusien paneeliasennusten vertaisvaikutuksia. Vertaisvaikutusten havaittiin olevan suurempia, kun tutkitun postinumeralueen kotitalouksien koko oli suurempi ja suuremmalla osalla siellä asuvista on yli 30 minuutin työmatka. Isommassa kotitaloudessa on useampi ihminen, jotka voivat nähdä paneelit ja pidemmän työmatkan aikana voi nähdä useampia aurinkopaneeliasennuksia. Isommat paneeliasennukset saattavat lisätä vertaisvaikutuksia, sillä ne ovat näkyvämpiä, mutta erillisten paneeliasennusten suurempi määrä näkyy useampaan kotiin ja lisäävät näkyvyyttä vieläkin enemmän (megawattimäärät samat molemmissa tapauksissa). Alueella tehdyt aurinkopaneeliasennukset vähentävät naapureiden kokemaa epävarmuutta paneeliteknologiaan liittyen, mikä on myös yksi syy alueella lisääntyviin asennuksiin. (Bollinger & Gillingham 2012)

Uudet paneeliasennukset pienemmissä asutuskeskuksissa vaikuttavat aurinkopaneeliteknologian leviämiseen ko. alueella enemmän kuin uudet asennukset suuremmilla kaupunkialueilla. Toki teknologia soveltuu parhaiten omakotitaloihin, jotka sijaitsevat usein pienempinä keskittyminä, mutta pienemmissä asutuskeskittymissä myös verkoston vertaisvaikutukset ovat suuremmat, sillä tiiviimmässä yhteisössä naapurit vaikuttavat enemmän toistensa käyttäytymiseen. Yhteisomisteisten aurinkojärjestelmien tukeminen voisikin lisätä aurinkoenergiateknologian käyttöönottoa suurissa asutuskeskittymissä. Rakennetun ympäristön muuttujat, kuten asutuksen tiheys ja vuokra-asuntojen osuus vaikuttavat aurinkopaneelijärjestelmien

käyttöönottoon mm. kotitalouksien tulotasoa enemmän. Tiheämpi asutus ja vuokra-asuntojen suuri osuus vähentävät aurinkoenergiateknologian omaksumista. (*Graziano & Gillingham 2014*) Ympäristönäkökohdat eivät yleensä yksinään riitä, eivätkä edes aina ole motivoivana tekijänä aurinkoenergiainvestoinnista päätettäessä. Joissain tapauksissa aurinkoenergiateknologian vihreä leima koetaan jopa omaksumista hidastavana negatiivisena tekijänä. (*Schelly 2013*)

Schelly (2013) on tutkinut ns. aikaisen vaiheen teknologian omaksujia, joilla on tärkeä rooli esimerkkeinä ja tiedon ja kokemusten jakajina laajemmille ihmisjoukoille. Kyseiset henkilöt ovat usein kiinnostuneita uusista innovaatioista ja yleisesti tekniikasta, mutta eivät pakosti kaikesta mahdollisesta uudesta. Tutkimukseen osallistuneilla henkilöillä oli usein käytössä myös muita vaihtoehtoisia energiateknologioita ja he ovat tee-se-itse orientoituneita (mm. ovat suunnitelleet ja/tai rakentaneet talonsa itse). Käyttöönoton taustalla motivoivaksi tekijäksi he mainitsivat uteliaisuutensa innovatiivisia energijärjestelmiä kohtaan. Osa tutkimukseen osallistuneista henkilöistä oli kiinnostunut edistämään teknologian leviämistä ja esimerkiksi osoittamaan aurinkopaneelien kannattavuuden muillekin, mutta tämä ei ollut tärkeää läheskään kaikille. Suurimmalle osalle varhaisen vaiheen omaksujista esim. investoinnin takaisinmaksuaika ei ollut tärkeä päätöksen taustalla vaikuttava tekijä, vaan enemmän vaikuttivat muut taloudelliset tekijät, kuten tarjotut ostohyvitykset ja verohyödyt, sekä elämäntilanne. Useat aurinkoenergiajärjestelmiin investoineet olivat juuri perineet rahaa tai käyttivät työtulojaan juuri ennen eläkkeelle jäämistä pienentääkseen eläkeaikansa kuluja. Aurinkoenergiajärjestelmien käyttöönotto ajoittuu usein myös muiden remonttien oheen, esim. katon uusimiseen. Kaikki aikaisen vaiheen omaksijat eivät ole nuoria ja korkeasti koulutettuja, vaan heissä on myös paljon juuri eläkkeelle jääviä ja alemmin koulutettuja. (*Schelly 2013*)

Itävallassa tehdyssä tutkimuksessa selvisi, että maanviljelijöiden päätöksentekoa aurinkoenergiajärjestelmien asennettaessa ohjasivat niin taloudelliset, eettiset kuin ympäristötekijät. Tärkeimpinä tekijöinä asennuspäätöksen taustalla arvioitiin vaikuttaneen vastuu tulevista sukupolvista, aurinkoenergia vaihtoehtona ydinvoimalle, sekä investoinnin takaisinmaksuaika. Asennusta suunnittelevat mainitsivat tärkeänä taustatekijänä myös roolimallina toimimisen. Useat aurinkoenergiajärjestelmän asentaneista uskoivat teknologisen kehityksen ratkaisevan useat ympäristöongelmat, jolloin suurille elämäntapamuutoksille ei enää olisi tarvetta. (*Brudermann ym. 2013*)

Esittämällä tuloksia, miten esim. muut naapuruston ihmiset käyttävät energiaa on todettu olevan suurempi vaikutus kuluttajakäyttäytymiseen kuin suorilla kehotuksilla mm. säästää energiaa tai valita ympäristöystävällisempiä ratkaisuja (*Nolan ym. 2007*). Ihmisten on vaikeaa itse havaita, että tällaiset normatiiviset viestit vaikuttaisivat heidän päätöksiinsä, mutta Nolan ym. (2007) havaitsivat ko. viestien toimivan vahvana vaikuttimena esim. ihmisten energian säästämisen taustalla.

2.2.2 Hajautetun sähköntuotannon investoinnin kannattavuuden ajurit

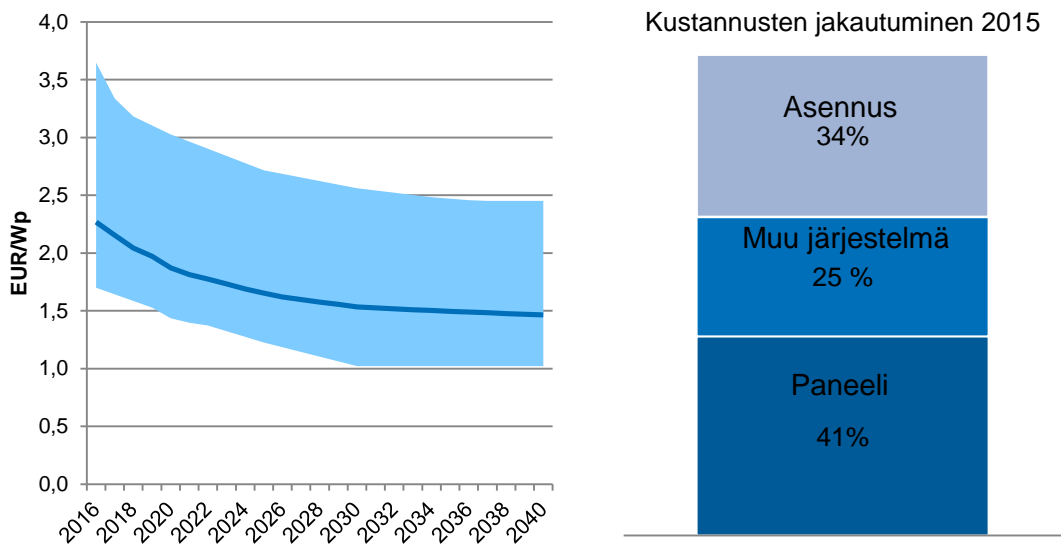
Taloudellisia tekijöitä tarkasteltaessa hajautetun sähköntuotannon investoinnin kannattavuus riippuu ennen kaikkea seuraavasta kolmesta tekijästä: 1) investoinnin kustannuksesta, 2) investoinnin aiheuttamasta kustannussäästöstä käyttöiän aikana sekä 3) korkokannasta. Piensähköntuotannossa rahallinen investointi koostuu pääasiassa järjestelmän asennus- ja hankintakustannuksista.

Aurinkopaneelijärjestelmän osalta kustannukset voidaan jakaa karkeasti kolmeen osaan:

1. Paneeli
2. Muu järjestelmä
3. Asennus

Näistä kolmesta asennus on puhtaasti työvoimaperusteinen ja siten aina paikallisesti tuotettava työ. Näin ollen asennuksen osuus myös kasvattaa paikallista taloutta. Asennuksesta on mahdollista saada Suomessa kotitalousvähennystä. Paneeli on katolle sijoitettava tuotantoyksikkö ja muu järjestelmä sisältää invertterin, kaapeloinnit ja ohjausyksikön. Näistä jokaisella osalla on hieman toisistaan poikkeava kustannuskehitys riippuen mm. teknologian kypsyysasteesta ja kehitykseen käytettävistä panostuksista. Alla olevassa kuvassa on esitetty oletettu kustannuskehitys pienen kokoluokan aurinkopaneelijärjestelmälle vuoteen 2040 asti.

Kuva 2-5 Aurinkopaneelijärjestelmän investointikustannusten arvioitu kehitys vuoteen 2040 (Lähde: Usea alan selvitys sekä IEA 2015)



Aurinkopaneelijärjestelmien antama vuotuinen tulo riippuu kahdesta tekijästä:

- 1) Ostosähkön korvaamisesta itse tuotetulla sähköllä sekä
- 2) ylimääräisen tuotannon myymisestä takaisin verkkoon.

Ostosähköstä käytetään myös nimitystä pistorasihinta, joka tarkoittaa sitä muuttuvaa osuutta sähkön loppuhinnasta, jonka sähkön käyttäjä joutuu maksamaan kun kaikki sähkön maksut otetaan huomioon. Pistorasihinta koostuu kolmesta komponentista:

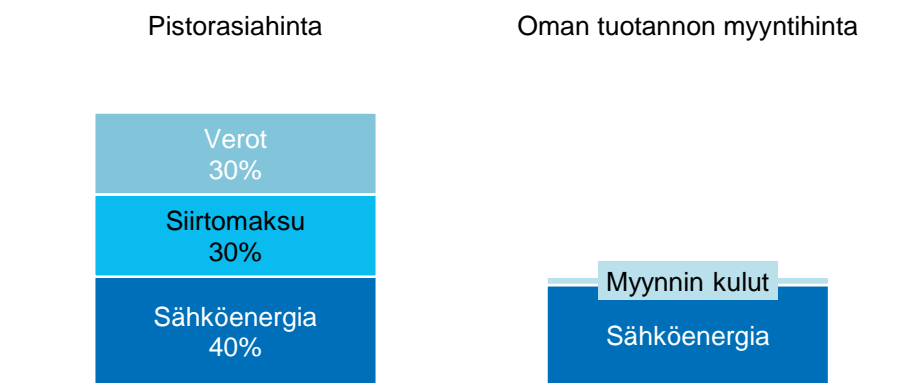
1. Sähkön energiahinnan muuttuva osuus
2. Sähkön siirtohinnan muuttuva osuus
3. Verot

Suomessa loppukäyttäjä voi itse päättää miltä yhtiöltä hän ostaa sähkönsä ja valita tyypillisesti useammasta eri myyntituotteesta. Energiahinta onkin ainoa pistorasihinnan komponentti, johon kuluttaja voi vaikuttaa. Loppukäyttäjän maksama sähkön hinta on vahvasti riippuvainen sähkön tukkumarkkinahinnasta. Tämän raportin kannattavuustarkasteluissa oletettu

sähkön hinnan kehitys on esitetty liitteessä 1. Sähkön siirron kustannus riippuu loppukuluttajan sähköverkkoyhtiöstä. Sähköverot koostuvat arvonlisäverosta (24 %) ja sähköverosta.

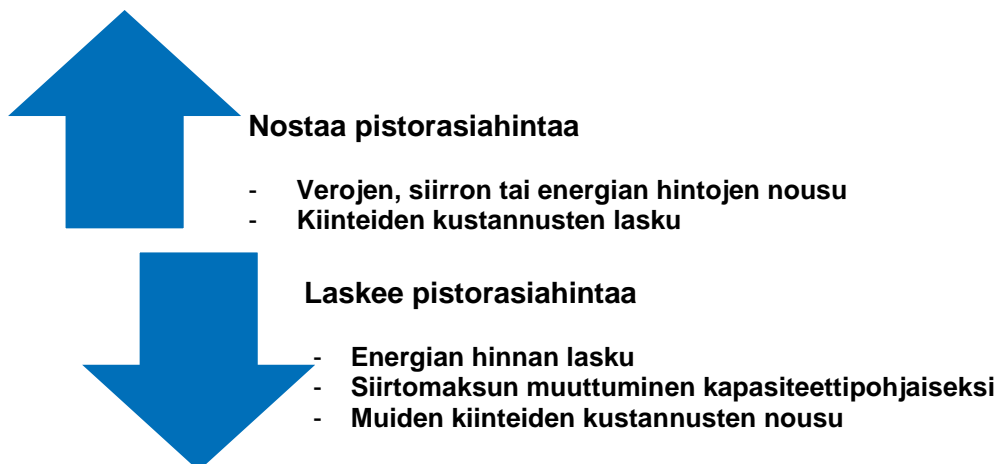
Sähkön myynnistä loppukäyttäjä saa tyypillisesti myyntihetken tukkumarkkinahinnan vähennettynä myyntiyhtiön perimällä provisiolla sekä siirtomaksulla joka on Suomessa rajoitettu enimmillään 0,7 senttiin/kWh. Kahdesta aurinkopaneelin tulolähteestä oman käytön tuoma säästö suhteessa pistorasiahintaan on huomattavasti merkittävämpi kuin sähkön myynti. Täten aurinkopaneelien mitoituksella suhteessa omaan sähkön käyttöön on suuri merkitys paneelien kannattavuudelle. Kuvassa 2-6 on esitetty pistorasiahinnan ja sähkön myyntihinnan komponentit ja näiden suhteellinen määrä pientuottajalle.

Kuva 2-6 Pistorasiahinnan ja myytävän sähkön komponentit hajautetulle sähköntuotannolle



Muutoksilla pistorasiahinnoissa on huomattava vaikutus aurinkopaneeli-investoinnin kannattavuuteen. Esimerkiksi sähkön hinnan nousu kasvattaa pistorasiahintaa (sekä ylijäämä-sähkön myyntihintaa) ja täten investoinnin tekemää tuottoa. Korkeaa pistorasiahintaa ovat ylläpitäneet varsinkin sähkön siirron ja verojen suuruus ja energian käyttöperusteinen laskutus. Muutokset näissä voivat vaikuttaa negatiivisesti aurinkopaneelin kannattavuuteen. Erityisesti siirtomaksujen muuttuminen tehopohjaisiksi ja nykyistä kiinteämmiksi heikentää oman sähköntuotannon kannattavuutta, kun ostosähkön korvaamisesta saatava etu pienenee. Sähkön siirtoyhtiöiden kustannusten näkökulmasta siirtomaksujen muuttaminen kiinteämpään suuntaan voi kuitenkin olla hyvin perusteltua. Oman sähköntuotannon kannattavuuteen pistorasiahinnan muutosten kautta vaikuttavia tekijöitä on kuvattu kuvassa 2-7.

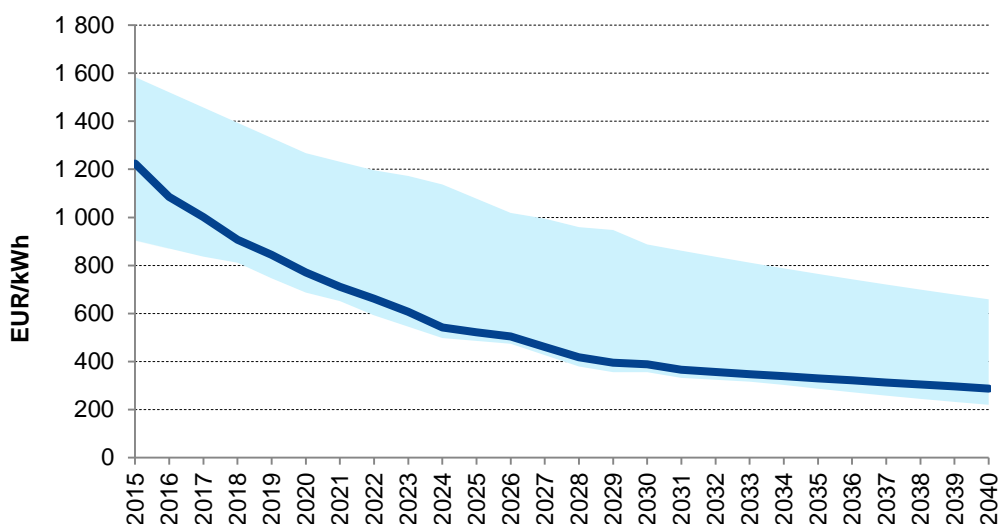
Kuva 2-7 Oman sähköntuotannon pistorasiahintaan vaikuttavat tekijät



Aurinkopaneeli-investoinnin kannattavuuteen vaikuttaa myös sijainti sekä käytetty korkokanta. Maantieteellinen sijainti vaikuttaa auringon säteilyn määrään ja asennussijainti ja asennustapa paneelin hyödyntämän säteilyn määrään. Korkokanta puolestaan vaikuttaa varsinkin yritysten tekemissä hankinnoissa ja yksityisillä henkilöillä, jos investointia rahoitetaan lainalla ja/tai käytettävälle omalle pääomalle on vaihtoehtoinen sijoituskohde.

Sähkön varastointiteknologioiden kehittyminen parantaisi merkittävästi sääolosuhteiden mukaan vaihtelevien uusiutuvien energiamuotojen hyödynnettävyyttä. Erityisesti hajautetussa tuotannossa aurinkopaneelien yhdistäminen akkujen kanssa kasvattaisi kiinteistöjen mahdollisuuksia tuottaa osa käyttämästään sähköenergiasta itse. Akkujen oletettu hintakehitys on esitetty alla kuvassa 2-8. Ennuste perustuu usean alaa seuraavan organisaation aiemmin laatimiin ennusteisiin sekä nykyisiin toteutuneisiin hintoihin, joiden perusteella on laadittu yhteenveto.

Kuva 2-8 Akkujärjestelmän arvioitu yksikköhintakehitys vuoteen 2040 (Yhdistelty useasta eri selvityksestä)



Akkujärjestelmän valmistuskustannukset muodostuvat materiaaleista ja komponenteista, työ- ja tutkimuskustannuksista, sekä yleisistä kustannuksista kuten myynti- ja hallinnointikuluista. Näistä materiaalit ja komponentit muodostavat yli puolet kokonaiskustannuksista. Valmistuskustannuksien lisäksi on huomioitava asennuskustannukset, joiden on arvioitu olevan noin 40-60 % asennetun akkujärjestelmän kustannuksista. Kustannuskehitys perustuu valmistuskustannusten alenemiseen, kuten akkukennojen kapasiteetin paranemiseen sekä valmistusprosessien tehostumiseen. Myös akuissa käytettävien materiaalien ja komponenttien hintojen oletetaan laskevan merkittävästi tulevaisuudessa.

2.2.3 Hajautetun aurinkosähkötuotannon kannattavuus tyyppikiinteistöissä

Hajautetun sähköntuotannon taloudellista kannattavuutta selvitettiin tässä työssä tarkemmin tyyppitalokohtaisesti laskemalla aurinkopaneelijärjestelmän taloudellisia tunnuslukuja (Taulukko 2-4). Tunnusluvuista pääsääntöisesti tarkasteltiin sisäistä korkokantaa eli IRR-lukua. Takaisinmaksuaika on helposti ymmärrettävä tunnusluku, mutta soveltuu huonosti aurinkopaneelijärjestelmien kaltaisille investoinneille, sillä se ei ota huomioon järjestelmän pitoaikaa eikä jäännösarvoa.

Taulukko 2-4 Kannattavuuslaskelmien tyypilliset tunnusluvut

Tunnusluku	Kuvaus
IRR	Sisäinen korkokanta, kertoo tuottoasteen sijoitetulle pääomalle
NPV (Net Present Value)	Nettonykyarvo, kertoo investoinnin diskontattujen kassavirtojen nykyarvon
Takaisinmaksuaika	Kertoo ajan jonka aikana investointi maksaa itsensä takaisin

Tyypitalotarkastelussa valittujen tyypitalojen katoille arvioitiin soveltuvan kokoinen aurinkopaneeli, jonka tuotantoa simuloitiin tuntikohtaisesti käyttämällä tuntitason keskiarvoista aurinkosäteilyinformaatiota vuosilta 2009 – 2013 (Lähde: Soda 2015). Aurinkopaneelijärjestelmän sähköntuotantoa verrattiin tyypitalon tuntitason sähkön kulutukseen, mikä mahdollisti tarkemman arvion sähköntuotannon hyödyntämisestä omassa käytössä ja verkkoon myydyistä sähkön määrästä. Järjestelmän oletettiin olevan kytketty verkkoon, mikä mahdollistaa oman kysynnän ylittävän tuotannon myynnin. Aurinkopaneelien omaan käyttöön menevä tuotanto synnyttää paneelin omistajalle säästöjä pistorasiahinnan verran ja verkkoon myytävä tuotanto aiheuttaa omistajille myyntituloja. Myydessään sähköä verkkoon paneelin omistaja saa sähköstä pörssihinnan verran vähennettynä sähköyhtiön provisiolla ja siirtomaksulla.

Pelkän aurinkopaneelijärjestelmän lisäksi mallinnettiin tilanne, jossa aurinkopaneelijärjestelmään on kytketty akusto. Tällöin järjestelmän omistaja voi varastoida kulutuksensa ylittävän tuotannon akkuun ja käyttää sähkön myöhemmin ja näin kasvattaa aurinkopaneelin tuotannon hyödyntämistä omaan käyttöön. Mallinnuksessa oletettiin investointiympäristön säilyvän nykyisellään, lukuun ottamatta hintoja ja investointikustannuksia. Kannattavuuslaskelmien taustaoletukset on esitetty taulukossa 2-5, ja tarkempia hintataso-oletuksia on esitetty liitteessä 1.

Taulukko 2-5 Aurinkosähkön kannattavuuslaskelmien taustaoletukset

Muuttuja	Oletus
Sähkön energiahinta	Nouseva 2030 asti
Sähkön siirtohint	Nouseva 2030 asti
Verot	Nykyinen taso säilyy
Investointikustannukset	Laskevat
Käyttöikä	30 vuotta

Käyttökustannukset	0,5% investointikustannuksista p.a.
Degradaatio	0,5% p.a.
Diskonttaus korko	2%
Investointituet	Kaikki laskelmat tehty ilman investointitukia

Tyypitalotarkastelu 1: Aurinkosähköjärjestelmä pien-/rivitalossa, ei sähkölämmitystä

Pien- ja rivitalolla tarkoitetaan tässä tilastokeskuksen määritelmän mukaista asuintaloa. Suomessa on yhteensä 1,2 miljoonaa erillistä pientaloa ja rivitaloa. Keskimäärin katon arvioitiin olevan 140 neliömetriä, josta arvioitu paneeleille soveltuva pinta-ala on noin 40m². Sähkön kulutuksen arvioitiin tyypikiinteistössä olevan 5,4 MWh vuodessa.

Taulukko 2-6 esittää aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden pientalolle kolmessa eri tapauksessa: 1) Kun aurinkosähköjärjestelmä on mitoitettu siten että tuotetusta sähköstä käytetään itse 50 %, 2) kun tuotannosta käytetään itse 75 %, sekä 3) kun aurinkopaneelijärjestelmään on kytketty akku. Kaikissa tilanteissa esitetään taloudelliset tunnusluvut vuonna 2016 sekä vuonna 2030 tehtävälle investoinnille, jolloin investointikustannusten oletettu lasku ja sähkön hinnan nousu parantaa investoinnin kannattavuutta merkittävästi. Sekä vuoden 2016 että vuoden 2030 osalta kannattavuutta on arvioitu sekä oletetulle aurinkopaneelin keskiarvokustannukselle (Keskiarvo) että edullisemmalle vaihtoehdolle (Matala).

Taulukko 2-6 Aurinkosähköinvestointi pientalossa

Vuosikulutus 5,4 MWh

Kattopinta-ala 140 m²

Suurempi paneeli: 50 % tuotannosta omaan käyttöön

Järjestelmän koko Järjestelmän vuosituotanto

3,6 kW

3,35 MWh

	Kustannustaso	Investoinnin suuruus (EUR)	NPV (EUR, laskentakorko 2%)	IRR
2016	Matala	6200	1000	2,9%
	Keskiarvo	8200	-1000	1,0%
2030	Matala	3700	4 600	9,2%
	Keskiarvo	5600	2 700	5,1%

Pienempi paneeli: 75 % tuotannosta omaan käyttöön

Järjestelmän koko Järjestelmän vuosituotanto

1,87 kW

1,72 MWh

	Kustannustaso	Investoinnin suuruus (EUR)	NPV (EUR, laskentakorko 2%)	IRR
2016	Matala	3200	1 500	4,7%
	Keskiarvo	4200	400	2,5%
2030	Matala	1900	3 400	11,8%
	Keskiarvo	2900	2 400	7,1%

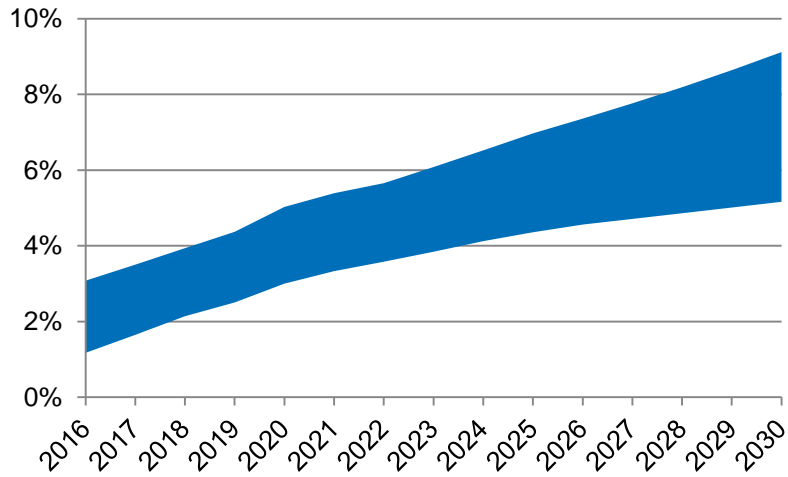
Suurempi paneeli: 50 % tuotannosta omaan käyttöön, järjestelmään kytketty akku

	Järjestelmän koko	Järjestelmän vuosituotanto	Akun koko	
	1,87 kW	1,72 MWh	3 kWh	
	Kustannustaso	Investoinnin suuruus (EUR)	NPV (EUR, laskentakorko 2%)	IRR
2016	Matala	5200	-100	1,8%
	Keskiarvo	6500	-1400	0,3%
2030	Matala	2500	1900	9,3%
	Keskiarvo	3700	800	5,5%

Edellä esitettyjen taulukoiden perusteella suuremmankin paneelin investointi voi olla jo tällä hetkellä kannattava, mikäli investointikustannukset osuvat arvioidun vaihteluvälin alapäähän ja mitoitus on sopiva. Mitoittamalla paneeli kulutuksen kannalta tarkemmin, esimerkiksi siten että 75 % tuotannosta menee omaan käyttöön, on aurinkopaneelijärjestelmä kannattavampi investointi ja parhaimmillaan voidaan saavuttaa jo lähes 5 % IRR. Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuus tulee nousemaan merkittävästi tulevina vuosina ensisijaisesti laskevien investointikustannusten vaikutuksesta, mutta myös kasvavan pistorasihinnan vuoksi. Akun lisääminen järjestelmään heikentää kohoavien investointikustannusten vuoksi kannattavuutta tarkasteluajanjaksolla, joten taloudellisia edellytyksiä akun lisäämiselle järjestelmään ei ole ainakaan oletetulla kustannuskehityksellä. Kotitalouksien on mahdollista saada myös aurinkopaneeli-investoinnista kotitalousvähennys asennustyön osuudesta, ja se vastaa yhteensä noin 15 % alennusta investoinnista. Tätä ei ole otettu laskelmissa huomioon, joten kannattavuudet ovat käytännössä esitettyjä hieman parempia.

Kuva 2-9 esittää investoinnin sisäisen korkokannan kehityksen eri vuosina tehtäville investoinneille vuoteen 2030 asti järjestelmälle, jossa 50 % paneelin tuotannosta hyödynnetään omassa käytössä. Pientalojen kohdalla aurinkosähköjärjestelmien hankkijat ovat yleensä yksityisiä ihmisiä, joten on vaikea arvioida mitä taloudellisten tunnuslukujen tulisi olla, jotta investoinnin toteutuisivat. Investoinnin houkuttelevuus riippuu myös rahoitusmenetelmästä: jos aurinkosähköjärjestelmä rahoitetaan osittain velkarahalla, tulee esimerkiksi IRR-luvun olla korkeampi. Alimpana rajana voidaan pitää 2 %:n IRR:ää, koska tällöin investointi ei tuota käteisostajalle tappiota suhteessa oletettuun inflaatioon, joten ostaja pääsee investoinnilla omilleen. Tämä voi olla monelle aurinkosähköjärjestelmän hankkimista harkitsevalle kuluttajalle riittävä kriteeri.

Kuva 2-9 Aurinkosähköinvestoinnin IRR:n arvioitu kehitys pientalossa (suurempi paneeli)



Tyypitalotarkastelu 2: Aurinkosähköjärjestelmä sähkölämmityssä pientalossa

Aurinkopaneeli-investointia tarkasteltiin myös sähkölämmitetyn pientalon näkökulmasta, jolloin kiinteistön sähkön tarve on selvästi suurempi. Esimerkkitalon parametrit ja taloudelliset tunnusluvut on esitetty taulukossa 2-7.

Taulukko 2-7 Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuus sähkölämmitettyssä pientalossa

Vuosikulutus	27 MWh			
Katto pinta-ala	283 m²			
<u>Suurempi paneeli: 50 % tuotannosta omassa käytössä</u>				
	Järjestelmän koko	Järjestelmän vuosituotanto		
	8,5 kW	7,8 MWh		
	Kustannus skenaario	Investoinnin suuruus (EUR)	NPV (EUR, kerroin 2%)	
			IRR	
2016	Matala	14 500	2 200	2,9%
	Keskiarvo	19 300	-2 600	0,9%
2030	Matala	8 700	10 600	9,1%
	Keskiarvo	13 000	6 300	5,0%
<u>Pienempi paneeli: 75 % tuotannosta omassa käytössä</u>				
	Järjestelmän koko	Järjestelmän vuosituotanto		
	4,37 kW	4,0 MWh		
	Kustannus skenaario	Investoinnin suuruus (EUR)	NPV (EUR, kerroin 2%)	
			IRR	
2016	Matala	7 400	3 400	4,6%
	Keskiarvo	9 900	900	2,5%
2030	Matala	4 500	7 800	11,7%
	Keskiarvo	6 700	5 600	7,0%

Odotetusti aurinkopaneelin mitoittaminen vastaavalla tavalla kuin edellisessä esimerkkitalossa on taloudellisesti yhtä kannattavaa. Erona on, että sähkölämmitteisessä talossa on mahdollista asentaa huomattavasti suurempi aurinkopaneeli kuin yllä olevassa esimerkissä. Esimerkkijärjestelmät voivat olla todellisuudessa vielä kannattavampia, sillä sähkölämmitettyissä

pientaloissa voi olla mahdollista käyttää lämminvesivaraajaa ”ilmaisena” akkuna, jolloin sähkön kulutusprofiilia voidaan muuttaa vastaamaan paremmin aurinkosähkön tuotantoa. Myös sähkölämmitteisen pientalon tapauksessa aurinkopaneeli-investoinnin kannattavuus nousee huomattavasti vuotta 2030 kohti mentäessä.

Tyypitalotarkastelu 3: Aurinkosähköjärjestelmä kerrostalossa

Kerrostaloissa aurinkosähkön kannattavuuteen vaikuttaa erittäin merkittävästi se, ketkä kiinteistössä voivat hyödyntää tuotettua sähköä omaan käyttöön ja miten paneeli omistetaan. Asuinkerrostaloissa asukkaat eivät nykyisin pysty hyödyntämään taloyhtiön hankkiman paneelin tuottamaa sähköä omaan käyttöönsä ja välttää siirtomaksuja ja veroa. Aurinkopaneelilla voidaankin tällöin korvata vain ns. kiinteistösähköä, joka on taloyhtiön sähkölaskulla. Tällöin paneelia ei kannata mitoitaa kovin suureksi ja hyödyt jäävät vähäisiksi. Jos myös asukkaat voisivat hyödyntää tuotettua sähköä suoraan omaa sähkölaskuaan pienentämään, muuttuisi mitoitus ja kannattavuus merkittävästi.

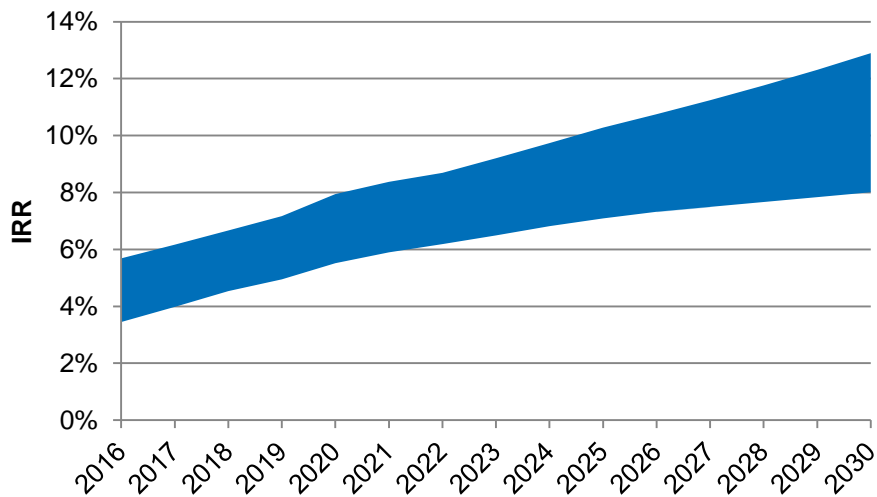
Taulukko 2-8 esittää aurinkojärjestelmän kannattavuuden kerrostalossa kahdessa eri tilanteessa: Aurinkosähköjärjestelmä on mitoitettu siten että tuotannosta menee noin 75 % kiinteistösähkön käyttöön ja tilanne jossa on oletettu, että kerrostalon asukkaat voivat myös hyödyntää aurinkojärjestelmän tuotantoa suoraan ilman siirtomaksuja ja veroja. Jälkimmäisessä tapauksessa käytettävä kattopinta-ala on toiminut rajoittavana tekijänä järjestelmän mitoittamiselle ja aurinkopaneelininvestoinnille voidaan saada lähes 6 % IRR:n.

Taulukko 2-8 Aurinkosähköjärjestelmän taloudellisuus kerrostalossa

Kattopinta-ala	346 m²			
Vuotuinen kiinteistösähkön kulutus	23 500 MWh			
Varustelu	Hissi ja sauna			
<u>75 % tuotannosta omassa käytössä, vain talosähkö</u>				
	Järjestelmän koko	Järjestelmän vuosituo- tanto		
	6,9 kW	6,3 MWh		
	Kustannus skenaario	Investoinnin suuruus (EUR)	NPV (EUR, kerroin 2%)	
	IRR			
2016	Matala	11 700	6 000	4,9%
	Keskiarvo	15 500	2 100	2,7%
2030	Matala	7 000	8 000	11,7%
	Keskiarvo	10 500	4 500	7,1%
<u>~90% tuotannosta omassa käytössä, myös asukkaiden sähkö</u>				
	Järjestelmän koko	Järjestelmän vuosituo- tanto		
	13,4 kW	12,4 MWh		
	Kustannus skenaario	Investoinnin suuruus (EUR)	NPV (EUR, kerroin 2%)	
	IRR			
2016	Matala	22 800	15 400	5,7%
	Keskiarvo	30 400	7 800	3,4%
2030	Matala	13 700	18 400	12,9%
	Keskiarvo	20 500	11 600	8,0%

Oikealla mitoituksella, ja etenkin tilanteessa jossa myös talon asukkaat voivat käyttää aurinkosähköjärjestelmän tuotantoa, on mahdollista rakentaa kannattava järjestelmä jo nyt ja kannattavuus tulee nousemaan huomattavasti lähivuosina (Kuva 2-10). Tällä hetkellä esimerkiksi taloyhtiön asukkaat eivät kuitenkaan lähtökohtaisesti voi hyödyntää taloyhtiön katolla tuotettua aurinkosähköä omaan käyttöönsä ilman veroja ja siirtomaksua.

Kuva 2-10 Aurinkosähköjärjestelmän IRR kehitys kerrostalossa, tuotanto myös asukkaiden käytössä



Tyypitaloesimerkki 4: Aurinkosähköjärjestelmä toimistorakennuksessa ja kauppakeskuksessa

Taulukko 2-9 esittää aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden esimerkkitoimistorakennukselle ja -kauppakeskukselle. Suuren sähkönkulutuksen vuoksi molemmissa esimerkkikiinteistöissä on mahdollista asentaa suurikokoinen aurinkopaneelijärjestelmä oman kulutuksen osuuden paneelin tuotannosta pysyessä silti isona.

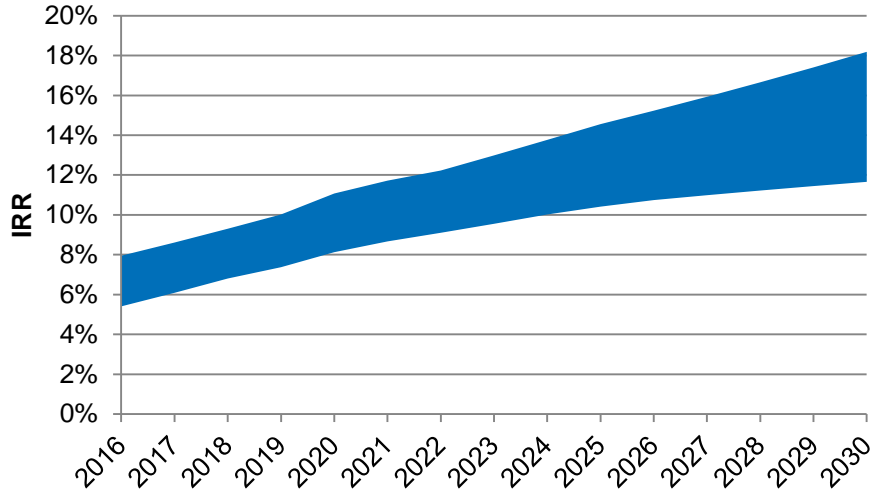
Taulukko 2-9 Aurinkosähköjärjestelmän taloudellisuus toimistossa ja kauppakeskuksessa

Toimisto				
Järjestelmän koko		Järjestelmän vuosi- tuotanto		Kiinteistön vuosiku- lutus
592 kW		546 MWh		1 460 MWh
<hr/>				
	Kustannus skenaario	Investoinnin suuruus (kEUR)	NPV (kEUR, kerroin 2%)	IRR
2016	Matala	660	720	7,6%
	Keskiarvo	890	500	5,1%
2030	Matala	400	1 180	17,5%
	Keskiarvo	600	980	11,2%
<hr/>				
Kauppakeskus				
Järjestelmän koko		Järjestelmän vuosi- tuotanto		Kiinteistön vuosiku- lutus
857 kW		790 MWh		3 540 MWh
	Kustannus skenaario	Investoinnin suuruus (kEUR)	NPV (kEUR, kerroin 2%)	IRR
2016	Matala	960	1 110	8,0%
	Keskiarvo	1 280	790	5,4%
2030	Matala	580	1 800	18,2%
	Keskiarvo	870	1 510	11,7%

Näissäkin tyyppikiinteistöissä on mahdollista tehdä aurinkopaneeli-investointi suhteellisen kannattavasti jo nyt. Matalan kustannusskenaarion tapauksessa IRR-luku nousee kauppakeskuksessa 8 prosenttiin ja toimistotaloesimerkissäkin hyvin lähelle tätä. Näiden tyyppikiinteistöjen IRR-vaatimukset ovat toisaalta todennäköisesti huomattavasti korkeampia kuin aikaisemmissa esimerkeissä, sillä päätöksenteon taustalla on tiukemmat taloudelliset vaati-

mukset, mutta laskevien investointikustannusten ansiosta näistä projekteista voi tulla erittäin kannattavia lähivuosina (Kuva 2-11).

Kuva 2-11 Aurinkosähköjärjestelmän IRR kehitys kauppakeskuksessa

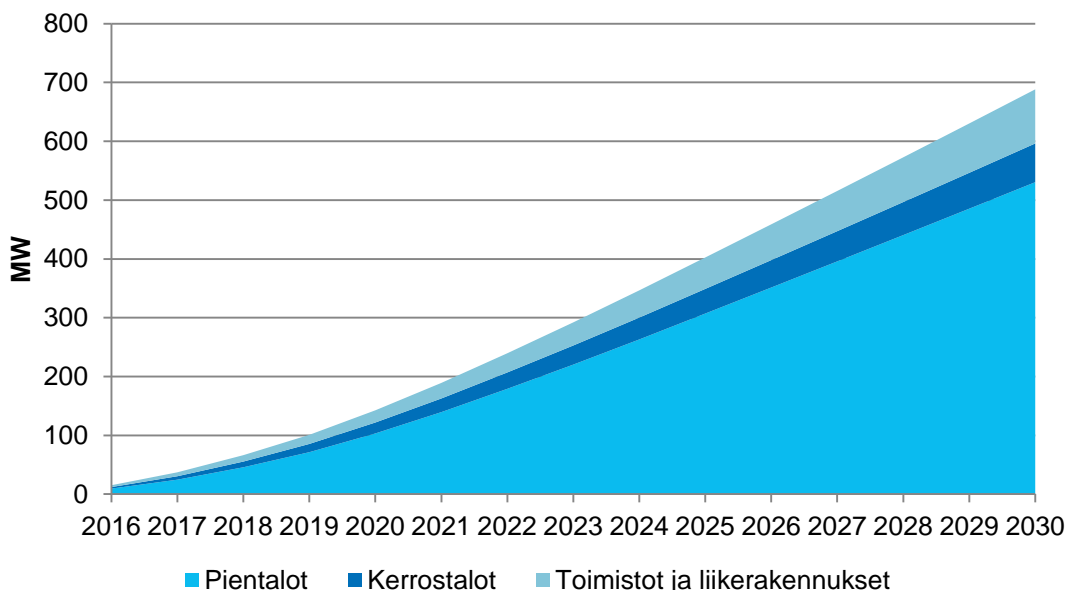


2.3 Aurinkosähköntuotannon markkinaehtoinen yleistyminen

Edellä esitetyt tyyppitalojen kannattavuustarkastelut ja aurinkosähkön tekninen potentiaali osoittavat, että aurinkosähköinvestoinnit omaan käyttöön voisivat lisääntyä merkittävästi lähivuosina. Taloudellinen kannattavuus paranee vuosi vuodelta, ja kattopinta-alojen potentiaali ei rajoita investointien määrää. Koska investointien toteuttajat ovat usein yksityisiä ihmisiä tai muuta liiketoimintaa harjoittavia yrityksiä, on investointien toteutumisen nopeutta kuitenkin haastavaa arvioida. Pientuotannossa investointipäätökseen vaikuttavat myös monet muut tekijät taloudellisten tekijöiden lisäksi, kuten kappaleessa 2.2 todettiin.

Yksi mahdollinen vertailukohta on maalämpöpumppuinvestointien toteutuminen. Aurinkosähkön investointipäätöksien voidaan olettaa toteutettavan samoilla perusteilla. Kuvassa 2-12 on esitetty arvio aurinkosähkön investointien markkinaehtoisesta toteutumisesta samoilla kannattavuusehdoilla, kuin maalämpöpumpput ovat yleistyneet. Arvio kehityksestä on saatu vertaamalla maalämpöpumppujen yleistymistä ja asennusmääriä Suomessa eri vuosina ja eri kannattavuuksilla ja johtamalla siitä asennusmäärät aurinkopaneelijärjestelmille. Arvio asennetuista lämpöpumpuista on tehty Suomen Lämpöpumppuyhdistyksen tilastojen pohjalta (Sulpu, 2015)

Kuva 2-12 Kattoaurinkopaneelikapasiteetin arvioitu kehitys vuoteen 2030 saakka ilman tukijärjestelmiä (Pöyryn arvio)



Arvion mukaan Suomessa voisi olla vuonna 2030 noin 700 MW katoille asennettua aurinkosähkökapasiteettia ilman minkäänlaisia tukijärjestelmiä. Vuonna 2030 IRR olisi keskimäärin yli 5 % ja tällöin asennetaan noin 45 MW pientuotantoa (noin 8 kW per 1000 asukasta). Vertailun vuoksi Isossa-Britanniassa on käytössä syöttötariffijärjestelmä pientuotannolle, minkä ansiosta vuonna 2015 paneeli-investoinnin IRR oli hieman yli 6 % ja pientuotantoa asennettiin noin 580 MW (noin 9 kW per 1000 asukasta). Valtaosa aurinkosähköstä tuotettaisiin kotitalouksissa pientaloissa, joissa kattopinta-alaa on hyvin käytössä omaan kulutukseen nähden.

Tuotannon yleistymisen on vahvasti riippuvainen investointiympäristöstä. Erityisesti tekijät, jotka vaikuttavat pistorasihintaan vaikuttavat tuotannon yleistymiseen. Energiategollisuus ry on esimerkiksi ehdottanut, että sähkön siirron laskutus muuttuisi tehoerusteiseksi kuluttajille (Tekniikka ja talous, 2016), mikä laskisi pistorasihintaa tuntuvasti ja näin heikentäisi aurinkopaneelijärjestelmän kannattavuutta. Sähkön siirron hinnan muuttuminen täysin kiinteäksi laskisi esimerkkikiinteistöissä kannattavuutta 2-4 prosenttiyksikköä ja jarruttaisi huomattavasti kehitystä. Myös sähkön hinnan pysyminen nykytasolla laskisi aurinkosähköjärjestelmien kannattavuutta 2-3 prosenttiyksikköä. Molemmissa tapauksissa kustannusten lasku tekisi järjestelmistä kannattavia, mutta laajamittainen yleistymisen luultavasti siirtyisi huomattavasti myöhemmäksi ja asennettu kapasiteetti jäisi 2030 huomattavasti pienemmäksi kuin mitä yllä olevassa kuvassa on esitetty.

Oma tuotanto aiheuttaa myös sähkön myynnin ja siirron vähenemistä. Kun tuottajat välttävät myös sähköveron ja sähkön ALV:n omasta tuotannosta, tarkoittaa tämä myös sähköverotulojen laskua, tässä tapauksessa noin 6,5 MEUR vuonna 2030 nykyisillä verotasoilla.

2.3.1 Aurinkosähkötuotannon yleistymisen vaikutus sähköjärjestelmään

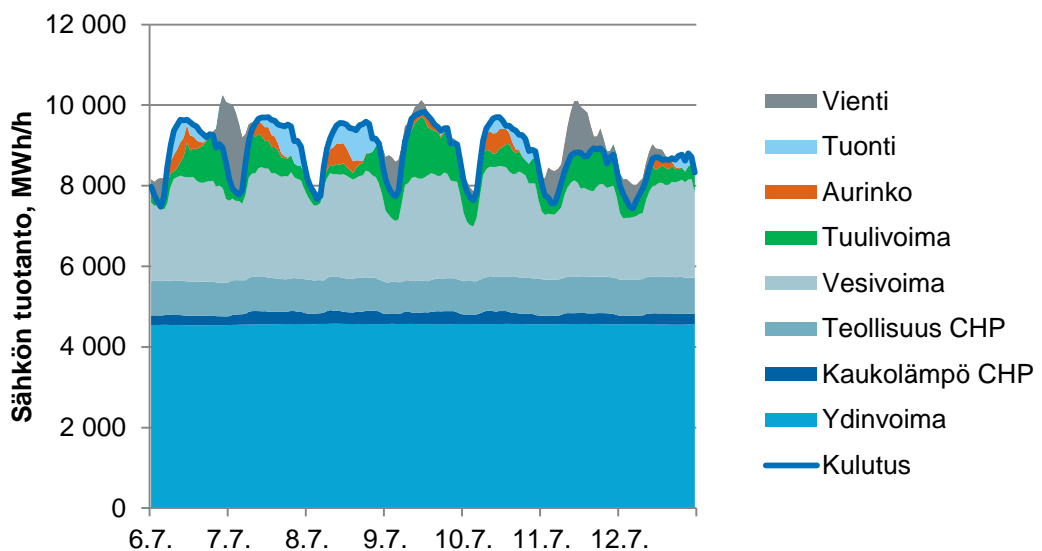
Arvioitu 700 MW:n kapasiteetti tuottaisi sähköä vuositasolla noin 640 GWh, jolloin tämä sähkömäärä vältetään tuottamasta muilla (keskitetyillä) tuotantomuodoilla. 600 – 700 GWh vastaa noin 0,7-0,8 % Suomen sähkön kokonaiskulutuksesta. Aurinkosähkön tuotanto ajoittuu keväästä syksyyn, jolloin tuotanto talviaikaan on hyvin vähäistä. Sähkön kulutus taas on suu-

rinta talvella, jolloin myös tarvitaan tyypillisesti enemmän esimerkiksi lauhdesähkön tuotantoa. Tästä johtuen aurinkosähkön tuotannolla ei voidakaan suoraan välttämättä korvata esimerkiksi paljon päästöjä aiheuttavaa hiililauhdetta. Aurinkosähkö korvaa kunkin hetkistä marginaalista sähköntuotantoa, joka voi olla esimerkiksi sähkön ja lämmön yhteistuotantoa.

Suomessa sähkön kulutus on huomattavasti korkeampi talviaikaan, jolloin lämmitysenergian tarve on suurimmillaan. Aurinkosähkötuotanto ajoittuu puolestaan vahvasti kesäkuukausille minkä vuoksi lähtökohtaisesti sähkön tuotanto ja kysyntä eivät ajoitu optimaalisesti. Suomen vuotuisesta sähkön tuotannosta noin 30 % katetaan yhteistuotannolla, joka on erityisesti kaukolämmön yhteistuotannon osalta riippuvainen lämmön kysynnästä. Tämän vuoksi kesäkuukausina sähkön kysynnän ollessa alhaisempi, on myös tuotanto luonnollisesti alhaisempi. Lisäksi voimalaitosten ja rajasiirtoyhteyksien vuosihuollot ajoitetaan kesäkuukausille.

Kuvassa 2-13 on esitetty 700 MW aurinkosähkökapasiteetin lisäyksen vaikutus sähkön tuotantoon Suomessa satunnaisena viikkona heinäkuussa. Tarkastelu vastaa vuoden 2030 arvioitua tuotantorakennetta, jossa on huomioitu muun muassa lisäykset ydinvoima- ja tuulivoimakapasiteetissa. Erityisesti kesäaikaan Suomen tuotantorakenne on jäykkä johtuen suuresta ydinvoimakapasiteetista sekä myös teollisuuden yhteistuotannosta, jotka eivät esimerkiksi alhaisen hinnan aikaan vähennä tuotantoa. Kuten kuvasta nähdään, aurinko korvaisi useana päivänä tuontia. Tuulisina päivinä sähkön tuotanto saattaa ylittää kulutuksen, jolloin sähköä vietäisiin naapurimaihin ja aurinkosähkön tuotanto osaltaan lisääisi vientiä. Alhaisen kulutuksen aikaan aurinkosähkötuotanto saattaa korvata myös vesivoimat tuotantoa Suomessa viennin lisäämisen sijaan. Tarkastelu on tehty hyödyntäen Pöyryn tuntitason sähkömarkkinamallinnusta esimerkkivuodelle.

Kuva 2-13 Sähkön tuotanto Suomessa heinäkuun viikon aikana ja 700 MW:n aurinkosähkön tuotannon ajoittuminen



Tuontia korvatessa vesivoima lisää sähkön tuotannon omavaraisuutta sekä uusiutuvan sähkön tuotantoa. Aurinkosähkötuotanto ei todennäköisesti merkittävästi laskisi sähkön tuotannon päästöjä, sillä lähtökohtaisesti kesäaikaan tuotanto Pohjoismaissa on lähes päästötöntä.

Aurinkosähkön tuotanto lisää vaihtelevaa ja säätämätöntä tuotantoa mikä vaatii sähköjärjestelmältä säätökapasiteettia rajasiirtoyhteyksien ja muiden tuotantomuotojen muodossa. Tuulivoiman tuotanto on kuitenkin moninkertaista hajautetun aurinkosähkön tuotantoon, minkä vuoksi 700 MW aurinkosähköpotentiaalin realisoituminen ei muuttaisi tilannetta merkittävästi. Alhaisen marginaalikustannuksen ja vaihtelevan tuotannon lisääntyessä sähkön hinnan vaihtelu tyypillisesti lisääntyy. Aurinkosähkön tuotanto kuitenkin ajoittuu päiväsaikaan, jolloin kysyntä on suurimmillaan ja siten parantaa kysynnän ja tuotannon vuorokauden sisäistä tasapainoa.

3 HAJAUTETTU LÄMMÖNTUOTANTO

Hajautetun lämmöntuotannon osalta tässä selvityksessä on tutkittu uusiutuviin energialähteisiin perustuvien lämmitysjärjestelmien potentiaalia ja kilpailukykyä fossiilisiin polttoaineisiin perustuviin hajautettuihin järjestelmiin sekä yleisesti (myös uusiutuvaan energiaan perustuviin) keskitettyihin ratkaisuihin nähden. Kaukolämpöä tuotetaan Suomessa sekä uusiutuvalla energialla että fossiilisilla polttoaineilla riippuen paikkakunnasta. Kaukolämmön osalta tarkastelu on tehty esimerkkitapausten avulla sekä huomioiden verkkokohtaiset erot. Merkittävin fossiilisiin polttoaineisiin perustuva kiinteistökohtainen lämmitysmuoto on öljylämmitys, jonka korvaamisipotentialia on tarkasteltu erikseen ja muodostettu skenaario öljylämmityksen markkinaehtoisesta korvautumisesta nykyisillä ohjauskeinoilla.

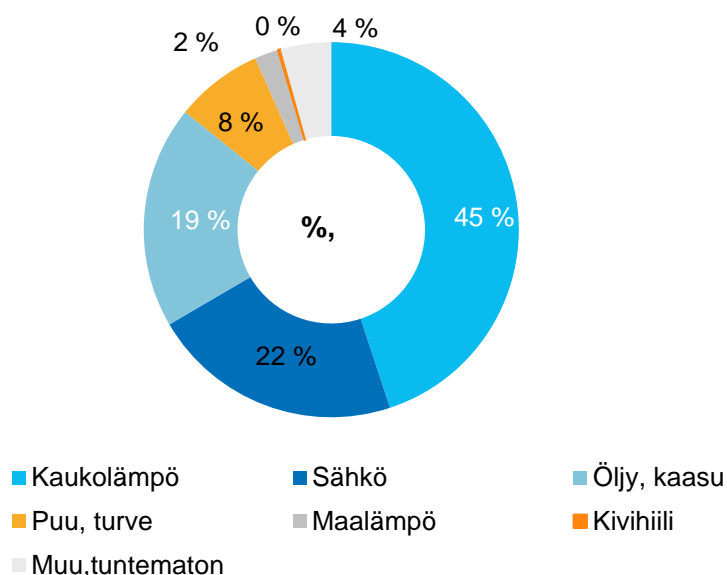
3.1 Hajautetun lämmöntuotannon nykytila ja potentiaali

Lämmityksessä hajautetun tuotannon tekninen potentiaali muodostuu lämmitettävän olemassa olevan rakennuskannan ja uuden rakennuskannan perusteella. Hajautetulla uusiutuvalla energialla voidaan korvata sekä hajautettua fossiilista tuotantoa (erityisesti öljylämmitystä) että myös keskitettyä lämmöntuotantoa kaukolämpöverkoissa. Vaikutukset eroavat merkittävästi riippuen siitä, mitä nykyistä lämmöntuotantoa hajautetulla tuotannolla korvataan.

3.1.1 Lämmitysratkaisuiden nykytilanne Suomessa

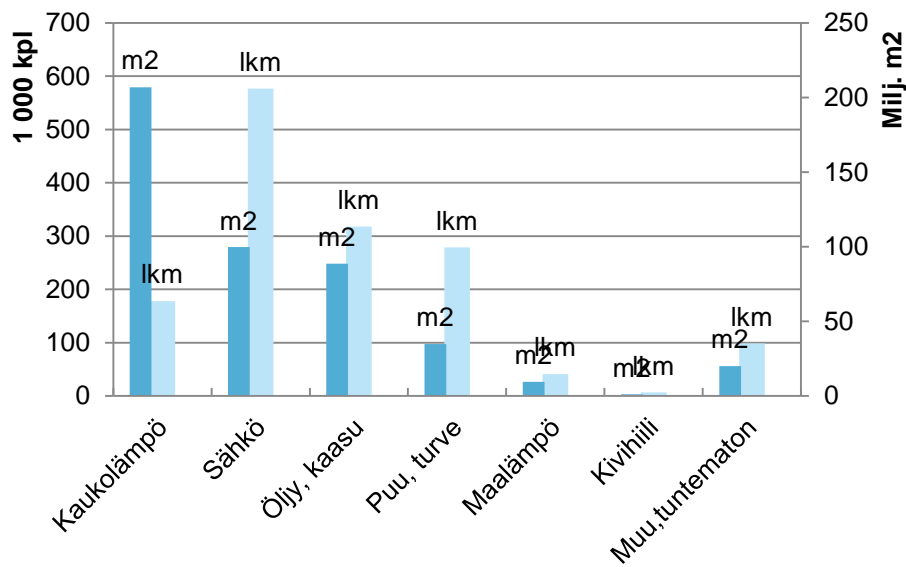
Kaukolämpö on Suomessa erityisesti taajama-alueilla ja kaupungeissa hyvin yleinen lämmitysmuoto. Suomen rakennuskannasta noin 45 % on tällä hetkellä kaukolämmön piirissä. Hajaa-asutusalueilla merkittävimpiä lämmitysmuotoja ovat nykyisin suora sähkö- ja öljylämmitys sekä kasvavassa määrin myös lämpöpumppuratkaisut. Kuvassa 3-1 on esitetty eri lämmitysjärjestelmien osuuden Suomen rakennuskannassa pinta-alan perusteella.

Kuva 3-1 Lämmitysjärjestelmien osuudet Suomen nykyisessä rakennuskannassa pinta-alan perusteella (Lähde Tilastokeskus 2016)



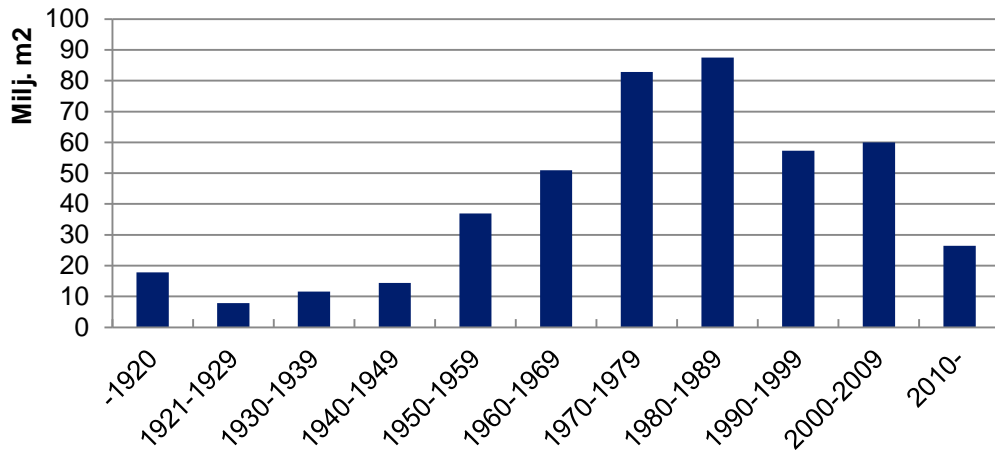
Eri lämmitysjärjestelmien yleisyys erilaisissa rakennustyypeissä vaihtelee merkittävästi, ja tarkasteltaessa rakennuspinta-alan lisäksi eri lämmitysjärjestelmien jakautumista rakennusten määrien perusteella, näyttää tilanne hyvin erilaiselta. Kuvassa 3-2 on esitetty lämmitysjärjestelmien jakautuminen nykyisessä rakennuskannassa sekä asuntojen määrän että asumispinta-alan mukaan. Kaukolämpö on yleisin lämmitysmuoto asumispinta-alan perusteella (yli 200 miljoonaa neliometriä ja 180 000 asuntoa), mutta kappalemääräisesti tarkasteltuna suurin osa nykyasunnoista on sähkölämmitteisiä (576 000 kpl). Koska sähkölämmitys on yleisintä pienissä kiinteistöissä, on sähkölämmitteistä pinta-alaa kuitenkin noin puolet vähemmän kuin kaukolämmitteistä.

Kuva 3-2 Lämmitysjärjestelmien yleisyys Suomen nykyisessä asuntokannassa kappalemääräisenä sekä asuntopinta-alaan nähden (Lähde Tilastokeskus 2016)



Tarkasteltaessa rakennusten lämmitystavan vaihtoa ja sen kustannuksia, on huomioitava rakennusten ikä ja mahdollinen lämmitysjärjestelmän uusimistarve tai muu remontointitarve. Suomen rakennuskannasta noin 50 % on valmistunut vuosien 1970 ja 1999 välillä, jolloin rakennuskannasta 50 % on iältään vastaavasti 15 ja 45 vuoden väliltä (kuva 3-3). Tässä ikähaarukassa suoritetaan rakennuksille usein merkittäviä saneerauksia, muun muassa putki-remontin tai julkisivuremontin muodossa. Myös lämmitysjärjestelmät vaativat merkittäviä reviisioita noin 20 – 30 vuoden käyttöiässä.

Kuva 3-3 Suomen nykyinen rakennuskanta rakennusvuosittain jaoteltuna

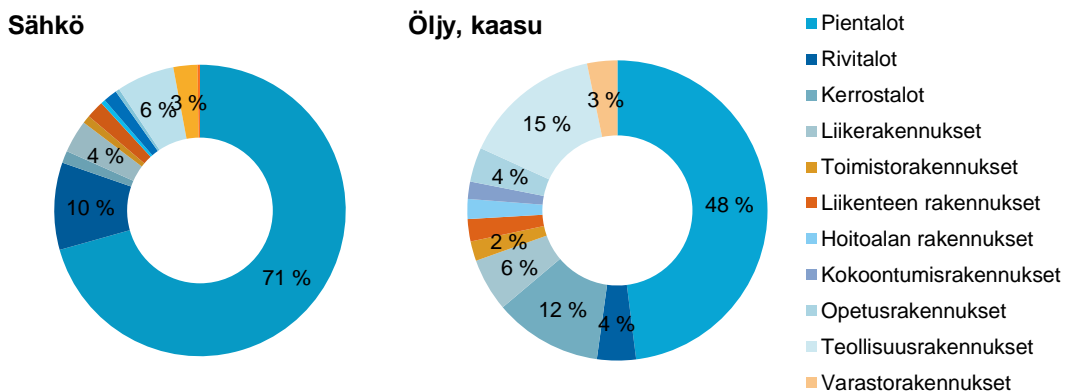


Mittavien saneeraustoimenpiteiden yhteydessä on luonnollista myös vertailla vaihtoehtoja lämmitysjärjestelmän osalta. Merkittävä osa lämmitystavan muutoksista suoritetaan tilanteissa, jossa rakennuksessa suoritetaan parannustöitä tai nykyiseen lämmitysjärjestelmään on tehtävä investointeja. Tällöin myös vaihtokustannus on pienempi, koska nykyisen lämmitysjärjestelmän uusiminen vaatisi joka tapauksessa myös investointeja.

3.1.2 Öljy- ja sähkölämmityksen korvauspotentiaali olemassa olevassa rakennuskannassa

Merkittävin uusiutuvan hajautetun tuotannon potentiaali on nykyisen suoran sähkölämmityksen sekä öljyn ja kaasun korvaamisessa tai täydentämisessä kestävämmillä ratkaisuilla. Teknistä potentiaalia voidaan olemassa olevan kiinteistökannan osalta tarkastella nykyisten sähkö-, öljy- ja kaasulämmiteiden kiinteistöjen määrän ja energiatarpeen perusteella. Öljyn ja kaasun määrä kiinteistökohtaisissa lämmitysratkaisuissa on nykyisin noin 7 TWh ja sähkölämmityksen (mkl. varaava sähkölämmitys ja lämpöpumpusähkö) energiamäärä noin 15 TWh vuodessa. Alla on esitetty eri rakennustyyppien osuudet öljy- ja kaasulämmityksessä sekä sähkölämmityksessä.

Kuva 3-4 Eri rakennustyyppien osuudet suoran sähkölämmityksen sekä öljy- ja kaasulämmityksen kokonaismäärästä (Muokattu lähteestä Tilastokeskus 2016)

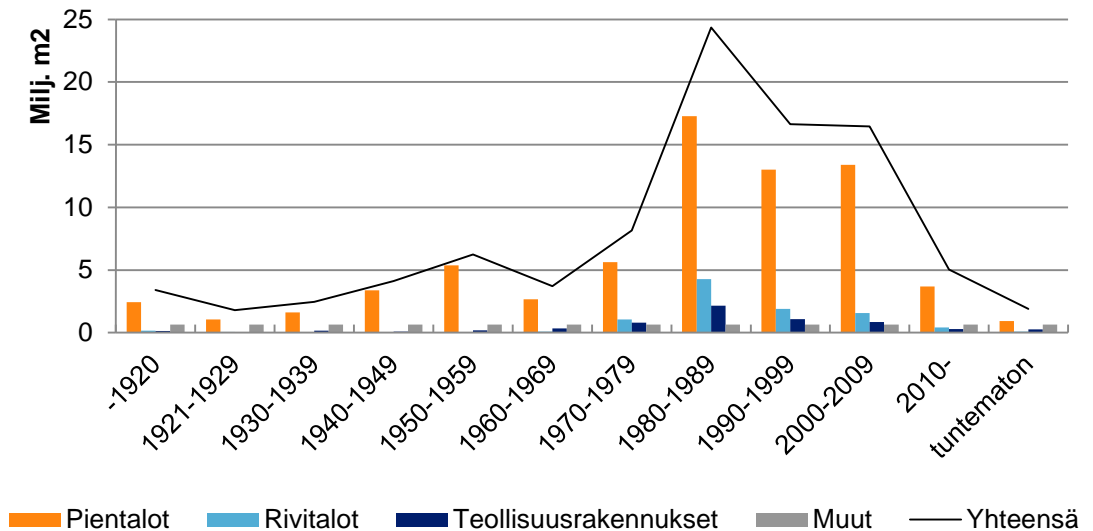


Suora sähkölämmitys on selvästi yleisin lämmitysmuoto pientaloissa Suomessa. Noin 45 % pientaloista lämpiää suoralla sähkölämmityksellä. Myös öljyn ja kaasun osuus lämmitysjärjes-

telmistä on merkittävä noin 25 % osuudella. Suora sähkölämmitys on myös verrattain yleinen lämmitysmuoto rivitalorakennuksissa, joissa sen osuus on noin 30 % koko rakennuskannasta. Suoraa sähkölämmitystä esiintyy myös muissa rakennustyypeissä erityisesti pienemmän kokoluokan kohteissa. Öljyyn ja kaasuun perustuvia lämmitysjärjestelmiä esiintyy pääsääntöisesti pientalokokoluokassa, mutta myös muissa talotyypeissä. Öljy- ja kaasulämmitys on myös suoraa sähkölämmitystä yleisempää suuremmissa rakennuksissa

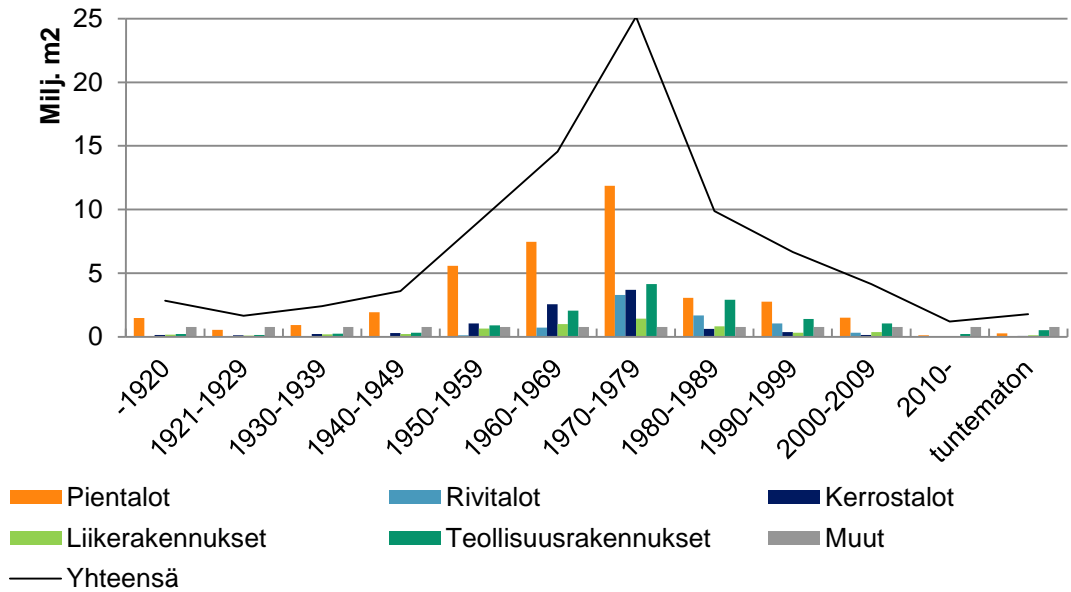
Tarkasteltaessa lämmitystavan vaihdon kannattavuutta, on huomioitava rakennusten ikä, joka antaa indikaatiota nykyisen lämmitysjärjestelmän korjaustarpeesta. Valtaosa sähkölämmitteisistä taloista on rakennettu 1970-luvun jälkeen ja ne ovat iältään pääosin 10 ja 35 vuoden väliltä. Tämä tarkoittaa sitä, että myös valtaosa sähkölämmitteisestä rakennuskannasta on korjausrakentamisen tarpeessa tai lähestymässä sitä. Kuvassa 3-5 on esitetty sähkölämmitteisten rakennustyyppien pinta-ala ikäjakaumana.

Kuva 3-5 Merkittävimpien sähkölämmitteisten rakennustyyppien ikäjakauma rakennusajankohdittain lämmityspinta-alaa kohden (Muokattu lähteestä Tilastokeskus 2016)



Öljylämmitteisten rakennusten valmistumisvuodet painottuvat voimakkaasti 70-lukuun ja sitä edeltävään aikaan (kts. kuva 3-6). Tällä aikakaudella öljylämmitteisten rakennusten määrä kasvoi koko rakennuskannan kasvun myötä. Käännekohtana voidaan havaita 1970-luvulla käynnistynyt öljykriisi ja siitä seurannut öljyn hinnan merkittävä nousu. Tämä johti öljyn suosioon romahtamiseen rakennuskohtaisissa lämmitysjärjestelmissä. Suurin osa edelleen öljyllä lämmittävistä rakennuksista on iäkkäitä, yli 35-vuotiaita. Nämä rakennukset lähestyvätkin jo toista tai kolmatta lämmitysjärjestelmän revisiotarvetta. Nähtävissä onkin, että edellytykset laajamittaiseen siirtymiseen öljystä muihin ratkaisuihin ovat hyvät.

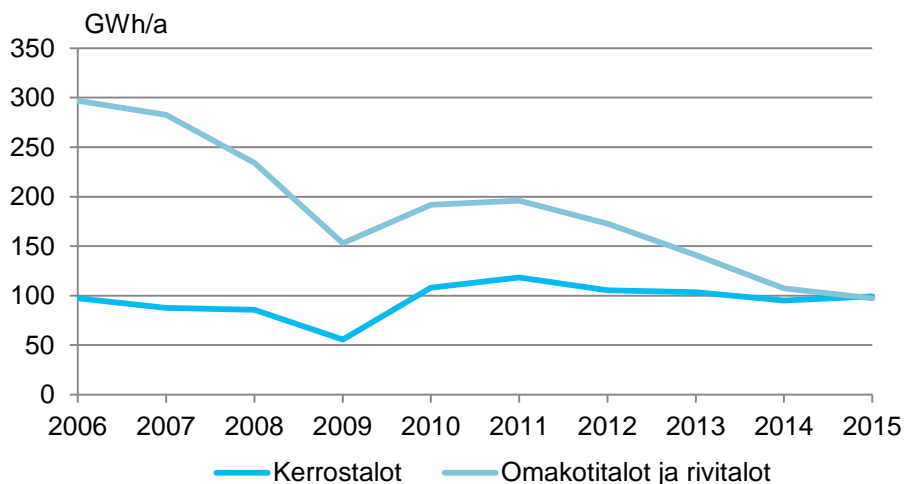
Kuva 3-6 Merkittävimpien öljy- ja kaasulämmitteisten rakennustyyppien ikäkauma rakennusajankohdittain (Muokattu lähteestä Tilastokeskus 2016)



3.1.3 Uuden rakennuskannan kehitys

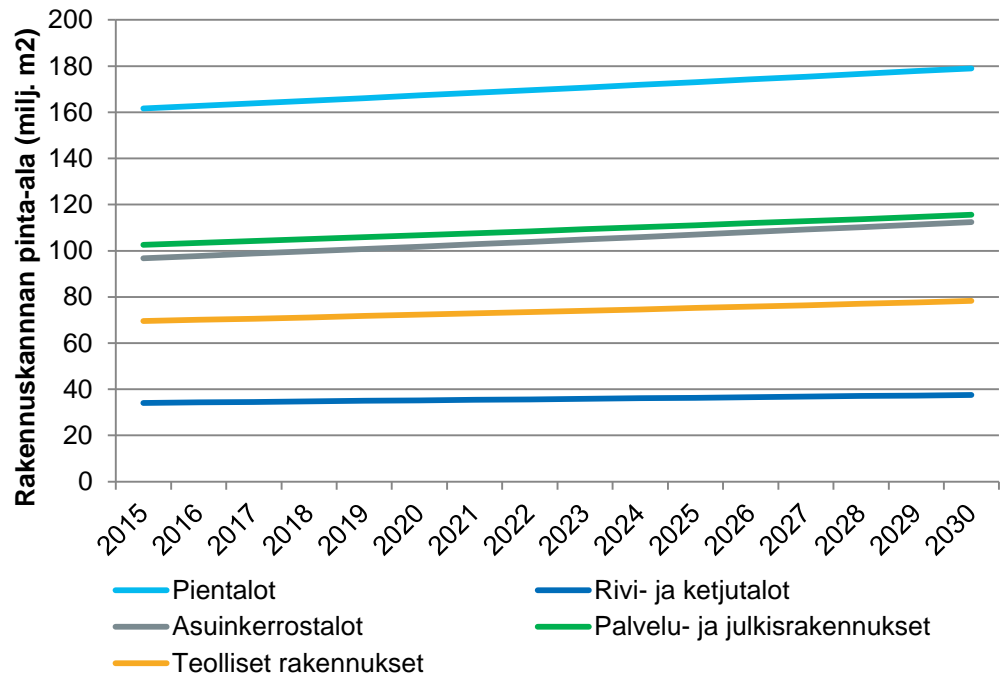
Hajautetulla tuotannolla voi olla merkittävä potentiaali uusien asuntojen lämmitysjärjestelmissä, joten rakennuskannan kehityksellä ja uudisrakennusten määrällä on suuri vaikutus hajautetun tuotannon potentiaaliin. Kokonaisuudessaan uusien asuinrakennusten arvioitu energiankulutus on vuositasolla ollut viime vuosina noin 100 GWh omakotitalo- ja rivitalojen osalta, sekä 100 GWh kerrostalojen osalta. Pientalojen osalta laskeva trendi johtuu omakotitaloaloitusten pienenevästä määrästä ja tiukentuneista normeista. Kerrostalojen osalta kasvava aloitusten määrä on kompensoinut pienenevän talokohtaisen kulutuksen. Arvio perustuu toteutuneeseen uuteen rakennuspinta-alaan (Rakennusteollisuus ry 2016) ja arvioituaan keskimääräiseen kiinteistöjen lämmöntarpeen kehitykseen (Pöyryn arvio 2016). Tältä pohjalta arvioitu vuosikulutus on esitetty kuvassa 3-7.

Kuva 3-7 Uusien asuntojen lämmönkulutuksen historiallinen kehitys arvioituna toteutuneen rakennuspinta-alan perusteella



Suomen rakennuskannan on arvioitu kehittyvän vuoteen 2030 mennessä kuvan 3-8 mukaisesti. Rakennuskanta kasvaa tasaisesti kaikissa rakennustyypeissä. Voimakkainta kasvu on pientaloissa ja asuinkerrostaloissa ja maltillista rivi- ja ketjutaloissa.

Kuva 3-8 Rakennuskannan arvioitu kehittyminen 2016-2030. Perustuu Tilastokeskukselta saatuihin viime vuosien rakennusmääriin



3.2 Hajautetun lämmöntuotannon kustannukset ja kilpailukyky

Hajautetun lämmöntuotannon kustannuksia ja kilpailukykyä muita lämmitysmuotoja vastaan on arvioitava erikseen olemassa oleville kiinteistöille ja uudisrakennuksille. Tilannetta on tarkasteltu olemassa olevan rakennuskannan osalta kappaleessa 3.2.1 ja uudisrakennusten osalta kappaleessa 3.2.2. Aurinkolämmön kannattavuutta on arvioitu luvussa 3.2.3 eri lämmitysmuotojen yhteydessä lämmitystä tukevana ratkaisuna.

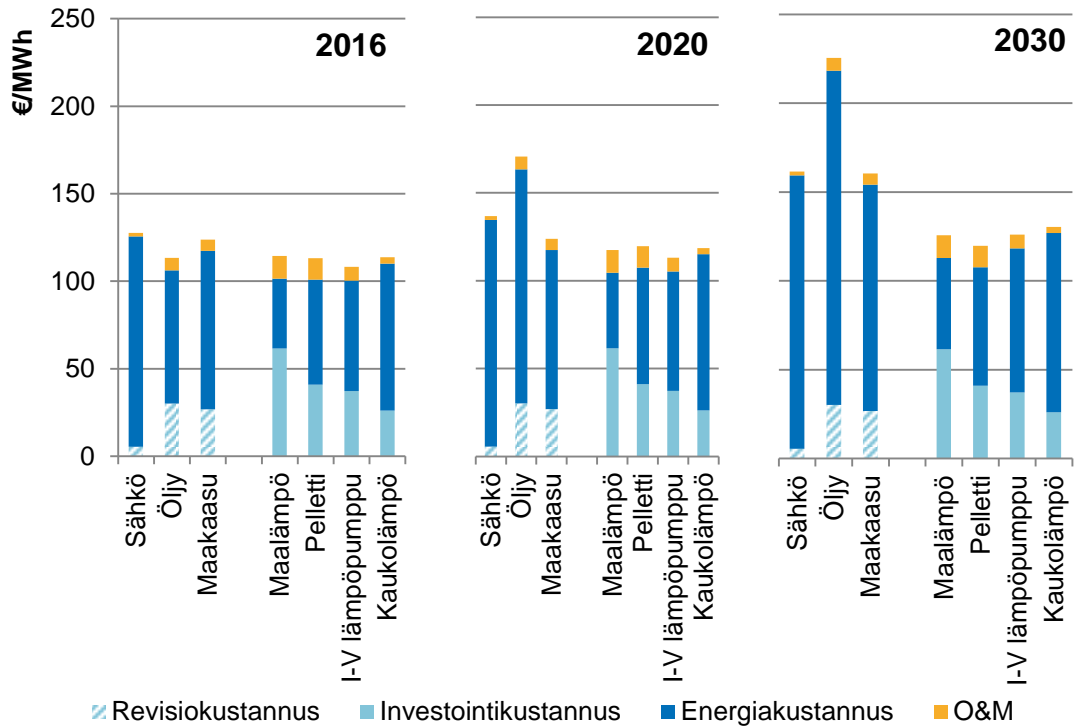
3.2.1 Lämmitysjärjestelmien kilpailukyky olemassa olevassa rakennuskannassa

Uusiutuviin energiamuotoihin perustuvien hajautettujen lämmitysjärjestelmien kilpailukykyä suoraan sähköön sekä fossiilisiin polttoaineisiin perustuviin järjestelmiin verrattuna on tarkasteltu tilanteessa, jossa käytössä oleva järjestelmä vaatii uusimista. Uuteen lämmitysjärjestelmään vaihtamisen vaihtoehtokustannus koostuisi siis nykyisen järjestelmän energiakustannuksen lisäksi myös revisiokustannuksesta. Revisiokustannukset on esitetty tarkasteluissa erikseen, jolloin voidaan myös tarkastella kuinka kannattavaa vaihto olisi jo ennen kuin vanha järjestelmä vaatii uusimista.

Öljy- ja kaasujärjestelmien revisiokustannus on oletettu koostuvan kattilan, polttimen, hormin, lämminvesivaraajan sekä säätölaitteiden uusimisesta, jolloin kustannuksen on arvioitu olevan noin 80 % uuden vastaavan järjestelmän kustannuksesta. Sähkölämmitteisissä kohteissa revisiokustannus on selvästi pienempi, koostuen lämmönvaraajan ja ohjainlaitteiden uusimisesta. Sähkölämmitteisten kohteiden revisiokustannusten on arvioitu olevan noin 30 % uuden vastaavan järjestelmän kustannuksista.

Suoran sähkölämmityksen ja fossiilisten polttoaineiden korvaamisen kustannusvertailu pientaloille on esitetty kuvassa 3-9. Vertailussa on myös huomioitu kaukolämpö yhtenä vaihtoehtona sähkö-, öljy- ja kaasulämmitykselle. Kuvasta nähdään, että uusiutuviin energiamuotoihin perustuvat hajautetut ratkaisut ovat jo tällä hetkellä kustannuskilpailukykyisiä sähköön, öljyyn ja maakaasuun nähden. Tämänhetkiset alhaiset öljyn ja sähkön hinnat parantavat kuitenkin näiden lämmitysmuotojen kilpailukykyä. Öljylämmityksen kilpailukyky heikkenee merkittävästi vuoteen 2020 mennessä oletetun öljyn hinnan nousun myötä. Vastaava kilpailukyky muutos tapahtuu sähkö- ja kaasulämmitykselle vasta myöhemmin, sillä niiden hintojen oletetaan nousevan merkittävästi vasta vuoden 2020 jälkeen.

Kuva 3-9 Sähkön ja fossiilisten polttoaineiden korvaamisen kustannusvertailu pientaloille

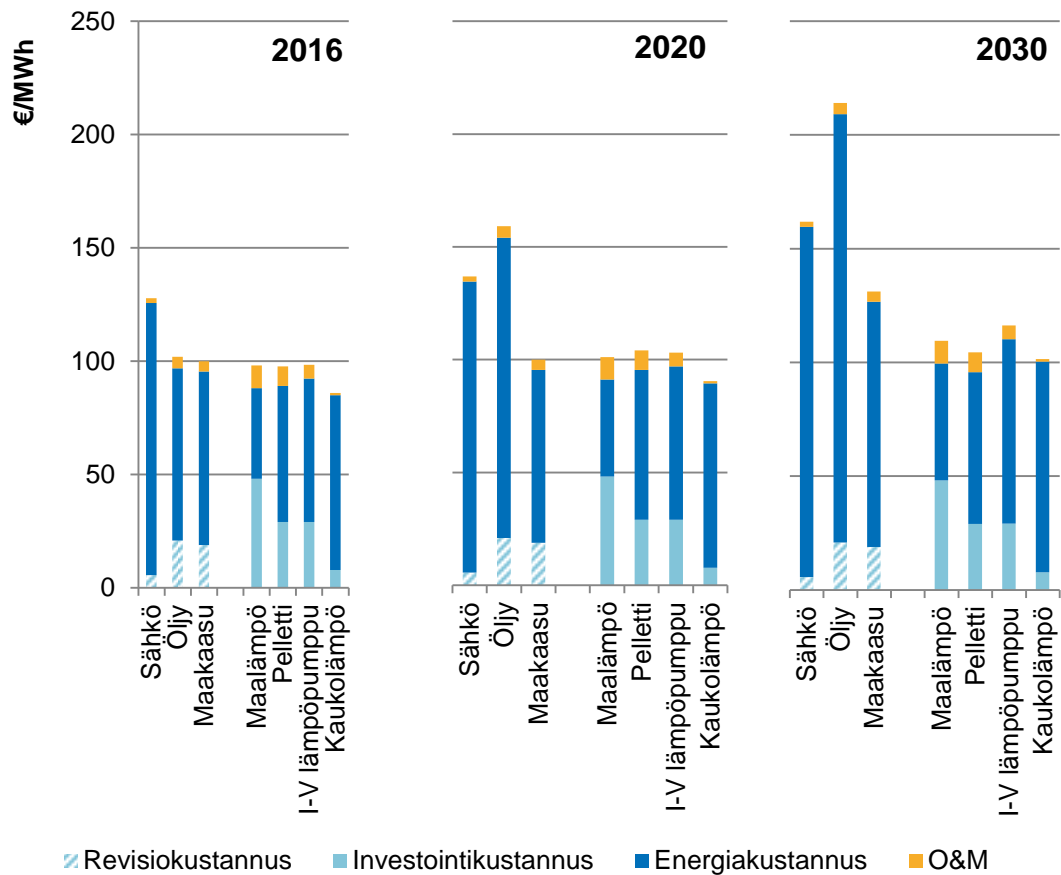


Uusiutuvia hajautettuja lämmöntuotantoratkaisuja vertailtaessa erot kustannuskilpailukyvyssä ovat pientalojen kohdalla hyvin pieniä. Sekä maalämpö, pelletti, ilmavesilämpöpumppu että kaukolämpö olisivat kustannuksiltaan hyvin lähellä toisiaan. Merkittävimmät erot eri lämmitysmuotojen välillä ilmenevät kustannusrakenteissa. Esimerkiksi pellettien ja ilmavesilämpöpumppujen tapauksessa investoinnin suuruus kokonaiskustannuksista on noin kolmannes, kun taas maalämmölle investointikustannus muodostaa lähes puolet järjestelmän kokonaiskustannuksista. Pienimmät investointikustannukset ovat kaukolämpöön liittymisessä, mutta energiakustannus on vastaavasti suurin kaukolämmöllä hajautettuihin uusiutuviin energiovaihtoehtoihin verrattuna. Kuvaajassa käytetyt kaukolämmön tämänhetkiset kustannukset perustuvat kuluttajien lukumäärällä painotettuun keskihintaan eri kuluttajatyypeille. Paikkakuntaakohtaisesti kaukolämmön hinnat voivat erota tästä merkittävästi, mikä muuttaa kaukolämmön asemaa. Hintojen nousu perustuu mm. polttoaineiden hintakehityksen arvioihin (Liite 1). Muiden lämmitysmuotojen investointikustannukset ovat Pöyryn arvioita perustuen useista eri lähteistä kerättyihin tietoihin ja käytännön kokemuksiin.

Suoran sähkölämmityksen vaihtoehtoiseen lämmitysmuotoon vaihtamisen kustannus riippuu merkittävästi rakennuksen nykyisestä lämmönjakomenetelmästä. Mikäli rakennuksessa ei entuudestaan ole vesikiertoista lämmönjakojärjestelmää kuten vesipattereita tai vesikiertoista lattialämmitystä, kasvattaa tämä vaihtamisen kustannusta lämmönjakojärjestelmän asennuksen myötä. Tällöin myös tarvittavan remontin suuruus kasvaa merkittävästi, mikä saattaa heikentää vaihtamisen houkuttelevuutta.

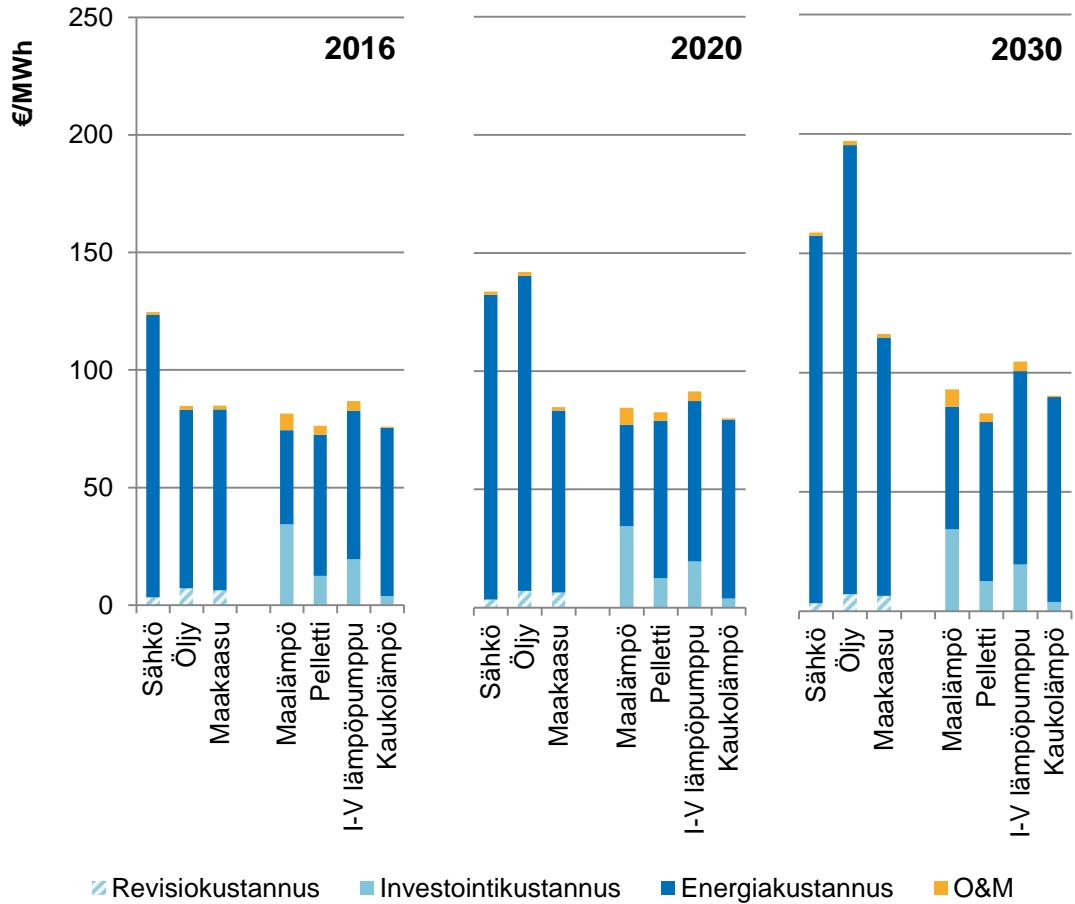
Rivitalojen tapauksessa uusiutuvat hajautetut ratkaisut ovat kilpailukykyisiä öljyyn, sähköön ja maakaasuun verrattuna jo nykyisellä kustannustasolla (kuva 3-10). Sähkön, öljyn ja maakaasun hintojen noustessa uusiutuvien ratkaisujen kannattavuus kasvaa vielä merkittävästi vuosiin 2020 ja 2030 mennessä.

Kuva 3-10 Sähkön ja fossiilisten polttoaineiden korvaamisen kustannusvertailu rivitaloille



Kerrostaloissa kilpailukykyvertailun tulos on hyvin samankaltainen kuin rivitaloilla (kuva 3-11). Uusiutuvat hajautetut lämmitysratkaisut ovat jo nykyisellään kilpailukykyisiä sähkseen, öljyyn ja maakaasuun nähden. Uusiutuvien ratkaisujen kilpailukyky paranee fossiilisten polttoaineiden ja sähkön hintojen noustessa. Tämän tarkastelun mukaan kaukolämpö olisi kuitenkin säilyttämässä asemansa kilpailukykyisimpänä lämmitysmuotona kerrostaloissa myös tulevaisuudessa. Paikkakuntakohtaiset erot hinnoissa voivat kuitenkin vaikuttaa merkittävästi tilanteeseen, ja joillakin paikkakunnilla maalämpö voi olla erittäin houkutteleva vaihtoehto. Tätä asiaa tarkastellaan erikseen kappaleessa 3.3. Myös pellettilämmitys näyttäisi olevan kustannuskilpailukyvyiltään edullinen vaihtoehto, mutta sen yleistymistä hankaloittaa polttoaineen varastointi, joka ei välttämättä ole helposti ratkaistavissa kerrostaloissa. Pellettilämmitys tuskin tuleekaan merkittävästi yleistymään kerrostaloissa kaupunkialueilla.

Kuva 3-11 Sähkön ja fossiilisten polttoaineiden korvaamisen kustannusvertailu kerrostaloille

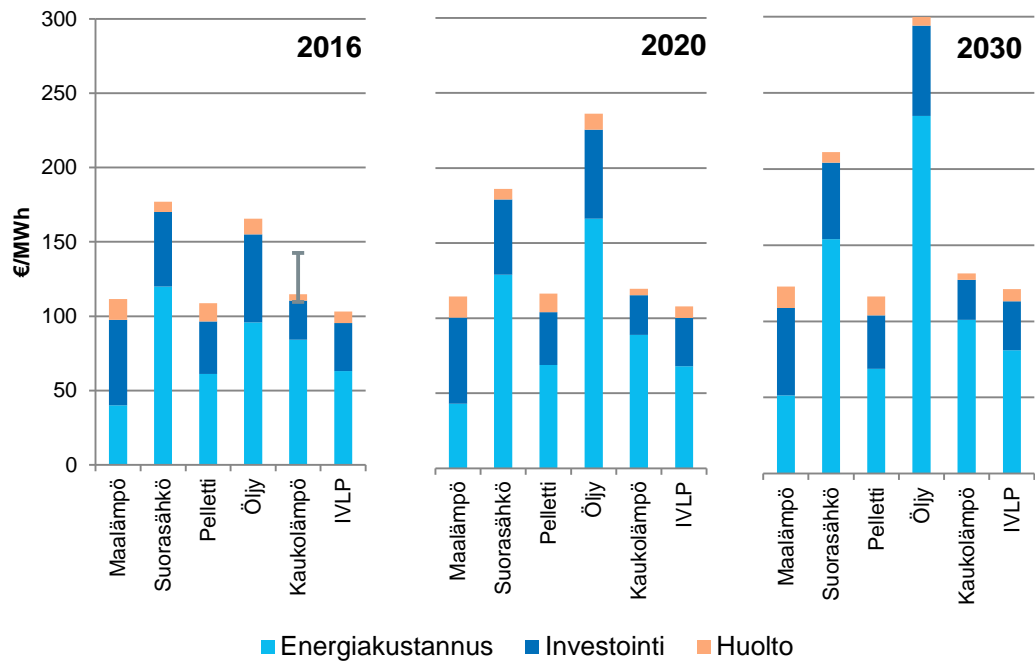


3.2.2 Lämmitysjärjestelmien kilpailukyky uudisrakennuksissa

Uudisrakennusten osalta eri lämmitysjärjestelmien kilpailukykyyn vaikuttaa oleellisesti rakennusmääräysten vaatimukset kokonaisenergiankulutukselle rakennustyyppin ja käytettävien primäärienergiamuotojen määrittelemänä sekä näistä muodostuva energiatehokkuusvaatimus ja siitä seuraavat lisäkustannukset rakentamisessa. Lähtökohtaisesti uusiutuvaan energiaan perustuvia lämmitysjärjestelmiä hyödynnettäessä energiatehokkuusvaatimukset ovat väljemmät, jolloin myös rakentamisen kustannukset ovat alhaisemmat.

Eri lämmitysmuotojen kustannuksia uudelle pientalolle on esitetty kuvassa 3-12. Koska kaukolämmön hinta Suomessa vaihtelee merkittävästi verkosta riippuen, on vuoden 2016 kaukolämmön kohdalla palkilla esitetty 10 % ja 90 % hintakvartaalit. Vuoden 2016 hintatasoilla kustannukset ovat melko lähellä toisiaan, vaikkakin suoran sähkölämmityksen ja öljylämmityksen kustannus nousee edullisimpia lämpöpumppuratkaisuja selvästi korkeammaksi. Maalämmössä suurin osa kustannuksista muodostuu investointikustannuksesta, kun taas muissa lämmitysvaihtoehdoissa muuttuvalla energiakustannuksella on suurempi vaikutus. Suoran sähkölämmityksen ja öljylämmityksen tapauksessa kustannuksia nostaa rakennusmääräysten kautta tuleva suurempi energiatehokkuusvaatimus.

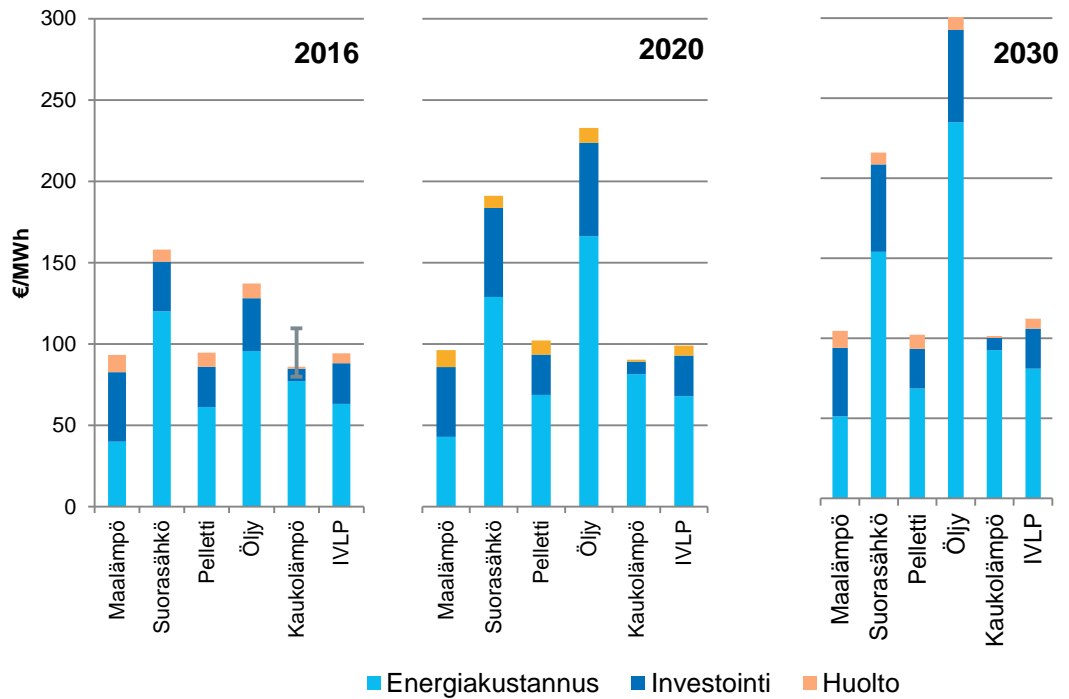
Kuva 3-12 Eri lämmitysmuotojen kustannusvertailu uudelle pientalolle vuonna 2016, 2020 ja 2030



Vuonna 2020 kohoavaksi oletettu öljyn hinta tekee öljylämmityksestä erittäin kalliin vaihtoehdon, ja tämä kehitys voimistuu edelleen vuotta 2030 kohti mentäessä. Myös suora sähkölämmitys tulee entistä kalliimmaksi sähkön hinnan noustessa. Lämpöpumppuratkaisut ja pelletti ovat tarkastellussa pientaloesimerkissä edullisimpia vaihtoehtoja, ja niiden edullisuus korostuu edelleen tulevaisuudessa. Kaukolämpö voi joissakin kohteissa olla kannattava vaihtoehto myös pientaloille, mutta kalliimpien verkkojen alueella kaukolämpö ei ole pientaloille houkutteleva vaihtoehto.

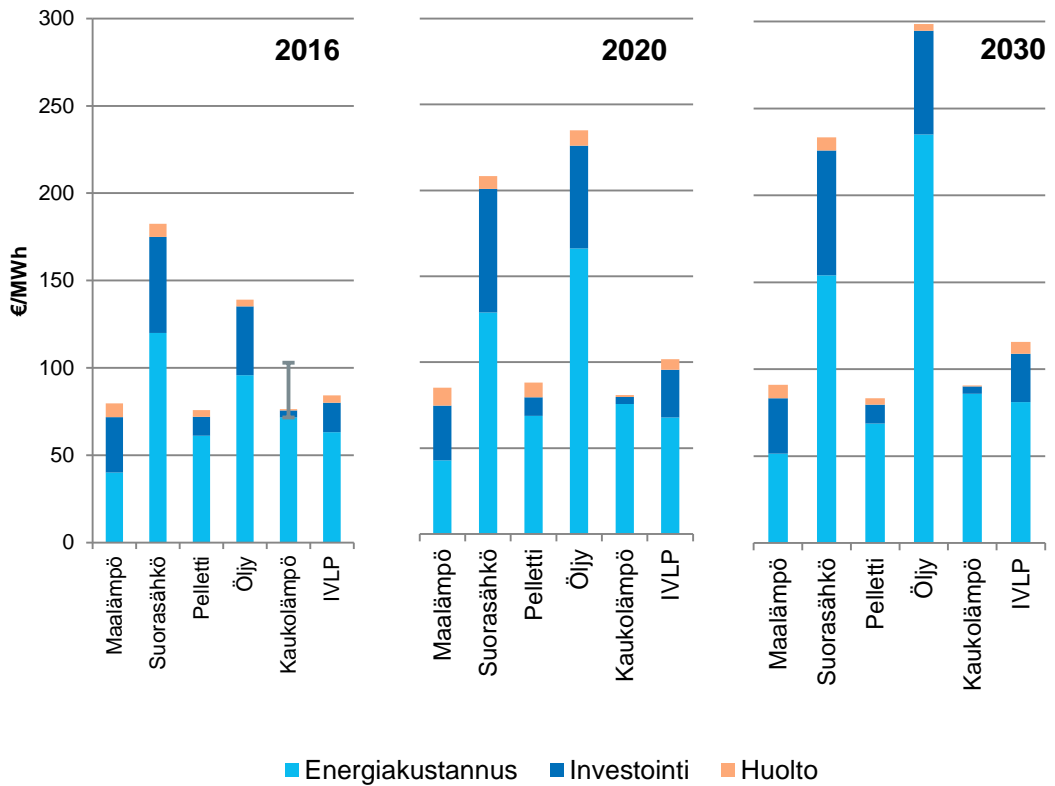
Kuvassa 3-13 on esitetty vastaava kustannusvertailu uudelle rivitalolle. Rivitaloissa tilanne on hyvin samanlainen, mutta kaukolämpö on rivitaloille selvästi edullisempi kuin pientaloille. Vuoden 2016 tilanteessa kaukolämpö olisi kaikkein edullisin vaihtoehto, mutta energian hinnan kohoaminen 2020-luvulla johtaisi maalämpö- ja ilmavesilämpöpumppuratkaisuiden aseman parantumiseen. Pellettilämmitys olisi myös edullinen vaihtoehto rivitaloille, mikäli tontilla on tilaa pellettien varastoinnille.

Kuva 3-13 Lämmitysmuotojen kustannusvertailu uudelle rivitalolle nykyisillä rakennusmääräyksillä ja energiatehokkuudella



Eri lämmitysmuotojen kustannuksia uudelle kerrostalolle on vertailu kuvassa 3-14. Vuoden 2016 kaukolämmön kohdalla on palkilla esitetty myös 10 %:n ja 90 %:n hintakvartaalit kaukolämmön nykyistä hintavaihtelua eri verkkojen välillä kuvaamaan. Kerrostalokokoluokassa maalämmön, pellettilämmityksen, kaukolämmön ja ilmajälilämpöpumpun kustannukset ovat hyvin lähellä toisiaan esimerkkikiinteistöille. Korkeamman kaukolämmön hinnan verkoissa kaukolämpö voi olla muita vaihtoehtoja heikompi (ks. kappale 3.3.1). Oletettu fossiilisten polttoaineiden, sähkön ja päästöoikeuksien hintakehitys johtaa siihen, että maalämmön kilpailukyky paranee vuoteen 2030 mennessä edelleen jonkin verran, sillä maalämmössä muuttuvien energiakustannusten osuus on selvästi pienempi. Suoran sähkölämmityksen ja öljyn kustannukset nousevat kaksinkertaisiksi tai öljyn tapauksessa jopa lähes kolminkertaisiksi edullisimpiin vaihtoehtoihin verrattaessa.

Kuva 3-14 Lämmitysmuotojen kustannusvertailu uudelle kerrostalolle nykyisillä rakennusmääräyksillä ja energiatehokkuudella



3.2.3 Aurinkolämpöjärjestelmien potentiaali ja kannattavuus

Auringon lämpösäteilyä voidaan hyödyntää tilojen ja käyttöveden lämmitykseen aktiivisesti aurinkolämpökeräimillä. Aurinkolämpö soveltuu täydentäväksi lämmitysjärjestelmäksi päälämmitysjärjestelmän rinnalle, sillä auringosta saatava energia painottuu kesäaikaan, eikä järjestelmällä pystytä talviaikaan tuottamaan tarvittavaa lämpö määrää.

Johtuen aurinkolämmön tuotannon painottumisesta kesäaikaan, aurinkolämpö soveltuu erinomaisesti käyttöveden lämmitykseen, jonka tarve ei merkittävästi vaihtele vuodenajan mukaan. Syntyvän lämmön ja kulutuksen ajoittumista voidaan tasata varastoimalla lämpö lämminvesivaraajaan. Aurinkolämpöjärjestelmä onkin pääsääntöisesti optimaalisinta mitoittaa lämpimän käyttöveden tarpeen mukaan, jolloin se myös soveltuu lähinnä rakennuksiin, jossa lämmintä vettä käytetään. Lisäksi rakennukset joissa tarve lämpimälle vedelle on suuri, kuten uimahallit, ovat potentiaalisia kohteita aurinkolämmön hyödyntämiselle.

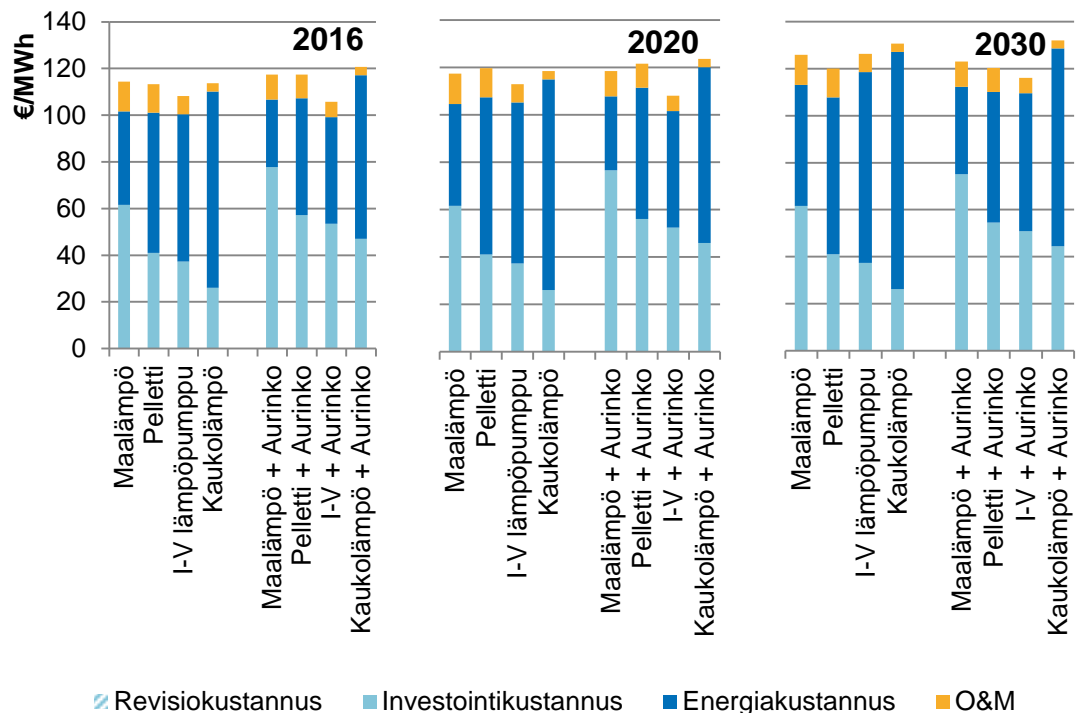
Aurinkolämmön potentiaalia voidaan arvioida kunkin rakennustyyppin optimaalisen aurinkojärjestelmän mitoituksen sekä tähän tarvittavan paneelien kattoalan riittävyyden näkökulmasta. Todellista potentiaalia arvioitaessa on myös huomioitava kattoalaa vievät muut järjestelmät kuten aurinkosähköpaneelit. Aurinkolämpö voikin olla aurinkosähkön kanssa kilpaileva teknologia, jolloin energian käyttäjä joutuu määrittelemään valitsee ko mieluummin aurinkolämmön vai -sähkön.

Aurinkolämmön kannattavuutta on arvioitu eri lämmitysmuotojen yhteydessä lämmitystä tukevana ratkaisuna. Aurinkolämmön kannattavuuteen vaikuttaa paitsi sen kannattavuus lisälämmönlähteenä eri lämmitysjärjestelmissä, myös sen tuoma vähenemä päälämmitysjärjes-

telmän käyttöasteessa. Aurinkolämpöjärjestelmän liittäminen osaksi kiinteistön lämmitysjärjestelmää ei pienennä päälämmitysjärjestelmän mitoitusta. Tämä johtuu siitä, että päälämmitysjärjestelmä on mitoitettava kulutuksen huipun mukaan. Kulutuksen huippu ajoittuu talvelle, jolloin aurinkolämpöä ei ole käytännössä saatavilla.

Kuvassa 3-15 on esitetty aurinkolämpöjärjestelmän vaikutus lämmityskustannuksiin pientaloissa eri päälämmitysmuotoihin yhdistettynä. Näin saadun hybridijärjestelmän kustannuksia voidaan verrata pelkkiin päälämmitysjärjestelmiin.

Kuva 3-15 Aurinkolämmön kannattavuus eri päälämmitysmuotojen kanssa pientaloissa



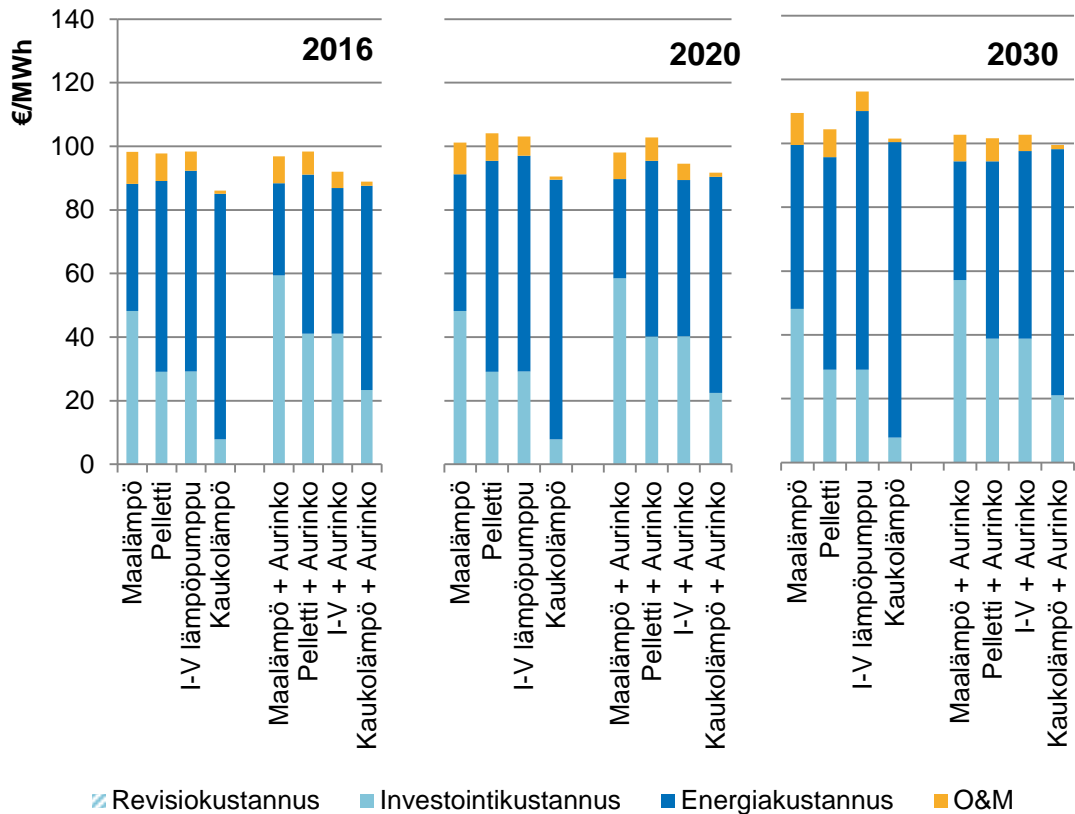
Tällä hetkellä aurinkolämpöjärjestelmän rakentaminen osaksi lämmitysjärjestelmää pientaloissa nostaa lämmityskustannuksia kaikilla päälämmitysmuodoilla paitsi ilma-vesilämpöpumppuilla. Vuoteen 2020 mennessä ero kokonaiskustannuksissa kuitenkin tasoittuu ja vuoteen 2030 mennessä aurinkolämmön yhdistäminen päälämmitysjärjestelmän kanssa on pientaloissa kannattavaa kaikilla lämmitysmuodoilla, paitsi kaukolämmöllä.

Aurinkolämpöjärjestelmien kustannuksien on arvioitu koostuvan pääasiassa investointikustannuksesta. Investointikustannuksiin on laskettu mukaan laitteisto ja sen vaatimat kiinnikkeet sekä asennustyöt. Kaukolämpökohteissa joudutaan investoimaan myös käyttövesivaraajaan, mikä kasvattaa investointikustannuksia merkittävästi. Muiden lämmitysmuotojen tapauksessa on oletettu, että kiinteistössä on jo valmiiksi käyttövesivaraaja, jota aurinkolämpöjärjestelmä voi hyödyntää. Investointikustannusten lisäksi järjestelmälle on arvioitu ylläpitokustannus, joka kattaa järjestelmän kuntotarkastuksen muutaman vuoden välein, ohjauksyksikön ja paisunta-astian vaihdon sekä lämmönsiirtonesteiden vaihdot.

Rivitalojen osalta aurinkolämpöjärjestelmän vaikutuksia kokonaiskustannuksiin on esitetty kuvassa 3-16. Vaikutukset ovat hyvin samankaltaiset kuin pientaloilla. Laskelmien perusteella voidaan kuitenkin olettaa, että aurinkolämmön käyttö päälämmitysjärjestelmän rinnalla tulee rivitaloissa taloudellisesti kannattavammaksi pientaloja aiemmin, sillä erot kustannuskilpailu-

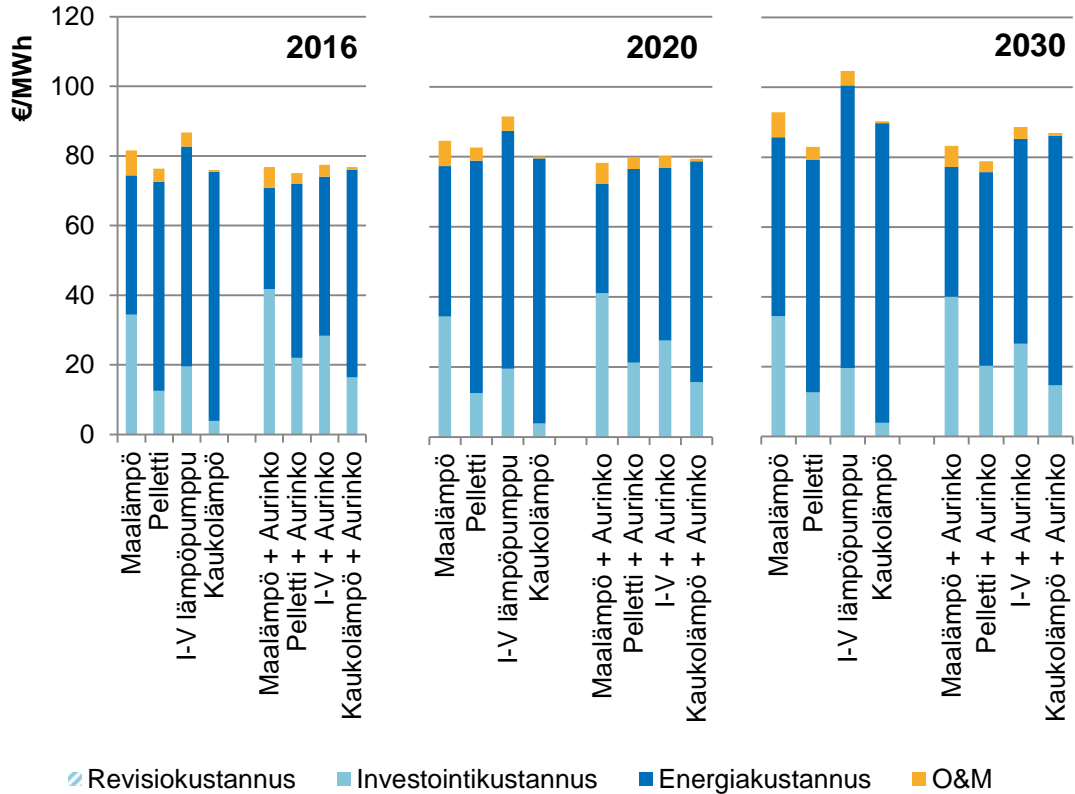
kyvyssä ovat jo nykyisellään pieniä. Vuoteen 2020 mennessä aurinkolämpöjärjestelmän liittäminen päälämmitysjärjestelmän rinnalle voi olla taloudellisesti kannattavaa jo kaikilla tarkastelluilla päälämmitysmuodoilla.

Kuva 3-16 Aurinkolämmön kannattavuus eri päälämmitysmuotojen kanssa rivitaloissa



Kerrostaloissa aurinkolämpöjärjestelmä on jo nykyisellään kannattava lisä kiinteistön lämmitysratkaisuille, kuten kuvasta 3-17 voidaan nähdä. Erityisesti lämpöpumppujen yhteydessä aurinkolämpöjärjestelmä vähentää energian keskimääräisiä kustannuksia selvästi. Myös kaukolämmön rinnalla aurinkolämpö voi olla houkutteleva vaihtoehto, tosin tämä riippuu voimakkaasti kaukolämmön paikallisesta hinnasta. Aurinkolämmön hyödyt ovat kuitenkin melko mallittaisia esimerkki kiinteistölle, ja monissa kiinteistöissä ero voi olla myös toiseen suuntaan. Toisaalta joissakin tapauksissa hyöty voi olla selvästi suurempi johtuen kiinteistötyypistä tai esimerkiksi siitä, että kaukolämmön hinta on tässä tarkasteltua keskimääräistä hintaa selvästi korkeampi.

Kuva 3-17 Aurinkolämmön kannattavuus eri päälämmitysmuotojen kanssa kerrostaloissa



3.3 Kiinteistökohtaisten lämmitysratkaisuiden kannattavuus kaukolämpöön verrattuna

3.3.1 Kaukolämmön ja maalämmön kustannusvertailu uusissa ja nykyisissä kiinteistöissä

Kaukolämmöllä lämmitetään lähes puolet Suomen rakennuskannasta, mutta lämpöpumput (etenkin maalämpö) ovat nostaneet osuuttaan merkittävästi viime vuosina. Lämpöpumput ovat korvanneet erityisesti suoraa sähkölämmitystä sekä myös öljylämmitystä uusissa rakennuksissa. Kaukolämmön osuus uusissa rakennuksissa on pysynyt ennallaan tai hieman kasvanut viimeisen kymmenen vuoden aikana.

Luvussa 3.2.1 ja 3.2.2 kaukolämmön ja muiden lämmitysratkaisujen kustannuksia vertailtiin perustuen kaukolämmön keskimääräisiin hintoihin Suomessa. Kuten tarkastelusta huomattiin, lämpöpumput sekä kaukolämpö ovat varteenotettavimmat vaihtoehdot useimmissa tapauksissa. Kaukolämmön hinta kuitenkin vaihtelee Suomessa merkittävästi kaupunkikohtaisesti, minkä vuoksi tässä luvussa tarkasteltu kaukolämmön hintaa kaikissa Suomen verkoissa suhteessa maalämmön kokonaiskustannuksiin.

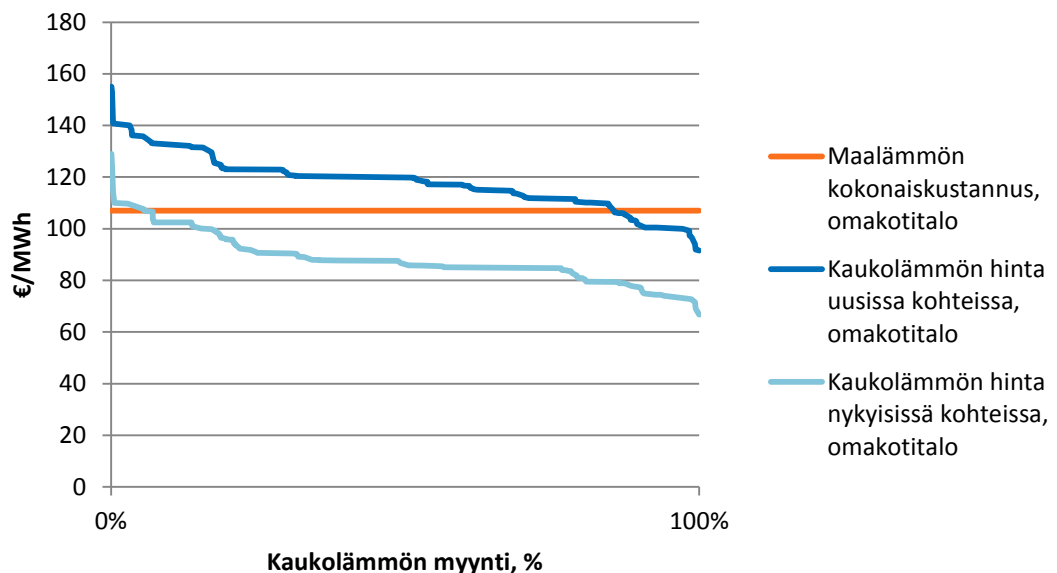
Fossiilisia polttoaineita, kuten hiiltä ja kaasua käytetään useissa suurissa kaukolämpöverkoissa ja kaukolämpö tuotetaan pääosin yhteistuotantolaitoksilla. Näiden verkkojen kaukolämmön hinnat ovat tyypillisesti keskimääräistä alhaisemmat. Suuri verkko hyötyy myös voilyymiedusta, sillä suurten verkkojen energiatiheys on suuri ja häviöt tyypillisesti alhaisemmat.

Kuvissa 3-18 – 3-20 on esitetty Suomen kaikkien kaukolämpöyritysten kaukolämmön myyntihinnat uusissa ja nykyisissä kiinteistöissä eri tyyppirakennuksille; omakotitalo, rivitalo ja kerrostalo. Lisäksi kuvissa on esitetty maalämmön kokonaiskustannus eri tyyppirakennuksille sisältäen investointikustannuksen, energiakustannuksen ja ylläpitokustannuksen. Nykyisten kohteiden osalta kaukolämmön hinta sisältää energiamaksun, tehomaksun sekä arvolisäveron. Uusien kiinteistöjen osalta edellä mainittujen lisäksi on sisällytetty myös liittymiskustannukset sekä investointikustannukset. Kaukolämmön myyntihinnat on esitetty kaukolämpöyritysten myyntivolyymit huomioiden.

Omakotitaloasiakkaalla maalämmön kokonaiskustannus (pitäen sisällään investoinnin) on esimerkkitarkastelussa (kuva 3-18) hieman yli 100 €/MWh, joka on selkeästi korkeampi kuin nykyisten kaukolämpöasiakkaiden maksama kaukolämmön hinta (ilman liittymismaksua ja investointia). Etenkin suurissa verkoissa kaukolämmön hinta on selkeästi alhaisempi nykyisissä kaukolämpökohteissa. Sen sijaan uusissa pientalokohteissa investoinnin ja liittymismaksun ollessa huomattavat, maalämpö on lähes kaikissa verkoissa edullisempi vaihtoehto verrattuna kaukolämpöön.

Lämmitysjärjestelmän vaihtaminen kaukolämmöstä maalämpöön voi olla kannattavaa erityisesti silloin, kun kaukolämpöjärjestelmä vaatii esimerkiksi kaukolämpövaihtimen uusintaa. Lämmönvaihtimen uusintakustannus on noin puolet alla esitetyn kuvan uuden ja nykyisen kohteen erotuksesta. Useimmissa suurimmissa verkoissa kaukolämmön hinta jäisi kuitenkin esitetyn maalämmön kustannuksen alle.

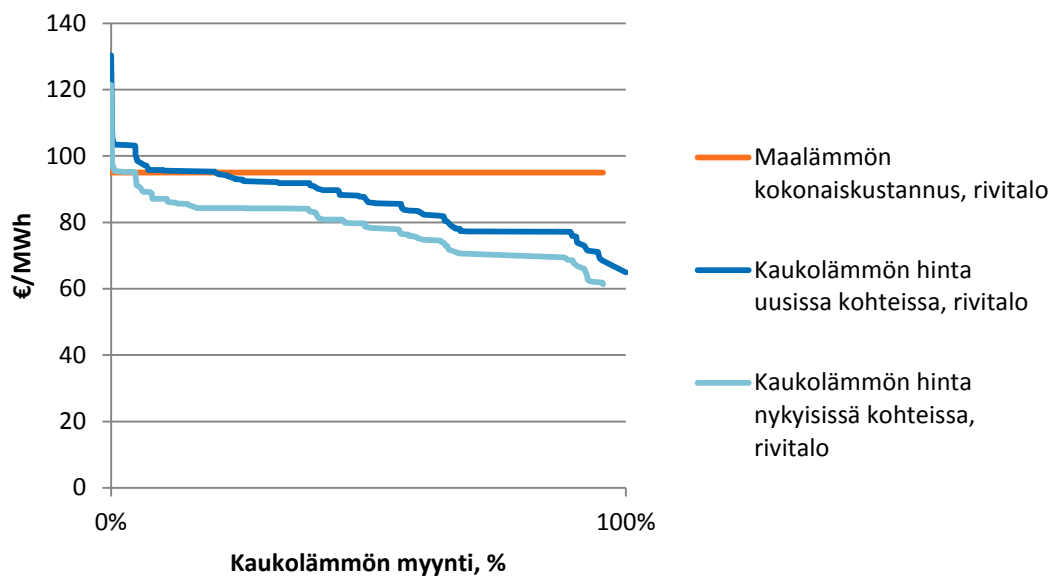
Kuva 3-18 Kaukolämmön kustannusten jakauma uusissa ja nykyisissä rakennuksissa Suomessa sekä maalämmön kokonaiskustannus omakotitaloasiakille (vuoden 2016 hinnat)



Kaukolämmön myyntihintojen vaihtelu on suurta eri verkkojen välillä kaikilla tyyppirakennuksilla. Omakotitalokohteissa investoinnin ja liittymismaksun osuus on merkittävä, energiayksikköä kohden laskettuna keskimäärin noin 27 €/MWh. Maalämmössä investoinnin osuus on kuitenkin huomattavasti suurempi, noin puolet kokonaiskustannuksesta minkä vuoksi laskennassa oletetulla pitoajalla on suuri vaikutus. Käyttämällä pitoaikana 30 vuotta käytetyn 20 vuoden sijaan, laskee investointikustannus 12 €/MWh. Laskelmissa ei ole huomioitu mahdollisen kotitalousvähennyksen vaikutusta kokonaiskustannukseen. Esimerkiksi 2 000 euroa alhaisempi investointikustannus laskisi tuotantokustannusta 9 €/MWh.

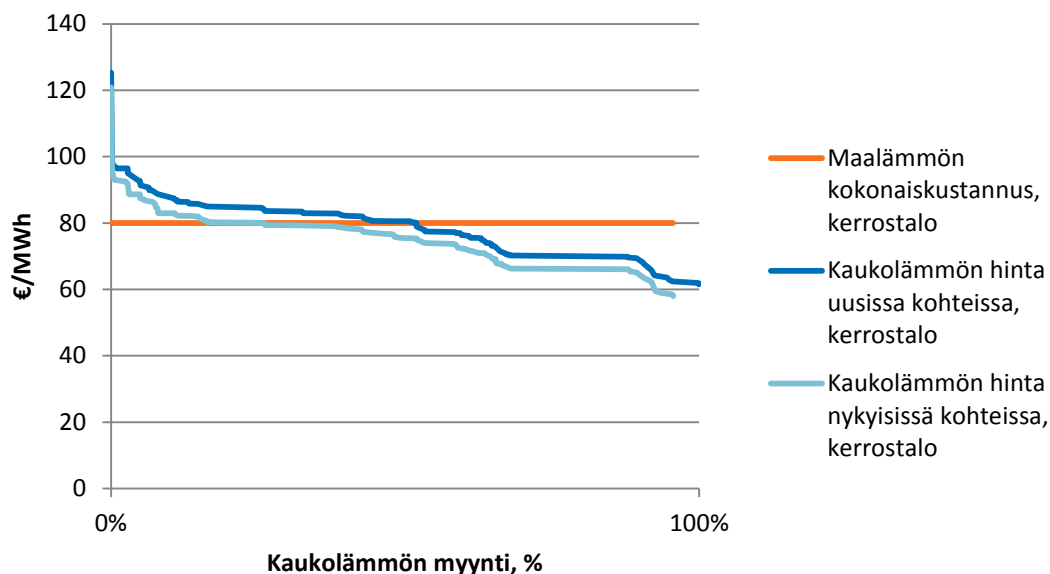
Rivitalokiinteistöissä maalämmön kokonaiskustannus on omakotitaloa hieman alhaisempi. Kaukolämmön myyntihinta on kuitenkin suhteessa vielä alhaisempi rivitalokiinteistöissä kuin omakotitalokiinteistöissä. Lisäksi investoinnin ja liittymismaksun ominaiskustannus on myös huomattavasti alhaisempi rivitalokohteissa kuin omakotitalokiinteistöissä. Tämän vuoksi myös uusissa kohteissa kaukolämpö on kannattava selkeästi useammassa määrässä verkkoja verrattuna omakotitaloihin. On kuitenkin huomioitava, että mikäli rivitaloyhtiö on suurempi kuin tyyppikiinteistö (15 asuntoa), voi suuruuden ekonomia alentaa maalämmön hintaa. Maalämpöön vaihtamisen kannattavuutta suhteessa kaukolämmön hintaan on tarkasteltu kuvassa 3-19.

Kuva 3-19 Kaukolämmön kustannusten jakauma uusissa ja nykyisissä rakennuksissa Suomessa sekä maalämmön kokonaiskustannus rivitaloasiakkaille (vuoden 2016 hinnat)



Kerrostalojen osalta kaukolämmöstä maalämpöön vaihtamisen houkuttelevuutta on tarkasteltu kuvassa 3-20. Nykyisissä kaukolämmön piirissä olevissa asuinkerrostaloissa maalämmön kustannus on alhaisin tarkasteltavista kiinteistöistä ja vain hieman asiakasmäärällä painotettua kaukolämmön myyntihintaa korkeampi. Joissain suurimmissa kaukolämpöverkoissa myyntihinta on lähes 80 €/MWh, joka on samalla tasolla maalämmön kokonaiskustannusten kanssa. Mikäli kyseisissä verkoissa taloyhtiöille tulee tarve esimerkiksi lämmönvaihtimen uusinnalle, voi maalämpöratkaisu olla houkuttelevampi vaihtoehto kuin mitä tässä on esitetty. Toisaalta monilla kaupunkitonteilla ei välttämättä ole tilaa tai mahdollisuutta lämpökaivojen poraamiselle.

Kuva 3-20 Kaukolämmön kustannusten jakauma uusissa ja nykyisissä rakennuksissa Suomessa sekä maalämmön kokonaiskustannus kerrostaloasiakkaille (vuoden 2016 hinnat)



3.3.2 Maalämmön yleistymisen vaikutus energiajärjestelmään

Kuten edellisessä luvussa todettiin, joissain verkoissa ja kiinteistöissä siirtyminen kaukolämmöstä maalämpöön voi olla kannattava vaihtoehto. Jotta voitaisiin tarkastella maalämpöön siirtymisen vaikutuksia energiajärjestelmiin Suomessa, on tässä luvussa esimerkkinä tarkasteltu kuvitteellisen suomalaisen kaupungin lämpöverkkoa tilanteessa, jossa huomattava määrä kaukolämpöä korvattaisiin kiinteistökohtaisilla ratkaisuilla.

Vaikutusta kaukolämmön tuotantoon ja sähköjärjestelmään tarkastellaan vertaamalla kahta eri tilannetta:

- 1) Lähtötilanne: kaukolämmöllä tuotetaan 85 % alueen lämmöntarpeesta, loput suoralla sähköllä, öljyllä ja maalämmöllä
- 2) Maalämpöskenaario: maalämmön osuus 50 % lämmöntarpeesta, kaukolämmön osuus 44%.

Kiinteistökohtaisten lämmitysratkaisujen korvattaessa kaukolämpöä laskee kaukolämmön kysyntä tasaisesti läpi vuoden, mikäli esimerkiksi maalämmön tukilämmitysmuodoksi valitaan sähkölämmitys. Sähkölämmityksen valinta tukilämmitysmuodoksi on todennäköistä, koska usein lämmitysmuodon vaihto toteutetaan, kun olemassa oleva lämmitysjärjestelmä, kuten esimerkiksi kaukolämmön lämmönvaihdin vaatii uusintaa (eikä kaukolämmön maksun kiinteää osaa haluta maksaa).

Maalämmön korvattaessa muuta kuin sähkölämmitystä, lisää se sähkön kysyntää erityisesti talviaikaan. Yleensä maalämpöjärjestelmä mitoitetaan siten, että se kattaa yli 90 %, mutta alle 100 % vuotuisesta lämmöntarpeesta ja kylmänä talvipäivänä lämmöntarpeen kattamiseksi käytetään osittain sähkövastusta. Lämpöpumpun ja sähkövastuksen tehon mitoitus riippuu käyttäjän kulutusprofiilista ja sähkövastuksen teho voi olla esimerkiksi samansuuruisen kuin lämpöpumpun teho. Tämän vuoksi lämpöpumppujärjestelmät muuta kuin sähkölämmitystä korvattaessaan lisäävät erityisesti kulutuspiikkejä.

Ilmalämpöpumppujen korvatesa suoraa sähkölämmitystä sähkön kysyntä vuositasolla laskee. Talvipakkasilla ilmalämpöpumpun suorituskyky kuitenkin heikkenee ja sähkölämmitystä saatetaan tarvita kattamaan lämmönkysyntä. Tämän vuoksi ilmalämpöpumputkaan eivät välttämättä laske kulutuspiikkejä.

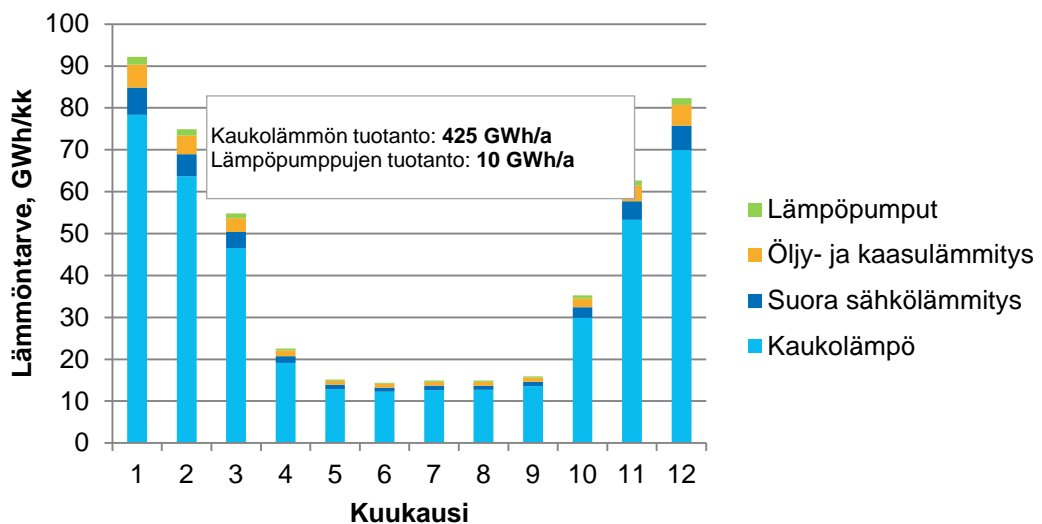
Lämpöpumppujen korvatesa muita lämmitysmuotoja energiantuotannon päästöt vähenevät erityisesti siinä tapauksessa, että lämpöpumpuilla korvataan kiinteistökohtaista öljylämmitystä tai fossiililla polttoaineilla tuotettua kaukolämpöä. Mikäli lämpöpumpuilla korvataan uusiutuvalla energialla tuotettua kaukolämpöä, hiilidioksidipäästöt voivat jopa kasvaa riippuen sähkön tuotannossa käytetyistä polttoaineista. Mikäli ilmalämpöpumppuja käytetään rakennusten mukavuusjäähdytykseen, lämmityskauden aikainen energiansäästöhyöty pienenee. Suomen olosuhteissa tämä pienentyminen on kuitenkin lähes merkityksetöntä.

Kiinteistökohtaisten lämmitysjärjestelmien vaikutus kaukolämmön tuotantoon

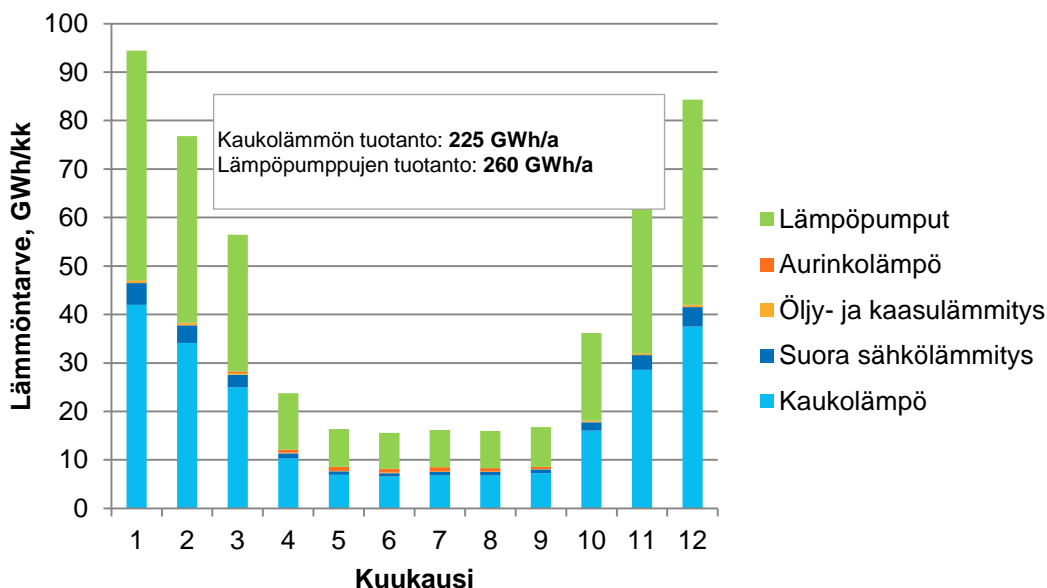
Tarkastelussa kiinteistökohtainen maalämpö kattaa maalämpöskenaariossa 50 % kokonaislämmöntarpeesta ja myös kiinteistökohtaisella aurinkolämmöllä tuotetaan hieman lämpöä kesäaikaan. Kiinteistökohtaiset lämmitysmuodot korvaavat merkittäviä määriä kaukolämpöä sekä myös öljy- ja kaasulämmitystä. Tämän seurauksena kaukolämmön kysyntä laskee tasaisesti vuodenajasta riippumatta.

Kuvassa 3-21 on esitetty esimerkkikaupungin kokonaislämmöntuotanto (GWh/kk) kuukausitasolla lämmitysmuodoittain lähtötilanteessa ja kuvassa 3-22 maalämpöskenaariossa. Esimerkissä kaukolämmön kysyntä laskee puoleen kulutusprofiiliin pysyessä samana.

Kuva 3-21 Lämmöntuotanto tuotantomuodoittain lähtötilanteessa, muut paitsi kaukolämpö ovat kiinteistökohtaisia lämmitysjärjestelmiä.



Kuva 3-22 Lämmöntuotanto tuotantomuodoittain Maalämpöskenaariossa, muut paitsi kaukolämpö ovat kiinteistökohtaisia lämmitysjärjestelmiä.

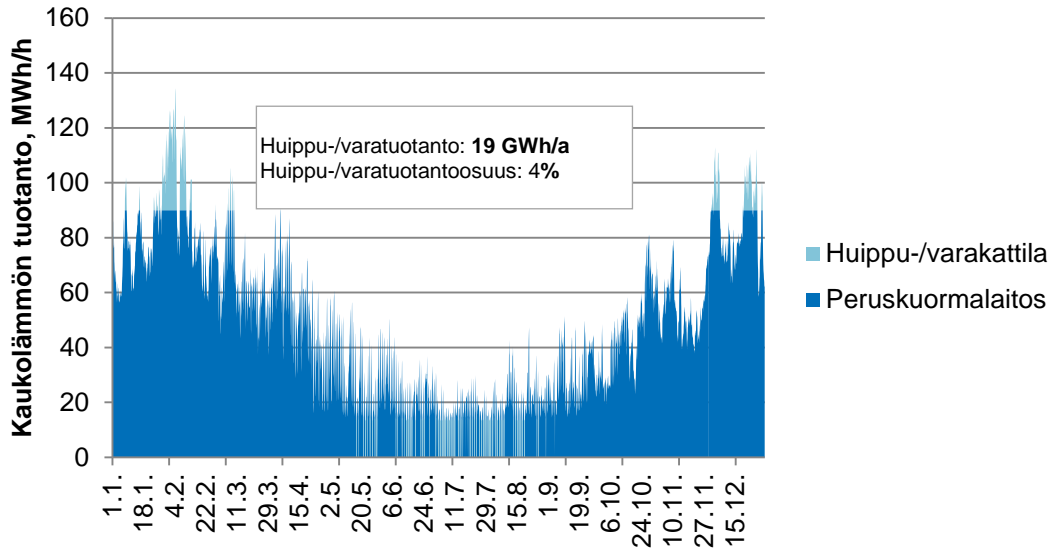


Yleisesti kaukolämpöverkkoja syöttävät tuotantolaitokset on mitoitettu siten, että peruskuormalaitoksilla tuotetaan yli 95 % vuotuisesta lämmöntarpeesta. Huippu- ja varalaitoksia tarvitaan vain kylmien talvipäivien aiheuttamien kulutuspiikkien aikaan, kesän huoltoseisokissa sekä mahdollisesti keväällä ja syksyllä ajettaessa peruskuormalaitosta alas tai ylös. Tyypillisesti kiinteän polttoaineen peruskuormalaitoksia täytyy operoida noin 30-40 % polttoainete-holla, jotta laitos pysyy käynnissä. Käytettäessä apujäähdytystä, alhainen lämpökuorma ei aiheuta teknistä rajoitetta, mutta tietyn lämmöntarpeen alapuolella on kannattavampaa käyt-tää huippu-/varakattilaa.

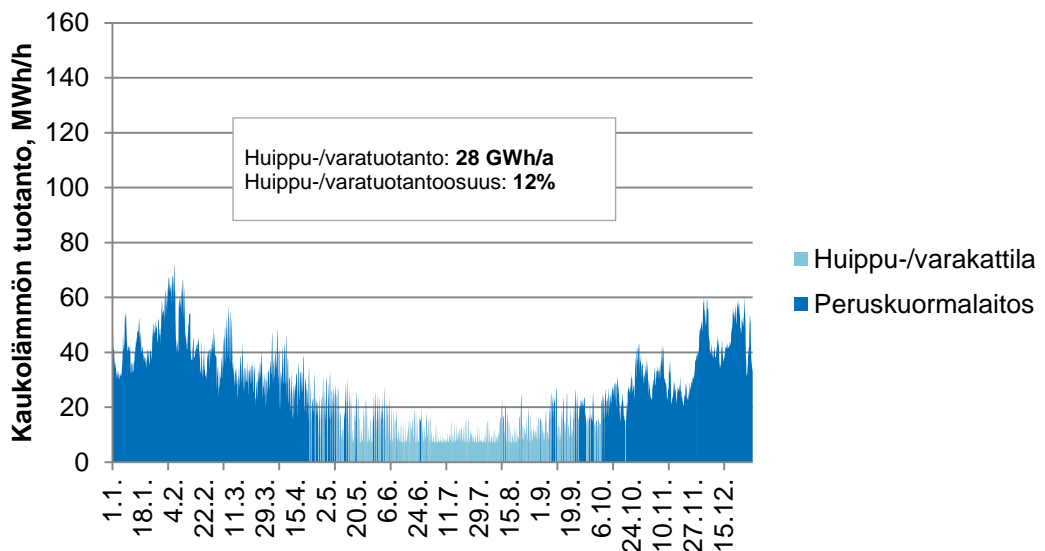
Kiinteistökohtaisten lämpöpumppujen ja aurinkolämmön korvatesa lämpökattiloita tai suoraa sähkölämmitystä primäärienergian tarve lähtökohtaisesti laskee. Myös kaukolämmöntuotan-non huippukattiloita tarvitsee käyttää vähemmän talvikautena, mikä vähentää lämmöntuotan-nosta syntyviä päästöjä olettaen, että huippukattilat käyttävät fossiilista polttoainetta. Mikäli kaukolämmön määrä vähentyy merkittävästi, voi se toisaalta aiheuttaa kesäaikaan huippu- tai varakattiloiden yleisempää käyttöä, koska peruskuormalaitosta ei ole kannattavaa käyttää pienillä lämpökuormilla.

Kuvassa 3-23 on esitetty kaukolämmön tuntitason tuotantoprofiili jaettuna peruskuormatuo-tantoon sekä huippu-/varakattilat tuotantoon lähtötilanteessa, ja kuvassa 3-24 tilanteessa, jossa kaukolämmön kysyntä on tuntuvasti laskenut maalämmön vaikutuksesta. Nykyisessä tilanteessa huippu-/varatuotannon osuus on 4 % tuotetusta lämmöstä. Kiinteistökohtaisten lämmitysjärjestelmien tuottaessa suurimman osan lämmöstä ja kaukolämmön tuotannon laskiessa noin puoleen, huippu-/varakattilat tuotanto kasvaa ja sen osuus kaukolämmön tuo-tannosta lähes kolminkertaistuu. Tämä johtuu siitä, että nykyinen kaukolämmön tuotantora-kenne ei ole sopiva muuttuneessa toimintaympäristössä.

Kuva 3-23 Kaukolämmön tuntitason tuotanto perustilanteessa



Kuva 3-24 Kaukolämmön tuntitason tuotanto maalämpöskenaariossa



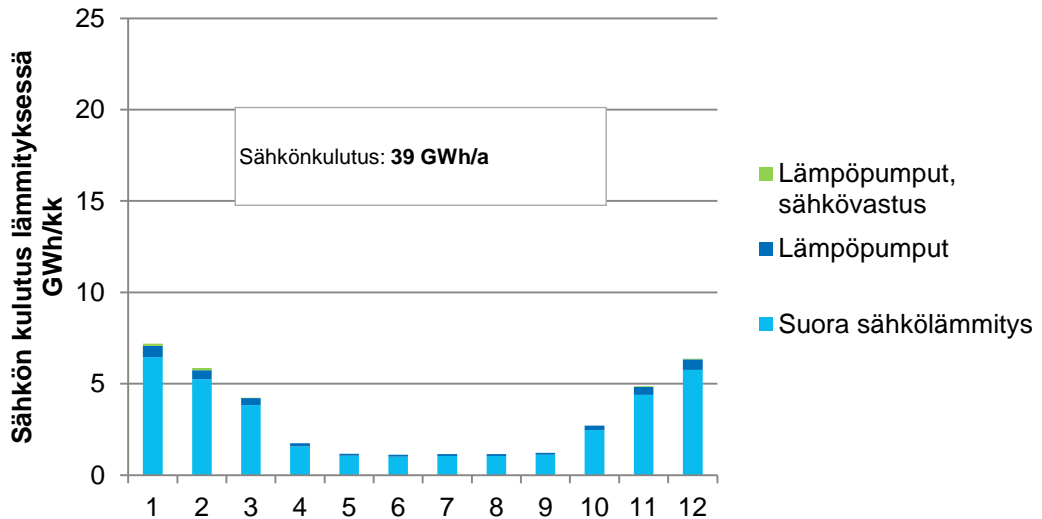
Mikäli lämmitysjärjestelmä muuttuisi kuvatun mukaisesti, se heikentäisi kaukolämmön kannattavuutta ja vaatisi muutoksia kaukolämmön tuotantorakenteeseen. Haastavinta on kaukolämmöntarpeen kattaminen kesätilanteessa. Ratkaisuna tähän voisi olla tulevaisuuden toimintaympäristön huomioiminen uusia CHP-investointeja mietittäessä tai vaihtoehtoisesti suuremman kokoluokan lämpöpumppuratkaisut, aurinkolämpö tai esimerkiksi kaksisuuntaisen kaukolämpöjärjestelmän kehittäminen.

Kiinteistökohtaisten lämmitysjärjestelmien vaikutus sähköjärjestelmään

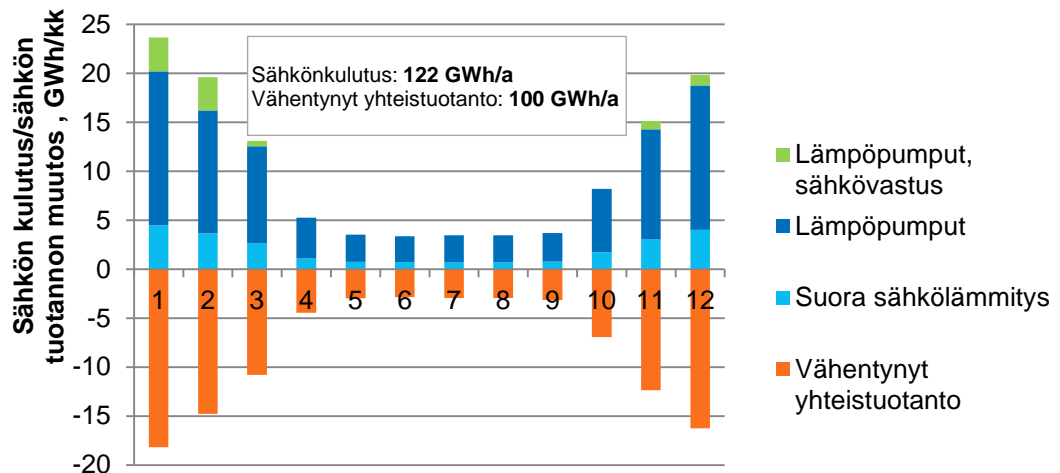
Esimerkitapauksen nykytilanteessa sähköä käytetään lämmityksessä pääasiassa kiinteistöissä, joissa on suora sähkölämmitys. Lämpöpumppujen merkittävän lisäyksen myötä sähkön käyttö nousee huomattavasti. Sähköä käytetään suoran sähkölämmityksen lisäksi lämpöpumppujen käyttöön sekä sähkövastuksissa, jotka toimivat tukilämmitysmuotona lämpöpumpuille. Lisäksi vähentynyt kaukolämmön kysyntä laskee yhteistuotantosähkön määrää.

Kuvissa 3-25 ja 3-26 on esitetty kahdessa tarkastellussa tapauksessa vaikutukset sähköjärjestelmään: sähkön kulutukseen lämmityksessä sekä sähkön yhteistuotantoon.

Kuva 3-25 Sähkönkulutus lähtötilanteessa esimerkkikaupungin lämmitysjärjestelmissä



Kuva 3-26 Sähkönkulutus esimerkkikaupungin lämmityksessä ja muutos yhteistuotannon sähköntuotannossa maalämpöskenaariossa

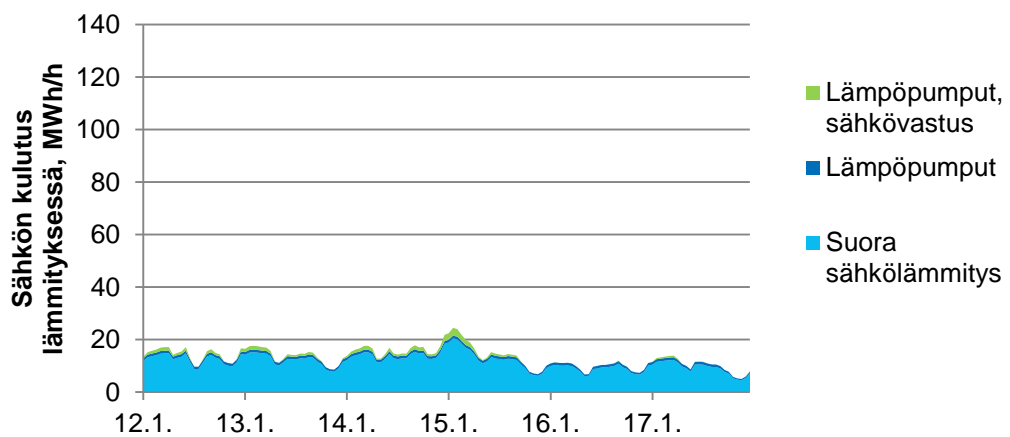


Kuten kuvasta 3-26 nähdään, sähkön käyttö lisääntyy pääasiassa lämpöpumppujen sähkönkulutuksen kasvun myötä. Lämpöpumppujen tukilämmitysmuotona olevat sähkövastukset kuluttavat sähköä lämmityskuukausien aikana. Vaikka esimerkitapauksessa sähkövastuksilla tuotetaan vain noin 4 % maalämpöä käyttävän kiinteistön vuotuisesta lämmöntarpeesta, vastaa se noin 10 % vuotuisesta sähkönkulutuksesta. Tämä johtuu siitä, että lämpöpumpulla tuotettua energiaa kohden tarvitaan vain noin kolmannes sähköenergiaa verrattuna sähkövastukseen vaatimaan sähköntarpeeseen.

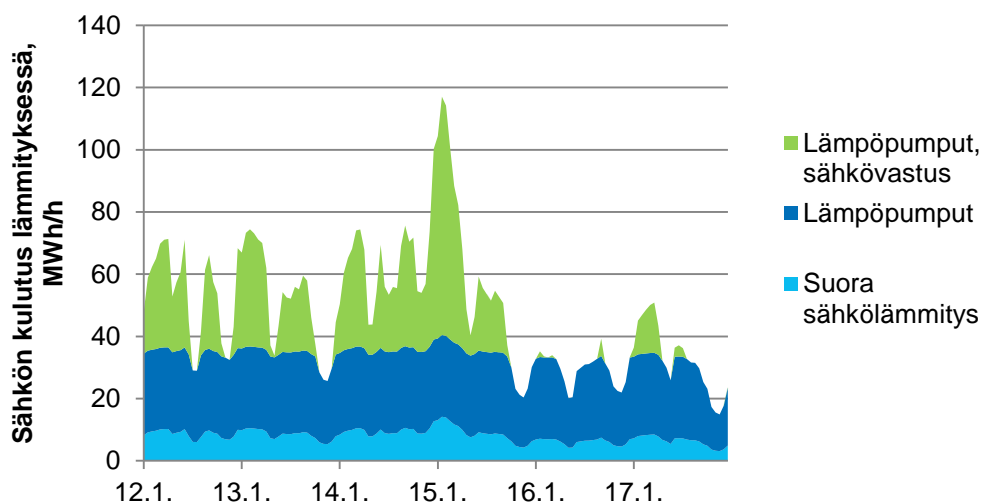
Tässä tarkastelussa alhaisemman kaukolämpötuotannon vuoksi lämmityksessä käytetty sähkön kulutus kolminkertaistuu. Tämän lisäksi myös yhteistuotantosähkön tuotanto laskee noin 100 GWh/a, mikä on yli kaksinkertainen lähtötilanteen sähkönkulutukseen nähden.

Lämpöpumppujen korvatesa kaukolämpöä, kaukolämmön tarve laskee tasaisesti. Sähköjärjestelmän osalta vaikutukset eivät ole yhtä tasaiset vuoden eri aikoina vaan lämmityksen sähköistyminen lisää vuodensisäisiä eroja. Kuvassa 3-27 on esitetty tuntitason sähkön kulutus molemmissa tapauksissa kylmänä talviviikkona. Vaikka maalämpöpumppu tuottaa vähintään puolet lämmöstä suuren lämmönkysynnän hetkenä, on sähkövastuksen tarvittava sähköteho lähes kolme kertaa suurempi kuin lämpöpumpun sähkön kulutus. Esimerkissä sähkön kulutus vuositasolla nousee noin kolminkertaiseksi (Kuva 3-28), mutta korkeimman sähkön kulutuksen aikaan sähkön kulutuspiikki on lähes viisinkertainen esimerkin nykytilanteeseen verrattuna.

Kuva 3-27 Lämmityksessä käytetty sähköenergia tuntitasolla eri lämmitysmuodoissa kylmänä talviviikkona lähtötilanteessa



Kuva 3-28 Lämmityksessä käytetty sähköenergia tuntitasolla eri lämmitysmuodoissa kylmänä talviviikkona maalämpöskenaariossa



Edellä olevan tarkastelun perusteella lämmityksen merkittävä sähköistyminen kasvattaisi siis kulutuspiikkejä ja siten myös hintapiikkejä olettaen, että maalämmön käyttö yleistyy myös muualla Pohjoismaissa tai, että Suomen ja Ruotsin välisissä siirtolinjoissa ei ole pullonkauloja. Tarkastelussa ei kuitenkaan ole huomioitu lämmitysjärjestelmän kysyntäjouston

potentiaalia ja todennäköistä yleistymistä kiinteistökohtaisten lämmitysjärjestelmien yleistyessä. Lämpöpumppuja voidaan helposti jo nyt ohjata sähkön hinnan perusteella, ja sähkövastusten käyttöä voidaan siirtää piikitunneilta.

Suomi on kiinteä osa yhteispohjoismaista sähköjärjestelmää, mutta toisaalta lämmöntuotanto on paikallista. Maalämmön korvatus kaukolämpöä päästövaikutus riippuu siitä, mitä lämmöntuotantoa maalämpö paikallisesti korvaa. Korvattaessa kevyellä polttoöljyllä tuotettua tai erityisesti kivihieillä tuotettua erillistä lämmöntuotantoa, ovat päästövaikutukset suurimmillaan. Pienemmät vaikutukset ovat, jos maalämmöllä korvataan yhteistuotantosähköä. Tällöin myös sähköntuotanto vähenee, jolloin tuottamatta jäänyttä sähköä korvataan muulla sähköntuotannolla. Koska muiden tuotantomuotojen säädettävyys on heikkoa, voi korvaava sähköntuotanto olla tällä hetkellä jopa lauhdetuotantoa. Maalämmöllä korvataan monilla paikkakunnilla myös päästötöntä lämmöntuotantoa esimerkiksi metsähakkeella, jolloin positiivisia päästövaikutuksia ei muodostu.

3.3.3 Asuinalueen hajautettu tuotanto

Esimerkiksi maalämpöä ja aurinkolämpöä voidaan hyödyntää myös kiinteistötasoa laajemmissa käyttökohteissa, mutta silti lähellä käyttökohteita. Etenkin uusille asutusalueille voi jatkossa syntyä ”puolihajautettua” tuotantoa, jossa lämpöyrittäjä myy keskitetysti - esimerkiksi maalämpöpumpun avulla - tuottamaansa lämpöä jakeluverkon kautta kuluttajille. Tällöin jakeluverkko pitäisi kuitenkin suunnitella ns. matalalämpöverkoksi, jolloin suuren osan aikaa vuodesta maalämpö voisi toimia pääasiallisena lämmönlähteenä ilman kaukolämmön menoveden lämpötilan nostoa esimerkiksi erillisellä kattilalla.

Maalämmöllä suuruuden ekonomiasta saavutetut hyödyt ovat selvät, mutta esimerkiksi aurinkolämmön osalta ne ovat huomattavat. Maa- ja aurinkolämpöä hyödyntävää puolihajautettua tuotantoa voidaan lisäksi talven huippukysyntää varten täydentää esimerkiksi pellettikattilalla ja lämpökudalla, jolloin järjestelmä voidaan mitoittaa optimaalisesti niin, että pienimmän ominaisinvestoinnin (pellettikattilan) tuotannolla tehdään lämpöverkosta omavarainen ja toisaalta varmistetaan kussakin markkina- ja tuotantotilanteessa muuttuvilta kustannuksiltaan halvin tuotantomuoto; akun avulla saadaan varmistettua, että kaikki aurinkolämpö mahtuu verkkoon. Suurin potentiaali tällaisille puolihajautetuille hybridijärjestelmille olisi uusilla pientaloalueilla.

Uusien alueiden rakentaminen on Suomessa kuitenkin melko vähäistä, ja matalalämpöverkkojen hyödyntämisen potentiaali on täten rajattu. Kokonaisuudessaan uusien asuinrakennusten arvioitu energiankulutus on vuositasolla ollut viime vuosina noin 100 GWh omakotitalo- ja rivitalojen osalta, sekä myös 100 GWh kerrostalojen osalta (kts kpl 3.1.3). Kokonaan uusien alueiden ”puolihajautetun” tuotannon potentiaalın voidaan siis arvioida olevan lähivuosina selvästi alle 100 GWh vuositasolla johtuen uudisrakentamisen vähäisestä määrästä tällä hetkellä.

3.4 Kiinteistökohtaisen öljylämmityksen kehitys

Luvussa 3.1 on esitetty öljy- ja kaasulämmityksen osuus nykyisessä rakennuskannassa. Öljyyn ja kaasuun perustuvia lämmitysjärjestelmiä on käytössä pääsääntöisesti pientalokokoluokassa, mutta myös muissa talotyypeissä. Suuremmissa rakennuksissa öljy- ja kaasulämmitys ovat suoraa sähkölämmitystä yleisempiä ratkaisuja.

Lämmitysmuodon vaihtaminen on todennäköisintä silloin, kun kiinteistössä tehdään muitakin korjauksia tai lämmitysjärjestelmä vaatisi uusimista. Tyypillisesti öljy- ja kaasulämmitteisissä rakennuksissa lämmitysjärjestelmän uusiminen tulee ajankohtaiseksi noin 25-30 vuoden välein.

Nykyisellä öljyn hinnalla öljylämmittäjän ei kannata vaihtaa maalämpöön tai muihin lämmitysmuotoihin missään tyyppitaloissa, kuten luvun 3.2 kilpailukykytarkasteluista voidaan havaita. Vuonna 2020 lämmitysmuotoa kannattaisi öljykattilan revision yhteydessä. Tällöin öljylämmittäjät valitsisivat uudeksi lämmitysmuodoksi lähinnä maalämmön tai ilma-vesilämpöpumpun.

Myös sähkölämmitys alkaisi korvautua pien- ja rivitaloissa maalämmöllä 2020-luvulla. Korvautuminen olisi kilpailukykyanalyysin perusteella kuitenkin hitaampaa kuin öljylämmityksen tapauksessa. Osassa sähkölämmitteisiä rakennuksia päälämmitysjärjestelmää täydennetään myös muilla lämmitysmuodoilla, kuten aurinkolämmöllä ja ilmalämpöpumpuilla.

3.4.1 Öljy- ja kaasulämmityksen kehityksen skenaario

Korjausrakentamiseen liittyvää lämmitysmuotojen siirtymää arvioitaessa lämmitysjärjestelmän eliniäksi on oletettu 30 vuotta, jonka jälkeen lämmitysjärjestelmä joudutaan uusimaan. Lämmitysjärjestelmän uusimisen lisäksi rakennuksiin tehdään muita korjauksia, joiden myötä energiankäytön oletetaan tarkastelussa laskevan 30 %.

Korjausrakentamisen myötä tapahtuvan lämmitysmuotojen siirtymän oletukset on esitetty taulukossa 3-1. Vuoden 2016 lähtötilanteena on oletettu, että nykyisistä öljylämmitteisistä rakennuksista 25 % pysyy öljylämmityksessä ja 25 % ottaa öljyn rinnalle muita täydentäviä lämmitysratkaisuja, kuten ilmalämpöpumpun tai aurinkolämpöjärjestelmän. Kokonaan öljylämmityksestä luopuu 50 % kaikista öljylämmitteisistä rakennuksista.

Vuonna 2030 öljylämmittäjistä 10 % pysyisi lämmitysjärjestelmän remontin yhteydessä edelleen öljylämmityksessä. Täydentäviä lämmitysmuotoja öljyn rinnalle ottaisi 30 % lämmityskorjauksista ja kokonaan öljylämmityksestä luopuisi 60 %. Vuosien 2016 ja 2030 välillä kehityksen oletetaan olevan tasaista.

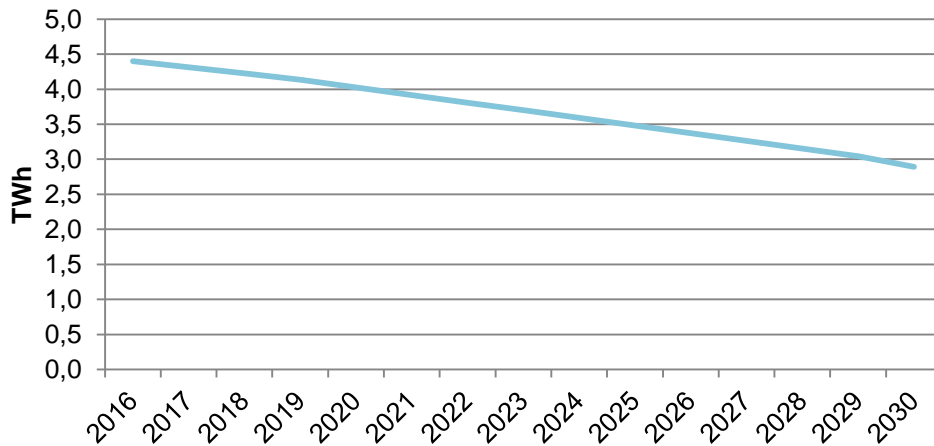
Taulukko 3-1 Lämmitysmuotojen siirtymä korjausrakentamisessa. Vuosien 2016 ja 2030 välissä tapahtuvan kehityksen oletetaan olevan tasaista.

	Rakennustyyppi	Pysyy öljyssä tai kaasussa	Öljy ja *täydentävä lämmitysratkaisu	Siirtyy muihin lämmitysmuotoihin
2016	Pientalo	25 %	25 %	50 %
	Rivitalo	25 %	25 %	50 %
	Kerrostalo	25 %	25 %	50 %
2030	Pientalo	10 %	30 %	60 %
	Rivitalo	10 %	30 %	60 %
	Kerrostalo	10 %	30 %	60 %

*Pääasiassa ilmalämpöpumppu ja/tai aurinkolämpöjärjestelmä

Ylläkuvattujen taustaoletusten perusteella öljyn käyttö lämmityspolttoaineena asumiskäytössä laskee nykyisestä 4,5 TWh tasolta (Tilastokeskus 2015b) 1,6 TWh:aan vuoteen 2030 mennessä (kuva 3-29). Merkittävin öljyn korvaaja olisi kilpailukykyanalyysien perusteella maalämpö sekä muut lämpöpumppuratkaisut. Öljylämmitystä korvaava energiantuotanto maalämmöllä kasvaisi noin 1 TWh vuoteen 2030 mennessä.

Kuva 3-29 Öljylämmityksen arvioitu kehitys asuinkäytössä vuosina 2016-2030



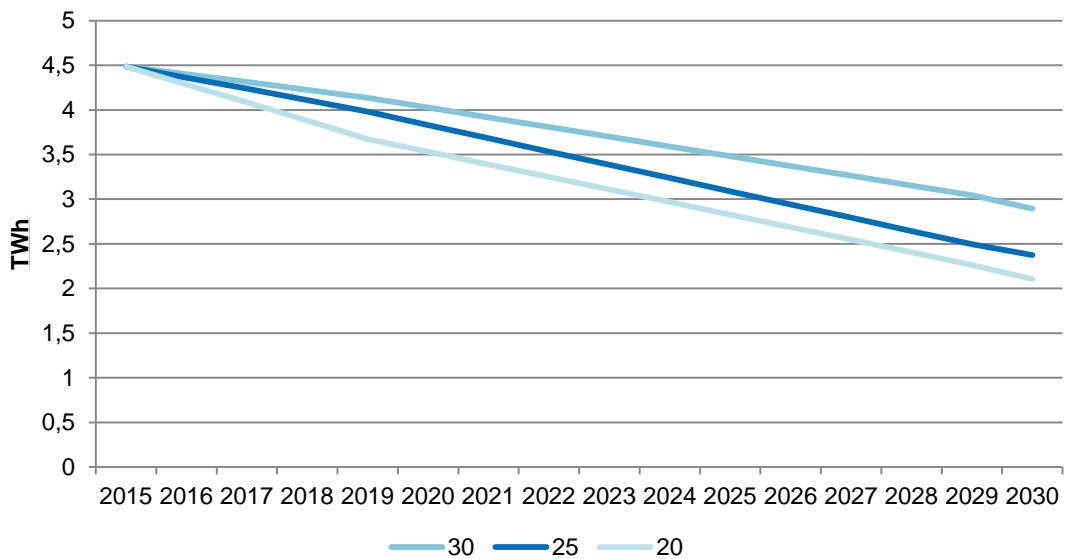
3.4.2 Öljylämmityksen kehityksen herkkyytarkastelut

Lämmitysjärjestelmän uusimisväli

Öljylämmityksen korvautuminen rakennuskannassa nopeutuu, mikäli lämmitysjärjestelmän uusimisaika oletetaan lyhyemmäksi. Öljylämmitysjärjestelmän uusimista tai vaihtamista voidaan kiinteistöissä tarkastella tiheämmin kuin 30 vuoden välein, mikäli vaihtoon kannustetaan ennen teknisen käyttöikänsä päättymistä. Tekninen käyttöikä voi myös joissakin tapauksissa olla lyhyempi kuin alkuperäisessä skenaariossa oletettu 30 vuotta.

Kuvassa 3-30 on esitetty öljylämmityksen kehitys asuinkäytössä kun lämmitysjärjestelmän vaihtoväliksi on oletettu 20, 25 tai alkuperäinen 30 vuotta.

Kuva 3-30 Öljylämmityksen korvautumisen herkkyytarkastelu. Vaihtoväli 20, 25 ja 30 vuotta



Mikäli oletetaan, että öljylämmittäjät tarkastelevat lämmitystavan vaihtoa 20 vuoden välein, laskee öljynkulutus asuintalojen lämmityksessä merkittävästi alkuperäistä skenaariota nopeammin. Mikäli vaihtoväli olisi 20 vuotta, vuonna 2030 öljylämmityksellä tuotettaisiin lämpöä 2,1 TWh.

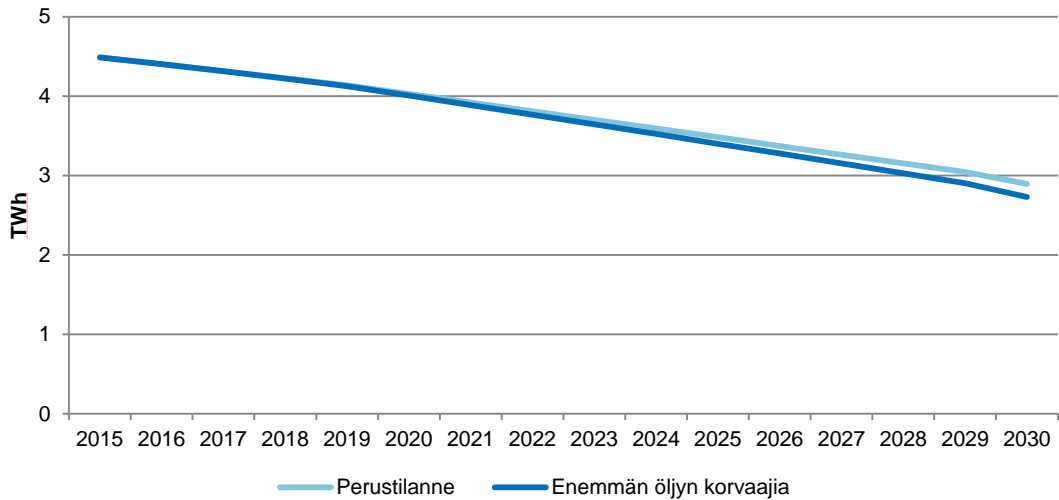
Nykyisellä öljyn hinnalla ja Energia- ja ilmastostrategian perusskenaarion kehikon mukaisella öljynhinnan kehityksellä öljylämmittäjillä ei ole insentiiviä vaihtaa etuajassa öljystä muihin lämmitysmuotoihin lämmitysöljyn matalan hinnan vuoksi. Mikäli öljyn hinnan kehityksessä tapahtuu merkittäviä muutoksia, saattaa öljylämmityksestä vaihtaminen tulla kannattavaksi jo ennen lämmitysjärjestelmän teknisen käyttöiän päättymistä.

Öljystä muihin lämmitysmuotoihin siirtyvien määrä

Öljylämmityksessä pysyvien määrällä on pienempi vaikutus öljylämmityksen kehitykseen kuin lämmitysjärjestelmän uusimisajalla. Tämä johtuu rakennusten muista korjaustarpeista, joiden vuoksi rakennusten energiatehokkuuden oletetaan paranevan. Näin ollen yksittäisen kiinteistön lämmitysöljynkulutus laskee, vaikka kiinteistö jäisikin öljylämmitteiseksi.

Kuvassa 3-31 on esitetty alkuperäisen skenaarion lisäksi kehityskäyrä, jossa vuonna 2030 vain 2 % lämmitysjärjestelmän uusijoista pysyisi öljylämmityksessä. Lisäksi öljylämmityksen rinnalle muita täydentäviä lämmitysmuotoja hankkivien osuuden on oletettu herkkyytarkastelussa olevan vain 10 % alkuperäisen 30 % sijaan. Suurempi öljylämmityksestä luopuvien joukko laskisi öljylämmityksen määrää vain 0,2 TWh vuonna 2030 verrattuna alkuperäiseen skenaarioon kuten kuvasta 3-31 voidaan havaita.

Kuva 3-31 Öljylämmityksestä luopuvien määrän vaikutus öljylämmityksen kehitykseen asuntojen lämmityksessä



3.4.3 Lämmitysöljyn käytön puolittaminen 2030 mennessä

Edellä esitetyn skenaarion ja sen herkkyystarkastelun perusteella voidaan todeta, että pelkästään 30 vuoden öljylämmitysjärjestelmän elinkaaren päättymisen vuoksi tapahtuvilla siirtymillä on vaikea päästä tilanteeseen, jossa öljyn käyttö rakennusten lämmityksessä puolittuisi.

Lämmitysöljyn käytön puolittuminen vuoteen 2030 edellyttäisi, että lämmitysjärjestelmän uusimisväli olisi 25 vuotta. Lisäksi öljylämmityksestä luopuvien määrän pitäisi vuoteen 2030 mennessä kehittyä taulukon 3-2 mukaiseksi.

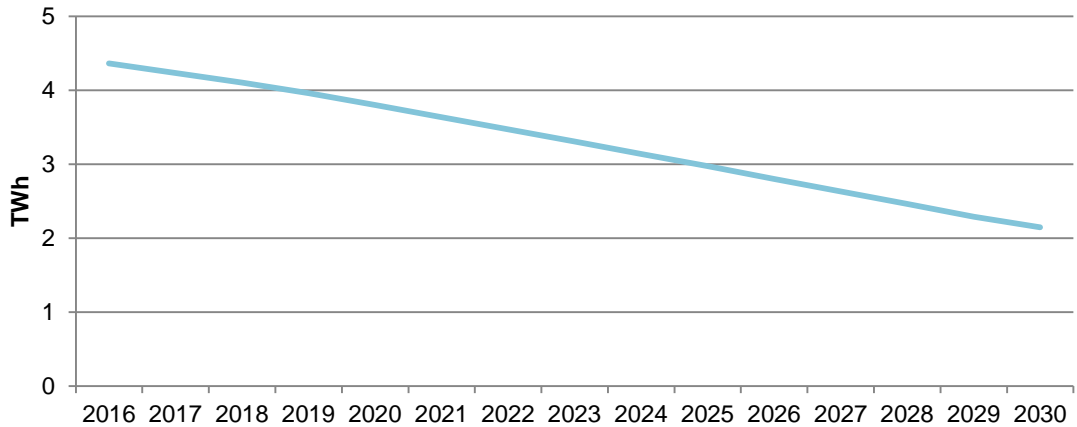
Taulukko 3-2 Lämmitysmuotojen vaadittu siirtymä öljylämmitteisissä rakennuksissa vuoteen 2030 mennessä. Lämmitysjärjestelmän uusimisväli 25 vuotta. Vuosien 2016 ja 2030 välissä kehityksen oletetaan olevan tasaista.

	Rakennustyyppi	Pysyy öljyssä tai kaasussa	Öljy ja *täydentävä lämmitysratkaisu	Siirtyy muihin lämmitysmuotoihin
2016	Pientalo	25 %	25 %	50 %
	Rivitalo	25 %	25 %	50 %
	Kerrostalo	25 %	25 %	50 %
2030	Pientalo	2 %	5 %	93 %
	Rivitalo	2 %	5 %	93 %
	Kerrostalo	2 %	5 %	93 %

Taulukon 3-32 mukaisella kehityksellä olisi mahdollista, että lämmitysöljyn kulutus laskisi nykyiseltä 4,5 TWh tasolta noin 2,15 TWh:n tasolle vuoteen 2030 mennessä, kuten kuvasta

3-32 voidaan havaita. Markkinaehtoisesti tällaisen kehityksen saavuttaminen on kuitenkin epätodennäköistä, vaan lämmitysöljyn käytön puolittamiseen tarvitaan muita ohjauskeinoja.

Kuva 3-32 Öljylämmityksen korvautuminen 2030 mennessä, mikäli lämmitysjärjestelmän uusimisväli olisi 25 vuotta ja siirtymät öljylämmityksestä taulukon X mukaisia vuonna 2030.



3.5 Maalämmön markkinaehtoinen yleistyminen

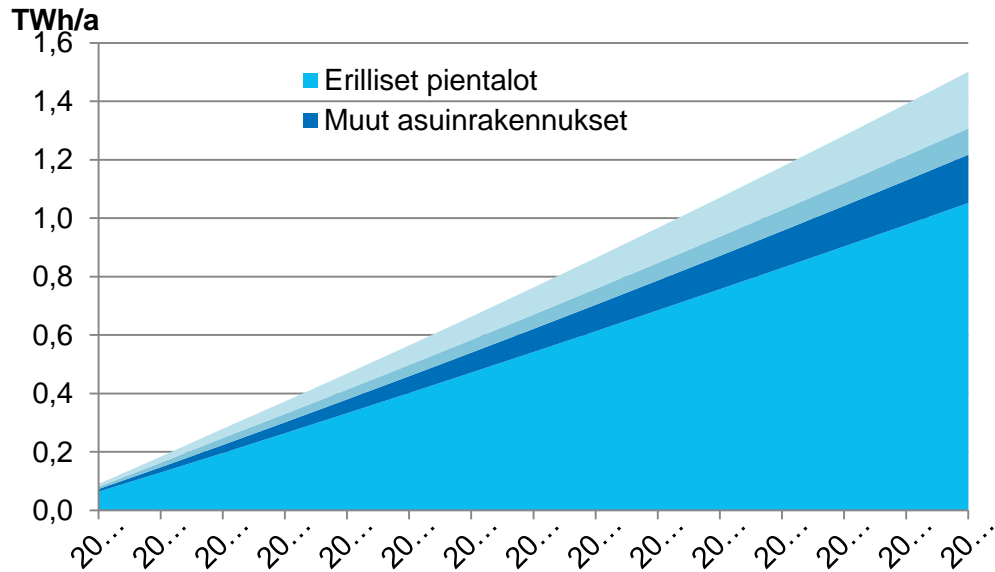
Vuonna 2016 noin puolet uusista pientaloista valitsi lämmitysmuodoksi maalämmön. Maalämmön osuuden pientalojen päälämmitysjärjestelmävalintana voidaan olettaa edelleen hie-man kasvavan vuoteen 2030 mennessä. Maalämmön osuuden merkittävää kasvua hillitsee oletus entistä energiatehokkaammista taloista, kuten lähes nolla energia -rakentamisesta tulevaisuudessa. Maalämmön vaatiessa merkittävästi muita lämmitysmuotoja suuremman alkuinvestoinnin, ei investointi välttämättä ole kannattava mikäli energian tarve jää hyvin pie-neksi. Onkin mahdollista, että maalämmön osuus uusien rakennusten lämmitysmuotona voi jopa kääntyä laskuun joidenkin kiinteistötyyppien osalta. Tarkastelussa käytetyt arviot maa-lämmön osuudesta uudisrakennusten lämmitysmuodoissa vuonna 2030 on esitetty taulukos-sa 3-3.

Taulukko 3-3 Maalämmön arvioitu osuus uudisrakennusten lämmitysmuodois-ta 2030

Rakennustyyppi	2030
Pientalot	60 %
Rivitalot	30 %
Kerrostalot	5 %
Palvelurakennukset ja julkisrakennukset	10-15 %
Teollisuusrakennukset	15-25 %

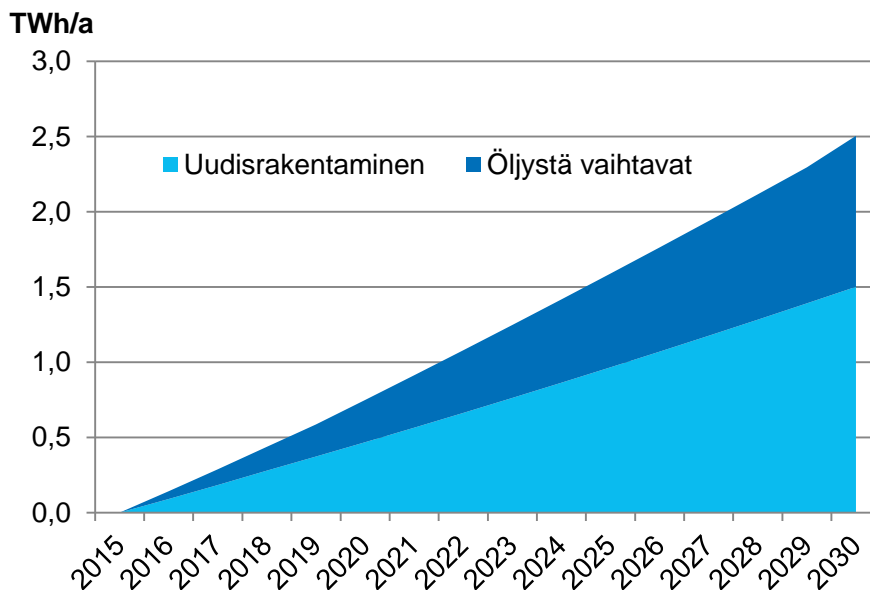
Perustuen oletuksiin uudesta rakennuskannasta (kuva 3-8) ja maalämmön osuudesta eri rakennustyyppien lämmitysmuotona (taulukko 3-3) on muodostettu arvio maalämmön käytön lisäyksestä uusien rakennusten lämmityksessä (kuva 3-33). Vuoteen 2030 mennessä maalämmön määrä kasvaisi noin 1,5 TWh nykytasosta uusien rakennusten vaikutuksesta. Mikäli maalämmön osuus kasvaisi vielä arvioitua suuremmaksi uusien kiinteistöjen lämmön lähteenä, voisi kokonaiskäyttö kasvaa esitetystä jonkin verran.

Kuva 3-33 Maalämmön käyttö uusien rakennusten lämmityksessä vuoteen 2030



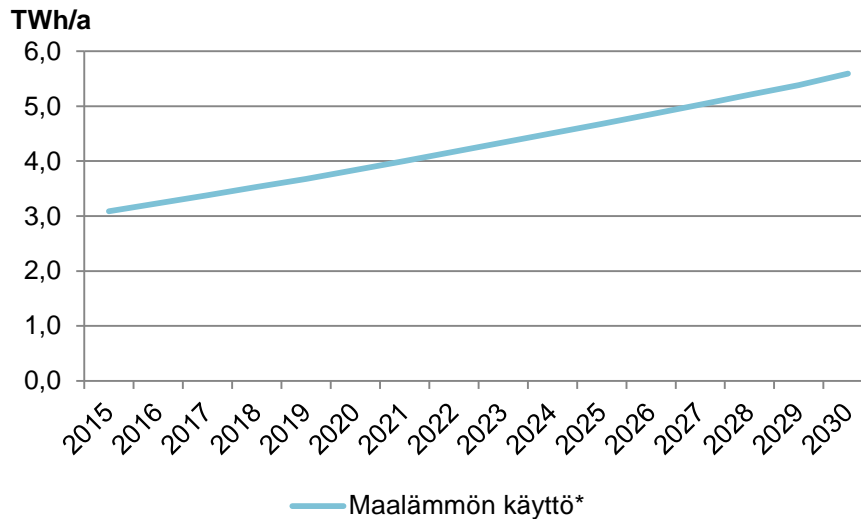
Kun yhdistetään uusien rakennusten maalämmön käyttö ja öljylämmityksen korvauksen skenaario, saadaan maalämmön taloudelliseksi, markkinaehtoisesti toteutuvaksi lisäyspotentiaaliiksi noin 2,5 TWh vuoteen 2030 mennessä. Tämä kehitys on esitetty kuvassa 3-34.

Kuva 3-34 Maalämmön käyttö öljyn korvaajana ja uusien rakennusten lämmityksessä vuoteen 2030



Maalämmön arvioitu kokonaislisäys on esitetty kuvassa 3-35. Uudisrakentamisen ja öljylämmityksen vaihdon vaikutuksesta maalämmön käyttö voisi kasvaa arvioidusta nykytasosta lähes kaksinkertaiseksi vuoteen 2030. Lisäksi maalämpö voi korvata vähäisemmässä määrin myös muita olemassa olevia lämmitysmuotoja.

Kuva 3-35 Maalämmön käytön kasvu nykytasosta



3.6 Lämmitys puuperäisillä polttoaineilla ja maatilojen energiaratkaisut

Puuta on käytetty Suomessa perinteisesti kiinteistöjen lämmitykseen, ja edelleen Suomessa on suuri määrä puulla osittain tai kokonaan lämpiäviä kiinteistöjä. Pienissä tulisijoissa ja vesikiertoisissa lämmitysjärjestelmissä käytetään pilkkeittä, metsähaketta taas voidaan käyttää helpommin isojen kiinteistöjen lämmön lähteenä. Tulisijoissa käytettävä puu korvaa yleensä pääasiallisena lämmönlähteenä olevaa sähkö- tai öljylämmitystä. Lämmityskäyttöön hankittava puu tulee edelleen suurelta osin omasta metsästä. (Tekes 2007)

Puun pienpoltolla on merkittävä rooli lämmöntuotannossa Suomessa. Vuonna 2015 puun pienpoltton energian kulutus oli 16 TWh, josta halot, pilkkeet ja klapit kattoivat noin 70 %, jättepuu 20 % ja metsähake 10 % (Alm 2016: Tilastokeskus, Energian hankinta ja kulutus (ennakkotieto 30.9.2016); SVT: Luonnonvarakeskus, Puun energiakäyttö Luke). Metsähaketta käytetään kiinteistökohtaiseen lämmitykseen lähinnä maataloilla. Kiinteistökohtaisen käytön osuus metsähakkeen kokonaiskäytöstä oli vuonna 2015 noin 8 % kokonaiskäytöstä. Valtaosa metsähakkeesta käytetään lämpö- ja voimalaitoksilla.

Pellettejä voidaan valmistaa saha- ja puusepänteollisuuden sivutuotteista, kuten kutterinpurusta, sahajauhoista ja hiontapölystä puristamalla tätä puumassaa pieniksi ja tiiviiksi sylintereiksi. Pellettien energiatiheys on hyvin suuri verrattuna useimpiin muihin puupolttoaineisiin. Pellettejä valmistetaan Suomessa useilla eri pellettien tuotantolaitoksilla. Vuonna 2015 tuotanto oli 302 00 tonnia. Pellettejä voidaan myös viedä ja tuoda johtuen niiden hyvästä energiatheydestä, joka tekee pidemmätkin kuljetuksen taloudellisesti kannattavaksi. Hakkeeseen verrattuna energiatiheys on noin nelinkertainen. Vuonna 2015 noin 20 % laskennallisesta pellettien käytöstä perustui tuontipelletteihin. Suurin osa pelleteistä käytetään lämpö- ja voimalaitoskäytössä, mutta pellettejä käytetään myös suoraan kiinteistöjen lämmitykseen, sekä

pientaloissa että suuremmissa kiinteistöissä. Vuonna 2015 koti- ja maatalouksissa käytettiin pellettejä 58 000 tonnia. (Motiva 2012, Alm 2016)

Pellettejä voidaan käyttää vesikiertoisen lämmitysjärjestelmän polttoaineena. Pellettikäyttöinen lämmitysjärjestelmä toimii automaattisesti ja pelletit siirtyvät varastosiilosta polttimelle siirtoruuvilla. Pellettien varastointi vaatii tilaa, esimerkiksi omakotitaloissa noin 7-8 m³ siiloon mahtuu vuoden pellettien tarve. Suuremmissa kiinteistöissä tarvittava varastotila kasvaa suureksi, ja voi vaikeuttaa pellettilämmityksen käyttöön ottamista. Pellettejä voidaan varastoida myös erillisessä varastorakennuksessa tai maan alla. Pellettilämmitys vaatii säännöllistä huoltoa, kuten nuohousta ja tuhkien poistoa, yleensä usean kerran vuodessa. (Motiva 2012)

Suoran talokohtaisen lämmityksen lisäksi pellettejä voidaan käyttää hajautetuissa aluekohtaisissa lämmitysratkaisuissa, kuten pienten asuinalueiden tai kiinteistöryhmän lämmityksessä. Pellettien hinta suuremmissa käyttökohteissa on selvästi alhaisempi kuin pientalokohteissa, mikä voi laskea lämmityskustannuksia. Pientaloissa pellettikeskuslämmityksen lisäksi pellettejä voidaan käyttää myös pellettitakoissa lisälämmönlähteenä esimerkiksi sähkö- tai öljylämmitteisessä kiinteistössä (Motiva 2012).

Erityisen hyvät edellytykset puun käyttöön lämmityksessä on maataloilla. Maataloilla lämmitysenergiaa kuluu mm. eläinten rakennuksiin, varastoihin ja halleihin, sekä asuinrakennuksen lämmittämiseen. Maatilojen lämmön tarve ja lämmitysvaihtoehdot eroavat asuin- ja liiketilojen ja toimistojen tarpeesta ja vaihtoehdoista selvästi. Maatilojen välilläkin hajonta on kuitenkin hyvin suurta riippuen mm. maatilan tuotannosta ja kokoluokasta. Suomalaiset maatilat ovat pääosin melko pieniä, mikä voi vaikeuttaa suurempia investointeja vaativien vaihtoehtojen toteuttamista.

Maataloilla voidaan hyödyntää esimerkiksi lämpöpumppuratkaisuja ja maalämpöä kuten muissakin kiinteistöissä, mutta lisäksi maataloilla voidaan helpommin hyödyntää bioenergiaa omaan energian tuotantoon. Hakelämpökeskuksia voidaan hyödyntää maatilakokoluokassa jos saatavilla on esimerkiksi harvennushakkuista ja hakkuutähteistä saatavaa haketta. Myös esimerkiksi olkea voidaan käyttää lämmityspolttoaineena maataloilla, mutta oljen käyttö vaatii erityisesti tätä käyttöä varten suunnitellun kattilan.

Aurinkosähkön ja aurinkolämmön tuotannon suhteen maataloilla on hyvät edellytykset, sillä paneeleille on helppo löytää sopivaa pinta-alaa erilaisten rakennusten katoilta ja myös maasennukset ovat mahdollisia. Aurinkoenergian taloudellinen potentiaali riippuu maatilojen oman energian käytöstä ja sen ajoittumisesta.

4 BIOKAASUN TUOTANTO JA KÄYTTÖ

4.1 Nykytila ja potentiaali

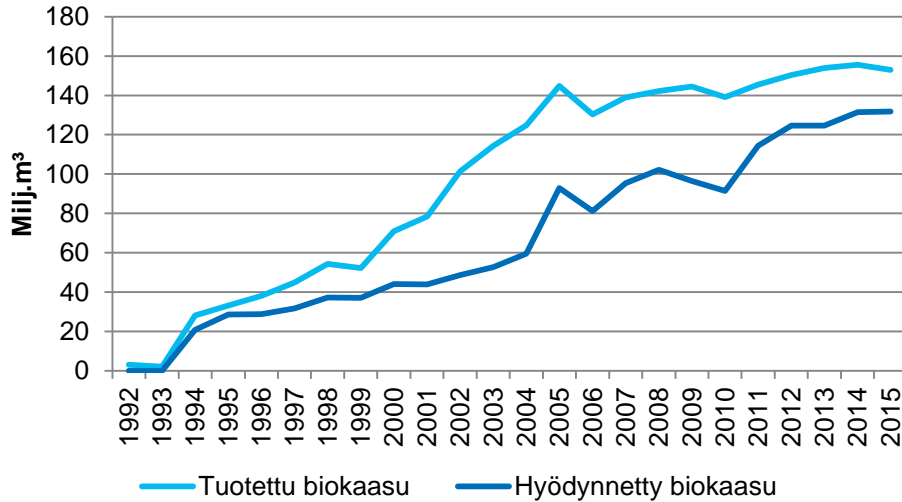
Biokaasuteknologia tarjoaa monipuolisia mahdollisuuksia jätteiden, sivutuotteiden ja jätevesien käsittelyyn, energian ja liikennepolttoaineiden tuotantoon, sekä ravinteiden kierrätykseen. Biokaasutuotannon yleistymisen on ollut Suomessa hidasta, mutta viime vuosien teknologinen kehitys ja toimintaympäristön muutokset ovat vauhdittaneet nopeaa ja laajamittaista biokaasuteknologian käyttöönottoa muutamissa maissa, mm. Saksassa ja Ruotsissa. Suomessa biokaasun tuotanto on vielä harvinaisempaa ja yleisimmät käytössä olevat sovellukset liittyvät jäteveden puhdistuksessa syntyvän lietteen mädätykseen. (*Suomen biokaasuyhdistys 2015*)

4.1.1 Biokaasun tuotanto Suomessa

Biokaasun tuotanto on biologinen prosessi, joka käyttää pääraaka-aineenaan orgaanista ainesta (helposti biohajoava aines), joka hajotessaan tuottaa hapettomissa olosuhteissa biokaasua. Käytettävän raaka-aineen koostumus määrittelee saatavan biokaasutuoton, sekä biokaasun metaanipitoisuuden. Biokaasun tuotantoon soveltuvat hyvin monenlaiset raaka-aineet, mm. biojätteet, jätevedet, jätevesiliete, lanta, sekä erilaiset teollisuuden sivutuotteet. Erityisesti elintarvike-, juoma-, rehu- ja panimoteollisuudessa sekä teurastamotoiminnassa syntyy biokaasutuotantoon hyvin soveltuvia orgaanisia sivutuotteita ja jätteitä. Biokaasua voidaan tuottaa myös esimerkiksi viljellyistä energiakasveista. Biokaasua tuotetaan Suomessa tällä hetkellä kaatopaikkalaitoksilla, yhdyskuntien ja teollisuuden jätevedenpuhdistamoilla, mm. biojätteitä hyödyntävillä yhteismädätyslaitoksilla, sekä maatiloilla. Vuonna 2015 biokaasun tuotanto oli Suomessa noin 153 Milj. m³, josta 27 % tuli Ämmässuon kaatopaikalta. (*Suomen biokaasuyhdistys 2015*) Biokaasun tuotanto Suomessa ei ole juurikaan kasvanut viime vuosina, kuten kuva 4-1 osoittaa. Vuoden 2015 tuotanto oli alle 6 % enemmän kuin vuonna 2005.

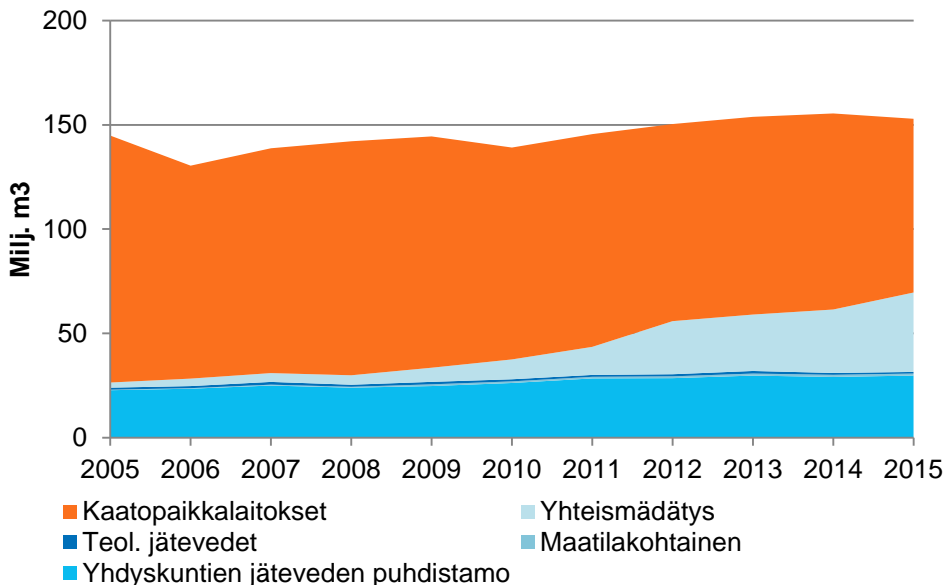
Vaisua kokonaistuotannon kasvua kompensoi biokaasun tehokkaampi hyödyntäminen viime vuosina. Hyödynnetyn biokaasun määrä olikin 40 % suurempi vuonna 2015 kuin vuonna 2005. Monilla laitoksilla ylijäämäbiokaasua poltetaan esimerkiksi tilanteessa jossa lämmön tarve on pienempi kuin tuotanto, mutta tämä biokaasun soihdutus on siis viime vuosina vähentynyt.

Kuva 4-1 Tuotettu ja hyödynnetty biokaasu Suomessa 1992-2015 (Suomen biokaasulaitosrekisteri 2016)



Kaatopaikat ovat merkittävä metaanin lähde ja kaatopaikoilla syntyvät kaasut kerätäänkin nykyään pitkälti talteen. Biokaasun tuotannossa nähtiin nopeaa kasvua 1990-luvun loppupuolelta vuoteen 2005 asti, jolloin kasvu johtui lähes yksinomaan kaatopaikkalaitosten tuotannon kasvusta. Tämä puolestaan oli seurausta jätelain muutoksesta 1990-luvun loppupuolella, jolloin veloitettiin kaasun keräykseen ja hyötykäyttöön kaatopaikoilla (VNP 817/1997). Viime vuosien vähäiseksi jäänyt biokaasutuotannon kasvu johtuu pitkälti kaatopaikkalaitosten tuotannon pienentymisestä. Kuvassa 4-2 on esitetty biokaasun tuotanto laitostyypeittäin vuodesta 2005 vuoteen 2015. Kaatopaikkalaitosten tuotanto on edelleen merkittävin biokaasun lähde, mutta osa tuotannosta on siirtynyt yhteismädätyslaitoksiin. Jätevesien puhdistamoiden biokaasun tuotanto on pysynyt hyvin tasaisena koko 10 vuoden ajanjakson ajan ja maataloilla biokaasun tuotanto on edelleen hyvin vähäistä.

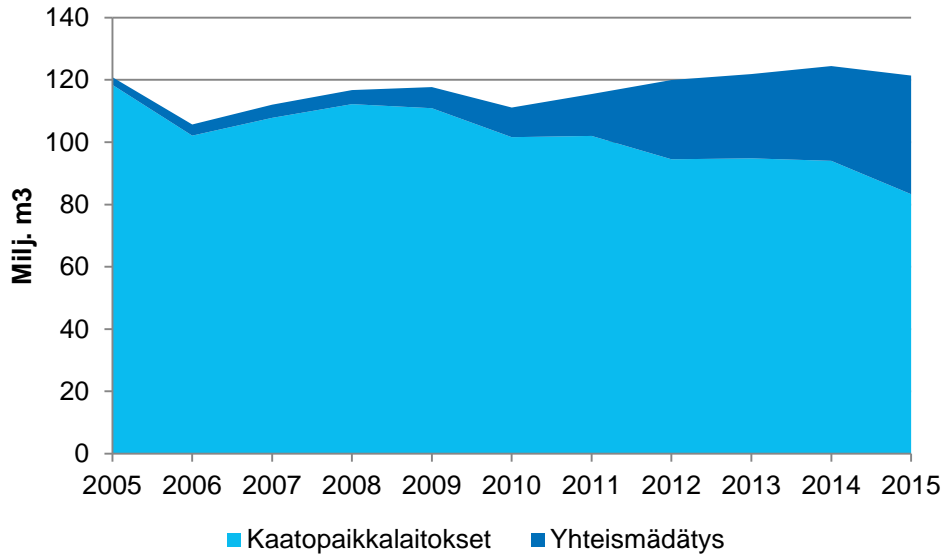
Kuva 4-2 Tuotettu biokaasu Suomessa laitostyypeittäin 2005-2015 (Suomen biokaasulaitosrekisteri 2016)



Kuten kuva 4-3 osoittaa, on yhteismädätyslaitoksissa tuotetun biokaasun määrä kasvanut tasaisesti vuodesta 2008 (noin 10 % vuodessa), mutta vastaavasti kaatopaikkalaitosten tuo-

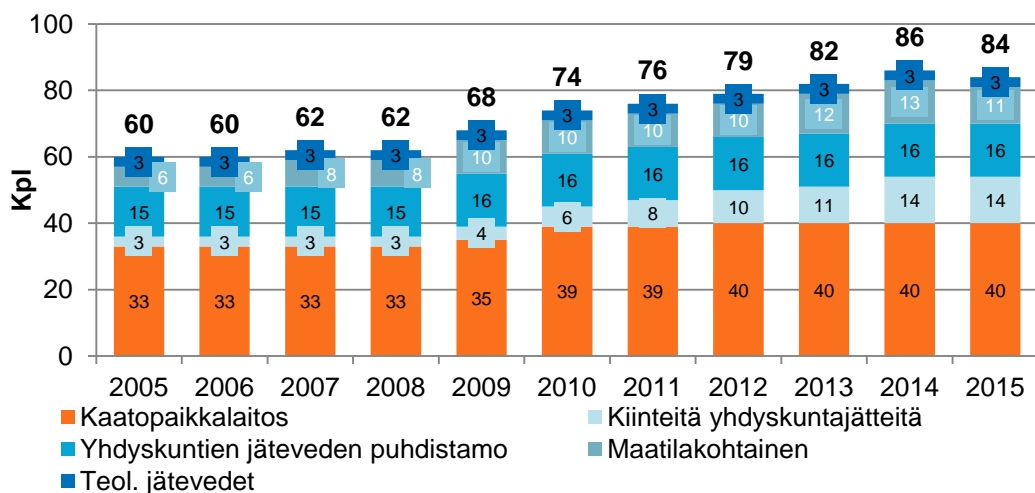
tanto on laskenut. Muutos johtuu siitä, että biojätteitä päätyy vähemmän kaatopaikoille ja ne käsitellään nykyään erikseen yhteismädätyslaitoksissa. Vuonna 2016 voimaan astunut biojätteen kaatopaikkakielto entisestään vahvistaa tätä trendiä ja kaatopaikkojen kaasuntuotanto tulee tulevaisuudessa laskemaan orgaanisen jätteen loputtua. Kaatopaikan kaasuntuotanto alkaa hiipua noin 20 vuotta kaatopaikan sulkemisen jälkeen tai orgaanisen jätteen toimittamisen loppumisen jälkeen ja loppuu kokonaan noin 25-30 vuoden kuluessa.

Kuva 4-3 Kaatopaikkalaitoksissa ja yhteismädätyslaitoksissa tuotettu biokaasu 2005-2015 (Suomen biokaasulaitosrekisteri 2016)



Biokaasulaitosten lukumäärä on kasvanut vuodesta 2005 lähtien noin 60 laitoksesta 84 laitokseen vuonna 2015 (kuva 4-4).

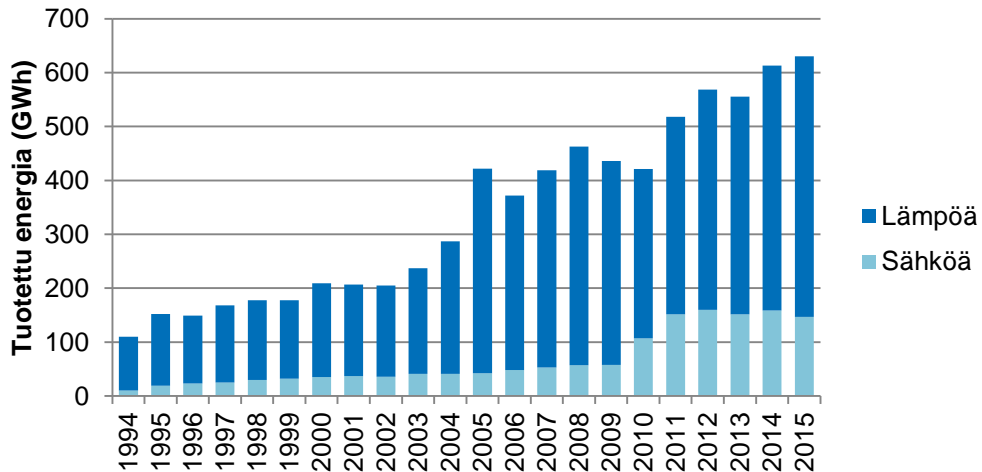
Kuva 4-4 Biokaasulaitosten lukumäärä 2005-2015 (Suomen biokaasulaitosrekisteri 2016)



Biokaasulla tuotetaan tällä hetkellä pääasiassa lämpöä ja sähköä. Biokaasun liikennekäyttö on energiamääränä selvästi vähäisempää, mutta kasvu on ollut viime vuosina nopeaa. Biokaasulla tuotetun sähkön ja lämmön määrän kehitys on esitetty kuvassa 4-5. Kokonaisenergiantuotanto on kasvanut Suomessa johtuen erityisesti lämmön tuotannon kasvusta, biokaasulla tuotetun sähkön määrä on pysynyt vuodesta 2011 lähtien melko tasaisena. Kasvun

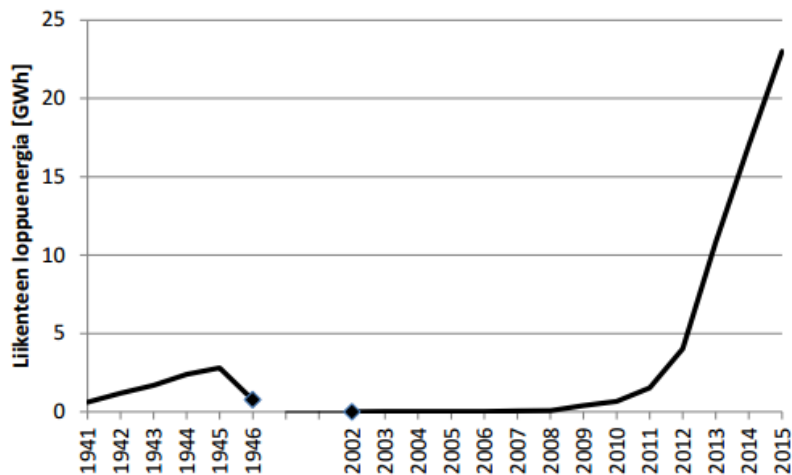
puutetta selittänee osaltaan biokaasusähkön erillistuen lakkauttaminen vuonna 2012 sekä matala sähkön hinta. Uuden biokaasulaitoksen on mahdollista saada sähköntuotantoon tukea syöttötariffijärjestelmän kautta, mutta se ei ole ollut suosittu. Tällä hetkellä syöttötariffijärjestelmässä on vain kolme biokaasuvoimalaitosta joiden yhteissähkötehonkapasiteetti on 5,7 MW.

Kuva 4-5 Lämmön ja sähkön tuotanto biokaasusta 1994-2015 (Suomen biokaasulaitosrekisteri 2016)



Liikennebiokaasun tuotanto on kasvanut huomattavasti viimevuosien aikana (Kuva 4-6), mutta se on kokonaisuudessaan vielä pientä. Energiasisällöltään liikennebiokaasu vastasi noin 4 % kaikesta biokaasun tuotannosta Suomessa vuonna 2015.

Kuva 4-6 Liikennebiokaasun tuotanto Suomessa 1941-2015 (Suomen biokaasulaitosrekisteri 2016)



4.1.2 Nykyiset tukimekanismit biokaasulle

Biokaasulaitoksille on tällä hetkellä kolme erilaista suoraa tukimekanismia: 1) Syöttötariffi, 2) investointituki sekä 3) maatalojen rakentamisinvestointien tuki. Tuet on esitelty tarkemmin alla olevassa taulukossa (Taulukko 4-1). Isokokoisilla biokaasulaitoksilla on mahdollisuus valita syöttötariffijärjestelmän ja investointituen välillä.

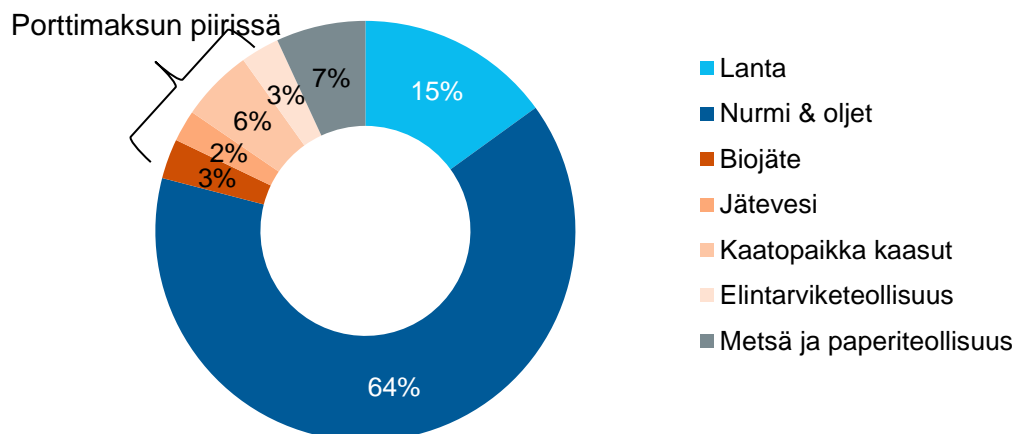
Taulukko 4-1 Biokaasutuotannon suorat tuet Suomessa tällä hetkellä

Tuki	Tukitaso	Ehdot
Syöttötariffi	Takuuhinta 83,5 EUR/MWh + lämpöpree- mio 50 EUR/MWh jos laitos täyttää kokonaishyö- tysuhteen vaatimukset	Kokonaistukimäärä rajattu 19 MVA:iin. Tukea maksetaan 12 vuot- ta ja laitoksen yhteisteho täytyy olla vähintään 100 kVA
Energiatuki	Tuki voi kattaa 8-40% investoinnista	Ei voi saada jos on syöttötariffi- järjestelmässä. Ei myönnetä asuin- kiinteistöille tai maataloille. Sähkön- tuotannolle ei enää myönnetä energiatukea.
Maatilojen yritys- tuki ja investointi- tuki	Tilakohtainen suora inves- tointituki	Sähkön ja tai lämmöntuotannon tultava omaan käyttöön. Enimmäis- tukitaso määräytyy nimellistehon mukaan. Laitoksen kokonaishyö- tysuhde oltava 70%

4.1.3 Teknis-taloudellinen biokaasupotentiaali Suomessa

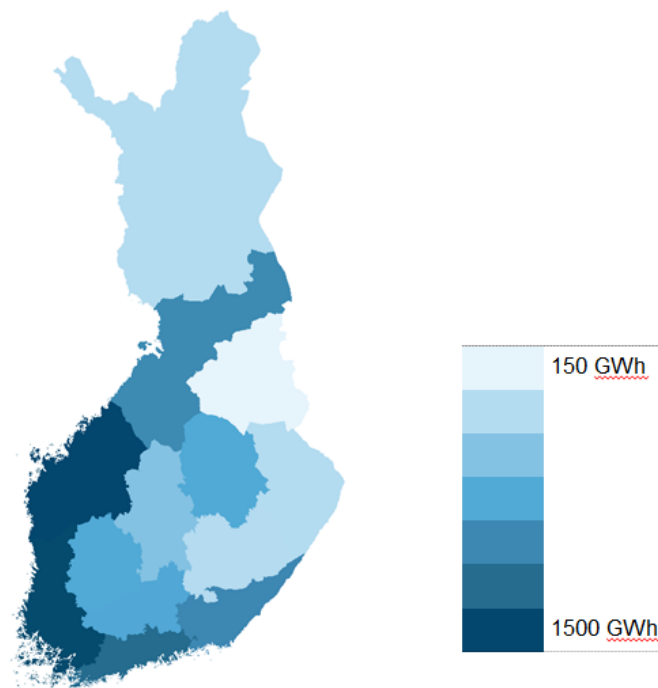
Biokaasun tuotantoa olisi Suomessa mahdollista lisätä merkittävästi nykyisestä. Jätteiden ja jätevesien hyödyntämisen lisäksi biokaasua voidaan tehdä esimerkiksi tarkoitusta varten kasvatettavasta nurmesta tai oljesta. Yleisimmin käytetyn ja yksityiskohtaisen arvion biokaasun tuotantopotentiaalista Suomessa on tehnyt Tähti ja Rintala (2010). Arvion mukaan biokaasun teoreettinen energiapotentiaali Suomessa on 24,4 TWh, josta metaanin osuus on 23,2 TWh. Hyödynnettäväksi, eli teknistaloudelliseksi potentiaaliksi arvioitiin 9,2 TWh. Suomessa suurin potentiaali löytyy peltobiomassasta. On arvioitu, että Suomessa voitaisiin peltobiomassasta tuottaa metaania noin 20–40 MWh per hehtaari. (Suomen biokaasuyhdistys 2015) Alla olevassa kuvassa on esitetty biokaasupotentiaalin jakautuminen biomassajakeitain. Tällä hetkellä porttimaksujen piirissä olevat eroteltu kuvassa punaisilla väreillä ja ne edustavat yhteensä noin 14 % (1,3 TWh) koko potentiaalista.

Kuva 4-7 Biokaasun tuotantopotentiaali jakeittain (Tähti & Rintala 2010)



Kuvassa 4-6 on esitetty biokaasun raaka-aine potentiaalin jakautuminen Suomessa alueittain, aluejakona on käytetty alueellisia ympäristökeskuksia, jotka on nykyään korvattu ELY keskuksilla (Tähti ja Rinta 2010). Raaka-ainepotentiaali keskittyy pääsääntöisesti alueille joissa on paljon maataloutta, koska pääosa biokaasun raaka-ainepotentiaalista on maatalouslähtöistä. Etelä-Suomessa biokaasun tuotantopotentiaalia löytyy etenkin yhteiskuntajätettä, mukaan lukien bio- ja kaatopaikkajäte sekä jätevesilietteet. Kaakkois-Suomessa puolestaan potentiaalia on etenkin paperi- ja metsäteollisuuden jäteliemissä. Taulukko 4-2 esittää biokaasupotentiaalin jakautumisen alueittain ja jakeittain.

Kuva 4-8 Biokaasun tuotantopotentiaali maakunnittain (Tähti & Rintala, 2010)



Taulukko 4-2 Biokaasupotentiaalin jakautuminen alueittain ja jakeittain (Tähti & Rintala, 2010)

GWh	Biojäte	Jätevesiliete	Elintarviketeollisuus	Metsäteollisuus	Lanta	Pelto-biomassat	Kaato-paikat	Muut	Yhteensä
Etelä-Savo	5	2	1	30	57	228	3	1	327
Pirkanmaa	16	17	9	74	83	436	35	1	671
Lounais-Suomi	12	23	9	59	268	884	19	68	1342
Kaakoi-Suomi	18	15	3	207	60	386	18	1	708
Häme	10	22	6	15	81	438	19	13	604
Länsi-Suomi	20	10	41	44	345	1033	4	4	1501
Pohjois-Karjala	10	5	1	15	64	278	11	0	384
Pohjois-Savo	8	10	5	0	127	460	14	0	624
Uusimaa	68	80	5	30	37	463	329	7	1019
Kainuu	6	4	0	15	24	120	3	0	172
Pohjois-Pohjanmaa	8	9	2	30	144	614	33	0	840
Lappi	4	17	3	44	36	163	9	0	276
Keski-Suomi	15	9	9	74	60	304	17	0	488

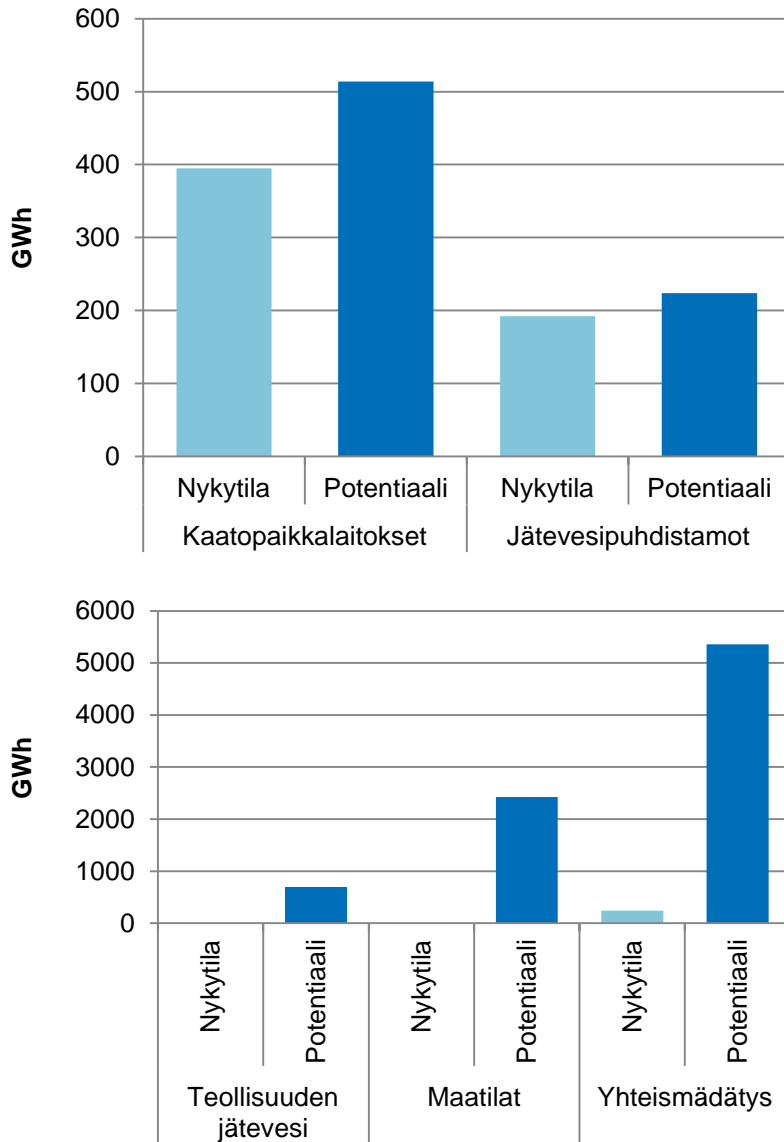
4.1.4 Biokaasun potentiaali suhteessa nykytilanteeseen

Biokaasun potentiaali on merkittävästi suurempi kuin biokaasun nykyinen käyttö Suomessa. Eri biokaasulähteet eroavat kuitenkin kustannuksiltaan ja hankkeiden toteutettavuuden kannalta hyvin merkittävästi toisistaan, joten potentiaalia tarkasteltaessa on tärkeää erotella min-kä tyyppisistä lähteistä potentiaali koostuu.

Kuvassa 4-9 on esitetty nykyisen biokaasun tuotannon jakauma eri tuotantolaitostyypeittäin ja kokonaispotentiaalia on kyseisellä laitostyyppillä aikaisemmin esitetyn selvityksen mukaan. Kuvissa on huomioitavaa, että alemman kuvan skaala on kymmenkertainen ylempään verrattuna. Maatilojen potentiaaliksi on arvioitu pääsääntöisesti lanta ja yhteismädätyslaitosten potentiaaliksi biojätteet, peltobiomassat ja muut. Todellisuudessa tuotantotyyppien potentiaaleissa on huomattavaa päällekkäisyyttä (esim. lantaa voidaan hyödyntää myös yhteismädä-

tyslaitoksilla) mutta jaottelu antaa kuvan olemassa olevasta kokonaispotentiaalista suhteessa nykytuotantoon.

Kuva 4-9 Nykyinen tuotanto verrattuna kokonaispotentiaaliin



Suurin biokaasun tuotannon lisäyspotentiaali on mautiloilla ja yhteismädätyslaitoksilla. Yhteismädätyslaitosten suuri potentiaali johtuu siitä, että biokaasun raaka-aineena voidaan käyttää useita erilaisia jakeita. Tuotantopotentiaalit ovatkin näissä päällekkäisiä siinä mielessä, että yhteismädätyslaitoksilla on mahdollista käyttää myös esimerkiksi mautilojen tuottamaa raaka-ainetta. Mautilojen raaka-ainepotentiaaliksi on laskettu kaikki mautilojen normaalin toiminnan tuottama raaka-aine, kuten lietelanta.

Paperi ja metsäteollisuudessa on myös huomattava määrä biokaasun tuotantopotentiaalia. Nykyinen tuotanto vastaa vain alle prosenttia koko potentiaalista. Jätevesien ja kaatopaikkojen osalta biokaasun tuotantopotentiaali on jo hyvin hyödynnetty, sillä koko potentiaalista on hyödynnetty noin 70 % ja 60 %. Kaatopaikkalaitosten potentiaali on selvityksen tekoherkestä laskenut tehokkaamman biojätteen käsittelyn myötä ja on todennäköistä että se biojätteen kaatopaikkakiellon vuoksi laskee pitkällä aikavälillä lähes nollaan.

4.2 Biokaasulaitosten kannattavuus

Taloudellisen potentiaalin arvioimiseksi biokaasulaitosten kannattavuutta selvitettiin case-tarkasteluilla. Biokaasun tuotannon ja hyödyntämisen kannattavuus vaihtelee merkittävästi riippuen erityisesti biokaasun lähteestä ja hyödyntämistavasta. Kannattavuustarkastelu tehtiin neljälle eri esimerkkilaitokselle: kahdelle maatilalaitokselle ja kahden eri kokoluokan yhteismädätyslaitokselle. Esimerkkilaitoksille laskettiin taloudellinen kannattavuus olettamalla että biokaasun tuotanto hyödynnetään joko lämmön tuotannossa, CHP-tuotannossa, tai liikennekaasun tuotannossa. Todellisuudessa etenkin liikennebiokaasulaitokset tuottavat harvoin biokaasua pelkästään liikennekäyttöön, vaan biokaasulla tuotetaan samalla myös lämpöä tai sähköä. Yksinkertaistetun tarkastelun avulla tavoitteena on selvittää eri vaihtoehtojen kannattavuuksia sekä kannattavuuksien ajureita. Lisäksi tarkastellaan Luonnonvarakeskuksen tekemää selvitystä biokaasutuotannon kannattavuudesta suurella maatilalla.

Taulukko 4-3 Kannattavuuslaskelmien taustaoletukset

Muuttuja	Oletettu kehitys
Sähkön hinta	Nouseva 2030 asti
Liikennebiokaasun myyntihinta	70 EUR/MWh, nousee 30% 2030 mennessä
Lämmön hinta	49 EUR/MWh, nousee 30% 2030 mennessä
Investointikustannukset	Vuoden 2016 investointikustannukset, kustannusten ei odoteta laskevan merkittävästi
Käyttö- ja kunnossapitokustannukset	2 % investointikustannuksista
Tukitaso	Laskelmat tehty ilman investointitukea
Investoinnin pitoaika	20 vuotta

4.2.1 Biokaasulaitosinvestointi – Sikala ja nautatila

Maatilojen biokaasulaitosinvestoinnit perustuvat tyypillisesti lietalan hyödyntämiseen energialähteenä. Sika- ja nautatilat soveltuvat hyvin pienimuotoiseen biokaasutuotantoon, ja tuotettu energia voidaan hyödyntää tilalla. Kannattavuustarkastelut sika- ja nautatiloille on esitetty taulukoissa 4-4 ja 4-5. Maatilojen biokaasulaitosten investointikustannukset on arvioitu luonnonvarakeskuksen ylläpitämän biokaasulaskurin avulla. Biokaasulaskurin antamia kustannuksia on vertailtu muihin lähteisiin ja Pöyryn tiedossa oleviin toteutuneisiin laitoksiin, ja laskurin investointikustannusten on arvioitu olevan lähellä näiden kustannuksia. Biokaasulaitoksen kapasiteetti on mitoitettu esimerkeissä raaka-aineen saatavuuden mukaan siten että kaikki raaka-aine käsitellään biokaasuksi. Sähkön tuotannon on oletettu korvaavan ostosähkön käyttöä tuoden säästöä pistorasiahinnan verran ja mahdollinen ylijäämä sähkö on oletettu myytävän verkkoon. Mahdollisen ylijäämä lämmön on oletettu olevan arvotonta, sillä lämmön siirtoon tuskin kannattaa rakentaa siirtoputkia lähistön muihin kohteisiin maaseudulla.

Taulukko 4-4 Biokaasulaitosinvestoinnin kannattavuus sikatilalla ilman tukia

Lähdeaine: Lietelanta	Energiatuotanto	Oma sähkön kulutus	Oma lämmön kulutus
2350 t/a	268 MWh	170 MWh	225 MWh
	Lämmöntuotanto	CHP-tuotanto	Liikennekäyttö
Investointikustannus	205 kEUR	235 kEUR	324 kEUR
IRR	-5.40 %	1.45 %	-6.61 %

Taulukko 4-5 Biokaasulaitosinvestoinnin kannattavuus nautatilalla ilman tukia

Lähdeaine: Lietelanta	Energiatuotanto	Oma sähkön kulutus	Oma lämmön kulutus
2140 t/a	541 MWh	140 MWh	60 MWh
	Lämmöntuotanto	CHP-tuotanto	Liikennekäyttö
Investointikustannus	261 kEUR	290 kEUR	654 kEUR
IRR	N/A*	0.83 %	-7.46 %

* Tulot eivät riitä kattamaan kustannuksia

Kannattavuustarkasteluiden perusteella kannattavin käyttökohde biokaasulle on molemmissa esimerkeissä CHP-tuotanto. CHP-tuotannon kannattavuuden ajurina on pitkälti ostosähkön korvaaminen omalla sähkön tuotannolla, jolloin tuottaja säästää myös sähkön siirtohinnan ja veron. Johtuen lämmön matalammasta hinnasta suhteessa ostosähköön, ei pelkkä lämmöntuotanto ole kannattavaa näissä esimerkitapauksissa. Liikennebiokaasun hinta ei myöskään ole riittävän korkea kattamaan suurempia investointikustannuksia (liikennebiokaasun tuotanto vaatii biokaasun puhdistamista sekä paineistusta, mikä nostaa investointikustannuksia). Lisäksi ostosähkön hinta on suurempi kuin liikennebiokaasun arvo.

Sikatilalla suurempi kannattavuus johtuu erilaisesta energiankulutusprofiilista ja omasta energian tarpeesta. Sikatilalla on suurempi energian kulutus johtuen mm. eläinten tilojen lämmitystarpeesta ja sikatilalla lämmitystarve on ympärivuotista toisin kuin nautatilalla.

Kummassakaan tapauksessa investointi ei ilman erillisiä tukia ole kannattava missään tilanteessa. Nautatilan tapauksessa kannattavuutta on mahdollista kasvattaa hieman mitoittamalla biokaasulaitos oman sähkökäytön mukaan. Investointituella on suuri vaikutus kannattavuuteen, esimerkiksi 35 %:n investointituki nostaa kannattavuutta molemmissa tilanteissa noin 4 %-yksikköä, jolloin CHP-hankkeista tulee kannattavia. Vastaavasti myös sähkön hinnalla on suuri vaikutus kannattavuuteen. Tarkasteluissa on oletettu sähkön hinnan kohoavan merkittävästi 2020-luvulla. Sähkön hinnan pysyminen nykytasolla laskisi kannattavuutta noin 4 %-yksikköä, jolloin tukea tarvittaisiin enemmän hankkeiden kannattavuuden varmistamiseksi.

4.2.2 Biokaasulaitosinvestointi – iso maitotila

Luonnonvarakeskus (Luke) selvitti usean maatilan yhteistä biokaasulaitosinvestoinnin kannattavuutta takaisinmaksuajan avulla, selvityksessä laskettuja takaisinmaksuaikoja on esitetty alla olevassa taulukossa. Selvityksen mukaan investointi on vaikea saada kannattavaksi il-

man investointitukea, vain lämmön tuotanto ja liikennekaasuksi puhdistamisvaihtoehdossa takaisinmaksuaika oli kymmenen vuoden luokkaa. 35 % investointituella takaisinmaksuaika laski kannattavimmalla vaihtoehdolla seitsemään vuoteen.

Taulukko 4-6 Biokaasulaitosinvestoinnin takaisinmaksuaika isolla maitotilalla (Luke 2015)

Lähdeaine: Pääsääntöisesti lietelantaa, myös sontaa, kuivajaetta sekä rehua	Energiatuotanto		
9600 t/a	2103 MWh		
	CHP + liikenne	Lämpö + liikenne	CHP
Investointi- kustannus	799 kEUR	761 kEUR	584 kEUR
Takaisinmaksuaika	13.9 vuotta	10.4 vuotta	14.7 vuotta

4.2.3 Pienikokoinen yhteismädätyslaitos

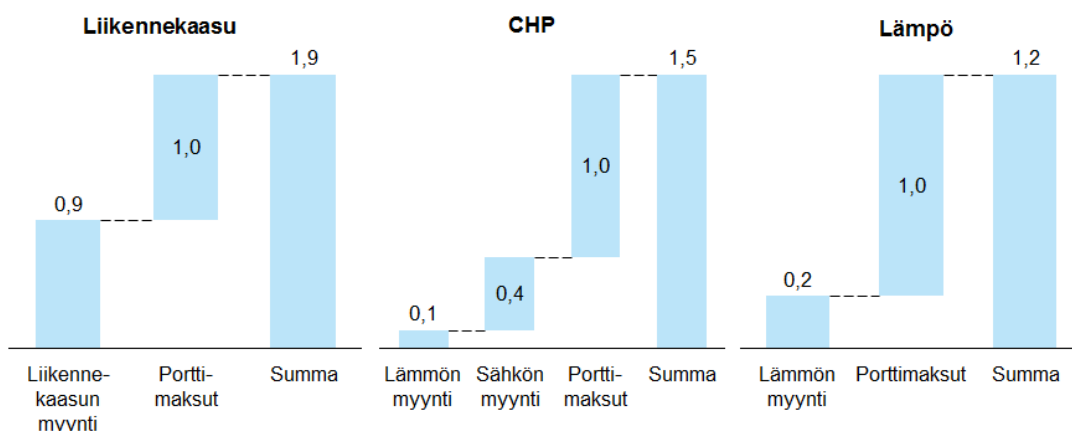
Yhteismädätyslaitokset toimivat usein jätteiden käsittelijöinä energiatuotannon lisäksi. Jätteiden vastaanottamisesta saadaan porttimaksuja jotka toimivat tärkeänä tulonlähteenä. Kannattavuuslaskelma tehtiin kahdelle esimerkkilaitokselle, pieni- ja suurikokoiselle yhteismädätyslaitokselle, joiden molempien oletettiin hyödyntävän pääsääntöisesti biojätteitä biokaasun tuotantoon. Pienempikokoisen esimerkkilaitoksen kannattavuuslaskelman oletukset on esitetty alla olevassa taulukossa 4-7.

Taulukko 4-7 Pienikokoisen yhteismädätyslaitoksen kannattavuuslaskelman oletukset

Ominaisuudet	Käsittelyjake	20,000 t/a mm. biojätettä		
	Tuotanto	17 GWh/a		
Tulot	Porttimaksut (EUR/t)	50		
	Myydyn lämmön hinta (EUR/MWh)	30, 70 % saadaan myytyä		
Capex	Lämpö (MEUR)	5,2		
	CHP (MEUR)	5,5		
	Liikennekaasu (MEUR)	6,5		
Opex		Lämpö	CHP	Liikennekaasu
	Käyttö (EUR/t)	15	15	20
	Huolto	5 %	5 %	5 % + 2 %
	Polttoaineen jälkikäsittely (EUR/t)	10	10	10
	Oma lämmön kulutus	20 %	20 %	20 %
	Oma sähkön kulutus	10 %	10 %	15 %

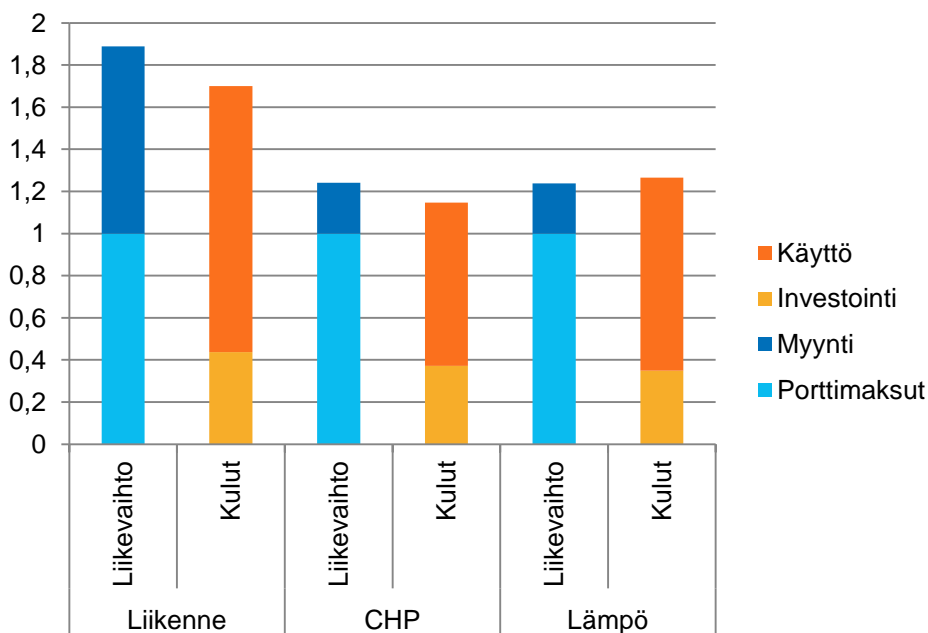
Yhteismädätyslaitosten liikevaihto muodostuu energiasta (sähkö ja lämpö, liikennepolttoaine) ja bioperäisten jätteiden käsittelyn maksuista, eli ns. porttimaksuista. Näiden tulolähteiden vaikutus esimerkkinä tarkastellulle laitokselle liikennekaasutuotannossa ja CHP-tuotannossa on esitetty kuvassa 4-10. Porttimaksut edustavat hyvin suurta osuutta biokaasutuotannon liikevaihdosta: liikennekaasun tuotannossa 45 % – 50 % ja CHP tuotannossa 70 % – 80 % liikevaihdosta. Esimerkkilaitokselle tulot liikennekaasun myynnistä olisivat noin 0,9 M€ ja porttimaksuista 1 M€ jolloin yhteensä tulot olisivat 1,9 M€, kun taas CHP-laitokselle lämmön ja sähkön myynnistä muodostuisi molemmista noin 0,5 M€ tulot. Porttimaksujen ollessa 1 miljoonaa euroa, jäävät kokonaistulot 1,5 M€-tasolle CHP-tuotannossa.

Kuva 4-10 Pienikokoisen yhteismädätyslaitoksen biokaasutuotannon tulojen muodostuminen (milj. euroa, 2017)



Kuvassa 4-11 on esitetty vuotuiset tulot (energian myynti ja porttimaksut) suhteessa kuluihin ja annualisoituihin investointikustannuksiin (laskentakorko 3 %). Kuvasta tulee esiin porttimaksujen tärkeys biokaasulaitoksen toiminnalle: ilman porttimaksuista muodostuvia tuloja ei esimerkiksi laitos selviäisi edes vuotuisista kuluista. Tarkastelu myös osoittaa, että käyttökulut ovat selvästi investointikuluja suuremmat. Lämmöntuotantovaihtoehdossa energian myynti ja porttimaksut ovat yhtä suuret kuin käyttö- ja investointikulut.

Kuva 4-11 Pienikokoisen yhteismädätyslaitoksen tulot ja menot käyttökohteittain (milj. euroa, 2017, laskentakorko 3%)



Perustuen esimerkkilaitoksen arvioituihin kuluihin ja tuottoihin, on investoinnin kannattavuutta tarkasteltu laskemalla sisäinen korkokanta (IRR) investoinnille. Perustarkastelussa oletetaan, että sähkön myynnistä saatavat tulot nousevat sähkön hinnan noustessa, ja myös lämmön

hinta ja liikennekaasu myynnistä saatavat tulot nousevat fossiilisten polttoaineiden hintojen noustessa (kts liite 1).

IRR-tarkastelu osoittaa, että liikennekaasun tuotanto on ilman tukea jo lähes kannattavaa (pitäen kannattavuuden rajana 8 % IRR) ja tuettuna kaikki vaihtoehdot ovat suhteellisen kannattavia. Esimerkkilaitoksen IRR eri tukivaihtoehdoissa on esitetty taulukossa 4-8. Liikennekaasun osalta on tarkasteltu ainoastaan investointitukea, CHP-tuotannon osalta myös syöttötariffi on mahdollinen, joten sitä on tarkasteltu erikseen. Lisäksi on tarkasteltu tilannetta, jossa energian hinnat eivät kohoaisi tässä työssä käytettyjen perusolelutusten mukaisesti, vaan pysyisivät nykytasolla. Tässä tilanteessa kannattavuus ilman tukia olisi hyvin heikko. Erityisesti CHP-vaihtoehdon osalta tämä tarkastelu kuvaa hyvin tällä hetkellä tehtäviä investointipäätöksiä: sähkön hintakehityksen ollessa hyvin epävarmaa ei päätöksiä voida perustaa oletuksiin nousevista hinnoista.

Tarkastelut on tehty idealisoidusti, eli esim. tuotettu liikennekaasu on oletettu kuluvan kokonaan, vaikka todellisuudessa vähäisen kysynnän vuoksi tämän kaltaisia myyntimääriä on vaikea saavuttaa. Esimerkkilaitoksen liikennekaasun tuotanto on 17 GWh/a kun koko Suomen biokaasun kulutus vuonna 2015 oli 23 GWh. Myös kaiken lämmön oletettiin myydyksi kun todellisuudessa jos biokaasulaitos ei sijaitse kaukolämpöverkon alueella voi helposti syntyä liiallista lämmöntuotantoa jota ei voida hyödyntää. Ylimääräinen lämmöntuotanto on myös haasteellinen CHP-laitoksille, sillä korotetun syöttötariffin saaminen edellyttää 75 % kokonaishyötysuhdetta mikä ei välttämättä toteudu näissä tilanteissa.

Taulukko 4-8 Pienikokoisen yhteismädätyslaitoksen kannattavuus (IRR) erilaisilla tukitasoilla ja hintaoletuksilla

	Perustilanne	Investointituki (20%)	Syöttötariffi (123 €/MWh)	Nykyinen hintataso säilyy
Liikennekaasu	8.7%	13 %		7.3%
CHP	7.6%	16.8%	13.7%	5.3%
Lämpö	2%	11%		2%

4.2.4 Suurikokoinen yhteismädätyslaitos

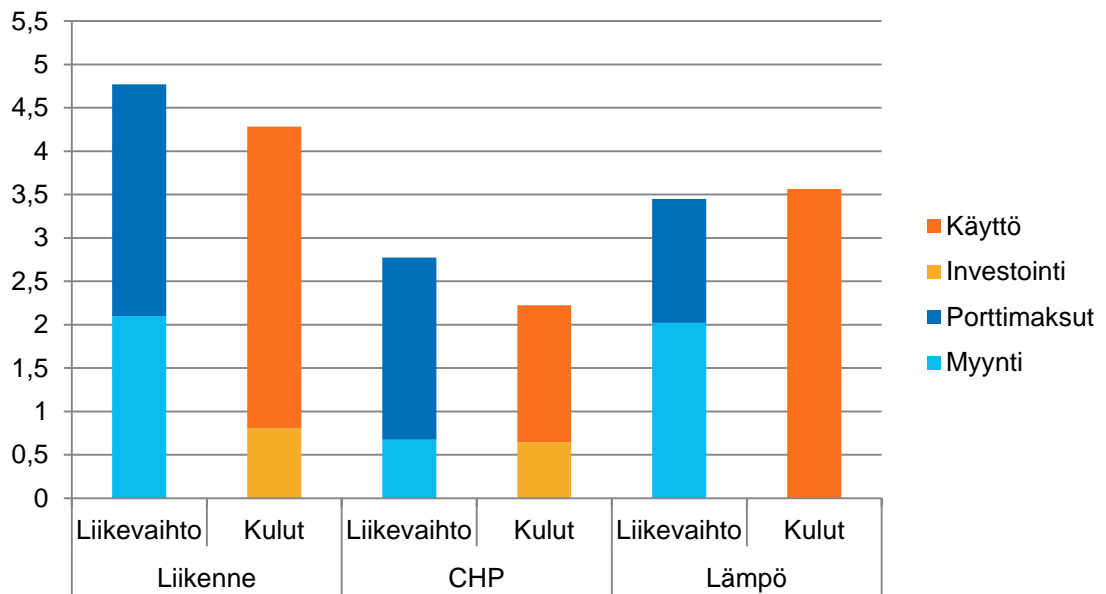
Suurikokoisen esimerkkiyhteismädätyslaitoksen kannattavuuslaskelman oletukset on esitetty alla olevassa taulukossa 4-9.

Taulukko 4-9 Suurikokoisen yhteismädätyslaitoksen kannattavuuslaskelman oletukset

Ominaisuudet	Käsittelyjäte	60,000 t/a mm. biojätettä
	Tuotanto	50 GWh/a
Tulot	Porttimaksut (EUR/t)	35
	Myydyn lämmön hinta (EUR/MWh)	30, 70 % saadaan myytyä
Capex	Lämpö (MEUR)	8,4
	CHP (MEUR)	9,6
	Liikennekaasu (MEUR)	12
Opex	Samat kuin yllä olevassa esimerkissä	

Suurikokoisen yhteismädätyslaitoksen kohdalla porttimaksujen oletettiin olevan pienempiä kuin aikaisemman esimerkkilaitoksen kohdalla, sillä sen oletettiin kasvattavan kilpailua porttimaksullisista lähdeaineista ja siten laskevan hintoja. Tästä huolimatta ne muodostavat valtaosan laitoksen tuloista, eikä laitos ole ilman niitä kannattava. Kuvassa 4-12 on esitetty suurikokoisen yhteismädätyslaitoksen tulojen ja menojen muodostuminen.

Kuva 4-12 Suurikokoisen yhteismädätyslaitoksen tulot ja menot käyttökohteittain (milj. euroa, 2017, laskentakorko 3%)



Taulukossa 4-10 on esitetty suurikokoisen biokaasulaitoksen kannattavuudet. Suuremman kokoluokan laitos on kaikissa tilanteissa kannattavampi kuin edellisen esimerkin pienempi biokaasulaitos, mikä johtuu pitkälti pienemmistä ominaisinvestointikustannuksista. Itse kaasuntuotannon investointikustannukset kasvavat verraten vähän laitoksen koon mukana, jolloin investointikustannukset per tuotettu yksikkö laskevat huomattavasti. Suurikokoisella biokaasulaitoksella voi toisaalta olla vaikeampaa varmistaa riittävä kysyntä liikennekaasun ja lämmön osalta.

Taulukko 4-10 Suurikokoisen yhteismädätyslaitoksen kannattavuus (IRR) erilaisilla tukitasoilla ja hintaoletuksilla

	Perustilanne	Investointituki (20%)	Syöttötariffi (123 €/MWh)	Nykyinen hintataso säilyy
Liikennekaasu	10.9%	15.3 %		8.4 %
CHP	13.7%	18.7 %	24 %	10.9 %
Lämpö	3%	5%		2 %

Molemmissa yhteismädätyslaitos esimerkeissä biokaasulaitosten kannattavuus riippui pitkälti porttimaksuista. Tarkasteluissa on oletettu, että kaikki biokaasun raaka-aine on porttimaksullista, mikä ei aina ole tilanne varsinkaan suurempien yhteismädätyslaitosten osalta. Pienetkin muutokset porttimaksuissa vaikuttavat rajusti laitoksen kannattavuuteen, esimerkiksi pienempikokoisessa biokaasulaitoksessa 20 % lasku porttimaksuissa laskee IRR:ää 4-5 %-yksikköä.

4.3 Biokaasutuotannon yleistyminen

Maatilakokoluokissa biokaasulaitosten kannattavuuden ajurina on pitkälti ostoenergian korvaaminen omalla tuotannolla. Nykyisillä investointikustannuksilla biokaasulaitokset eivät kuitenkaan ole maatilakokoluokissa kannattavia ilman tukia ja tukienkin kanssa kannattavia lähinnä suurissa maatioissa tai maatilakollektiiveissa. Suomessa maatilat ovat keskimäärin kuitenkin suhteellisen pieniä ja maatilakollektiivien biokaasulaitoksien rakentamisen hidasteena on se, että tuotettua sähköä voi hyödyntää oman tuotannon korvaamiseen korkeintaan yhdellä tilalla.

Suurempien yhteismädätyslaitosten kannattavuus tulee pitkälti porttimaksuista, mikä myös asettaa rajoituksen biokaasutuotannon kasvulle. Esimerkkilaskelmissa porttimaksut muodostivat huomattavan osan biokaasulaitosten tuloista ja ilman niitä laitokset eivät ole kannattavia. Tämä asettaa luonnollisen rajan tuotannon kannattavalle kasvulle, sillä porttimaksullisen jakkeen loputtua, tai porttimaksujen hinnan pudottua, ei ole kannattavaa rakentaa lisää biokaasulaitoksia. Arvion mukaan biojätteen kaatopaikkakiellon mukana yhteiskunnan biojätteistä sekä elintarviketeollisuuden jätteistä tulisi lisää noin 560 – 860 GWh porttimaksullista potentiaalia (Tähti & Rintala, 2010), joten kokonaistuotanto voisi kasvaa nykyisestä 840 GWh:sta noin 65 % – 100 %.

Tilastojen mukaan Suomessa biokaasutuotanto ei ole juurikaan kasvanut vuodesta 2005 ja huomattavan kasvun yhteismädätyslaitosten tuotannossa on kompensoinut kaatopaikkabiokaasun laskeva tuotanto, mikä viittaa siihen että aikaisemmin kaatopaikoille mennyttä biojätettä käsitellään nykyään erikseen yhteismädätyslaitoksilla, mikä johtunee biojätteen kaatopaikkakiellosta. Ruotsissa biojätteiden kaatopaikkakielto astui voimaan jo 2005 ja siellä tapahtui samankaltainen ilmiö: kaatopaikkojen kaasuntuotanto laski samanaikaisesti kuin biojätteistä saatava tuotanto kasvoi. Pidemmällä aikavälillä tuotannon summa kuitenkin kääntyi kasvuun.

Liikennebiokaasua voidaan tuottaa kannattavasti nykyiset tuet huomioiden, mutta tuotannon rajoitteena on käyttökohteiden puute, sillä Suomessa on vain vähän kaasuautoja. Liikennebiokaasun käyttö oli 23 GWh vuonna 2015, kun esimerkiksi pienempikokoisen esimerkkiyhteismädätyslaitoksenlaitoksen liikennekaasuntuotantomäärä voi olla 16 GWh vuodessa. Energia- ja ilmastostrategian perusskenaarion mukaisella kaasuautojen määrällä kaasuautojen kulutus Suomessa olisi 212 GWh vuonna 2030, eli nykyinen tuotanto vastaa jo noin 11 % tästä määrästä. Henkilöautoliikenteessä erityisesti sähköautot valtaavat alaa, mutta biokaasullakin on merkittävä potentiaali erityisesti raskaassa liikenteessä. Liikennebiokaasun tarve jäänee kuitenkin joidenkin satojen GWh:n tasolle, vaikka biokaasuautojen määrä kasvaisikin merkittävästi, ellei biokaasun liikennekäyttöä tueta.

CHP-tuotanto biokaasusta voi olla kannattavaa etenkin suurikokoisissa yhteismädätyslaitoksissa ja tuettuna kannattavaa myös pienempikokoisissa yhteismädätyslaitoksissa. CHP-laitosten kohdalla porttimaksuista saatava tulovirta kuitenkin korostuu entisestään suhteessa liikennekaasun tuotantoon. CHP-laitoksissa ongelmaksi voi myös nousta tuotetun lämmön käyttö: yhteismädätyslaitokset eivät välttämättä sijaitse kaukolämpöverkkojen alueella, joten lämmön tarve saattaa olla pienempi kuin tuotanto. Tämä puolestaan tekee nykyisen syöttötärfijärjestelmän hyödyntämisestä ongelmallista, sillä vähäisellä lämmön hyödyntämisellä laitos ei välttämättä pääse korotetun syöttötariffin vaatimaan 75 % kokonaishyötysuhteeseen.

4.4 Biokaasu osana kiertotaloutta

Biokaasun hyödyntämisen ajurina ei toimi ainoastaan energian tuotanto, vaan myös jätteiden hyödyntäminen ja ravinteiden kierrättäminen. Biokaasu onkin keskeisessä osassa kiertotalouden arvoketjussa, sillä se on yhtä aikaa ratkaisu sekä jätteiden käsittelyyn että energian hankintaan. Kiertotalouden jätehierarkian mukaisesti esim. kaatopaikkasijoitus on viimeinen vaihtoehto, jota pyritään välttämään EU:n kiertotalouspaketin² mukaisilla yhä kiristyvillä jätteitä koskevilla lainsäädäntöehdotuksilla. Kiertotalouden keskiössä oleva materiaalivirtojen tehokas hallinta kierrätyksen edistämiseksi voi mm. olla sivuvirtojen ja jätteiden energiasisällön hyödyntämistä tai ravinteiden hyötykäyttöä.

Jätteiden uudelleen käsittelyvaihtoehtoja voivat olla mm. biokaasutus, jätteiden poltto, kaasutus tai kompostointi. Etenkin yhdyskuntien tuottama biojäte voi olla hyvinkin merkää, mikä aiheuttaa biojätteelle alhaisen lämpöarvon. Biokaasuprosessissa biojätteen energiantuotto voi tästä syystä olla huomattavasti korkeampi verrattuna jätteenpolttoon. Biokaasutuksen etu esim. bio- ja sekajätteiden polttoon nähden on ravinteiden talteenotto. Biojätteitä poltettaessa menetetään usein mm. typpi, sekapoltoissa esim. kalium ja muut ravinteet päätyvät tuhkaan, joka sisältää usein raskasmetalleja ja on näin huonosti hyödynnettävissä. Biokaasuprosessissa talteenkerätyt ravinteet sijaitsevat prosessin aikana syntyvässä mädätysjäännöksessä, jota on mahdollista hyödyntää mm. lannoitteena elintarvikkeiden raaka-aineiden viljelyssä tai maanparannusaineena. Mädätysjäännöksestä on mahdollista prosessoida lisäksi korkeamman jalostusasteen lannoitevalmisteita. Energiakasveja, viljelyn jätteitä ja tähteitä on mahdollista käyttää myös biokaasutuksen raaka-aineena. Biokaasun etuna kompostointiin verrattuna kierrätettäessä ravinteita on se, että kompostointi kuluttaa energiaa, biokaasutus ei.

Biokaasu voidaan myydä mm. kuluttajille, kaupalle ja elintarviketeollisuuden käyttöön. Kuluttajat voivat osaltaan vahvistaa kiertotaloutta ja biokaasun tuotantoa mm. valitsemalla biokaasulla tuotettuja tuotteita. Usealla suomalaisella elintarviketuottajalla käytössä oleva Merkki paremmasta -biokaasumerkki takaa, että tuote on valmistettu suomalaisella biokaasulla. Teollisuuden, kaupan ja kuluttajien biojätteet voivat lopulta taas palata biokaasulaitokselle raaka-aineeksi.

Biokaasun tuotantoprosessi muodostuu käytettävän raaka-aineen esikäsittelystä, anaerobisesta hajoamisprosessista, biokaasun käsittelystä ja jatkojalostuksesta, mädätteen kuivauksesta ja jatkojalostuksesta, sekä rejektiveden käsittelystä ja jatkojalostuksesta. Biokaasuprosessin kokonaisuuden hyvä hallinta on tärkeää, sillä siten voidaan varmistaa, että lopputulokseksi on maksimaalinen kaasuntuotanto, korkealaatuinen lopputuote, sekä ravinteiden ja sivutuotteiden maksimaalinen hyödyntäminen. Ravinteiden lisäksi biokaasutuksen sivutuotteena syntyvää hiilidioksidia voidaan käyttää kasvihuoneiden lannoitteena. Hyvin hallitussa prosessissa käytettyjä raaka-aineita hyödynnetään mahdollisimman tehokkaasti ja loppu- sekä sivutuotteet kiertävät kiertotalouden hengen mukaisesti.

Biokaasun tuotanto on luonteva osa kiertotaloutta ja sen eri ulottuvuudet ovat läsnä kiertotalouden arvoketjun kaikissa oleellisissa vaiheissa tuotantoprosessista jätteiden uusiokäyttöön. Biokaasutuotannossa kiertävät jätteet, ravinteet, sekä raaka-aineet.

² Joulukuussa 2015 Euroopan komissio julkaisi niin sanotun kiertotalouspaketin (toimintasuunnitelma Kierto Kuntoon), jossa se esittelee keinoja kiertotalouden edistämiseksi EU-maissa. Suunnitelman tarkoituksena on edistää siirtymistä kohti taloutta, jossa tuotteiden, materiaalien ja resurssien arvo säilyy mahdollisimman kauan ja jossa jätteen syntyminen minimoidaan. Kiertotalouspaketti pureutuu kiertotalouden edistämiseen muutoksilla arvoketjun jokaisessa vaiheessa - tuote- ja tuotantoprosessin suunnittelussa, kulutuksessa, korjauksessa ja uudelleenvalmistuksessa, jätehuollossa ja jätteiden uusiokäytössä (palautus takaisin kierto).

5 HAJAUTETUN UUSIUTUVAN ENERGIA TUKI-TARVE JA VAIHTOEHDOT

5.1 Hajautetun sähköntuotannon tukijärjestelmät

Erityisesti aurinkosähkön kiinteistökohtaisessa tuotannossa on Suomessa merkittävä potenti-aali. Ostosähkön korvaaminen omalla tuotannolla tekee aurinkosähkön tuotannosta kannat-tavaa, sillä sähkön tukkuhinnan lisäksi pientuottaja säästää myös siirtomaksut ja verot. Inves-tointien kannattavuudesta johtuen tuotannon voidaan olettaa ilman ohjauskeinojakin kasva-van merkittävästi nykytasosta. Mikäli investoinnit tapahtuisivat samoilla kannattavuusvaati-muksilla kuin maalämpöpumppujen investoinnit ovat toteutuneet, voisi kiinteistöjen oma tuo-tantokapasiteetti kasvaa yhteensä noin 700 MW:iin vuoteen 2030 mennessä. Suuri osa pa-neeleistä asennettaisiin pientaloihin. Myös pienvesivoimassa on merkittävää teknistä potenti-aalia Suomessa, mutta taloudellisista ja ympäristösyistä hyödyntäminen voi olla pienempää. Lisäksi pientuulivoimaa voidaan hyödyntää joissakin kohteissa, joissa tuuliolosuhteet ovat erityisen suotuisat.

Hajautetun sähköntuotannon tukemiseksi on monissa maissa otettu käyttöön erilaisia tukime-kanismeja. Yleisimpiä näistä ovat sertifikaattijärjestelmät sekä syöttötariffijärjestelmät. Seu-raavassa on esitetty Isossa-Britanniassa ja Tanskassa käyttöön otettuja tukijärjestelmiä ja arvioitu niiden vaikutuksia. Tukijärjestelmien tarkastelu osoittaa, että hajautetun tuotannon taloudellisia tukijärjestelmiä voi olla hyvin haastavaa suunnitella, sillä tuki voi helposti tehdä omasta tuotannosta hyvin kannattavaa, jolloin tuotanto kasvaa nopeasti ja vaikutuksia on vaikea ennakoita. Taloudellisten tukijärjestelmien lisäksi tai sijaan hajautettua sähköntuotan-toa voidaan edistää erilaisilla ei-taloudellisilla tukijärjestelmillä, kuten neuvonnalla ja yleisen tietoisuuden lisäämisellä.

5.1.1 Pienimuotoisen sähköntuotannon syöttötariffi Isossa-Britanniassa

Hajautettua uusiutuvaa sähköntuotanto tuetaan Isossa-Britanniassa lähinnä syöttötariffijärjes-telmällä, mutta uusiutuvan energian tuki kokonaisuudessaan muodostuu neljästä eri meka-nismista:

Syöttötariffijärjestelmä

Syöttötariffijärjestelmä on otettu Isossa-Britanniassa käyttöön vuonna 2010, ja sen tarkoituk-sena on edistää erityisesti sähkön pientuotannon yleistymistä. Kaikki kapasiteetiltaan alle 5 megawatin tuotantolaitokset voivat hakeutua syöttötariffijärjestelmän piiriin. Järjestelmässä tariffin suuruus riippuu tuotantomuodosta sekä laitoksen koosta. Laitokset, joiden kapasiteetti on 50 kW – 5 MW, ovat voineet hakeutua joko syöttötariffijärjestelmän tai sertifikaattijärjes-telmän piiriin. (Ofgem 2016a) Käytännössä kiinteistökohtaiset aurinkosähköjärjestelmät ovat kokoluokaltaan sellaisia, että ne asettuvat syöttötariffijärjestelmän piiriin.

Sertifikaattijärjestelmä

Uusiutuvaa energiaa tuetaan Isossa-Britanniassa myös sertifikaattijärjestelmällä (Renewa-bles Obligation). Sertifikaattijärjestelmä otettiin käyttöön jo vuonna 2002 ja sen tavoitteena on

tukea teollisen kokoluokan (yli 5 MW) uusiutuvaa energiatuotantoa. Laitokset, joiden kapasiteetti on 50 kW – 5 MW, ovat voineet hakeutua joko syöttötariffijärjestelmän tai sertifiointijärjestelmän piiriin. Sertifiointijärjestelmä on sulkeutumassa maaliskuun 2017 päätteeksi, jonka jälkeen järjestelmään ei enää oteta uutta tuotantoa. (Ofgem 2016b)

Contracts for Difference

Contracts for Difference -mekanismissa uusiutuviin energiamuotoihin perustuvaa sähköntuotantoa tuetaan maksamalla tuottajalle sähkön markkinahinnan ja tuotetun uusiutuvan energian kustannusten välinen erotus. Sopimus tehdään tuottajan ja valtion omistaman Low Carbon Contracts Companyn (LCCC) välillä. Mikäli markkinahinta on uusiutuvan energiantuotannon kustannuksia suurempi, on tuottajan maksettava erotus LCCC:lle. Järjestelmän avulla tuottajat voivat suojautua tukkimarkkinoiden hintavaihtelulta, ja samanaikaisesti kuluttajat välttyvät maksamasta korkeita tukimaksuja silloin, kun sähkön hinta on korkea. Järjestelmä on ollut käytössä vuodesta 2014 alkaen ja maaliskusta 2017 Contracts for Difference on ainoa mekanismi, jolla tuetaan teollisen kokoluokan (yli 5 MW) uusiutuvaa sähköntuotantoa. Kokorajoituksen vuoksi suuretkaan kiinteistökohtaiset aurinkosähköjärjestelmät eivät kuulu Contracts of Difference -järjestelmään, vaan niitä tuetaan syöttötariffijärjestelmällä. (Department for Business, Energy & Industrial Strategy 2016a)

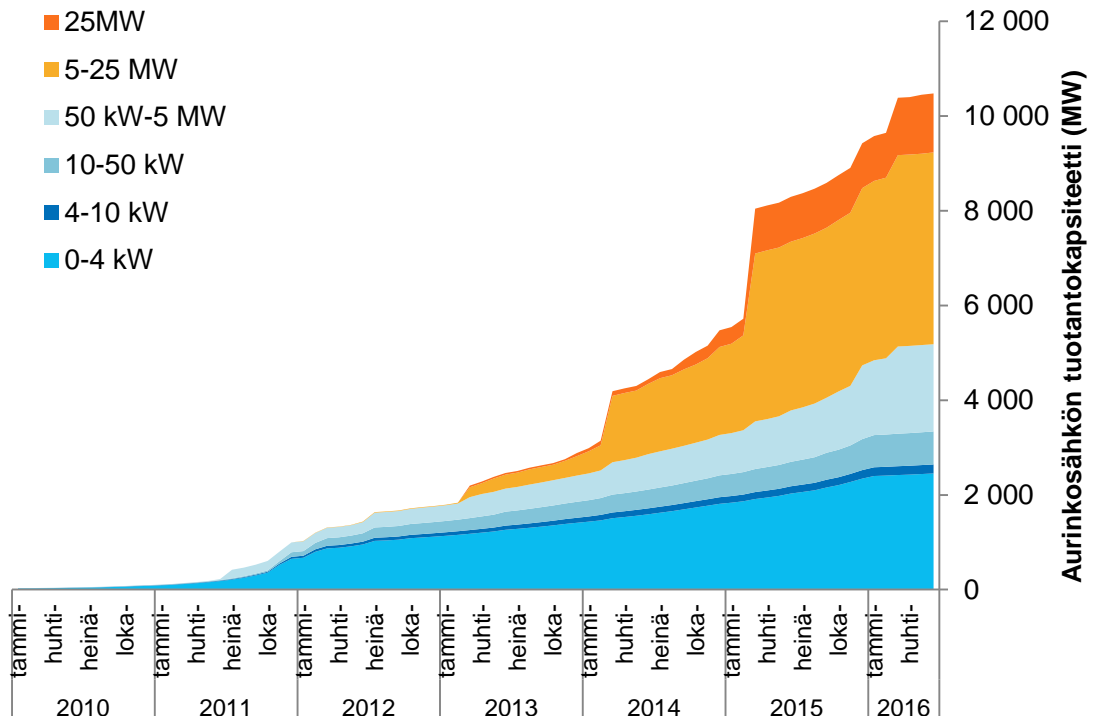
Verotus

Isossa-Britanniassa loppukäyttäjät maksavat erillistä ilmastonmuutosmaksua (Climate Change levy) käyttämästään sähköenergiasta. Tämän lisäksi hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi sähkön tuottajat maksavat fossiilisilla polttoaineilla tuotetusta sähköstä lisämaksua (Carbon Price Floor). Carbon Price Floorin suuruus on noin 3,70 - 6,20 €/MWh riippuen käytettävästä polttoaineesta Uusiutuviin energiamuotoihin perustuva sähköntuotanto on vapautettu Carbon Price Floor -maksusta.

Syöttötariffijärjestelmän vaikutus kotitalouksien aurinkosähkön tuotantoon Isossa-Britanniassa

Isossa-Britanniassa aurinkopaneelit ovat alkaneet yleistyä merkittävästi vuodesta 2011 lähtien, kuten kuvasta 5-1 voidaan nähdä. Kotitalouksien hankkimat aurinkosähköjärjestelmät näkyvät kuvassa erityisesti alle 4 kW:n järjestelmien yleistymisenä. Näitä järjestelmiä tuetaan syöttötariffijärjestelmällä. Syöttötariffijärjestelmän piiriin kuuluu kaikki uusiutuviin energialähteisiin perustuva sähköntuotanto, mutta tariffin suuruus riippuu energiamuodosta ja tuotantoyksikön kapasiteetista.

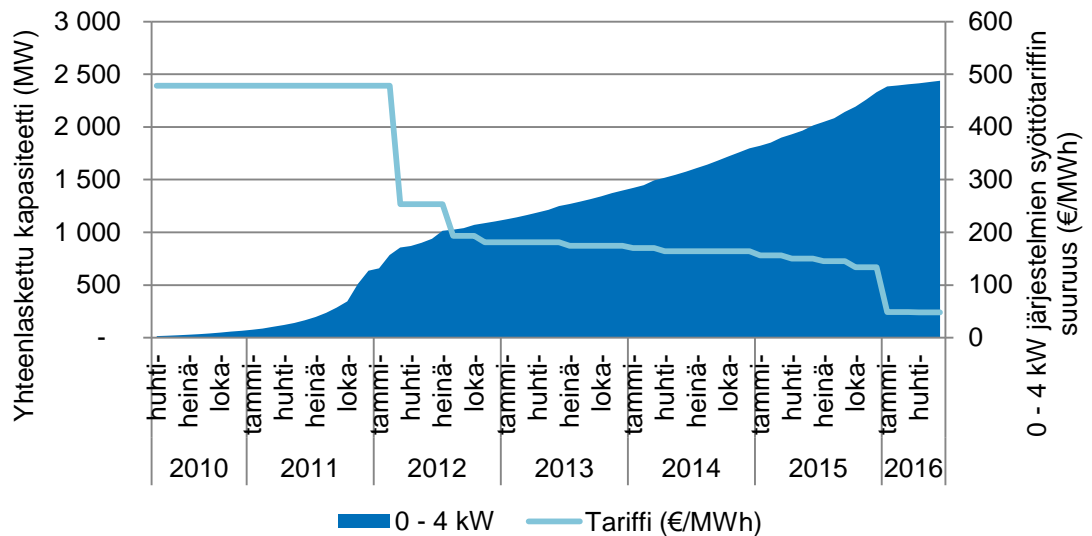
Kuva 5-1 Aurinkosähköjärjestelmät Isossa-Britanniassa kapasiteetin mukaan sisältäen myös syöttötariffijärjestelmän ulkopuolisen aurinkosähköntuotannon (Department of Business, Energy & Industrial Strategy 2016b)



Vuoden 2016 puolessa välissä alle 4 kW:n järjestelmien kumulatiivinen kapasiteetti oli noin 2 400 MW. Näiden järjestelmien yleistymisen sekä järjestelmille maksetun syöttötariffin suuruus on kuvattu kuvassa 5-2. Tuen alkuperäinen 480 €/MWh³-tariffitaso sai aikaan merkittävän kasvun kotitalouksien aurinkopaneelien yleistymisessä. Tällöin tukea luvattiin maksaa 25 vuodelle. Vuoden 2011 jälkeen tariffia päätettiin leikata merkittävästi: ensin tuki laskettiin 230 €/MWh-tasolle ja sen jälkeen edelleen 190 €/MWh-tasolle. Samalla tukiaika lyhennettiin 20 vuoteen. Nykyään tariffien suuruus asetetaan kolmeksi kuukaudeksi kerrallaan, ja taso on laskenut tasaisesti vuoden 2012 puolivälistä vuoden 2015 loppuun mennessä. Vuonna 2016 Isossa-Britanniassa tehtiin jälleen merkittävä muutos syöttötariffien suuruuteen ja nykyisellään tariffin suuruus on hieman alle 50 €/MWh, eli noin kymmenesosa alkuperäisestä vuoden 2010 tariffitasosta. Syöttötariffien leikkaukset ovat johtuneet pääasiassa siitä, että liian edulliset tariffit ovat johtaneet aurinkosähköjärjestelmien oletettua nopeampaan yleistymiseen ja sitä kautta syöttötariffijärjestelmän kustannusten oletettua nopeampaan nousuun. Syöttötariffijärjestelmän kustannukset koituvat lopulta kuluttajille, sillä järjestelmä rahoitetaan kuluttajilta sähkölaskun yhteydessä kerättävillä veroluontoisilla maksuilla. Tempoileva tukipolitiikka on puolestaan aiheuttanut haasteita aurinkosähköliiketoiminnassa toimiville yrityksille.

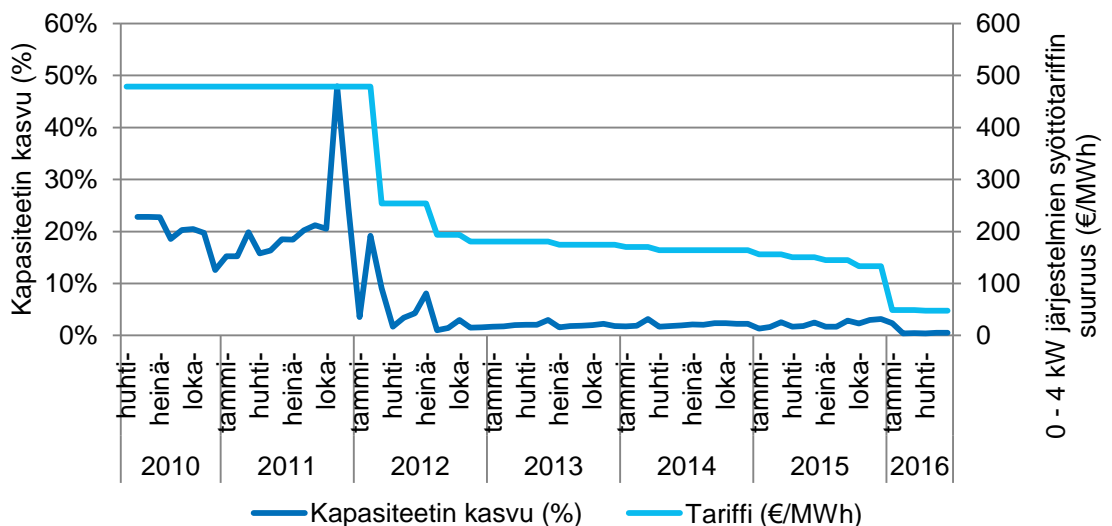
³ Tarkastelun yksinkertaistamiseksi euron ja punnan vaihtokurssiksi on kiinnitetty 1,11. Valuuttakurssien muutoksia ja rahan aika-arvoa ei ole huomioitu.

Kuva 5-2 Kotitalouksien aurinkosähköjärjestelmien yleistymisen ja syöttötariffin suuruus (Ofgem 2016a ja Department for Business, Energy & Industrial Strategy 2016b)



Kuvassa 5-3 on esitetty aurinkosähköjärjestelmien kapasiteetin prosentuaalinen kasvu ja syöttötariffin suuruus. Kuvasta nähdään selkeästi, miten vuonna 2011 ilmoitettu hintamuutos tariffijärjestelmässä aiheutti piikin aurinkosähköjärjestelmien yleistymisessä, sillä monet kotitaloudet halusivat päästä vielä alkuperäisen tariffin piiriin. Lisäksi kuvan perusteella voidaan arvioida, että alkuperäisellä tariffitasolla kapasiteetti kasvoi noin 15-20 % kuukaudessa. Vuoden 2012 ensimmäiseltä puoliskolta on hankalaa vetää vastaavaa johtopäätöstä kapasiteetin kasvuprosentista, sillä kyseisenä ajankohtana tariffin suuruutta muutettiin kahdesti. Vuoden 2012 jälkimmäiseltä puoliskolta eteenpäin kapasiteetin kasvuprosentti on ollut tasaisesti noin 2-3 %:n tasolla. Samaan aikaan tariffin taso on laskenut tasaisesti 180 €/MWh:sta 130 €/MWh:iin. Vaikuttaisi siltä, että viimeisin vuoden 2016 alusta voimaan tullut tariffimuutos on taittanut kasvuprosentin lähes nollaan. Vuoden 2016 tammi-kesäkuussa kapasiteetti kasvoi vain 50 MW, kun vuoden 2015 vastaavana ajanjaksona kasvua oli noin 200 MW.

Kuva 5-3 Aurinkosähköjärjestelmien kapasiteetin prosentuaalinen kasvu ja syöttötariffin suuruus (Ofgem 2016a, Department for Business, Energy and Industrial Strategy 2016b)



5.1.2 Nettomittaroinnin vaikutukset kotitalouksien aurinkopaneelien yleistymiseen Tanskassa

Tanskassa aurinkoenergia yleistyi sähkötuotannossa voimakkaasti vuonna 2012. Tämä johtui vuonna 2010 käyttöön otetusta nettomittausjärjestelmästä. Järjestelmän tarkoitus oli vauhdittaa pienimuotoisen uusiutuvan energian tuotantoa etenkin maaseudun pientaloissa, ja sillä tavoiteltiin 200 MW:n kapasiteettilisäystä pienimuotoisessa sähköntuotannossa vuoteen 2020 mennessä.

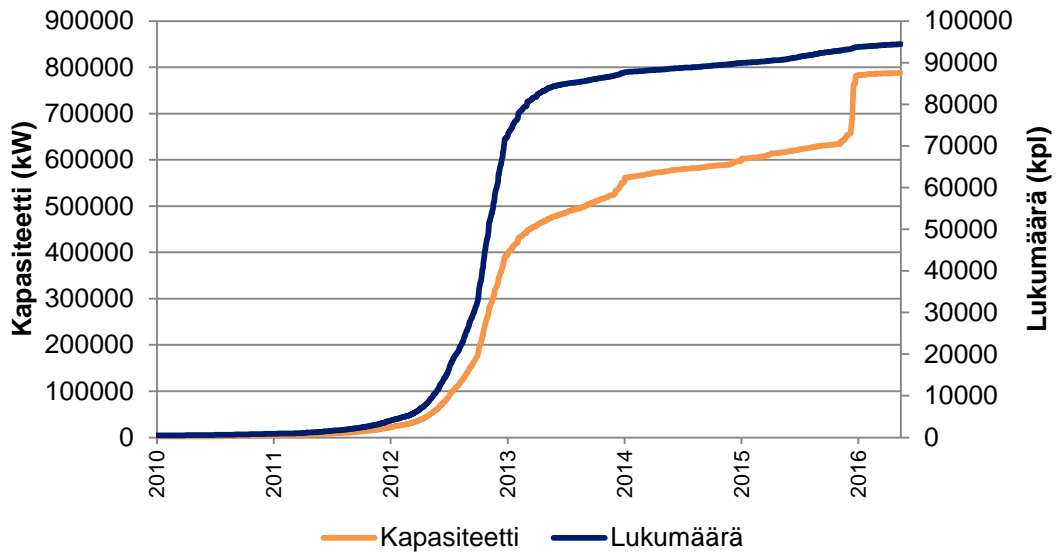
Alkuperäisessä järjestelmässä kotitaloudet saivat syöttää omasta tuotannosta syntyvän ylijäämän sähköverkkoon ja käyttää myöhemmin vastaavan määrän sähköenergiaa verkosta veloituksetta. Näin ollen pientuottajat pystyivät käyttämään jakeluverkkoa sähkövarastona, joka mahdollisti oman tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisen. Järjestelmän tarkastelujaksona käytettiin kokonaista vuotta, jonka vuoksi esimerkiksi kesällä tuotetun ylijäämän pystyi siirtämään talvikuukausille.

Nettomittausjärjestelmästä seurasi aurinkopaneeliasennusten räjähdysmäinen kasvu vuonna 2012 (kts Kuva 5-4). Vuoden 2012 aikana ostettiin tai asennettiin lähes 70 000 uutta aurinkosähköjärjestelmää, joiden yhteenlaskettu kapasiteetti oli noin 400 megawattia. Tämä oli yli kaksi kertaa vuoteen 2020 saakka asetettu kumulatiivinen tavoite. Pientuottajille järjestely oli erityisen edullinen, sillä he säästivät verkosta ostetun sähköenergian hinnan lisäksi sähkön siirtomaksut sekä verot. Sähkön kuluttajahinta on Tanskassa yksi Euroopan korkeimmista. Erityisesti erilaiset verot ja tukimaksut sekä sähkön siirtomaksu muodostavat Tanskassa yli 70 % sähkön kuluttajahinnasta (Eurostat 2016). Nettomittausjärjestelmän vuoksi siirtomaksuja ja veroja ei peritty myöskään verkkoon syötetyn ja myöhemmin hyödynnetyn ylijäämäsähkön osalta.

Vuonna 2012 nettomittausjärjestelmän piiriin hyväksytyjen aurinkosähköjärjestelmien aiheuttamista kustannuksista ei ole olemassa tarkkaa tietoa, mutta menetettyjä siirtomaksuja ja verotuloja voidaan arvioida karkeasti sähkön kuluttajahintarakenteen avulla. Vuonna 2012 sähkön kuluttajahinnasta siirtomaksut olivat noin 0,06 €/kWh ja verot ja tukimaksut noin 0,19 €/kWh (Eurostat 2016). Jos Tanskan aurinkosähköjärjestelmien huipunkäyttöajaksi oletetaan 9,8 % ja vuoden 2012 lopussa asennettu kapasiteetti oli noin 400 MW (Kuva 5-4), saadaan näiden paneelien vuosittain tuottamaksi energiaksi 340 GWh. Mikäli tästä tuotannosta nettomittaroidaan 30 %, on menetettyjen siirtomaksujen suuruus vuoden 2012 kotitaloussähkön kustannusrakenteella noin 6 miljoonaa euroa vuodessa. Vastaavasti menetetyt verot ja tukimaksut olisivat 19 miljoonaa euroa vuodessa. Aurinkosähköjärjestelmien keskimääräiseksi eliniäksi voidaan olettaa 30 vuotta, jolloin kokonaiskustannukset nousevat menetettyjen siirtomaksujen osalta noin 170 miljoonaan euroon ja verojen ja tukimaksujen osalta 560 miljoonaan euroon.

Nettomittaukseen liittyvää lainsäädäntöä muutettiin vuonna 2013, mikä hillitsi merkittävästi aurinkopaneelien yleistymistä, kuten kuvasta 5-4 voidaan havaita. Nykyisessä järjestelmässä nettomittauksen laskenta-aikavälinä käytetään yhtä tuntia vuoden sijaan. Alle 50 kW järjestelmät ovat yhä vapautettuja veroista ja sähköenergiaan liittyvästä julkis palvelumaksusta (public service obligation, PSO). Lisäksi verkkoon syötetystä ylijäämästä on saatavissa syöttötariffin mukainen 0,08 €/kWh korvaus kymmenelle ensimmäiselle vuodelle. Uudistettu järjestelmä koskee vain vuoden 2013 lakimuutoksen jälkeen käyttöönotettuja aurinkosähköjärjestelmiä. Järjestelmän muutoksen jälkeen kapasiteetin kasvu on laskenut merkittävästi.

Kuva 5-4 Aurinkosähkön tuotanto Tanskassa (Energinet.dk 2016)



5.2 Hajautetun lämmöntuotannon tukijärjestelmät

Hajautetussa lämmöntuotannossa päästöjen vähentämistavoitteen ja muiden ilmastopoliittisten tavoitteiden kannalta suurin potentiaali on erityisesti nykyisen öljylämmityksen korvaamisessa. Maalämmön ja muiden lämpöpumppuratkaisuiden sekä pelletin kilpailukyky öljyä vastaan riippuu voimakkaasti öljyn hinnan kehityksestä. Nykyisellä alhaisella öljyn hinnalla öljyn käytöstä ei välttämättä kannata luopua. Oletukset kohoavasta öljyn hinnasta nostavat kuitenkin tuntuvasti öljylämmityksen kustannuksia, jolloin vaihto muihin lämmitysmuotoihin olisi kannattavaa. Öljylämmitteisten kiinteistöjen osalta on huomioitava, että monet kiinteistöt sijaitsevat haja-asutusalueilla ja ovat iäkkäitä, jolloin kiinteistöihin ei olla halukkaita tekemään mittavia investointeja lämmitysjärjestelmän uusimiseen. Öljylämmityksen päästöjä voidaan vähentää myös lisäämällä bio-komponentti lämmitysöljyyn. Suomessa polttoöljyllä lämmityskäytössä on oma veroluokka, joka on liikennepolttoaineita alhaisempi, kun taas esimerkiksi Ruotsissa erillistä veroluokkaa ei ole.

Myös suoraa sähkölämmitystä voidaan korvata tai täydentää uusiutuvilla hajautetuilla ratkaisuilla, jolloin sähkön kulutus lämmitykseen laskee. Aurinkolämpö soveltuu muiden lämmitysjärjestelmien rinnalle ja erityisesti kiinteistön käyttöveden lämmittämiseen. Aurinkolämpö tarvitsee kuitenkin lisäksi jonkin muun päälämmönlähteen talviaikaisen lämmöntarpeen kattamiseen. Aurinkolämpö voi jo nyt olla kannattava vaihtoehto päälämmitysjärjestelmän rinnalle, mikäli käytettävissä on kattopinta-alaa lämmönkeräimiä varten. Myös lämpöpumput sähkölämmityksen rinnalla ovat pääsääntöisesti kannattavia. Sen sijaan lämmitysjärjestelmän vaihto vesikiertoiseen lämmitykseen olemassa olevassa sähkölämmitteisessä kiinteistössä vaatii suurempia investointeja, mistä johtuen vaihto ei useinkaan ole houkutteleva vaihtoehto.

Joissakin tapauksissa myös kaukolämmöstä voidaan vaihtaa hajautettuihin tuotantomuotoihin, ja joitakin esimerkkitapauksia tästä onkin esiintynyt. Erityisesti niiden verkkojen alueella, joissa kaukolämpö on kalleinta, voi siirtymistä tapahtua yksittäistapauksia enemmän. Kaukolämmön hintakehitystä ohjaa voimakkaasti polttoaineen hinta, sekä polttoaineiden ja päästöoikeuksien hintakehitys. Siirtyminen kaukolämmöstä hajautettuihin ratkaisuihin voi vähentää fossiilisten polttoaineiden käyttöä ja parantaa energiatehokkuutta, mutta erityisesti mikäli

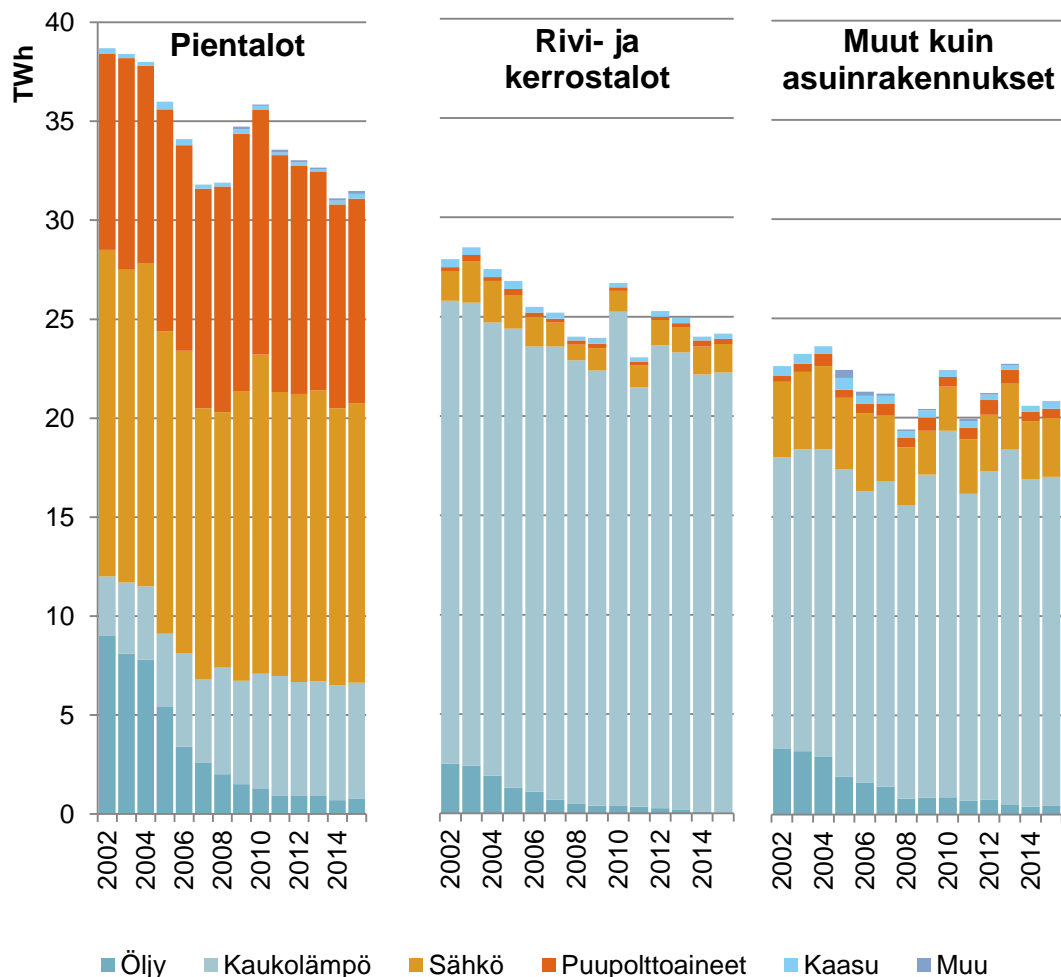
korvataan uusiutuvalla energialla tuotettua kaukolämpöä ja sähkön ja lämmön yhteistuotantoa, voivat vaikutukset olla myös vastakkaiset.

Uusien kiinteistöjen osalta hajautettujen ratkaisuiden kilpailukyky on hyvä, ja niiden käytön nähdään kasvavan tulevaisuudessa rakennuskannan kehityksen myötä.

5.2.1 Lämmitysöljyn korvaaminen Ruotsissa

Ruotsissa öljyn käyttö kiinteistökohtaisessa lämmityksessä on vähentynyt voimakkaasti 2000-luvulla. Vuonna 2015 Ruotsissa kulutettiin yhteensä 76 TWh energiaa rakennusten lämmittämiseen ja käyttöveden lämmitykseen. (kuva 5-5) Tästä kulutuksesta pientalot kattoivat 41 %, rivi- ja kerrostalot 32 % ja muut kuin asuinrakennukset 27 %. Öljyn käyttö lämmityksessä on vähentynyt kaikissa rakennustyypeissä hyvin merkittävästi 2000-luvun alusta.

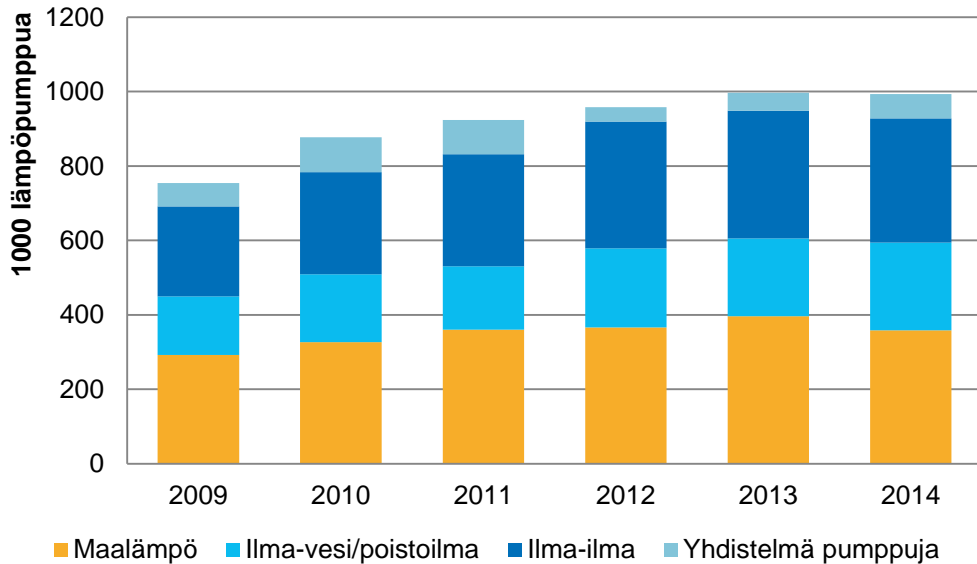
Kuva 5-5 Energian kulutus asuintalojen ja palvelusektorin rakennusten lämmitykseen ja kuumaan käyttöveteen Ruotsissa (Energimyndigheten 2016a)



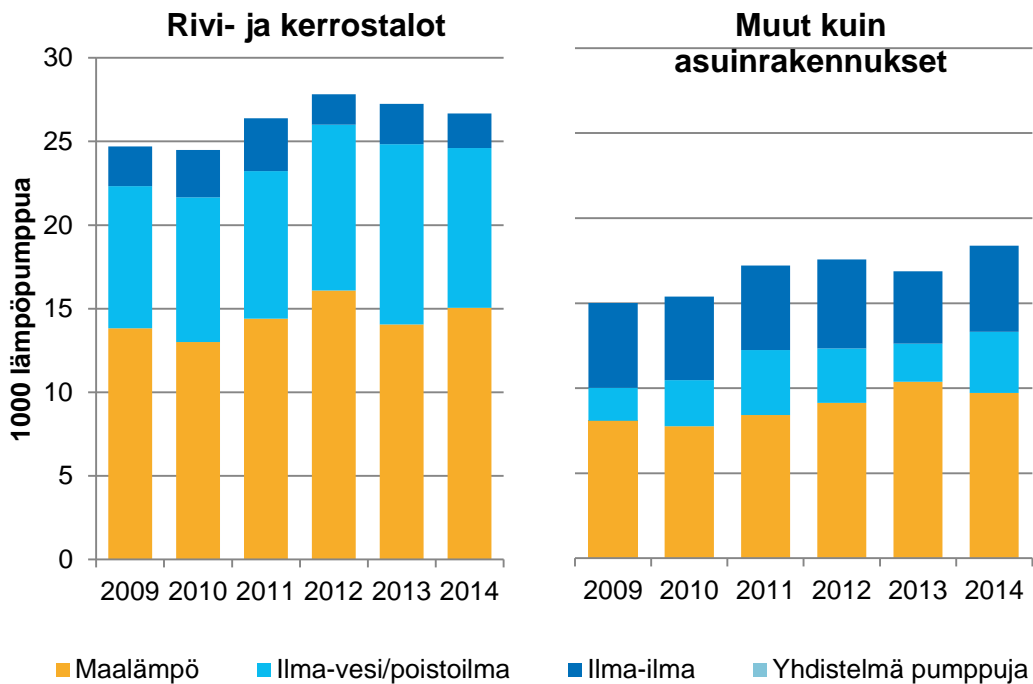
Suurimpia syitä öljyn kulutuksen laskuun on biopolttoaineiden ja sähkön roolin kasvaminen rakennusten lämmityksessä öljyn kustannuksella. Tärkeimpänä ohjausekeinona öljyn lämmityskäytön vähenemisessä on ollut polttoaineerotus, jota on fossiilisten polttoaineiden osalta korotettu asteittain – verotus on korottanut öljyn lämmityskäytön kustannuksia ja samalla johtanut öljykattiloiden korvaamiseen erityisesti biokattiloilla ja lämpöpumpuilla. Ruotsissa lämmitysöljylle ei ole erillistä veroluokkaa, vaan sitä verotetaan samoin kuin liikennepolttoai-

neita (Svensk författningssamling, 1994). Biopolttoaineiden ja lämpöpumppujen rooli on erityisen vahva pientaloissa, kun taas kaukolämmöllä on vahva rooli muissa rakennustyypeissä (kuvat 5-6 ja 5-7).

Kuva 5-6 Lämpöpumppujen määrä pientaloissa Ruotsissa (Energimyndigheten 2015)



Kuva 5-7 Lämpöpumppujen määrä muissa rakennustyypeissä Ruotsissa (Energimyndigheten 2015)



Vuosina 2006–2010 Ruotsissa oli erityinen tukijärjestelmä öljykattiloiden korvaamiseen pientaloissa – pientalon omistaja pystyi tuolloin hakemaan tukea öljykattilan korvaamiseen kaukolämmöllä, biopolttoaineella tai maalämpöpumpulla (Naturvårdsverket & Energimyndigheten,

2006). Tuki kattoi korkeintaan 30 % konversioon liittyvistä materiaali- ja työvoimakustannuksista (enintään kuitenkin 14 000 kruunua per asuinrakennus). Vuosien 2006–2010 välillä tukisumma oli kokonaisuudessaan 450 miljoonaa kruunua.

Nykyisin kotitaloudet voivat hakea kotitalousvähennystä erinäisiin lämmitysratkaisujen muutoksiin, vuodesta 2016 lähtien työn kustannuksesta voi vähentää 30 % verotuksessa (aiemmin 50 %) – tämä tuki on kuitenkin teknologianeutraali (Skatteverket, 2016a).

5.3 Biokaasun tuotanto

Biokaasun tuotannon kannattavuus perustuu tällä hetkellä voimakkaasti biojätteiden porttimaksuun, josta muodostuu valtaosa tuloista erityisesti sähkön ja lämmöntuotantokäytössä. Myös liikennekäytössä karkeasti arvioiden noin puolet tuloista muodostuu porttimaksuista. Porttimaksullisen raaka-aineen rajallinen määrä rajaa tämän biokaasupotentiaalin määrää, enimmillään nykyinen tuotanto voitaisiin noin kaksinkertaistaa.

Biokaasun laajempi edistäminen edellyttäisi hyvin voimakasta tukemista. Liikennekäytössä kannattavuus olisi helpompi saavuttaa, ja öljyn hinnan noustessa ja pyrittäessä eroon fossiilisen öljyn käytöstä kannattavuus paranee. Kaasuautojen määrän lisääntyminen on edellytys liikennekäytön lisääntymiselle, sillä tällä hetkellä Suomessa on hyvin vähän kaasuautoja. Erityisesti raskaassa liikenteessä biokaasu voisi olla hyvä vaihtoehto päästöjen ja öljyn käytön vähentämiseen, sillä sähkö soveltuu heikommin raskaan liikenteen käyttövoimaksi. Biokaasun käyttöä voitaisiinkin tukea tukemalla biokaasuautojen määrän lisäämistä.

Sähkön ja lämmön tuotannossa biokaasua voidaan tukea esimerkiksi syöttötariffeilla ja investointituilla. Ilman porttimaksullista raaka-ainetta tuen pitäisi kuitenkin olla hyvin suuri, mikäli sähköllä ja lämmöllä ei korvata omassa käytössä ostoenergiaa, mikä biokaasulaitosten suuren koon vuoksi ei useinkaan ole mahdollista. Biokaasun tuottaminen tarkoitusta varten kasvatetusta energialähteestä heikentää kannattavuutta entisestään.

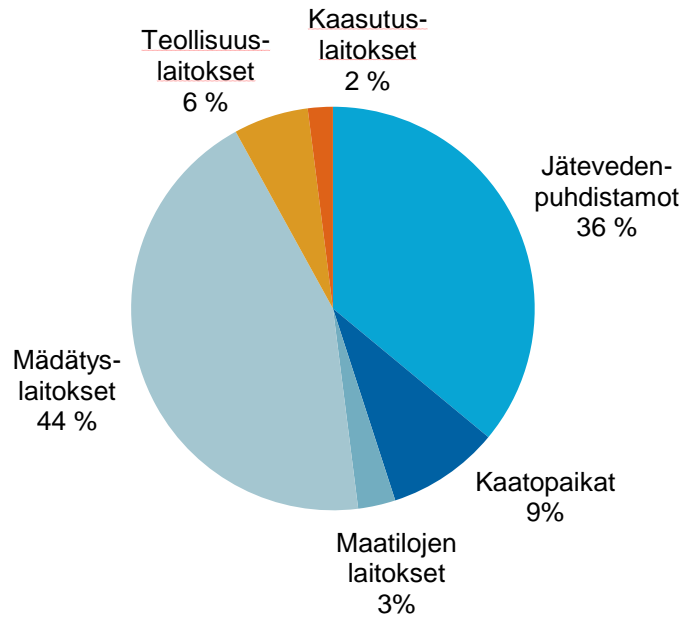
Biokaasun käytön lisäämistä edistää kiertotalousajattelu, sillä biokaasun tuotanto edesauttaa myös jätteiden hyödyntämistä ja ravinteiden kierrättämistä. Orgaanisia sivutuotteita ja jätteitä ei enää voida kompostoida tai sijoittaa kaatopaikoille, jolloin ne on hyötykäytettävä paremmin.

5.3.1 Biokaasun hyödyntäminen Ruotsissa

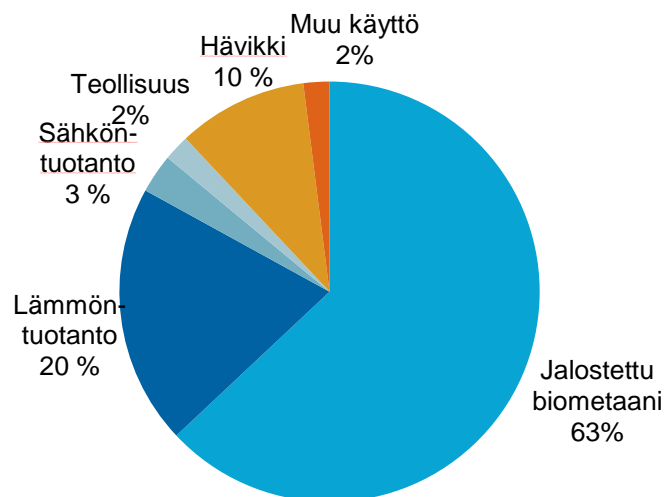
Ruotsissa tuotettiin vuonna 2015 yli 1,95 TWh biokaasua 282 biokaasulaitoksessa (Energimyndigheten, 2016b) (kuva 5-8). Biokaasun tuotanto kasvoi 9 % (n. 160 GWh) verrattuna edelliseen vuoteen. Vuonna 2015 tuotetusta biokaasusta 63 % (1219 GWh) jalostettiin biometaaniksi, 20 % (387 GWh) käytettiin lämmön tuotantoon, 3 % (62 GWh) sähköntuotantoon ja 2 % (49 GWh) käytettiin teollisuudessa. 10 % (198 GWh) tuotetusta määrästä oli hävikkiä (poltettiin soihdussa) ja 2 % (32 GWh) meni muuhun käyttöön.

Biokaasun tuotanto on maantieteellisesti keskittynyt Skånen, Västra Götalanding, Östergötalandin ja Tukholman lääneihin - näillä alueilla tuotettiin noin 60 % kaikesta biokaasusta Ruotsissa vuonna 2015 (Energimyndigheten, 2016b).

Kuva 5-8 Biokaasun tuotanto laitostyypeittäin Ruotsissa 2015 (Energimyndigheten, 2016b)



Kuva 5-9 Biokaasun käyttökohteet Ruotsissa 2015 (Energimyndigheten, 2016b)



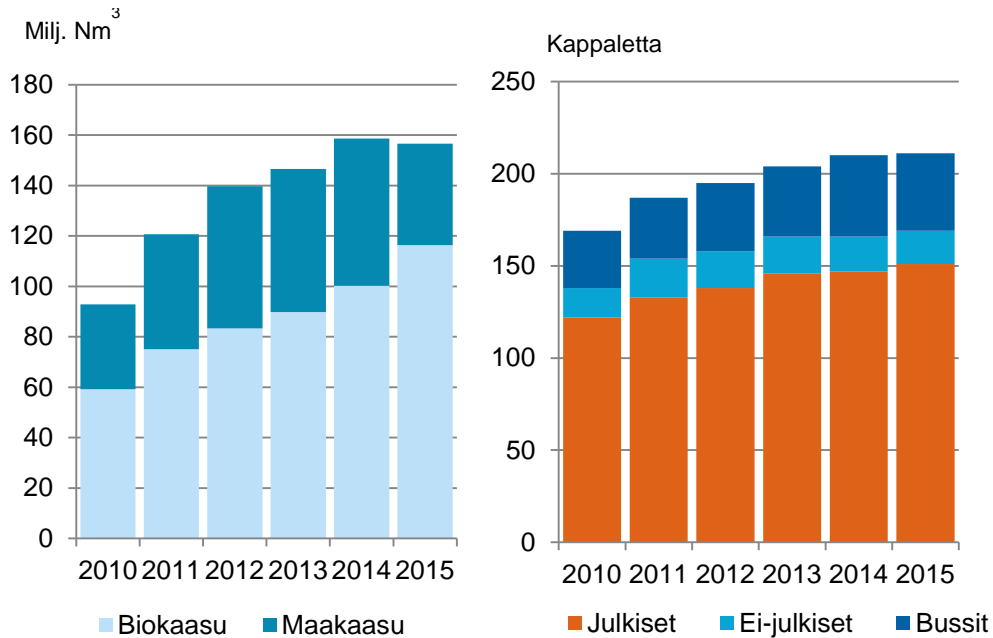
Jalostetun biokaasun tärkein käyttökohte on liikenteen polttoaine - vuonna 2015 1131 GWh biokaasua myytiin liikenteen polttoaineena (SCB, 2015). Jakelumäärä on kasvanut samalla

kun Ruotsiin on tullut enemmän jakelupisteitä kaasulle (Kuva 5-10). Bussien osuus kaasun liikennekäytöstä on ollut merkittävä, vuonna 2015 53 % (SCB, 2015).

Kuva 5-10 Kaasun jakelu liikennekäyttöön Ruotsissa 2010-2015 (SCB 2015)

Jakelumäärä

Tankkauspisteiden määrä



Vuonna 2015 Ruotsissa tuotettiin myös 37 GWh nesteytettyä biokaasua (LBG), joka käytettiin lähinnä liikennesektorilla. Nesteytetyn biokaasun tuotanto alkoi Ruotsissa vuonna 2012. (Energimyndigheten, 2016b)

Tärkeimmät substraatit biokaasun tuotannossa vuonna 2015 olivat erilaiset jätteet kuten jäte- liete, lanta, syntypaikkalajiteltu biojäte sekä jätteet teurastamoista ja elintarviketeollisuudessa. Energiakasvien osuus oli hyvin pieni kokonaisuudesta. (Energimyndigheten, 2016b)

Biokaasun lisäksi mädätyslaitokset ja maatilojen biokaasulaitokset tuottivat vuonna 2015 noin 2 miljoonaa tonnia (märkäpaino) mädätettä, josta 99 % käytettiin biolannoitteena. Jäteveden- puhdistamot tuottivat lisäksi noin 0,7 miljoonaa tonnia kuivattua lietettä, josta 28 % käytettiin lannoitteena. (Energimyndigheten, 2016b)

Investointi- ja tuotantotuet biokaasulle

Ruotsissa biokaasun tuotantoa on tuettu 1990-luvun lopusta lähtien erilaisten investointituki- en muodossa (Lokala investeringsprogram ja Klimatinvesteringsprogrammet) (Avfall Sverige, 2014). Tällä hetkellä biokaasulaitokset voivat saada investointitukea Naturvårdsverketin koordinoiman Klimatklivet -ohjelman kautta (Svensk författningssamling, 2015). Lisäksi Jord- bruksverket koordinoi ja myöntää investointitukea maaseudulla sijaitseville yrityksille jotka investoivat biokaasun tuotantoon tai mädäteen käsittelyyn (Jordbruksverket, 2016). Jordbruks- verket myös myöntää lantaan perustuvan biokaasun tuotantotukea yrityksille (Svensk författ- ningssamling, 2014). Energimyndigheten taas koordinoi investointitukea innovatiiviselle bio- kaasuhankkeille (Svensk författningssamling, 2009). Tuella edistetään biokaasuteknologioita, jotka ovat suotuisia ilmastonäkökulmasta, mutta eivät ole vielä kaupallisesti kilpailukykyisiä.

Biokaasun tukeminen liikennekäytössä

Biokaasun verotus tukee sen käyttöä liikennepolttoaineena, sillä EU:n kestävyyskriteerit täyttävä biokaasu nauttii tällä hetkellä 100 % verovapaudesta sekä hiilidioksidi- että energiaveron osalta. EU komissio on hyväksynyt, että Ruotsi saa jatkaa tätä verohelpotusta biokaasun osalta vuoden 2020 loppuun asti. Nestemäisten biopolttoaineiden osalta verohelpotuksia saa antaa 2018 vuoden loppuun asti EU komission linjauksen mukaisesti. (Finansdepartementet, 2016)

Ruotsissa on myös saanut verohelpotusta työsuhdeauton oston yhteydessä, kun kyseessä on kaasu-, sähkö- tai hybridauto (Skatteverket, 2016b). Verohelpotus jatkuu vuoden 2016 jälkeen vuoteen 2020 asti hallituksen esityksen mukaisesti (Regeringens proposition, 2016), mutta hallituksen esityksen mukaan tukitasoa ollaan laskemassa hiukan.

Kaasulla, etanolilla tai E85 – polttoaineella käyvät ympäristöystävälliset autot nauttivat myös ajoneuvoverohelpotuksista Ruotsissa (Svensk författningssamling, 2006). Joissakin kunnissa on lisäksi tarjolla ilmaisia tai edullisempia parkkipaikkoja ympäristöystävällisille autoille (Transportstyrelsen, 2016a). Lisäksi Ruotsissa on tuettu matalapäästöisten autojen hankintaa ns. ympäristöpreemiolla (supermiljöbilspremie) - tukea on myönnetty lähinnä sähkö- ja hybridautoille mutta myös päästöiltään vähäisimmille kaasuautoille (Transportstyrelsen, 2016b).

Laki velvoittaa kaikki yli 1500 m³ bensiiniä tai dieseliä vuodessa myyvät huoltoasemat Ruotsissa jakelemaan uusiutuvaa biopolttoainetta (Svensk författningssamling, 2005). Biokaasu on yksi mahdollisista biopolttoaineista, joilla huoltoasemat voivat täyttää tämän veloitteen.

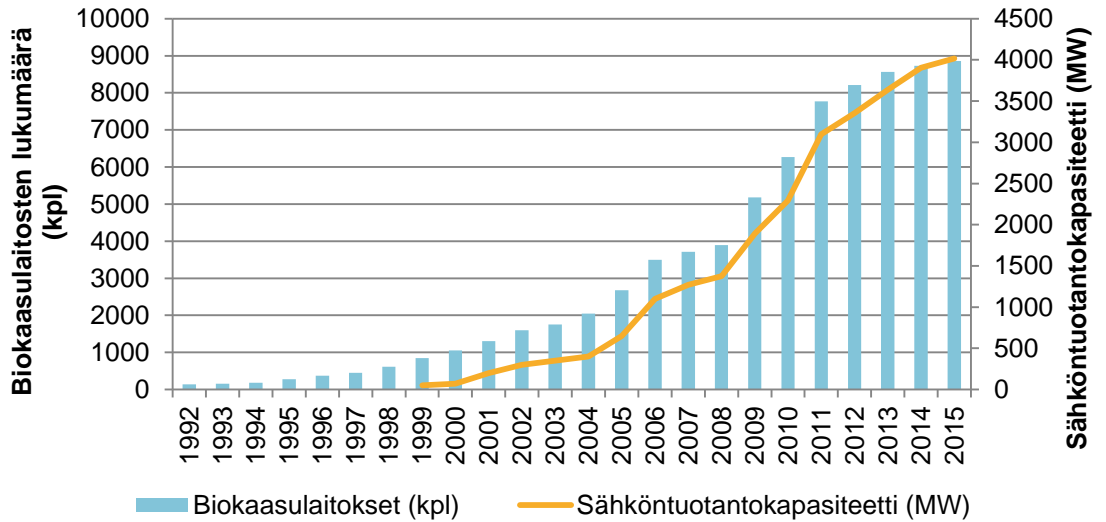
Biokaasun tukeminen sähkön- ja lämmöntuotannossa

Polttoaineverotuksella Ruotsissa pyritään minimoimaan fossiilisten polttoaineiden käyttöä määräämällä niille raskaampi verokuorma. Biokaasu, jota käytetään lämmityksen polttoaineena on vapautettu sekä energia- että hiilidioksidiverosta (Svensk författningssamling, 1994) mikä on osaltaan tukenut biokaasun lämmityspolttoainekäyttöä. Sähköntuotannossa CHP-laitokset, jotka käyttävät biokaasua polttoaineenaan, ovat oikeutettuja saamaan tukea vihreiden sertifikaattien muodossa (Svensk författningssamling, 2011). Tukisysteemiä ollaan jatkamassa luultavasti tähän mennessä päätetyn vuoden 2020 jälkeen aina 2030 vuoteen asti (Svenska Regeringen, 2016).

5.3.2 Syöttötariffijärjestelmän vaikutus biokaasun yleistymiseen Saksassa

Saksa on Euroopan suurin biokaasun tuottaja. Biokaasun tuotanto on kasvanut merkittävästi viimeisen kahden kymmenen vuoden aikana, kuten kuvasta 5-11 voidaan havaita. Merkittävin ajuri biokaasun hyödyntämisen kasvulle Saksassa on ollut syöttötariffijärjestelmä.

Kuva 5-11 Biokaasulaitosten määrä ja kapasiteetti Saksassa vuosia 1992-2015 (German Biogas Association 2016)



Saksassa biokaasusta tuotetulle sähkölle on maksettu tuotantotukea jo 1990-luvulta lähtien. 2000-luvulla käyttöön otetussa syöttötariffijärjestelmässä biokaasusta tuotetulle sähkölle maksetaan samaa syöttötariffia kuin kiinteällä biomassalla tuotetulle sähkölle. Syöttötariffin suuruus riippuu laitoksen koosta ja biokaasun tuotantoon käytetystä raaka-aineesta. Uusi laitos on oikeutettu syöttötariffiin 20 vuoden ajan. Syöttötariffin perusosan suuruus on ollut 2000-luvulla 80-120 €/MWh riippuen laitoksen kapasiteetista. Tämän lisäksi laitos on voinut saada vuosien 2004 ja 2012 välillä 40-90 €/MWh lisätukea, jos biokaasu on tuotettu esimerkiksi energiaviljasta. Biokaasun käyttöä yhdistetyssä sähkön ja lämmön tuotannossa on edistetty erillisellä lisätuella, jonka suuruus on ollut 20-30 €/MWh. Vuonna 2014 uusiutuvaa energiantuotantoa ohjaavaa lainsäädäntöä (EEG) muutettiin siten, että biomassan ja biokaasun kapasiteetin lisäys rajattiin 100 megawattiin vuodessa. Kapasiteetin kasvun voidaan tämän johdosta olettaa laskevan vuosien 2011-2014 tasolta, jolloin kasvua on ollut noin 300 megawattia vuodessa.

Taulukossa 5-1 on esitetty biokaasun tuotanto Saksassa vuonna 2015 raaka-aineittain. Taulukosta nähdään, että ylivoimaisesti suurin osa biokaasusta tulee maataloudesta, kuten energiaviljasta ja lannasta.

Taulukko 5-1 Biokaasun tuotanto Saksassa 2015 (IEA 2016)

Laitostyyppi	Laitosten määrä	Sähköntuotanto (GWh)	Lämmöntuotanto (GWh)
Jätevesi	1 400	1 390	1 979
Biojäte	180	903,3	479,4
Maatalousjätteet ja energiavilja	8 005	28 002,3	14 861,4
Teollisuuden jätteet	80	1 204,4	639,2
Kaatopaikkajäte	400	390	110
Yhteensä	10 065	31 890	18 069

Saksassa syöttötariffijärjestelmä on ohjannut biokaasun käyttöä siten, että sitä hyödynnetään pääasiassa sähkön tuotannossa ja yhdistetyn sähkön ja lämmöntuotannossa. Vuonna 2015 vain 1,1 % (580 GWh) tuotetusta biokaasusta käytettiin liikenteen polttoaineena, kuten taulukosta 5-2 voidaan nähdä. Taulukossa 5-2 esitetyt tuotantomäärät vastasivat Saksassa 5 %:a kulutetusta sähköstä, 1,4 %:a lämmöstä ja 0,1 %:a liikennepolttoaineista.

Taulukko 5-2 Biokaasulla tuotetun energian määrä Saksassa käyttökohteittain 2015 (IEA 2016)

Käyttökohde	Tuotettu energia (GWh)	Osuus kaikesta biokaasulla tuotetusta energiasta (%)
Sähköntuotanto	31 890	58,1
Lämmöntuotanto	18 069	32,9
Liikenteen polttoaine	580	1,1

5.4 Pehmeät ohjauskeinot hajautetun tuotannon lisäämiseksi

Useissa tutkimuksissa on osoitettu mm. aurinkopaneelin käyttöönoton taustalla vaikuttavan useita taloudellisia ja ei-taloudellisia tekijöitä. Hajautetun energiantuotannon lisäämiseksi on tärkeää ymmärtää nämä tekijät ja niiden vaikutukset, sekä mahdollisuudet ohjata toimintaa kohti uusiutuvan energian ratkaisujen yleistymistä.

Luvussa 2.2.1 todettiin, että ns. naapurivaikutuksella on suuri merkitys erityisesti aurinkosähköpaneelien osalta, jolloin sitä voidaan pyrkiä vahvistamaan investointien lisäämiseksi. Uusiin paneeliasennusten markkinointi tehtyjen investointien asennuspaikalla tai paneelien de-moalueet voivat lisätäkin asennusten määrää lähialueilla. Markkinointitoimenpiteet kannattaa kohdistaa alueille, joilla on jo aurinkopaneeliasennuksia tai alueille, joiden ominaispiirteet ovat sopivat teknologian nopeammalle leviämislle. Investointeja tehneitä kiinteistönomistajia voidaan myös kannustaa esimerkiksi järjestämään näyttelyitä, joissa esitellään aurinkopaneeliasennuksia muille lähialueiden asukkaille.

Tietoisuuden ja osaamisen lisäämisellä on suuri merkitys kuluttajien omien tuotantoinvestointien toteutumiseen. Erilaisilla koulutusohjelmilla ja tilaisuuksilla voidaan edesauttaa positiivisen informaation leviämistä. Ns. 'tietoyhteisöt', kuten paikallisten yritysten tarjoamat vihreän energian ohjelmat ja alueelliset uusiutuvan energian järjestöt, voivat antaa tarjolla olevalle tiedolle pätevämmän ja luotettavamman leiman. Paikalliset toimijat (julkiset tai yritykset) voivat järjestää tilaisuuksia, jotka tarjoavat keskustelufoorumin uusiutuvan energian investoinneista kiinnostuneille tahoille. On tärkeää, että tietoa on helposti saatavilla mm. internetissä ja erilaisissa alan tapahtumissa. Lisäämällä tiede- ja teknologiaopetusta kouluissa voidaan myös edistää aurinkoenergiateknologioiden käyttöönottoa.

Hajautetun tuotannon edistämiseksi paikallisuudella voi olla suuri etu ja merkitys. Kunnat ja kaupungit Suomessa voisivat edistää hajautetun energiantuotannon käyttöönottoa omistamiensa energiayhtiöiden kautta. Paikalliset energiayhtiöt voivat tukea alueellista kehitystä mm. tarjoamalla kokonaistoimituksia ja jakamalla tietoa erilaisissa tilaisuuksissa ja internetissä, sekä ostamalla ylijäämäenergiaa.

Paikalliset viranomaiset ovat tärkeässä asemassa alan edistämiseksi ja he voivat edesauttaa valtiotasoa tehokkaammin aurinkoenergiajärjestelmien leviämistä mm. hyödyntämällä hyvin tuntemiaan paikallisia verkostoja ja levittämällä tietoa laajalti niiden kautta, sekä kohdistamalla aluekohtaisesti relevantin tiedon parhaiten toimivalla tavalla. Paikallisten viranomaisten etuna on, että heitä pidetään yleisesti luotettavampina kuin energiayhtiöitä ja lisäksi he tuntevat alueensa erityispiirteet ja tarpeet kansallisen tason hallintoa paremmin.

Maatiloilla on merkittävä potentiaali hajautetun sähkön, mutta myös lämmön tuotantoon. Maanviljelijöiden järjestöt voivatkin olla yksi uusiutuvan energian tiedon tarjoaja ja käyttöönoton edistäjä. Apua voidaan tarjota monessa muodossa, kuten tarjoamalla asiantuntija-arvioita maatilan potentiaalista, apua tukien ja rakennuslupien hakemiseen, ja järjestelmätalaukset ja asennuksiin. Järjestelmien massatilaukset ja yhteisön tarjoamat yhteisresurssit laskevat kustannuksia.

6 LIIKETOIMINTAMALLIT JA -MAHDOLLISUUDET HAJAUTETUSSA TUOTANNOSSA

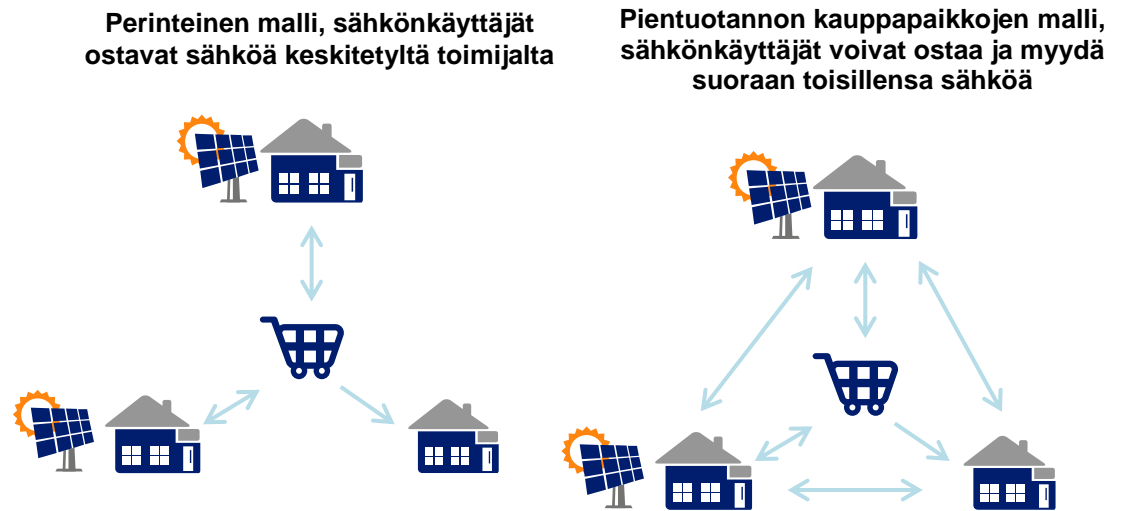
Hajautettujen tuotantomuotojen kannattavuustarkastelut ja taloudelliset tukijärjestelmät eivät yksistään anna riittävää kuvaa hajautetun tuotannon yleistymisen edellytyksistä. Erityisesti tilanteessa, jossa hajautettujen tuotantoteknologioiden kustannukset ovat lähellä perinteisten tai keskitetympien tuotantomuotojen kustannuksia, on myös muilla kuin taloudellisilla tekijöillä suuri merkitys energian käyttäjien valintoihin. Käyttäjät voivat olla valmiita maksamaan enemmän mm. riippumattomuudesta tai uuden, ympäristöystävälliseksi koetun teknologian käytöstä.

Hajautettuja tuotantoratkaisuja voidaan edistää myös kehittämällä uudenlaisia liiketoimintamahdollisuuksia niiden ympärille. Toimijoina voivat olla esimerkiksi perinteiset energiayhtiöt, pienet paikalliset toimijat tai suuret kansainväliset yhtiöt, ja myös muut kuin perinteiset energiayhtiöt. Tarjoamalla kuluttajille helposti hankittavia aurinkopaneeliratkaisuja monet sähköyhtiöt ovat lisänneet aurinkosähkön tuotantoa. Kuluttajat ovat halunneet hankkia myös tuotantoa paneeleista, jotka tuovat heille lisäkustannuksia, kunhan lisäkustannus on kohtuullinen.

6.1 Piensähköntuotannon markkinapaikat

Aurinkosähkön pientuottajilla syntyy järkevilläkin aurinkopaneelijärjestelmien mitoituksilla oman kulutuksen ylittävää tuotantoa. Sähkön pientuottaja voi nykyisellään myydä ylijäämätuotantonsa sähkönmyyntiyhtiölle ja sitä kautta saada tuottamansa sähkön myös muiden käyttöön, mutta tästä sähkönmyyntiyhtiö vähentää oman provisionsa. Uuden teknologian kehitys mahdollistaa markkinapaikkojen luomisen pientuottajille. Tulevaisuudessa voisikin olla mahdollista olla markkinapaikkoja, joilla yksityiset pientuottajat voisivat myydä ylijäämätuotantaan suoraan muille sähkönkäyttäjille vähentäen välikäsiä. Ylijäämäsähkön myynnin lisäksi tämän kaltaiset markkinapaikat mahdollistaisivat minkä tahansa pientuotannon myynnin, jolloin kuka tahansa voisi rakentaa pientuotantoa sen myyntitarkoituksessa. Pientuottajat voisivat keskinäisen sähkökaupan kautta myös luoda microgridejä jotka voisivat periaatteessa toimia energiasaarekkeina vähentäen riippuvuutta muusta sähköverkko- ja sähköenergiainfrastruktuurista. Kauppapaikkojen etu nykyiseen ylijäämäsähköntuotannon myyntiin on se, että pientuottajat voivat sopia keskenänsä hinnoista sekä vähentää transaktiokustannuksia. Hajautettua kaupankäynnin mallia on kuvattu kuvassa 6-1.

Kuva 6-1 Perinteinen sähkön oston malli ja pientuotannon kauppapaikkojen malli



Oulun Energian Farmivirta on hyvä esimerkki olemassa olevasta toteutuksesta erillisten pientuottajien kauppapaikasta. Siinä paikalliset tuottajat voivat myydä suoraan sähköä loppukäyttäjille ja Oulun Energia tarjoaa tähän alustan. Farmivirta myyjäksi pääseminen vaatii tällä hetkellä noin 50 MWh tuotantoa vuodessa, joten kotitalouskokoluokan tuottajien ei ole mahdollista osallistua järjestelmään. Pidemmälle vietyjä kauppapaikkoja mahdollistaa esim. blockchain-tekniikka ja toteutustavasta riippuen datahub-tekniikat, jotka voivat tarjota riittävän tehokkaan infrastruktuurin myös pienien kauppioiden osallistumisen mahdollistamiseksi.

Farmivirta on sähkönsopimus, joka antaa asiakkaalle mahdollisuuden valita minkälaista ja kenen tuottamaa sähköä asiakas haluaa ostaa. Sähkön pientuottajan kannalta huomioon otettava on, että jokainen Farmivirran pientuottaja hinnoittelee tuottamansa sähkön itse. Mikäli sähkölle löytyy ostajia myös korkeammalla hinnalla, on mahdollista päästä lyhyempiin investointien takaisinmaksuaikoihin ja parantaa investoinnin kannattavuutta. Oulun Energian rooli on toimia välittäjänä loppukäyttäjän ja pientuottajan välillä.

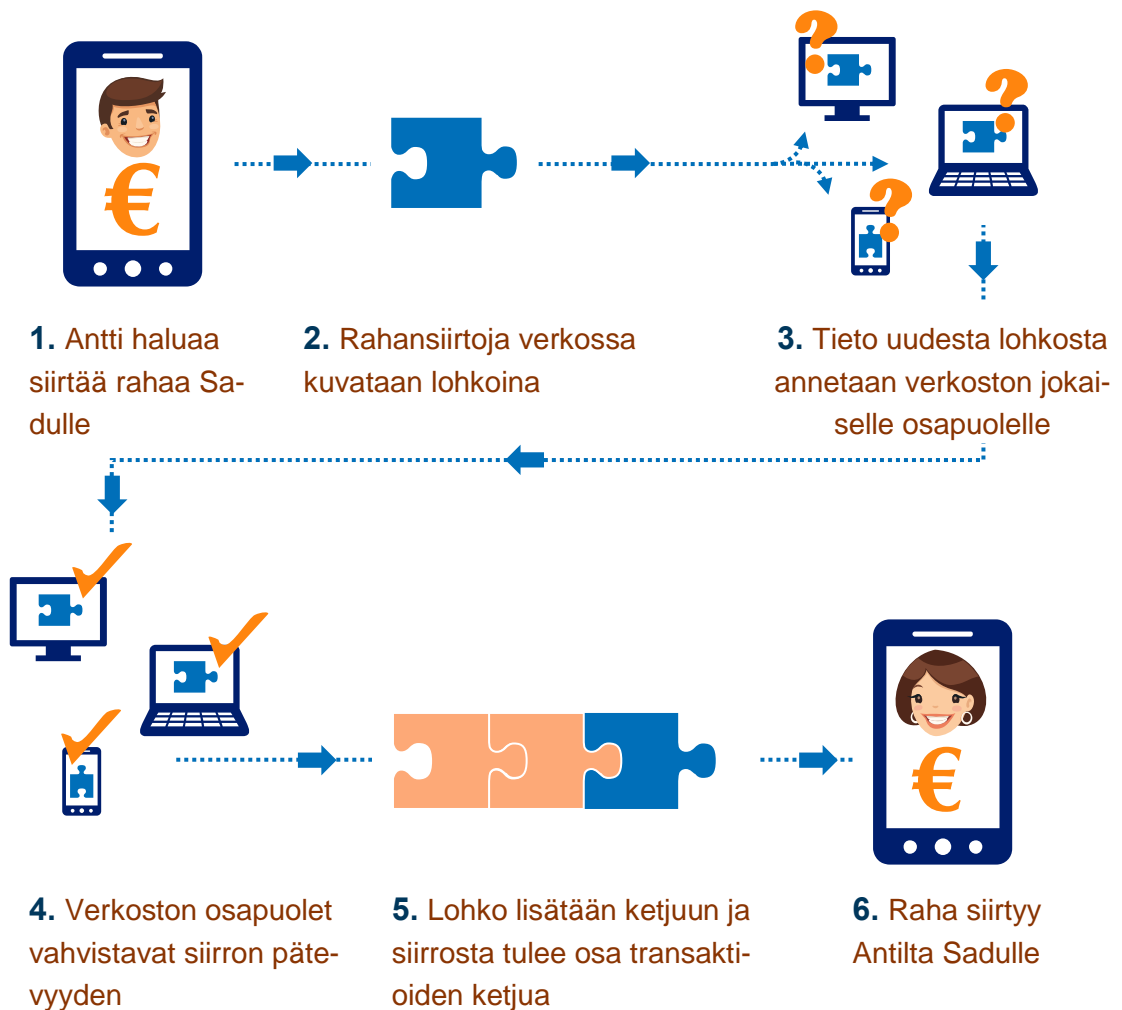
Farmivirran tuottajat ovat sitoutuneet tuottamaan kaiken myymänsä sähköenergian uusiutuvilla energialähteillä, kuten puulla, vedellä, tuulella ja auringolla. Farmivirran tuottajiksi soveltuvat pientuottajat, joiden tuotantokapasiteetti on maksimissaan noin 1 MW ja vuodessa myytäväksi tuotetun sähköenergian määrä noin 50 000 kWh tai enemmän. Vuoden 2016 lopussa Farmivirran tuottajia on Oulun Energian mukaan kuusi. Tällä hetkellä Farmivirtaa tuotetaan vesivoimalla, puu- ja metsähakkeella sekä biokaasulla, ja tarjottavat hinnat ovat välillä 5,90 snt/kWh ja 7,44 snt/kWh (sis. ALV:n). (Oulun Energia, 2016a ja 2016b)

Farmivirran hintoja voidaan verrata Oulun Energian muista sähkötuotteista Vihreävirtaan, joka on uusiutuvasti vedellä ja puulla tuotettua kotimaista sähköä. Vihreävirran hinnat alkavat 4,83 snt/kWh tasolta (Oulun Energia, 2016c), jonka lisäksi sopimukseen kuuluu 3,50 €/kk suuruinen perusmaksu. Farmivirran valitsevat kuluttajat ovat valmiita maksamaan lisähintaa paikallisesti tuotetusta energiasta.

Blockchain

Blockchain- eli lohkoketjuteknologian avulla voidaan luoda hajautettu ja tietoturvallinen tietokanta. Alla olevassa kuvassa 6-2 on esitetty blockchainin toimintaperiaate käyttäen rahansiirtoa esimerkkinä. Lohkoketjuteknologian suuri etu on että se mahdollistaa automaattisen ja turvallisen kaupankäyntimenetelmän ilman erillisiä välikäsiä laskien näin ollen transaktiokustannuksia. Samalla teknologialla on myös mahdollista toteuttaa esim. pientuottajien energia-kauppa, jossa sekä raha- että energiatransaktiot käsitellään blockchainin avulla. Maailmalla on koekäyttöesimerkkejä tästä, esim. Brooklyn Microgrid mikä on New Yorkissa Brooklynin alueella toimiva microgrid, jossa asukkaiden välinen sähkökauppa on toteutettu blockchain-teknologialla.

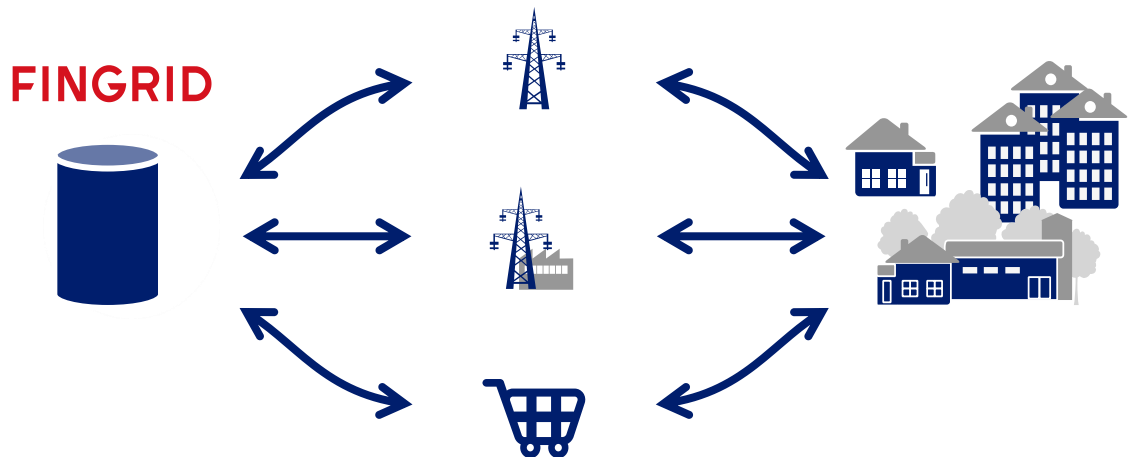
Kuva 6-2 Blockchainin toimintaperiaate



Datahub

Datahub on kantaverkkoyhtiö Fingridin käynnissä oleva projekti, jossa luodaan keskitetty tietojärjestelmä kuluttajien sähkönkulutus dataa varten. Tavoitteena on että tulevaisuudessa kuluttajietieto tallennettaisiin reaaliaikaisesti datahubiin, josta esimerkiksi sähkönmyyntiyhtiöt voisivat hakea sen esim. laskutusta varten. Datahubin on tarkoitus myös mahdollistaa kuluttajan tietojen luovutus kolmansille osapuolille kuluttajan suostumuksella, ja se voisi toteutustavasta riippuen mahdollistaa kolmannen osapuolen pientuottajien sähkönmyynnin kaupapaikan luomisen. Datahubin käyttöönotto tapahtuu tämän hetkisen aikataulun mukaan vuonna 2019. Datahubin toimintaperiaate on esitetty kuvassa 6-3.

Kuva 6-3 Datahubin toimintaperiaate (muokattu lähteestä Fingrid)



Sähköyhtiöiden tarjoamat aurinkopaneelipaketit

Avaimet käteen -ratkaisu

Monet sähköyhtiöt ovat lähteneet edistämään sähkön pientuotantoa tarjoamalla kuluttajille esimerkiksi aurinkopaneelipaketteja avaimet käteen -ratkaisuna. Kuluttajille nämä ratkaisut tarjoavat mahdollisuuden omavaraisuuden kasvattamiseen sekä konkreettisten ympäristöystävällisten valintojen tekemiseen. Sähköyhtiöt saavat pientuotannon kautta arvokasta osaaamista ja kokemusta uusista ratkaisuista, ja pystyvät tarjoamaan asiakkailleen uusia palveluita. Yhtiöt voivat tavoitella näillä ratkaisuilla myös esimerkiksi asiakkaiden sitoutumisen lisäämistä ja parempaa imagoa ympäristöasioissa ja kuluttajan huomioimisessa.

Aurinkopaneelipaketteja myyvien sähkönmyyjien internet-sivuilla on usein laskentatyökaluja, joilla asiakkaat voivat tehdä alustavia mitoitussuunnitelmia ja kannattavuusarvioita omalle kiinteistölleen. Avaimet käteen -periaatteella myytävät aurinkopaneelipaketit sisältävät yleensä kotikäynnin, jonka avulla määritetään asennettavan järjestelmän tarkempi mitoitus, sekä itse aurinkopaneelilaitteiston asennuksen kuljetuksineen. Laitteistojen toimituksen lisäksi sähköyhtiöt tarjoutuvat usein ostamaan asiakkaan omasta käytöstä ylijäävän aurinkosähkön.

Vuokrapaneelit

Fyysisten aurinkosähköpaneelien hankkiminen omalle katolle ei ole kaikille kuluttajille mahdollista. Esimerkiksi kerrostaloasukkailla tai vuokralla asuvilla ei ole tähän yleensä mahdollisuutta. Lisäksi kaikilla kuluttajilla ei ole mahdollisuutta tai halua investoida omaan aurinkosähköjärjestelmään. Näitä kuluttajia varten markkinoille on ilmestynyt niin sanottuja vuokrapaneeleita.

Vuokrattavat paneelit ovat osa sähköyhtiön suurempaa aurinkovoimalaitosta, josta kuluttaja voi vuokrata itselleen oman paneelin ja hyödyntää tämän paneelin tuottaman sähköenergian. Kiinteää kuukausivuokraa vastaan kuluttajalle hyvitetään vuokratun paneelin tuotanto sähkölaskussa. Näin myös ne kuluttajat, joilla ei ole mahdollista ryhtyä sähkön pientuottajaksi, voivat osallistua uusiutuvan sähköntuotannon edistämiseen suhteellisen pienellä muutaman euron kuukausittaisilla kustannuksilla. Sähkönmyyjille paneelien vuokraaminen toimii erityisesti joukkorahoitusmuotona aurinkovoimainvestoinneille.

6.2 Hajautetun lämmöntuotannon markkinapaikat ja liiketoimintamallit

Kaukolämpöverkon hyödyntäminen hajautetun tuotannon edistämässä

Kaukolämpöverkot ovat Suomessa tyypillisesti paikallisten energiayhtiöiden omistamia. Yhtiöt hoitavat usein sekä lämmön tuotannon, jakelun että myynnin asiakkaille. Monilla paikkakunnilla lämpöä ostetaan myös esimerkiksi teollisuuden lämmöntuotannosta, ja yksittäisiä hukkalämpökohteita hyödynnetään. Kaukolämpöverkkoja ei kuitenkaan ole kokonaisuudessaan avattu kolmansien osapuolien tuottamalle lämmölle, eikä verkon hallitsijoiden tarvitse ottaa muiden tuottajien lämpöä verkkoihinsa. Sähköverkkoihin ja sähkön pientuotantoon verrattuna tilanne on siis hyvin erilainen, mutta osin tämä on luonnollistakin sillä lämpöverkot asettavat toisenlaisia rajoitteita hajautetun tuotannon hyödyntämiselle. Lämmön osalta on tarkemmin huomioitava mm. tuotannon sijainti verkon alueella kysyntään ja siirtokapasiteettiin nähden, muu tuotanto verkossa sekä sopiva lämpötila. Koska nämä ovat verkkokohtaisia ja myös tapauskohtaisia, ei yleisiä toimintamalleja, ehtoja ja hintoja voida useinkaan määrittellä mikäli toimintaan kustannusperusteisesti.

Sallimalla ylijäämälämmön syöttäminen verkkoon kaukolämpöyhtiöt voisivat tehdä rinnakkais-ten lämmitysjärjestelmien käytöstä joustavampaa niille asiakkaille, jotka haluavat kaukolämmön rinnalla hyödyntää myös muita, kiinteistökohtaisia lämmitysmuotoja. Tämänhetkisillä teknologiakustannuksilla rinnakkaisten järjestelmien ylimääräiset investointikustannukset eivät kuitenkaan tee toiminnasta suuressa määrin kannattavaa, joten tämän tyyppinen hybridilämmitys ja ylijäämälämmön syöttö verkkoon tuskin tulisi laajassa mittakaavassa yleistymään nopeasti.

Esimerkiksi Tampereella taloyhtiö ja paikallinen energiayhtiö neuvottelevat mahdollisuudesta syöttää taloyhtiön lämpöpumpulla tuotettua ylijäämälämpöä kaukolämpöverkkoon. Kaukolämpöverkon kannalta haasteena on, että lämpöpumpuilla tuotettu lämpö on yleensä selvästi alhaisemmassa lämpötilassa (esimerkiksi 60-75 astetta) kuin normaalin kaukolämpöverkon menoveden lämpötila (100-120 astetta). Tällöin on arvioitava miten alhaisemman lämmön syöttäminen verkkoon vaikuttaisi muiden kaukolämmön käyttäjien lämmön saantiin ja varmistettava ettei se vaarannu. (Heinonen 2016)

Pidemmällä aikavälillä kaksisuuntaisuus kaukolämpöverkoissa voisi kuitenkin yleistyä. Kaksisuuntaisuus voi vaikuttaa positiivisesti kaukolämpöverkon asiakasmääriin sekä lämmön ja jäähdytyksen myyntimääriin. Kaksisuuntaisen kaukolämmön ympärille voi myös syntyä uusia liiketoimintamahdollisuuksia esimerkiksi palveluiden myynnistä. Pienet tuottajat voivat tarvita palveluja liittyen mm. investointeihin tai lämmitysjärjestelmien optimaaliseen käyttöön liittyen. Kaukolämpöverkkojen kannalta laajamittainen kaksisuuntaisuuden toteutus edellyttäisi uusia toimintoja mm. hankinnan optimointiin ja tiedonvaihtoon liittyen. Jotta hajautettu tuotanto kaukolämpöverkossa tuottaisi ympäristön kannalta positiivisia vaikutuksia, on huomioitava tarkasti mitä tuotantoa hajautettu tuotanto syrjäyttää. Mikäli hajautetulla tuotannolla korvataan uusiutuvilla tuotettua lämpöä tai erityisesti sähkön ja lämmön yhteistuotantoa, voi vaikutus olla hiilidioksidipäästöjen kannalta jopa negatiivinen. Erityisesti jos hajautettu tuotanto tapahtuu lämpöpumpuilla (esim. maalämpö), jotka vaativat sähköä, voi vaikutus kääntyä negatiiviseksi koko järjestelmän kannalta.

Palvelu- ja rahoitusmallit kiinteistökohtaiseen lämmöntuotantoon

Maalämpöön ja lämpöpumppuratkaisuihin perustuvat lämmitysmuodot ovat yleensä kiinteistökohtaisia. Esimerkiksi kaukolämpöön verrattuna toimintamalli eroaa merkittävästi lämmön käyttäjän kannalta, sillä lämpöpumppujen tapauksessa asiakas ostaa laitteet, ja on usein itse vastuussa niiden käytöstä, huollosta ja sähkön hankinnasta, kun taas kaukolämmössä asiakas ostaa tuotteiden sijaan lämpöä. Myös kiinteistökohtaisia lämmitysratkaisuja voidaan kuitenkin tarjota myös laajempina palvelumalleina. Lisäksi asiakkaille voidaan tarjota rahoitusratkaisuja suuremman alkuinvestoinnin rahoittamiseen.

Esimerkiksi St1 tarjoaa lämmitysratkaisuja erilaisilla rahoitusmalleilla ST1 Lähienergia -konseptin alla. Asiakas voi hankkia esimerkiksi maalämpöratkaisun avaimet käteen -periaatteella, elinkaarimallilla tai energian kulutukseen perustuvalla sopimuksella. Maalämpöä voidaan tarjota näin mallilla, joka muistuttaa lämmön ostoa laitteiston oston sijaan. Palvelumallin tarjoaminen mahdollistaa myös muiden kiinteistökohtaisten ratkaisujen tarjoamisen samalla kertaa, kuten energiatehokkuuden parantamista ja sisätilojen olosuhteiden optimointi.

Lämpöyrittäjyys öljyn käytön vähentämisen ja biomassan lisäämisen keinona

Lämpöyrittäjyys on noussut Suomessa yhdeksi toimintamalliksi kiinteistöjen ja pienten aluelämpöverkkojen lämmityksessä. Lämpöyrittäjä vastaa lämmöntuotannosta ja polttoaineen hankinnasta, ja voi myös omistaa lämmöntuotantolaitokset ja mahdollisesti jakeluverkoston. Viime vuosina lämpöyrittäjien metsähakkeen käyttö on ylittänyt 1 TWh, joka vastaa noin 7-8 % Suomen metsähakkeen käytöstä. Lämpöyrittäjät toimivat yleisesti pienissä kokoluokissa (~100 kW – 6 MW), jotka ovat päästökaupparektorin ulkopuolella. Tällä hetkellä lämpöyrittäjiksi laskettavia yrityksiä on yli 200 ja heidän hoitamien lämpökeskusten lukumäärä on noin 600, joiden kokonaiskapasiteetti on noin 300 MW. (Alm 2016, Bioenergia ry 2016)

Avaintekijänä lämpöyrittäjyydelle on ollut monissa kohteissa öljyn käytön korvaaminen. Lämpöyrittäjyyden positiivisina vaikutuksina voidaan nähdä myös paikallisuus ja aluetalouden parantaminen. Bioenergia ry:n mukaan 1 MW (4000 MWh/a) lämpöyrittäjäkohteessa laitos työllistää noin yhden henkilötyövuoden ja lähes kaikki noin 400 000 euron liikevaihdosta jää lähialueelle (Bioenergia ry 2016). Lämmitystoimintojen ulkoistaminen lämpöyrittäjälle voi olla houkuttelevaa erityisesti esimerkiksi kuntien kiinteistöissä silloin, kun lämmitysjärjestelmän uusinvestoinneille on tarvetta.

Lämmitysenergian kustannusten aleneminen on usein suurin peruste biomassapohjaiseen lämmöntuotantoon siirryttäessä. Lämpöyrittäjät ovat joko osakeyhtiöitä, yrittäjiä tai osuuskuntia ja toimivat yleisesti hyvin paikallisesti. Lämpöyrittäjät hankkivat metsähakkeen tyypillisesti 50 kilometrin säteeltä joko omista metsistä tai markkinoilta. Suurin osa metsähakkeesta tulee ensiharvennuksista sekä myös päätehakuiden latvustoista ja kannoista. Viime vuosina myös pellettien osuus on kasvanut. Yleisesti lämpöyrittäjät hoitavat koko metsäpolttoaineen toimitusketjun aina lämmönjakeluun asti.

Lämpöyrittäjien suurin asiakasryhmä on kunnat ja etenkin koulut, jotka ovat suurin yksittäinen kiinteistötyyppi. Myös aluelämpökeskukset ovat yleinen lämpöyrittäjyyden tuotantotyyppi. Enenevässä määrin asiakaskunta on laajentunut yksityisiin kiinteistöihin. Etenkin yksityiset teollisuuskiinteistöt voisivat jatkossa olla potentiaalista asiakaskuntaa. Myös kasvukeskusten reuna-alueet ja kuntien kaukolämpöverkon ulkopuoliset asuinalueet ovat lämpöyrittäjyydelle potentiaalisia kohteita. (Bioenergia ry 2016)

Taulukoon 6-1 on listattu lämpöyrittäjille potentiaalisten kohteiden avainkriteereitä.

Taulukko 6-1 Lämpöyrittäjän potentiaalisten kohteiden merkittävimmät kriteerit (Pöyry Management Consulting) (Pakkanen M, Tuuri M 2012)

Kriteeri	Selitys
Kiinteistöjen vesikiertoinen lämmitys	Potentiaalisin kohderyhmä on nykyiset öljylämmitteiset kiinteistöt. Kaukolämpökohteet ja sähkölämmitteiset kiinteistöt eivät ole yhtä houkuttelevia
Riittävä lämmöntarve	Kiinteistön tai alueen lämmöntarve tulee olla riittävä, esim. >500 MWh/a, jotta investointi- ja ylläpitokustannukset eivät nouse liian suuriksi. Pienissä yksittäisissä öljylämmitteisissä kohteissa esimerkiksi maalämpö on houkuttelevampi vaihtoehto
Tasainen lämmöntarve	Lämmöntarpeen tulisi olla mahdollisimman tasainen, jotta laitos voidaan mitoittaa optimaalisesti ja, että vuotuinen huipunkäyttöaika olisi riittävän korkea mahdollistaakseen kannattavan investoinnin. Pellettiratkaisut ovat usein kannattavampia pienen kokoluokan ja alhaisemman lämmöntarpeen kohteissa
Lämmitysjärjestelmän uusintatarve	Otollisin lämmitysjärjestelmän vaihdon ajankohta on, kun nykyinen lämmitysjärjestelmä tulee käyttöikänsä päähän
Lämmöntarpeen pysyvyys	Esimerkiksi teollisuusalueet tai asuinalueet ovat sopivia kohteita lämpöyrittäjälle. Yhden yrityksen tai kiinteistön varassa toimivalle lämpöyrittäjälle riski on korkea

Öljylämmitteiset kiinteistöt ovat suurin potentiaalinen kohde lämpöyrittäjyydelle. On arvioitu, että yli 300 kW öljylämmitteisiä kohteita on yli 5 000 kappaletta ja yli 2 MW:n kohteitakin yli 2 000 kappaletta (Bioenergia ry 2016). Kokonaislämmöntuotantokapasiteettina arviot vastaavat useita tuhansia megawatteja. Vaikka arviossa ei ole mukana pientalojen öljylämmityskapasiteettia, joka tullaan suurelta osin korvaamaan tulevaisuudessa vaihtoehtoisilla lämmitysjärjestelmillä kuten lämpöpumpuilla, ei koko kapasiteettia voi laskea potentiaaliksi lämpöyrittäjille.

Suomessa on paljon öljykattiloita, jotka toimivat esimerkiksi varakattiloina aluelämpökeskuksissa tai kiinteistöissä. Lisäksi, korvattaessa öljykattiloita kiinteän polttoaineen kattiloilla, kustannustehokkaasti mitoittamalla kiinteän polttoainekattilan teho olisi todennäköisesti öljykattilaa alhaisempi.

Lämpöyrittäjyyden arvioidaan kuitenkin jatkavan kasvuaan, sillä Suomessa on merkittävä määrä öljylämmitteisiä kiinteistöjä, joiden lämmöntarve ja nykyinen lämmitysratkaisu täyttää taulukon 6-1 kriteerit. Kuntarakennusten potentiaalia on jo hyödynnetty hyvin, kuten esimerkiksi koulujen osalta. Useita kuntaomisteisia rakennuksia, kuten kouluja ja virastotaloja on tyhjentyneet tai käyttötarkoitus on muuttunut toiminnan loppumisen vuoksi. Teollisuuskiinteistöissä ja -alueissa on merkittävin potentiaali lämpöyrittäjyydelle. Lämmitysenergian tuotannon lisäksi myös teollisuuden höyryn tuotannossa on potentiaalia lämpöyrittäjille.

7 YHTEENVETO

Tässä raportissa on tarkasteltu hajautettua uusiutuvan energian tuotantoa, sen potentiaalia ja markkinaehtoista toteutumista Suomessa, sekä hajautetun tuotannon tukitapoja ja liiketoimintamalleja. Hajautetulla tuotannolla tarkoitetaan tässä yhteydessä kiinteistössä tai esimerkiksi maatilalla tapahtuvaa energiantuotantoa, jossa energiaa, sähköä tai lämpöä tuotetaan pääasiassa omaan käyttöön. Biokaasun tapauksessa voidaan lisäksi tuottaa polttoainetta liikennekäyttöön. Raportissa on pyritty keskittymään ratkaisuihin, joilla voisi vuoteen 2030 mennessä olla merkittävää potentiaalia Suomessa, ja joiden ympäristövaikutukset pääasiassa ovat positiivisia.

Hajautetussa tuotannossa on Suomessa merkittävää potentiaalia sekä sähkön että lämmön tuotannossa, biokaasun tuotannossa myös liikennepolttoainetuotannossa. Sähköntuotannossa hajautettua tuotantoa on Suomessa vielä hyvin vähän, mutta määrä kasvaa jatkuvasti. Tällä hetkellä suurin osa alle 1 MW:n sähköntuotannosta on vesivoimaa ja tuulivoimaa, mutta pienemmässä kokoluokassa (alle 100 kW) aurinkosähkö on yleisin tuotantomuoto. Lämmön tuotannossa Suomessa on tyypillisesti hyödynnetty puuta kiinteistökohtaisessa lämmityksessä, ja lämpöpumppujen määrä on ollut nopeassa kasvussa. Maalämmön osalta uusista pientaloista jo noin puolet valitsi lämmitystavaksi maalämmön, joten lämpösektorilla hajautettua uusiutuvaa energiaa hyödynnetään runsaasti.

Hajautetun tuotannon taloudellinen potentiaali määräytyy pitkälti käyttöpaikkojen energiatarpeen perusteella. Kun hajautetulla tuotannolla pyritään korvaamaan energian ostoa, saa pientuottaja yleensä tuotannolleen selvästi suuremman arvon kuin jos energia myytäisiin esimerkiksi sähköverkkoon. Hajautetun lämmöntuotannon osalta kokonaispotentiaalikin on rajattu lämmön tarpeen perusteella, ja siksi kiinteistökohtainen ja rakennuskantaan perustuva tarkastelu on tarpeellinen.

Sähköntuotannossa merkittävimmän uusiutuvan hajautetun tuotannon potentiaalın lähitulevaisuudessa nähdään olevan aurinkosähköntuotannossa. Myös esimerkiksi pientuulivoimassa ja pienvesivoimassa on Suomessa potentiaalia, mutta potentiaali on rajallinen ja kohteissa on hyvin suurta vaihtelua esimerkiksi taloudelliselta näkökannalta.

Pelkästään kattopinta-aloilla voitaisiin Suomessa tuottaa aurinkosähköä 14 GW:n kapasiteetilla, joka vuosituotantona voisi vastata noin 13 TWh. Taloudellinen potentiaali on kuitenkin huomattavasti pienempi, sillä edellä esitetystä tuotannosta suurin osa pitäisi syöttää sähköverkkoon. Kun aurinkosähköllä korvataan kiinteistön omaa sähkökäyttöä, on sen arvo lähes kolminkertainen, sillä sähkön pörssihinnan lisäksi tuottaja säästää myös sähkön siirtohinnan ja verot. Taloudellista potentiaalia arvioitiin esimerkki kiinteistöjen avulla, hyödyntäen tuntitason sähkönkulutusprofiileja ja aurinkosähkön tuotantoprofiileja. Tarkastelun perusteella aurinkosähkön tuotanto omaan käyttöön on kannattavaa monissa kohteissa jo tällä hetkellä, ja jatkossa kannattavuus paranee sähkön hinnan noustessa ja paneelien hinnan laskiessa. Mikäli aurinkosähköinvestoinnit toteutuisivat samoilla kannattavuusvaatimuksilla kuin maalämpöinvestoinnit ovat toteutuneet, voisi Suomeen toteutua noin 700 MW kiinteistökohtaista aurinkosähkön tuotantoa vuoteen 2030 mennessä.

Hajautetussa lämmöntuotannossa merkittävä potentiaali liittyy nykyisen öljy- ja kaasulämmityksen korvaamiseen uusiutuvilla energialähteillä. Öljyä käytetään edelleen noin 7 TWh kiinteistöjen lämmitykseen. Oletettu kohoava öljyn hinta tekee korvaamisesta kannattavaa erityisesti siinä vaiheessa, kun kiinteistön öljykattila tulee käyttöikänsä päähän. Huomioiden kiin-

teistöjen ikäjakauma, vie öljylämmityksen korvautuminen kuitenkin aikaa, eikä öljyn käytöstä välttämättä päästä nopeasti eroon nykyisillä ohjauskeinoilla, erityisesti mikäli öljyn markkina-hinta pysyy alhaisena. Sähkölämmityksessä kiinteistöissä sähkön käyttöä voidaan vähentää ottamalla rinnalle lämpöpumppuja, aurinkolämpöä tai polttaa puuta. Suoran sähkölämmityk-sen muuttaminen kokonaan toiseen lämmitysmuotoon vaatii selvästi suuremman remontin ja tuo enemmän kustannuksia kuin vesikiertoisien lämmitysjärjestelmän vaihtaminen. Maaläm-mön markkinaehtoiseksi kasvupotentiaaliksi arvioidaan öljylämmityksen korvauksen ja uudis-rakentamisen perusteella noin 2,5 TWh vuoteen 2030 mennessä. Mikäli suurempi osa öljy-lämmityksestä korvattaisiin tällä aikajänteellä, voisi potentiaali kasvaa alle 1 TWh:lla.

Hajautettu lämmöntuotanto voi korvata myös kaukolämpöä, mikäli kaukolämmöstä vaihdet-taisiin muihin lämmitysmuotoihin tai kaukolämmön rinnalle otettaisiin muita lämmitysmuotoja. Aurinkolämmön ottaminen kaukolämmön rinnalle voi monissa kiinteistöissä olla kannattavaa, mutta erityisesti kerrostaloissa aurinkolämpö kilpailee kattopinta-alasta aurinkosähkön kans-sa, joka voi olla kannattavampaa. Kaukolämmön hinta vaihtelee verkosta toiseen, ja kalliim-missa verkoissa vaihtoa kaukolämmöstä voikin tapahtua enemmän. Suurimmissa verkoissa kaukolämmön hinta on yleensä kohtuullinen, eikä vaihtaminen ole taloudellisesti useinkaan kannattavaa.

Biokaasua tuotetaan Suomessa jo monissa kohteissa erityisesti kaatopaikoilla ja yhdyskunti-en jäteveden puhdistamoilla. Viime vuosina tuotanto yhteismädätyslaitoksilla on kasvanut biojätteiden ohjautettua erilliskeräyksen kautta mädätyslaitoksille. Biokaasun tuotannon kan-nattavuus perustuu tällä hetkellä voimakkaasti porttimaksuihin, eli esimerkiksi biojätteen kä-sittelystä saataviin maksuihin. Tämä rajaakin taloudellista biokaasutuotannon potentiaali voi-makkaasti. Tuotannon kaksinkertaistaminen nykyisestä voisi kuitenkin olla mahdollista. Bio-kaasun käyttö liikennepolttoaineena olisi sähkön ja lämmöntuotantoa kannattavampaa, mikäli biokaasukäyttöisten autojen määrä lisääntyisi nykyisestä.

Hajautetun, uusiutuvaan energiaan perustuvan energiantuotannon vaikutukset riippuvat siitä, mitä tuotantoa hajautetulla tuotannolla korvataan. Kun hajautetulla tuotannolla korvataan esimerkiksi fossiilisia polttoaineita lämmityksessä, ovat hyödyt suurimmillaan. Lämmöntuo-tannossa hajautettu tuotanto voi korvata myös uusiutuvalla energialla tuotettua kaukolämpöä, jolloin vaikutukset eivät välttämättä ole ainoastaan positiiviset, erityisesti mikäli tuotantomuoto vaatii sähköä, kuten ilmalämpöpumput tai maalämpö.

Hajautettua tuotantoa voidaan edistää esimerkiksi investointituilla ja verohelpoituksilla. Tuo-tannon laajuuden kasvaessa on kuitenkin huomioitava valtion ja esimerkiksi verkkoyhtiöiden kannalta mahdolliset negatiiviset vaikutukset, kuten verotulojen ja siirtotulojen menetys. Ha-jautettua tuotantoa voidaan edistää myös lukuisilla ei-taloudellisilla keinoilla, kuten lisäämällä tietämystä hajautetusta tuotannosta. Monet kuluttajat ovat valmiita myös maksamaan hieman ylimääräistä tai tekemään ylimääräisen investoinnin, sillä hajautetussa tuotannossa arvoina voidaan nähdä mm. ympäristöystävällisyyteen ja riippumattomuuteen vaikuttavia tekijöitä. Hajautetun tuotannon ympärille on syntynyt uudenlaisia liiketoimintamalleja maailmalla ja myös Suomessa. Tulevaisuudessa digitalisaatio tuo edelleen uudenlaisia mahdollisuuksia kehittää liiketoimintaa, joka tuo kuluttajien saataville hajautetun tuotannon hyötyjä vaivatto-masti.

LÄHTEITÄ JA TAUSTA-AINEISTOJA

Alm 2016, Työ- ja elinkeinoministeriö, ELY-keskus: Toimialaraportti 3/2016 - Uusiutuva Energia. Toimialaraportti ennakoi liiketoiintaympäristön muutoksia. Saatavilla:

http://www.temtoimialapalvelu.fi/files/2709/Uusiutuva_energia_2016.pdf

Avfall Sverige (2014). Styrmedel för biogasproduktion.

Bioenergia ry (2016). Faktaa lämpöyrittäjyydestä. Saatavilla:

<http://www.lampoyrittajat.fi/L%C3%A4mp%C3%B6yritt%C3%A4jyys%20faktaa> Viitattu 20.11.2016

Bollinger, B. & Gillingham, G. (2012). Peer Effects in the Diffusion of Solar Photovoltaic Panels. Marketing Science. Institute for Operations Research and the management Sciences (INFORMS). Maryland, USA.

Brudermann, T., Reinsberger, K., Orthofer, A., Kislinger, M. & Posch, A. (2013). Photovoltaics in agriculture: A case study on decision making of farmers. Energy Policy 61 (2013), s. 96-103. Elsevier Ltd.

Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2016a). Saatavilla.

<https://www.gov.uk/government/collections/electricity-market-reform-contracts-for-difference>

Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2016b). Solar photovoltaics deployment

<https://www.gov.uk/government/statistics/solar-photovoltaics-deployment>

Energiavirasto (2015). Sähkön pientuotanto 2015 - Energiaviraston kysely

Energimyndigheten (2016a). Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler 2015.

Energimyndigheten (2016b). Produktion och användning av biogas och rötresten år 2015.

Energimyndigheten (2015). Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler 2014.

Energinet.dk (2016). Statistik og udtræk for VE anlæg, SolcelleGraf. Verkkosivu. Viitattu 15.10.2016.

Saatavilla: <http://www.energinet.dk/DA/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/Statistik.aspx>

Eurostat (2016). Electricity prices components for domestic consumers - annual data (from 2007 onwards) <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>

Finansdepartementet (2016). Sänkt skatt på biodrivmedel. Saatavilla:

<http://www.regeringen.se/494607/contentassets/f49674eb7e574a6e92712bb0e1eba739/sankt-skatt-pa-biodrivmedel>

Fingrid Internet lähde. Viitattu: 9.11.2016. Saantitapa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/datahub/tietoa/>

Gaia Consulting Oy (2014). Sähkön pientuotannon kilpailukyvyyn ja kokonaistaloudellisten hyötyjen analyysi. Loppuraportti.

German Biogas Association (2016). Biogas sector statistics 2015/2016

http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen

Gillingham, K. & Graziano, M. (2014). Spatial Patterns of Solar Photovoltaic System Adoption: The Influence of Neighbors and the Built Environment. Journal of Economic Geography. August 21, 2014.

Heinonen, J. Enermix Oy (2016) Kaksisuuntainen kaukolämpö, Case: As Oy Tampereen Pohjolankatu 18-20. Esitys Lämpöpumppupäivillä 29.11.2016. Saatavilla:

<http://www.sulpu.fi/documents/184029/4413715/Janne%20Heinonen%20-%20Kaksisuuntainen%20kaukol%C3%A4mp%C3%B6%20case%20pohjolankatu.pdf>

IEA (2016). Task 37 Biogas Country Report Summary 2015 <http://www.iea-biogas.net/country-reports.html>

IEA (2015). National Survey Report of PV Power Applications in FINLAND 2015

Ilmatieteen laitos (2012). Aalto, J. Karlsson, P. Kaukoranta, J. Pirinen, P. Simola, H. Ruuhela, R. Tilastoja Suomen ilmastosta 1981 – 2010

Jordbruksverket (2016). <http://www.jordbruksverket.se/amnesomraden/stod/stodilandsbygdsprogrammet/investeringar/biogas.4.6ae223614dda2c3dbc44f95.html>.

Kauppa- ja teollisuusministeriö (2005). Vesivoimatuotannon määrä ja lisäämismahdollisuudet Suomessa.

Luke (2015). Maatilojen biokaasulaitosten kannattavuus ja kasvihuonekaasujen päästövähennys. Luonnonvara- ja biotalouden tutkimus 36/2015

Motiva (2016). Pienvesivoima.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/vesivoima/pienvesivoima

Motiva 2012 Puupelletti lämmitää puhtaasi ja uusiutuvasti. Saatavilla:
http://www.motiva.fi/files/6059/Puupelletti_lammittaa_puhtaasti_ja_uusiutuvasti.pdf

Naturvårdsverket & Energimyndigheten (2006). Ekonomiska styrmedel i miljöpolitiken. Rapport från Naturvårdsverket och Energimyndigheten.

Nolan, J., Wesley Schultz, P., Cialdini, R., Goldstein, N. & Griskevicius, V. (2008). Normative Social Influence is Underdetected. PSPB, Vol. 34 No. 7, July 2008, s. 913-923. Society for Personality and Social Psychology, Inc.

Ofgem (2016a). FIT tariff rates <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates>

Ofgem (2016b). About the RO <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro>

Oulun Energia Oy (2016a). Farmivirran myyntihinnasto. Verkkosivu. Viitattu 30.11.2016. Saatavilla: <https://www.ouluenergia.fi/tuotteet-ja-palvelut/sahkoa-kotiin/sahkon-hinta/farmivirran-myyntihinnasto>

Oulun Energia Oy (2016b). Farmivirran tuottajat. Verkkosivu. Viitattu 30.11.2016. Saatavilla: <https://www.ouluenergia.fi/energia-ja-ymparisto/energiayrittajyyts/farmivirran-tuottajat>

Oulun Energia Oy (2016c). Sähkön hinta. Verkkosivu. Viitattu 30.11.2016. Saatavilla: <https://www.ouluenergia.fi/sahkon-hinta>

Pakkanen, M., Tuuri, M. (2012). Lämpöyrittäjäläiketoiminnan kehittämisen esteet ja edellytykset.

Pienvesivoimayhdistys (2015). Reiter, P. Pienvesivoiman nykytilasta ja mahdollisuuksista lähienergian tuotannossa. Saatu sähköpostitse Toiminnanjohtaja Peter Reiteriltä 12.9.2016.

Rakennusteollisuus ry (2016). Asuntomarkkinat ja asuntotuotanto. Asuntoaloitukset talotyypeittäin, kpl. Viitattu 30.8.2016. Saatavilla: <http://www.rakennusteollisuus.fi/Tietoa-alasta/Talous-tilastot-ja-suhdanteet/Kuviopankki/Asuntomarkkinat/>

Regeringens proposition (2016). Regeringens proposition 2016/17:1. Budgetpropositionen för 2017. Förslag till statens budget för 2017, finansplan och skattefrågor.

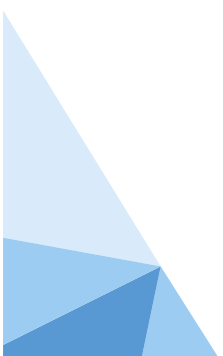
Rode, J., Weber, A., (2016). Does Localized Imitation Drive Technology Adoption? A Case Study on Rooftop Photovoltaic Systems in Germany. Journal of Environmental Economics and Management, 78, s. 38-48. Elsevier Ltd.

Schelly, C. (2014). Residential solar electricity adoption: What motivates, and what matters? A case study of early adopters. Energy Research and Social Science 2 (2014), s. 183-191. Elsevier Ltd.

Suomen biokaasulaitosrekisteri (2016). Suomen biokaasulaitosrekisteri 19 – Tiedot vuodelta 2015. Huttunen M.J. & Kuittinen V.

Suomen biokaasuyhdistys ry. (2015). Toim. Kymäläinen, M. & Pakarinen, O. Biokaasuteknologia: Raaka-aineet, prosessointi ja lopputuotteiden hyödyntäminen. HAMKin e-julkaisu 36/2015. Hämeenlinna.

Skatteverket (2016a). Rot- och rutarbete. Saatavilla: <https://www.skatteverket.se/privat/fastigheterochbostad/rotochrutarbete.4.2e56d4ba1202f95012080002966.html>



- Skatteverket (2016b). Miljöbilar. Saatavilla:
<http://www.skatteverket.se/privat/skatter/arbeteinkomst/formaner/bilarmm/miljobilar.4.3f4496fd14864cc5ac9e89a.html>
- SCB (2015). Leveranser av fordonsgas.
- Soda (2015). Solar irradiation data www.soda-pro.com. Website.
- Sulpu (2015). Lämpöpumpputilasto 2015
- Svensk författningssamling (2015). Förordning (2015:517) om stöd till lokala klimatinvesteringar.
- Svensk författningssamling (2014). Förordning (2014:1528) om statligt stöd till produktion av biogas.
- Svensk författningssamling (2011). Lag (2011:1200) om elcertifikat.
- Svensk författningssamling (2009). Förordning (2009:938) om statligt stöd till åtgärder för produktion, distribution och användning av biogas och andra förnybara gaser.
- Svensk författningssamling (2005). Lag (2005:1248) om skyldighet att tillhandahålla förnybara drivmedel.
- Svensk författningssamling (1994). Lag (1994:1776) om skatt på energi.
- Svenska Regeringen (2016). Energiöverkommelse. Saatavilla:
<http://www.regeringen.se/contentassets/b88f0d28eb0e48e39eb4411de2aabe76/energioverenskommelse-20160610.pdf>.
- Tekes (2007). Alakangas, E., Erkkilä, A., Flyktman, M., Helynen, S., Hillebrand, K., Kallio, M., Lappalainen, I., Marjanemi, M., Nystedt, Å., Oravainen, H., Puhakka, A., Virkkunen, M. Puupolttoaineiden pienkäyttö. Helsinki. Saatavilla: <https://www.tekes.fi/globalassets/julkaisut/puupolttoaineet.pdf>
- Tekniikka ja talous (2016). Suomalaisten sähkölaskut menevät uusiksi – "Mökkiläiset häviävät eniten". Verkkajulkaisu. Viitattu 30.9.2016.
- Tilastokeskus (2016). Suomen virallinen tilasto: Energian hankinta ja kulutus [verkkajulkaisu]. ISSN=1799-795X. Helsinki. Saatavilla: <http://www.stat.fi/til/ehk/> Viitattu: 20.10.2016.
- Tilastokeskus (2015a). Suomen virallinen tilasto: Rakennukset ja kesämökit [verkkajulkaisu]. ISSN=1798-677X. 2015. Helsinki: Saatavilla: http://www.stat.fi/til/rakke/2015/rakke_2015_2016-05-26_tie_001_fi.html Viitattu 6.9.2016
- (Tilastokeskus 2015b) Suomen virallinen tilasto (SVT): Asumisen energiankulutus [verkkajulkaisu]. ISSN=2323-3273. Helsinki: Tilastokeskus [viitattu: 9.11.2016]. Saantitapa: <http://www.stat.fi/til/asen/index.html>
- Transportstyrelsen (2016a). Kommunal parkering. saatavilla:
<https://www.transportstyrelsen.se/sv/vagtrafik/Miljo/Klimat/Miljobilar1/>
- Transportstyrelsen (2016b). Supermiljöbilspremie. Saatavilla:
<https://www.transportstyrelsen.se/sv/vagtrafik/Fordon/Supermiljobilspremie/>
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2014). Pienimuotoisen energiantuotannon edistämistyöryhmän loppuraportti. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja, Energia ja ilmasto 55/2014
- Työ- ja elinkeinoministeriö (2016). Energia- ja ilmastostrategian ja keskipitkän aikavälin ilmastopolitiikan suunnitelman perusskenaarion tausta-oletuksia. 15.6.2016. Helsinki. Saatavilla:
[http://tem.fi/documents/1410877/3570139/Perusskenaarion%20taustaoletukset%20\(luonnos%2015.6.2016\)/1f44a515-66f2-477f-bf0a-ac6d7a9fc1c3](http://tem.fi/documents/1410877/3570139/Perusskenaarion%20taustaoletukset%20(luonnos%2015.6.2016)/1f44a515-66f2-477f-bf0a-ac6d7a9fc1c3)
- Tähti, H., & Rintala, J. (2010). Biometaanin ja -vedyn tuotantopotentiaali Suomessa. Jyväskylä, Finland: Jyväskylän yliopisto. Jyväskylän yliopiston bio- ja ympäristötieteiden laitoksen tiedonantoja, 90.
- World Wind Energy Association (2016) Small Wind Report Summary. Helsinki.

Liite 1 Polttoainehinnat ja niiden kehittyminen

Hajautetun tuotannon kustannuksia ja investointien kannattavuutta arvioitaessa on muiden energialajien kustannuskehityksellä suuri merkitys. Oletus fossiilisten polttoaineiden hintojen ja käyttökustannusten kohoamisesta parantaa hajautetun tuotannon suhteellista asemaa erityisesti lämpösektorilla, ja nouseva sähkön hinta edistää hajautetun sähköntuotannon kannattavuutta.

Tässä selvityksessä laskelmien lähtökohdaksi on otettu polttoainehintojen kehitys Energia- ja ilmastostrategian perusskenaarion kehikon mukaisesti. Skenaariokehikon pohjalta on laadittu arvio sähkön ja polttoaineiden hintojen kehityksestä, jotka on esitetty alla taulukossa 2-1.

Taulukko 1: Sähkön ja polttoaineiden hintojen kehitys (€/MWh)

	2016	2020	2030
Sähkö (pörssi)	32	45	65
Sähkö (pistorasiahint*)	120	129	154
Pelletti (pienkäyttäjät, sis. ALV)	60	66	66
Raakaöljy	46	80	113
Öljy	77	133	188
Kaukolämpö**	78	84	94
Maakaasu	27	27	38

* Muuttuva osuus sähkön kokonaishinnasta, sis. myös sähköveron ja ALV:n

** Keskiarvo eri tyyppikuluttajille, sis. myös verot

Raakaöljyn, pörssisähkön ja maakaasun hinnat noudattavat Energia- ja ilmastostrategian skenaariokehikkoa. Lämmitysöljyn hinnan on oletettu kehittyvän samassa suhteessa raakaöljyn hinnan kanssa. Kaukolämmön hinnan oletetaan kehittyvän tuotantokustannusten nousun mukaisesti, ja pellettien hinnan on oletettu kasvavan hieman tarkastelujakson aikana.

Kuluttajahintoja tarkasteltaessa sähkön hintaan on lisättävä sähköenergian hinnan lisäksi siirtohintaa sekä verot. Verot on pidetty kaikissa tarkasteluissa vuoden 2016 tasolla. Siirtohintaan on oletettu kasvavan 20 % vuoteen 2028 mennessä. Tässä selvityksessä on tarkasteltu erityisesti kuluttajan maksaman sähkön hinnan muuttuvaa osuutta, joka on mahdollista säästää omalla tuotannolla. Sähkön pientuottaja ei säästä siirtomaksua kokonaisuudessaan, sillä osa kustannuksista on kiinteitä. Tätä muuttuvaa osuutta sähkönhinnassa kutsutaan tässä selvityksessä pistorasiahinnaksi. Vuodelle 2016 sen suuruudeksi on arvioitu 120 €/MWh ja vuodelle 2020 119 €/MWh. Vuonna 2030 pistorasiahinnan oletetaan olevan 144 €/MWh.



VALTIONEUVOSTON
SELVITYS- JA TUTKIMUSTOIMINTA

tietokayttoon.fi

ISSN 2342-6799 (pdf)
ISBN 978-952-287-332-3 (pdf)

