



Open your mind. LUT.
Lappeenranta University of Technology

TUOTANTOTALOUDEN KOULUTUSOHJELMA

Ostosopimus pienaurinkosähkölle

Option for small scale solar electricity

Kandidaatintyö

Stiina Luoma

Emil Nojonen

TIIVISTELMÄ

Tekijä: Stiina Luoma, Emil Nojonen

Työn nimi: Ostosopimus pienaurinkosähkölle

Vuosi: 2017

Paikka: Lappeenranta

Kandidaatintyö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, tuotantotalous.

42 sivua, 3 taulukkoa, 6 kuvaajaa, 1 kuva ja 4 liitettä

Tarkastaja(t): Lea Hannola

Hakusanat: Pienaurinkosähkö, Ostosopimus, Kannattavuus

Keywords: Small scale solar electricity, Option, Viability

Työn tavoitteena on tutkia ostosopimuksia pienaurinkosähkölle ja selvittää asiakkaan näkökulmasta omaa tarvetta suuremman aurinkosähkövoimalan asennuksen kannattavuus, jos ylijäämä sähkö myytäisiin eteenpäin muille kuluttajille. Tarkoituksena on tarkastella aurinkosähkövoimaloihin vaikuttavia kannattavuustekijöitä Suomessa, optio-ostosopimusta palveluinnovaation näkökulmasta ja ostosopimuksen luomia liiketoimintamahdollisuuksia paneeleiden toimittajalle.

Työ koostuu kirjallisuuskatsauksesta, jonka avulla pyrittiin selvittämään kannattaako asiakkaan hankkia omiin tarpeisiin optimoidun kokoinen aurinkovoimala, joka ei täysin kata kiinteistön sähkön kulutusta vai hieman suurempi voimala, josta jää ylijäämä sähköä, jota asiakas voi myydä eteenpäin. Kirjallisuuskatsauksessa selvisi, että nykyisillä Suomen markkinoilla asiakkaan on kannattavampaa hankkia omiin tarpeisiin optimoitu voimala, joka ei tuota ylijäämä sähköä.

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	3
1.1.	Työn tavoitteet ja rajaus	3
1.2.	Työn rakenne ja tutkimusmenetelmät	3
2.	NYKYISET AURINKOSÄHKÖPANEELIMARKKINAT	5
2.1.	Sääntely, verotus ja tuet	7
2.2.	Yleisimmät aurinkosähköpaneelien liiketoimintamallit ja rahoitusmallit	11
2.3.	Aurinkosähkön kannattavuuteen vaikuttavat tekijät	13
3.	PIENAUINKOSÄHKÖOPTIO PALVELUINNOVAATIONA	19
3.1.	Innovaatio	19
3.2.	Palveluinnovaatio	19
3.3.	Palveluinnovaation toimintaympäristö	20
3.4.	Palveluinnovaation mahdollisuuksien testaaminen	21
4.	AURINKOSÄHKÖOSTOSOPIMUKSEN KANNATTAVUUS VOIMALAN OMISTAJALLE	24
4.1.	Pienaurinkosähköostosopimuksen esittely	26
4.2.	Pienaurinkosähköostosopimuksen toiminta ja sisältö	28
4.3.	Aurinkosähköostosopimuksen sopimusrakenne	29
4.3.1.	Optiosopimus	29
4.3.2.	Energianmyyntisopimus	31
5.	PIENAUINKOSÄHKÖOSTOSOPIMUKSEN TUOMAT LIIKETOIMINTAMAHDOLLISUUDET PANEELITOIMITTAJALLE	32
5.1.	Myynti Nord Pool:ssa	32
5.2.	Sähkön vähittäismyynti järjestelmän omistajille	33
5.3.	Sähkön varastointi	33
6.	YHTEENVETO	34
	Lähteet	36
	LIITTEET	Error! Bookmark not defined.

1. JOHDANTO

1.1. Työn tavoitteet ja rajaus

Työn tavoitteena on tutkia ostosopimuksia pienaurinkosähkölle Suomen markkinoilla. Tarkoituksena on luoda käsitys option tuomasta asiakashyödystä sekä sen luomasta kannustimesta voimalaitoksen hankkimiselle ja voimalaitoksen koon kasvattamiselle. Lisäksi työssä tutkitaan option tuomaa kilpailuetua Suomen aurinkosähkömarkkinoilla. Työssä hyödynnetään aikaisemmin julkaistuja tutkimuksia ja kirjallisuutta aurinkosähköteknologiasta ja -markkinoista sekä ostosopimuksista, innovaatioista ja innovaation markkinoille tuonnista. Työ on rajattu tarkastelemaan aurinkoenergian sähkömarkkinoita Suomessa sekä asiakkaan saamaa hyötyä ostosopimuksesta ja aurinkoenergiavoimalaitokseen kohdistuvasta investoinnista.

Tutkimuksen keskeisin tutkimuskysymys on: Mikä on aurinkosähkön ostosopimuspalveluinnovaation option asiakashyöty ja sen luoma taloudellinen kannustin suuremman voimalan hankkimiselle?

1.2. Työn rakenne ja tutkimusmenetelmät

Kandidaatintyö on toteutettu kirjallisuuskatsauksena ja aihetta käsitellään ostosopimuksien ja innovaation näkökulmista osakokonaisuuksina. Työssä on käytetty kriittisesti tarkasteltuja, suurimmaksi osaksi tieteellisiä kirjallisteita, tutkimuksia sekä verkkoartikkeleita.

Luvussa kaksi on perehdytty aurinkosähköpaneelien markkinatilanteeseen ja markkinoiden kehitystä sääteleviin mekanismeihin. Luvussa käsitellään myös aurinkosähköenergiaan vaikuttavaa sääntelyä, veroja ja tukia sekä yleisimpiä aurinkosähköpaneeleja myyvien yritysten liiketoiminta- ja rahoitusmalleja.

Luvussa kolme käsitellään palveluinnovaatioihin ja innovaatioprosessiin liittyvää teoriaa. Luvussa esitellään määritelmät innovaatiolle ja palveluinnovaatiolle, sekä käsitellään palveluinnovaation toimintaympäristöä. Luvussa tarkastellaan myös osto-option teoreettisia mahdollisuuksia palveluinnovaationa.

Neljännessä luvussa käsitellään teoreettisesti aurinkosähkön ostosopimuksen ja voimalaitoksen hankinnan kannattavuutta sen omistajalle. Luvussa on käyty lyhyesti läpi pienaurinkosähkön ostosopimuksen toimintaperiaatteita. Luvussa on erityisesti käsitelty aurinkosähkön kahta ostosopimusmallia: optiosopimusta ja energianmyyntisopimusta.

Luvussa viisi käsitellään pienaurinkosähkön ostosopimuksen tuomia liiketoimintamahdollisuuksia paneelitoimittajalle. Luvussa käsitellään myös sähkön myyntiä Nord Pool:ssa ja sähkön vähittäismyyntiä voimalaitoksen omistajan näkökulmasta. Luvussa viisi käydään lyhyesti läpi myös sähkön varastointia ja sen luomia tulevaisuuden mahdollisuuksia.

Luvussa kuusi teemme yhteenvedon aikaisemmissa luvuissa käsitellyistä asioista ja esittelemme omat johtopäätöksemme siitä, kannattaako asiakkaan hankkia omaa käyttötarpeita suurempaa aurinkovoimalaa. Johtopäätöksissä vastaamme myös suoraan keskeisimpään tutkimuskysymykseen.

2. NYKYISET AURINKOSÄHKÖPANEELIMARKKINAT

Aurinkosähkö on aurinkoenergiaa, joka muutetaan aurinkokennoissa sähköenergiaksi. Aurinkoenergia on auringon tuottamaa sähkömagneettista säteilyä. Energiämäärä, jonka Aurinko tuottaa on noin 2 000 000 miljoonaa kertaa suurempi kuin tehokkaimpien ydinvoimaloiden. Auringon säteilyenergiasta noin puolet läpäisee Maan ilmakehän, kuitenkin noin 90 % säteilystä heijastuu takaisin ilmakehästä. Aurinko on keskeinen ja ainoa energiantuottaja aurinkokunnassamme, vaikka ihmisten hyödyntämä aurinkoenergian osuus on hyvin pieni. (Behing & Behling 2000, s. 25)

Suomessa aurinkosähköliiketoiminnan kehittäminen on alkanut jo 1970-luvulla. Varhaisesta liiketoiminnan alkamisajankohdasta huolimatta alan kehitys on tullut jälkijunassa verrattua muihin teollistuneisiin maihin. Liiketoiminta on ollut muutaman yrityksen vaatimatonta toimintaa aina 2000-luvulle saakka. Ala on herännyt vakaaseen kasvuun vasta viime vuosikymmenen lopulla. Varsinainen läpimurto on tapahtunut vuonna 2014, jolloin asennettu aurinkosähkön kapasiteetti on lähtenyt jyrkkään kasvuun. Pelkästään vuonna 2016 verkkoon kytketyn aurinkosähkön kapasiteetti kolminkertaistui. Aurinkosähkötoimialalla toimii Suomessa nykyisin yli 100 yritystä; komponentin valmistusta, rahoituspalveluita sekä aurinkopaneelijärjestelmien ja aurinkoenergian energianmyyntisopimuksia (Power Purchase Agreement) tarjoavia yrityksiä. Alan nopea kasvu on pitkälti seurausta aurinkosähkön yksikköhinnan laskusta, joka puolestaan johtuu aurinkokennojen hintojen putoamisesta 80 % globaalisti vuosien 2008-2012 välillä (Bloomberg Finance L.P. 2017). Liikevaihto aurinkosähköalalla vuonna 2016 on arvioiden mukaan ollut noin 15 milj. euroa. (Auvinen et al. 2016, s. 12)

Asennetun aurinkoenergian tilastoinnin puutteellisuuden vuoksi eri lähteissä on suuriakin heittoja asennetun kapasiteetin määrissä. Energiaviraston sähkönjakeluverkkoyhtiöiltä keräämän tiedon mukaan asennettua, verkkoon kytkettyä aurinkosähkökapasiteettia oli loppuvuodesta 2016 noin 27 MWp¹. Verkkoon kytkemättömästä kapasiteetista ei ole mitään

¹ Wp on aurinkosähkön nimellistehon yksikkö (watt-peak). Nimellisteho on teho, jonka aurinkopaneeli tuottaa standardeissa olosuhteissa. Standardiolosuhteissa auringon säteilyteho on $1\,000\text{ W}/\text{m}^2$, auringon säteilyn tulokulma on 35° astetta $+25^\circ\text{C}$ asteen lämpötilassa (Finnwind 2013, s. 5).

seurantaa, mutta International Energy Agency:n eli IEA:n (2015) aurinkoenergiaraportin arvion mukaan Suomessa oli vuonna 2015 verkkoon kytkemätöntä kapasiteettiä 10 MWp. IEA:n arvion mukaan kaikesta kapasiteetista 40 % on asennettu kotitalouksiin, 30 % kaupallisille toimijoille ja 30 % teollisille toimijoille (International Energy Agency 2016, s. 11). Asennetun kapasiteetin tuottamasta sähkön määrästä ei myöskään ole tarkkoja tilastoja. Tilastokeskuksen arvion mukaan vuonna 2015 Suomen aurinkoenergian tuotanto vastaa noin 1,2 promillea Suomen sähkön kulutuksesta. Vuoden 2016 verkkoon kytketyn kapasiteetin sekä nimellistehon keskiarvotuoton perusteella voimme laskea arvion aurinkosähkön tuotannon määrästä vuonna 2016. Tällöin saadaan tulokseksi noin 29 600 MWh sähköä vuodessa, mikä vastaa noin 3,6 promillea kulutuksesta.² (Tilastokeskus 2016)

Asennettu kapasiteetti ja kapasiteetin tuottaman sähkön määrä Suomessa on huomattavasti pienempi kuin muualla Euroopan unionin alueella. EU:ssa on yhteensä 100 935 MWp verkkoon kytkettyä kapasiteettia. Suomessa on neljänneksi vähiten asennettua kapasiteettia koko EU:ssa. Väkilukuun suhteutettuna Suomessa on vain 3,6 Wp/henkilö kun Euroopan unionin keskiarvo on 197,8 Wp/henkilö. Vuonna 2016 asennetun aurinkoenergiakapasiteetin osalta Suomi on maailman kärkeä. Euroopan unionissa asennettu kapasiteetti laski vuonna 2016 noin 23 %, kun taas Suomessa kasvua kertyi miltei 300 %. (EurObserv'ER 2017, s. 4)

Vuonna 2016 asennetun aurinkosähkön kapasiteetti kasvoi maailmanlaajuisesti 50 %. Globaalisti tulevaisuuden näkymät ovat vuotta 2017 lukuun ottamatta kasvavia ja kehittyviä. Vuonna 2016 markkinat olivat globaalisti ylikuumentuneet. Kuluvana vuonna 2017 asennetun aurinkoenergia kapasiteetin uskotaan laskevan viimevuodesta, mutta palautuvan kasvu-uralle jo ensi vuonna. Globaalin kasvun uskotaan asettuvan vuodesta 2018 eteenpäin tasolle 8 % vuodessa ainakin seuraavaksi viideksi vuodeksi. (EurObserv'ER 2017, s. 13)

Kasvuodotukset ovat kuitenkin korkeat. Bloomberg Finance L.P:n (2017) arvion mukaan vuoteen 2040 mennessä aurinkosähkөөn investoidaan 2,3 triljoonaa dollaria. Arvion mukaan tuuli- ja aurinkoenergian yhteenlaskettu kapasiteetti olisi silloin noin 48 % koko sähköntuotannon kapasiteetista. Kapasiteetin kasvun myötä odotetaan yksikköhintojen

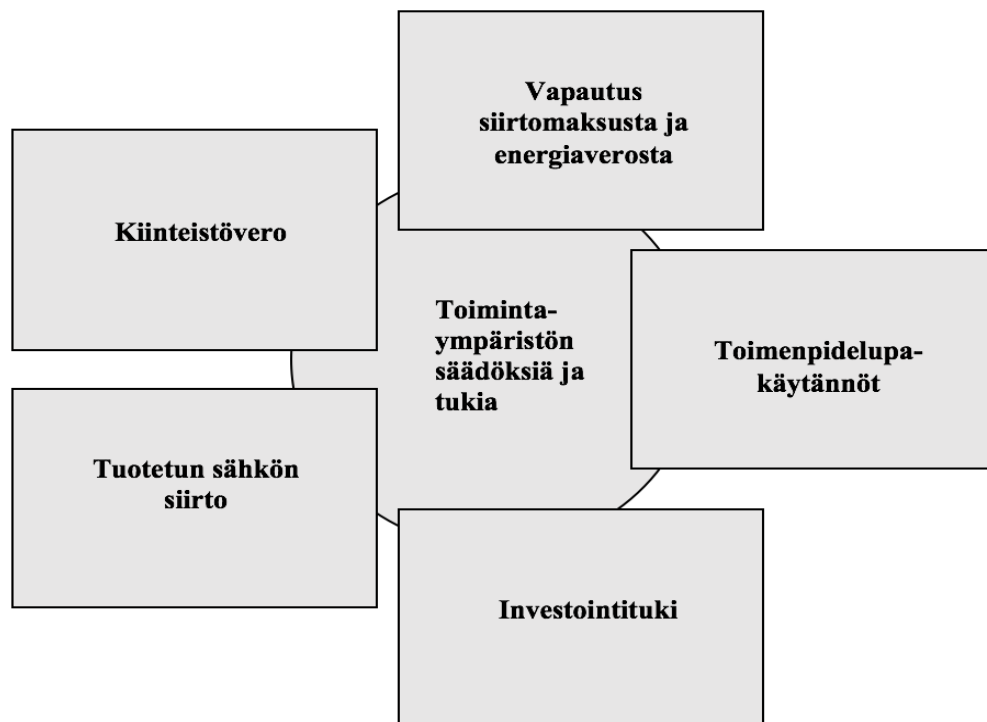
² Nimellistehon keskiarvotuotto on Suomen säteilyolosuhteissa noin 800 kWh/kWp (Huld & Pinedo-Pascua 2012).

laskevan 66 %. (Bloomberg Finance L.P. 2017) Globaalia kasvua edistää aurinkosähkövoimaloiden materiaalihintojen lasku, kasvava energian tarve ja vanhan sähköntuotantokapasiteetin korvaaminen. Arvion mukaan noin puolet globaaleista sähköinvestoinneista kohdistuu tuuli- ja aurinkoenergiaan. (International Energy Agency 2016, s. 9)

On odotettavissa, että Suomella on paljon kasvupotentiaalia hyödynnettävänä verrattuna globaalien ja EU:n markkinoiden kehitykseen. Pohjoisesta sijainnista huolimatta aurinkosähkö on Suomessa niin teknisesti kuin taloudellisestikin kannattavaa. Esimerkiksi Lappeenrannassa ja Frankfurtissa voi neliömetriltä tuottaa yhtä paljon aurinkoenergiaa vuodessa. (European Commission 2012) Valtionneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta - skenaarion mukaan aurinkosähkön tuotanto vuonna 2030 Suomessa on 1 TWh (Huttunen 2017, s. 11). Tämä vastaa asennettuna noin 1 250 MWp kapasiteettia. Aurinkosähköllä on kuitenkin luonnollinen raja energiajärjestelmässä. Rajan on arvioitu olevan vuonna 2050 noin 10 TWh. Tämä merkitsisi asennettuna kapasiteettina 12,5 GWp, mikä on skenaarion mukaan saavutettavissa. Luonnollinen raja on seurausta aurinkoenergian luonteesta; talvikauden kapasiteetti on haaste. (Sitra 2015)

2.1. Sääntely, verotus ja tuet

Suomessa ei ole tällä hetkellä mitään tavoitetta, joka sitoo aurinkosähkön tuotantoa tai kapasiteetin määrää. Lait, verotus, säädökset ja tuet määrittävät kuitenkin reunaehdoja aurinkosähköön investoinneille. Reunaehdot joko lisäävät kannattavuutta tai luovat lisää kustannuksia. Aurinkosähköön liittyy veroja, tukia, lupakäytäntöjä sekä sähkön siirtoa koskevia säädöksiä. Kuvassa 1 havainnollistetaan aurinkosähkövoimalaan vaikuttava sääntely.



Kuva 1. Aurinkosähkövoimalaan vaikuttava säätely

Suomessa tuotettu sähkö on valmisteveron ja huoltovarmuusmaksun alaista. Aurinkosähkön valmistaja ei ole vero- tai huoltovarmuusvelvollinen eikä tuotantolaitosta tarvitse ilmoittaa verohallinnolle tai tullille, mikäli aurinkosähkön tuotanto on pientuotantoa. Pientuotannoksi luetaan tuotantokapasiteetti, joka ei ylitä nimellistehoaltaan 100 kVA³ ja tuotanto tapahtuu omaan käyttöön kiinteistöverkossa tai kiinteistökohtaisessa järjestelmässä. Mikäli tuotantolaitos on yli 100 kVA, tulee laitos ilmoittaa tullille ja verohallinnolle. Mikäli tuotantolaitoksen kapasiteetti on yli 100 kVA, mutta alle 2 MVA ja tuotanto tapahtuu omaan kulutukseen sekä kalenterivuoden tuotanto on alle 800 000 kWh, on tuotanto vapautettu valmisteverosta ja huoltovarmuusmaksusta. F (Finlex 1. 2017) Nimellistehon verovelvollisuuden alaraja on selvästi suurempi kuin tyypillinen pientalotuotannon vuotuinen tuotanto. Vuotuinen tuotantoraja taas mahdollistaa jopa 900 kWp kohteiden verovapauden isommille kiinteistöille ja teollisille toimijoille.

³ Volttiampeeri eli watti, eli tuotetun energian määrä aikayksikössä

Sähkömarkkinalaki takaa mahdollisuuden liittää oma aurinkosähkövoimalaitos verkkoon ja siirtää sähköä sähköverkossa. Toisin sanoen, ylijäämä sähkö voidaan siirtää toiseen kiinteistöön kulutettavaksi tai myydä sähköverkkoon. Sähköverkkoliiketoiminta on kuitenkin sähkömarkkinalaissa säädelyä toimintaa, jolloin liittäminen ja sähkön siirto edellyttävät jakeluverkkoyhtiön suostumusta. (Finlex 2. 2017)

Ylijäämänsähkön jakeluverkkoyhtiön kautta tapahtuvasta myynnistä koitua siirtomaksu ja myyntivoitto ovat veronalaista tuloa. Sähkömarkkinalain 56 §:n 2 kohta säättää, että tuotetulle sähkölle on kohdennettava pienempi osuus sähköverkon ylläpitokustannuksista kuin kulutettavalle sähkölle. Tuotetun sähkön siirtomaksu tulee periä energiamäärään perustuen eikä se saa ylittää 0,07 snt/kWh jakeluverkon yksittäistä liittymää kohti vuositasolla laskettuna. (Finlex 2. 2017) Osana siirtomaksua peritään huoltovarmuusmaksu ja sähkövero. Myyntivoitot verotetaan, kuten muukin myynti, sillä sähkön myynnissä sähkö rinnastetaan tuotteeksi. Kotitalouksilla aurinkosähkön myyntivoitot määritellään pääomatuloiksi, ei liiketoiminnaksi. Kuten pääomatulon kohdalla yleensä, myyntivoitoista voidaan vähentää tulon hankkimisesta aiheutuneet kulut. Kuluja ovat aurinkosähkövoimalan poistot, järjestelmän aiheuttamat kulut vuoden aikana ja järjestelmän hankkimiseen hankitun lainan korot. Myytävän sähkön myyntivoitot jäävät lähes poikkeuksetta järjestelmän hankintakuluja pienemmiksi, joten verotettavaa tuloa ei jää. Verohallinto on linjannut, että mikäli verovuoden aikana myydyin sähkön määrä on pienempi kuin ostetun sähkön määrä, ei ilmoitettavaa tuloa tai myyntivoittoa jää. (Vero 2017)

Sähkönsiirto kiinteistöverkosta toiseen on mahdollista toteuttaa ilman sähköveroa, huoltoturvamaksua, siirtomaksua ja ilman sähkönjakeluverkkoyhtiön suostumusta vain, mikäli siirto tapahtuu kiinteistöryhmän sisällä. Kiinteistöryhmäksi on määritelty rajautuvat kiinteistöt, jotka ovat saman tahon hallinnassa omistuksellisesti tai sopimukseen perustuen. Rajautuvissa kiinteistöissä kiinteistöjen rajalla kulkevia teitä ei oteta huomioon. (Energiavirasto 2017) Aurinkosähköjärjestelmän omistajalla ei tässä tapauksessa ole merkitystä, sillä aurinkopaneelit voivat olla kolmannen osapuolen, esimerkiksi rahoittajan omistuksessa. Muutoin sähkön siirtäminen kiinteistöryhmästä toiseen on sähkömarkkinalain mukaan luvanvaraista toimintaa, joka edellyttää tällöin sähkönjakeluyhtiön suostumusta, mikä aiheuttaen samalla kustannuksia. Huomiona todettakoon, että 800 MWh rajoitus on kiinteistökohtainen, eli jos kiinteistössä

tuotetaan ylärajan verran aurinkosähköä, voi sen siirto viereisestä kiinteistöstä aiheuttaa verovelvollisuusehtojen täyttymisen.

Aurinkosähkövoimalat ovat kiinteistöveron alaisia rakennelmia. Kiinteistövero peritään laskennallisesta jälleenhankinta-arvosta. Ellei rakennustyypille ole määritetty jälleenhankinta-arvoa, on se 75 % vastaavan rakennuksen rakennuskustannuksista. Jälleenhankinta-arvoa määritettäessä ei huomioida koneita tai laitteita, joten aurinkosähkövoimalan kiinteistöveron suuruuden määrittävä jälleenhankinta-arvo koostuu perustusten ja tukirakenteiden materiaaleista sekä työn ja maapohjan osuudesta. (Finlex 3. 2017) Kiinteistöveron jälleenhankinta-arvon vuosittaisista ikä-alennuksista ei myöskään ole linjausta aurinkosähkövoimaloiden osalta. Oletettavaa on, että aurinkovoimalat rinnastettaisiin tuulivoimaloihin, joiden ikäalennus on 2,5 % vuodessa (Finlex 4. 2017). Mikäli aurinkovoimala rakennetaan osaksi rakennusta, eli on katolle tai seinään asennettuna, peritään kiinteistövero osana rakennuksen kiinteistöverotusta. Koska aurinkopaneelit eivät vaikuta jälleenhankintahintaan, ne eivät korota kiinteistön kiinteistöveroa, jos rakennus on ollut jo ennestään sähköistetty. Kiinteistöveroprosentti on kuntakohtainen ja voi vaihdella kunnittain. Lähtökohtaisesti aurinkovoimalasta peritään yleinen kiinteistöveroprosentti, ellei kunnassa ole toisin säädetty. (Orpo 2017, s. 1-2)

Aurinkoenergian tukihakemusten käsittely ja rahoittaminen ovat siirtyneet vuoden 2017 alusta Innovaatorahoituskeskus Tekesille. Tekesin aurinkosähkönenergiatuki on investointituki, joka kattaa 25 % investointikustannuksista. Tekes myöntää myös aurinkosähkönenergiatukea uuden teknologian investointituen muodossa, joka kattaa 40 % investointikustannuksista. Uuden teknologian investointituen ehtona on, että investoinnissa on hyödynnetty kaupallisessa mittakaavassa jotain uutta teknologiaa. Tukeen ovat oikeutettuja yhtiöt, ammatin- ja liikkeenharjoittajat, säätiöt, kunnat ja yhteisöt. Tukeen eivät ole oikeutettuja muun muassa kiinteistöosakeyhtiöt, maatilat tai maatalojen yhteyteen tehtävät hankkeet. Ehtona tuille on myös, että järjestelmä on kytkettynä sähköverkkoon. (Tekes n.d.)

Maatilat voivat saada Maaseutuviraston myöntämää energiainvestointitukea, joka kattaa 40 % investointikustannuksista. Tuen ehtona on, että energia on tuotettu uusiutuvasti ja että energiaa tuotetaan vain maatalouden tuotantotoimintaan. (Maaseutuvirasto n.d.) Kotitaloudet ovat

oikeutettuja tekemään kotitalousvähennyksiä aurinkoenergian asennuksen työkuiluista. Kotitalousvähennys on 45 % vähennykseen oikeuttavasta kulusta. Maksimivähennys on 2 400 euroa vuodessa ja se voidaan tehdä ainoastaan aurinkopaneelijärjestelmästä, joka asennetaan jo olemassa olevaan rakennukseen. (Vero 2017) Aurinkosähköjärjestelmässä kotitalousvähennys kattaa noin 14-18 % investoinnista (Auvinen et al. 2016, s. 28).

Uuden, 1.5.2017 voimaan tulleen täsmennyksen mukaan aurinkovoimalan asennus ei lähtökohtaisesti vaadi toimenpide- tai rakennuslupaa. Poikkeuksena mainittakoon, että lupa tarvitaan, jos kunta on niin määrännyt tai asennus tapahtuu niin, että se aiheuttaa haittaa naapureille, on liian lähellä naapurikiinteistöä, suojellussa kohteessa tai arvorakennuksessa, jossa aurinkokenno kiinnitetään rakennuksen. Rakennettaessa suurempaa voimalaa, joka ei ole kiinnitettynä rakennukseen, on lupakäytäntö kunnan säädöksistä ja rakennusvalvonnasta riippuvaista. (Tuomi 2017 & Tiilikainen 2017, s. 6)

2.2. Yleisimmät aurinkosähköpaneelien liiketoimintamallit ja rahoitusmallit

Liiketoimintamallin avulla pyritään kuvaamaan yrityksen liiketoiminnan keskeiset menestystekijät ja niiden väliset suhteet. Liiketoimintamalli heijastaa yrityksen strategiaa ja toimii pohjana organisaation liiketoimintaprosessien suunnittelulle. (Saarelainen 2013, s. 84) Sen tarkoituksena on kuvata lukijalle nopeasti ja selkeästi, mitä organisaatio tekee, miten se löytää potentiaaliset asiakkaansa ja miten se toimittaa tuotteita tai palveluita asiakkailleen. (Saarelainen 2013, s. 84)

Suomen aurinkosähköpaneeli- ja aurinkosähköpaneelirahoitusmarkkinoilla toimi vuonna 2016 yhteensä 49 yritystä. Aurinkopaneelimarkkinoilla toimivien yritysten liiketoimintamallit voidaan jakaa aurinkopaneelien omistuksen, rahoittamisen, sähkönkulutuksen sekä järjestelmän ylläpidon ja käytön perusteella. Yleisin tapa toimia on, että yritys tarjoaa asiakkailleen useita rinnakkaisia vaihtoehtoja, joista räätälöidään asiakkaan tarpeisiin sopivin vaihtoehto. Liiketoimintamallit jaetaan karkeasti kolmeen eri kategoriaan; aurinkosähköjärjestelmän energianmyyntisopimus, avaimet käteen -toimitus rahoituksella tai ilman ja järjestelmän laitemyynti. Erilaisia rahoitusmalleja on tarjolla asiakkaiden tarpeisiin.

Liitteessä 1 on esitetty yhteenvedotaulukko eri liiketoiminta- ja rahoitusmalleista. (Auvinen et al. 2016, s. 15-16)

Laitemyynnissä asiakas ostaa laitetoimittajalta järjestelmän laitteet joko valmistajan tai omalla rahoituksella. Laitemyyntimallissa asiakas omistaa järjestelmän, huolehtii itse järjestelmän asentamisesta sekä ylläpidosta eikä tavallisesti saa mitään palveluita sen hallintaan tai seurantaan. (Auvinen et al. 2016, s. 35)

Yleisin malli suuremmissa voimaloissa on avaimet käteen -toimitus. Avaimet käteen -mallissa järjestelmätoimittaja toimittaa toimivan järjestelmän asiakkaalle, jonka jälkeen omistajuus siirtyy asiakkaalle, joka huolehtii järjestelmän ylläpidosta. Joissakin tapauksissa asiakas saa hankinnan yhteydessä sähköisiä palveluja järjestelmän seurantaan ja ylläpitoon. Avaimet käteen -mallissa rahoitus järjestetään yleensä omalla pääomalla, lainalla tai osamaksukaupalla. Näissä rahoitusmalleista aurinkovoimala siirtyy yrityksen taseeseen, muuttujina ovat pääoman kustannus sekä menojen realisoituminen. (Auvinen et al. 2016, s. 36)

Liiketoiminta- ja rahoitusmallit, joissa aurinkovoimalan omistus ei siirry ollenkaan tai siirtyy jäännösarvona, perustuvat leasingjärjestelyyn tai aurinkovoiman tuottaman sähkön pitkäaikaiseen ostosopimukseen. Leasingjärjestelyt voidaan jakaa kahteen kategoriaan: rahoitusleasingiin ja käyttöleasingrahoitukseen. Rahoitusleasing muistuttaa pitkälti osamaksukauppaa, jossa voimalan omistus pysyy rahoittajalla leasingsopimuksen ajan ja siirtyy sopimuksen loppuessa jäännösarvona asiakkaalle. Käyttöleasingrahoitus tarkoittaa aurinkovoimalan vuokrausta järjestelmätoimittajalta tai rahoittajalta. Vuokrausjärjestelyssä voimala ei vaihda omistajaa ja tämän vuoksi sopimusjakso on mitoitettu voimalan teknisen käyttöiän mukaan. Molemmissa leasingmalleissa voimalan käyttö voi olla sopimuksesta riippuen asiakkaalla, toimittajalla tai rahoittajalla. (Auvinen et al. 2016, s. 54-56)

Viimeisenä mallina on pitkäaikainen aurinkoenergian ostosopimusmalli, joka muistuttaa käyttöleasingsopimusta. Ostosopimusmallissa on tyypillistä, että järjestelmän toimittaja tai rahoittaja omistaa ja huolehtii voimalan käytöstä ja kantaa tuotantoriskin. Asiakas on puolestaan sopimusteitse sitoutunut ostamaan voimalan tuottaman sähkön ennalta sovittuun hintaan. Markkinoilta on saatavilla myös pitkäaikaista aurinkoenergian ostosopimusmallia

toisenlaisilla järjestelyillä, esimerkiksi osaomistajuusjärjestely ja aurinkosähkösopimus ovat näitä vaihtoehtoja. Aurinkosähkösopimus on energiayhtiön ja asiakkaan välinen sähkösopimus, jossa vuodessa ostetusta sähköstä tietty osuus on aurinkosähköllä tuotettua. Osaomistusjärjestelystä on olemassa monia eri sopimusmenettelyitä. Osaomistussopimuksissa asiakas ostaa osuuden tai osakkeen aurinkosähköpuistosta ja on oikeutettu osuuden mukaiseen määrään aurinkosähköpuiston tuottamasta sähköstä. Osaomistussopimuksesta on markkinoilla myös aurinkopaneelien vuokraukseen pohjautuvia malleja. (Auvinen et al. 2016, s. 56)

2.3. Aurinkosähkön kannattavuuteen vaikuttavat tekijät

Kannattavuustekijät ovat organisaation liiketoiminnan kannattavuuden kannalta tärkeitä tekijöitä/toimijoita. Investointien kannattavuutta arvioidessa voidaan ennustaa investoinnin kannalta merkittävimmät kannattavuustekijät ja kuinka ne vaikuttavat kannattavuuteen. Aurinkosähkön pientuotanto on Suomessa kannattavaa. Kannattavuutta tarkastellessa on kuitenkin hyvä huomioida, että aurinkosähköinvestointeja on mielekkäintä tarkastella netto-nykyarvo- sekä sisäisen korkokannanmenetelmillä. (Auvinen et al. 2016, s. 34-44)

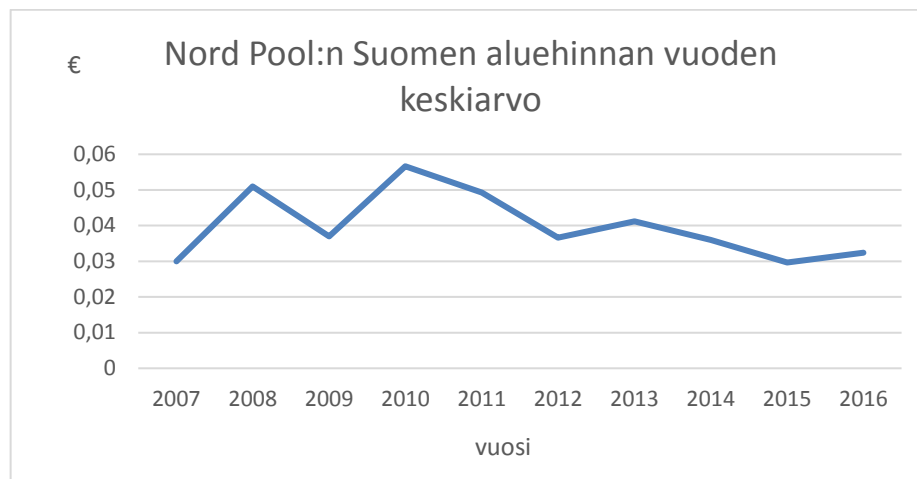
Aurinkosähkön kannattavuuteen vaikuttavat useat eri tekijät, joita toimijat arvioivat. Yleisimmät kannattavuuden arviointiin vaikuttavat tekijät ovat:

- Sähkön hinta ja sen arvioitu muutos aurinkopaneeli-investoijalle (sähkön hinta, siirtomaksu ja vero).
- Ylijäämäsähkön myyntihinta.
- Aurinkovoimalan tuottaman sähkön oma kulutus osuutena kokonaiskulutuksesta (%).
- Investoijan sähkönkulutus ja kulutuksen jakautuminen vuorokaudessa.
- Aurinkovoimalan nimellinen kapasiteetti W_p , hyötysuhde sekä päivä- ja vuosituotanto.
- Voimalan tekninen käyttöikä.
- Voimalan asennukseen liittyvät muuttujat, kuten asennuskulma, paneelin lämpörasite ja asennusalusta.
- Voimalan sijainti ja ympäristö.
- Voimalan kapasiteetin vuosittainen aleneminen.
- Voimalan asennuksen paneeliketjujen toteutus ja vaihtosuuntaajan eli invertterin käyttö.

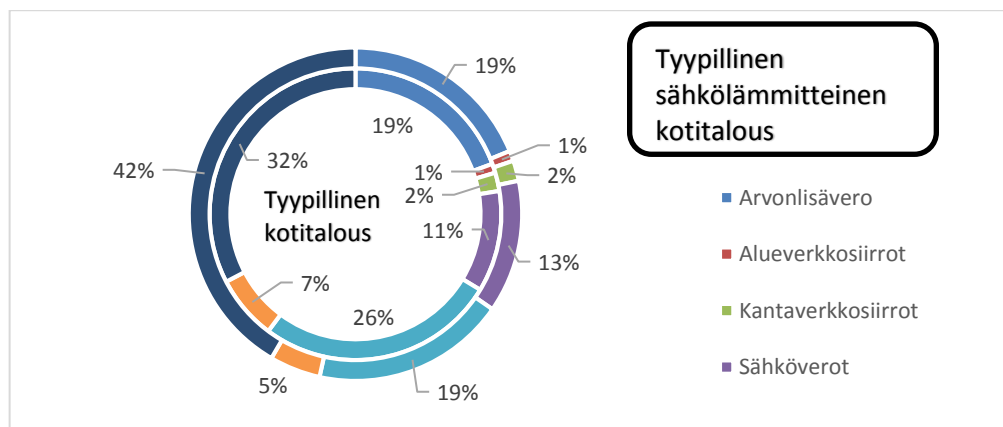
- Operointikustannukset eli voimalan käyttökustannukset (huolto, vaihtosuuntaajan vaihto, vakuutukset ja riskit, kuten tuotantoriski).
- Voimalan pääoman kustannukset.
- Voimalaan saatavat tuet (kotitalousvähennys tai investointituki).
- Voimalaan liittyvät riskit, kuten tuotantoriski, katon eliniän lyhenemisen riski ja tulipaloriski.
- Kiinteistön, johon voimala asennetaan, brändi-arvon muutos.

Edellä listatut yleisimmät kannattavuutta määrittävät tekijät kiteytyvät niin sanottuun verkkopariteetin alittumiseen, joka määrittää aurinkosähkön kannattavuuden. Verkkopariteetin alittumisella tarkoitetaan sitä, että aurinkosähkön tuottaminen omaan käyttöön on edullisempaa kuin vastaavan sähkön ostaminen verkosta. Ostosähkön hintaa voidaan käyttää aurinkovoimalan tuottaman sähkön referenssihintana. Ostosähkön hinnan ja aurinkovoimalan käyttöaikana tuottaman sähkön kustannusperusteisen hinnan erotus on voimalan luoma kustannussäästö. Täten aurinkosähköinvestointia voidaan tarkastella kustannussäästöinvestointina. Verkkopariteetti on kannattavuutta rajoittava tekijä, jonka kriittisensä muuttujana on sähkön hinta voimalan käyttöaikana. Näin ollen kriittisiä muuttujia aurinkovoimalan kannattavuudelle ovat ostosähkön hinta ja sen kehitys. Ostosähkön hinta muodostuu siirtomaksusta, veroista, vähittäismyyjän kuluista ja sähköenergian hinnasta.

Sähköenergian osuus kotitalouksien sähkön hinnasta on häviävän pieni (Tilastokeskus 2017). Sähkön suurkuluttajilla ja keskisuurilla toimijoilla sähköenergian osuus sähkölaskusta on luonnollisesti suurempi. Nord Pool:n Suomen alueen vuoden keskihinnasta (kuvaaja 1) voimme kuitenkin havaita, että keskisuurikin teollisuus maksoi vuonna 2016 kaksinkertaisen hinnan sähkön energian hintaan nähden. (Nord Pool 2016)



Kuvaaja 1. Nord Pool:n Suomen aluehinnan keskiarvo aikavälillä 2007-2016 (Nord Pool 2016).

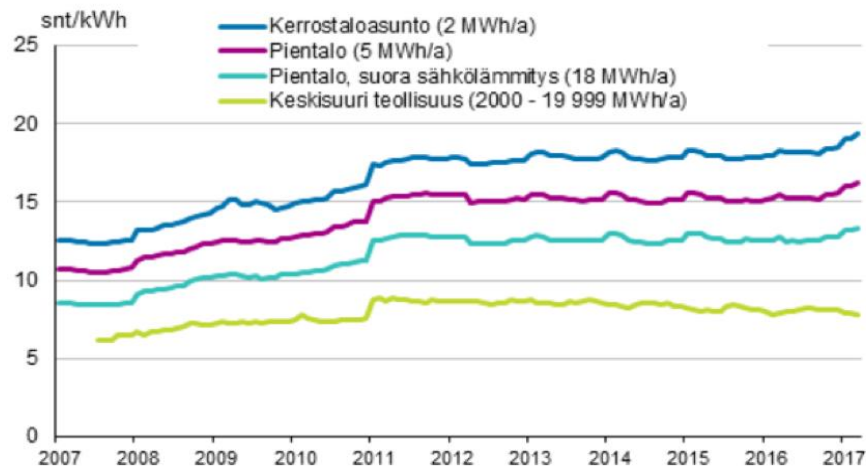


Kuvaaja 2. Sähkön hinnan muodostuminen (Energiateollisuus ry n.d.).

Ostosähkön hintaa ei voida käyttää referenssihintana ylijäämäsähkölle, sillä ostosähkön hinnasta merkittävä osa on veroja ja vähittäismyyjän provisiota. Ylijäämäsähkö joudutaan myymään sähkön vähittäismyyjälle tai muille kolmansille osapuolille energianmyyntisopimuksella, ellei kiinteistössä ole kapasiteettia sähkön varastointiin. Sähkön vähittäismyyjät ostavat sähkön usein joko kiinteällä määräaikaisella hinnalla tai Nord Pool:n Spot-hinnalla, josta vähennetään sähköyhtiön marginaali. Kiinteät sähkön myyntisopimusten hinnat ovat 2-4 snt/kWh ja tyypillinen marginaali Spot-hinnalle on 0,3 snt/kWh (liite 1). Nord Pool on Pohjoismaiden, Baltian, Iso-Britannian ja Saksan energian markkinapaikka. Spot-

markkinoilla määritetään seuraavalle päivälle sähköenergian hinta, niin sanottu sähkön tukkumarkkinahinta. Kauppa tapahtuu suljetulla huutokauppamenettelyllä kysynnän ja tarjonnan perusteella. (Nord Pool, n.d.)

Ylijäämänsähkön pienemmästä tuottavuudesta seuraa, että aurinkosähkövoimala on kannattavinta optimoida niin, että oman käytön osuus sähkön tuotannosta on mahdollisimman suuri. Asennettavan voimalan kokoa optimoitaessa otetaan huomioon sähkön kulutuksen määrä (kuvaaja 3) ja kulutuksen jakautuminen vuorokauden aikana. (Tilastokeskus 2017)



Kuvaaja 3. Sähkön hinta eri käyttäjillä (Tilastokeskus 2017).

Voimalan kokoa optimoitaessa merkittävin kokoon vaikuttava tekijä on voimalan nimellisteho. Voimalan nimellistehon tuottaman sähkön määrään vaikuttavat merkittävästi myös voimalan suunnittelu, asennus ja voimalaan käytettyjen paneelien tekniset ominaisuudet. Paneelien teknisistä ominaisuuksista tärkein on niiden hyötysuhde, joka kuvaa paneelin kykyä konvertoida auringon säteilyenergiaa sähköksi. Paneelien hyötysuhteessa mitataan, kuinka monta kWh saadaan tuotettua jokaista kWp:ta kohden. Paneelien hyötysuhteet ovat kasvaneet tasaisesti ja suurin hyötysuhde on monikidekennolla, noin 46 %. (National Renewable Energy Laboratory, 2017) Kaupallisesti kannattavissa järjestelmissä käytetään kuitenkin 20-15 % hyötysuhteella toimivia monikide- tai piikidekennoja, koska kaupallisesti hyötysuhde - hinta -suhdeluvun maksimointi on tärkeää (Tahkokorpi toim. et al. 2016, s. 177).

Aurinkopaneelin muut ominaisuudet, jotka vaikuttavat tuotetun sähkön määrään, ovat tekninen käyttöikä ja vuosittainen kapasiteetin lasku. Aurinkopaneelien kapasiteetin lasku riippuu aurinkopaneelin tyypistä, asennuksesta ja asennusolosuhteista. Nimelliskapasiteetin lasku on noin 0,5 % vuodessa. Kapasiteetin lasku määrittää voimalaitoksen teknisen käyttöiän, joka on kaupallisessa käytössä olevilla paneeleilla 20-40 vuotta asennuksesta ja ympäristöstä riippuen. (National Renewable Energy Laboratory 2017) Paneelien lämpörasite vaikuttaa myös voimakkaasti niiden käyttöikänsä. Järjestelmän tuottaman sähkön määrä laskee 0,4 % per yksi aste lämpötilan kohotessa yli 25°C. Vuositasolla lämpötilasta johtuva tehohäviö voi nousta jopa viiteen prosenttiin. Koska lämpötila vaikuttaa paneelin käyttöikänsä ja sähkön tuotantoon, paneelit tulisi asentaa niin, että ne pääsevät tuulettumaan ja tätä kautta jäähtymään. Aurinkovoimaloiden pitkän käyttöiän, pienen tuotantoriskin ja korkean toimintavarmuuden vuoksi kannattavuuslaskelmissa ei ole mielekästä käyttää takaisinmaksumenetelmää. Takaisinmaksumenetelmä ei ota huomioon voimalan pitoaikaa, tuottoja takaisinmaksuajan jälkeen eikä jäännösarvoa. (Tahkokorpi toim. et al. 2016, s. 79-96)

Asennuksen yhteydessä tehtävä aurinkopaneelin suuntaus ilmansuunnan ja asennuskulman suhteen vaikuttaa sähkön tuotantoon, sillä ilmansuunnalla on vaikutusta sähkön tuotannon ajalliseen jaksottumiseen. Kun paneelit suunnataan itään, voimalan sähkön tuotanto painottuu aamuun ja vastaavasti länteen suunnattuna voimalan tuotanto painottuu iltaan. Paneelien suuntauksella kokonaissähkön tuotanto laskee hieman, muttei merkittävästi. Esimerkiksi Helsingin korkeudella sijaitsevan 5 kW voimalan tuotto vuositasolla pienenee noin 15 % suuntaamalla puolet paneeleista suoraan idän ja lännen suuntaan. Suuntaus voi silti olla kannattavaa, jos kiinteistön sähkön tarve painottuu ilta- tai aamutunneille, jolloin tuotetun sähkö tulee tehokkaammin käyttöön. Suomessa paneelin kaltevuus on optimissaan noin 40 asteen kulmassa. (Käpylehto 2016, s. 120-122) Aurinkopaneelit on myös mahdollista asentaa seuraamaan koneellisesti auringon liikettä, ja näin maksimoida tuotantoa. Kahdella akselilla aurinkoa seuraavan järjestelmän vuosituotanto on noin 35 % suurempi kuin kiinteällä asennuksella olevan paneelin. Koneistetut järjestelmät ovat kuitenkin kustannuksiltaan kalliimpia kuin tuotannon kasvattaminen lisäpaneelilla. (Tahkokorpi toim. et al. 2016, s. 99). Usein myös aurinkopaneelien suuntaus muuten kuin lappeen tai seinän suuntaisesti on kustannuksiltaan suurempi kuin lisäpaneelien hankinta. Yleistä on myös suuntauksen

tekemättä jättäminen korkeamman sisäisen korkokannan saavuttamiseksi⁴. (Tahkokorpi toim. et al. 2016, s. 97-100)

Asennusympäristöllä on myös vaikutus paneelien tuottoon. Asennuspaikan varjostukset voivat pienentää merkittävästi paneelien tuottoa. Vaikka varjostukset eivät ole suoraan auringonsäteilyn tiellä, voi niillä olla vaikutus hajasäteilyn määrään, mikä Suomessa vastaa 40-50 % aurinkokennoon tulevasta kokonaissäteilystä. Vastaavasti heijastavat pinnat voivat nostaa aurinkopaneelien vuosituotantoa. Varjostusten aiheuttamaa sähköntuotannon menetystä voi myös pienentää sarjaan kytkettyjen paneelien määrällä. (Tahkokorpi toim. et al. 2016, s. 99)

Aurinkosähkövoimalan käyttökustannukset toiminta-aikana ovat alkuinvestointiin verrattua hyvin pienet. Käyttökustannuksista merkittävimmät ovat vaihtosuuntaajan vaihto 15-20 vuoden välein, vakuutusmaksu sekä mahdolliset pääomakustannukset. Satunnaisia käyttökustannuksia voi olla myös vioittuneiden paneelien vaihto, joka ei kuitenkaan ole paneelien korkean toimintavarmuuden vuoksi merkittävä kustannuserä. (International Energy Agency 2015, s. 8) Vaihtosuuntaajan vaihdosta aiheutuva kustannus on 10-15 % voimalan alkuinvestoinnista. Pääomakustannukset riippuvat toimijalle myönnettävästä riskipreemiosta, riskittömästä korosta sekä rahoitusmallista. Pääomakustannusten vaihteluväli on yksityissektorilla ja kotitalouksilla 4-10 % ja kunnilla 0,7-2 %. (Auvinen et al. 2016, s. 31-44)

Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta arvioitaessa on syytä myös huomioida aurinkosähköjärjestelmän riskit, sen luoma brändi ja kiinteistön arvon kasvu. Aurinkosähköjärjestelmä tuottaa kustannussäästön ja sähkönmyynnin lisäksi myös taloudellista arvoa kiinteistön arvonnousuna ja brändi-arvona. Investoimalla aurinkovoimalaan kiinteistön arvo nousee ideaalitulanteessa aurinkosähkövoimalan jäännösarvon verran. Aurinkovoimalan hankkiminen ja oman sähkön tuottaminen vaikuttavat myös yrityksen brändi-arvoon positiivisesti. Brändit ohjaavat kuluttajien käyttäytymistä ja valintoja sekä auttavat tuotetta erottumaan kilpailijoista. Brändi-arvoa on kuitenkin vaikea todentaa ja ottaa huomioon kannattavuuslaskelmissa. (Malmelin & Hakala 2008, s. 17)

⁴ Sisäinen korkokanta eli efektiivinen korko on korkokanta, jolla diskontattaessa investointi tuottaa nykyarvon nolla (Brealey et al. 2011, s. 111-112).

3. PIENAURINKOSÄHKÖOPTIO PALVELUINNOVAATIONA

Aurinkosähkön ostosopimus, jolla ylijäämä sähköä myydään eteenpäin, on palveluinnovaatio. Idean kehittyminen kaupallisesti kannattavaksi innovaatioksi vaatii monta eri vaihetta ja vain murto-osa alkuperäisistä ideoista päätyvät markkinoille. (Trott 2012, s.15-16) Tässä luvussa määrittelemme termit innovaatio ja palveluinnovaatio sekä käsittelemme palveluinnovaation toimintaympäristöä ja palveluinnovaation mahdollisuuksien testaamiseen liittyvää teoriaa.

3.1. Innovaatio

Apilon et al. (2007) mukaan innovaatio on uusi idea, joka on hyödynnetty kaupallisesti. Se on ratkaisu, jolla saadaan luotua lisäarvoa sen sidos- ja kohderyhmille. Malinen & Barsk (2003) mukaan innovaatio on taloudellisesti kannattavan muutoksen tunnistamista ja hyödyntämistä. Yrityksen näkökulmasta tarkasteltaessa on tärkeää tehdä selkeä ero idean, keksinnön ja innovaation välille. (Malinen & Barsk 2003, s. 35) Nämä kolme seuraavat toisiaan teknologiainnovaatiossa, mutta muissa innovaatiotyypeissä, kuten prosessi- tai palveluinnovaatiossa, keksintövaihe ei ole välttämätön. Nykyisin organisaatioiden haasteita innovaatioiden kehittämisessä ovat etenkin asiakkaan arvoprosessin ymmärtäminen ja verkostojen hyödyntäminen. (Apilo et al. 2007, s.15, 22)

3.2. Palveluinnovaatio

Palveluinnovaatio on innovaatio, joka muuttaa menestyksekkäästi tapaa, jolla luodaan arvoa asiakkaille. Palveluinnovaatio hyödyntää usein fyysistä tuotetta, mutta itse innovaatio on usein laajempi kokonaisuus, joka muuttaa esimerkiksi markkinoiden ja yritysverkostojen työnjakoa. Menestysekäs palveluinnovaatio on käytäntöön viety, uusi ja tehokas tapa organisoida palveluita ja liiketoimintaa. Vaikka useissa palveluinnovaatioissa hyödynnetään teknologiaa, itse innovaatio perustuu sen sosiaalisiin ulottuvuuksiin, jotka voivat olla esimerkiksi uudenlainen tapa järjestää palvelu tai tapa uudistaa palvelun tuottajan ja käyttäjän rooleja sen tuottamisessa. Palveluinnovaatiot vaativat usein monen eri organisaation tason aktiivista osallistumista, sillä ne muuttavat yrityksiä välisiä ja sisäisiä prosesseja ja rakenteita. Etenkin

palvelun tarjoajan ja asiakkaan väliset suhteet ja prosessit muuttuvat usein palveluinnovaatioissa. (Apilo et al. 2007, s. 41-44, 230)

Pienaurinkosähköoptio -palveluinnovaatioissa asiakkaan roolista tulisi aktiivisempi, mikä tuo hänelle myös enemmän vastuuta, sillä jo ostovaiheessa hänen tulisi pohtia omaa asemointiaan markkinoilla. Piensähköoptio palveluinnovaatioon liittyy potentiaalisen asiakkaan kannalta uudenlaisia riskejä, jotka ovat erilaisia kuin asiakkaan pääliiketoimintaan sisältyvät riskit. Tämän vuoksi on tärkeää, että palveluinnovaatioideoita kehitetään ja innovoidaan usein yhdessä luotettavimpien asiakkaiden kanssa, jotta ideasta saataisiin toimiva liiketoimintakonsepti. Palveluinnovaatio voi usein epäonnistua verotuksen tai muun lainsäädännön vuoksi. (Apilo et al. 2007, s. 41-44) Esimerkiksi yhdysvaltalainen vuonna 2009 perustettu henkilökuljetuspalvelu Uber joutui toistaiseksi vetäytymään Suomen markkinoilta kesällä 2017, sillä Suomen liikennepalvelulain mukaan sen työntekijät harjoittivat luvatonta taksiliikennettä (Kontinen 2017). Tämä sama kohtalo voi kohdata pienaurinkosähköoptio palveluinnovaatiota, sillä Suomen tämän hetkinen verotus voi aiheuttaa asiakkaalle liian kovan kynnyksen omia tarpeita suuremman aurinkopaneelivoimalan hankkimiseen (Finlex 1. 2017).

3.3. Palveluinnovaation toimintaympäristö

Toimintaympäristöllä, johon innovaatio luodaan, on suuri vaikutus yrityksen innovaatiostrategiaan. Strategiaan vaikuttaa etenkin ympäristön stabiilius ja dynaamisuus. Stabiilissa eli vakaassa ympäristössä innovaatiot syntyvät teknologian läpimurtojen kautta ja näiden tuotteiden elinkaari on usein hyvin pitkä. Dieselmoottori on yksi stabiilin ympäristön lippulaivainnovaatioista, sillä ensimmäinen toimiva dieselmoottori valmistettiin vuonna 1897 (Motiva 2014). Dynaamisessa eli nopeasti muuttuvassa toimintaympäristössä toimialan muutosnopeus on huomattavasti suurempi kuin stabiilissa toimintaympäristössä, näin esimerkiksi mobiili- tai aurinkosähköteknologian toimialoilla. Dynaamisilla toimialoilla, etenkin kuluttajamarkkinoilla, yrityksen tulee koko ajan olla tietoinen asiakastarpeiden ja kilpailutilanteen muutoksista. Toimialalla pysyminen vaatii yritykseltä usein koko ajan tehtäviä kokeiluja ja ketteryyttä uusien innovaatioiden kanssa, sekä yrityksen ja verkostojen oppimiskyvykkyyttä. (Trott 2012, s.54)

3.4. Palveluinnovaation mahdollisuuksien testaaminen

Palveluinnovaation innovaatiomahdollisuuksien testaaminen jo projektin varhaisessa vaiheessa on Apilo et al. mukaan erittäin tärkeää, jotta saadaan selville kannattaako prosessia jatkaa pidemmälle. Innovaatioprojektin tulisi läpäistä kuusi eri arviointinäkökulmaa, jotta sitä kannattaisi jatkaa. Eri arviointinäkökulmat ovat: kohdeasiakassegmentti, kohdemarkkinat, kilpailutilanne kyseisellä toimialalla, kilpailuedun pysyvyys, tiimi ja prosessit. (Apilo et al. 2007, s.183)

Apilo et al. mukaan innovaatioprojektin mahdollisuuksien testaamisessa tulee ensimmäiseksi tunnistaa kohdeasiakassegmentti, sillä ilman sitä projektia ei kannata kehittää yhtään pidemmälle. Asiakassegmentin voidaan arvioida kymmenen kriittisen testikysymyksen kautta (liite 3). Innovaatiolle tulee testikysymyksiä avulla pystyä muun muassa määrittämään asiakassegmentti ja sen tulee ratkaista asiakkaan ongelma sopivalla hinnalla. Innovaation tulee olla parempi ratkaisu kuin aikaisempi vaihtoehto ja projektilla tulee olla todisteita siitä, että kohdeasiakassegmentti ostaa innovaation. Liikeidean ja markkinapotentiaalın näkökulmasta kriittisin tieto on vahvistus siitä, että liiketoiminta voidaan rakentaa stabiilille pohjalle. Jotta tieto saataisiin selville, tulee tuntea segmentit, asiakastyypit, innovaatioidiffuusiomalli sekä markkinat. (Apilo et al. 2007, s.183-185)

Kohdemarkkinat voidaan tunnistaa, kun kohdeasiakassegmentti on saatu selville ja testattu. Innovaatiomahdollisuuksien kannalta parhaiden markkinoiden tunnuspiirteet ovat: vuosittainen yli 20 % kasvu, yli 40 % myyntikate, korkea yli 15 % voittomarginaali sekä toistettava liiketoimintamalli. Markkinoilla menestymisen todennäköisyys kasvaa myös, jos palveluinnovaatio tai siinä käytetty teknologia on niin sanottua läpimurtoteknologiaa. Tällöin asiakkaan näkökulmasta innovaation ajoitus on usein hyvä ja sen markkinapotentiaali on suuri. Palveluinnovaatiota kannattaa aluksi myydä varhaisille omaksujille, jonka jälkeen palvelua voidaan vielä muokata, ennen kuin sen laaja-alainen markkinointi ja myynti aloitetaan markkinoiden pääjoukolla. (Trott 2012, s.524-526) Suomen aurinkosähkömarkkinat ovat olleet vuoden 2014 jälkeen kovassa kasvussa ja niiden kasvu kiihtyy koko ajan.

Aurinkopaneelien kiinnostavuutta teollisuusalan voidaan testata Porterin viiden markkinavoiman (Porter 2006, s. 24-27) lisäksi seitsemän eri kysymyksen avulla (liite 3), jotka määrittelevät esimerkiksi kuinka helppoa tai vaikeaa alalle on tulla ja jos toimialalla on vaikea menestyä tällä hetkellä, voidaan selvittää, miten uudella innovaatiolla voidaan muuttaa tilannetta. (Apilo et al. 2007, s.186-187) Aurinkopaneelien teollisuusalan ei toistaiseksi ole tietoa korvaavasta teknologiasta, mutta sellaisen saapuessa tai kehittyessä on yrityksen helppo muokata palveluinnovaatiotaan siihen sopivaksi.

Yrityksen kestävä kilpailuedun arvioiminen on yksi merkittävimmistä innovaatiomahdollisuuksien testikohteista. Kilpailuetu pystytään arvioimaan kolmella innovaatioon ja markkinoihin liittyvällä yleiskysymyksellä sekä yhdeksällä talousnäkökulmasta esitetyllä kysymyksellä (liite 3). Kilpailuedun arvioinnissa tulee käyttää reaaliopioajattelua, joka helpottaa yrityksen ja innovaation kilpailuedun testaamista ja arviointia. (Apilo et al. 2007, s.186-187)

Jos yritys ei pysty patentoimaan palveluinnovaatiotaan, sen kilpailuedun pysyvyys on pieni. Yritys voi kuitenkin pyrkiä kehittämään organisaation prosesseja ja resurssejaan niin, että palveluinnovaatiosta tulee vaikeammin kopioitava, jotta sen kilpailuetu säilyisi pidempään. Usein palveluinnovaatiossa hyödynnetään jo käytössä ollutta teknologiaa, eikä uusille teknologiainvestoinneille ole useinkaan tarvetta. Teknologiainvestoinnin puuttuminen vähentää palveluinnovaation riskejä ja kasvattaa sen tuotto-odotuksia sekä onnistumisen todennäköisyyttä. (Trott 2012, s.159-167)

Pienen yrityksen tuodessa uutta innovaatiota markkinoille korostuu yrityksen henkilöstön osaaminen. Apilo et al. määrittelee kuusi tunnusmerkkiä, jotka ovat tyypillisiä menestyneen yrityksen innovaatiotiimille (liite 3). (Apilo et al. 2007, s.188-191) Innovaatiota kehittävän tiimin jäsenten tulee ymmärtää, että he kaikki tekevät projektia yhdessä. Etenkin palveluinnovaatioissa, jotka vaikuttavat usein organisaation rakenteisiin, on tärkeää, että yrityksen henkilöstö on valmis mukautumaan uusiin tilanteisiin ja oppimaan uusia toimintatapoja. Tiimin sisäinen kommunikaatio, monitaitoiset työntekijät, tiimin motivaatio ja innovaatioprojektin johtajan osaaminen ovat tärkeitä menestystekijöitä innovaatioprosessissa. (Trott 2012, s.203-209)

Viimeinen kuudesta eri näkökulmasta innovaatiomahdollisuuksia testatessa on innovaation kehitysprosessi. Kehitysprosessia on mahdollista testata kahdella kysymyksellä (liite 3). Yrityksen projektitiimin tulisi lähestyä tuotteen kaupallistumista valitulla metodilla. Lisäksi prosessin eri vaiheet tulisi dokumentoida tarkkaan, jotta myöhemmin prosessimallia on helppo parantaa tai käyttää uudestaan toiseen innovaatioon. Kehitysprosessin tarkastelu voi usein johtaa sen päivitykseen, uusien mittareiden ja arviointikriteerien käyttöönottoon. Erityisesti tulee tarkistaa ovatko innovaation systeemit ja prosessit kunnossa, ennen kuin palvelu lanseerataan markkinoille. (Apilo et al. 2007, s.188-191)

4. AURINKOSÄHKÖOSTOSOPIMUKSEN KANNATTAVUUS VOIMALAN OMISTAJALLE

Luvussa 2 käsitelimme aurinkosähkön kannattavuuteen vaikuttavia muuttujia, sekä tukiin, lupiin ja verotukseen liittyviä käytäntöjä. Huomasimme että kannattavuuden rajoittavana tekijänä on verkkopariteetti, jonka vuoksi laitoksen koko optimoidaan vastaamaan kiinteistön sähkötarvetta. Tässä luvussa esittelemme pienaurinkosähkön ostosopimuksen toimintaperiaatteita ja pienaurinkosähkön ostosopimuksen sekä perinteisen voimalan kannattavuutta ja laitoksen optimointiin liittyviä kysymyksiä nykymarkkinoilla. Lopuksi tarkastelemme tuloksen paikkansapitävyyttä ja ostosopimusta pienaurinkosähkölle. Tarkastelussa käytämme nettonykyarvomenetelmää case-tarkastelussa kuvitteellisella kiinteistöllä. Nykyarvomenetelmää määrittäessä käytämme hyväksi alla olevaa kaavaa, jonka on johdettu liitteessä 2. Laskennassa käytämme hyväksi Euroopan komission aurinkosähkön geograafista informaatiotyökalua PVGIS: ä (PVGis).

$$NNA = \sum_{t=0}^{30} \frac{C_t}{(1+r)^t} + \frac{JA}{(1+r)^t} - \frac{\beta * I}{(1+r)^{15}} - I$$

NNA= Nettonykyarvo [€]

I = Investoinnin hankinta-arvo [€]

β = Vaihtosuuntaajien eli inverttereiden osuus investoinnin hankinta-arvosta [0,1]

C_t = Vuotuinen nettotuotto [€]

JA= Jäännösarvo [€]

$(1+r)^t$ = Diskonttotekijä

r = laskentakorkokanta [0,1]

t = investoinnin pitoaika [vuotta]

Case-tarkastelussa käytämme kuvitteellista Lappeenrannassa sijaitsevaa kaukolämmitteistä supermarket-kiinteistöä seuraavilla perusoletuksilla: sähkönkulutuksen hajonta on indifferenti vuodenojoille, päivän sisäinen hajonta on olematonta ja kulutus korreloituu selvästi

aukioloaikojan kanssa. Oletamme kiinteistön sähkönkulutuksen olevan 1124 MWh, joka on supermarket-kokoluokan kaupan keskikulutus (Löfgren 2015, s.7) sekä oletamme kulutuksen jakautuvan taulukon 1 ja kuvaajan 4 mukaisesti. Ostosähkön hinnaksi oletamme 0,13 snt/kWh, mikä on Tilastokeskuksen tilastoima sähkön kuluttajahinta vastaavalle sähkönkulutukselle (kuvaaja 2) sekä ostosähkön hinnan nousuksi 2 % vuodessa. Ylijäämänsähkön hinnaksi oletamme Nord Pool:n Suomen aluehinnan kunkin kuuden vuoden keskiarvon ja oletamme hinnan nousevan vuosittain 1 %. Sähkøyhtiön ostaessa ylijäämänsähkön oletamme sen vaativan 0,3 snt/kWh preemiota. Case-tapauksessa käytetty sähkøyhtiön hinta vastaa Lappeenrannan Energia Oy:n tarjoamaa hintaa ylijäämänsähkölle, mikä vastaa hyvin pientuotannon ylijäämänsähkön hintatarjontaa Suomessa (liite 4).

	Myymälä auki klo 8-21	Myymälä tyhjillään klo 6-21	Muutos prosenttia
Kylmälaitteet	42 %	33,6 %	-20 %
Myymälä	26 %	3,9 %	-80 %
Ilmanvaihto	20 %	14 %	-30 %
Muu	12 %	10,8 %	-10 %
Yhteensä	100 %	62,3 %	-36 %

Taulukko 1. Indeksoitu sähkönkulutus (Löfgren 2015, s. 6-7)

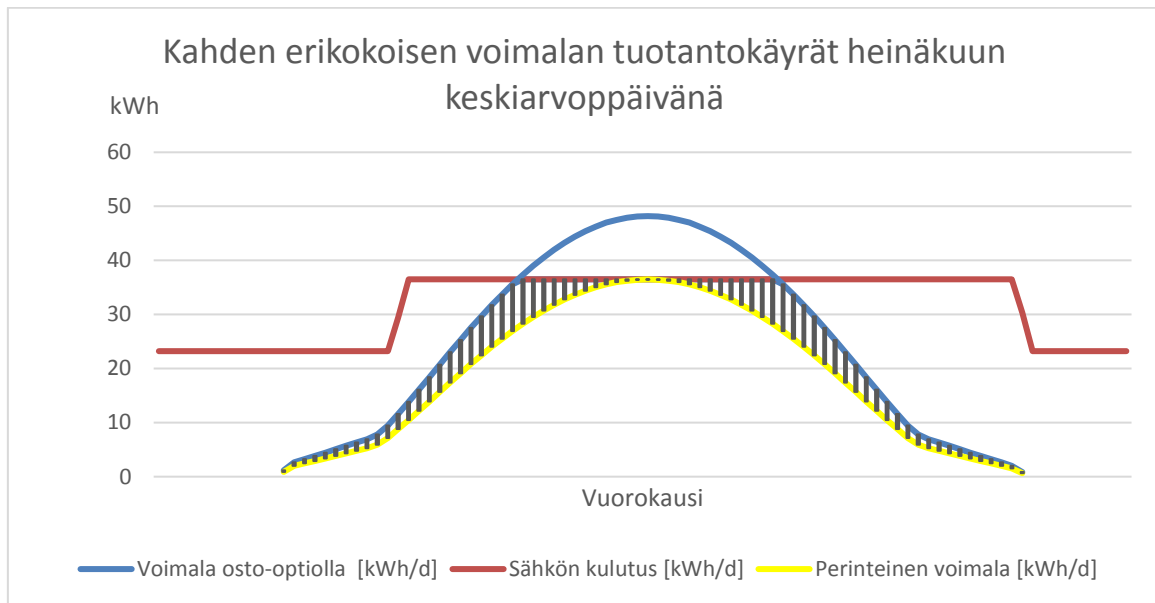


Kuvaaja 4. Sähkönkulutuksen jakautuminen kiinteistössä myymälän ollessa avoinna ja suljettuna.

Järjestelmän hinnaksi arvioimme 1,4 €/Wp, mikä on International Energy Agency:n raportin keskihinta supermarket kokoluokan katolle asennettavan voimalan avaimet käteen -hintatasosta Suomessa. Järjestelmän hyötysuhteeksi oletamme 18 % ja paneelien hyötysuhteeksi 23 %. Laskelmissa käytämme PVGIS-ohjelmaa auringon säteilytehon määrittämiseksi. Järjestelmän käyttöiäksi olemme arvioineet 30 vuotta, jonka jälkeen voimalan jäännösarvo on nolla. Järjestelmän käyttökustannuksiksi oletamme 0,5 % vuodessa alkuinvestoinnista sekä 15 vuoden käyttöajan jälkeen vaihtosuuntaajan vaihdon kustannuksen olevan 10 % alkuinvestoinnista. Investoinnin laskentakorkokantana käytämme 10 %, tuottovaatimuksen ollessa tällöin 8 % omapääomaehtoiselle sijoitukselle voimalaan ja inflaation oletamme olevan 2 %. Oletamme, ettei yritys koe aurinkovoimalan tuovan merkittävää brändi- eikä jäännösarvoa. Otamme huomioon myös 30 % investointituen yritykselle. Laskennassa käytämme PVGIS:n kuukauden keskiarvopäivän säteilyarvoja case-kiinteistölle, joka sijaitsee Lappeenrannan teknillisen yliopiston pysäköintialueella.

4.1. Pienaurinkosähköostosopimuksen esittely

Ostosopimus on pienvoimalan omistajan ja paneelien toimittajayrityksen välinen sopimus, jonka avulla voimalan omistaja voi myydä ylijäämäsähköään paneelien toimittajalle. Pienaurinkosähkön ostosopimuksen tehtävä on mahdollistaa pienvoimalan omistajalle voimalaitoksen ylijäämäsähköstä suurempi tuotto. Voimme havainnollistaa sähkön ostosopimuksen tuomaa kannattavuusvaikutusta seuraavalla kuvaajalla 5.



Kuvaaja 5. Auringon säteilyteho heinäkuussa

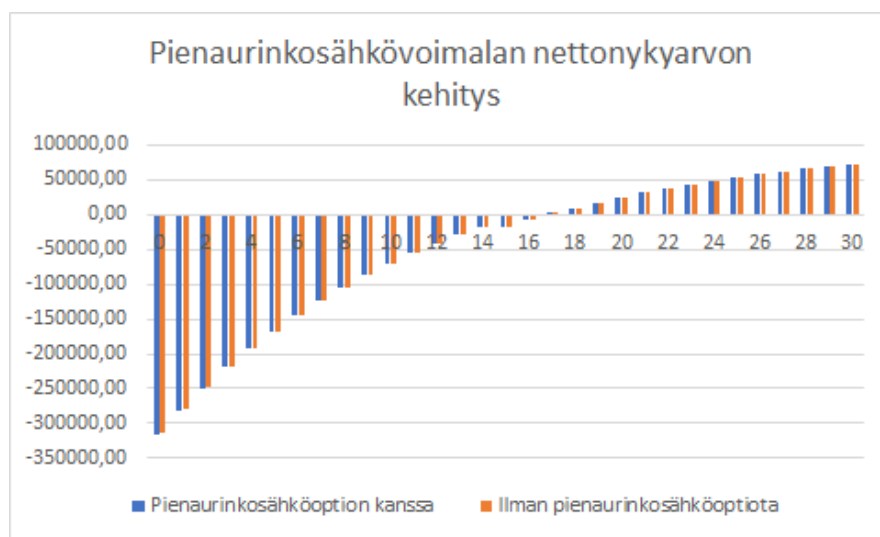
Yllä olevassa kuvaajassa (kuvaaja 5) on havainnollistettuna kahden erikokoisen voimalaitoksen päivätuotanto heinäkuun keskiarvopäivänä. Keltaisella viivalla kuvattu voimalaitos on optimoitu oletuksella, että ylijäämäsähköstä ei saada tuottoa ollenkaan. Sini-harmaan käyrän kuvaama voimalaitos on optimoitu niin, että ylijäämäsähköstä saadaan korvaus, joka on kolmannes verrattuna omaan käyttöön tuotetun sähkön referenssihintaan. Huomaamme, että pienemmässä voimalassa ei investoijalla ole kannustinta investoida suurempaan voimalaan kuin mitä hetkellinen sähkön kulutus on voimalan tuotantohuipussa. Tämä on seurausta laskevasta rajatulosta, jota jokainen lisäyksikkö tuottaa, sillä jokaisen lisäyksiköstä saatavan tuotantohuipun lisäys on tuototonta. Ylijäämäsähkön ostosopimuksen lisääminen voimalaitokseen mahdollistaa suuremman tuoton ylijäämäsähköstä. Tästä seuraa kannustin investoida suurempaan voimalaan, koska rajatuoton lasku loivenee ja yksikkökustannukset laskevat. Rajatuoton loiveneminen on seurausta tuotantohuipun ylijäämäsähkön suuremmasta tuotosta ja yksikkökustannusten lasku on seurausta suuremmasta investoinnista.

4.2. Pienaurinkosähköostopimuksen toiminta ja sisältö

Annetuilla oletuksilla ja johdetulla kaavalla perinteinen pienaurinkosähkövoimala ja ylijäämäsähkön ostosopimuksella varustettu pienaurinkosähkövoimala kuvitteellisessa case-kohteessa osoittautuivat molemmat kannattaviksi. Tosin voimaloiden ero keskeisissä tunnusluvuissa jäi varsin merkityksettömäksi, kuten alla olevasta taulukosta 2 ja kuvaajasta 6 voidaan havaita.

	Perinteinen voimala	Pienaurinkosähkön ostosopimuksella varustettu voimala
Koko	358,6 kWp	359,7 kWp
Nettonykyarvo	71 980 €	72 110 €
Alkuinvestointi	351 400 €	352 500 €
Pääoman tuotto	20,48 %	20,45 %
Voimalaitoksen tuotto koko sähkönkulutuksesta	24,21 %	24,29 %
Ylijäämäsähkön tuotanto	2 390 kWh	2 530 kWh
Ylijäämäsähkön tuotto	1 720 €	2 070 €

Taulukko 2. Yhteenvedo kuvitteellisen case-tapauksen tuloksista



Kuvaaja 6. Pienaurinkosähkövoimalan nettonykyarvon kehitys

Tuloksen merkityksettömyyteen vaikuttaa keskeisesti pientuottajien ylijäämäsähkön markkinoiden tehokkuus. Ylijäämäsähkön ostohinnan ja sähköenergian Spot-hinnan väliset preemiot ovat varsin pienet, mikä laskee ylijäämäsähkön ostosopimuksen kannattavuuden pieneksi. On syytä myös huomioida, että ylijäämäsähköstä saatava hinta on pienempi kuin voimalan kustannusperusteinen yksikkökustannus 5,26 snt/kWh. On olennaista myös huomioida, että tarkastelumme pelkisti todellista reaali- ja rahaprosessia lukuisilla oletuksilla, jotka sulki pois monia pienaurinkosähkösopimuksen kannattavuuteen vaikuttavia keskeisiä muuttujia. Emme muun muassa ottaneet huomioon yksikkökustannusten laskua, mikä oli toinen olettamistamme kannattavuusvaikutuksista. Tarkastelussamme auringon säteilytehona käytimme PVGIS:n keskiarvopäivää, jonka mukaan on mielekkäintä optimoida voimalan koko. Tämän pelkistyksen seurauksena sähkön tuotannon ja kulutuksen hetkellinen erotus vääristää tulosta.

Emme myöskään ottaneet huomioon ylijäämäsähkönostosopimuksen kannattavuutta eriytyvillä kulutuskäyrillä. Omakotitalon kulutuskäytön huiput osuvat aamu- ja iltapäivälle, kun taas hetkellinen tuotantohuippu on keskipäivällä, jolloin vääjäämättä ylijäämäsähkön sekä laitokseen optimi eroavat tarkastelun kohteena olevasta kuvitteellisesta case-tapauksesta. Oletimme myös, että ylijäämäsähkön ostosopimuksen maksimaalinen korvaus ylijäämäsähköstä on Nord Pool:n Suomen Spot-aluehinta. Tämä oletus on poissulkenut mahdolliset kaupankäyntikulut. Oletus sulkee myös pois mahdollisuuden ylijäämäsähkön liittämisestä muuhun liiketoimintaan kattamaan korkeampaa ostohintaa. Liiketoiminnan kehittäminen ylijäämäsähkön ympärille voi myös mahdollistaa ylijäämäsähkön myynnin yhteydessä syntyvän sähkönsiirronkustannuksen alenemisen, mikä parantaa ostosopimuksen kannattavuutta. Pohdimme ylijäämäsähkönostajan mahdollisia liiketoimintamahdollisuuksia luvussa 5.

4.3. Aurinkosähköostosopimuksen sopimusrakenne

4.3.1. Optiosopimus

Optio on sopimus, johon liittyy oikeus sekä velvollisuus myydä tai ostaa option kohde-etuus ennalta määrättyinä aikana ja ennalta määritettyyn hintaan. Option kohde-etuutena voi olla mikä

tahansa vaihdettavissa oleva hyödyke. Sopimuksen osapuolia ovat option asettaja, joka on option myyjä ja option haltija, joka on ostanut option. Optioita on kahta lajia; osto- ja myyntioptioita. Optiotyyppi määrittää option asettajan velvollisuuden ja ostajan oikeuden. Osto-optio velvoittaa asettajan myymään kohde-etuuden option haltijalle, mikäli haltija toteuttaa option eli käyttää oikeutensa ostaa kohde-etuus. Myyntioptio velvoittaa asettajan ostamaan kohde-etuuden haltijalta, jos haltija päättää toteuttaa option. (Brealey et al. 2011, s. 513-516)

Option tuotto perustuu sen ennalta määrätyn toteutushinnan ja hyödykkeen markkinahinnan sekä option premion erotukseen. Option premio on haltijan maksama hinta optiosopimuksesta option asettajalle. Osto-option ostajan positiota voidaan mieltää sijoituksena kohde-etuuden hinnannousun tai suojauksena hinnannousun varalle. Myyntioptiossa ostajan positiota voidaan mieltää suojakusena hinnan laskua vastaan tai hinnan laskun varalta. (Brealey et al. 2011, s. 513-516)

Pienaurinkosähkön optio voi olla joko myynti- tai osto-optio riippuen optiolla tavoiteltavasta hyödystä (taulukko 3). Osto-option tapauksessa voimalan omistaja toimii option asettajana velvoittaen myymään voimalan tuottaman sähkön. Myyntioption tapauksessa voimalan omistaja toimii option haltijana, jolla on oikeus myydä sähköä niin halutessaan. Päätettäessä pienaurinkosähkön optiotyypistä pitää siis harkita, halutaanko voimalaitoksen omistajalle antaa oikeus vai velvollisuus myydä voimalaitoksen tuottama sähkö. Osto-optio on liiketoimintariskiltään pienempi ylijäämäsähkön ostajalle, koska se ei velvoita ostamaan ylijäämäsähköä tilanteessa, jossa markkinahinta laskee. Toisaalta tilanteessa, jossa voimalaitoksen omistajaa velvoitetaan myymään ylijäämäsähkö, tulisi voimalaitoksen omistajalle korvata velvollisuuden tuoma liiketoimintariski. Mikäli ylijäämäsähkön ostaja tekee liiketoimintaa ylijäämäsähköllä, piilee myyntioptiossakin riski. Jos markkinahinnat nousevat voi voimalaitoksen omistaja päättää olla myymättä ylijäämäsähköä option asettajalle. (Brealey et al. 2011, s. 513-516)

Optiotyyppi	Option haltija (Option ostaja)	Option asettaja (Option myyjä)
Osto-optio	Oikeus ostaa option kohde-etuus, optiosopimuksessa sovitulla hinnalla.	Velvollisuus myydä option kohde-etuus option toteutuessa.
Myyntioptio	Oikeus myydä option kohde-etuus optiosopimuksessa sovitulla hinnalla.	Velvollisuus ostaa option kohde-etuus option toteutuessa

Taulukko 3. Optioiden asettamat velvollisuudet ja oikeudet option haltijalle ja asettajalle. (Brealey et al. 2011 s. 513-516)

4.3.2. Energianmyyntisopimus

Energianmyyntisopimus eli Power Purchase Agreement on sekä ulkomailla että Suomessa suosittu pitkäaikainen aurinkoenergian ostosopimus, joka on sähkön- ja lämmönhankintaan perustuva rahoitusmalli. Rahoituksen suhteen malli muistuttaa paljon käyttöleasingrahoitusta. Aurinkoenergian tapauksessa energianmyyntisopimus-mallissa järjestelmän tuotannosta ja ylläpidosta ei vastaa voimalan käyttäjä vaan rahoittaja. Mallissa organisaatio investoi aurinkoenergiajärjestelmään ja myy järjestelmästä saatua energiaa kiinteistön käyttäjälle. Malli on kuluttajan kannalta helppo, sillä siihen ei vaadita kallista alkuinvestointia tai perehtymistä laitteistoon ja sen huoltoon. Kuluttaja maksaa mallissa aurinkoenergiasta samaan tapaan kuin lämpö- tai sähkölaskuja maksetaan. (Auvinen et al. 2016, s. 56, 111)

Vuonna 2015 tehdyn tutkimuksen mukaan aurinkoenergian palvelu- ja rahoitusmalleja tarjosi Suomessa 49 yritystä, joista vain 12 tarjosi aurinkoenergiajärjestelmiä energianmyyntisopimuksella. Tutkimuksen mukaan monet suomalaiset yritykset halusivat tarjota palvelua myös taloyhtiöille ja asukasosuekunnille, mutta toistaiseksi ne on rajattu Työ- ja elinkeinoministeriön energiatuen ulkopuolelle. Tuen puute aiheuttaa ongelman markkinoiden ja liiketoiminnan kasvulle, sillä asumisen sektorilla aurinkoenergian kysyntä on tällä hetkellä suurin. (Auvinen et al. 2016, s. 15, 108)

5. PIENAURINKOSÄHKÖOSTOSOPIMUKSEN TUOMAT LIIKETOIMINTAMAHDOLLISUUDET PANEELITOIMITTAJALLE

Pienaurinkosähköoption liittäminen nykyisten laitevalmistajien liiketoimintaan on harkinnan arvoinen strateginen päätös. Ostosopimuksen käyttö parantaa sekä markkinoiden tehokkuutta, että asiakkaan sitoutumista järjestelmätoimittajaan. Lisäksi se mahdollistaa asiakkaan tuottojen kasvattamisen, juoksevan liikevaihdon järjestelmätoimittajalle ja tuo uusia liiketoimintamahdollisuuksia. Ylijäämäsähkön ostosopimuksen tarjoama lisätuotto on riippuvaista järjestelmätoimittajan ostosopimukseen liittämisestä liiketoiminnasta. Täten asiakashyöty ja arvo ylijäämän ostosopimuksesta on myös verrannollista järjestelmätoimittajan harjoittamasta liiketoiminnasta ylijäämäsähköllä. Yhteistä liiketoiminnoissa on asiakkaiden ylijäämien niputtaminen yhteen. Ylijäämien niputtaminen yhteen avaa liiketoimintamahdollisuuksia, joita yksittäisen asiakkaan ylijäämillä ei ole mahdollista toteuttaa. Seuraavaksi pohdimme mahdollisia liiketoimintoja ylijäämäsähköllä.

5.1. Myynti Nord Pool:ssa

Yksittäisen voimalaitosomistajan ainoa mahdollisuus myydä ylijäämäsähkönsä on myydä sitä sähkönvähittäismyyjälle, sillä monet sähkönostajat eivät ole kiinnostuneita määrältään pienestä tuotannosta, jonka saanti on epävarmaa ja säätilasta riippuvaista. Pientuottajalla ei ole myöskään edellytyksiä myydä sähköä Nord Pool sähköpörssissä sen kaupankäyntikohteena olevan sähkönmäärän vuoksi. Nord Pool sähköpörssissä Spot-markkinoilla kaupankäynnin kohteena oleva määrä on 0,1 MWh sekä sen kerrannaiset (Nord Pool n.d.). Yksittäisiltä voimalaitostoimittajilta puuttuu myös ylijäämän määrittämiseksi laskentaohjelma, joka vaaditaan Spot-markkinoiden tarjoustasojen jättämiseen. Täten ylijäämäsähkön ostajat lähestyvät oligopsonia.⁵

⁵ Taloustieteellinen kilpailutilanne, jossa kyseisillä markkinoilla on useampi tietyn hyödykkeen ostaja, jotka pienen ryhmänsä vuoksi vaikuttavat markkinavoimallaan hintojen määräytymiseen (Pindyck & Rubinfeld 2013, s. 382).

Järjestelmätoimittajan ylijäämäsihtäönostosopimuksella voidaan rikkoa tätä epätäydellistä kilpailua ja niputtamalla yhteen ylijäämäsihtäöt päästän tilanteeseen, jossa ylijäämäsihtäön myynti sähköpörssissä on mahdollista. Ylijäämäsihtäön niputtaminen yhteen mahdollistaa myös ylijäämien myynnin tehokkaammin energianmyyntisopimuksilla sähköön suurkuluttajille.

5.2. Sähköön vähittäismyynti järjestelmän omistajille

Järjestelmätoimittaja voi laajentaa liiketoimintaansa ylijäämäsihtäönostosopimuksella myös sähköön vähittäismyyntiin, jolloin ylijäämää ei myytäsi ensisijaisesti Nord Pool:ssa, vaan muille sähkökuluttajille. Yhtenä mahdollisuutena näemme myös ylijäämäsihtäön vaihtamisen sähköntuottajan kanssa SWAP-sopimuksella. SWAP-sopimuksessa sopimuksen osapuolet sopivat jatkuvista maksueristä toisilleen (Malhotra 1998, s. 79). Sopimuksella ylijäämäsihtäö voitaisiin vaihtaa sähköntuottajan tuottamaan sähköön myöhempänä ajankohtana. Sähköön vähittäismyyntillä olisi mahdollista saada aikaan synergiaetuja järjestelmämyynnin kanssa. Synergiaedut voisivat mahdollistaa kilpailukykyisemmän hinnan ylijäämäsihtäön ostosta. Sähkövähittäismyyntiin liittyy huomattavasti suurempi liiketaloudellinen riski kuin sähköön myyntiin sähköpörssissä. Pienemmän riskin sähkövähittäismyynti olisi mahdollista toteuttaa ylijäämien myymisellä vain yhdelle ostajalle sähköön myyntisopimuksella.

5.3. Sähköön varastointi

Vaikka Suomessa aurinkosähköön huipputuotanto osuu päivästä ajankohtaan, jolloin sähköön tarve on suurimmillaan ja sähköön pörssihinta korkeimmillaan, on syytä pohtia markkinoiden kehittymistä ja ottaa mallia ulkomailta. Esimerkiksi Saksassa on havahduttu tilanteisiin, joissa sähköön hinta on painunut negatiiviseksi aurinkoisina ja tuulisina päivinä. Samansuuntainen kehitys on ennustettavissa myös Suomessa uusiutuvan ja ydinenergian tuotantokapasiteettien kasvaessa. Järjestelmän toimittajan kannalta markkinoiden negatiivisten hintojen yleistyminen trendinä voi olla huolestuttava. Trendin seurauksena voi olla voimalakokojen pieneneminen. Kehitystä on kuitenkin mahdollista hillitä sähkövarastoinnilla, joka mahdollistaa sähköön tuotannon ja kulutuksen hetkittäisten erojen tasoittamisen ja sähköhinnan volatiliteetin eli tuoton keskihajonnan pienentämisen. (Auvinen et al. 2016, s. 115)

6. YHTEENVETO

Kandidaatintyö keskittyi tutkimaan aurinkosähkön ostosopimusta Suomen markkinoilla, ja asiakkaan saama hyötyä suuremman voimalan hankinnasta. Työssä perehdyttiin Suomen nykyisiin aurinkosähkömarkkinoihin, ostosopimukseen palveluinnovaationa sekä kannustimiin, jotka houkuttavat asiakasta isomman voimalan hankintaan. Työssä käsiteltiin myös liiketoimintamahdollisuuksia, joita pienaurinkosähkön ostosopimus tuo aurinkopaneeleiden laitevalmistajalle. Työn painopiste oli erityisesti ostosopimuksen ja suuremman voimalan tuomassa asiakashyödyssä. Työn aihetta lähestyttiin tutkimuskysymyksellä, joka oli

- Mikä on aurinkosähkön ostosopimus-palveluinnovaation option asiakashyöty ja sen luoma taloudellinen kannustin suuremman voimalan hankkimiselle?

Aurinkosähkömarkkinat ovat olleet nopeassa kasvussa Suomessa viimeiset viisi vuotta. Suomen markkinoilla on suuri kasvupotentiaali, mutta toistaiseksi moneen muuhun Euroopan maahan verrattuna Suomen markkinat ovat kuitenkin vielä hyvin pienet ja kehittymättömät. Lait, verot, säädökset ja tuet asettavat reunaehdot Suomen aurinkosähköinvestointien kehitykselle. Ylijäämäsähköä voidaan siirtää toisten kiinteistöjen kulutettavaksi tai se voidaan myydä sähköverkkoon, sillä sähkömarkkinalaki mahdollistaa oman aurinkosähkövoimalaitoksen liittämisen osaksi verkkoa.

Asiakkaan näkökulmasta pienen aurinkosähkövoimalaitoksen hankinta on suhteellisen helppoa, sillä voimalaitoksen asennus ei lähtökohtaisesti vaadi toimenpide- tai rakennuslupaa. Suuremman voimalaitoksen, joka ei ole kiinnitetty asiakkaan kiinteistöön, rakentaminen on edelleen riippuvainen kunnan säädöksistä ja rakennusvalvonnasta. Yritysten tarjoamat erilaiset sopimukset ja liiketoimintamallit, joita yritykset räätälöivät usein asiakkaan tarpeita vastaavaksi helpottavat asiakkaan sitoutumista voimalaitoksen hankintaan. Ylijäämäsähkön ostosopimuksen lisääminen voimalaitokseen mahdollistaa asiakkaalle suuremman voiton ylijäämäsähköstä ja kannustaa samalla suuremman voimalan hankintaan.

Piensähkötuottajan näkökulmasta suuremman voimalan negatiivisia vaikutuksia syntyy sähkön siirtomaksusta sekä veronalaisesta myyntivoitosta. Kotitalouksien sähkönmyynti määritellään pääomatuloksi, joista voidaan vähentää tulon hankkimisesta aiheutuneet kulut. Ostosähkön hintaa ei voida soveltaa ylijäämäsähkön referenssihintana, joten se joudutaan myymään kolmansille osapuolille energianmyyntisopimuksella.

Lopulta annetuilla oletuksilla ja kaikki kustannustekijät huomioon ottaen, perinteisen pienaurinkosähkövoimalan ja ylijäämäsähkön ostosopimuksella varustetun voimalan kannattavuuserot ovat hyvin pienet. Nykyisen verotuksen ja lainsäädännön kannalta asiakkaalle kannattavinta on hankkia pienempi aurinkosähkövoimala, joka on optimoitu niin, että ylijäämäsähköstä ei saada tuottoa ja voimalan tuottama sähkö kattaa asiakkaan kiinteistön tarpeet kokonaan vain hetkittäisesti.

Kandidaatintyöhön kerätystä kirjallisuudesta on havaittavissa, että tulevaisuudessa Suomen aurinkosähkömarkkinoiden seuraava suuri kehitysaskel voi olla sähkön varastointi, jolla pyritään estämään markkinoiden negatiivisten hintojen yleistyminen. Työn jatkotutkimukset voisivat olla nimenomaan sähkön varastointi ja sen vaikutus asiakashyötyyn suurempaan voimalaan investoitaessa ja ylijäämäsähköä myytäessä.

LÄHTEET

Auvinen, K., Lovio, R., Jalas, M., Juntunen, J., Liuksiala, L., Nissilä, H., Müller, J. 2016. FinSolar: Aurinkoenergian markkinat kasvuun Suomessa. Helsinki, Aalto yliopisto, Johtamisen laitos.

Apilo, T., Taskinen, T., Salkari, I. 2007. Johda innovaatioita. Helsinki: Talentum.

Behling, S. & Behling, S. 2000. Solar Power: The Evolution of Sustainable Architecture. Prestel Publishing.

Bloomberg Finance L.P. 2017. New Energy Outlook 2017 [verkkosivu] [Viitattu 17.8.2017]. Saatavissa: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>

Brealey, R., Myers, S., Allen, F. 2011. Principles of corporate finance. New York: McGraw-Hill/Irwin cop.

Energiateollisuus ry, n.d. Sähkön hinta pähkinänkuoressa [WWW-dokumentti] [Viitattu 20.8.2017]. Saatavissa: https://energia.fi/files/624/Sahkon_hinta_-esite.pdf

Energiavirasto, 2017. Sähköverkkoon kytketty aurinkosähkökapasiteetti yli kolminkertaistui vuodessa [WWW-artikkeli] [viitattu 10.8.2017]. Saatavissa: http://www.energiavirasto.fi/-/sahkoverkkoon-kytketty-aurinkosahkokapasiteetti-yli-kolminkertaistui-vuodessa?redirect=http%3A%2F%2Fwww.energiavirasto.fi%2Fhome%3Fp_p_id%3D101_I_NSTANCE_o19kFDvrgZ2J%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-8%26p_p_col_count%3D2

EurObserv'ER, 2017. Photovoltaic barometer 2017 [WWW-dokumentti] [Viitattu 12.8.2017]. Saatavissa: <https://www.eurobserv-er.org/photovoltaic-barometer-2017/>

European Commission, 2012. Solar radiation and photovoltaic electricity potential country and regional maps for Europe [WWW-artikkeli] [Viitattu 15.8.2017]. Saatavissa:

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>

Finlex 1, 2017. Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmistusverosta [verkkosivu] [Viitattu 21.8.2017]. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1996/19961260>

Finlex 2, 2013. Sähkömarkkinalaki [verkkosivu] [Viitattu 21.8.2017]. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>

Finlex 3, 2017. Kiinteistöverolaki [verkkosivu] [Viitattu 17.8.2017]. Saatavissa:

<http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1992/19920654>

Finlex 4, 2017. Laki varojen arvostamisesta verotuksessa [verkkosivu] [Viitattu 17.8.2017].

Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2005/20051142>

Finnwind, 2013. Aurinkoenergiaopas [WWW-dokumentti] [Viitattu 20.8.2017]. Saatavissa:

<http://www.finnwind.fi/aurinko/Aurinkoenergiaopas-Finnwind.pdf>

Huld, T. & Pinedo-Pascua, I. 2012. Global irradiation and solar electricity potential [verkkosivu] [Viitattu 15.8.2017]. Saatavissa:

http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_opt/G_opt_FL.png

Huttunen, R. 2017. Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030. *Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 4/2017* [WWW-dokumentti] [Viitattu 13.8.2017]. Saatavissa:

http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/79189/TEMjul_4_2017_verkkojulkaisu.pdf

International Energy Agency, 2016. Renewable Energy Medium-Term Market Report 2015

[WWW-dokumentti] [Viitattu 11.8.2017]. Saatavissa: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&tx_damfrontend_pi1=&tx_damfrontend_pi1%5BcatPlus%5D=&t

[x_damfrontend_pi1%5BcatEquals%5D=&tx_damfrontend_pi1%5BcatMinus%5D=&tx_damfrontend_pi1%5BcatPlus_Rec%5D=215&tx_damfrontend_pi1%5BcatMinus_Rec%5D=&tx_damfrontend_pi1%5BtreeID%5D=201&tx_damfrontend_pi1%5Bid%5D=93](#)

Jordan, D., Silverman, T., Sekulic, B., Kurtz, S. 2016. Progress In Photovoltaics: Research And Applications [WWW-dokumentti] [Viitattu 20.8.2017]. Saatavissa: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2835/pdf>

Kontinen, M., 2017. Uber vetäytyy Suomesta [WWW-artikkeli] [viitattu 15.8.2017]. Saatavissa: <https://yle.fi/uutiset/3-9708517>

Käpylehto, J. 2016. Auringosta sähköt kotiin, kerrostaloon ja yritykseen. Helsinki, Into.

Löfgren, A. 2015. Kaupan energiaintensiivisten järjestelmien hankintavertailu elinkaarikustannuslaskennan avulla. Diplomityö, Tampereen Teknillinen Yliopisto, Sähkötekniikan koulutusohjelma. Saatavilla: <https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/22806/Kaupan%20energiaintensiivisten%20järjestelmien%20hankintavertailu%20elinkaarikustannuslaskennan%20avulla.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Maaseutuvirasto, n.d. Tukikohteet [verkkosivu] [Viitattu 10.8.2017]. Saatavissa: http://www.mavi.fi/fi/tuet-ja-palvelut/viljelijä/maatalouden_investointituet/Sivut/tukikohteet.aspx

Malhotra, D. 1998. The impact of interest rate reset period on the bid-offer rates in an interest rate swap contract. *Journal of Multinational Financial Management*. Vol. 8, nro 1.

Malinen, P. & Barsk, K. 2004. Arvonmuodostus innovaatio toiminnassa: Arvottaminen ja optioajattelu. Helsinki: Teknologiatieto Teknova Oy.

Malmelin, N. & Hakala, J., 2008. Radikaali brändi. Helsinki: Talentum.

Motiva, 2014. Dieselmoottori [WWW-artikkeli] [viitattu 15.8.2017]. Saatavissa: http://www.motiva.fi/liikenne/henkiloautoilu/valitse_auto_viisaasti/ajoneuvotekniikka/moottoritekniikka/dieselmoottori

National Renewable Energy Laboratory. 2017. Photovoltaic Research: Best Research-Cell Efficiencies [WWW-dokumentti] [Viitattu 20.8.2017]. Saatavissa: <https://www.nrel.gov/pv/>

Nord Pool. 2016. Market data: Day-ahead volumes, Finland. [verkkosivu] [Viitattu 20.8.2017]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data/Dayahead/Volumes/FI/Hourly1/?view=table>

Nord Pool. n.d. Trading. [verkkosivu] [Viitattu 20.8.2017]. Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/TAS/>

Orpo P. 2017. Hallituksen esitys eduskunnalle laiksi kiinteistöverolain 14. §:n muuttamisesta [WWW-artikkeli] [Viitattu 19.8.2017]. Saatavissa: <http://valtioneuvosto.fi/documents/10623/3779937/Lakiluonnos%2C+kiinteist%C3%B6verolain+muuttaminen/91c23825-8f9f-41ca-9582-5403d46200c9>

Pindyck, R. & Rubinfeld, D. 2013. Microeconomics. Hoboken, NJ : Pearson cop.

Porter M. 2006. HBR's 10 Must Reads on Strategy: The Five Competitive Forces That Shape Strategy. *Harvard Business Review*. Reprint 801. (January 2008)

Saarelainen, E. 2013. Kohti menestyvää liiketoimintamallia. Helsinki, Suomen Liikekirjat.

Sitra, 2015. Infographics: Key megatrends driving low-carbon business and Future global markets [WWW-artikkeli] [Viitattu 15.8.2017]. Saatavissa: https://www.slideshare.net/SitraEkologia/infographics-key-megatrends-driving-lowcarbon-business-and-future-global-markets?next_slideshow=1

Tahkokorpi, M. (toim.), Erat, B., Hänninen, P., Nyman, C., Rasinkoski, A., Wiljander, M. 2016. Aurinkoenergia Suomessa. Helsinki, Into.

TeKes, n.d. Energiatuki [verkkosivu] [Viitattu 10.8.2017]. Saatavissa:

<https://www.tekes.fi/rahoitus/pk-yritys/energiatuki/>

Trott, P. 2012. Innovation management and new product development. Harlow. Pearson Education Limited.

Tiilikainen, K. 2017. Laki maankäyttö- ja rakennuslain muuttamisesta [WWW-dokumentti]

[Viitattu 10.8.2017]. Saatavissa: <http://valtioneuvosto.fi/delegate/file/27696>

Tilastokeskus, 2016. Uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön määrä ennätystasolla [WWW-artikkeli] [viitattu 15.8.2017]. Saatavissa:

http://www.stat.fi/til/salatuo/2015/salatuo_2015_2016-11-02_tie_001_fi.html

Tilastokeskus, 2017. Nord Pool Spot –sähköpörssin kuukausikeskiarvo [WWW-artikkeli]

[viitattu 15.8.2017]. Saatavissa: http://www.stat.fi/til/ehi/2017/01/ehi_2017_01_2017-06-07_kuv_005_fi.html

Tilastokeskus, 2017. Sähkön hinta kuluttajatyypeittäin [WWW-artikkeli] [viitattu 15.8.2017].

Saatavissa: http://www.tilastokeskus.fi/til/ehi/2017/02/ehi_2017_02_2017-09-07_kuv_006_fi.html

Tuomi, T. 2017. Normitalkoot poisti pilviä aurinkoenergian edestä, nyt asentaminen hoituu ilman lupaa [WWW-artikkeli] [Viitattu 17.8.2017]. Saatavissa:

<http://www.lahienergia.org/normitalkoot-poisti-pilvia-aurinkoenergian-edesta-nyt-asentaminen-hoituu-ilman-lupaa/>

Vero, 2017. Kotitalouden sähköntuotannon tuloverotus [verkkosivu] [Viitattu 17.8.2017].

Saatavissa: https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/48484/kotitalouden_sahkontuotannon_tuloverotu/

Vero, 2017. Kotitalousvähennykset [verkkosivu] [Viitattu 17.8.2017]. Saatavissa:
<https://www.vero.fi/henkiloasiakkaat/verokortti-ja-veroilmoitus/tulot-ja-vahennykset/kotitalousvahennys/>

LIITTEET

Liite 1. Sähkön myyntisopimusten ominaisuudet

Hankinta- ja rahoitusmalli	Sopimukset	Sopimuksen kesto (vuosi)	Voimalan omistajuus	Voimalan käyttö (operointi)	Rahoitus- ja palvelukulut *
Laitehankinta	Laitteiston hankintasopimus	0	Asiakkaalla	Asiakkaalla	0
Omapääoma	Laitteiston hankintasopimus	1-3kk	Asiakkaalla	Asiakkaalla	0
Lainarahoitus	Hankintasopimus ja lainasopimus	10-15 v	Asiakkaalla	Asiakkaalla	2 %
Osamaksukauppa	Osamaksusopimus	8-15 v	Osamaksujen myötä asiakkaalle	Asiakkaalla	10 %
Rahoitusleasing	Leasingsopimus	8-15 v →	Rahoittajan omistama siirtyy jäännösarvona sopimuskauden päätyttyä	Asiakkaalla, rahoittajalla tai toimittajalla riippuen sopimuksesta	0,7-2 % & 10 %
Käyttöleasingrahoitus	Leasingsopimus	30 v	Rahoittajalla tai toimittajalla	Asiakkaalla, rahoittajalla tai toimittajalla riippuen sopimuksesta	0,7-2 % & 10 %
Energian ostosopimus	Energian ostosopimus	10-20 v	Rahoittajalla tai toimittajalla	Rahoittajalla tai toimittajalla	10 %
Osaomistajuus	-	-	-	-	-
Joukkorahoitus	-	-	-	-	4-6 %

* Ensin kunnan sitten muiden toimijoiden luvut

Liite 2.

Nykyarvokaavan johtaminen ja keskeisten muuttujien luonteesta.

Tässä liitteessä johdamme työssämme esitellyssä case-tapauksessa käytetyn nettonykyarvon laskentakaavan. Nettonykyarvonkaava diskonttaa tulevat kassavirrat nykyarvoon. Diskonttaus mahdollistaa investoinnin eri ajanhetkinä realitoituvan tuoton ja kulun tarkastelun yhdenvertaisesti. Eri ajanhetkinä realisoituvat rahavirrat eivät ole ilman diskonttausta yhdenvertaisia. Nettonykyarvon kaavaan sijoitettavat muuttujat, vakiot ja niiden vaikutus investoinnin nettonykyarvoon on käyty läpi tässä kandidaatintyössä. Nettonykyarvon kaava yksinkertaisimmassa muodossa sisältää investoinnin hankinta-arvon, diskontatun jäännösarvon, diskontatut vuotuiset nettotuotot ja investoinnin.

$$NNA = \sum_{t=0}^{30} \frac{C_t}{(1+r)^t} + \frac{JA}{(1+r)^t} - \frac{\beta * I}{(1+r)^{15}} - I \quad (1)$$

NNA= Nettonykyarvo [€]

I = Investoinnin hankinta-arvo [€]

β = Vaihtosuuntaajien eli inverttereiden osuus investoinnin hankinta-arvosta [0.1]

C_t = Vuotuinen nettotuotto [€]

JA= Jäännösarvo [€]

$(1 + r)^t$ = Diskonttotekijä

r = laskentakorkokanta [0,1]

t = investoinnin pitoaika [vuotta]

Investoinnin laskentakorkokannan kaava on:

$$r = r_f + r_i \quad (2)$$

r_f = Riskitön korkokanta [0.1]

r_i = Investoinnin pääoman tuottovaatimus [0.1]

Investoinnin vuotuinen nettotuotto (S_t) Avaamalla vuotuisen tuoton kaava on vuotuisen tuoton ja kustannusten summa.

$$C_t = S_t - K_t \quad (3)$$

S_t = Vuotuinen tuotto [€]

K_t = Vuotuiset kustannukset [€]

Vuotuiset tuotot ovat riippuvaisia voimalaitoksen vuotuisesta sähköntuotannosta, voimalaitoksen vuotuisen nimellistehon alenemasta johtuvasta vuotuisesta sähköntuotannon alenemisesta, vuotuisen sähköntuotannon oman käytön ja paikalliselle sähkön vähittäismyyjälle myydystä osuudesta, oman käytön osuuden referenssihinnasta ja sen arvioidusta vuotuisesta muutoksesta sekä verkkoyhtiölle myytävän ylijäämänsähkön hinnasta ja sen arvioidusta vuotuisesta muutoksesta.

$$S_t = W_t * \alpha^t * (v * \Delta S_o^t * S_o + (1 - v) * \Delta S_m^t * S_m) \quad (4)$$

W_t = Voimalaitoksen vuotuinen sähkön tuotto [kWh]

α^t = Voimalaitoksen nimellistehon vuotuisesta alenemisesta johtuva vuosituoton alenema. [0.1]

v =Voimalaitoksen tuottaman sähkön oman käytön osuus [0.1]

ΔS_o^t = Ostosähkön hinnan arvioitu vuosittainen muutos [0.1]

S_o = Ostosähkön hinta investointivuonna [€]

$(1 - v)$ = Paikallinen sähkönvähittäismyyjälle myydyn sähkön osuus [0.1]

ΔS_m^t = Ylijäämänsähkön arvioitu vuosittainen hinnan muutos [0.1]

S_m = Sähkönvähittäismyyjälle myytävän sähkön hinta investointivuonna [€]

Vuotuiset kustannukset ovat riippuvaisia investoinnin hankintahinnasta

$$K_t = HH * \gamma * r_f^t \quad (6)$$

γ = Investoinnin hankintahinnan ja vuotuisten kustannusten suhde [0.1]

Sijoittamalla vuotuinen tuotto (4) investoinnin vuotuisen nettotuottoon (3) saadaan:

$$C_t = W_t * \alpha^t * (v * \Delta S_o^t * S_o + (1 - v) * \Delta S_m^t * S_m) - K_t \quad (7)$$

Voimalaitoksen vuotuinen sähkön tuotannon kaavana (W_t) olemme käyttäneet.

$$W_t = \varepsilon_j * A * \int_t^{t+1} P_{aur} \quad (8)$$

ε_j = Järjestelmän hyötysuhde [0.1]

A = Järjestelmän paneelinen pinta-ala [m^2]

$\int_t^{t+1} P_{aur}$ = Auringon hetkellisten säteilytehojen vuotuinen integraali [$\frac{kWh}{m^2}$]

Investoinnin hankinta-arvo (I) koostuu alkuinvestoinnista sekä viidentoista vuoden kohdalla tehtävästä vaihtosuuntaajien vaihdosta.

$$I = HH * (1 - T) - B \quad (9)$$

HH = Investoinnin hankintahinta [€]

T = Investointiin saatava tuki [0.1]

B = Investoinnista saatava brändin arvo [€]

Hankintahinta (HH) on voimalan nimellisteho kertaa aurinkosähkön nimellistehon yksikkökustannus.

$$HH = P_{nim} * K_p \quad (10)$$

P_{nim} = Voimalan nimellisteho [kWp]

K_p = Nimellistehon yksikkökustannus [$\frac{€}{kWp}$]

Järjestelmän nimellisteho saadaan laskettua järjestelmän pinta-alasta, yksittäisestä aurinkopaneelin hyötysuhteesta sekä auringon säteilymäärästä standardiolosuhteissa.

$$P_{nim} = A * \varepsilon_p * \delta \quad (11)$$

ε_p = Yksittäisen paneelin hyötysuhde [0.1]

δ = Auringon säteily määrä standardiolosuhteissa [$\frac{kW}{m^2}$]

Sijoittamalla investoinnin hankinta-arvoon (9) hankintahinta (10) ja järjestelmän nimellisteho (11) saadaan investoinnin hankinta-arvon yhtälö.

$$I = A * \varepsilon_p * \delta * K_p * (1 - T) - B \quad (12)$$

Lähtöarvoina työssä käytämme

Tieteiskirjallisuudesta saatuja suureita

β = Vaihtosuuntaajien eli inverttereiden osuus investoinnin hankinta-arvosta [0,1]

α^t = Vuosituoton alenema [0,995^t]

S_o = Ostosähkön hinta investointivuonna [0,13 €]

S_{m1} = Sähkönvähittäismyyjälle myytävän sähkön hinta investointivuonna [0,04 €]

ε_j = järjestelmän hyötysuhde [0,18]

K_p = Nimellistehon yksikkökustannus [$1,4 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$]

ε_p = Yksittäisen paneelin nimellisteho [0,23]

δ = Auringon säteily määrä standardiolosuhteissa [$1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$]

PVGis -tietokannasta saatu tieto

P_{aur} = Auringon hetkellinen säteilyteho [$\frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$]

Asettamiemme parametreja

JA = Jäännösarvo [0 €]

t = Investoinnin pitoaika [30 vuotta]

r_f = Riskitön korkokanta [0,02]

r_i = Investoinnin pääoman tuottovaatimus [0,08]

ΔS_o^t = Ostosähkön hinnan arvioitu vuosittainen muutos [1,02]

ΔS_m^t = Ylijäämäsähkön arvioitu vuosittainen hinnan muutos [1,02]

γ = Investoinnin hankintahinnan ja vuotuisten kustannusten suhde [0,002]

Muuttujat

A = järjestelmän paneelinen pinta-ala [m^2]

S_m = Sähkönvähittäismyyjälle myytävän sähkön hinta investointivuonna [€]

Endogeenisia eli sisäsyntyisiä muuttujia

v = Voimalaitoksen tuottaman sähkön oman käytön osuus [0.1]

Liite 3. Palveluinnovaation innovaatiomahdollisuuksien testikysymykset

Kriittiset testikysymykset asiakassegmentin näkökulmasta ovat:

- 1) Tarjoaako uusi innovaatio etuja ja ratkaiseeko se asiakkaan ongelman hinnalla, jonka asiakas on valmis maksamaan?
- 2) Kuka on asiakas, jonka ongelman ratkaiset? Eli mikä on asiakkaan profiili?
- 3) Onko kehitysprosessissa mukana asiakas, onko palautetta saatu asiakkaalta jo aikaisemmassa vaiheessa ja kuinka tiiviisti asiakas osallistuu tuotekehitykseen?
- 4) Kuinka tuote tulisi myydä, ja jos teknologia toimii, ratkaiseeko tuote asiakkaan koko ongelman? Ketkä ovat kilpailijoita, ja onko olemassa objektiivinen ja todennettavissa oleva menetelmä testata liikeidea ja hypoteesit kohdesegmentissä? Kilpailudynamiikan tulee olla tiedossa, kuten myös sen, mitä muut ovat yrittäneet aiemmin. Asiakkaat ovat yleensä paras tietolähde, sillä 80 % liikeideoista tulee asiakkailta ja 20 % kehitystiimiltä. Yksi tapa todentaa, onko liikeidea tai tuote sopiva asiakassegmenttiin, on pyytää asiakkaalta ostotilauksia.
- 5) Onko uusi innovaatio asiakkaan näkökulmasta nykyisiä ratkaisuja parempi?
- 6) Mitä todisteita on siitä, että kohdesegmentti ostaa sitä, mitä aiot tarjota?
- 7) Kuinka laaja kohdesegmentti on, ja mikä on segmentin kasvuvauhti?
- 8) Onko todennäköistä, että kohdesegmentin kautta on mahdollista ja entistä helpompaa mennä uusiin kohdesegmentteihin? Mitä nämä muut segmentit ovat?
- 9) Pystytkö kehittämään osaamista, jonka voi siirtää segmentistä toiseen?
- 10) Mitkä ovat teknologiset tuotekriteerit, teknologian taso, tuotemääritys ja tuotteen kypsyysaste? Asemoi teknologia ja vertaa kilpailuun: miltä tuote näyttää, missä ympäristössä sitä käytetään ja kuka on tuotteen käyttäjä? Kuinka nopeasti saat prototyypin asiakkaille testaukseen? On hyvä tiedostaa, että kaikki tuotteet tarvitsevat säätöä: on parempi olla nopea ja suunnilleen oikeassa kuin hidas ja tarkka.
(Apilo et al. 2007, s. 184-193)

Kohdemarkkinaan liittyvät testikysymykset ovat:

- 1) Mikä on tavoite? Onko tavoitteena rakentaa suuri yritys suurelle markkinalle vai elämäntapayritys palvelemaan pientä markkinarakoa?
- 2) Kuinka suuri markkina on, ja kuinka mittaat markkinan koon?

- 3) Kuinka paljon ja kuinka nopeasti markkina on kasvanut viimeisen kolmen vuoden aikana?
- 4) Kuinka paljon ja kuinka nopeasti markkina kasvaa jatkossa?
- 5) Mitkä trendit vaikuttavat markkinaan ja suunniteltuun liiketoimintaan? Miten nämä trendit vaikuttavat markkinaan ja liiketoimintaasi?
(Apilo et al. 2007, s. 184-193)

Seuraaviin kysymyksiin vastaamalla saadaan testattua teollisuudenalan kiinnostavuus:

- 1) Miten määrittelet teollisuudenalan, jolla kilpailet?
- 2) Onko yrityksille helppoa vai vaikeaa tulla teollisuudenalalle?
- 3) Ovatko teollisuuden alan toimittajat vahvoja neuvottelemaan ehdoista?
- 4) Onko korvaavien tuotteiden helppo vai vaikea valloittaa markkinat?
- 5) Onko toimialan kilpailu tiukkaa vai helposti voitettavissa?
- 6) Mikä on arviosi teollisuudenalasta sen jälkeen, kun olet arvioinut kaikki viisi markkinavoimaa?
- 7) Jos yritykset toimialalla eivät menesty tällä hetkellä, mitkä seikat saavat uuteen innovaatioon perustuvan yrityksesi menestymään?
(Apilo et al. 2007, s. 184-193)

Kilpailuedun kestävyys voidaan arvioida ja testata seuraavien kysymyksien avulla:

- 1) Onko uutta innovaatiota vaikea jäljitellä tai kopioida? Onko suojana aineettomia ominaisuuksia kuten patenteja ja liikesalaisuuksia?
- 2) Pystyykö yritys kehittämään sellaisia organisatorisia prosesseja, kyvykkyyskäytäntöjä ja resursseja, joita kilpailun on vaikea kopioida ja jäljitellä?
- 3) Mikä on riskin ja tuotto-odotuksen suhde? Mikä on liiketoimintapotentiaalın suuruus verrattuna onnistumisen todennäköisyyteen? Näihin kysymyksiin vastaaminen apuna on hyödyllistä käyttää reaaliopioajattelua eli.
(Apilo et al. 2007, s. 184-193)

Talousnäkökulman arvioinnissa keskeisellä sijalla ovat budjetit ja taloudelliset tavoitteet. Näitä asioita on mahdollista lähestyä esimerkiksi kysymällä:

- 1) Onko talouslukujen vertailu muihin vastaaviin yrityksiin mahdollista?

- 2) Mitä markkina-analyysi kertoo?
- 3) Mitä riskisijoittavat ajattelevat?
- 4) Arvostaako asiakas teknologiaa riittävästi verrattuna kehityskustannuksiin?
- 5) Ovatko tulot ja voittomarginaalit riittäviä suhteessa tarvittaviin pääomainvestointeihin?
- 6) Kuinka paljon asiakkaiden hankkiminen ja säilyttäminen maksaa? Kuinka kauan vie asiakkaiden saaminen?
- 7) Riittääkö voittomarginaali lähitulevaisuudessa kattamaan kiinteät kulut? Paljonko käyttöpääomaa tarvitaan ja kuinka kauan?
- 8) Kuinka nopeasti asiakkaat maksavat? Kuinka hitaasti on mahdollista maksaa toimittajille ja työntekijöille?
- 9) Onko tuotekehitysaikataulu realistinen ja mikä on sijoituksen tuotto-odotus?
(Apilo et al. 2007, s. 184-193)

Seuraavat tunnusmerkit ovat yhteistä tiimeille, jotka ovat onnistuneet kasvattamaan uuden yrityksen menestyksekkäästi:

- 1) Tiimin jäsenet ymmärtävät, että kaikki tekevät hanketta yhdessä. Yrityksen menestyessä kaikki tiimin jäsenet menestyvät ja päinvastoin.
- 2) Tiimin jäsenet auttavat toisiaan ja iloitsevat toistensa menestyksestä. Avainhenkilöiden työskentely tiiminä yhdessä eikä yksilösuorittajina on ehkä tärkein menestyvän uuden yrityksen tunnusmerkki.
- 3) Tiimin palkkiot, kompensatiot ja kannustimet perustuvat yrityksen arvon kasvattamiseen. Tiimin jäsenet ymmärtävät, että ainoastaan pitkän aikavälin sitoutuminen vie yrityksen menestykseen. Uuden yrityksen prosessi ei tee ketään rikkaaksi nopeasti, vaan aikaa tarvitaan viidestä kymmeneen vuoteen.
- 4) Kukaan ei saa pikavoittoa poistumalla yrityksestä ennen aikojaan tai tiukan paikan tullen. Osakesopimuksessa määritellään yleensä ehdot, joiden perusteella henkilö joutuu luopumaan osakkeistaan, jos haluaa poistua yrityksen palvelusta ennen sovittua ajankohtaa.
- 5) Tiimin jäsenet ovat sitoutuneet tuottamaan lisäarvoa asiakkaalle ja samalla kasvattamaan yhteistä jaettavaa koko tiimille. Tiimin onnistuessa lisäarvoa ja vaurastumisen mahdollisuuksia tulee myös alihankkijoille sekä muille sidosryhmille ja

yhteistyökumppaneille. Valintoja ja päätöksiä tehdään perustuen siihen, mikä on paras asiakkaalle, yritykselle ja lisäarvon tuottamiselle.

- 6) Asenteena ja tavoitteena on sadon korjaaminen. Taloudellisen menestyksen mittarina ei ole kuukausipalkka, toimiston sijainti tai koko, hieno auto tai vastaava ulkoinen tekijä. Taloudellisen onnistumisen mittarina on omistusosuuden muuntaminen pääomatuloksi. (Apilo et al. 2007, s. 184-193)

Prosessi ja rakenne liittyvät tuotekehityksen systematiikkaan ja siihen, kuinka järjestelmällisesti kehitystiimi työskentelee tavoitteeseen pääsemiseksi. Keskeisiä kysymyksiä ovat seuraavat:

- 1) Lähestyykö tiimi projektia ja tuotteen kaupallistamista systemaattisesti valitulla metodilla?
- 2) Onko prosessi dokumentoitu, onko siinä hyvä rakenne ja ymmärretäänkö se? (Apilo et al. 2007, s. 184-193)

Liite 4. Sähköpostitarjous Lappeenrannan energialta aurinkovoimalan ylijäämä sähkölle

Sähköntuotannon siirtohinasto

1.1.2013 alkaen.
Hinnat alv 0 %.

Lappeenrannan Energiaverkot Oy:n sähköntuotannon ja oman tuotannon kulutuksen 0,4 – 20 kV siirtomaksut:

Verkkoon syöttö

Energiamaksu	snt / kWh	0,07
--------------	-----------	------

Sähkön kulutus laskutetaan voimassa olevan sähkön siirtohinaston mukaisesti. Hintoihin lisätään aina kulloinkin voimassa oleva arvonlisävero.

Oman tuotannon kulutuksen osalta sähköntuottajalta veloitetaan kulutusmaksu (vähintään 1 MVA generaattori) Fingrid Oyj:n kantaverkkosopimuksissa soveltaman yksikköhinnan mukaan.

Sähkön ostohinnasto

6.9.2017 alkaen.
Hinnat alv 0 %.

JATKUVA SOPIMUS

Pienvoima SPOT

Perusmaksu	€ / kk	0,00
Energiamaksu	snt / kWh	Elspot Suomi - välityspalkkio*

*Välityspalkkio 0,30 snt / kWh

Pientuottajan jakeluverkkoon toimittaman sähkön hinta (Energiamaksu) määräytyy yhteis pohjoismaisen sähköpörssi Nord Pool AS:n noteeraamaan Elspot-markkinan Suomen hinta- alueen tunti kohtaisen hinnan ja Lappeenrannan Energia Oy:n välityspalkkion erotuksena. Suomen hinta-alueen tuntikohtaiset hinnat löytyvät osoitteesta www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices.

Pientuottajan myyntitulot laskutusjaksolle saadaan, kun lasketaan yhteen Energiamaksun ja pientuottajan jakeluverkkoon toimittaman sähkön tuntikohtaiset tulot.

MÄÄRÄAIKAINEN SOPIMUS

Pienvoima määräaikainen 12 kk

Perusmaksu	€ / kk	0,00
Energiamaksu	snt / kWh	4,11

Määräaikainen sopimus tehdään vuoden määräajalle.

Sopimus päättyy kuukauden viimeisenä päivänä.

Pienvoima määräaikainen 24 kk

Perusmaksu	€ / kk	0,00
Energiamaksu	snt / kWh	3,83

Määräaikainen sopimus tehdään kahden vuoden määräajalle.

Sopimus päättyy kuukauden viimeisenä päivänä.

Hinnastoa sovelletaan pientuottajiin, joiden tuotantolaitteiston liittymisteho jakeluverkkoon on alle 50 kVA.

Pientuottajan tuotantolaitteiston tulee olla verkon haltijan hyväksymä ja pientuotannon edellyttämät liittymis- ja verkkopalvelusopimus ovat voimassa.

Pienvoima-sopimus edellyttää voimassaolevaa sähkönmyyntiasiakkuutta Lappeenrannan Energia Oy:n kanssa. Pienvoima määräaikainen -sopimuksen yhteydessä tehdään vastaava määräaikainen myyntisopimus.

Hinnat on ilmoitettu arvonlisäverottomina (alv 0 %). Mikäli pientuottaja on arvon lisä vero velvollinen, hintoihin lisätään kulloinkin voimassa oleva arvonlisävero.