



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

JUHO LINSURI
KIINTEISTÖN ENERGIAJÄRJESTELMÄN VAIKUTUS
ENERGIAKUSTANNUKSIIN

Diplomityö

Tarkastaja: dosentti Hannu Ahlstedt
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Teknisten tieteiden tiedekunta-
neuvoston kokouksessa
4. helmikuuta 2015

TIIVISTELMÄ

JUHO LINSURI: Kiinteistön energiajärjestelmän vaikutus energiakustannuksiin
Tampereen teknillinen yliopisto
Diplomityö, 96 sivua, 3 liitesivua
Toukokuu 2015
Konetekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Pääaine: Talotekniikka
Tarkastaja: dosentti Hannu Ahlstedt

Avainsanat: energiatehokkuus, energiajärjestelmä, energiakustannus, lämmitys-järjestelmä, jäähdytysjärjestelmä, pien-CHP

Tässä diplomityössä tarkastellaan energiajärjestelmän vaikutusta kiinteistön energiakustannuksiin. Energiajärjestelmällä tarkoitetaan kiinteistön lämmitys-, jäähdytys- ja sähköntuotantojärjestelmiä. Työn tutkimusongelma on: mikä on taloudellisesti kannattavin vaihtoehto kiinteistön energiajärjestelmäksi?

Tutkimusongelman ratkaisemiseksi lähdettiin liikkeelle määrittelemällä kaikki tekijät, jotka tulee selvittää, jotta saataisiin selville eri energiantuotantojärjestelmien kustannukset. Tämän perusteella päädyttiin jakamaan kustannukset neljään osaa, joita ovat pääomakustannukset, polttoaine- ja sähkökustannukset, operointikustannukset sekä muut kustannukset. Myös eri vaihtoehdoille saatavat energiatuet otettiin huomioon.

Työssä selvitettiin myös keskeisten lämmön-, jäähdytyksen- ja sähköntuotantojärjestelmien tekniset piirteet sekä niihin liittyvät kustannukset. Eri energiantuotantojärjestelmiä on myös arvioitu SWOT-analyysin avulla.

Työssä kehitettiin laskentamenetelmä, jolla voidaan arvioida kiinteistön koko energiajärjestelmän kustannukset. Laskentamenetelmän tavoitteena on estää osaoptimointia ja antaa käyttäjälle mahdollisimman objektiivista tietoa eri vaihtoehdoista. Laskentamenetelmässä lähdetään liikkeelle lämmitystehon ja -energiantarpeen laskennasta, jäähdytystehon ja -energiantarpeen laskennasta sekä sähkönkulutuksen arvioinnista. Näiden tietojen perusteella saadaan optimoitua rakennuksen energiantuotantojärjestelmien kustannukset kehitetyn laskentaohjelman avulla.

Työssä kehitettyä menetelmää testattiin käytännössä case-esimerkin avulla. Case-tapauksena toimi Isku Invest Oy:n kaksi suurta kiinteistöä Lahdessa. Case-tapauksen tulosten perusteella todettiin laskentaohjelman toimivan oikealla tavalla ja tulosten perusteella osattiin antaa suositukset Iskulle energianhankintaan liittyen.

ABSTRACT

JUHO LINSURI: Building's energy system's effect on the energy costs

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 96 pages, 3 Appendix pages

May 2015

Master's Degree Programme in Mechanical Engineering

Major: Building Services Engineering

Examiner: Adjunct Professor Hannu Ahlstedt

Keywords: Energy efficiency, energy system, energy costs, heating system, cooling system, small scale CHP

In this master's thesis, the impact of the building's energy system's energy costs has been examined. The energy system consists of the heating-, cooling- and power generation systems of the building. The research problem is: What is the most cost-effective option for the energy system of the building?

To solve the research problem, all the costs that affect on the energy costs need to be defined. On this basis, it was decided to divide the cost into four parts: capital costs, fuel and electricity costs, operating costs and other costs. Also, all the available energy subsidies are taken into account.

The technical features and associated costs of the heating, cooling and power generation systems has been explained. These energy generation systems are also analysed with SWOT-analysis.

A calculation method has been developed to evaluate total energy costs of the building. The purpose of the calculation method is to avoid the partial optimization of the energy system and to give to the user objective information about different alternatives. The calculation starts by defining the heating power, heating demand, cooling power, cooling demand and electricity consumption of the building. With this data, it is possible to optimize energy costs of the building's energy system's using the developed calculation program.

The calculation method and calculation program has been tested with a case study. The case study consists of two Isku Invest's buildings in Lahti. With the case study it was discovered that the calculation method and the calculation program worked as intended. With the right results, it was possible to give Isku recommendations how to produce the needed energy in the future.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Energiakolmio Oy:lle osana Isku Invest Oy:lle tehtyä energianhankinnan selvitystä. Työn tuloksena saatiin laskentamenetelmä, jolla voidaan optimoida kiinteistön energiakustannukset. Laskentamenetelmässä pyritään huomioimaan kaikki energian hankintaan oleellisesti liittyvät kustannukset ja valitsemaan kiinteistöön sellaiset energijärjestelmät, joiden avulla kiinteistön tarvitsema energia voidaan tuottaa mahdollisimman edullisesti.

Työn tarkastajana toimi dosentti Hannu Ahlstedt Tampereen teknillisestä yliopistosta. Työn ohjaajana toimi DI Elli Ikonen Energiakolmio Oy:stä.

Energiakolmio Oy:stä haluan kiittää Elli Ikosta esimerkillisestä työn ohjauksesta, Sanna Schutskoffia diplomityön aiheen löytämisestä ja Iskun yhteistyön hoitamisesta sekä Jukka Akselinia tuesta ja luottamuksesta. Lisäksi haluan kiittää Isku Invest Oy:stä Rauli Majuria ja Jukka Anttosta yhteistyöstä diplomityön kanssa. Kiitos myös kaikille Energiakolmion asiantuntijoille, jotka ovat antaneet hyviä neuvoja aina tarpeen tullen.

Jyväskylässä, 19.5.2015

Juho Linsuri

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
2.	TUTKIMUSMENETELMÄT	3
2.1	Energiajärjestelmän kustannukset	4
2.2	Lämmitys.....	5
2.3	Jäähdytys	6
2.4	Oma sähköntuotanto.....	8
2.5	Taloudellisen kannattavuuden vertailu.....	9
2.6	Tuet ja lupa-asiat	13
2.6.1	Energiatuki	13
2.6.2	Lupa-asiat.....	14
3.	ENERGIAJÄRJESTELMÄT.....	16
3.1	Lämmitysjärjestelmät	16
3.1.1	Lämmöntuotannon mitoitus	16
3.1.2	Kiinteän polttoaineen kattila	17
3.1.3	Kaukolämpö	23
3.1.4	Aurinkolämpö	26
3.1.5	Maalämpö.....	30
3.1.6	Ilma-vesilämpöpumppu	33
3.2	Jäähdytysjärjestelmät	36
3.2.1	Ilmalauhdutteinen vedenjäähdytyskone	36
3.2.2	Maakylmä.....	37
3.2.3	Absorptiolämpöpumppu.....	38
3.3	Oma sähköntuotanto.....	41
3.3.1	Kaasumoottori CHP	41
3.3.2	ORC-voimalaitos	44
3.3.3	Aurinkosähkö	46
4.	LASKENTAMENETELMÄN KEHITTÄMINEN	48
4.1	Laskennan eteneminen	48
4.2	Laskennan lähtötiedot	51
4.3	Lämmitysjärjestelmien valinta	52
4.3.1	Lämmitystarpeen arviointi	52
4.3.2	Lämmitystehon arviointi	55
4.3.3	Käyttöveden lämmitystehon arviointi	59
4.3.4	Lämmitystarpeen jakaminen eri tuotantomuodoille	61
4.4	Jäähdytysjärjestelmien valinta.....	63
4.5	Sähköntuotantojärjestelmien valinta	63
4.6	Taloudellisen kannattavuuden arviointi	66
4.6.1	Annuiteettimenetelmä	66
4.6.2	Elinkaarikustannukset	67
4.7	Järjestelmien kokonaiskustannukset	69

5.	KOKONAISKUSTANNUSTEN VERTAILU – CASE ISKU	70
5.1	Lämmitysjärjestelmän valinta	70
5.2	Jäähdytysjärjestelmän valinta.....	77
5.3	Sähkötuotantojärjestelmän valinta	79
5.4	Kokonaiskustannusten vertailu	84
6.	YHTEENVETO	88
	LÄHTEET.....	91
	LIITE 1: LÄMMITYSTERVELUVUT JA KUUKAUDEN KESKILÄMPÖTILAT VERTAILUPAIKKAKUNNILLA	97
	LIITE 2: ILMA-VESILÄMPÖPUMPUN SUORITUSARVOT	99

LYHENTEET JA MERKINNÄT

COP	Coefficient of Performance, eli lämpökerroin on lämpöpumppujen suorituskykyä kuvaava kerroin, joka ilmoittaa käytetyn energian suhteen tuotettuun lämpöön
EER	Energy Efficiency Ratio, eli kylmäkerroin on lämpöpumppujen suorituskykyä kuvaava kerroin, joka ilmoittaa käytetyn energian suhteessa tuotettuun jäädytysenergiaan
LCC	Life Cycle Costs, eli elinkaarikustannukset, joka ottaa huomioon järjestelmän koko elinkaaren aikana syntyvät kustannukset
SCOP	Seasonal Coefficient of Performance, eli vuoden keskimääräinen lämpökerroin
SEER	Seasonal Energy Efficiency Ratio, eli vuoden keskimääräinen kylmäkerroin
Spot-hinta	Sähkön kyseisen hetken Suomen alueen hinta Nordpool-pörssissä
ORC	Organic rankine cycle, eli yhdistetyn lämmön ja sähkön tuotannon menetelmä, jossa sähköä tuotetaan Rankine-prosessiin perustuvalla menetelmällä, jossa kiertoaineena käytetään orgaanisen komponentin sisältävää ainetta
b	Regressiosuoran y-akselin leikkauspiste
c_p	Veden ominaislämpökapasiteetti, 4,2 kJ/kg K
LCC_0	Elinkaarikustannukset alkutilanteessa, ts. investointikustannukset
LCC_n	Elinkaarikustannukset vuotena n
m_1	Regressiosuoran arvosarjan kulmakerroin
n	Vuoden järjestysluku
P_{pa}	Vuotuiset polttoainekustannukset
P_{muu}	Muut vuotuiset kustannukset
q_{lv}	Käyttöveden mitoitusvirtaama [dm ³ /s]
Q_{kok}	Rakennuksen kokonaislämmitysenergiankulutus [kWh]
$Q_{lämmin\ käyttövesi}$	Käyttöveden lämmittämisen vaatima energia [kWh]
Q_{norm}	Normitettu lämmitysenergiankulutus [kWh]
$Q_{toteutunut}$	Rakennuksen tilojen lämmittämiseen kuluva energia [kWh]
r	Korkokanta
r_2	Regressiosuoran korrelaatiokerroin
se_1	Regressiosuoran kulmakeroimen keskivirhe
se_b	Regressiosuoran vakion b keskivirhe
se_y	Regressiosuoran lasketun y-arvon keskivirhe
S_N vpkunta	Normaalivuoden tai -kuukauden (1981–2010) lämmitystarveluku vertailupaikkakunnalla [°Cvirk]
$S_{toteutunut}$ vpkunta	Toteutunut lämmitystarveluku vuosi- tai kuukausitasolla vertailupaikkakunnalla [°Cvirk]
t	aika, [h]
ΔT	Lämpötilaero [°C]
T_0	Lämmitysraja [°C]
$T_{u,mit}$	Ulkoilman mitoituslämpötila, [°C]
ρ	Veden tiheys, 1000 kg/m ³
$\Phi_{rak.lämmitys}$	Rakennuksen lämmitystehon tarve
$\Phi_{käyttövesi}$	Käyttöveden lämmitystehon tarve
$\Phi_{lämmitys}$	Rakennuksen kokonaislämmitystehon tarve

1. JOHDANTO

Tämän diplomityön tavoitteena on laatia laskentamenetelmä, jonka avulla voidaan löytää kokonaistaloudellisesti edullisin kokonaisratkaisu suurten kiinteistöjen lämmön, sähkön ja jäähdytysenergian hankkimiseksi. Työ tehdään Energiakolmio Oy:lle (nyk. Enegia), joka on Pohjoismaiden johtava riippumaton energiamarkkinoiden asiantuntijayritys. Riippumattomuus on myös laskentamenetelmän kehittämisen lähtökohtana keskeinen periaate. Tämä tarkoittaa, että laskentamenetelmän avulla voidaan tuottaa laitevalmistajasta riippumatonta, tasapuolista tietoa eri energiajärjestelmien kustannuksista. Energiakolmio tarvitsee laskentatyökalun, koska eri energiajärjestelmiä vertaavaa laskentaohjelmaa ei ole aiemmin ollut käytettävissä. Internetistä on saatavilla lukuisia laitevalmistajien omia laskentaohjelmia, mutta näissä ohjelmissa on tyypillisesti vain vähän vertailtavia vaihtoehtoja yrityksen omien tuotteiden lisäksi. Näillä ohjelmilla ei voi myöskään verrata lämmitys-, jäähdytys- ja sähkökustannuksia samanaikaisesti. Tämän vuoksi energiajärjestelmien kustannusten laskentaan kehitetään oma menetelmä, jolla voidaan tuottaa Energiakolmion asiakkaille riippumatonta tietoa energianhankinnan vaihtoehtoista.

Suomessa on viime aikoina alettu kiinnittää entistä enemmän huomiota vaihtoehtoisten energianmuotojen käyttöön. Tämän vuoksi on tarpeellista kehittää laskentamenetelmää, jolla voidaan ottaa huomioon vaihtoehtoisten energiantuotantotapojen kustannuksia. Erietyisesti kaukolämmön hinnan nousu on tehnyt investoinneista vaihtoehtoisiin lämmitysjärjestelmiin kannattavampia. Toisaalta viime aikoina on öljyn hinta laskenut selvästi, joten energia investoinneissa on tietynlaista epävarmuutta. Energia-investointeja tuleekin tarkastella pitkällä aikavälillä ja niissä tulee ottaa huomioon polttoaineiden hinnan kehittyminen. Energian hintojen kehitystä on tarpeenmukaista tarkastella erilaisten skenaarioiden kautta ja tarkastella, millaisia vaikutuksia erilaisilla skenaarioilla on elinkaarikustannuksiin.

Työssä keskitytään erityisesti suurien kiinteistöjen energiajärjestelmiin, mutta laskentamenetelmää voidaan soveltaa myös pienempien kiinteistöjen ja yksittäisten rakennusten energiajärjestelmien valintaan. Laskentamenetelmän tavoitteena on myös estää osa-optimoitua. Tällä tarkoitetaan sitä, että eri energiajärjestelmien keskinäiset vaikutukset otetaan laskennassa huomioon, eikä minimoida esimerkiksi sähköntuotannon kustannuksia lämmityskustannusten kasvaessa.

Työ on rajattu koskemaan ainoastaan rakennuksen energian hankintaa. Työssä ei siis keskitytä varsinaisesti rakennuksen energiatehokkuuden parantamiseen tai energiankulutuk-

sen vähentämiseen. Taseraja tarkastelussa on rakennuksen ulkopinnassa, eikä rakennuksen sisällä tapahtuvaan kulutukseen puututa. Sähköenergian hankinnassa keskitytään nimenomaan sähkön omaan tuotantoon, eikä tarkastella sähkön hankkimista energiayhtiöiltä.

Työn tutkimusongelmana on: mikä on taloudellisesti kannattavin kokonaisratkaisu rakennuksen energianhankintaan? Ongelmaa lähdetään ratkaisemaan tutkimusmenetelmien määrittelyllä, minkä perusteella saadaan tarvittavat lähtötiedot tutkimusongelman ratkaisemiseksi. Kolmannessa luvussa tutustutaan eri energiajärjestelmien tekniikkaan ja ominaisuuksiin. Eri energiajärjestelmiä on myös verrattu SWOT-analyysin avulla. Neljännessä luvussa kehitetään laskentamenetelmä, jolla aiemmissa luvuissa määritetyt tekijät voidaan ratkaista. Viidennessä luvussa menetelmää testataan käytännössä case-tapauksen avulla. Case-esimerkissä vertaillaan eri tuotantomuotojen elinkaarikustannuksia ottamalla huomioon eri energiamuotojen investointikustannukset, kiinteät kulut ja muuttuvat kulut. Polttoaineiden ja sähkön hinnan kehityksestä on tehty kolme eri skenaariota, joiden avulla saadaan tehtyä herkkyystarkastelu. Näiden tietojen perusteella muodostetaan vertailun vaihtoehtoilta muodostunut energian hinta, takaisinmaksuaika ja investoinnin nettonykyarvo. Saatujen tulosten perusteella tehdään johtopäätökset kannattavimmasta vaihtoehdosta case-yritykselle.

Diplomityössä case-esimerkkinä toimii Isku Oy:n toimipiste, jossa haetaan vaihtoehtoja nykyiselle energianhankinnalle. Case-yritys sopii hyvin laskentamenetelmän testaukseen, koska kohteessa on sekä lämmitys että jäähdytysenergiantarvetta ja lisäksi kiinnostusta omaan sähköntuotantoon.

2. TUTKIMUSMENETELMÄT

Tässä luvussa määritellään työn kannalta oleelliset tutkimusmenetelmät. Tämä diplomityö on luonteeltaan kehitystyö. Tavoitteena on kehittää Energiakolmio Oy:lle laskentamenetelmä, jolla voidaan laskea taloudellisesti kannattavin ratkaisu rakennuksen energijärjestelmäksi. Laskentamenetelmää voidaan käyttää sekä uudisrakennuksen energijärjestelmän suunnitteluun että olemassa olevien energijärjestelmien saneerauksen yhteydessä.

Työn tutkimusongelma on: mikä on taloudellisesti kannattavin vaihtoehto kiinteistön energijärjestelmäksi? Rakennuksen energijärjestelmällä tarkoitetaan tässä tapauksessa kaikkia energian tuotantomuotoja energian muodosta riippumatta. Energia voi olla siis lämmitys-, jäähdytys- tai sähköenergiaa. Työ rajataan koskemaan ainoastaan energian hankintaa. Työssä ei siis puututa rakennuksen energiankulutuksen pienentämiseen. Työssä verrataan eri energijärjestelmiä myös ulkopuolelta ostettavaan energiaan eli kaukolämpöön, kaukojäähdytykseen ja sähköverkosta ostettavaan sähköön.

Samankaltaisissa selvityksissä on yleensä keskitytty ainoastaan lämmön hankinnan kustannuksiin, mutta kun mukaan otetaan myös oma sähköntuotanto ja jäähdytysenergian hankinta, tulee tarkastelusta monimutkaisempi. Lämmitys-, jäähdytys- ja sähköenergian hankintaa ei voida tarkastella erikseen, koska selvitykseen otetaan mukaan myös sellaisia järjestelmiä, jotka voivat tuottaa useampaa näistä energianmuodoista. Esimerkiksi tarkastelussa mukana olevalla pien-CHP -laitoksella tuotetaan lämmitys- ja sähköenergiaa. Myös jäähdytysenergian tuotanto samalla laitoksella on mahdollista, jos laitokseen asennetaan absorptiolämpöpumppu. Vertailussa on myös mukana maalämpö, jolla voidaan tuottaa lämmitys- ja jäähdytysenergiaa kuten muillakin lämpöpumppuratkaisuilla. Työssä tarkastellaan myös hybridijärjestelmiä, joissa esimerkiksi lämmitysenergia tuotetaan useammalla eri lämmitysjärjestelmällä. Tämän vuoksi on tärkeä määrittää kullakin energiantuotantoyksiköllä tuotettava osuus rakennuksen koko energiantarpeesta.

Tutkimuksessa lähdetään liikkeelle asioista, jotka vaikuttavat energijärjestelmän valintaan. Energijärjestelmän valinnan primäärisenä kriteerinä käytetään järjestelmän taloudellisuutta. Taloudellisuutta tarkastellaan kahdella eri kriteerillä: energian kokonaishinnalla ja elinkaarikustannuksilla. Energian kokonaishinnassa on otettu huomioon kaikki energijärjestelmän kustannukset ja jaettu ne tuotetun energian mukaan. Näin saadaan energialle yksikköhinta. Yksikköhinnat on laskettu euroina megawattituntia kohden [€/MWh]. Elinkaarikustannukset on laskettu investoinnin pitoajalle, joka on tässä työssä käytetyissä järjestelmissä pääsääntöisesti 20 vuotta. Joillakin järjestelmillä pitoaika voi olla 15 vuotta.

2.1 Energiajärjestelmän kustannukset

Elinkaarikustannusten ja energian yksikkökustannusten laskemiseksi tulee määrittää kaikki tekijät, jotka vaikuttavat energiajärjestelmän kustannuksiin. Energiajärjestelmän kustannukset jaetaan muuttuviin kustannuksiin ja kiinteisiin kustannuksiin. Suurin osa kiinteistä kustannuksista energiajärjestelmissä muodostuu pääomakustannuksista. Pääomakustannukset lasketaan annuiteettimenetelmässä investoinnista, jolloin pitoajan ja valitun korkokannan mukaan investointikustannus saadaan muutettua vuotuisiksi pääomakustannuksiksi. Myös osa operointikustannuksista on luonteeltaan kiinteitä kustannuksia kuten laitteistolle tehtävät vuosihuollot. Tosin huoltojen määrä riippuu myös laitteiston käyttöasteesta, joten huoltokustannukset ovat myös osittain muuttuvia kustannuksia.

Muuttuvat kustannukset riippuvat tuotetun energian määrästä ja niitä ovat esimerkiksi polttoainekustannukset, sähkökustannukset, energiamaksut, yms. Myös operointikustannukset ovat suurelta osin muuttuvia kustannuksia, mutta osa operointikustannuksista voi olla myös kiinteitä. Pelkkä jako kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin ei kerro kuitenkaan riittävästi eri energiajärjestelmien kustannusrakenteesta, joten nyt on päädytty käyttämään jakoa, jossa energiajärjestelmän kustannukset jaetaan neljään osaa, joita ovat:

- polttoaine- ja sähkökustannukset,
- operointikustannukset,
- pääomakustannukset ja
- muut kustannukset.

Polttoaine- ja sähkökustannukset määritellään yksiselitteisesti järjestelmän kuluttaman polttoaineen ja sähköenergian mukaan. Polttoaineen ja sähkön kulutukset kerrotaan kyseisen polttoaineen tai sähkön yksikkökustannuksella, jolloin saadaan polttoaine- ja sähkökustannukset.

Operointikustannukset ovat energiajärjestelmän käyttämiseen ja ylläpitoon liittyviä kustannuksia, kuten henkilöstökustannukset, korjauskustannukset ja huoltokustannukset. Näitä kustannuksia on usein vaikea määrittellä tarkasti, joten usein joudutaan arvioimaan esimerkiksi huolto ja korjauskustannusten olevan tietty prosenttimäärä investoinnista vuodessa. Esimerkiksi Altener Bioheat -ohjelmassa on käytetty lämpölaitosten kattiloille 2 %, asennukselle 1,0 % ja rakennukselle 0,5 % investoinnista vuotuisina korjauskustannuksina (Nemestothy 2004). Näitä voidaan käyttää lähtökohtana lämpölaitosten korjauskustannusten määrittelyssä. Samalla tavoin voidaan määrittellä korjauskustannukset myös muille energiajärjestelmille. Mikäli energiajärjestelmän huollon tarpeen arvioidaan olevan selvästi pienempi kuin lämpölaitoksen huollon tarpeen, voidaan käyttää korjauskustannuksissa pienempää prosenttiosuutta.

Joillekin energiajärjestelmille löytyy arvioita henkilöstökustannuksista kirjallisuudesta. Esimerkiksi hakelämpölaitoksen vaatima työ on noin 4,4 tuntia viikossa ja pellettilämpölaitoksen 3,0 tuntia viikossa (VTT 2004). Monet energiajärjestelmät eivät normaalisti vaadi henkilöstöltä mitään toimiakseen, jolloin henkilöstökustannusten voidaan olettaa olevan nolla. Työtunnin hinta voidaan määrittää aina erikseen, mutta lähtökohtana voidaan käyttää esimerkiksi 25 €/h.

Kustannukset, joita ei voida sijoittaa mihinkään edellä mainituista ryhmistä, luetaan muihin kustannuksiin. Tällaisia kustannuksia ovat esimerkiksi kaukolämmön perusmaksut. Eri järjestelmille voidaan määritellä myös esimerkiksi vakuutusmaksut, jotka luettaisiin muihin kustannuksiin.

2.2 Lämmitys

Lämmityksen osalta on oleellista selvittää kohteen lämmitysenergian kulutus ja lämmitystehon tarve. Lämmitysenergian kulutuksen perusteella saadaan normittamalla ratkaistua, kuinka paljon lämmitysenergiaa tarvitaan keskimäärin vuodessa. Tehontarpeen avulla saadaan mitoitettua oikean kokoiset lämmitysjärjestelmät.

Tutkimusta lähdetään tekemään kartoittamalla ensin tarkasteltavan kohteen lämpö-, sähkö- ja jäähdytysenergian vuosittainen kulutus ja tehontarve. Lämmitysenergian ja sähkön kulutus ja tehontarve saadaan määritettyä esimerkiksi sähkö- ja kaukolämpölaskuista. Muulla kuin kaukolämmöllä lämpiävissä rakennuksissa lämmitysenergian kulutus saadaan kulutetun polttoaineen perusteella.

Lämmitysenergian kulutus ei ole kuitenkaan sellaisenaan riittävä informaation lähde rakennuksen lämmitysenergian kulutuksesta, koska kulutus on erisuuruinen eri vuosien välillä. Tämän ongelman ratkaisemiseksi lämpötila normeerataan vastaamaan normaalivuoden lämmönkulutusta, ja tehdä kulutuksen vertailu normeeratun kulutuksen perusteella. Normeerattu kulutus vastaa siis keskimääräisen vuoden kulutusta ja tätä lukemaa käyttämällä saadaan laskettua pitkällä aikavälillä lämmitysenergian kulutuksen keskiarvo.

Toinen lämmitysjärjestelmän suure, joka arvioidaan, on rakennuksen lämmitystehon tarve. Lämmitystehon tarve vaikuttaa merkittävästi investoinnin suuruuteen, joten tehontarpeella on suuri merkitys pääomakustannuksiin. Lämmitystehon arvioinnissa on otettava huomioon rakennuksen lämmitystehon tarve sekä lämpimän käyttöveden lämmitystehon tarve. Tässä tutkimuksessa keskitytään olemassa olevien rakennusten lämmitystehon tarpeen laskentaan toteutuneiden energiankulutusten perusteella. Uusien rakennusten lämmitystehon tarpeen määrittelee yleensä LVI-suunnittelija.

Jotta tehontarpeen määrittäminen kulutusten perusteella olisi mahdollista, tulee rakennuksesta olla riittävän pitkältä aikaväliltä tiedot lämmitysenergian kulutuksesta. Parhaiten tehontarve saadaan määritettyä olemassa olevasta rakennuksesta, jossa on lämmön kulutukselle tuntitason mittaus lämmitysenergian kulutuksesta. Lämmitystehon tarve voidaan määrittää myös kuukausitason mittauksen tai jopa vuosittaisen energiankulutuksen perusteella, mutta tällöin tulokset eivät ole niin tarkkoja. Tärkeintä on määrittää kaikkien lämmitysjärjestelmien tehontarpeet samalla menetelmällä, jotta tulokset ovat keskenään vertailukelpoisia.

Kun lämmitysjärjestelmistä on saatu ratkaistua lämmitysenergian kulutukset ja lämmitystehon tarpeet, saadaan ratkaistua lämmitysjärjestelmän energiakustannukset. Jokaisella lämmitysjärjestelmällä on omat hyötysuhteensa ja energian hintansa, jotka vaikuttavat energiakustannuksiin. Energiajärjestelmien valmistajilta saa yleensä tiedon hyötysuhteista, mutta näihin hyötysuhteisiin tulee suhtautua varauksella. Valmistajien ilmoittama hyötysuhde pätee yleensä tietyissä olosuhteissa, mutta laskentaa varten tarvitaan tieto lämmitysjärjestelmän keskimääräisestä vuosihyötysuhteesta. Tämän vuoksi on turvallisempaa käyttää esimerkiksi kirjallisuudesta löytyviä taulukkoarvoja hyötysuhteen laskennassa. Lämmitysjärjestelmän energiakustannusten laskennassa on myös huomioitava laitteiden kuluttama sähköenergia. Sähköenergian kulutus voidaan arvioida esimerkiksi valmistajan ilmoittaman sähkönkulutuksen perusteella. Esimerkiksi lämpölaitoksilla tämä on tyypillisesti noin 0,5 % lämmönkulutuksesta.

2.3 Jäähdytys

Jäähdytysjärjestelmien valinnan kannalta on tarpeellista tietää rakennuksen jäähdytysenergian kulutus ja jäähdytystehon tarve, koska nämä vaikuttavat eniten jäähdytysjärjestelmän kustannuksiin. Näiden lisäksi kustannuksiin vaikuttaa myös jäähdytysjärjestelmän kylmäkerroin.

Toimistorakennuksissa jäähdytystä käytetään pitämään rakennuksen olosuhteet hyvinä, mutta rakennuksen tai ihmisten kannalta ei ole kriittistä, vaikka jäähdytysteho ei riittäisi pitämään olosuhteita jatkuvasti asetusarvoissa. Suomen rakentamismääräyskokoelman osassa D3 (2012) on määritetty uudisrakennuksille jäähdytysrajat, joissa sisälämpötilan on pysyttävä 1. kesäkuuta ja 31. elokuuta välisenä aikana. Esimerkiksi toimistorakennuksille jäähdytysraja on 25 °C, mutta lämpötilan saa ylittää enintään 150 astetuntia kesäaikana. Vanhoille rakennuksille ei ole vastaavaa määräystä huonelämpötilalle, mutta samoja perusteita voidaan käyttää suunniteltaessa jäähdytystä olemassa olevaan rakennukseen.

Jäähdytysjärjestelmien kustannusvertailun kannalta ei ole merkitystä, ovatko energiämäärät ja tehot absoluuttisen tarkkoja. Jäähdytystehon ja jäähdytysenergian tarpeen määrittämiseksi tehdään yleensä rakennuksesta simulointimalli, josta saadaan ratkaistua tar-

vittavat suureet. Alustavaa järjestelmävalintaa tehtäessä näin tarkka simulointi ei ole kuitenkaan tarpeenmukaista. Jäähdytysenergian tarve riippuu paljon rakennukseen tulevista lämpökuormista. Suomen kaukolämpö ry on julkaissut (2004, s. 17) erityyppisten rakennusten tyypillisiä arvoja, joita voidaan käyttää lähtökohtana arvioitaessa jäähdytysenergian tarvetta (taulukko 1).

Taulukko 1. Jäähdytystehon tarve ja –energiankulutus eri tiloille.

	Tehontarve [W/m ²]	Energiankulutus [kWh/m ²]	Huipunkäyttöaika [h]
Toimistorakennus	30 - 70	15 - 50	500 – 900
Kauppakeskus	100 - 200	70 - 150	700 – 1000
Erikoistilat, esim. atk-laitetila	300 -		> 3000

Taulukosta 1 nähdään, että tehontarpeet ja energian kulutukset voivat vaihdella melko paljon, joten oikean tason määrittämiseksi voidaan käyttää apuna esimerkiksi IDA-ESBO simulointiohjelmaa. Karkean tason simulointi antaa tämän työn kannalta riittävän tarkan arvioin rakennuksen jäähdytysenergian kulutuksesta, kun päätöksentekovaiheessa halutaan lyödä lukkoon käytettävä jäähdytysenergian muoto.

Jäähdytysjärjestelmän tehontarpeen ja jäähdytysenergian kulutuksen lisäksi tarvitaan tieto jäähdytysjärjestelmän hyötysuhteesta, jotta voidaan määrittää jäähdytysjärjestelmän energiakustannukset. Jäähdytysenergian tuotannon hyvyttä kuvataan kylmäkertoimella. Hetkellisestä kylmäkertoimesta käytetään lyhennettä *EER* (Energy efficiency ratio) ja vuosittaisesta kylmäkertoimesta lyhennettä *SEER* (Seasonal energy efficiency ratio) (Ympäristöministeriö 2011, s. 10-11). Vuosittaisesta kylmäkertoimesta käytetään symbolia ε_E , kun jäähdytysenergian tuottamiseen käytetään sähköä ja ε_Q , kun jäähdytysenergian tuottamiseen käytetään lämpöä. Eri tuotantomuodoilla on eri kylmäkertoimet. Laittevalmistajat ilmoittavat yleensä kylmäkertoimen tietyssä lämpötilassa, mutta tätä arvoa tärkeämpää on tietää eri tuotantomuotojen vuotuinen kylmäkerroin. Tässä työssä on käytetty Suomen rakentamismääräyskokoelman jäähdytyslaskennan oppaassa annettuja vuosittaisia kylmäkertoimen arvoja (Ympäristöministeriö 2011, s.6) ja ne on esitetty taulukossa 2.

Taulukko 2. Jäähdytysenergian kylmäkertoimet (Ympäristöministeriö 2011, s.6).

Jäähdytysenergian tuotantotapa	ϵ_E	ϵ_Q
Kompressorikylmälaitos, ilmalauhdutteinen	2,5	-
Kompressorikylmälaitos, vesilauhdutteinen	3	-
Vapaajäähdytys, liuosjäähdytin (kuiva)	5	-
Vapaajäähdytys, liuosjäähdytin (märkä)	7	-
Vapaajäähdytys maaputkisto (vertikaalinen)	30	-
Split-laitteet	3	-
Kaukojäähdytys (lämmönsiirrin)	-	1
Absorptiojäähdytys	-	0,7

Taulukosta 2 nähdään, että eri järjestelmien kylmäkertoimet poikkeavat suuresti toisistaan. Lisäksi energiakustannusten kannalta on hyvin suuri merkitys myös sillä, käytetäänkö jäähdytysenergian tuottamiseen sähköä vai lämpöä. Lisäksi lämmön hinnalla on suuri merkitys, sillä esimerkiksi absorptiojäähdytyksessä on mahdollista hyödyntää riittävän lämmintä jätelämpöä (Suomen Kaukolämpö ry 2004, s. 5).

2.4 Oma sähköntuotanto

Omalla sähköntuotannolla tarkoitetaan tässä työssä sähkön pientuotantoa, joka tarkoittaa alle 2 MWA:n voimalaitosta (Motiva 2012b, s. 5). Tämän kokoluokan laitoksia koskevat sähkömarkkinalain pientuotannon pelisäännöt. Tätä suuremmassa kokoluokassa on omat sääntönsä koskien sähkömarkkinoita, sähköverkkoa ja sähköveroa.

Omaa sähköä voidaan tuottaa esimerkiksi pien-CHP -laitoksella tai aurinkosähköllä. Yhteistä näille järjestelmille on kohtalaisen suuri hankintahinta, joten pääomakustannuksilla on suuri merkitys omassa sähköntuotannossa. Aurinkosähköjärjestelmässä ei ole periaatteessa muita kustannuksia kuin pääomakustannus, mutta pien-CHP -laitokseen liittyy monia muita kustannuksia. Pien-CHP -laitoksessa tuotetun sähkön hinta riippuu muun muassa käytettävän polttoaineen hinnasta, laitoksen hyötysuhteesta ja laitoksen operointikuluista.

Omasta sähköntuotannosta saatavaan hyötyyn vaikuttaa erityisesti sähköenergian ostohinta. Oman sähkön tuotantokustannuksen on siis oltava halvempaa kuin ulkopuolelta ostettu sähkö, jotta investointi voisi edes teoriassa olla kannattava. Omalla sähköntuotannolla ei pyritä kattamaan kaikkea sähkönkulutusta, koska laitteistojen investoinnit olisivat

niin suuret. Sen sijaan omalla sähköntuotannolla pyritään vähentämään ostettavaa sähköä ja ylijäämänsähkö myydään mahdollisuuksien mukaan sähköyhtiölle.

Oman sähköntuotannon kannattavuuteen vaikuttaa lisäksi sähkövero. Sähköverovelvolliseksi on rekisteröidyttävä, jos 50–2000 kVA:n tehoisella laitteistolla on mahdollista siirtää sähköä verkkoon. Mikäli sähkön siirto verkkoon on estetty, ei sähköverovelvolliseksi tarvitse ilmoittautua. Alle 50 kVA:n laitteistolla tuotetusta sähköstä ei tarvitse maksaa sähköveroa, vaikka sähköä siirrettäisiinkin verkkoon. Sähköveroa ei tarvitse kuitenkaan maksaa niinä vuorokausina, kun sähköä ei siirry verkkoon. Tällöin sähkön tuottaja antaa 0-veroilmoituksen. (Tulli 2014 s. 9)

Sähköveron vuoksi on tarkasti laskettava, kannattaako sähköä myydä ollenkaan verkkoon vai kannattaako teknisin ratkaisuin estää sähkön siirto verkkoon. Ongelmatilanteita syntyy varsinkin silloin, kun vuorokauden aikana siirtyy vain vähäinen määrä sähköä verkkoon. Tällöin maksetaan sähköveroa myös omasta kulutuksesta, jolloin sähkövero voi olla huomattavan suuri verrattuna sähkön myynnistä saatuun tuloon. Mikäli halutaan välttyä sähköveron maksulta, tulee sähköntuotantojärjestelmää suunniteltaessa ottaa huomioon se, ettei ylijäämänsähköä pääse syntymään. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että sähkön kulutusta tai sähkön tuotantoa pitää pystyä joustavasti säätämään.

Sähköntuotannon polttoaineista ei tarvitse maksaa valmisteveroa (Tulli 2014, s. 8). Jos sähköntuotantoon hankittu polttoaine on hankittu verollisena, voi tullilta hakea veronpalautusta. Lämmön ja sähkön yhteistuotannossa maksetaan valmisteveroa vain lämmön tuotantoon käytetystä osuudesta (Tulli 2014, s. 17-19). Valmisteveron alaisia polttoaineita ovat suurin osa nestemäisistä polttoaineista, kivihiili, maakaasu, polttoturve ja mäntyöljy (Tulli 2014, s. 4-6, 14-16).

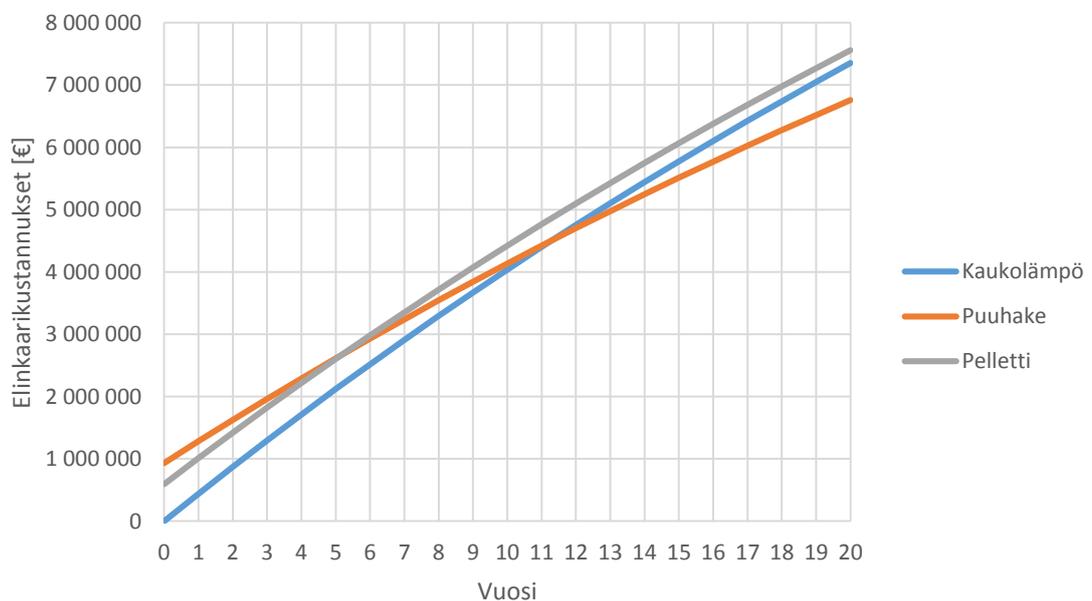
2.5 Taloudellisen kannattavuuden vertailu

Taloudellisen kannattavuuden vertailuun on olemassa monia erilaisia menetelmiä. Tässä työssä haetaan kokonaistaloudellisesti edullisinta energiajärjestelmää. Energiajärjestelmien kokonaistaloudellisuudella tarkoitetaan tässä tapauksessa koko järjestelmän pitoaikana syntyviä kustannuksia. Eri vuosina syntyviä tuloja ja menoja ei voida kuitenkaan suoraan verrata toisiinsa, joten tulot tulee diskontata nykyarvoon nettonykyarvomenetelmällä. Tarkasteltavissa energiajärjestelmissä energia käytetään pääasiassa omaan käyttöön, joten energiajärjestelmä ei varsinaisesti tuota käyttäjälle tuloja, vaan järjestelmästä syntyy pelkästään menoja. Normaalisti nettonykyarvon eräänä arviontikriteerinä on, että investoinnin nettonykyarvon on oltava suurempi kuin nolla, jotta investointi olisi kannattava. Tämä arviontikriteeri ei kuitenkaan päde tässä tapauksessa, vaan on tarkoituksenmukaista puhua nettonykyarvon sijasta elinkaarikustannuksista. Kun normaalisti nettonykyarvomenetelmässä pyritään maksimoimaan investoinnin absoluuttinen tuotto, niin elinkaarikustannuksissa pyritään minimoimaan absoluuttiset kulut. Kyse on periaatteessa

samasta asiasta, mutta siinä missä nettonykyarvomenetelmässä oletuksena on, että investointi tuottaa, voi elinkaarikustannusten vertailussa investointi tuottaa muutakin kuin rahaa kuten energiaa. (Kanniainen 2013)

Toinen tähän tarkoitukseen sopiva arviointimenetelmä on annuiteettimenetelmä. Annuiteettimenetelmässä muodostetaan investoinnista vuotuiset pääomakustannukset, jolloin voidaan muodostaa vuosittain syntyvistä tuloista, menoista ja pääomakustannuksista vuosittaiset kokonaiskustannukset. Vuosittaisten kustannusten perusteella on mahdollista laskea energian yksikköhinta, kun vuosittaiset kustannukset jaetaan tuotetun energian mukaan. Näin voidaan vertailla eri vaihtoehtoja keskenään energian yksikkökustannusten perusteella. Lisäksi nähdään selvästi eri vaihtoehtojen kustannusrakenne, kun jaetaan kustannukset esimerkiksi energiakustannuksiin, operointikustannuksiin ja pääomakustannuksiin. Pääomakustannukset muodostuvat nyt järjestelmään tehtävästä investoinnista ja siitä syntyvistä vuosittaisista lainanhoitokuluista.

Kolmas menetelmä, jota voidaan käyttää kannattavuuden vertailuun, on takaisinmaksuajan menetelmä. Suorassa takaisinmaksuajan menetelmässä ei oteta korkoa huomioon, vaan investoinnin kustannusta verrataan investoinnista tuleviin vuosittaisiin säästöihin. Usein on kuitenkin tarkoituksenmukaisempaa ottaa myös korko huomioon, jolloin arviointimenetelmästä saadaan relevantimpi. Tällöin verrataan kumulatiivisia elinkaarikustannuksia toisiinsa kuvan 1 esimerkin mukaisesti.

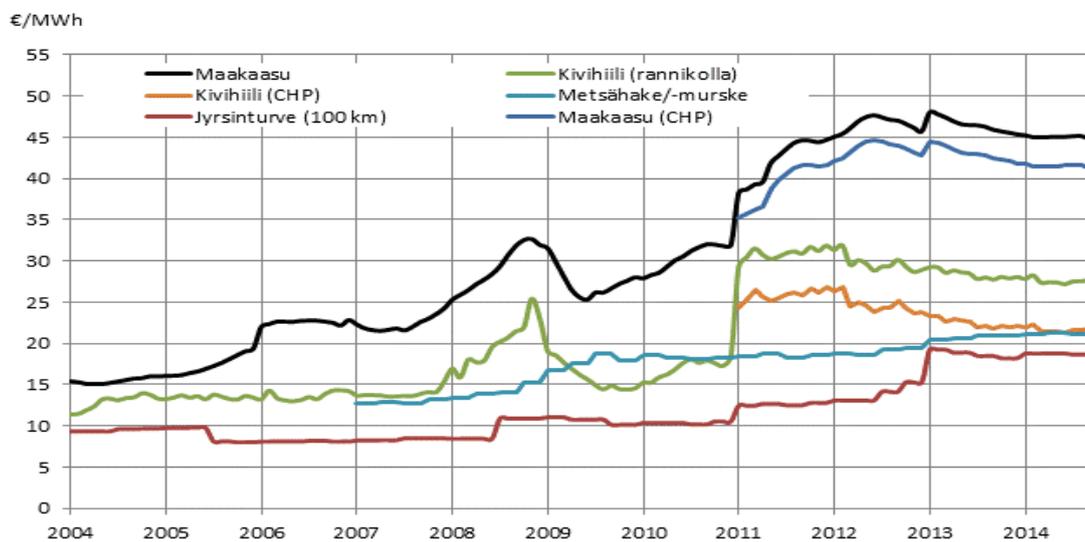


Kuva 1. Elinkaaren kumulatiiviset kustannukset.

Kuvassa 1 on verrattu kolmen eri lämmitysjärjestelmän kumulatiivisia kustannuksia. Tällä menetelmällä saadaan helposti graafisessa muodossa verrattua eri järjestelmien taloudellista kannattavuutta. Kuvasta voidaan verrata takaisinmaksuaikoja eri järjestelmien välillä. Puuhakkeen takaisinmaksuaika verrattuna kaukolämpöön on noin 11 vuotta ja pellettiin verrattuna noin 5 vuotta.

Korkokannan valinnalla on suuri merkitys taloudellisen kannattavuuden vertailussa. Korkokanta on vapaasti valittavissa. Se voi olla esimerkiksi ulkoisen rahoituksen korko tai investoinnin tuottovaatimus. Usein energiatalouden kannattavuuden arvioinnissa käytetään 2-5 % korkokantaa (Kurvinen et al. 2012, s. 1). Suomen pankin tilastojen mukaan (2014) Suomen rahalaitosten myöntämien yrityslainojen keskiporkko on ollut pitkään 2 % luokkaa. Investoinnin kannattavuuden arvioinnissa on hyvä tarkastella eri korkokantojen vaikutusta ja tehdä niiden perusteella johtopäätöksiä. Mitä suurempaa korkokantaa käytetään, sitä heikompi on suurien investointien kannattavuus. Investointilaskelmissa voidaan lisäksi olettaa, että investoinnilla ei ole jäännösarvoa.

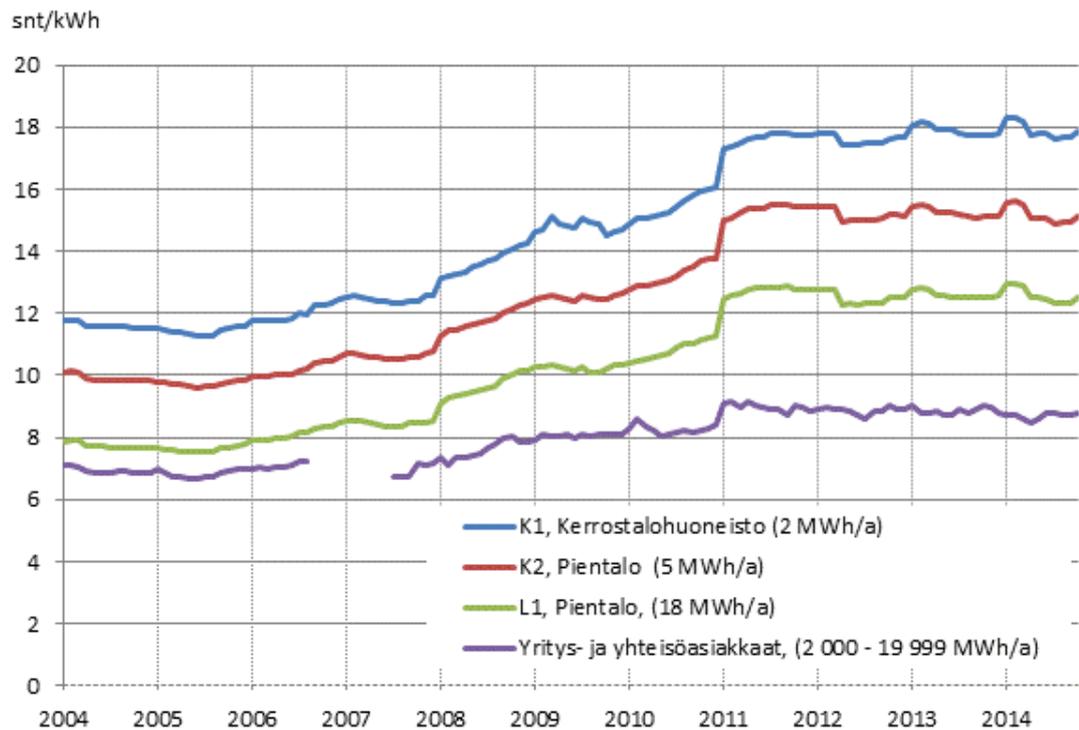
Eräs elinkaarikustannuksiin vaikuttava seikka on polttoaineiden hintojen kehitys. Se voidaan ottaa laskennassa huomioon vuotuisena kasvuprosenttina, koska polttoaineiden hintojen todellista kehitystä on vaikea ennustaa. On myös mahdollista, että hinnat laskevat. Kun mietitään sopivaa korkokantaa polttoaineiden hinnan kehitykselle, voidaan valinnan tukena käyttää esimerkiksi hintatilastoja. Kuvassa 2 on tilastokeskuksen laatima kuvaaja polttoaineiden hintojen kehityksestä vuodesta 2004 eteenpäin.



Kuva 2. Voimalaitospolttoaineiden hinnat lämmöntuotannossa (Tilastokeskus 2014a).

Kuvasta 2 nähdään, että polttoaineiden hintojen kehitys ei ole ollut tasaista edellisten 10 vuoden aikana. Esimerkiksi maakaasun hinta on noussut voimakkaasti vuodesta 2004 alkaen, mutta viime vuosina hinta on laskenut. Kivihiilen hinta on laskenut lähes yhtäjaksoisesti vuodesta 2011 lähtien. Metsähakkeen hinta on ollut jatkuvasti maltillisessa ja tassisessa kasvussa.

Myös sähkön hinnan kehityksellä on suuri merkitys taloudellisessa tarkastelussa. Kuvassa 3 on esitetty sähkön hinnan kehitys kuluttajatyypeittäin.



Kuva 3. Sähkön hinta kuluttajatyypeittäin (Tilastokeskus 2014a).

Kuvasta 3 nähdään, että sähkön hinnan kehitys on ollut tasaisempaa kuin polttoaineiden hinnan kehitys. Kaikissa kuluttajatyypeissä sähkön hinta on pysynyt lähes vakiona vuodesta 2011 eteenpäin. Varsinkin yritys- ja yhteisöasiakkaissa muutokset vuodesta 2011 lähtien ovat olleet hyvin pieniä.

Laskettaessa elinkaarikustannuksia pitkällä aikavälillä muutaman vuoden hintojen muutos ei anna riittävän tarkkaa kuvaa polttoaineiden kehityksestä. Polttoaineiden hinnan kehitys on vaikeasti ennustettavissa, joten laskennassa voidaan käyttää esimerkiksi kolmea eri skenaariota polttoaineiden hinnan kehitykselle. Näin saadaan verrattua eri vaihtoehtojen elinkaarikustannuksia riittävän luotettavasti.

2.6 Tuet ja lupa-asiat

Energiajärjestelmän kustannuksiin vaikuttavat myös mahdolliset tuet. Erityisesti uusiutuvalle energialle on saatavissa erilaisia tukia. Omassa sähköntuotannossa on lisäksi mahdollista saada myyntitariffia, jos sähköä myydään verkkoon. Investointitukea ja tariffia ei voi kuitenkaan saada samanaikaisesti. Tässä työssä ei tarkastella myyntitariffia, koska tuotettu sähkö käytetään pääasiassa omassa kiinteistössä. Tällöin investointituki on kannattavampi vaihtoehto kuin myyntitariffi.

Lupa-asiat eivät suoraan vaikuta energiakustannuksiin, mutta ne voivat vaikuttaa energiajärjestelmän valintaan. Tämän vuoksi lupa-asioita on myös käsitelty lyhyesti.

2.6.1 Energiatuki

Energiatuki voi vaikuttaa merkittävästi hankkeen kannattavuuteen. Energiatukea on saatavissa uusiutuvan energian käytön edistämiseen. Tämä tarkoittaa, että energiatukea voi saada myös, kun siirrytään fossiilista polttoainetta hyödyntävästä tekniikasta uusiutuvaa energiaa hyödyntäviin tekniikoihin. Investointituen määrä riippuu tuotantomuodosta. Alla on listattu eri tekniikoille saatavia energiaturkia lämmöntuotannossa, kun siirrytään fossiilisesta polttoaineesta uusiutuvaan energiaan. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2015)

Lämmöntuotanto:

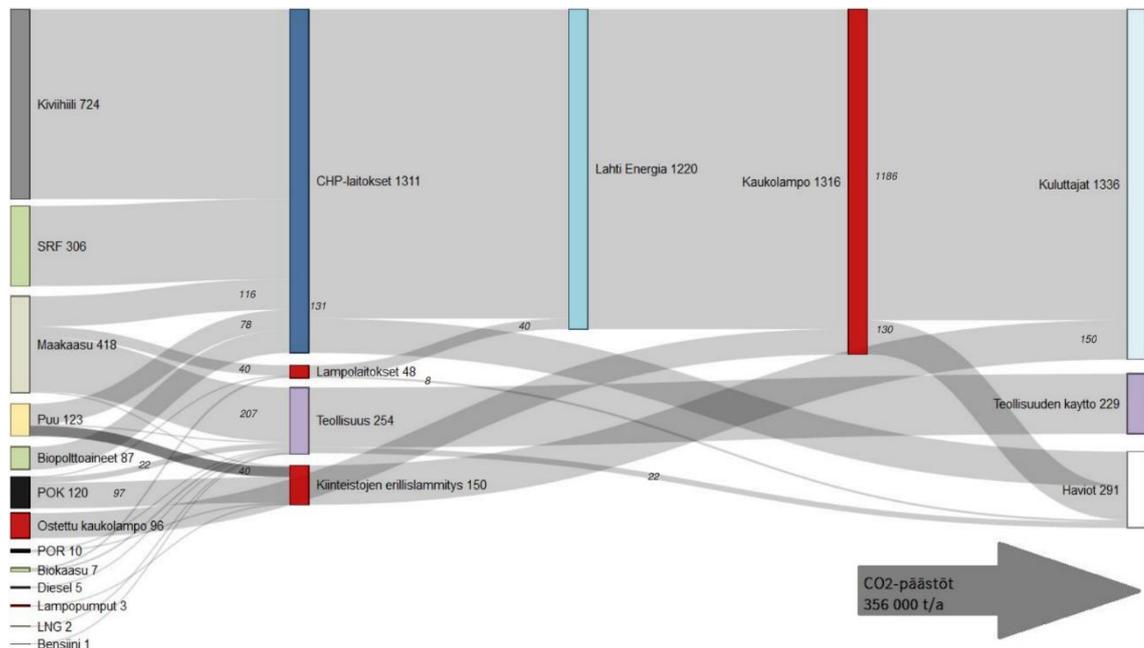
- lämpökeskukset (biomassa) 10–15 %
- lämpöpumppuhankkeet 15 %
- aurinkolämpöhankkeet 20 %
- biokaasuhankkeet 20–30 %

Sähköntuotanto:

- pienvesivoimalat 15–20 %
- kaatopaikkakaasuhankkeet 15–20 %
- pientuulivoimalat 20–25 %
- aurinkosähköhankkeet 30 %

Lisäksi uuden teknologian hankkeet voivat saada korotettua tukea 10 %. Esimerkiksi biomassalla toimivat pien-CHP -laitokset luetaan uudeksi teknologiaksi, joiden energiaturki on 20–25 % investoinnista (Työ- ja elinkeinoministeriö 2015). Energiaturki on harkinnanvaraista tukea, jolle on varattu ELY-keskuksen budjetista tietty määräraha vuosittain. Näin ollen energiaturkea kannattaa hakea alkuvuodesta, jotta voidaan varmistua, että hanke saa varmasti tuen (Weckman 2014).

Kun siirrytään kaukolämmön käytöstä uusiutuvan energian käyttöön, voi energiatukea saada vain siinä tapauksessa, että kaukolämpö on tuotettu fossiilisilla polttoaineilla. Riippuu siis täysin alueesta, onko tukea saatavilla. Kuvassa 4 on Lahden lämmöntuotannon energiatase vuodelta 2013.



Kuva 4. Lahden lämmöntuotannon energiatase vuonna 2013 (Energiakolmio 2014 mukaan).

Kuvasta 4 nähdään, että Lahden kaukolämmöstä suurin osa tuotetaan fossiilisilla polttoaineilla. Kivihiili on hallitsevassa roolissa lämmöntuotannossa. Kaukolämmön tuotannosta alle 13 % tuotetaan uusiutuvalla energialla, jos kierrätyspolttoainetta ei lasketa uusiutuvaksi energiaksi. Tämän perusteella Lahdessa olisi todennäköisesti mahdollista saada energiatukea, jos siirrytään kaukolämmöstä uusiutuvan energian käyttöön.

2.6.2 Lupa-asiat

Energiantuotanto on joissain tapauksissa luvanvaraista toimintaa. Tämän vuoksi lupa-asioita on syytä sivuta, koska niillä voi olla epäsuoria vaikutuksia hankkeen kannattavuuteen ja lupa-asioita varten on varattava riittävästi aikaa. Joissain tapauksissa voidaan joutua sulkemaan joitakin energiantuotantovaihtoehtoja kokonaan pois, jos energiantuotantoyksikkö sijaitsee esimerkiksi tärkeällä pohjavesialueella. Erilaisia tarvittavia lupia voivat olla esimerkiksi toimenpidelupa, rakennuslupa, ympäristölupa tai -rekisteröinti. Sähkötuo- tuotannosta on lisäksi ilmoitettava Energiamarkkinavirastolle ja Fingridille, mikäli sähköä siirretään valtakunnanverkkoon. Lisäksi yli 50 kVA:n kokoiset voimalaitokset on ilmoitettava Tullille sähköverovelvolliseksi. (Motiva 2012b)

Itse lupaprosessin kustannuksia ei tarvitse ottaa huomioon vertailussa, koska niiden vaikutus kokonaisuuteen on hyvin pieni. Ympäristölupa-asioita on kuitenkin tarpeenmuokaista tarkastella, koska sillä voi olla vaikutusta päätöksentekoon. Ympäristölupa tarvitaan energiantuotantolaitokselle, joka on polttoaineteholtaan yli 50 MW. Laskennassa otetaan huomioon kaikki alueella sijaitsevat energiantuotantoyksiköt. Lisäksi ympäristölupa tarvitaan, jos lämpölaite sijaitsee tärkeällä pohjavesialueella. Polttoaineteholtaan 5-50 MW laitokset kuuluvat yleensä ympäristörekisteröinnin piiriin. Rekisteröintimenettely on kirjaamistoimenpide, jossa ei tehdä hallinnollista päätöstä. Rekisteröinnin jälkeen toiminnan voi aloittaa, kun kunnan ympäristönsuojeluviranomainen on rekisteröinyt toiminnan tai ilmoituksen jättämisestä on kulunut 90 päivää (Ympäristöhallinto 2014).

3. ENERGIAJÄRJESTELMÄT

Energiajärjestelmillä tarkoitetaan tässä työssä kaikkia energiaa tuottavia järjestelmiä energian muodosta riippumatta. Energia voi olla lämmitys-, jäähdytys- tai sähköenergiaa. Tässä luvussa esitetään, mitä tulee ottaa huomioon energiajärjestelmää suunniteltaessa ja mitkä ovat eri vaihtoehtojen vahvuudet ja heikkoudet.

3.1 Lämmitysjärjestelmät

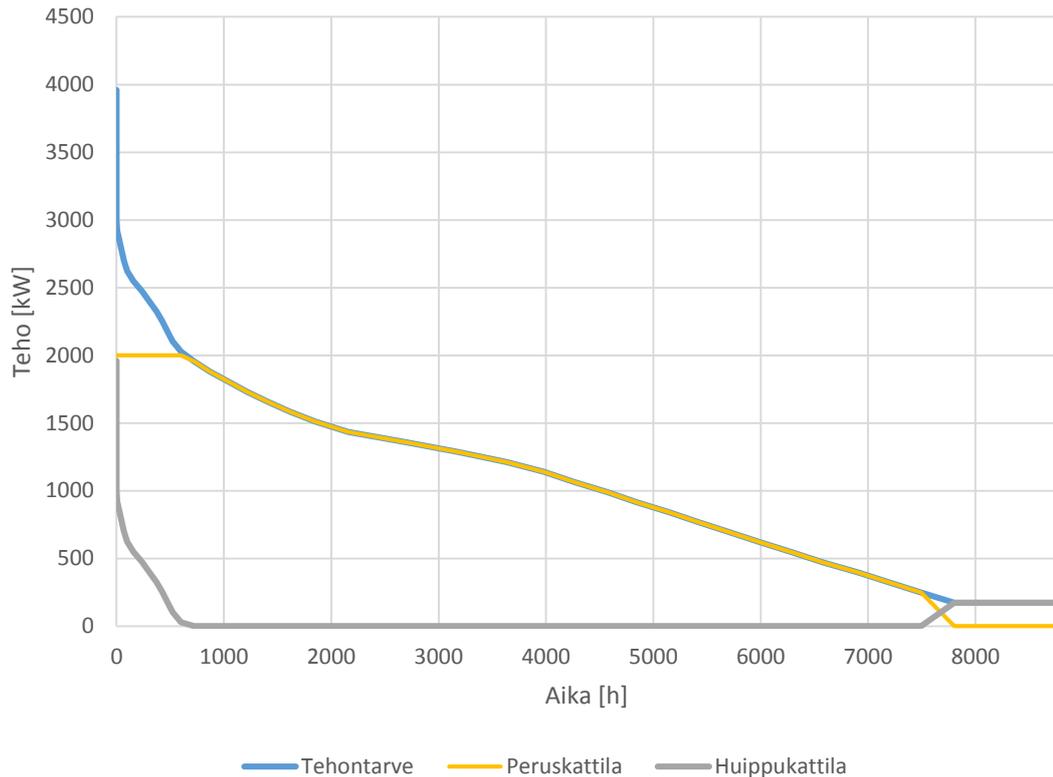
Suurissa kiinteistöissä on useita vaihtoehtoja lämmöntuotantoon. Tässä kappaleessa esitellään vertailuun mukaan otettavat lämmitysjärjestelmät. Pien-CHP -laitokset esitellään kappaleessa 3.3. Vertailussa olevat järjestelmät ovat:

- Kiinteän polttoaineen kattila
- Kaukolämpö
- Nestekaasu ja öljykattila (varalämpölaitos)
- Aurinkolämpö
- Ilma-vesilämpöpumppu
- Maalämpö

Vaihtoehtoista esitellään tärkeimmät tekniset ominaisuudet ja muut seikat, jotka pitää ottaa huomioon lämmitysjärjestelmän valinnassa. Lisäksi kustakin vaihtoehdosta tehdään SWOT-analyysi.

3.1.1 Lämmöntuotannon mitoitus

Lämmöntuotannon mitoituksessa ei yleensä mitoiteta peruslämmitysjärjestelmää täydelle tehontarpeelle, koska investointikustannukset ovat huomattavasti suuremmat täyden tehon mitoituksessa. Peruslämmöntuotanto mitoitetaan noin puolelle teholle (VTT 2004, s.5) ja loput tehosta tuotetaan huipputehon kattilalla, joka on investointikustannuksiltaan halvempi, mutta polttoaine voi olla kalliimpaa. Kuvassa 5 on esimerkki rakennuksen lämmitystehon pysyvyyssäyrästä, kun maksimilämmitystehon tarve on 4 MW ja peruslämmitysjärjestelmän teho on 2 MW.



Kuva 5. Pysyvyyskäyrä referenssivuoden 2012 tiedoilla.

Kuvasta 5 nähdään, että peruskattilalla voidaan tuottaa suurin osa vuoden lämmöntarpeesta. Huipputehon kattilalla tuotetaan lämpöä ainoastaan kovimmilla pakkasilla ja kesäaikana, kun peruskattilan osakuorma olisi liian pieni lämmön tuottamiseksi. Peruskattilalla voidaan tuottaa lämpöä minimissään 10 %:n osakuormalla, joten lämmöntarpeen ollessa alle 200 kW on huippukattilaa käytettävä myös pohjakuorman lämmöntuotannossa. Tällainen tilanne syntyy esimerkiksi kesäaikana, kun lämmitysenergiaa tarvitaan vain käyttöveden lämmittämiseen. Optimaalisin lämmitysjärjestelmän mitoitus saadaan, kun tiedetään lämmöntuotannon vaihtoehtojen investointikustannukset ja energioiden hinnat. Tällöin voidaan pysyvyyskäyrän perusteella valita teholtaan sopivin vaihtoehto lämmöntuotantoon.

3.1.2 Kiinteän polttoaineen kattila

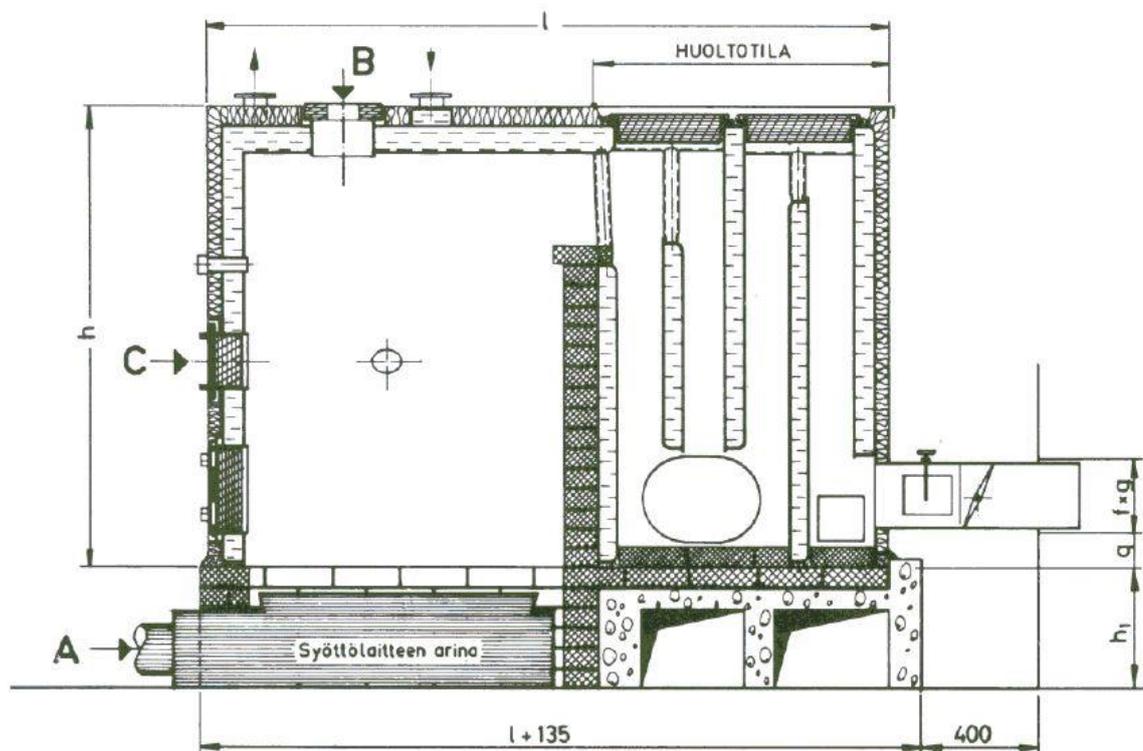
Kiinteän polttoaineen kattiloissa (KPA-kattila) voidaan polttaa kattilan tyypistä riippuen monenlaisia polttoaineita. Tässä työssä käsitellään kattiloita, joissa voidaan polttaa pellettiä, haketta tai lastulevyjätettä. Näistä vaihtoehtoista pellettikattila on investointikustannuksiltaan halvin ja lastulevyn polttoon soveltuva kattila kallein.

KPA-kattilassa hyötysuhde laskee osakuormilla (Flyktman et al. 2012 s. 36), joten kattilan todellinen vuosihyötysuhde on huonompi kuin täydellä teholla ilmoitettu hyötysuhde. Nykyisten puupolttoaineilla toimivien kattiloiden hyötysuhde on kuitenkin lähes yhtä

hyvä kuin öljy- tai kaasukattiloiden (VTT 2004). Laskennassa voidaan käyttää esimerkiksi Motivan ohjeen mukaista suurten kiinteistöjen vuosihyötysuhdetta, joka on hake- ja pellettikattiloille 80 % (Motiva 2010b s. 3).

Pellettikattila

Pellettikattila on kiinteän polttoaineen kattiloista investointikustanuksiltaan halvin, mutta polttoaine on kalleinta verrattuna muihin kiinteisiin polttoaineisiin. Pellettikattila voi olla tyypiltään esimerkiksi arinakattila. Kuvassa 6 on esimerkki pelletin polttoon soveltuvasta kattilasta.



- A = Ruuvisyöttölaitteen polttoaine
- B = Puhallinsyöttölaitteen polttoaine
- C = Öljypoltin

Kuva 6. Alasyöttöisen arinan rakenne (Laatukattila 2014a).

Kuvan 6 kattilassa voidaan käyttää pelletin lisäksi muitakin polttoaineita kuten haketta. Varapolttoaineena voidaan käyttää esimerkiksi öljyä tai maakaasua. Kuvan mukainen kattila on alasyöttöinen, eli polttoaine syötetään ruvikuljettimella kattilaan laitteeseen alaosasta.

Puupelletin hinta suurissa kiinteistöissä on Vapolta (2014) saadun tarjouksen perusteella 37,90 €/MWh (alv 0 %). Tilastokeskuksen (2014a) mukaan pelletin kuluttajahinta syyskuussa 2014 oli 49,20 €/MWh (alv 0 %). Kasvua edellisvuoteen verrattuna on jopa 9,7 %. (Tilastokeskus 2014a)

Pelletin etuna hakkeeseen verrattuna voidaan pitää parempaa toimintavarmuutta ja pienempää polttoainevarastoa. Pelletin energiasisältö tilavuuteen nähden on 3077 kWh/m³, kun hakkeen energiasisältö on vain 744 kWh/m³ (VTT 2004, s. 7). Pellettilämpölaitoksen investointikustannus on jonkin verran pienempi kuin hakelämpölaitosten. Suuren kiinteistön pellettilämpölaitoksen investointikustannus on noin 250–350 €/kW (Ariterm 2014). Vastaavankokoisen hakelämpölaitoksen investointikustannus on noin 450 €/kW (Sykäke Oy 2014). Polttoainevarastot pystytään tekemään pienemmiksi pellettilämpölaitoksissa, mikä pienentää investointikustannuksia. Pellettilämmityksen SWOT-analyysi on esitetty taulukossa 3.

Taulukko 3. Pellettilämmityksen SWOT-analyysi.

<p>Vahvuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pienempi investointi kuin lastulevy- tai hakelämpölaitoksessa • Polttoainevarastot pienemmät kuin hakekattila vaatii • Helppokäyttöinen 	<p>Heikkoudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Polttoaine kalliimpaa kuin hake • Huollon tarve (n. 3,0 h/vko) (VTT 2004)
<p>Mahdollisuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kohtuulliset pääomakustannukset • Toimintavarmuus 	<p>Uhat</p> <ul style="list-style-type: none"> • Suuret kokonaiskustannukset • Pelletin hinnan kehitys

Pellettilämpölaitoksen suurimpina etuina voidaan pitää kohtuullista investointikustannusta. Lisäksi pellettikattila vaatii vähemmän huoltoa kuin hakekattila. Suurin pellettilämmityksen heikkous on verrattain kallis polttoaine. Viime aikoina pelletin hinta on ollut nousussa ja öljyn hinta laskussa, joten pellettilämmityksen etu suhteessa öljylämmitykseen on selvästi kaventunut (Tilastokeskus 2014a). Pellettilämpölaitokseen liittyvät kustannukset on koottu taulukkoon 4. Taulukon luvuissa on mukana myös varalämmön kustannukset.

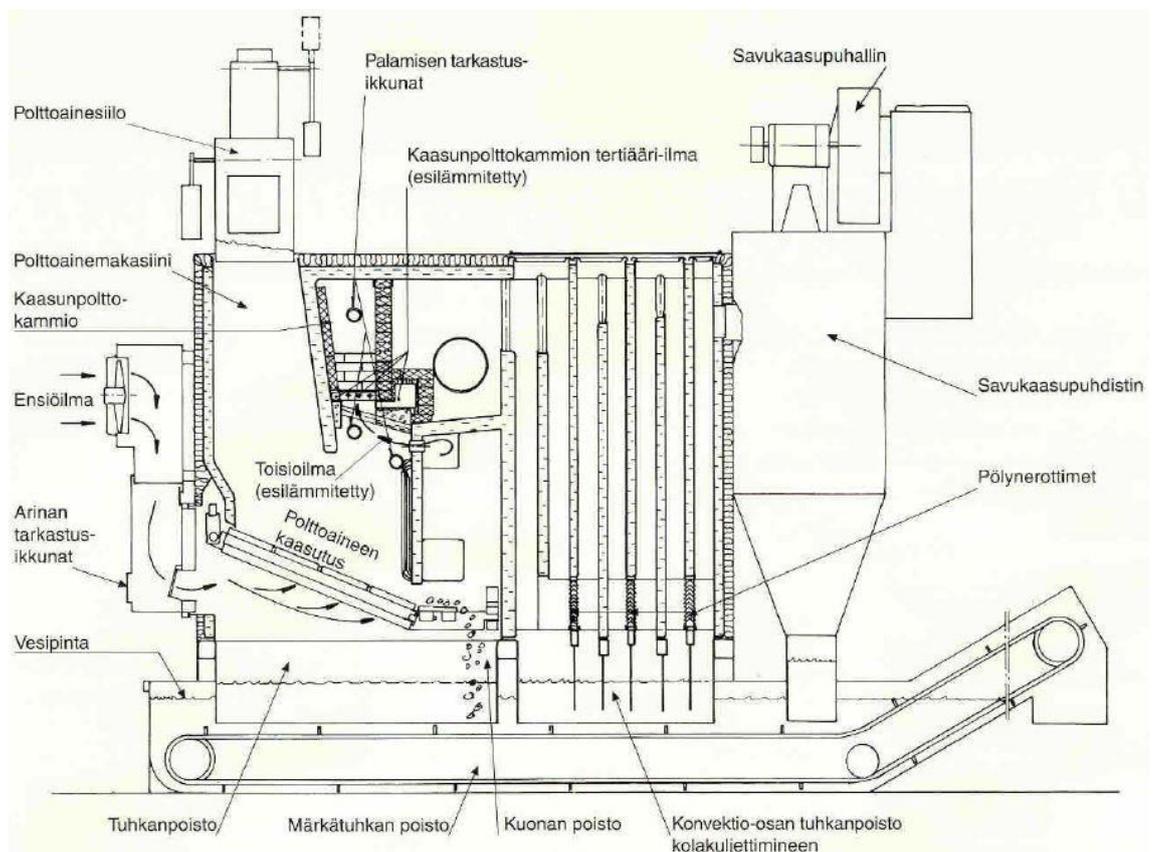
Taulukko 4. Pellettilämpölaitoksen kustannukset.

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Pelletin hinta	€/MWh	37,90	(Vapo 2014)
Öljyn hinta	€/MWh	70,11	(Neste 2015)
Pellettikattilan hyötysuhde	%	80	(Motiva 2010b)
Öljykattilan hyötysuhde	%	90	(Motiva 2010b)
Investointikustannus	€/kW	250-350	(Ariterm 2014)
Varalämpö (öljy)	€/kW	50	(Sykäke 2014)
Huoltokustannukset	%-investoinnista	2,0	(Nemestothy 2004)
Operointi	h/vko	3,0	(VTT 2004 s. 14)
Savupiipun nuohous	€/MWh	1-2	(VTT 2004)

Taulukon 4 hintoja voidaan käyttää laskennan perusteena suurten kiinteistöjen pellettilämmitystä suunniteltaessa.

Hakekattila

Hakelämpölaite on pellettilämpölaiteeseen verrattuna investointikustannuksiltaan kalliimpi, mutta polttoaine on halvempaa. Hakelämpölaite on pellettilämpölaiteesta kalliimpi etenkin polttoainevarastojen osalta, sillä hakkeen lämpöarvo on pienempi tilavuuteen nähden ja polttoainetta tarvitaan suurempi määrä saman lämpömäärän tuottamiseen. Haketta voidaan polttaa monissa erityyppisissä kattiloissa, kuten kuvan 6 mukaisessa arinakattilassa. Viime aikoina on hakkeen poltossa alettu käyttää myös kaasutuskattiloita. Kuvassa 7 on esimerkki kaasutuskattilasta.



Kuva 7. Kaasutuskattilan rakenne (Laatukattila 2014b).

Kuvan 7 mukaisessa vaiheistettuun kaasutukseen perustuvassa kattilassa voidaan polttaa monipuolisesti erilaisia polttoaineita. Kaasutuspoltossa palaminen tapahtuu kahdessa vaiheessa: ensimmäisessä vaiheessa ensiöilma tulee alakautta polttoaineeseen, jolloin polttoaineessa oleva hiili palaa hiilidioksidiksi ($C + O_2 = CO_2$). Toisessa vaiheessa hiilidioksidi reagoi hiilloksen sisällä olevan hiilen kanssa pelkistyen hääksi ($CO_2 + C = 2 CO$). Häkäkaasuun ohjataan toisioilmaa sen noustessa ylöspäin, jolloin palaminen tapahtuu loppuun ($2 CO + O_2 = 2 CO_2$). Kaasutuspoltossa saadaan hyvä hyötysuhde ja pienet päästöt. (Laatukattila 2014b)

Hakkeen hinta oli Tilastokeskuksen (2014a) mukaan lämmöntuotannossa 21,19 €/MWh syyskuussa 2014. Kasvua edelliseen vuoteen verrattuna oli 1,5 %. Vapolta (2014) pyydetyn tarjouksen perusteella hakkeen hinta paikan päälle toimitettuna on 23,90 €/MWh. Tämän perusteella hakkeen veroton hinta on noin puolet pelletin verottomasta hinnasta. Hakkeen hinnan kasvu on ollut maltillisempaa kuin pelletin hinnan kasvu (Tilastokeskus 2014a).

Hakelämpölaitos vaatii huomattavasti suuremmat polttoainevarastot kuin pellettilämpölaitos. Biolämpökusten yhteydessä olevat varastot voivat olla muutamasta kymmenestä kuutiometristä jopa yli 500 m³:iin. Jos hakkeen energiasisältö on 744 kWh/m³, niin 2 MW:n lämpölaitoksessa haketta kuluu täydellä teholla käytettäessä noin 3 m³ tunnissa (kattilan hyötysuhde 90 %). Polttoainevarasto tulee mitoittaa sen mukaan, mikä on polttoainetoimittajan lyhin mahdollinen polttoaineen toimitusväli (VTT 2004). Jos polttoainetoimittaja pystyy täyttämään varaston 72 tunnin välein, on polttoainevaraston koon oltava tässä tapauksessa vähintään 216 m³. Suuret polttoainevarastot kasvattavat merkittävästi laitoksen hintaa, joten polttoaineen toimituksella on merkitystä laitoksen investointikustannukseen.

Puujätteen poltto hakekattilassa vaatii kattilalta korkeampaa lämpötilan ja myrkyllisten kaasujen kestoa, koska puujätteen poltossa syntyy myrkyllisiä kaasuja epäedullisissa palamisolosuhteissa. Puujätteen polttoon ei yleensä sovelleta jätteenpolton asetuksia, jos puujäte ei sisällä halogenoituja hiilivetyjä tai raskasmetalleja (Alakangas & Wiik 2008). Puujätteen polttoon soveltuvat kattilat on kuitenkin suunniteltava kestämiin olosuhteet, jotka syntyvät lastulevyn palamisessa. Tämän vuoksi puujätteen polttoon soveltuvat kattilat suurten kiinteistöjen osalta ovat noin 100 000 € kalliimpia kuin pelkän hakkeen polttoon soveltuvat kattilat. Taulukossa 5 on esitettyhakekattilan ja puujätettä hyödyntävän kattilan SWOT-analyysi.

Taulukko 5. Hakelämpölaitoksen SWOT-analyysi.

<p>Vahvuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hake halvin ulkopuolelta ostettava polttoaine • Voidaan hyödyntää puujätettä pienellä lisäinvestoinnilla 	<p>Heikkoudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Polttoainevarastojen koko • Tuotannosta tulevan lastulevyjätteen varastointi • Polttoaineen toimitusväli • Huollon tarve (n. 4,4 h/vko) • Investointi
<p>Mahdollisuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Halpa lämmitysenergia • Uusiutuvan energian käyttö 	<p>Uhat</p> <ul style="list-style-type: none"> • Puun hinnan kehitys • Polttoainetoimitukset • Laitoksen toimintavarmuus • Pääomakustannukset

Hakelämpölaitoksen suurimpana etuna voidaan pitää halpaa polttoainetta. Tarvittava investointi on verrattain suuri, mutta investointiin on saatavissa investointitukea. Polttoainevarastojen koko ja polttoainetoimitusten tiheys ovat kuitenkin hakelämmityksen heikkous. Suurissa kiinteistöissä tulee suunnitella tarkkaan etukäteen, kuinka polttoainetoimitukset aiotaan hoitaa ja kuinka paljon polttoainetta pystytään varastoimaan lämpölaitoksen lähellä.

Hake- ja puujätettä hyödyntävän lämpölaitoksen investointikustannukset vaihtelevat sen mukaan, millä tekniikalla laitos on toteutettu ja kuinka suuret polttoainevarastot tarvitaan. Taulukossa 6 on arvioitu kattilavalmistajien hinnastojen perusteella investointikustannukset lämpölaitoksille.

Taulukko 6. Hake/puujäte lämpölaitoksen kustannukset.

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Hakkeen hinta	€/MWh	21,19	(Tilastokeskus 2014a)
Öljyn hinta	€/MWh	70,11	(Neste 2015)
Hakekattilan hyötysuhde	%	80–90	(Motiva 2010b, Laatukattila 2014b)
Öljykattilan hyötysuhde	%	90	(Motiva 2010b)
Puujätteen myyntihinta	€/MWh	18	Arvio
Investointikustannus	€/kW	400–600	(Sykäke 2014, Laatukattila 2014b)
Varalämpö (öljy)	€/kW	50	(Sykäke 2014)
Huoltokustannukset	%-investoinnista	2,0	(Nemestothy 2004)
Operointi	h/vko	4,4	(VTT 2004 s. 14)
Savupiipun nuohous	€/MWh	1-2	(VTT 2004)

Operointikustannukset voidaan laskea taulukon 6 tuntimäärän perusteella. Tuntihinta omalle työlle voidaan määritellä tapauskohtaisesti. Nyt oman työn hintana on käytetty 25 €/h, jolloin laitoksen operointi maksaisi 110 €/viikko. Taulukon 6 hinnat pätevät suurten kiinteistöjen lämpölaitoksille.

3.1.3 Kaukolämpö

Kaukolämpö on Suomen suosituin lämmitysmuoto. Vuonna 2013 kaukolämmön osuus koko Suomen asumisen energiankulutuksesta oli 29 % (Tilastokeskus 2014b). Kaukolämmityksessä lämpölaitoksessa tai voimalaitoksessa tuotettu lämpö siirretään kaukolämpöputkia pitkin kiinteistöön.

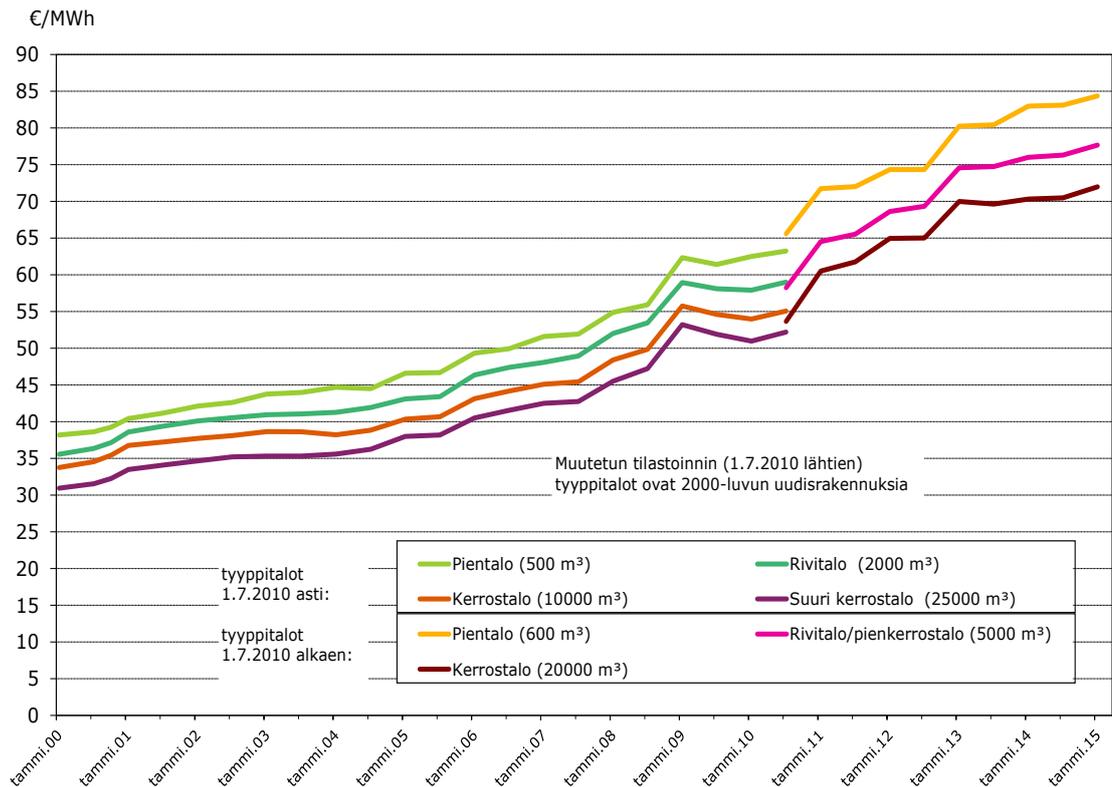
Kaukolämpö tuotetaan suurissa kaupungeissa lämmön- ja sähkön yhteistuotantolaitoksissa. Lämmön erillistuotantolaitoksia, eli lämpölaitoksia tarvitaan talvisin, kun yhteistuotantolaitosten lämpö ei riitä tuottamaan riittävästi lämpöä koko jakeluverkolle. Erillistuotantolaitoksia on myös pienemmissä kaukolämpöverkoissa, joissa yhteistuotantolaitos ei ole taloudellisesti kannattava (Motiva 2012c.). Taulukossa 7 on esitetty SWOT-analyysi kaukolämmöstä kuluttajan kannalta.

Taulukko 7. Kaukolämmön SWOT-analyysi.

<p>Vahvuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Helppokäyttöinen • Vähäinen huollontarve • Vaivaton • Joustavat tehonmuutokset 	<p>Heikkoudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energian hinta • Perusmaksut
<p>Mahdollisuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pienet riskit • Varma lämmöntoimitus 	<p>Uhat</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kaukolämmön hinnan nousu • Ei mahdollista kilpailuttaa lämmöntoimittajaa (paikallinen monopoli)

Kaukolämmön suurimpina vahvuuksina voidaan pitää sen helppokäyttöisyyttä. Kaukolämpö ei vaadi käyttäjältä juuri mitään toimenpiteitä, koska energiayhtiö hoitaa lämmön toimittamisen. Käyttäjän vastuulla on pitää omat lämmönsiirtimet kunnossa. Lisäksi kaukolämmön etuna voidaan pitää sitä, että tehontarvetta on mahdollista muuttaa hyvinkin joustavasti. Muissa lämmitysjärjestelmissä laitteiden tehoja ei ole yleensä mahdollista jälkikäteen muuttaa, mutta kaukolämpöyhtiö voi muuttaa tilaustehoa ja omien lämmönsiirtimien koon muuttaminen on mahdollista pienin kustannuksin. Tilausvesivirta tai tilausteho vaikuttaa kaukolämmön perusmaksuihin, joten tilausvesivirta on syytä pitää mahdollisimman pienenä.

Kaukolämmön heikkoutena voidaan pitää energian hintaa. Kaukolämmön kuluttajahinta syyskuussa 2014 oli 76,33 €/MWh ja nousua edelliseen vuoteen oli 2,1 %. Samaan aikaan öljylämmityksen hinta on pudonnut 8,2 %:a (Tilastokeskus 2014a), joten suhteellinen muutos on melko suuri. Kuvassa 8 on kaukolämmön hinnan kehitys vuosina 2000-2015.



Kuva 8. Kaukolämmön kokonaishinnan kehitys vuosina 2000-2015 (Energiateollisuus 2015).

Kuvasta 8 nähdään, että kaukolämmön hinta on ollut nousussa koko tarkastelujaksolla. Samanaikaisesti esimerkiksi lämpöpumpputekniikka on kehittynyt hyötysuhteeltaan paremmaksi ja investointikustannus on pienentynyt, joten lämpöpumpulla saadaan tuotettua hyvin kilpailukykyiseen hintaan lämmitysenergiaa verrattuna kaukolämpöön.

Suurin osa kaukolämmön kustannuksista tulee energiamaksuista ja perusmaksuista. Muita kustannuksia voi olla kaukolämmön alajakokeskuksen uusiminen, joka tulee tehdä noin 20 vuoden välein. Taulukossa 8 on esitetty mitatut kaukolämmön kustannukset, jotka on muodostettu Energiateollisuus ry:n (2015) julkaiseman kaukolämpötilaston perusteella.

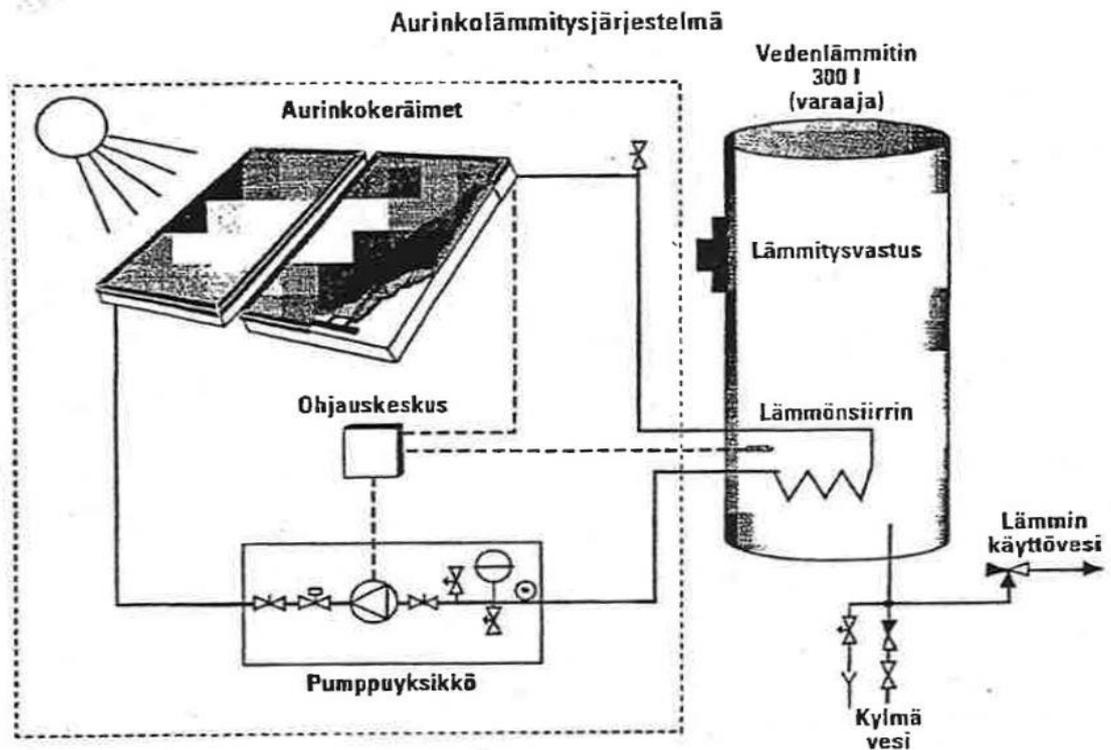
Taulukko 8. *Kaukolämmön kustannukset suurissa kiinteistöissä Lahdessa (Energiateollisuus 2015 mukaan).*

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)
Energian hinta	€/MWh	53,2
Tehomaksu	€/MWh	7,7
Liittymismaksu	€	15 280
Investointikustannus	€/kW	20
Huoltokustannukset		0,0
Operointikustannukset		0,0
Muut kustannukset		0,0

Kaukolämmön kokonaiskustannukset ovat keskimäärin 60,9 €/MWh. Kustannusten laskennassa on huomioitava, että Energiateollisuus ry on ilmoittanut tilastossaan tehomaksun keskimääräisen hinnan yksikössä €/MWh. Todellisuudessa teholaskutus menee kuitenkin huipputehon mukaan yksikössä €/kW. Keskimääräinen tehomaksu on riittävän tarkka kustannusten laskentaan, joten näitä kustannuksia voidaan käyttää energiakustannusten vertailussa. Kustannusten laskennassa tulee kuitenkin ottaa huomioon, että mikäli kaukolämmön rinnalla käytetään sellaista lämmöntuotantomuotoa, joka ei voi tuottaa energiaa suurimman tehontarpeen aikana, niin tehomaksua laskutetaan kuitenkin suurimman tehontarpeen mukaan. Toisin sanoen vuosittainen tehomaksu pysyy vakiona, vaikka kaukolämmöllä tuotettua energiaa tarvittaisiin vähemmän.

3.1.4 Aurinkolämpö

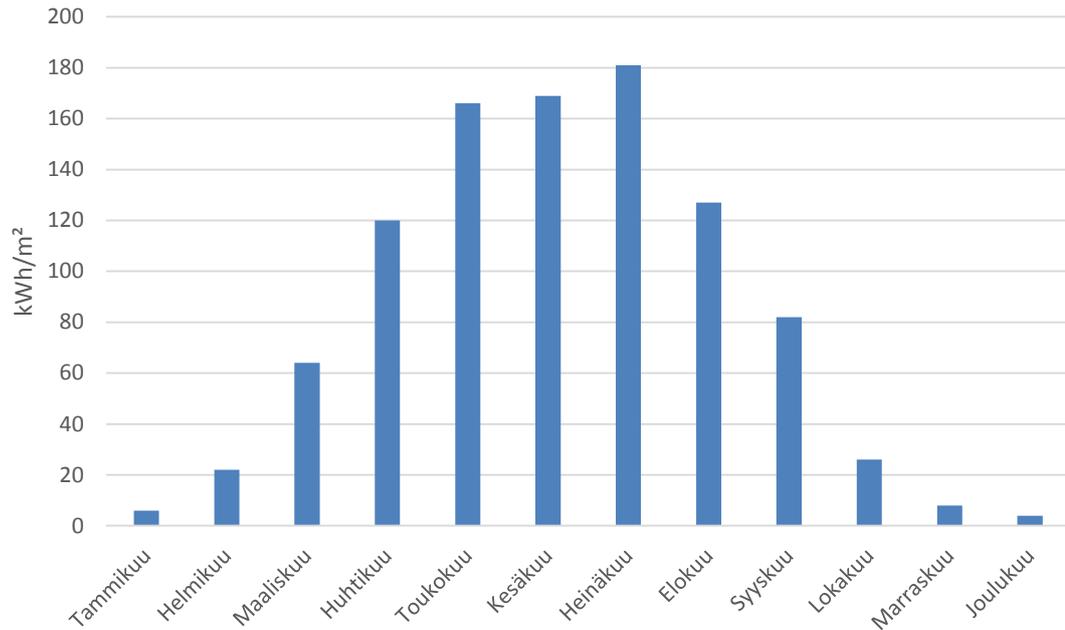
Aurinkolämpö voi toimia tukijärjestelmänä muun lämmitysjärjestelmän rinnalla. Aurinkolämpöjärjestelmä mitoitetaan kattamaan osa kesäajan lämmitystarpeesta, koska lämmitystarve ja lämmöntuotanto vaihtelevat. Kuvan 9 mukaisessa aurinkolämpöjärjestelmässä aurinkokeräimet absorboivat auringon säteilyenergiaa, joka saa keräimissä kiertävän liuoksen lämpenemään. Lämmennyt liuos pumpataan varaajaan, jossa lämpö siirtyy lämmönsiirtimen avulla liuoksesta veteen. Tulevaisuudessa voi olla mahdollista syöttää ylijäämälämpö kaukolämpöverkkoon, jolloin erillistä varaajaa ei välttämättä tarvita, vaan kaukolämpöverkko toimii ikään kuin varaajana.



Kuva 9. Aurinkolämmön periaatekuva (Raiko & Kirvelä 2010, s. 153).

Kuvan 9 mukaisessa prosessissa aurinkokeräimet on kytketty sarjaan, jolloin aurinkokeräimistä saadaan lämpimämpää nestettä, mutta lämmitysenergiaa ei saada niin paljon kuin rinnankytkennässä. Rinnankytkennässä saadaan vastaavasti enemmän lämmitysenergiaa, mutta lämpötilataso on matalampi. Suomessa aurinkolämmöllä voidaan saada yhden neliömetrin kokoisella aurinkokeräimellä 25 °C vettä 400–600 kWh vuodessa tai 50 °C vettä 150–350 kWh vuodessa (Raiko & Kirvelä 2010, s. 152).

Aurinkolämpöjärjestelmällä saadaan tuotettua lämpöä etenkin kesäkuukausina. Suomen rakentamismääräyskokoelman osan D5 Aurinko-oppaassa (2012, s. 15) on annettu eri paikkakunnille säteilyn määrä kuukaudessa vaakapinnalle. Säteilyn määrä Helsingissä kuukausittain on esitetty kuvassa 10.



Kuva 10. Auringon säteilyteho vaakasuoralle pinnalle Helsingissä (Aurinko-opas 2012 s. 15 mukailten).

Normaalina vuonna Helsingissä auringosta tuleva säteilyenergia vaakasuoralle pinnalle on keskimäärin 975 kWh/m², mutta lämpöä saadaan huomattavasti enemmän kesäkuukausina kuin talvella. Huhtikuusta elokuuhun lämpöä saadaan kohtalaisesti, mutta varsinkin lokakuusta helmikuuhun auringon säteilystä saatava lämpö on vähäistä. Aurinko-opaassa (2012) esitetyn yksinkertaistetun laskutavan mukaan Helsingissä voidaan saada hyödynnettyä auringon säteilyenergiaa vuodessa keskimäärin 156 kWh/m² käyttöveden lämmitykseen.

Järjestelmän tuottama energia on lähes ilmaista. Aurinkolämmössä sähköä kuluu ainoastaan pumppuihin, jotka kierrättävät nestettä aurinkokeräimissä. Aurinko-opaassa (2012, s. 14) on esitelty laskentakaava pumppujen sähköenergian kulutuksen laskemiseksi. Tyyppillisesti sähkön osuus on muutaman prosentin verran tuotetusta lämmöstä. Aurinkolämpöjärjestelmän SWOT-analyysi on esitetty taulukossa 9.

Taulukko 9. Aurinkolämmön SWOT-analyysi.

<p>Vahvuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pieni sähkönkulutus suhteessa tuotettuun lämpöön • Helppokäyttöinen • Ei vaadi juurikaan huoltoa • Pienet operointikustannukset 	<p>Heikkoudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kohtalaisen suuri investointi • Voi toimia vain apulämmitysjärjestelmänä • Lämmöntuottoon ei voi vaikuttaa
<p>Mahdollisuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Halpaa lämmitysenergiaa keväästä syksyyn 	<p>Uhat</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pääomakustannukset muodostuvat suuriksi verrattuna tuotettuun lämpöön

Aurinkolämmityksen suurin vahvuus on halpa lämmitysenergian hinta. Suurin osa aurinkolämmityksen kustannuksista tulee pääomakustannuksista. Ne voivat kuitenkin muodostua niin suuriksi, ettei investointi ole kannattava. Aurinkolämpöjärjestelmää suunniteltaessa tulee ottaa huomioon, että lämpövaraajat pystyvät varaamaan lämpöä vain rajallisen määrän. Näin ollen lämmölle tulee löytyä kulutusta myös aurinkoisina viikonloppuina, jottei järjestelmä pääse ylikuumenemaan. Tämän vuoksi aurinkolämpö sopii huonosti toimistokiinteistöihin ja kouluihin, joissa ei ole käyttöveden kulutusta viikonloppuisin tai kesälomakaudella.

Aurinkolämpöjärjestelmän hinta on suurissa kiinteistöissä noin 1650 €/kW tai 500 €/m² (Aurinkovoima 2014). Järjestelmän ominaiskustannus ei juurikaan muutu kokoluokkaa kasvatettaessa. Yhdellä aurinkokeräimellä (3,31 m²) saadaan tuotettua 1510 kWh lämpöä, kun auringon säteily vaakapinnalle on 1000 kWh vuodessa (Aurinkovoima 2014). Etelä-Suomessa auringon säteilyenergia vaakapinnalle on 975 kWh/m², joten aurinkokeräimen tuotto on 445 kWh/m² vuodessa. Annuiteettimenetelmällä laskettuna 20 vuoden laskentaajalla ja 3,5 % korkokannalla saadaan Etelä-Suomessa aurinkolämmön ominaiskustannukseksi yksinkertaistetulla laskentamenetelmällä 78,2 €/MWh. Aurinkolämpö on siis näin laskettuna kalliimpaa kuin keskimääräinen kaukolämmön hinta tai öljyn hinta.

Aurinkolämpö vaatii hieman sähköä toimiakseen, koska kiertovesipumput toimivat sähköllä. Aurinko-oppaassa (2012, s.14) on annettu ohjeet sähkötalutuksen laskemiseksi aurinkolämpöjärjestelmissä. Sähkönkulutus lasketaan kaavalla

$$W_{aurinko,pumput} = (50 + 5 * A_{aurinkokeräin}) * t_{pumppu} / 1000, \quad (1)$$

jossa $W_{aurinko,pumput}$ on aurinkojärjestelmän sähkönkulutus [kWh], $A_{aurinkokeräin}$ on aurinkokeräinten pinta-ala [m²] ja t_{pumppu} on pumppujen käyntiaika [h/a]. Käyntiajan arvona voidaan käyttää 2000 h/a, mikäli tarkempaa tietoa ei ole saatavilla. Näillä tiedoilla laskettuna esimerkiksi 350 m²:n aurinkolämpöjärjestelmän sähkönkulutus on 3600 kWh vuodessa,

eli sähkönkulutus on 3,2 % lämmöntuotannosta. Kerättyjen tietojen perusteella on taulukkoon 10 koottu yhteen aurinkolämpöjärjestelmän kustannuksia.

Taulukko 10. Aurinkolämpöjärjestelmän kustannukset.

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Aurinkolämmön investointikustannus	€/kW	1650	(Aurinkovoima 2014)
Energiantuotanto (Lahti)	kWh/kW	1388	
Sähkönkulutus	%-lämmöntuotannosta	3,2	
Operointikustannukset	€/MWh	0	
Huoltokustannukset	%-investoinnista	0,5	(Aurinkovoima 2014)
Muut kustannukset	€/MWh	0	

Taulukon 10 arvoja voidaan käyttää aurinkolämpöjärjestelmien laskennassa suurissa kiinteistöissä. Pienemmissä kohteissa hinnat eivät päde, koska pienemmissä järjestelmissä investointikustannukset tehoon nähden ovat korkeammat. Sähkönkulutus on myös syytä laskea aina tapauskohtaisesti.

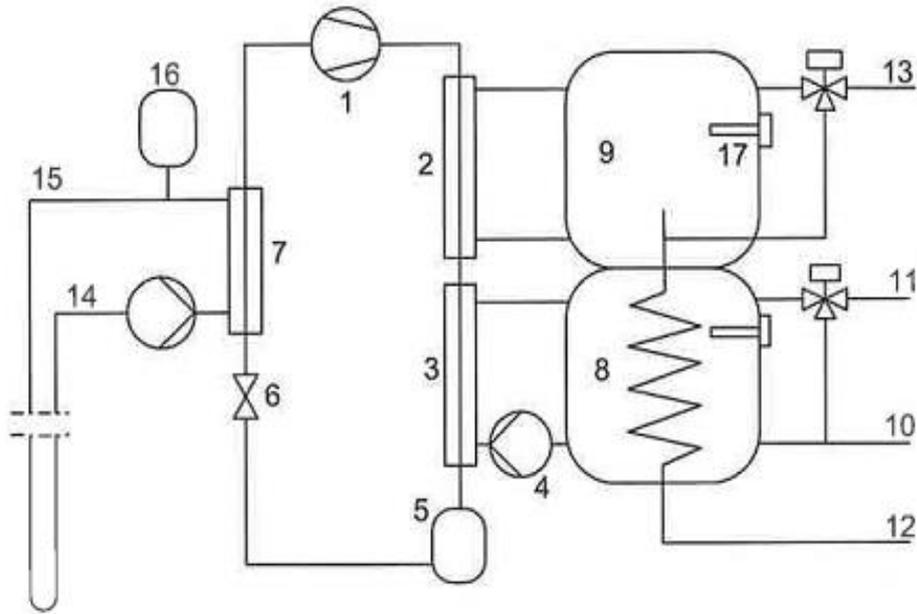
3.1.5 Maalämpö

Lämpöpumppulämmityksessä nostetaan matalassa lämpötilatasossa oleva lämpö korkeampaan lämpötilaan lämpöpumpun avulla. Lämpöpumpun hyötysuhdetta kuvataan lämpökertoimella, josta käytetään yleisesti nimitystä COP (Coefficient of Performance) (Aittomäki 2012). Lämpökerroin määritetään kaavalla

$$COP = \frac{\Phi_{\text{lämpö}}}{P_{\text{sähkö}}}, \quad (2)$$

jossa $\Phi_{\text{lämpö}}$ on lämpöpumpun tuottama lämpö ja $P_{\text{sähkö}}$ on lämpöpumpun kuluttama sähkö. Lämpöpumppulämmityksessä voidaan käyttää lämmönlähteenä esimerkiksi ulkoilmaa, geotermistä lämpöä (maalämpö), vesistön lämpöä tai jonkin prosessin jätelämpöä. Lämmönlähteestä riippumatta toimintaperiaate on kaikissa sama. Lämpöpumppulämmityksessä lämpökerroin on sitä parempi, mitä pienempi on lämmönlähteen ja lämmitettävän kohteen lämpötilaero (Aittomäki 2012). Tämän vuoksi lämpöpumppulämmitys sopii parhaiten uudiskohteisiin, joissa lämmitysverkosto on suunniteltu toimimaan matalammilla menoveden lämpötiloilla. Lämpöpumppulämmitys sopii paremmin rakennuksen lämmitysenergian tuotantoon kuin käyttöveden lämmitykseen, koska vaadittava lämpötilataso on tällöin matalampi. Käyttövesi pitää lämmittää vähintään 55 °C lämpöiseksi, jotta vältetään legionella-bakteerin aiheuttamilta infektioilta (Aittomäki 2012 s. 342).

Maalämpö on suosittu lämmitysmuoto uusissa pientaloissa. Suurissa kiinteistöissä investointikustannus muodostuu usein kynnyksymykseksi. Lisäksi suurissa kiinteistöissä vaaditaan suuri maapinta-ala lämmönkeruuputkille, jotta saataisiin riittävä lämmitysteho. Lämmönkeruuputkisto voi olla joko pysty- tai vaakasuuntainen. Kuvassa 11 on esitetty maalämpöpumpun kytkentäperiaate.



Kuva 11. Maalämpöpumpun kytkentäperiaate (Aittomäki 2012 s. 342).

Kuvan 11 prosessissa maapiirin paluusta (14) tuleva lämmennyt neste saa kylmäaineen höyrystymään höyrystimessä (7). Höyrystynyt kylmäaine nostetaan korkeampaan paineeseen kompressorilla (1), jonka jälkeen tulistunut höyry käytetään käyttöveden lämmitykseen (2) ja loput lämmöstä siirretään rakennuksen lämmitysveteen lauhduttimella (3). Lauhtunut kylmäaine siirtyy varaajan (5) kautta paisuntaventtiiliin (6), josta kylmäaine siirtyy takaisin höyrystimeen. Kuvan 11 lämpöpumpusta käytetään myös nimitystä tulislämpöpumppu, koska se käyttää hyväkseen tulistuneen höyryn korkeampaa lämpötilaa käyttöveden lämmitykseen. Käyttövesi ja kylmäaine eivät saa olla vain yhden seinämän erottamia, joten käyttöveden lämmönsiirtimen on oltava kaksikerroksinen. (Aittomäki 2012 s. 342)

Maalämmön etuna voidaan pitää suhteellisen halpaa energian hintaa. Lämmitysenergian hinta riippuu ainoastaan sähkön hinnasta ja lämpöpumpun lämpökertoimesta. Lisäksi maalämmön COP pysyy vakiona ympäri vuoden, koska maaperän lämpötila lämpökai- vossa ei juurikaan vaihtele vuoden aikana. Tämän vuoksi maalämmöllä voidaan tuottaa

lämpöä myös kovimmilla pakkasilla, koska maalämmön tehontuotanto ei putoa ulkoilman lämpötilan laskiessa, toisin kuin esimerkiksi ilma-vesilämpöpumpuilla. Taulukossa 11 on esitetty maalämmön SWOT-analyysi.

Taulukko 11. Maalämmön SWOT-analyysi.

Vahvuudet <ul style="list-style-type: none"> • Lämmitysenergian hinta • Helppokäyttöinen • Vähäinen huollontarve • Mahdollisuus jäädytykseen 	Heikkoudet <ul style="list-style-type: none"> • Suuri investointi • COP huononee, jos menoveden lämpötilaa joudutaan nostamaan • Lämpökaivojen tilantarve
Mahdollisuudet <ul style="list-style-type: none"> • Pitkäikäinen, varmatoiminen lämmöntuotantomuoto 	Uhat <ul style="list-style-type: none"> • Vaihtoehtoisten lämmöntuotantotapojen hinnan lasku • Sähkön hinnan nousu

Maalämmön paras puoli on ehdottomasti lämmitysenergian hinta. Esimerkiksi jos sähkön hinta on 90 €/MWh ja maalämmön keskimääräinen COP on 3, tulee lämmitysenergian hinnaksi 25,71 €/MWh. Maalämmön huonona puolena on suuri investointikustannus ja lämpökaivojen suuri tilantarve varsinkin useamman lämpökaivon kohteissa. Yhdellä lämpökaivolla voidaan saada lämmitystehoa noin 10 kW (Solarhouse IEA.5 2014), joten mikäli maalämmöllä haluttaisiin tuottaa 2 MW lämmitysenergiaa, tarvittaisiin 200 lämpökaivoa. Lämpökaivojen välissä tulee olla etäisyyttä vähintään 15-20 metriä, jotta maan lämpötila ei putoaisi liikkaa pienellä alueella (Motiva 2012 s. 4). Tämä tarkoittaa, että yksi lämpökaivo vaatii 400 m² maapinta-alan, joten 200 lämpökaivoa vaatii 8 hehtaarin alan. Käytännössä näin suurta lämpökaivoverkostoa on hyvin haastavaa toteuttaa. Suurten maalämpöjärjestelmien kustannukset on koottu taulukkoon 12.

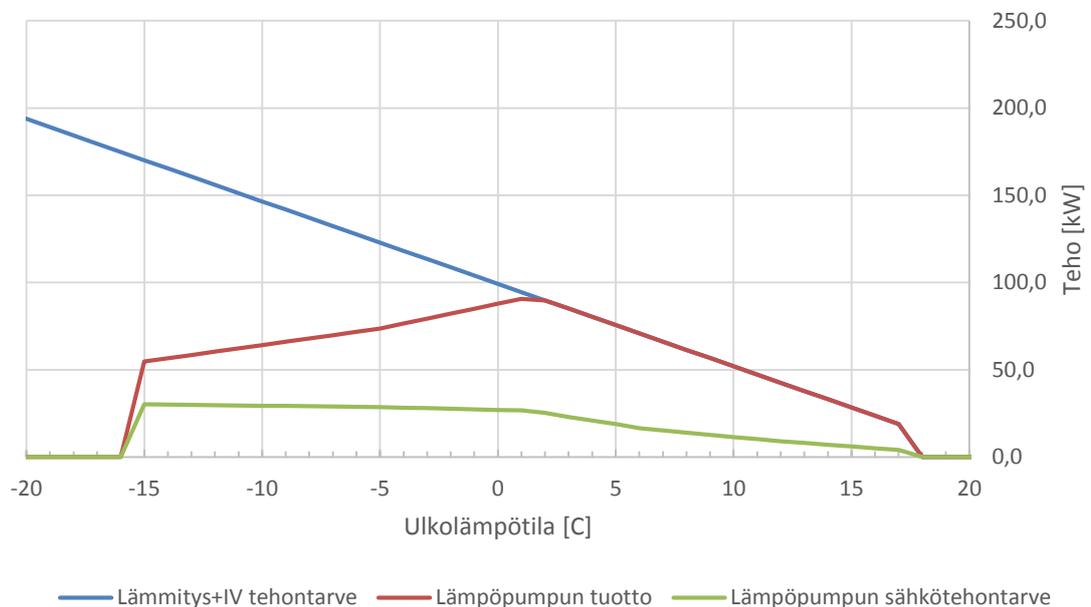
Taulukko 12. Maalämmön kustannukset.

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Investointikustannus	€/kW	1200	(Senera 2014)
Lämmitysenergian hinta	€/MWh	25,71	COP=3,5; 90 €/MWh
Huoltokustannus	%-investoinnista	0,5	Arvio
Operointikustannus	€/MWh	0	Arvio

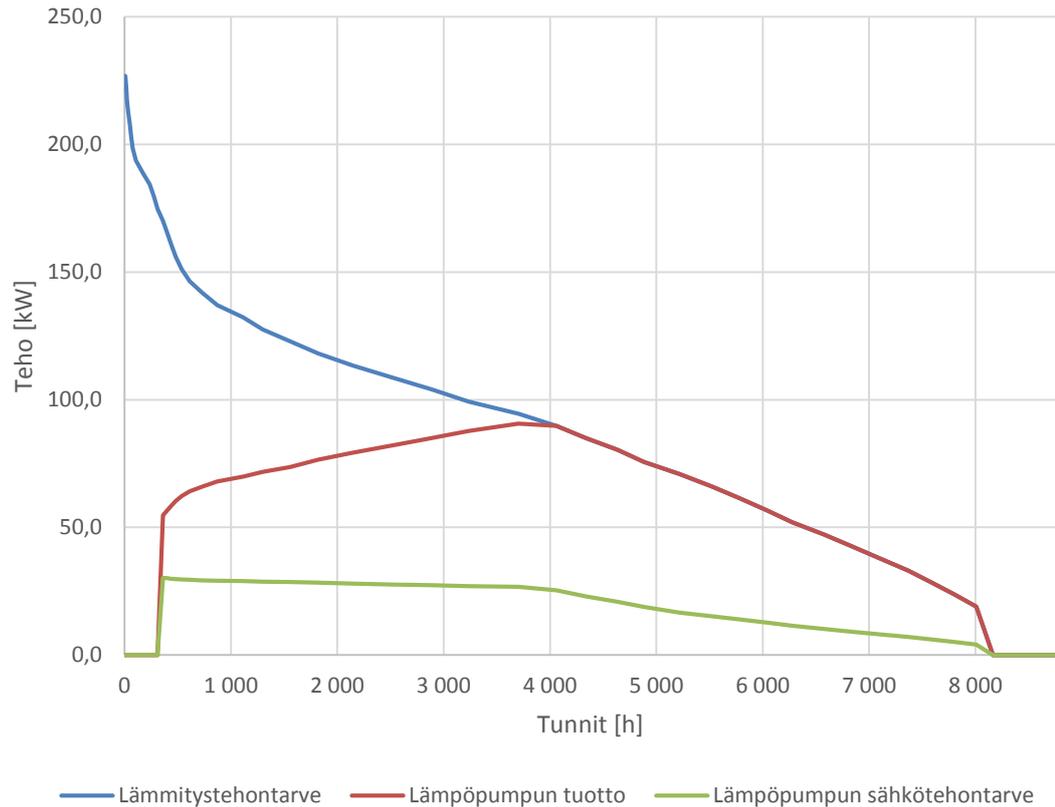
Taulukon 12 arvot sopivat käytettäväksi myös pienemmissä järjestelmissä, sillä maalämpöjärjestelmän investoinnin ominaiskustannukset eivät juurikaan muutu, kun järjestelmän tehoa kasvatetaan. Lämmitysenergian hintaan vaikuttavat sähkön hinta ja järjestelmän hyötysuhde. Hyötysuhde riippuu siitä, kuinka lämmintä vettä lämpöpumpun pitää tuottaa. Matalammilla lämpötiloilla päästään parempaan hyötysuhteeseen.

3.1.6 Ilma-vesilämpöpumppu

Ilma-vesilämpöpumput käyttävät lämmönlähteenä ulkoilmaa, josta lämpö siirretään lämpöpumpulla rakennuksen lämmitykseen ja käyttöveteen. Ilma-vesilämpöpumpun COP riippuu ulkoilman ja menoveden lämpötilan lämpötilaerosta. Tämän vuoksi COP tippuu nopeasti ulkoilman lämpötilan laskiessa ja tavallisesti noin -20 °C lämpötilassa lämpötilaero on niin suuri, ettei lämmittäminen lämpöpumpulla ole kannattavaa. Ilma-vesilämpöpumppu ei voi olla rakennuksen ainoa lämmitysjärjestelmä, vaan rinnalle tarvitaan aina täydelle tehontarpeelle mitoitettu lämmitysjärjestelmä, jolla tuotetaan lämmitysenergia kovilla pakkasilla (Motiva 2011). Varalämmitysjärjestelmänä voi olla esimerkiksi sähkötai öljylämmitys. Liitteessä 2 on erään valmistajan ilma-vesilämpöpumppujen suorituskykyarvoja (Scanoffice 2015a). Näillä arvoilla on laskettu lämpöpumpun tuottaman tehon riippuvuus ulkolämpötilasta (kuva 12) ja pysyvyyskäyrä (kuva 13).



Kuva 12. Ilma-vesilämpöpumpun teho ulkolämpötilan funktiona.



Kuva 13. Ilma-vesilämpöpumpun tehon pysyvyyskäyrä.

Kuvien 12 ja 13 tapauksessa rakennuksen suurin lämmitystehontarve on 225 kW ja lämpöpumpun ilmoitettu lämmitysteho 102,5 kW, eli lämpöpumppu on mitoitettu noin 50 %:n tehontarpeelle. Valmistajat kuitenkin ilmoittavat lämmitystehon yleensä +7 °C lämpötilassa menoveden lämpötilan ollessa +35 °C, joten todellisuudessa saatava maksimiteho on pienempi kuin valmistajan ilmoittama arvo. Tässä tapauksessa lämpöpumpusta saadaan maksimissaan 90 kW. Kuvista 12 ja 13 nähdään, että noin +2 °C ulkolämpötilan jälkeen lämpöpumpun sähkötehon tarve ei enää kasva, mutta lämpöpumpun tuottama lämpö pienenee. Lämpöpumppu toimii tällöin täydellä teholla, mutta COP huononee ulkolämpötilan laskiessa, jolloin myös lämpöpumpun tuottama teho laskee.

Optimaalinen ilma-vesilämpöpumpun tehomitoitus löydetään aina tapauskohtaisesti kokeilemalla. Optimaaliseen tehomitoitukseen vaikuttavat muun muassa sähkön hinta, lämpöpumpun suorituskyky, investointikustannukset ja paikkakunta. Tässä tapauksessa 50 % tehomitoituksella voidaan tuottaa noin 73 % rakennuksen lämmitysenergian tarpeesta. Lämpöpumpun vuoden keskimääräinen COP on tässä tapauksessa 3,3. Vertailun vuoksi valmistaja ilmoittama hetkellinen COP +7 °C lämpötilassa on 4,05 (Scanoffice 2015a). Ilma-vesilämpöpumpun SWOT-analyysi on esitetty taulukossa 13.

Taulukko 13. Ilma-vesilämpöpumpun SWOT-analyysi.

Vahvuudet <ul style="list-style-type: none"> • Halpa lämmitysenergian hinta • Kohtuullisen pieni investointi • Helppokäyttöinen • Ei vaadi juurikaan huoltoa • Voidaan tuottaa myös jäähdytysenergiaa 	Heikkoudet <ul style="list-style-type: none"> • Ei pystytä tuottamaan lämpöä kovilla pakkasilla • Tarvitaan 100 % teholle mitoitettu varalämmitysjärjestelmä • COP putoaa ulkolämpötilan lasiessa • COP putoaa korkeilla menoveden lämpötiloilla
Mahdollisuudet <ul style="list-style-type: none"> • Lämmityskustannusten huomattava säästö 	Uhat <ul style="list-style-type: none"> • Sähkön hinnan kehitys • Todellinen suorituskyky poikkeaa luvatusista

Ilma-vesilämpöpumpun suurimmat mahdollisuudet liittyvät energiankustannusten säästöön. Ilma-vesilämpöpumpun investointikustannukset ovat myös kohtuulliset, joten pääomakustannusten osuus tuotetun energian hinnasta on pienempi kuin maalämmöllä. Toisaalta ilma-vesilämpöpumpun lisäksi tarvitaan aina varalämmitysjärjestelmä, joka lisää hieman investointikustannuksia. Suurimmat uhat ilma-vesilämpöpumpulla liittyvät sähkön hinnan kehitykseen ja lämpöpumpun todelliseen suorituskykyyn verrattuna luvattuun suorituskykyyn. Energiakustannukset voivat siis olla jonkin verran suurempia kuin alun perin on ajateltu. Taulukossa 14 on yhteenvedo ilma-vesilämpöpumpun kustannuksista.

Taulukko 14. Ilma-vesilämpöpumpun kustannukset.

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Investointikustannus	€/kW	500	(Scanoffice 2015b)
Lämmitysenergian hinta	€/MWh	36	COP=2,5; 90 €/MWh
Huoltokustannus	%-investoinnista	0,5	Arvio
Operointikustannus	€/MWh	0	Arvio

Investointikustannus on arvioitu maahantuojalta (Scanoffice 2015a) saatujen hintojen mukaan. Hinnat voivat vaihdella jonkin verran erilaisten laitteiden välillä, mutta hinta on arvioitu suuriin kiinteistöihin sopivien järjestelmien mukaan. Järjestelmän huollontarve on hyvin vähäinen, joten huoltokustannukseksi on arvioitu 0,5 % investointikustannuksesta vuosittain. Laite ei vaadi jatkuvaa ylläpitoa, joten operointikustannukseksi on arvioitu 0 €/MWh.

3.2 Jäähdytysjärjestelmät

Tässä työssä jäähdytysjärjestelmillä tarkoitetaan jäähdytysenergian tuotantomuotoja. Työssä ei käsitellä erilaisten jäähdytyksen jakotapojen vaikutusta jäähdytysenergian kulutukseen. Tässä työssä keskitytään erityisesti tilojen jäähdytykseen kesäaikana. Pakkasvarastoja tai muita kylmäsäilytystiloja ei käsitellä.

Jäähdytyksen tuotannossa on valittu kolme erilaista jäähdytyksen tuotantomuotoa vertailuun, jotka kaikki käyttävät eri energianlähdettä jäähdytysenergian tuottamiseksi. Vaihtoehtoiksi on valittu:

- ilmalauhdutteinen vedenjäähdytyskone,
- maajäähdytys ja
- absorptiolämpöpumppu.

Split-laitteita eli suorahöyrysteisiä laitteita ei tässä työssä käsitellä. Vapaajäähdytystä käsitellään ainoastaan maajäähdytyksen osalta.

3.2.1 Ilmalauhdutteinen vedenjäähdytyskone

Ilmalauhdutteinen vedenjäähdytyskone on kaikista yleisin käytössä oleva tekniikka. Ilmalauhdutteisen vedenjäähdytyskoneen jäähdytyksen tuotantoprosessi perustuu samaan tekniikkaan kuin lämpöpumppulämmitys. Ainoana erona on se, että jäähdytyskäytössä tarkastellaan jäähdytyslaitteiston höyrystimen puolelta otettavaa energiaa, kun lämmityksessä kiinnostuksen kohteena on lauhduttimesta saatava energia. Prosessissa on myös mahdollista ottaa lauhdelämpö talteen ja käyttää se rakennuksen tai käyttöveden lämmitykseen. Kuvassa 14 on vedenjäähdytyskoneen lauhdutinosa asennettuna rakennuksen katolle.



Kuva 14. Ilmalauhdutteisen vedenjäähdytyskoneen lauhdutin.

Ilmalauhdutteen vedenjäähdytyskoneen etuna on suhteessa pieni investointikustannus ja kohtalaisen halpa energian hinta. Energian hinta ei ole kuitenkaan niin halpaa kuin esimerkiksi maajäähdytyksellä tuotettu jäähdytys. Ilmalauhdutteisella vedenjäähdytyskoneella SEER arvo on noin 2,5, joten sähkön hinnan ollessa 90 €/MWh on ilmalauhdutteisella vedenjäähdytyskoneella tuotetun jäähdytysenergian hinta 36 €/MWh. Ilmalauhdutteen vedenjäähdytyskoneen kustannukset on annettu taulukossa 15.

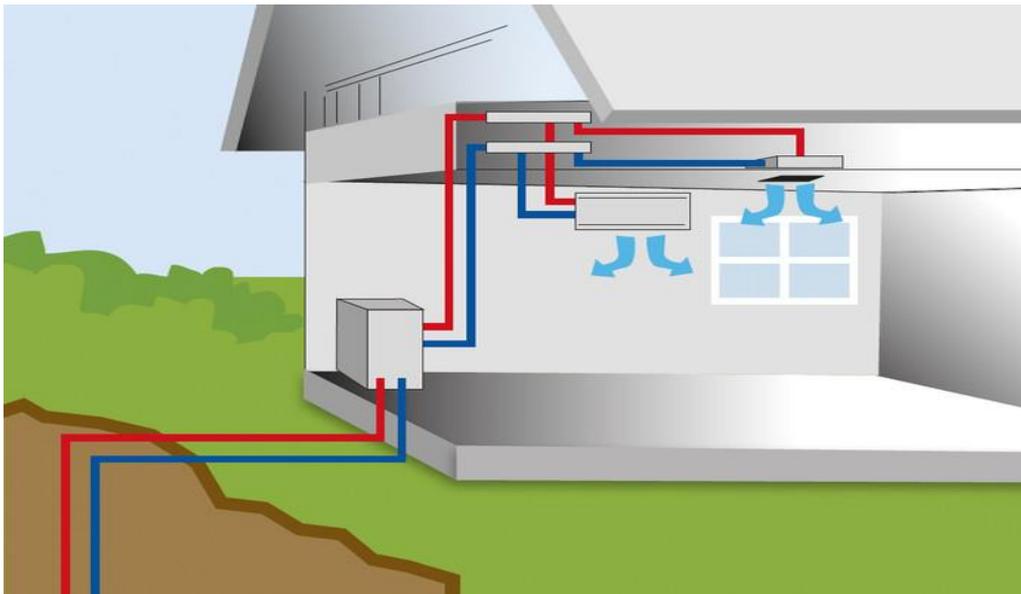
Taulukko 15. Ilmalauhdutteen vedenjäähdytyskoneen kustannukset.

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Investointikustannus	€/kW	300	(Koja 2014)
Jäähdytysenergian hinta	€/MWh	36	SEER=2,5; 90 €/MWh
Huoltokustannus	%-investoinnista	0,5	Arvio
Operointikustannus	€/MWh	0	Arvio

Järjestelmän huollon tarve on hyvin pieni, joten huoltokustannusten on arvioitu olevan 0,5 % investoinnista vuosittain. Operointikustannukset ovat käytännössä olemattomat, joten operointikustannuksiksi on arvioitu 0 €/MWh.

3.2.2 Maakylmä

Maajäähdytyksessä tarvittava jäähdytysenergia otetaan maaperästä. Maajäähdytyksessä ei välttämättä tarvita ollenkaan lämpöpumppua, vaan maasta palaava jäähdytysneste on jo riittävän kylmää sellaisenaan käytettäväksi esimerkiksi ilmanvaihdon jäähdytykseen. Maajäähdytyksen periaatekuva on kuvassa 15.



Kuva 15. Maakylmän periaatekuva (Sunair 2012).

Kuvassa 15 puhallinkonvektoreiden paluupuolelta tuleva lämpö siirretään lämmönvaihtimen kautta maapiiriin. Maapiirissä neste jäähtyy ja maapiirin paluupuolelta saatava jäähdytysenergia siirretään jäähdytyspiiriin menopuolelle. Sähköä tarvitaan ainoastaan liuospumppuihin ja puhallinkonvektoreiden puhaltimiin.

Maajäähdytyksen etuna voidaan pitää erittäin halpaa jäähdytysenergian hintaa. Luvun 2.3 taulukosta 2 nähdään, että maajäähdytyksellä saadaan tuotettu 30-kertainen määrä jäähdytysenergiaa kulutettuun sähköön nähden. Näin ollen sähkön hinnan ollessa 90 €/MWh on maajäähdytyksellä tuotetun jäähdytysenergian hinta 3 €/MWh. Maajäähdytyksen huonona puolena on kallis investointi. Investoinnin suuruudesta johtuen maajäähdytystä käytetään yleensä maalämmityksen kanssa, jolloin järjestelmää voidaan käyttää kesällä jäähdytykseen ja talvella lämmitykseen. Maakylmän kustannukset ovat taulukossa 16.

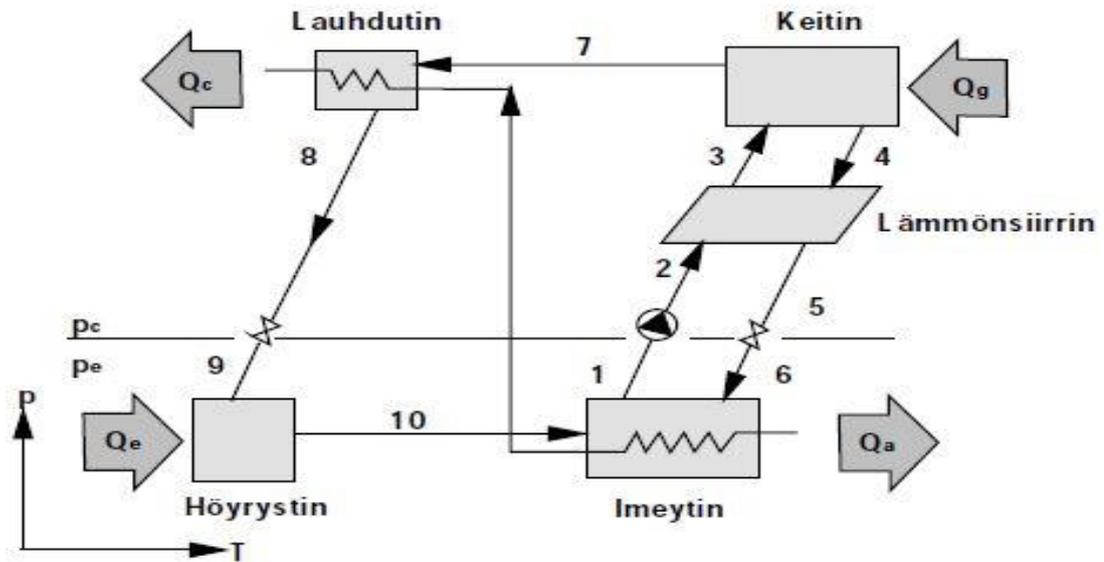
Taulukko 16. *Maakylmän kustannukset.*

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Investointikustannus	€/kW	1800	(Senera 2014)
Jäähdytysenergian hinta	€/MWh	3	COP=30; 90 €/MWh
Huoltokustannus	%-investoinnista	0,5	Arvio
Operointikustannus	€/MWh	0	Arvio

Taulukossa 16 on ilmoitettu investointikustannus jäähdytystehon mukaan. Käytännössä kuitenkin maajäähdytys on lähes aina yhdessä maalämmön kanssa, joten on järkevämpää tarkastella koko järjestelmän kustannuksia. Maajäähdytyksen ja maalämmön tehot eivät ole järjestelmällä samat. Lämpöä saadaan samalla järjestelmällä noin 1,5 kertaisten verrattuna jäähdytystehoon (Senera 2014).

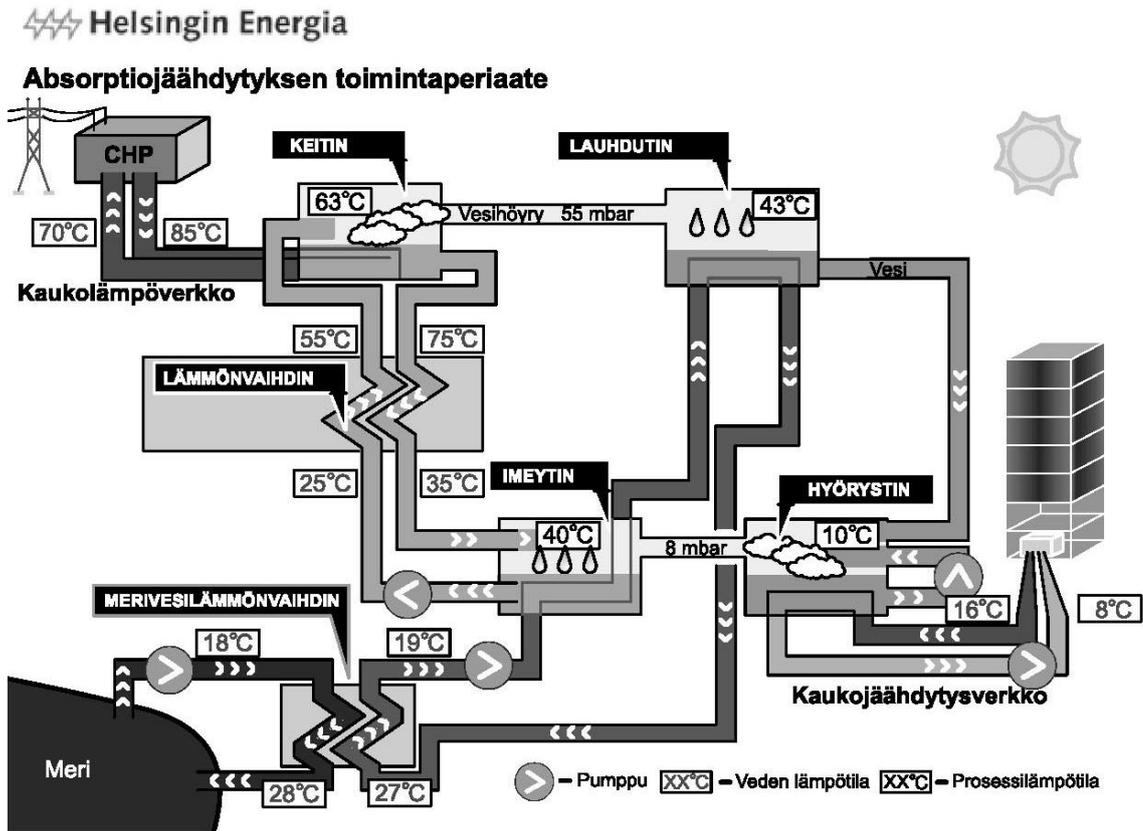
3.2.3 Absorptiolämpöpumppu

Absorptiolämpöpumppua voidaan käyttää esimerkiksi lämpölaitoksen yhteydessä, sillä se vaatii toimiakseen 88-95 °C lämpötilassa olevaa vettä (Suomen Kaukolämpö ry 2004, s. 5). Myös teollisuuden jätelämpö sopii hyvin lämmönlähteeksi. Absorptiolämpöpumpun lämpösuhde on noin 0,7, eli kun absorptiolämpöpumppu kuluttaa 1 kWh lämpöenergiaa, tuottaa se 0,7 kWh jäähdytysenergiaa. Absorptiolämpöpumpulla tuotetun jäähdytysenergian hinta riippuu näin ollen lähes ainoastaan saatavan lämmön hinnasta. Absorptiolämpöpumpun sähkön kulutus on noin 1 % tuotetusta jäähdytysenergiasta (Aittomäki 2012 s. 87). Yksinkertaisen absorptiolämpöpumpun toimintaperiaate on kuvassa 16 (Koljonen & Sipilä 1998, s. 13).



Kuva 16. Absorptiolämpöpumpun toimintaperiaate (Koljonen & Sipilä 1998 s. 13).

Absorptioprosessi perustuu jonkin aineparin, esimerkiksi ammoniakkin ja veden toimintaan. Keittimessä ammoniakki-vesi seoksesta ammoniakki höyrystyy siihen tuodun lämmön Q_g vaikutuksesta. Ammoniakkihöyry viedään lauhduttimeen, jossa se lauhdutetaan nesteeksi jäähdytysveden Q_c avulla. Ammoniakki viedään höyrystimeen matalampaan paineeseen, jossa se alkaa höyrystyä. Hyödynnettävä jäähdytysenergia Q_e saadaan höyrystimestä, josta saadaan ammoniakkin höyrystymisen verran energiaa. Höyrystynyt ammoniakki imeytetään takaisin veteen imeyttimessä, jota jäähdytetään jäähdytysvedellä Q_a (Aittomäki 2012 s. 89, Koljonen & Sipilä 1998 s. 13). Esimerkiksi Helsingin Energia tuottaa kaukojäähdytyksen absorptiojäähdytyksellä. Helsingin energian kaukojäähdytyksen toimintaperiaate on esitetty kuvassa 17.



Kuva 17. Helsingin Energian Absorptiojäähdytyksen toimintaperiaate (Suomen Kaukolämpö ry 2004 s. 5)

Helsingin Energian absorptioprosessi poikkeaa kuvan 16 prosessista siten, että tässä kylmäaineena toimii ammoniakkin sijaan vesi ja absorbenttina litiumbromidi. Kuvan 17 mukaisessa prosessissa voidaan tuottaa 85 °C:sella kaukolämpövedellä 8 °C:sta jäähdytysvettä. Imeyttimen ja lauhduttimen jäähdytys tapahtuu tässä prosessissa merivedellä.

Absorptiolämpöpumppu on hyvä vaihtoehto silloin, kun lämpöä on saatavilla halvalla. Absorptiolämpöpumppu on investointikustannuksiltaan kalliimpi kuin ilmalauhdutteinen vedenjäähdytyskone, joten sillä tuotetun jäähdytysenergian hinnan tulisi olla halvempaa kuin ilmalauhdutteisella vedenjäähdytyskoneella tuotettu jäähdytysenergia. Jos vedenjäähdytyskoneella tuotetun energian hinta on 40 €/MWh, olisi absorptiolämpöpumppua käyttävän lämmön hinnan oltava alle 28 €/MWh ($40 \text{ €/MWh} \times 0,7$), jotta investointi voisi olla edes teoriassa kannattava. Jos tämä lämpö tuotetaan lämpölaitoksessa, jonka hyötysuhde on 80 %, olisi käytettävän polttoaineen hinnan oltava alle 22,4 €/MWh. Taulukossa 17 on yhteenveto absorptiolämpöpumpun kustannuksista.

Taulukko 17. Absorptiolämpöpumpun kustannukset.

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Investointikustannus	€/kW	1000	(Pemco 2014)
Jäähdytysenergian hinta	€/MWh	Lämmön hinta / 0,7	
Sähkökustannukset	€/MWh	0,9	
Huoltokustannus	%-investoinnista	0,5	Arvio
Operointikustannus	€/MWh	0	Arvio

Absorptiolämpöpumpun investointikustannus taulukossa 17 on arvioitu budjettitarjousten perusteella. Jäähdytysenergian hinta riippuu suoraan käytettävän lämmön hinnasta.

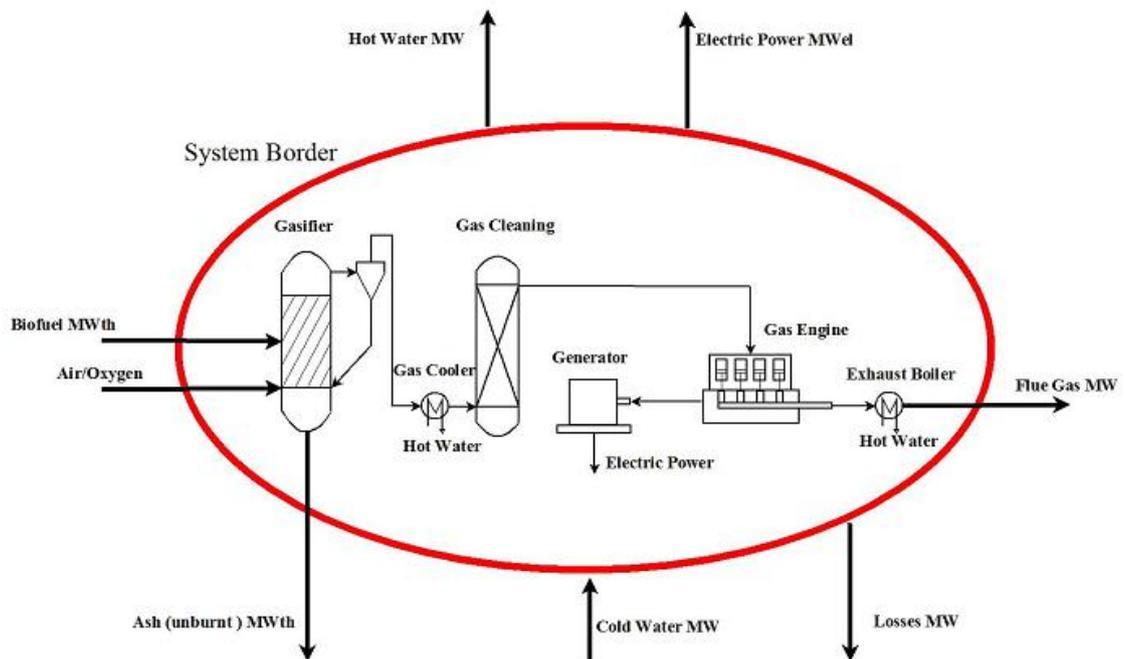
3.3 Oma sähköntuotanto

Ratkaisuja omaan sähköntuotantoon on vielä melko vähän tarjolla. Tässä työssä tarkastellaan sähköntuotannossa pien-CHP -laitoksia ja aurinkosähköä. Pien-CHP-laitoksista on otettu tarkasteltavaksi puuta polttoaineena käyttäviä voimalaitoksia. Tässä kokoluokasta sopivia pien-CHP -laitoksia ovat kaasumoottori CHP-laitos ja ORC-voimalaitos.

Pienen kokoluokan CHP-laitokset ovat viime aikoina herättäneet paljon kiinnostusta. Pienen kokoluokan CHP-laitoksen määritelmä vaihtelee lähteen mukaan, mutta yleisesti voidaan laitoksen ylärajana pitää nimellisteholtaan 10 MW laitoksia (Motiva 2014a). Sovellettavia tekniikoita sähkön ja lämmön yhteistuotantoon on useita, mutta tässä työssä ei käsitellä niitä kaikkia. Potentiaalisimpia tekniikoita ovat kaasutukseen perustuvat kaasumoottoritekniikat, mikroturbiinit, stirling-tekniikat ja ORC-tekniikat (Haavisto 2010). Lähellä 10 MW kokoluokkaa myös perinteiset höyryturbiinit alkavat olla kannattavia vaihtoehtoja (Brandin et al. 2011, s. 9). Se, mikä tekniikka on kannattavin, riippuu mm. laitoksen koosta ja käytettävästä polttoaineesta. CHP-laitoksella on myös mahdollista tuottaa jäähdytysenergiaa absorptiolämpöpumpun avulla. Näin voitaisiin kesäaikaan tuottaa jäähdytys- ja sähköenergiaa samanaikaisesti. Laitoksen investointikustannus suhteessa tuotettuun energiamäärään laskee laitokseen kasvaessa (Laurila & Lauhanen 2010), joten pien CHP-laitos sopii parhaiten suurien kiinteistöjen tai useiden rakennusten tarpeisiin.

3.3.1 Kaasumoottori CHP

Kaasumoottori CHP -laitoksessa puuta kaasutetaan ja syntyvä kaasu (CO₂, CO, H₂, H₂O) poltetaan kaasumoottorissa. Kaasumoottori pyörittää generaattoria, josta saadaan sähköä. Lämpö saadaan talteen kaasumoottorista ulos tulevista pakokaasuista. Kuvassa 18 on kaasumoottori CHP -laitoksen periaatekuva (Brandin et al. 2011).



Kuva 18. Kaasumoottori CHP-laitoksen toimintaperiaate (Brandin et al. 2011).

Kuvan 18 prosessissa on kyseessä vastavirtakaasutin, jossa kaasutettava polttoaine syötetään kaasuttimen yläosasta ja happi alaosasta. Tuotekaasu syötetään kaasunpuhdistimen kautta kaasumoottoriin, josta saadaan sähköä generaattorin avulla. Moottorin pakokaasuilla lämmitetään kattilaa, josta saadaan lämpö hyötykäyttöön. Kaasumoottorilla saadaan tuotettua sähköä hyvällä hyötysuhteella. Sähköntuotannon hyötysuhde on kaasumoottorilaitoksissa noin 20-25 %, parhaimmillaan jopa 30 %. (Brandin 2011, s. 9; Karjalainen 2012, s. 21). Taulukossa 18 on esitetty kaasutus CHP-laitoksen SWOT-analyysi.

Taulukko 18. Kaasutus CHP-laitoksen SWOT-analyysi. (Karjalainen 2012, s. 8-10; Brandin et al. 2011, s. 8-9; Laurila & Lauhanen 2011, s. 19; Haavisto 2010)

<p>Vahvuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Korkea sähkön hyötysuhde • Toimii hyvin myös osakuormilla • Kestävä ja luotettava • Halvempi investointi kuin muilla tekniikoilla 	<p>Heikkoudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vähän laitevalmistajia • Ei ole vakiinnuttanut markkina-asemaa Suomessa • Polttoaineen oltava hyvälaatuista • Suuri huollontarve • Suhteellisen lyhyt käyttöikä
<p>Mahdollisuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Suuri säästöpotentiaali sähkön ja lämmön yhteistuotannossa 	<p>Uhat</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tekniikan luotettavuus • Tuotetun lämmön ja sähkön hinta • Polttoaineiden hinnan kehitys • Käyttöikä • Henkilöstö- ja huoltokustannukset • Pääomakustannukset

Taulukosta 18 nähdään, että kaasumoottori CHP-laitoksen etuna voidaan pitää hyvää säädettävyyttä ja toimintaa osakuormilla (Brandin et al. 2011). Kaasumoottori vaatii hyvälaatuista polttoainetta, koska huonolaatuisten polttoaineiden kaasutuksessa syntyy helposti tervaa, joka aiheuttaa ongelmia polttomoottorissa (Karjalainen 2012 s. 8).

Kaasumoottori CHP -laitoksia ei ole vielä kovin paljon saatavilla. Suomessa kaasumoottorilaitoksia valmistaa ainakin Volter, jonka Volter 40 -omasähkölaitos tuottaa 40 kW sähköä ja 100 kW lämpöä. Kokonaishyötysuhde on noin 80 %. Volter 40 -laitoksia on myös mahdollista asentaa useampi rinnan, jolloin laitoksen kokoa voidaan helposti skaalata. Yksi Volter 40 -laitos maksaa noin 170 000 € ilman lisävarusteita (Volter 2014), jolloin laitoksen ominaiskustannus on 4250 €/kW_e. Yhteenveto kaasumoottori CHP:n kustannuksista on taulukossa 19.

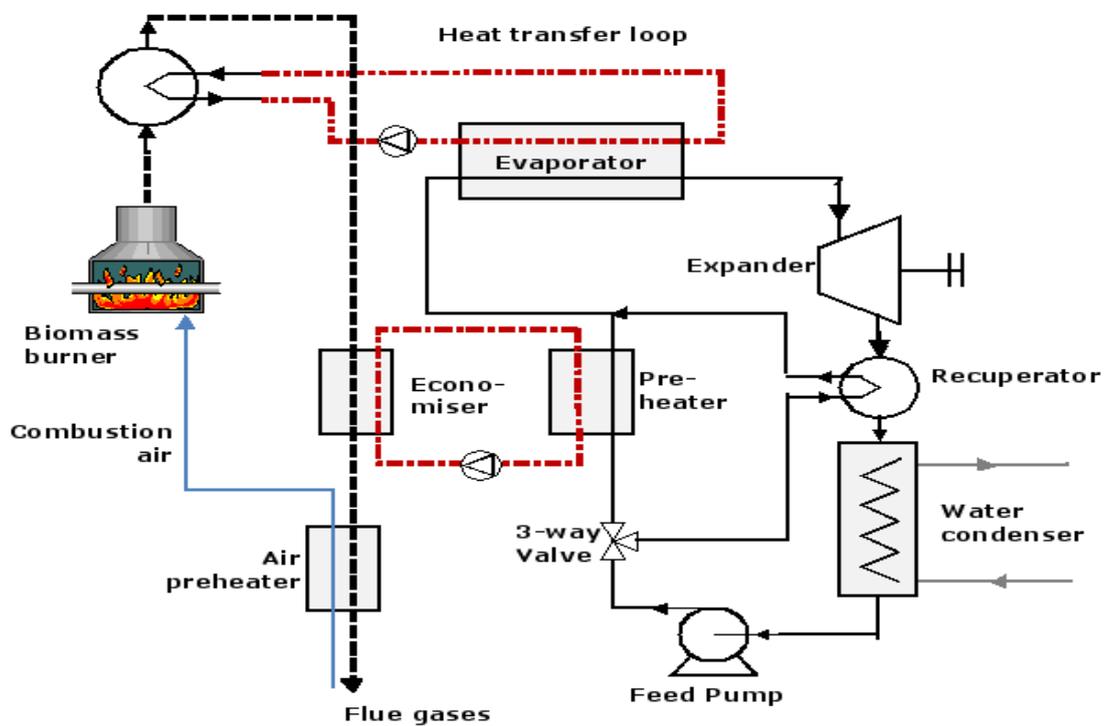
Taulukko 19. Kaasumoottori CHP-laitoksen kustannukset.

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Investointikustannus	€/kW _e	4250	(Volter 2014)
Sähköntuotannon hyötysuhde	%	20-25	
Kokonaishyötysuhde	%	80	(Volter 2014)
Energian kokonaishinta	€/MWh	26,49	Hakkeen hinta / 0,8
Huoltokustannus	%-investoinnista	3	Arvio
Operointikustannus	h/vko/yksikkö	1,5	(Volter 2014)

Taulukon 19 tulokset on saatu Volter 40 -omasähkölaitoksen suorituskyvyn mukaan. Laitoksen kannattavuuteen vaikuttaa erityisesti se, kuinka paljon ostosähköä saadaan korvattua.

3.3.2 ORC-voimalaitos

ORC-voimalaitokset (Organic Rankine Cycle) poikkeavat perinteisestä höyryturbiiniprosessista siinä, että vesihöyryn sijasta käytetään orgaanista-ainetta sisältävää kiertonestettä. Tämän aineen kiehumispiste on matalampi kuin vedellä, jolloin Rankine-prosessia voidaan käyttää hyväksi matalammissa lämpötiloissa kuin perinteisellä höyryturbiinilla. ORC-voimalaitoksen periaatekuva on kuvassa 19. (Quoilin 2011, s. 1-2)



Kuva 19. ORC-voimalaitoksen periaatepiirros (Quoilin 2011 s. 3).

Kuvan 19 mukaisessa prosessissa biomassan poltosta saatavat kuumat savukaasut lämmittävät höyrystintä, jossa käytettävä kiertoaine höyrystyy. Höyry tekee paisuntatyötä turbiinissa, joka pyörittää sähkögeneraattoria. Paisunut höyry lauhdutetaan nesteeksi ja pumpataan korkeampaan paineeseen. Kuvan prosessissa hyötysuhdetta on parannettu käyttämällä rekuperaattoria turbiinin jälkeen ja ekonomaiseria ennen höyrystintä. Pakokaasujen lämpö käytetään hyväksi myös palamisilman esilämmityksessä. Näin palamistuotteen lämpöenergia saadaan hyödynnettyä mahdollisimman tehokkaasti. (Quoilin 2011 s. 3)

ORC-prosessissa sähköntuotannon hyötysuhde on noin 10-20 % (Karjalainen 2011, s. 2), joka on jonkin verran pienempi kuin kaasumoottori-CHP -laitoksen hyötysuhde, mutta

suurempi kuin pienen kokoluokan höyryprosessin hyötysuhde. Kuvan 19 mukaisen prosessin hyötysuhde on 18 % ja kokonaishyötysuhde 88 %, mikä on samaa luokkaa kaasumoottori voimalaitosten kanssa. ORC-voimalaitoksen SWOT-analyysi on taulukossa 20.

Taulukko 20. ORC-laitoksen SWOT-analyysi.

<p>Vahvuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kokonaishyötysuhde yhteistuo- tannossa (Quoilin 2011, s. 3) • Toimii hyvin myös osakuormilla (Karjalainen 2012, s. 10) • Monipuolinen polttoainevali- koima • Toimii suhteellisen matalalla läm- pötilatasolla • Pienempi huollontarve kuin kaasuo- moottorilla • Suhteellisen pieni investointi • Pitkä käyttöikä (Karjalainen 2012, s. 10) 	<p>Heikkoudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vähän laitevalmistajia (Laurila & Lauhanen 2011, s.19) • Ei ole vakiinnuttanut markkina- asemaa Suomessa (Haavisto 2010) • Suhteellisen huono sähköntuotan- non hyötysuhde
<p>Mahdollisuudet</p> <ul style="list-style-type: none"> • Suuri säästöpotentiaali 	<p>Uhat</p> <ul style="list-style-type: none"> • Polttoaineiden ja sähkön hinnan kehitys • Pääomakustannukset

ORC-prosessissa savukaasut eivät ole suoraan kosketuksissa turbiiniin, joten lämmönlähteenä voidaan käyttää lähes mitä tahansa riittävän korkeassa lämpötilassa olevaa kaasua. ORC-voimalaitos voi hyödyntää matalimmillaan jopa 80 °C lämpötilaa (Quoilin 2011, s. 4). ORC-voimalaitoksia käytetään myös hukkalämmön hyödyntämiseen kohteissa, joissa lämmölle ei ole muuta käyttöä. Tällöin ORC-voimalaitoksella saadaan muutettua osa lämmöstä sähköksi. ORC-voimalaitos vaatii vähemmän huoltoa kuin kaasumoottori CHP-laitos (Quoilin 2011, s. 4).

ORC-voimalaitos on investointikustannukseltaan kalliimpi kuin kaasumoottorilaitos. Taulukossa 21 on yhteenveto ORC-voimalaitoksen kustannuksista. Taulukon tiedoissa on huomioitava, että investointikustannus on pelkän ORC-yksikön kustannus. Se ei siis sisällä lämmöntuotannon kustannuksia. Lämpölaitoksen yhteydessä olevaan ORC-laitokseen on huomioitava myös lämpölaitoksen kustannukset. ORC-laitoksen ominaiskustannukseen vaikuttaa voimakkaasti laitoksen koko. 200 kW:n laitoksen ominaiskustannus on noin 2400 €/kW_e ja 800 kW:n laitoksen 1500 €/kW_e.

Taulukko 21. *ORC-voimalaitoksen kustannukset.*

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Investointikustannus	€/kW _e	1500-2400 €/kW _e	(Konwell 2015)
Sähkötuotannon hyötysuhde	%	10-20	(Karjalainen 2012)
Huoltokustannus	%-investoinnista	2	Arvio

Taulukon 21 arvoja voidaan käyttää laskettaessa ORC-voimalaitoksen kustannuksia. Sopiva laitoksen koko riippuu saatavasta lämpötehosta, koska ORC-laitoksella voidaan tuottaa maksimissaan 20 %:n hyötysuhteella sähköä. Toisin sanoen 200 kW:n ORC-laitos vaatii toimiakseen täydellä teholla vähintään 1 MW:n lämpötehon.

3.3.3 Aurinkosähkö

Aurinkosähköjärjestelmällä eli aurinkopaneeleilla voidaan tuottaa sähköä lähinnä kesäkuukausina, mutta myös talvikuukausina saadaan jonkin verran sähköä. Sähkön tuotantomäärä riippuu useista tekijöistä, kuten aurinkopaneeleiden suuntauksesta, sijainnista ja pinta-alasta (Motiva 2014c). Aurinkosähkön tuotannon arviointiin on olemassa erilaisia menetelmiä. Valmistajien ilmoittamat arvot ovat yleensä hieman yläkanttiin arvoituja. Internetistä on löydettävissä useita ilmaisia laskureita, joilla aurinkopaneelin tuotannon voi arvioida. Suurin osa testatuista laskureista antaa hyvin samansuuntaisia tuloksia, joten niitä voidaan pitää melko luotettavina. Tässä työssä on käytetty Euroopan komission yhteisen tutkimuskeskuksen (engl. Joint Research Centre) laatimaa laskinta, jolla voidaan laskea aurinkosähkön tuotantopotentiaali eri alueilla. Laskimen oletusarvoilla saadaan Etelä-Suomessa sijaitsevalle 10 kW aurinkosähköjärjestelmällä tuotettua vuodessa 8390 kWh, kun paneeli on optimaalisesti sijoitettu (Joint Research Centre 2015).

Aurinkosähköjärjestelmä koostuu aurinkopaneeleista, inverttereistä, asennustarvikkeista ja asennustyöstä. Asennustyön osuus järjestelmän hinnasta on noin 25 % (Fortum 2014). Valmistajat vakuuttavat järjestelmien kestävän jopa 30 vuotta, mutta elinkaarilaskennan perustana käytetään 25 vuotta. Elinkaarilaskennassa täytyy ottaa huomioon myös, että aurinkopaneeleiden teho putoaa noin 0,5 % vuodessa (Energy informative 2014). Aurinkosähköjärjestelmän SWOT-analyysi on esitetty taulukossa 22.

Taulukko 22. Aurinkosähköjärjestelmän SWOT-analyysi.

Vahvuudet <ul style="list-style-type: none"> • Helppokäyttöinen • Ei vaadi juurikaan huoltoa • Ei CO₂-päästöjä • Sähkön tuotantokustannukset käytännössä 0 €/MWh 	Heikkoudet <ul style="list-style-type: none"> • Investoinnin kannattavuus • Tuotanto talvella • Paneelien puhdistus lumesta talvella • Pääomakustannukset
Mahdollisuudet <ul style="list-style-type: none"> • Positiivinen imago • Vihreät arvot • Sähkön hinnan nousu parantaa kannattavuutta 	Uhat <ul style="list-style-type: none"> • Paneelien tehokkuus putoaa vanhetessaan • Investoinnin kannattavuus • Ympäristön varjostukset

Taulukosta 22 nähdään, että aurinkosähköjärjestelmän hankinnan esteenä ei ole oikeastaan muuta kuin investointikustannus. Suurin osa aurinkosähköjärjestelmän hinnasta koostuu pääomakustannuksista ja muuttuvat kustannukset ovat lähes olemattomat. Aurinkosähköjärjestelmää ei kannata hankkia kohteisiin, joissa ei ole kesäaikana sähkön kulutusta, koska investoinnin kannattavuus kärsii, jos kaikkea sähköä ei saada käytettyä itse. Lisäksi aurinkosähköjärjestelmän hankinnassa pitää myös huomioida mahdolliset varjostukset, joita voi tulla tulevaisuudessa, kun ympärillä oleva puusto kasvaa tai jos lähelle rakennetaan korkea rakennus. Taulukossa 23 on arvioitu aurinkosähköjärjestelmän kustannukset ja suorituskyky.

Taulukko 23. Aurinkosähköjärjestelmän kustannukset.

Kustannustekijä	Yksikkö	Hinta (alv 0 %)	Lähde
Investointikustannus	€/kW _e	1200-1800	(Eurosolar 2014)
Investointituki	%	30 %	(Motiva 2014b)
Sähköntuotanto	kWh/kW/a	839	(Joint Research Centre 2015)
Sähköntuotanto 25-vuoden päästä	kWh/kW/a	744	
Huoltokustannus	%-investoinnista	0,5	
Operointikustannus	€/MWh	0	

Investoinnin kannattavuus riippuu voimakkaasti sähkön ostohinnasta. Talvisin paneelit tulee pitää puhtaana lumesta, mutta juurikaan muuta operointia järjestelmä ei vaadi (NAPS 2014). Huoltokustannusten on arvioitu olevan noin 0,5 % investoinnista.

4. LASKENTAMENETELMÄN KEHITTÄMINEN

Tässä työssä kehitetään Energiakolmio Oy:lle laskentamenetelmää kiinteistön energiajärjestelmän valintaa varten. Tässä luvussa käydään läpi laskentamenetelmän keskeiset periaatteet. Laskentamenetelmällä saadaan energiajärjestelmän kustannukset, jotka koostuvat lämmitys-, jäähdytys- ja sähköntuotantojärjestelmän kustannuksista. Laskentaohjelma antaa päätöksenteon kannalta oleellista tietoa näiden järjestelmien vaikutuksesta energiakustannuksiin ja tekee vertailusta mahdollisimman selkeää ja puolueetonta. Laskimesta pyritään tekemään mahdollisimman puolueeton siten, että mitään energian tuotantomuotoa ei suosita tai syrjitä. Energiajärjestelmää valittaessa on oleellista tietää muun muassa, mistä osista energiajärjestelmän kustannukset koostuvat ja mitkä ovat lämmitys-, jäähdytys- ja sähköntuotantojärjestelmän elinkaarikustannukset. Ohjelmassa voi lähtötietoja muuttamalla nähdä muutosten vaikutukset energian kokonaiskustannuksiin ja täten vertailla helposti eri järjestelmien kustannuksia.

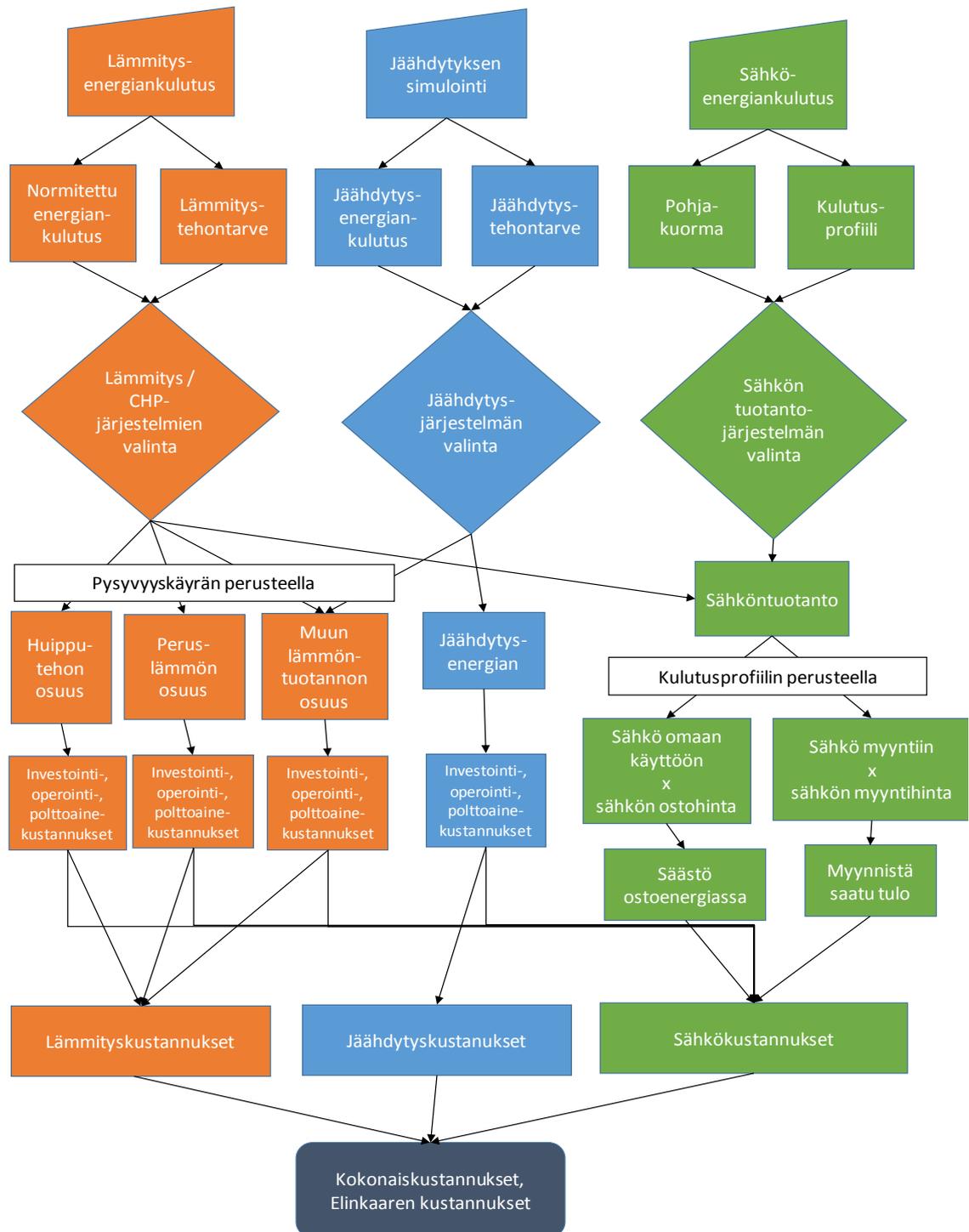
4.1 Laskennan eteneminen

Taloudellisen kannattavuuden vertailuun on olemassa useita erilaisia menetelmiä. Saksalaiseen VDI 2067 standardiin perustuvaa Altener Bioheat -ohjelman avulla voidaan tehdä lämpölaitoksen kannattavuusselvitys annuiteettimenetelmällä, mutta sen avulla ei voida ottaa huomioon polttoaineiden hinnan kehitystä eikä vertailla hybridijärjestelmiä tai CHP-laitoksen kannattavuutta. Myös erilaisten hintaskenaarioiden hallinta on haasteellista. Altener Bioheat on kuitenkin hyvä lähtökohta lähdettäessä kehittämään omaa laskentasovellusta, koska ohjelma ottaa monipuolisesti huomioon lämpölaitosten kustannusrakenteen sekä huoltoon ja ylläpitoon vaikuttavat kustannukset. Tämän vuoksi kehitettävän laskentasovelluksen pohjalle on otettu Altener Bioheat -ohjelma, jota on muokattu tarkoituksenmukaiseksi. Altener Bioheat -ohjelmaa pystyy muokkaamaan ilman salasanaa ja ohjelman tiedoissa on mainittu, että muokkaaminen on sallittua. Alkuperäinen Altener Bioheat on saatavilla Motivan sivuilta (Motiva 2014d). (Nemestothy 2004)

Eri energiamuotojen kustannusrakenne on hyvin erilainen. Esimerkiksi aurinkolämmöllä lähes kaikki kustannukset ovat pääomakustannuksia. Öljylämmityksessä taas polttoainekustannukset muodostavat suurimman osan kustannuksista. Korkokannan valinnalla ja polttoaineiden hintojen muutoksella on melko suuri merkitys eri vaihtoehtojen kannattavuuteen. Onkin tärkeä pystyä vertailemaan erilaisia hinta- ja korkoskenaarioita, jotta voidaan tehdä herkkyystarkasteluja.

Laskentaohjelmaan annetaan lähtötietoina tarpeelliset tiedot tarkasteltavan kohteen energiankulutuksista, joiden perusteella voidaan tehdä lämmitys-, jäähdytys- ja sähköenergi-

antuotantolaitteiden valinnat. Näistä laitteista annetaan investointikustannukset ja mahdollisesti operointikustannukset, joiden perusteella ohjelma laskee tuotetun energian hinnan ja elinkaarikustannukset. Yksinkertaistettu vuokaavio laskentamenetelmästä on kuvassa 20. Lämmitysjärjestelmät on kuvattu vuokaaviossa oranssilla, jäähdytysjärjestelmät sinisellä ja sähköntuotantojärjestelmät vihreällä.



Kuva 20. Laskentamenetelmän kuvaus.

Lämmitysjärjestelmissä lähdetään liikkeelle normitetun lämmitysenergiankulutuksen laskennasta ja tehontarpeen määrittelystä. Näiden perusteella saadaan riittävät lähtötiedot soveltuvien lämmitysjärjestelmien valintaan. Pysyvyyssäyrän perusteella saadaan lasketua kuinka suuri osa lämmitysenergiasta tuotetaan milläkin lämmitysratkaisulla. Lämmitysjärjestelmät on jaettu kolmeen osaan, jotka ovat huipputehon tuotanto, peruslämmön tuotanto ja muu lämmön tuotanto. Jokaiselle järjestelmälle määritetään investointikustannukset ja operointikustannukset. Polttoainekustannukset saadaan kyseisen järjestelmän tuottaman lämpöenergian ja hyötysuhteen perusteella. Kaikkien näiden kustannusten summana saadaan kokonaislämmityskustannukset.

Jäähdytysjärjestelmissä lähdetään liikkeelle rakennuksen jäähdytystarpeen simuloinnista, josta saadaan tuloksena jäähdytysenergiankulutus ja jäähdytystehontarve. Simuloinnin sijasta voidaan käyttää myös luvun 2.3 taulukon 1 arvoja, jos tarkoituksena on vain vertailla eri tuotantomuotojen energiataloutta. Jäähdytysjärjestelmän mitoittamiseksi tulee kuitenkin tehdä tarkempi simulointi. Joillakin jäähdytysjärjestelmillä on myös mahdollista tuottaa lämmitysenergiaa, joten tämä osuus on myös otettava huomioon kustannuksissa. Vuokaaviossa tämä osuus on laitettu ”Muu lämmön tuotanto” -lohkoon. Valitulle jäähdytysjärjestelmälle annetaan investointikustannukset ja operointikustannukset. Lisäksi annetaan jäähdytysjärjestelmän SEER-luku, jonka perusteella saadaan laskettua sähkön tai polttoaineen kulutus. Lopulliset jäähdytyskustannukset koostuvat sähkö- tai polttoainekuluista, operointikustannuksista sekä investointikustannuksista.

Sähköntuotantojärjestelmissä on syytä selvittää, kuinka paljon kyseisellä järjestelmällä on mahdollista tuottaa energiaa ja kuinka paljon energiaa syntyy milloinkin. Sähkön kulutus- ja tuotantoprofiilien perusteella saadaan ratkaistua, kuinka paljon tuotetusta sähköstä voidaan käyttää itse ja kuinka paljon sähköä syntyy myytäväksi. Näiden kustannusten sekä muiden järjestelmien sähkönkulutuksen perusteella saadaan muodostettua sähkön kokonaiskustannukset.

Laskentamenetelmän tavoitteena on estää osaoptimointia. Esimerkiksi jos tarkasteltaisiin pien CHP -laitoksen lisäämistä hakelämpölaitoksen rinnalle, saattaisi investointi äkkisel-tään vaikuttaa kannattavalta, kun tarkastellaan CHP-laitoksen kustannuksia. Kuitenkin helposti unohdetaan, että tuottamalla osa energiasta CHP-laitoksella muiden tuotantomuotojen osuudet putoavat vastaavan määrän, mitä CHP-laitoksella tuotetaan energiaa. Muiden tuotantomuotojen kiinteät kustannukset pysyvät kuitenkin vakiona, jolloin muiden tuotantomuotojen kannattavuus kärsii, koska käyttöaste pienenee. Tämän vuoksi on tärkeää tarkastella energiajärjestelmää kokonaisuutena, jossa otetaan huomioon eri tuotantomuotojen osuudet energiantuotannosta ja tarkastellaan kokonaiskustannuksia. Tällöin päästään eri vaihtoehtoja kokeilemalla optimaaliseen ratkaisuun.

4.2 Laskennan lähtötiedot

Eri vaihtoehtojen vertailussa on tärkeää määritellä kustannukset kaikille energiajärjestelmille mahdollisimman tasapuolisesti. Taulukossa 24 on lueteltu laskennassa huomioitavat kustannustekijät ja lähde mistä kukin kustannustekijä saadaan.

Taulukko 24. Kustannustekijät ja lähteet.

Kustannustekijä	Lähde tai laskentatapa
Polttoaineet	Tarjouspyyntö tai tilastohinta
Investointikustannukset	
Laitteet	Tarjouspyyntö tai listahinta
Asennus	Tarjouspyyntö
Rakennus	Tarjouspyyntö
Huolto ja korjauskustannukset	
Laitteet	0,5 - 2 % investoinnista
Asennus	0,5 - 1 % investoinnista
Rakennus	0,5 % investoinnista
Operointikustannukset	
Perusmaksut (kaukolämpö ja maakaasu)	Energiayhtiö
Henkilöstökustannukset	Tuntihinta 25 €/h Hakekattila 4,4 h/vko (VTT 2004) Pellettikattila 3,0 h/vko (VTT 2004) Neste- tai kaasukattilat 1,0 h/vko Kaukolämpö 0 h/vko Lämpöpumput 0,5 h/vko
Savupiipun puhdistuskustannukset	Arinakattila 2,0 €/MWh Muut kattilat 1,0 €/MWh

Huolto- ja korjauskustannuksina käytetään tässä laskennassa Altener Bioheat -ohjelmassa (Nemestothy 2004) vakioarvona olevia huolto ja korjauskustannuksia, jos tarkempia arvoja ei ole saatavissa. Jos todelliset korjaus- ja huoltokustannukset ovat tiedossa, voidaan niitä käyttää. Hake- ja pellettikattilan henkilöstökustannukset löytyvät VTT:n julkaisemasta suurten kiinteistöjen lämmitysoppaasta (VTT 2004).

Investointikustannukset eri vaihtoehtoilta saadaan selvitettyä esimerkiksi valmistajien hinnastojen ja budjettitason tarjouspyyntöjen perusteella. Valmistajilla on myös arviot tulevista huoltokustannuksista ja laitteiden käyttöön kuluvasta työajasta. Näiden perusteella tehdään arviot tulevista vuotuisista käyttökuluista. Mikäli valmistajalta ei ole olemassa arviota tulevista käyttö- ja huoltokuluista, voidaan näiden kulujen arvioida olevan vuosittain 0,5-2 % investoinnista.

Polttoaineiden hinnoille muodostetaan skenaariot, joiden mukaan elinkaarikustannukset lasketaan kolmelle eri skenaariolle. Skenaariot on nimetty maltilliseksi skenaarioksi, perustapaukseksi ja voimakkaan kasvun skenaarioksi. Maltillisen kasvun skenaariossa kaikkien polttoaineiden ja sähkön reaalihinta pysyy vakiona koko ajan. Normaalitapauksessa sähkön ja polttoaineiden reaalihinnat nousevat 2,5 % vuodessa. Voimakkaan kasvun skenaariossa sähkön ja polttoaineiden reaalihinnat nousevat 5 % vuodessa.

4.3 Lämmitysjärjestelmien valinta

Tässä luvussa käydään läpi, kuinka laskentaohjelmassa lasketaan lämmitysenergian tuotanto. Tavoitteena on määrittää lämmitysenergian tarve ja lämmitystehon tarve, joiden perusteella voidaan tehdä arviot lämmitykseen soveltuvista järjestelmistä. Lisäksi laskentamenetelmän perusteella voidaan laskea, kuinka suuri osuus lämmitysenergiasta voidaan tuottaa milläkin järjestelmällä.

4.3.1 Lämmitystarpeen arviointi

Laskentamenetelmässä käytetään normeeraukseen Motivan menetelmää, jossa kulutus normeerataan vertailupaikkakunnan lämmitystarveluvun mukaan. Menetelmässä rakennuksen lämmitysenergian kulutus jaetaan lämpötilasta riippuvaan ja riippumattomaan osaan. Lämpötilasta riippumaton osa koostuu pääosin lämpimän käyttöveden kulutuksesta ja lämpimän käyttöveden kierron ja varastoinnin häviöistä. Lämmitysenergian normitus tehdään kaavalla (Motiva 2010a)

$$Q_{norm} = \frac{S_N \text{ vpkunta}}{S_{toteutunut} \text{ vpkunta}} \times Q_{toteutunut} + Q_{lämmin käyttövesi}, \quad (3)$$

jossa Q_{norm} on rakennuksen normitettu lämmitysenergiankulutus [kWh], $S_N \text{ vpkunta}$ on normaalivuoden tai -kuukauden (1981–2010) lämmitystarveluku vertailupaikkakunnalla [$^{\circ}\text{Cvrk}$], $S_{toteutunut} \text{ vpkunta}$ on toteutunut lämmitystarveluku vuosi- tai kuukausitasolla vertailupaikkakunnalla [$^{\circ}\text{Cvrk}$], $Q_{toteutunut}$ on rakennuksen tilojen lämmitykseen kuluva energia [kWh] ja $Q_{lämmin käyttövesi}$ on käyttöveden lämmityksen vaatima energia [kWh].

Lämmitystarveluvut on saatavilla ilmatieteen laitoksen (2015) sivuilta. Liitteessä 1 on vertailukauden 1981–2010 lämmitystarveluvut ja vuoden 2013 lämmitystarveluvut vertailupaikkakunnilla, joita voidaan käyttää normituksessa. Liitteen 1 arvoista valitaan vertailupaikkakunnan arvot. Oikea vertailupaikkakunta valitaan Motivan rakennuksen lämmitysenergiankulutuksen normitusohjeen perusteella (Motiva 2010a).

Kaavassa (3) oleva $Q_{toteutunut}$ saadaan laskettua kaavalla

$$Q_{toteutunut} = Q_{kok} - Q_{lämmin käyttövesi}, \quad (4)$$

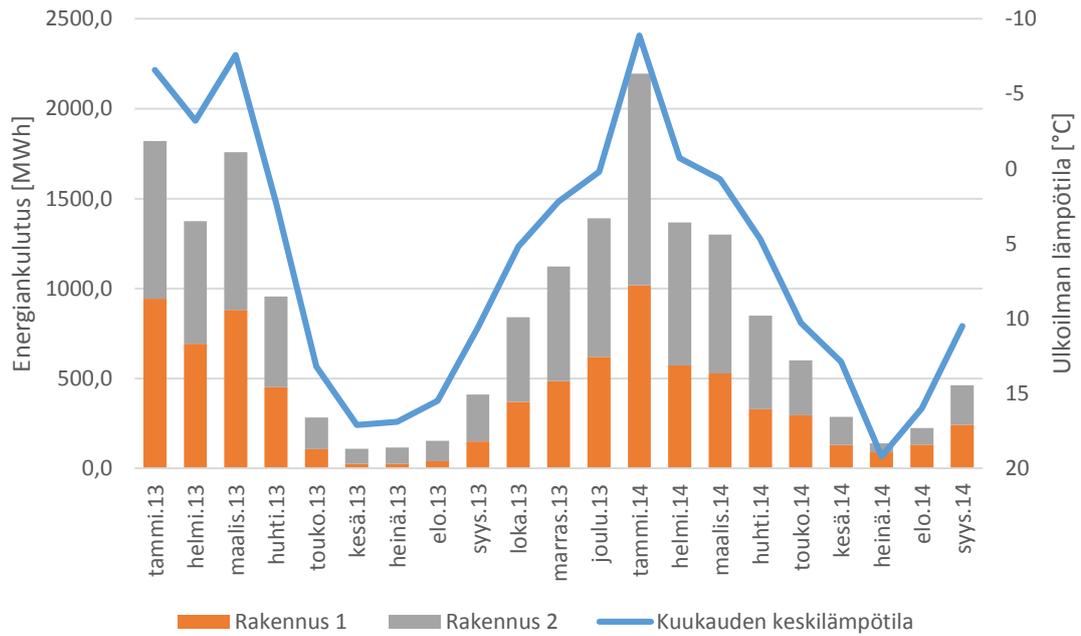
jossa Q_{kok} on rakennuksen kokonaislämmitysenergiankulutus [kWh]. $Q_{lämmin\ käyttövesi}$ saadaan laskettua kaavalla

$$Q_{lämmin\ käyttövesi} = [\rho \times c_p \times V \times (T_2 - T_1)]/3600, \quad (5)$$

jossa ρ on veden tiheys [kg/m^3], c_p on veden ominaislämpökapasiteetti [$\text{kJ}/\text{kg K}$], V on vedenkulutus [m^3], T_2 on lämmitetyn veden lämpötila [$^{\circ}\text{C}$], T_1 on lämmitettävän veden lämpötila [$^{\circ}\text{C}$] ja 3600 on muunnoskerroin [$\text{kJ} \rightarrow \text{kWh}$]. Tyypillisesti voidaan käyttää arvoja $\rho=1000 \text{ kg}/\text{m}^3$, $c_p=4,2 \text{ kJ}/\text{kg K}$, $(T_2-T_1)=50 \text{ K}$. Näin ollen

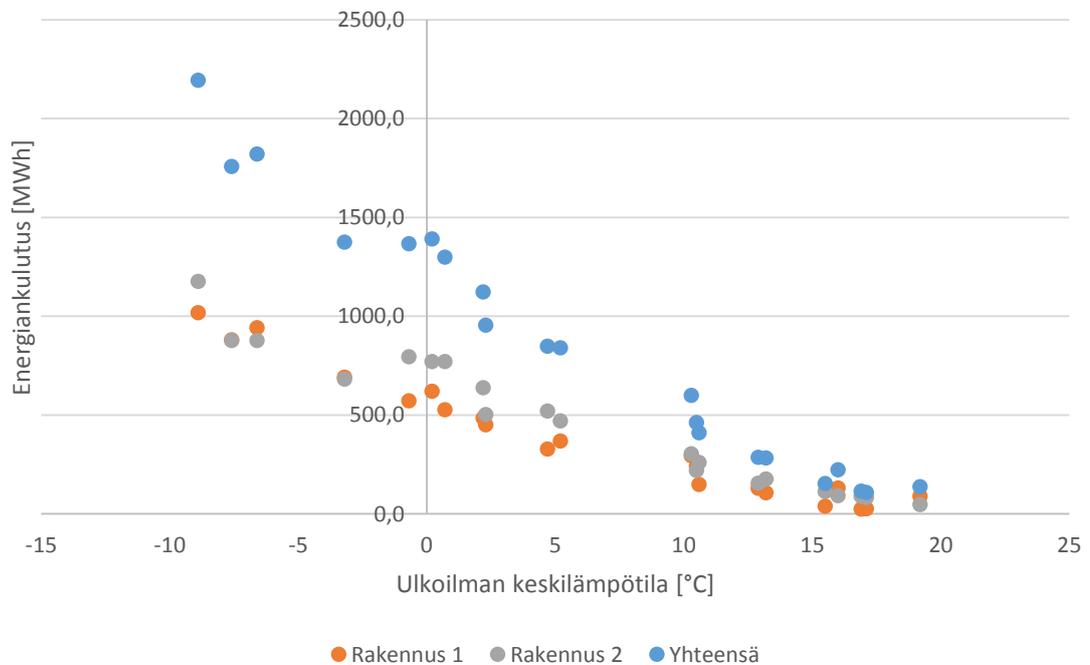
$$Q_{lämmin\ käyttövesi} = 58,333 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \times V. \quad (6)$$

Lämpimälle käyttövedelle ei ole yleensä omaa mittaria, joten lämpimän käyttöveden kulutus tulee arvioida kokonaisvedenkulutuksen tai lämmitysenergian kulutuksen perusteella. Asuinrakennuksilla voidaan olettaa lämpimän veden osuuden olevan 40 % veden kulutuksesta ja muilla rakennuksilla 30 % veden kulutuksesta (Motiva 2010a). Jos rakennuksen vedenkulutusta ei ole tiedossa, voidaan käyttöveden lämmitykseen kuluva osuus arvioida ajankohtana, jolloin rakennuksessa ei ole ulkolämpötilasta johtuvaa lämmitystarvetta (Motiva 2010a). Ilmatieteenlaitoksen julkaisemista lämmitystarveluvuista (Ilmatieteen laitos 2015) selviävät ne kuukaudet, jolloin vertailupaikkakunnalla ei ole ollenkaan lämmitystarvetta. Eteläisessä Suomessa tyypillisesti kesä-elokuussa lämmitystarve on hyvin pieni, joten käyttöveden lämmitykseen tarvittava lämpö saadaan esimerkiksi kesä-elokuun keskimääräisestä lämmitysenergian kulutuksesta. Kesä-ajan ulkolämpötilasta riippumattoman kulutuksen voidaan olettaa pysyvän samana ympäri vuoden. Näin tehtäessä tulee kuitenkin varmistua siitä, ettei rakennuksen lämpimän käyttöveden kulutuksessa ole suuria eroja vuodenaikojen välillä. Yllä kuvatulla menetelmällä voidaan määrittää ulkolämpötilasta riippumaton kulutus riittäväällä tarkkuudella. Case-esimerkin kiinteistön lämmitysenergiankulutusten (Q_{kok}) perusteella tehty kuvaaja ajanjaksolta tammi-kuu 2013 – syyskuu 2014 on esitetty kuvassa 21.



Kuva 21. Rakennusten energiankulutukset kuukausittain tammikuusta 2013 syyskuuhun 2014.

Kuvasta 21 nähdään, että rakennusten energiankulutus riippuu hyvin voimakkaasti ulkoilman lämpötilasta. Kesäkuukausina lämmitysenergiankulutus johtuu lähinnä käyttöveden lämmityksestä ja muusta ulkolämpötilasta riippumattomasta kulutuksesta. Kuvassa 22 on energiankulutukset järjestetty ulkolämpötilan funktiona.



Kuva 22. Rakennusten energiankulutus ulkolämpötilan funktiona.

Kuvasta 22 nähdään, että ulkoilman lämpötilan ollessa yli 15 °C, lämmitysenergiankulutus ei enää muutu ulkoilman lämpötilan kasvaessa. Tehtaässä normitus vuoden 2013 kulutustiedoilla voidaan päätellä kuukausittaisen käyttöveden lämmitykseen kuluvan lämmitysenergian olevan kesä-elokuun keskimääräinen lämmitysenergiantarve, koska tällöin rakennuksessa ei ole muuta lämmitystarvetta. Kaavalla (4) saadaan rakennuksen lämmitysenergian tarve $Q_{\text{toteutunut}}$ ja kaavalla (3) saadaan normitettu kuukausittainen lämmitysenergian tarve. Normitus on tehty vuoden 2013 tiedoilla ja vertailupaikkakuntana on Lahti. Normitettu lämmitysenergian kulutus on näin ollen taulukon 25 mukainen.

Taulukko 25. Normitettu lämmitysenergiankulutus.

	Kokonais energian- kulutus 2013 [MWh]	Käyttö- veden lämmitys 2013 [MWh]	Raken- nuksen lämmitys 2013 [MWh]	Normitettu rakennuksen lämmitys- energian- kulutus [MWh]	Normitettu kulutus yhteensä [MWh]
Rakennus 1	4 790	366	4 424	4 830	5 196
Rakennus 2	5 546	1 146	4 400	4 803	5 950
Yhteensä	10 336	1 512	8 824	9 633	11 145

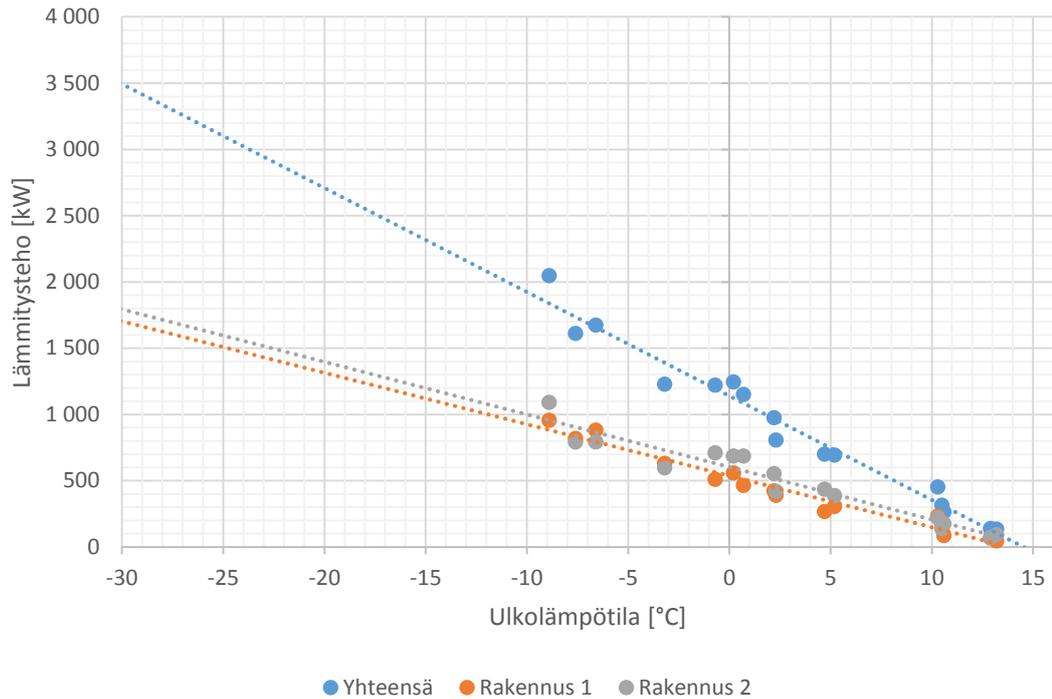
Taulukon 25 arvoja voidaan käyttää, kun valitaan rakennuksen lämmitysjärjestelmää. Lämmitysjärjestelmän valinnassa tarvitaan energiankulutusten lisäksi tiedot lämmitystehon tarpeesta.

4.3.2 Lämmitystehon arviointi

Liitteen 1 ja kuukausittaisten lämmitysenergiankulutusten perusteella saadaan piirrettyä kuvaaja, jossa keskimääräinen lämmitystehon tarve on y-akselilla ja ulkolämpötila x-akselilla. Kuukauden keskimääräinen rakennuksen lämmitystehon tarve saadaan laskettua kaavalla

$$\Phi_{\text{rak.lämmitys}} = \frac{Q_{\text{toteutunut}}}{t_{\text{kuukausi}}}, \quad (7)$$

jossa t_{kuukausi} on tarkasteltavan kuukauden tunnit [h]. Kun jokaiselta kuukaudelta vähennetään käyttöveden lämmitykseen kuluva energia ja tarkastellaan tarvittavaa lämmitystehoa ulkolämpötilan funktiona, saadaan kuvan 23 mukaiset tulokset.



Kuva 23. Rakennuksen lämmitystehon tarve ulkolämpötilan funktiona.

Kuvassa 23 on piirretty regressiosuora, josta saadaan määritettyä tarvittava lämmitystehton tarve mitoituslämpötilassa. Kuvasta 23 nähdään, että kaikki arvot sijoittuvat hyvin lähelle regressiosuoraa. Pienet poikkeamat regressiosuorasta johtuvat lähinnä käyttöveden kuukausittaisista muutoksista. Case-esimerkin kiinteistö sijaitsee Lahdessa, joten mitoituslämmitystehe on $-29\text{ }^{\circ}\text{C}$. Regressiosuoran arvot saadaan ratkaistua Excelissä LINEST-komennolla (Armholt 2010). Tällä komennolla saadaan taulukon 26 tulokset.

Taulukko 26. Regression tiedot.

		Rakennus 1	Rakennus 2	Yhteensä
arvosarjan kulmakerroin	m_1	-38,84	-39,65	-78,49
y-akselin leikkauspiste	b	536,82	603,56	1140,38
kulmakertoimen keskivirhe	se_1	2,06	2,93	3,72
vakion b keskivirhe	se_b	15,66	22,26	28,22
korrelaatiokerroin	r_2	0,96	0,93	0,97
lasketun y -arvon keskivirhe	se_y	57,99	82,45	104,53

Taulukon 26 perusteella voidaan muodostaa lämmitystehton funktio

$$\Phi_{rak.lämmitys} = b + m_1 \times T_{u,mit}, \quad (8)$$

jossa $T_{u, \text{mit}}$, on ulkoilman mitoituslämpötila. Kaavan (8) perusteella saadaan ratkaistua rakennusten lämmitysteho, sekä *lämmitysraja*, joka kertoo missä ulkoilman lämpötilassa rakennuksen lämmitysjärjestelmä kytkeytyy päälle. Lämmitysraja saadaan kaavalla

$$T_0 = -b/m_1. \quad (9)$$

Tuloksina saadaan taulukon 27 arvot, kun mitoituslämpötila on -29 °C .

Taulukko 27. *Rakennusten lämmitystehot ja lämmitysrajat.*

	Yksikkö	Rakennus 1	Rakennus 2	Yhteensä
Lämmitysteho	kW	1663	1754	3417
Lämmitysraja	°C	13,8	15,2	14,5

Rakennusten laskennallinen lämmitysraja näyttäisi olevan 15 °C tuntumassa, kuten alun perin arvioitiin kuvan 22 kulutustietojen perusteella. Kokonaislämmitystehon arvioimiseksi tulee vielä ottaa huomioon käyttöveden lämmitystehon tarve.

Laskentaohjelmassa toteutuneet lämmitysenergiankulutukset ja käyttöveden kulutukset syötetään taulukkoon, jolloin ohjelma suorittaa edellä kuvatun lämmitysenergian normituksen ja tehontarpeen laskennan. Laskentaohjelman käyttöliittymä on esitetty kuvassa 24.

Lähteet							
Tutkitt							
Mittaus sisälämpötila Paikkakunta	17 °C Lahti						
Vertailupaikkakunta	Lahti						
Säilytyshyke	Säilytyshyke 2						
Käyttöveden laskentaperuste	Kesä-Elokuun lämmön kulutus						
Kuukausi	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Tammikuu	3841812,554	1820926,282					
Heinäk.	2750304,336	1375152,168					
Maalisk.	3516047,08	1758023,54					
Huhtik.	1910360,192	95180,096					
Toukok.	566082,088	283041,044					
Kesäku.	217406,176	108703,088					
Heinäku.	231759,632	115879,816					
Eloku.	306934,68	153467,34					
Syysku.	822072,992	411036,496					
Lokaku.	1680909,048	840454,524					
Marrask.	2345138,064	1122569,032					
Jouluku.	273047,176	1381523,588					
Yhteensä	20671874,03	10335937,01	0	0	0	0	0
Käyttövesivuosi	3024401,952	1347497,424	0	0	0	0	0

Käyttöveden lämmitysenergian kulutus laskennassa
 3024401,952 1347497,424 0 0 0 0 0

Kuukausi	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Tammikuu	252033,496	112291,452	0	0	0	0	0
Heinäk.	252033,496	112291,452	0	0	0	0	0
Maalisk.	252033,496	112291,452	0	0	0	0	0
Huhtik.	252033,496	112291,452	0	0	0	0	0
Toukok.	252033,496	112291,452	0	0	0	0	0
Kesäku.	252033,496	108703,088	0	0	0	0	0
Heinäku.	252033,496	115879,816	0	0	0	0	0
Eloku.	252033,496	112291,452	0	0	0	0	0
Syysku.	252033,496	112291,452	0	0	0	0	0
Lokaku.	252033,496	112291,452	0	0	0	0	0
Marrask.	252033,496	112291,452	0	0	0	0	0
Jouluku.	252033,496	112291,452	0	0	0	0	0
Yhteensä	3024401,952	1347497,424	0	0	0	0	0

Keskimäärin 2185949,688 kWh
 Käyttöveden keskim. Teho 345,2513644 153,8230068 0 0 0 0 0
 Käyttöveden max. Teho 1726,256822 769,1195342 0 0 0 0 0

Käyttöveden keskim. Teho 249,5376356 kW
 Käyttöveden max. Teho 1247,688178 kW

Kuukausi	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Tammikuu	3389779	1708615	0	0	0	0	0
Heinäk.	2486271	1262611	0	0	0	0	0
Maalisk.	3264014	1645732	0	0	0	0	0
Huhtik.	1659327	842899	0	0	0	0	0
Toukok.	314049	170750	0	0	0	0	0
Kesäku.	0	0	0	0	0	0	0
Heinäku.	0	0	0	0	0	0	0
Eloku.	54901	41176	0	0	0	0	0
Syysku.	570039	298745	0	0	0	0	0
Lokaku.	1428676	728163	0	0	0	0	0
Marrask.	1993105	1010278	0	0	0	0	0
Jouluku.	2531014	1279232	0	0	0	0	0
Yhteensä	17702373	8888440	0	0	0	0	0

Kuukausi	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Tammikuu	3363620	1699253	0	0	0	0	0
Heinäk.	3416827	1515991	0	0	0	0	0
Maalisk.	3334878	1315723	0	0	0	0	0
Huhtik.	1834843	754569	0	0	0	0	0
Toukok.	247197	468069	0	0	0	0	0
Kesäku.	0	0	0	0	0	0	0
Heinäku.	0	0	0	0	0	0	0
Eloku.	73997	116041	0	0	0	0	0
Syysku.	655889	463905	0	0	0	0	0
Lokaku.	1406836	759909	0	0	0	0	0
Marrask.	2229676	1201411	0	0	0	0	0
Jouluku.	2808500	1637025	0	0	0	0	0
Yhteensä	18664462	9932205	0	0	0	0	0

Keskimäärin 14800833,39 kWh

Kuukausi	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Tammikuu	3312953	1811544	0	0	0	0	0
Heinäk.	3668960	1628172	0	0	0	0	0
Maalisk.	4186872	1428014	0	0	0	0	0
Huhtik.	2086877	867260	0	0	0	0	0
Toukok.	496230	580381	0	0	0	0	0
Kesäku.	252033	108703	0	0	0	0	0
Heinäku.	252033	115880	0	0	0	0	0
Eloku.	326031	228333	0	0	0	0	0
Syysku.	907922	576196	0	0	0	0	0
Lokaku.	1659870	872200	0	0	0	0	0
Marrask.	2461608	1313703	0	0	0	0	0
Jouluku.	3060534	1749316	0	0	0	0	0
Yhteensä	22693964	11279702	0	0	0	0	0

Lämmitys keskimäärin 16986783 kWh

Lämpimän veden osuus veden kuluksesta 30 %

Kuukausi	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Tammikuu	20	20	20				
Heinäk.	20	20	20				
Maalisk.	20	20	20				
Huhtik.	20	20	20				
Toukok.	20	20	20				
Kesäku.	20	20	20				
Heinäku.	20	20	20				
Eloku.	20	20	20				
Syysku.	20	20	20				
Lokaku.	20	20	20				
Marrask.	20	20	20				
Jouluku.	20	20	20				
Yhteensä [lm³vuosi]	240	240	240	0	0	0	0
Yhteensä [kWhvuosi]	4200	4200	4200	0	0	0	0

Lämpimän käyttöveden osuus voidaan arvioida kesä- elokuun keskimääräisen kulutuksen perusteella. Edellytyksenä on, että rakennuksen lämmitys ei ole ollut päällä. [Motiva, rakennuksen lämmitysenergian normitus]

Lämpimän veden osuus vedenkulutuksesta 40 % asuinrakennuksissa ja 30 % muissa rakennuksissa.

p vesi 1000 kg/m³
 c.p. vesi 4,2 kJ/kgK
 T lämmin 55 °C
 T kylmä v 5 °C
 muunnos 3600 kJ -> kWh

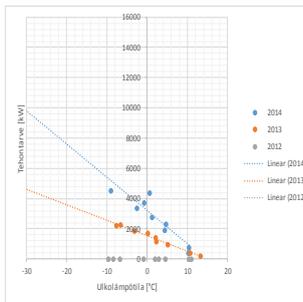


Kuukauden keskimääräinen lämmitysteho

Kuukausi	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Tammikuu	4556,154661	2296,53	0	0	0	0	0
Heinäk.	3717,66494	1879,26	0	0	0	0	0
Maalisk.	4387,115032	2212,01	0	0	0	0	0
Huhtik.	2303,231522	1170,68	0	0	0	0	0
Toukok.	422,1083226	229,502	0	0	0	0	0
Kesäku.	0	0	0	0	0	0	0
Heinäku.	0	0	0	0	0	0	0
Eloku.	0	0	0	0	0	0	0
Syysku.	73,79191398	55,3439	0	0	0	0	0
Lokaku.	791,7215222	414,924	0	0	0	0	0
Marrask.	1920,531656	978,714	0	0	0	0	0
Jouluku.	2768,200789	1403,16	0	0	0	0	0
Yhteensä	3401,900108	1719,4	0	0	0	0	0

Kuukauden keskilämpötilat

Kuukausi	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Tammikuu	-8,9	-6,5	-6,7	-6,4	-14,2	-5,5	-1,4
Heinäk.	-0,7	-3,1	-9,6	-12,8	-10,2	-6,2	-0,9
Maalisk.	0,7	-7,6	-0,8	-2,4	-3,3	-2,4	-1,9
Huhtik.	4,7	2,3	3	5,5	4,3	3,8	5,6
Toukok.	10,3	13,3	11	10,4	11,4	11,2	10,1
Kesäku.	12,8	17,1	13,4	16,7	14,5	13,6	13,9
Heinäku.	19,2	16,9	17,6	20,2	22	16,7	16,1
Eloku.	16,1	15,5	14,6	16	16,8	15,1	14,1
Syysku.	10,5	10,7	10,5	11,9	10,6	11,4	8,8
Lokaku.	4,5	5,2	4,6	6,2	3,4	2,1	6,8
Marrask.	1,3	2,2	2,1	3,5	-2,6	1,3	1,1
Jouluku.	-2,4	0,2	-8,3	0,8	-10,9	-7,6	-0,7



Kuukauden keskimääräinen lämmitysteho [kW]	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Y-akselin leikkauspiste [kW]	-220,1	-102,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Laskennallinen lämmitysraja [°C]	14,5	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tehontarve mittaus [kW]	9569,16	4526,06	0	0	0	0	0
Tähtien lämmitysteho [kW]	7047,61						
Maksimi [kW]	9569,16						
Käyttöveden lämmitysteho keskim. teho [kW]	249,538						
huipputeho [kW]	1247,69						
Kokonaistehontarve [kW]	10816,85						

Kuva 24. Laskentaohjelman lämmitysenergian normitus.

Kuvassa 24 sinisellä olevat solut ovat laskentaohjelmaan syötettäviä lähtötietoja ja vihreät ovat tuloksia. Vasemmalla ylhäällä olevassa taulukossa on rakennuksen kokonaislämmitysenergian kulutukset kuukausittain. Ylhäällä oikealla olevassa taulukossa on käyttöveden kulutukset kuukausittain. Muut taulukot ovat lämmitystarpeen normeeraukseen tai lämmitystehon laskentaan liittyviä välivaiheita tai tuloksia. Kaikki taulukot on haluttu jättää näkyviin, jotta välivaiheiden tarkastaminen ja laskentamenetelmän avoimuus säilyisivät.

4.3.3 Käyttöveden lämmitystehon arviointi

Lämpimän käyttöveden mitoitus-teho määritetään lämpimän käyttöveden mitoitusvirtaaman perusteella. Jos käyttöveden mitoitusvirtaama on alle $0,5 \text{ dm}^3/\text{s}$ on

$$\Phi_{\text{käyttövesi}} = 0,35 \times q_{lv} \times \rho \times c_p \times \Delta T - 14,1 \text{ kW}, \quad (10)$$

jossa $\Phi_{\text{käyttövesi}}$ on käyttöveden lämmitysteho [kW], q_{lv} on käyttöveden mitoitusvirtaama [dm^3/s], ρ on veden tiheys $55 \text{ }^\circ\text{C}$ lämpötilassa ($=0,986 \text{ kg}/\text{dm}^3$), c_p on veden ominaislämpötilassa $32,5 \text{ }^\circ\text{C}$ ($=4,18 \text{ kJ}/\text{kg K}$) ja ΔT on lämpimän ja kylmän käyttöveden lämpötilojen erotus mitoituslämpötiloilla $55/10 \text{ }^\circ\text{C}$, eli $\Delta T=45 \text{ }^\circ\text{C}$. Jos mitoitusvirtaama on yli $0,5 \text{ dm}^3/\text{s}$, on käyttöveden mitoitus-teho. (Suomen Kaukolämpö ry 1998)

$$\Phi_{\text{käyttövesi}} = 0,2 \times q_{lv} \times \rho \times c_p \times \Delta T. \quad (11)$$

Jos rakennuksesta ei ole tiedossa käyttöveden mitoitusvirtaamaa, voidaan käyttöveden lämmitysteho arvioida rakennuksen käyttöveden lämmitysenergian kulutuksen ja käyttöaikojen perusteella. Käyttöveden lämmitysenergian tarve voidaan määrittellä käyttöveden huipunkäyttöaikojen perusteella (Suomen Kaukolämpö ry 1998 s. 16) kaavalla

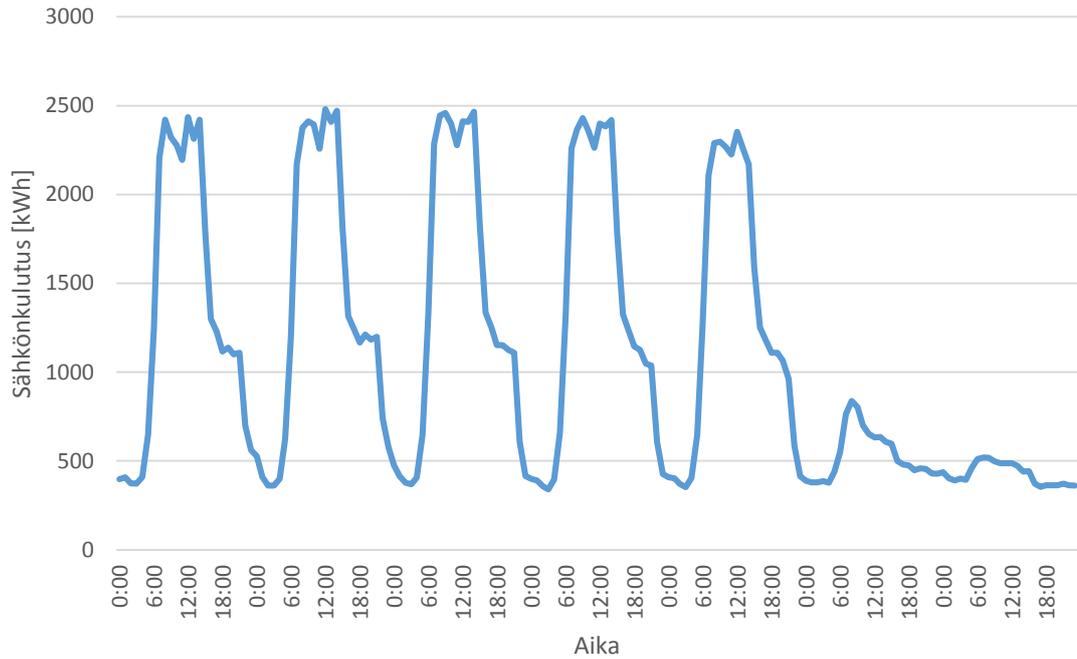
$$Q_{\text{käyttövesi}} = \Phi_{\text{käyttövesi}} \times t, \quad (12)$$

jossa $Q_{\text{käyttövesi}}$ on käyttöveden lämmitysenergian tarve [kWh] ja t on huipunkäyttöaika [h]. Kaavalla (10) voidaan vastaavasti määrittellä käyttöveden lämmitysteho kaavalla

$$\Phi_{\text{käyttövesi}} = \frac{Q_{\text{käyttövesi}}}{t}, \quad (13)$$

kun käyttöveden lämmitysenergian tarve ja huipunkäyttöaika on tiedossa.

Huipunkäyttöaika t saadaan määritettyä esimerkiksi kiinteistön käyttöaikojen perusteella. On oletettu, että käyttöveden kulutus ja sähkönkulutusprofiili ajoittuvat samalle ajalle. Tällainen oletus voidaan tehdä, koska käyttöveden kulutusta ei ole silloin kun kiinteistöissä ei ole käyttäjiä. Kiinteistön käyttöajat saadaan määritettyä sähkön kulutusprofiilin perusteella, joka on saatu sähkönkulutuksen tuntidatan perusteella. Tyypillisen viikon sähkönkulutusprofiili on annettu kuvassa 25.



Kuva 25. Sähkön kulutusprofiili tavanomaisena viikkona kiinteistöissä.

Kuvasta 25 nähdään, että kiinteistön kulutus ajoittuu arkipäiville klo 6:00-21:00 väliselle ajalle. Suurin kulutus on kuitenkin klo 7:00-15:00 välisenä aikana. Näin ollen voidaan olettaa myös käyttöveden kulutuksen ajoittuvan tälle ajalle. Käyttöveden huipunkäyttöaika viikossa on 40 tuntia viikossa ja keskimäärin 172 tuntia kuukaudessa. Kaavan (13) perusteella saadaan käyttöveden lämmitystehon tarve ja kokonaistehon tarve saadaan kaavalla

$$\Phi_{\text{lämmitys}} = \Phi_{\text{rak.lämmitys}} + \Phi_{\text{käyttövesi}} \quad (14)$$

Kaavojen (13) ja (14) perusteella saadaan käyttöveden ja kokonaistehon tarpeeksi taulukon 28 tulokset.

Taulukko 28. Käyttöveden lämmitysteho ja kokonaistehon tarve.

	Yksikkö	Rakennus 1	Rakennus 2	Yhteensä
Käyttöveden kulutus	MWh	62	85	148
Huipunkäyttöaika	h	172	172	172
Käyttöveden lämmitysteho	kW	363	496	860
Rakennuksen lämmitysteho	kW	1663	1754	3417
Teho yhteensä	kW	2026	2250	4276

Käyttöveden lämmitystehon tarpeeseen tulee suhtautua varauksella, koska todellista käyttöveden huipunkäyttöaikaa ei ole saatavissa. Saatu tulos on kuitenkin riittävän tarkka, jotta voidaan määrittää peruskuorman kattilan teho. Mikäli käyttöveden lämmitystehon

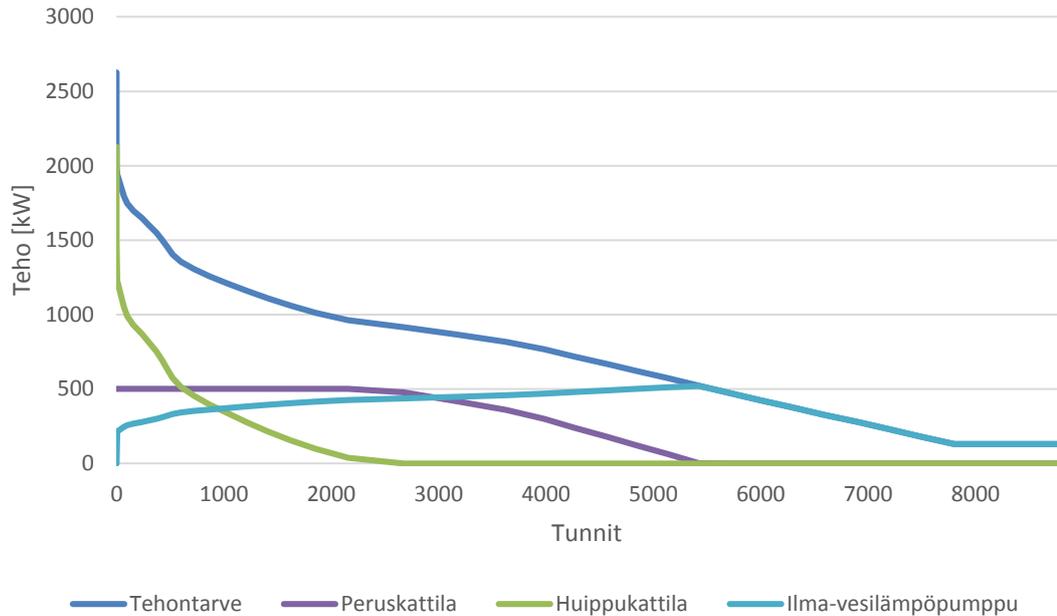
tarve on tässä arvioitua suurempi, vaikuttaa se huipputehon kattilan mitoitukseen. Peruskuorman kattilan mitoitukseen sillä ei ole juurikaan merkitystä.

4.3.4 Lämmitystarpeen jakaminen eri tuotantomuodoille

Hybridilämmitysjärjestelmissä käytetään useampaa kuin lämmitysjärjestelmää lämmitysenergian tuottamiseen. Näissä tapauksissa tulee arvioida, kuinka suuri osa lämmitysenergiasta tuotetaan eri tuotantomuodoilla. Laskentaohjelmassa tehdään tämä arviointi pysyvyyskäyrän perusteella. Pysyvyyskäyrässä on järjestetty tehontarpeet suuruusjärjestykseen ajan funktiona. Esimerkki laskentaohjelmaan syötettävistä tiedoista on esitetty kuvassa 26 ja pysyvyyskäyrästä lämmöntuotannossa kuvassa 27.

Lähtötiedot					
Tulokset					
Kustannusten syöttö ilman ALVia					
Korkokanta	5,0 %				
Lopullinen energiantarve					
	Max. Tehontarve [kW]	Huippukäyttöaika [h/a]	Energiantarve [kWh/a]		
Lämmitys	1 754,0	2 738	4 803 000		
Käyttövesi	496,0	2 310	1 146 000		
Yhteensä	2 250,0	2 644	5 949 000		
Kattilan mitoitus					
	Huipputeho [kW]	Pienin osakuorma % huipputehosta	Tuotettu lämpö [kWh]	Huippukäyttöaika [h]	Osuus lämmöntuotannosta
Ilma-vesilämpöpumppu	500		3173646	6347	53,3 %
Peruskattila 1	0,0	0,0 %	0	#DIV/0!	0,0 %
Peruskattila	500,0	10,0 %	1976959	3954	33,2 %
Huipputehon kattila	1750,0		798396	456	13,4 %
			5949000		
Ilma-vesilämpöpumppu					
Huipputeho	500,0 kW				
Huipputehon lämpötila	7,0 °C				
Huipputehon COP	3,5			1 1	
Poiskytkenän lämpötila	-20,0 °C				
Poiskytkenän COP	1,5				
Tuotettu lämpö	15018,8				
Kulutettu sähkö	5237,0				
Keskimääräinen COP	2,9				

Kuva 26. Laskentaohjelmaan syötettävät tiedot lämmitystehoista.



Kuva 27. Esimerkki eri vaihtoehtojen lämmöntuotannosta pysyvyyskäyrällä.

Kuvien 26 ja 27 esimerkissä on käytetty kolmea eri lämmöntuotantomuotoa. Kuvan tapauksessa käytetään ensisijaisesti lämmöntuotantoon ilma-vesilämpöpumppua. Kun lämpöpumpun teho ei riitä tuottamaan riittävästi lämpöä, tulee peruskattila mukaan lämmöntuotantoon. Suurimmilla tehontarpeilla tarvitaan lisäksi huipputehon kattilaa. Kolmen eri lämmöntuotannon yhdistelmä on melko harvinainen, mutta laskentaohjelmalla on mahdollista vertailla myös tällaisia kombinaatioita.

Pysyvyyskäyrä on toteutettu Suomen rakentamismääräyskokoelmasta löytyvistä lämpötilan pysyvyystaulukoista. Eri järjestelmille on määritetty maksimitehot eri tilanteissa. Esimerkiksi peruskuorman kattilalle on mahdollista antaa minimi- ja maksimiteho. Ilma-vesilämpöpumpulla laskenta on monimutkaisempi, koska lämpöpumpun teho putoaa lämpötilan laskiessa. Laskennassa voidaan antaa ilma-vesilämpöpumpulle maksimiteho määritetyssä lämpötilassa ja poiskytkennän lämpötila sekä COP molemmissa lämpötiloissa. Ilma-vesilämpöpumpun tehon oletetaan olevan lineaarisesti laskeva näiden lämpötilojen välillä. Tämä menetelmä antaa samansuuntaisia tuloksia, kuin esimerkiksi Hedia -mitoitushjelma (2015), joten menetelmää voidaan pitää luotettavana. Todellisuudessa ilma-vesilämpöpumpun teho ei laske aivan lineaarisesti, mutta tällä menetelmällä saadaan riittävän luotettavat tulokset.

Kuvassa 27 nähdään selvästi, kuinka ilma-vesilämpöpumpun tuotanto tippuu suurimmilla tehontarpeilla. Tämä on tyypillistä ilma-vesilämpöpumpuille, kuten luvussa 3 todettiin. Tässä tapauksessa ilma-vesilämpöpumpun maksimiteho on noin neljännes maksimitehontarpeesta, mutta sillä voidaan silti tuottaa noin 53 % lämmitysenergiasta. Noin 33 % lämmitystarpeesta saadaan tuotettua peruslämmön kattilalla ja loput 13 % huipputehon kattilalla. Tämä on vain esimerkki mitoituksista, eikä välttämättä ole optimaalinen tulos,

kun otetaan laitteiden investointikustannukset huomioon. Optimaalinen laitteiden mitoit-
tus saadaan kokeilemalla eri vaihtoehtoja ja syöttämällä niillä tuotetut energiat laskenta-
ohjelmaan.

4.4 Jäähdytysjärjestelmien valinta

Jäähdytysenergiankulutus ja tehontarve annetaan laskentaohjelmaan lähtötietoina. Avuksi voidaan käyttää luvussa 2 olevaa taulukkoa 1. Tarkemmin jäähdytystehon tarpeet ja jäähdytysenergiankulutus saadaan simuloimalla. Suuntaa-antavat simuloinnit voidaan tehdä esimerkiksi IDA-ESBO (2013) sovelluksella, joka soveltuu tähän tarkoituksen erin-
omaisesti. IDA-ESBO:lla saadaan erityyppisille rakennuksille tyypillinen energiankulu-
tus. Tämä riittää vertailun pohjaksi eikä tarkempia vertailuja tarvita. Kun lopullinen va-
linta jäähdytysjärjestelmästä tehdään, on jäähdytysjärjestelmän mitoituksen kannalta tar-
peellista tehdä tarkempi simulointi esimerkiksi IDA-ICE -ohjelmalla.

Simuloinnin tuloksena saatu jäähdytystehon tarve ja jäähdytysenergian tarve syötetään
laskentaohjelmaan. Tehontarpeen perusteella valitaan sopivat laitteet ja syötetään ohjel-
maan näiden laitteiden investointikustannukset, SEER-luvut ja investointikustannukset.
Lisäksi jos laitteella on mahdollista tuottaa myös lämmitysenergiaa, syötetään laskentaan
osuus rakennuksen kokonaislämmitysenergian kulutuksesta, joka saadaan luvussa 4 esi-
tetytyn pysyvyysskäyrään perustuvan tekniikan avulla. Myös laitteiden operointikustannuk-
set ja huoltokustannukset arvioidaan samoin kuin lämmitysjärjestelmillä. Näiden tietojen
perusteella ohjelma laskee jäähdytyksen operointikustannukset, pääomakustannukset ja
energiakustannukset.

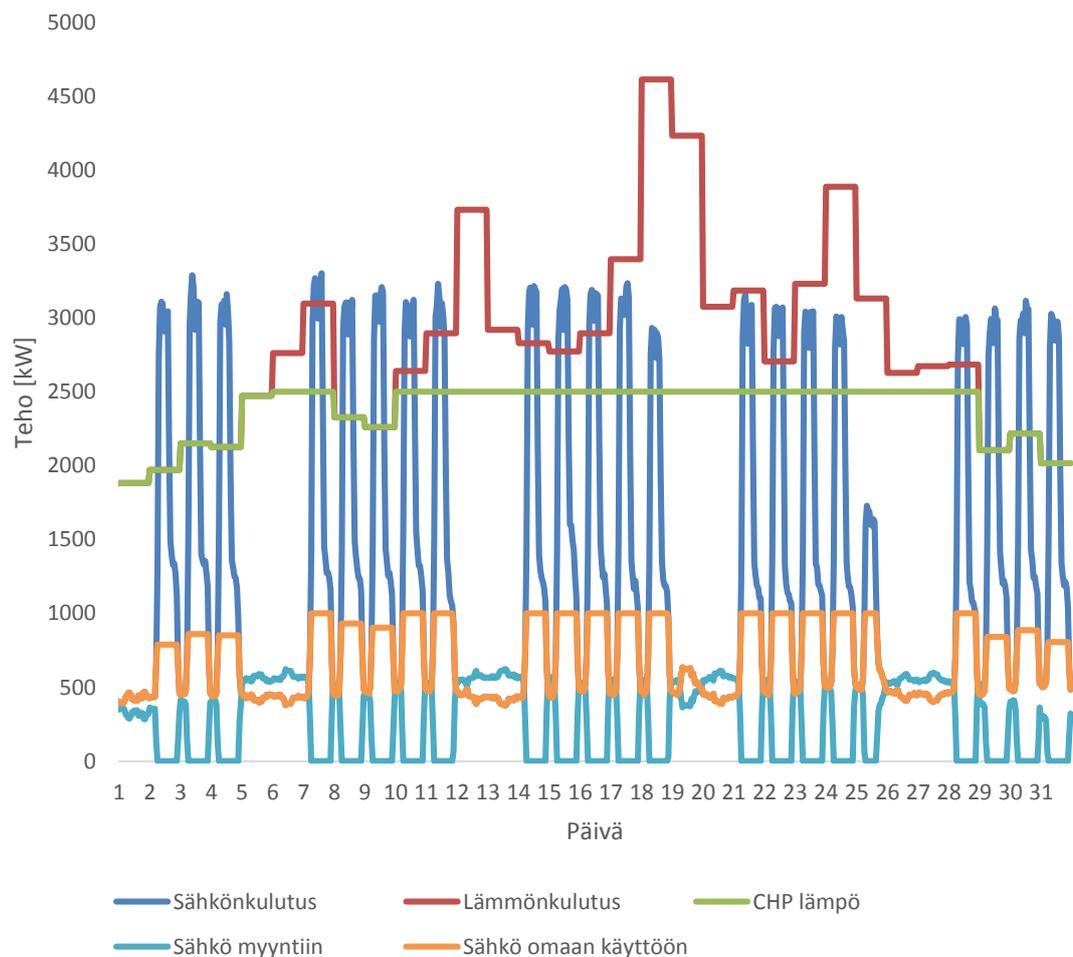
Case-rakennuksen tarvittava jäähdytysenergian määrä on arvioitu taulukon 1 ja IDA-
ESBO:lla tehdyn simuloinnin perusteella. Taulukon 1 perusteella toimistotalon jäähdy-
tystehon tarve on 30–70 W/m² ja vastaavasti jäähdytysenergian kulutus on
15–50 kWh/m². Näitä arvoja voidaan pitää ylä- ja alarajana jäähdytykselle. Tarkempi ar-
vio on tehty IDA-ESBO:lla simuloimalla jäähdytysenergian kulutus tyypillisen toimisto-
talon arvoilla. Rakennuksen geometriat ovat IDA-ESBO -mallin mukaiset. Mallin U-ar-
vot on laitettu vastaamaan rakennuksen todellisia U-arvoja. Näin tehdyllä mallilla saa-
daan riittävän tarkat tulokset työn onnistumisen kannalta. Rakennusprosessin myöhem-
mässä vaiheessa saadaan tarkemmat arviot jäähdytysenergian kulutuksesta. Jos arvot
poikkeavat paljon tässä arvoiduista, vaikuttaa se eniten laitteiden mitoitukseen. Laitteiden
hinnat skaalautuvat lähes suoraan tehon mukaan, joten kannattavuustarkastelun kannalta
ei ole suurta merkitystä, vaikka tässä tehdyt arviot hieman muuttuisivat.

4.5 Sähköntuotantojärjestelmien valinta

Sähköntuotantojärjestelmien valinnassa on tärkeää tietää rakennuksen todellinen sähkön-
kulutusprofiili ja sähkön pohjakuorma. Näiden ominaisuuksien perusteella voidaan tehdä

johtopäätöksiä siitä, minkä tehoiseen sähköntuotantolaitteistoon kannattaa investoida. Sähköntuotantojärjestelmän kannattavuutta vertailtaessa tulee tietää, kuinka suuri osa sähköstä voidaan käyttää itse ja kuinka suuri osa on mahdollista myydä sähköverkkoon. Tätä varten tarvitaan sähkön kulutusprofiili ja tuotantoprofiili. Kulutusprofiili saadaan toteutuneesta kulutuksesta. Uudisrakennuksilla voidaan käyttää esimerkiksi samantyyppisen rakennuksen kulutusprofiilia. Sähkön tuotantoprofiili riippuu sähköntuotantomuodosta. Esimerkiksi CHP-laitoksella, jota ajetaan lämmöntarpeen mukaan, riippuu sähkön tuotantomäärä ulkolämpötilasta ja käyttöveden kulutuksesta.

Ylijäämä sähköä syntyy tilanteissa, joissa sähkön tuotantoa on enemmän kuin kulutusta. Esimerkiksi aurinkosähkön tuotannossa tällaisia tilanteita syntyy aurinkoisina kesäviikonloppuina, kun kiinteistössä ei ole juurikaan kulutusta, mutta aurinkosähkön tuotanto on huipussaan. Pien-CHP -laitoksissa ylijäämä sähköä syntyy sen sijaan talvella öisin ja viikonloppuisin, kun lämmöntarve on suuri, mutta sähköntarve vähäinen. Kuvassa 28 on annettu esimerkki, miltä sähkön tuotanto ja kulutus voisivat näyttää pien CHP-tuotannossa.



Kuva 28. Esimerkki Pien-CHP:lla tuotetun sähkön ja lämmön käytöstä.

Kuvassa 28 on kuvattu tilanne, jossa pien-CHP:lla saadaan tuotettua suurin osa lämmöstä. Kuvan 28 tapauksessa tarvitaan myös huipputehontuotantoa silloin, kun lämmönkulutus on suurempaa kuin CHP-lämmöntuotanto. Sähköntuotannon on oletettu olevan 40 % maksimilämpötehosta. Sähköntuotannon vaihtoehtojen tarkastelussa arvioidaan tällä menetelmällä, kuinka suuri osuus sähköntuotannosta voidaan käyttää itse ja kuinka paljon sähköä voidaan myydä.

Laskentaohjelmassa annetaan sekä sähkön ostolle että myynnille omat hinnat. Lisäksi on mahdollista antaa sähkön myyntitariffi. Laskentaohjelmaan on syötettävä sähkön hintatiedot, jotka saadaan tyypillisesti lähtötietoina tarkasteltavan kohteen omistajalta. Tässä työssä on käytetty keskimääräistä sähkön hintaa yritysasiakkaille, mikä oli vuonna 2014 keskimäärin noin 90 €/MWh (Tilastokeskus 2014a). Sähkön myynnistä saatava korvaus vaihtelee riippuen sähköyhtiöstä, mutta esimerkiksi Fortumin mallissa sähkön pientuottajille maksetaan sähköstä Spot-hintaa vähennettynä 24 €/MWh marginaalilla. Vuonna 2013 sähkön Spot-hinta on ollut noin 36 €/MWh (Nordpool 2014), joten sähkön myynnistä saatava hyöty olisi vuonna 2013 ollut 12 €/MWh (0 % ALV). Suuremmilla sähkön tuotantovolyyymeillä sähkön myynnistä saatava hyöty paranee. Parhaimmillaan sähkön myynnistä voi saada Spot-hinnan vähennettynä 3-4 € marginaalilla. Tällöin sähkön myynnistä saatu korvaus vuonna 2013 olisi ollut noin 32 €/MWh.

Sähkön ostohintaan verrattuna myynnistä saatava korvaus on pieni. Käytännössä voi tulla esiin tilanteita, jolloin pien-CHP:lla tuotettua sähköä ei kannata myydä verkkoon ollenkaan, vaan on järkevämpää pienentää sähköntuotantoa, koska sähkön myyntihinta on pienempi tai yhtä suuri kuin muuttuvat kustannukset pien-CHP tuotannossa. Vaihtoehtoisesti voidaan myös lisätä omaa sähkönkulutusta, jos löydetään sopiva kohde. Sähkön varastointi akkuihin on periaatteessa mahdollista, mutta käytännössä investointikustannus muodostuisi todella suureksi. Kuvan 28 kulutusprofiilista nähdään, että sähköä syntyy myytäväksi erityisesti öisin ja viikonloppuisin. Juuri näinä ajankohtina sähkön Spot-hinta on matalimmillaan, mikä entisestään heikentää investoinnin kannattavuutta. Tällaisessa tapauksessa voikin olla tarkoituksenmukaista käyttää koko vuoden Spot-keskihinnan sijasta yöaikaista Spot-keskihintaa. Tämän tiedon saaminen on kuitenkin työläämpää, kuin käyttää suoraan keskimääräistä Spot-hintaa.

CHP-laitosten lämmöntuotanto arvioidaan samoin kuin lämmitysjärjestelmien lämmitysenergiantuotanto eli pysyvyyskäyrän perusteella. Lisäksi sähköntuotantojärjestelmistä tulee antaa ohjelmaan investointikustannukset, operointikustannukset ja huoltokustannukset. Näiden kustannusten arviointi tehdään samalla menetelmällä kuin lämmitysjärjestelmissä. Näiden tietojen perusteella saadaan laskettua eri sähköntuotantojärjestelmien operointikustannukset, pääomakustannukset ja energiakustannukset.

4.6 Taloudellisen kannattavuuden arviointi

Eri vaihtoehtojen taloudellisen kannattavuuden arviointi tehdään laskentamenetelmässä annuiteettimenetelmällä ja elinkaarikustannusten arvioinnilla. Annuiteettimenetelmän etuna on, että energian kokonaishinta saadaan arvioitua yksikössä €/MWh. Tällöin voidaan helposti verrata suoraan energian hinnan mukaan esimerkiksi kaukolämpöä ja hake- lämmitystä. Elinkaarikustannusten arvioinnilla taas saadaan arvioitua nimen mukaisesti koko elinkaaren aikana tulevat kokonaiskustannukset. Elinkaarikustannuksissa voidaan myös ottaa huomioon polttoaineiden hintojen kehitys.

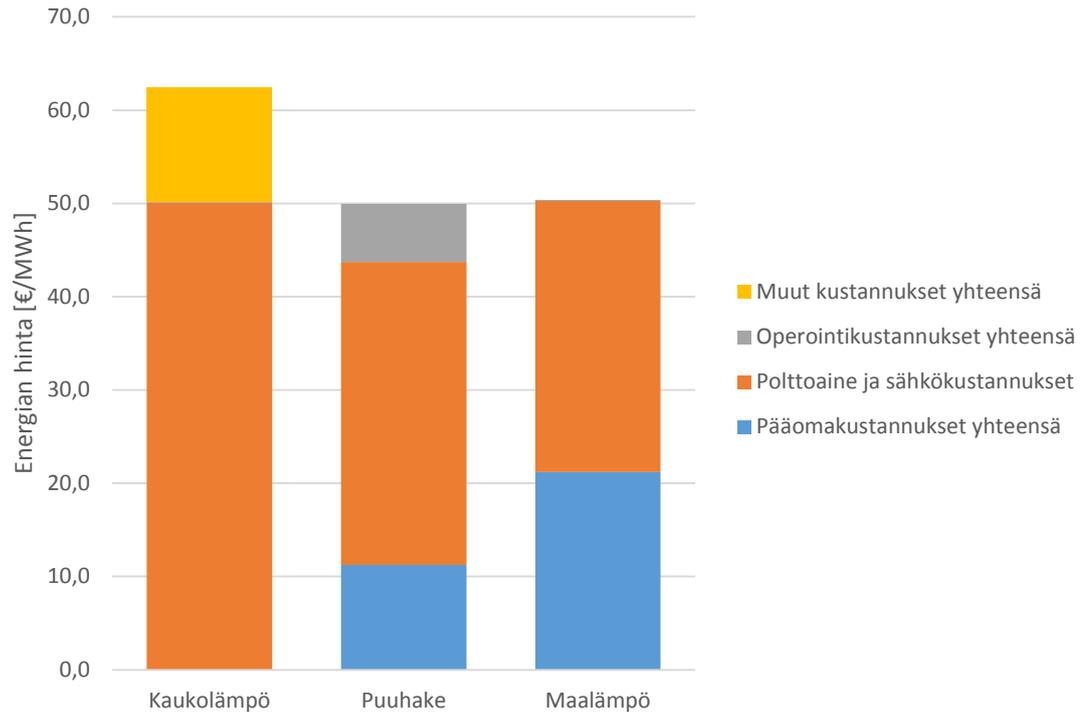
4.6.1 Annuiteettimenetelmä

Annuiteettimenetelmässä muutetaan investointikustannus vuotuisiksi pääomakustannuk- siksi. Menetelmän etuna on se, että eri järjestelmien energiakustannuksia ja kustannusra- kenteita saadaan verrattua. Lisäksi saadaan laskettua energian yksikkökustannus muo- dossa €/MWh. Näin voidaan yksinkertaisesti verrata eri tuotantomuotojen energian ko- konaishintoja toisiinsa. Annuiteettimenetelmässä vuosittaiset pääomakustannukset laske- taan kaavalla

$$A = \frac{r \times (1+r)^{n \times P}}{(1+r)^n - 1}, \quad (15)$$

jossa A on annuiteetti, r korko, n pitoaika ja P investointikustannus. Annuiteettimenetel- mässä oletetaan, että maksut erääntyvä kuukausittain, jolloin korko r on vuosikorko jaet- tuna kahdellatoista. Vastaavasti pitoaika n on pitoaika vuosina kertaa kaksitoista. Pitoaika riippuu tuotantomuodosta. Suurimmalle osalle tuotantomuodoista voidaan käyttää 20 vuoden pitoaikaa. Aurinkolämmölle ja aurinkosähkölle voidaan käyttää esimerkiksi 25 vuoden pitoaikaa, koska niiden tekninen käyttöikä on selvästi kattilalaitoksia pidempi. Sen sijaan pien-CHP -laitoksille voi olla tarpeenmukaista käyttää lyhempää esimerkiksi 15 vuoden pitoaikaa, koska näiden tekniikoiden pitkän ajan toiminnasta ei ole vielä täyttä varmuutta.

Yksi annuiteettimenetelmän eduista on, että saadaan verrattua eri energiamuotojen kus- tannusrakenteita. Kustannusrakenteita voidaan verrata esimerkiksi pylväsdiagrammin avulla. Kuvassa 29 on annettu esimerkki kaukolämmön, maalämmön ja hakelämmityksen kustannusrakenteista.



Kuva 29. Esimerkki laskentaohjelman antamasta kustannusrakenteesta.

Kuvasta 29 nähdään, että puuhakkeella ja maalämmöllä tuotettu energian kokonaishinta on lähes sama, mutta kustannusrakenne on hyvin erilainen. Maalämmössä pääomakustannukset ovat suuremmat johtuen suuremmasta investointikustannuksesta, mutta operointikustannukset ovat olemattoman pienet. Hakelämmityksessä operointikustannukset lisäävät energian kokonaishintaa noin 6 €/MWh:lla. Kaukolämmössä ei ole tässä tapauksessa ollenkaan pääomakustannuksia eikä operointikustannuksia, mutta perusmaksut nostavat energian hintaa noin 12 €/MWh:lla.

Annuiteettimenetelmällä saadaan tässä kuvatulla menettelyllä arvokasta tietoa eri energian tuotantomuotojen kustannuksista päätöksentekoa varten. Annuiteettimenetelmässä ei oteta kuitenkaan huomioon polttoaineiden hinnan muutoksia. Tämän vuoksi on järkevää tarkastella kokonaiskustannuksia myös vertailemalla elinkaarikustannuksia.

4.6.2 Elinkaarikustannukset

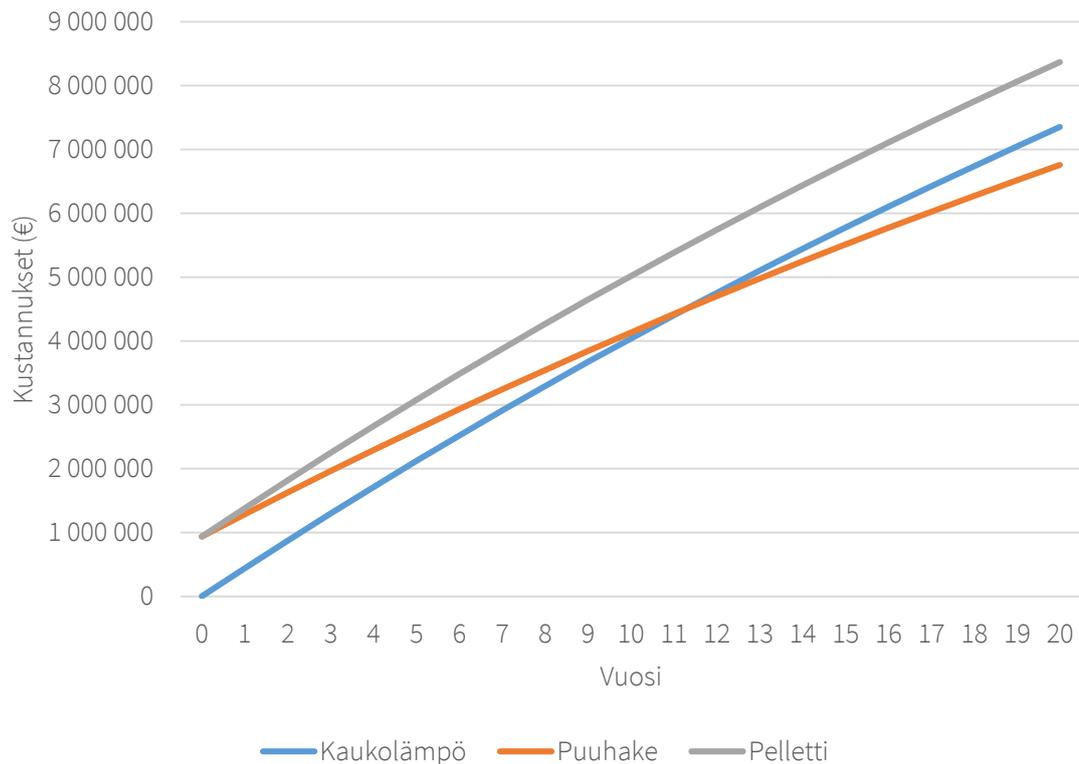
Elinkaarikustannusten laskennassa eli nettonykyarvomenetelmässä jokaisena vuotena syntyvät menot diskontataan nykyhetkeen. Lisäksi otetaan huomioon polttoaineiden hintojen nousu. Tässä tapauksessa elinkaarikustannukset vuotena n lasketaan kaavalla

$$LCC_n = LCC_{n-1} + (\sum_i P_{pa,i} \times (1 + r_{pa,i})^n + P_{muu,i}) / (1 + r)^n, \quad (16)$$

jossa LCC_n (Life Cycle Costs) on elinkaarikustannukset vuotena n , P_{pa} polttoaineiden tai sähkön vuosikustannus, r_{pa} polttoaineen vuotuinen reaali hinnan muutos, P_{muu} muut

vuotuiset kulut ja r laskentakorkokanta. Elinkaarikustannusten laskennassa voidaan diskontata nominaaliset kassavirrat nominaalisella tuottovaatimuksella tai reaaliset kassavirrat reaalisella tuottovaatimuksella. Case-tapauksessa on valittu reaaliset kassavirrat ja reaalin tuottovaatimus korkokannaksi. Korkokannaksi tulee valita tuottovaatimus, joka hyväksytään inflaation ollessa nolla (Kanniainen 2013). Elinkaarikustannusten laskennassa LCC_0 on investointikustannus.

Elinkaarikustannuksien avulla laskentaohjelma piirtää kuvaajan, josta nähdään selkeästi eri vaihtoehtojen kannattavuudet. Eri lämmitysvaihtoehtojen vertailun elinkaarikustannukset voisivat olla esimerkiksi kuvan 30 mukaiset.



Kuva 30. Esimerkki elinkaarikustannusten vertailusta.

Kuvan 30 tapauksessa nähdään, että 20 vuoden elinkaarikustannusten perusteella puuhakelämmitys on edullisin vaihtoehto. Kuvasta nähdään myös investoinnin takaisinmaksuaika, joka löytyy puuhake- ja kaukolämpökäyrien leikkauspisteistä. Tässä tapauksessa puuhake vaihtoehdon takaisinmaksuaika kaukolämpöön verrattuna on noin 11 vuotta. Laskentamenetelmässä voidaan tämän jälkeen kokeilla erilaisia korkokantoja ja hintaskenaarioita ja katsoa, kuinka lopputulokset muuttuvat eri vaihtoehdoilla. Tällainen herkkyystarkastelu on tärkeää, koska joissakin tapauksissa esimerkiksi korkokannan muutos voi muuttaa lopputuloksia. Myös muille lähtötiedoille on syytä kokeilla erilaisia lähtöarvoja, mikäli ei ole varmuutta lähtötietojen oikeista arvoista. Investointikustannuksia voi olla joissakin tapauksissa hankala arvioida, joten on syytä kokeilla, kuinka investointikustannuksen nostaminen tai laskeminen vaikuttaa investoinnin kannattavuuteen.

4.7 Järjestelmien kokonaiskustannukset

Laskennan tärkeimpänä osuutena on yhdistää eri järjestelmien kustannukset kokonaiskustannuksiksi. Tässä vaiheessa tulisi olla tiedossa kaikkien eri järjestelmien kustannukset. Kokonaiskustannukset saadaan yksinkertaisesti laskemalla eri järjestelmien kustannukset yhteen. Energiakustannusten osalta on otettava huomioon, että syötetty energiantuotanto ja energiankulutus ovat yhtä suuret. Lämmitysjärjestelmien osalta tämä tehdään pysyvyyskäyrän perusteella siten, että ohjelma laskee eri järjestelmillä tuotetun energian osuudet siten, että tuotettu energia ja kulutettu energia ovat yhtä suuret.

Ohjelman tulosteena saadaan lämmityskustannukset, jäähdytyskustannukset, sähköntuotantojärjestelmän kustannukset ja kokonaiskustannukset. Mahdollisesti sähkön myynnistä saatava tulo vähennetään sähköntuotantojärjestelmän kustannuksista. Myös ostosähkön korvauksesta saatu hyöty eli sähkölaskun alenema, otetaan huomioon sähköntuotantojärjestelmän kustannuksissa. Sähköntuotantojärjestelmien osalta nähdään suoraan, onko sähköntuotantojärjestelmällä tuotetun sähköenergian hinta pienempi kuin ostettavan sähkön hinta. Jos oman tuotannon hinta on suurempi kuin ostettava sähkö, ei järjestelmä ole kannattava. Myös sähkön hinnan osalta on tässä kohdassa tärkeää vertailla eri sähkön hinnan kehityksen skenaarioita nykytilanteeseen. Laskentaohjelmalla voidaan esimerkiksi selvittää, kuinka paljon sähkön hinnan tulisi nousta, jotta investointi sähköntuotantojärjestelmään olisi kannattavaa.

Kustannusten vertailussa voidaan kokeilla helposti erilaisia kokoonpanoja ja niiden vaikutusta kokonaiskustannuksiin. Lisäksi nähdään erilaisten hintaskenaarioiden vaikutus järjestelmien kannattavuuteen. Myös erilaisia korkokantoja voidaan kokeilla lähtötietoja muuttamalla.

5. KOKONAISKUSTANNUSTEN VERTAILU – CASE ISKU

Tässä luvussa käydään läpi laskentaohjelman toimintaa case-esimerkin avulla. Case-tapauksena on Iskun kaksi suurta teollisuus- ja toimistokiinteistöä Lahdessa. Rakennusten nykyisenä lämmitysmuotona on kaukolämpö ja jäähdytys hoidetaan ilmalauhdutteisilla vedenjäähdytyskoneilla. Tehtaan tuotannossa syntyy puujätettä, joka myydään tällä hetkellä energiantuotantoon. Case-tapauksessa tarkastellaan vaihtoehtoja nykyisille energiantuotantomuodoille ja mahdollisuuksia käyttää syntyvä puujäte omaan energiantuotantoon.

Laskentaohjelman avulla pyritään löytämään kokonaiskustannuksiltaan edullisin vaihtoehto lämmitys-, jäähdytys- ja sähköenergian hankkimiseksi Iskun kiinteistöissä. Laskennassa käytetään lähtötietoina luvussa 4 laskettuja lämmitys- ja jäähdytystehon tarpeita, jotka ovat taulukossa 29.

Taulukko 29. Energiantarpeet laskennassa.

	Tehontarve [kW]	Energiankulutus [MWh]
Lämmitys (Rak. 1)	1 663	5 196
Lämmitys (Rak. 2)	1 754	5 950
Lämmitys yhteensä	3 417	11 145
Jäähdytys (Rak. 1)	500	325
Sähkön pohjakuorma yhteensä	300	-

Laskennassa tarkastellaan myös, onko kannattavampaa tehdä molempiin rakennuksiin erilliset lämmitysjärjestelmät vai keskitetty lämmöntuotanto. Mikäli rakennuksille tehdään yhteinen lämmöntuotanto, tulee rakennusten välille rakentaa lämpöjohto, joka lisää hieman investointikustannuksia. Toisaalta yksi yhteinen lämpölaitos on hieman halvempi ominaiskustannukseltaan kuin kaksi pienempää lämpölaitosta.

5.1 Lämmitysjärjestelmän valinta

Eri lämmitysjärjestelmille on määritetty ominaiskustannukset, joita käytetään laskennassa. Näitä lähtötietoja käytetään perustana lämmitysjärjestelmien valinnalle. Mukaan vertailuun on valittu taulukon 30 lämmitysjärjestelmät.

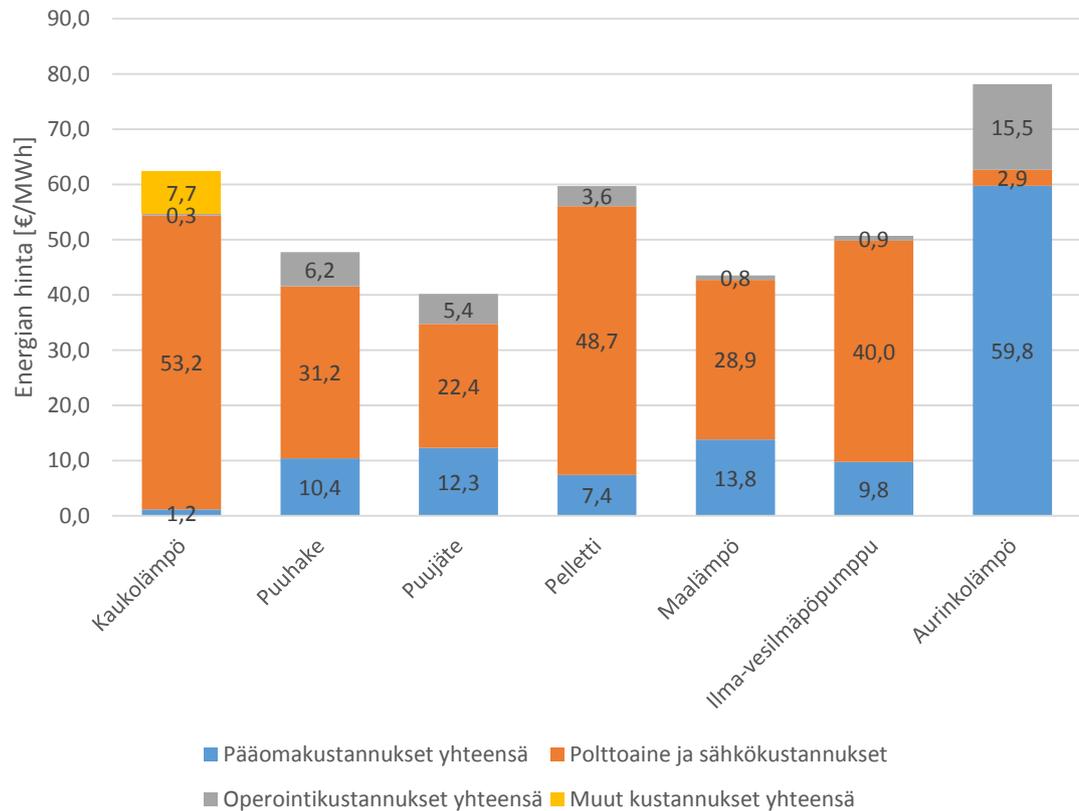
Taulukko 30. Lämmitysjärjestelmät ja niiden investointikustannukset.

	Investointi-kustannus [€/kW]	Energian /polttoaineen hinta [€/MWh]	Lämmöntuotannon hyötysuhde
Kaukolämpö	20	53,2	100 %
Hakelämpölaite (Arinakattila)	400	21,2	80 %
Puujäte lämpölaite (Kaasutuskattila)	600	18	90 %
Pellettilämpölaite	300	37,9	80 %
Maalämpö	1200	90	350 %
Ilma-vesilämpöpumppu	500	90	250 %
Aurinkolämpö	1650	0	-
Öljy	50	70,1	90 %

Valituista järjestelmistä käydään läpi järjestelmiin liittyvät kustannukset. Investointikustannukset on arvioitu budjettitarjousten ja listahintojen perusteella. Näiden perusteella on laskettu tehon mukainen ominaiskustannus (€/kW) eri järjestelmissä. Kustannusten vertailu tehdään ilman arvonlisäveroa. Laskennassa on oletettu, että investoinneille saadaan energiatuki suurimman mahdollisen tukiprosentin mukaan. Investointikustannusten lisäksi on huomioitava, että lämpölaitosten tapauksissa laitoksen perustukset maksavat noin 300 000 €. Lisäksi rakennusten välille tulee rakentaa lämpöputki, mikäli päädytään keskitetyn lämmöntuotannon malliin. Putken rakentaminen maksaa arviolta noin 300 €/m (Energiateollisuus ry 2014), joten 400 metrin putken rakentaminen maksaisi noin 120 000 €.

Kaikissa muissa lämmöntuotantomuodoissa paitsi kaukolämmössä on mukana myös huipputehontuotanto öljykattilalla. Laitosten optimaalinen mitoitus on tehty luvun 4 pysyvyyssäyrään perustuvan mitoituksen avulla.

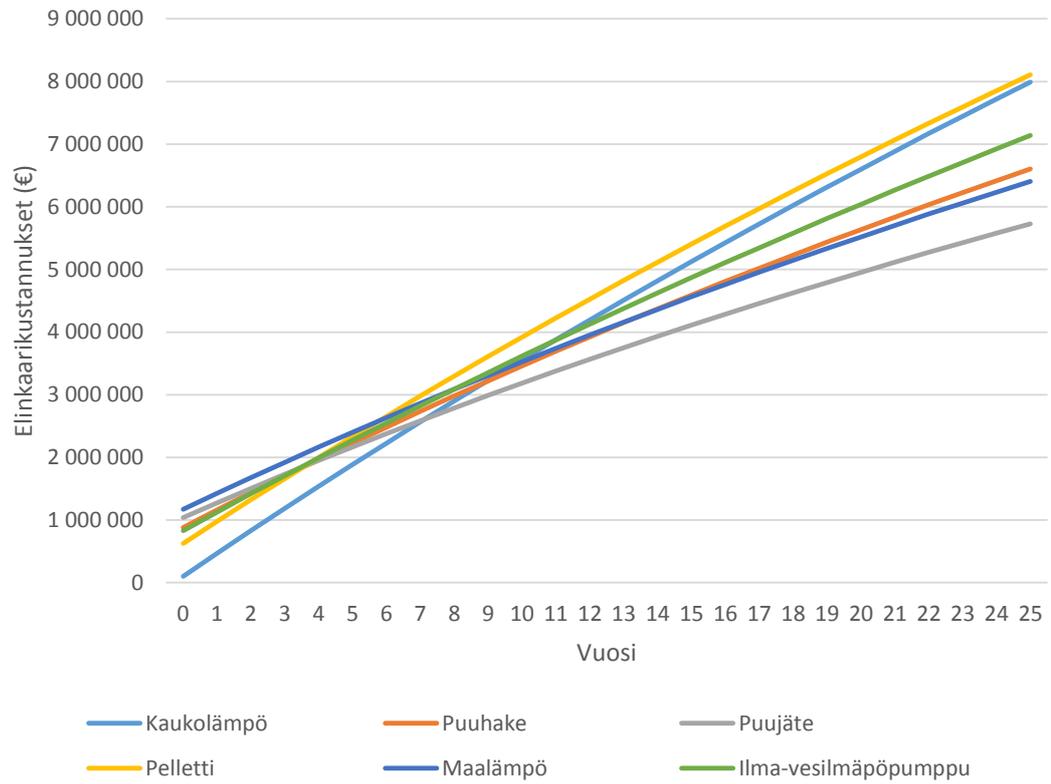
Kaukolämpö on rakennusten nykyinen lämmitysjärjestelmä, johon muiden vaihtoehtojen kustannuksia verrataan. Kaukolämmön investointikustannus koostuu nykyisen järjestelmän peruskorjauksesta. Muiden järjestelmien kustannukset on arvioitu luvussa 3 esitellyjen järjestelmien tietojen perusteella. Lämmitysjärjestelmien kustannusrakenne rakennuksella 2 on kuvan 31 mukainen.



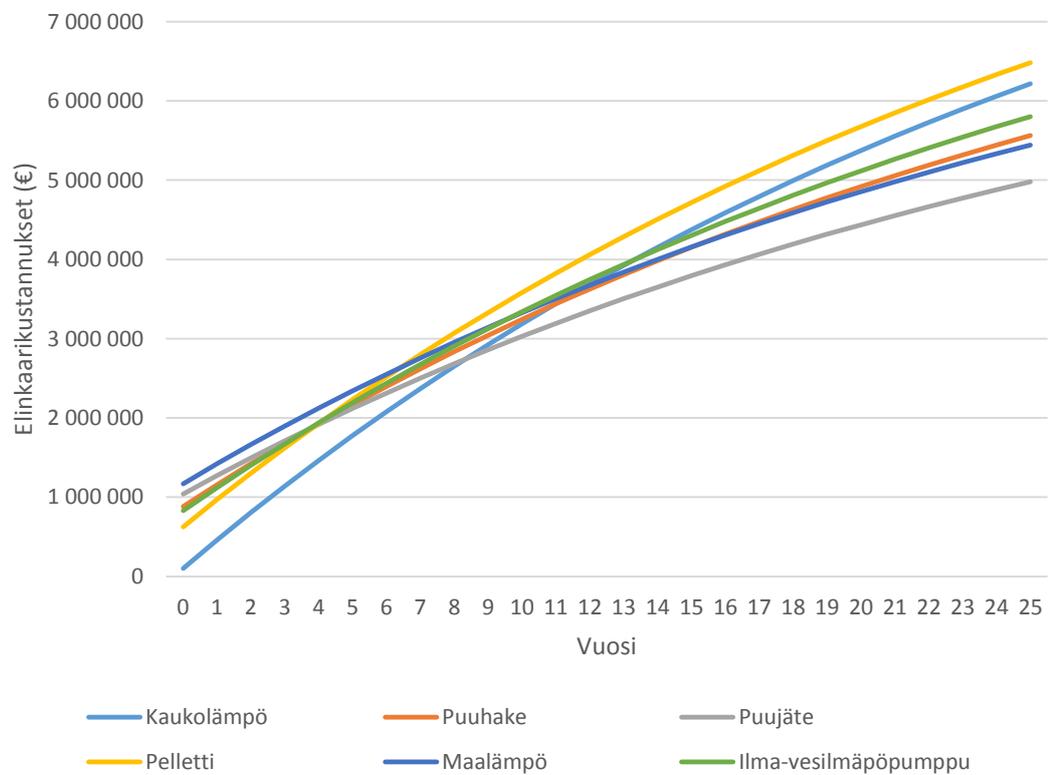
Kuva 31. Lämmitysjärjestelmien kustannusrakenne rakennuksessa 2.

Kuvasta 31 nähdään, että näillä lähtötiedoilla puujätteellä toimiva lämpölaite olisi kaikista edullisin vaihtoehto. Vaihtoehtojen kustannusrakenne poikkeaa toisistaan jonkin verran. Pääsääntöisesti voidaan sanoa, että suuremmalla investoinnilla saadaan pienemmät polttoaine- ja sähkökustannukset. Kuvasta voidaan myös päätellä, että aurinkolämpö ei ole annuiteettimenetelmällä laskettuna kannattava investointi minkään lämmitysjärjestelmän rinnalla, koska pelkästään aurinkolämmön pääomakustannukset ovat suuremmat kuin minkään muun järjestelmän kokonaiskustannukset.

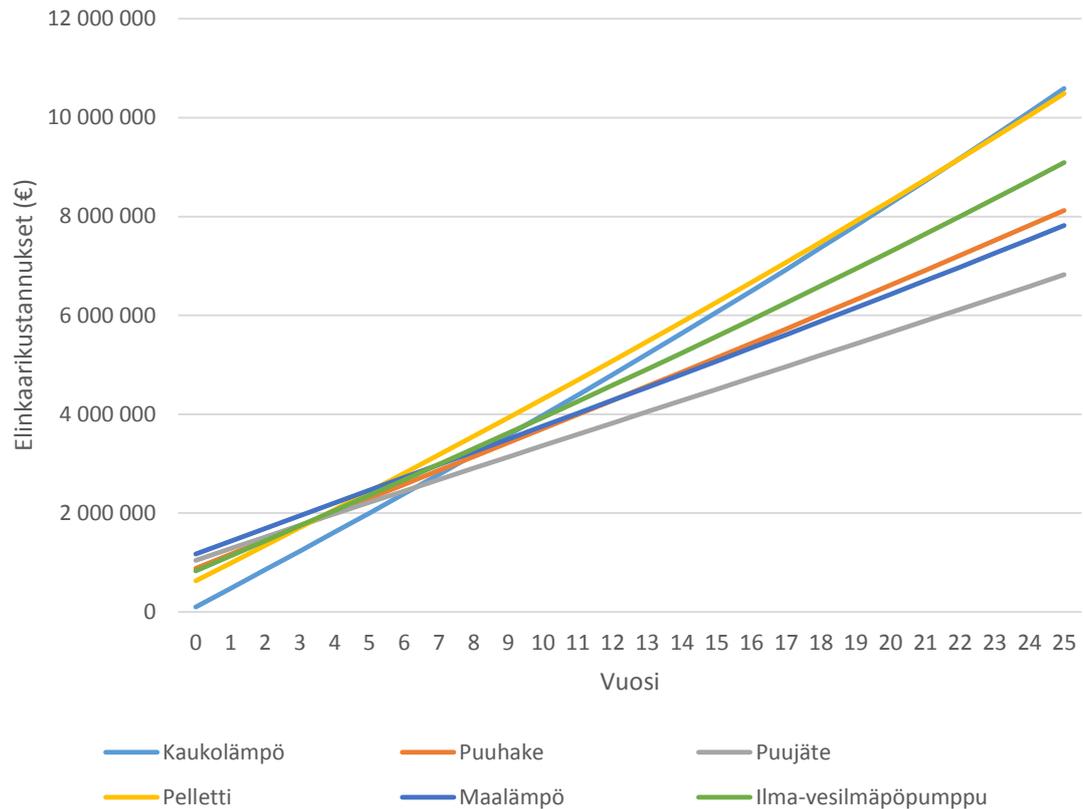
Elinkaarikustannuksista saadaan järjestelmien takaisinmaksuajat. Korkokannan valinnalla ja polttoaineiden hinnan kehityksellä on myös jonkin verran vaikutusta kustannuksiin. Kuvissa 32, 33 ja 34 on esitetty näiden järjestelmien elinkaarikustannukset eri polttoaineiden hintaskenaarioilla. Laskentakorkokannaksi on nyt valittu 3,5 %.



Kuva 32. Elinkaarikustannukset, korkokanta 3,5 %, polttoaineet nousevat 2,5 %.



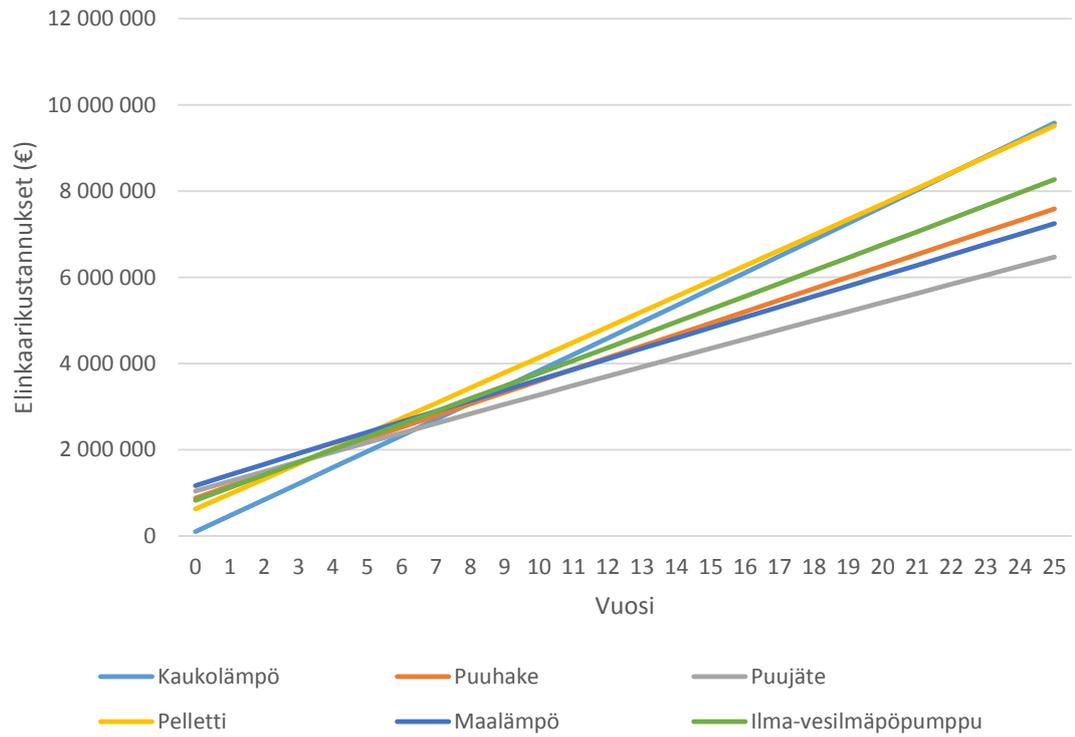
Kuva 33. Elinkaarikustannukset, korkokanta 3,5 %, polttoaineet pysyvät vakiona.



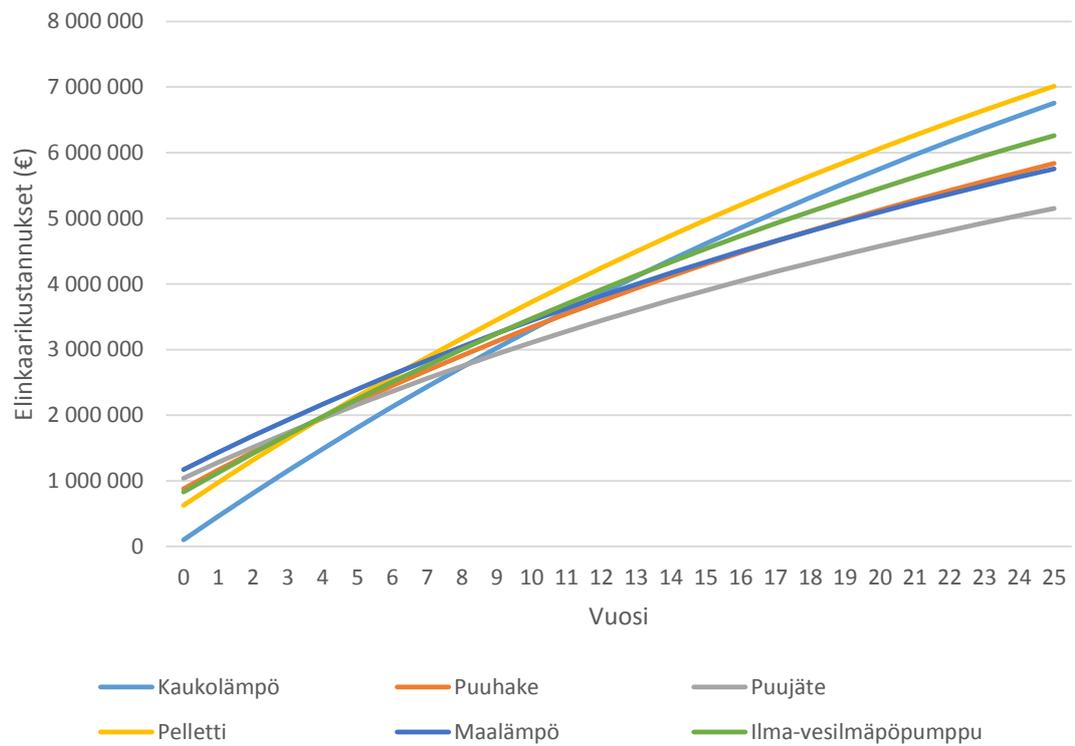
Kuva 34. Elinkaarikustannukset, korkokanta 3,5 %, polttoaineet nousevat 5 %.

Kuvista 32, 33 ja 34 nähdään, että polttoaineiden hintojen kehitys vaikuttaa hieman eri vaihtoehtojen kannattavuuteen. Kaikissa vaihtoehdoissa puujätteellä ja puuhakkeella toimivat vaihtoehdot ovat kaikista kannattavampia, mutta ero on pienin silloin, kun polttoaineiden hinta ei muutu. Myös maalämpö vaikuttaa kannattavalta vaihtoehdolta. Energian hinnan kehitys vaikuttaa kaikista eniten kaukolämpöön, koska energiamaksut muodostavat suurimman osan kaukolämmön kustannuksista. Sen sijaan puuhakkeella ja puujätteellä toimivissa lämpölaitoksissa energian hinnan vaikutus on pienempi, koska näiden vaihtoehtojen kustannus riippuu enemmän investoinnin suuruudesta. Takaisinmaksuaikaa verrattaessa puujätevaihtoehtoon investointi maksaa itsensä takaisin 6-8 vuodessa hintaskenaariosta riippuen. Vaikka hinnan kehitys ei juurikaan vaikuta eri vaihtoehtojen keskinäiseen järjestykseen, on elinkaarikustannuksissa lähes 2 miljoonan euron ero, jos polttoaineiden hinnat nousevat 5 % vuodessa verrattuna siihen, että hinnat pysyisivät vakiona.

Polttoaineiden hintojen kehityksen lisäksi on syytä verrata eri laskentakorkokantojen vaikutusta kannattavuuteen. Kuvissa 35 ja 36 on esitetty elinkaarikustannukset 2 % ja 5 % koroilla.

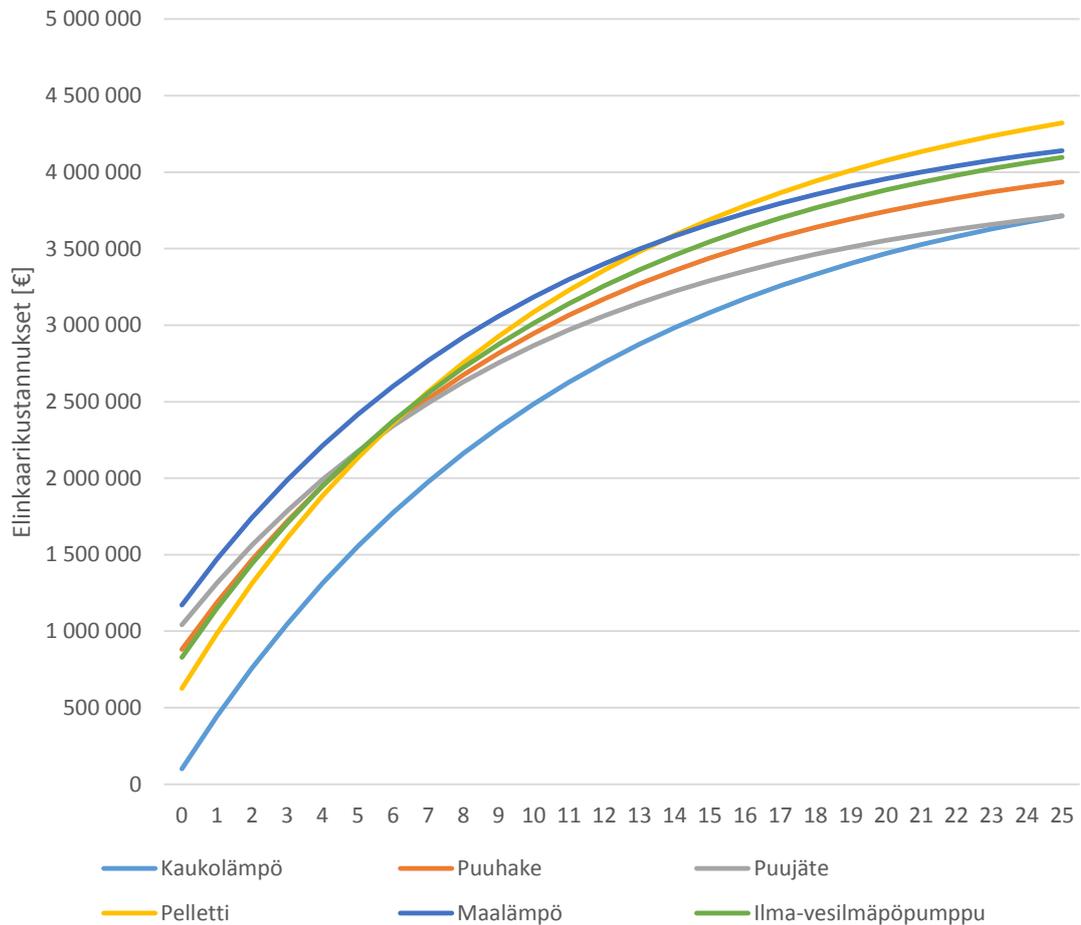


Kuva 35. Elinkaarikustannukset, korkokanta 2 %, polttoaineiden hinnat nousevat 2,5 %.



Kuva 36. Elinkaarikustannukset, korkokanta 5 %, polttoaineiden hinnat nousevat 2,5 %.

Kuvista 35 ja 36 nähdään, että korkokannan valinnalla on myös vaikutusta eri vaihtoehtojen kannattavuuteen. Molemmissa skenaarioissa puujäte vaihtoehto on kaikista edullisin vaihtoehto, mutta ero muihin vaihtoehtoihin kaventuu suuremmalla korkokannalla. Laskentaohjelmalla on myös mahdollista laskea sisäinen korkokanta, eli korkokanta, jolla esimerkiksi puujätteen ja kaukolämmön kustannukset olisivat 25 vuoden laskenta-ajalla samansuuruiset. Ratkaisuksi saadaan kuvan 37 tulokset.



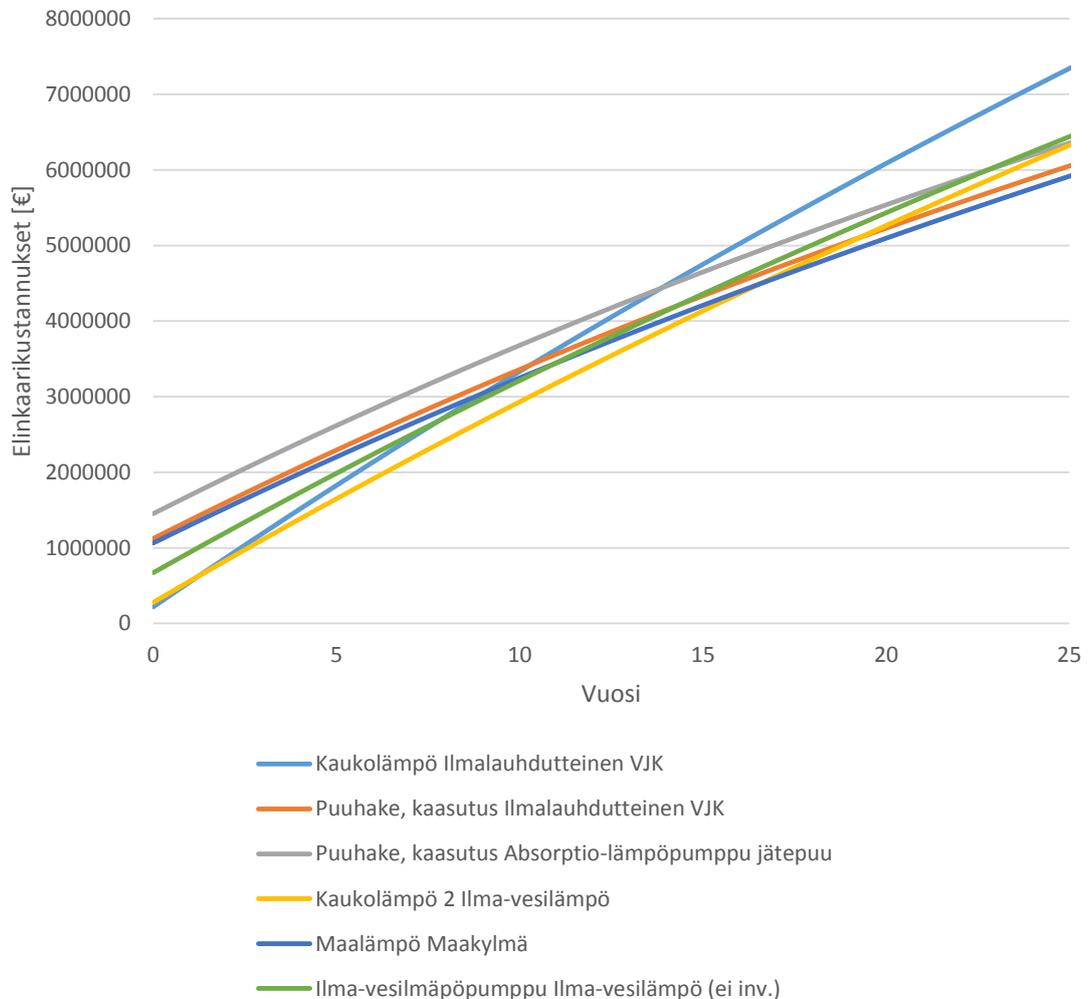
Kuva 37. Elinkaarikustannukset, korkokanta 11,7 %, polttoaineiden hinnat nousevat 2,5 %.

Excelin solver -apuohjelmalla saadaan ratkaistua, että 11,7 % korkokannalla kaukolämpö ja puuhake olisivat elinkaarenkustannuksiltaan samat 25 vuoden aikajaksolla, jos polttoaineiden hinnan nousu on 2,5 % vuodessa. Näiden tietojen perusteella voidaan tehdä päätöksiä eri lämmitysjärjestelmien investoinneista. Jos rakennukseen on tarkoitus hankkia myös jäähdytystä tai omaa sähköntuotantoa, täytyy järjestelmää tarkastella kuitenkin kokonaisuutena.

5.2 Jäähdytysjärjestelmän valinta

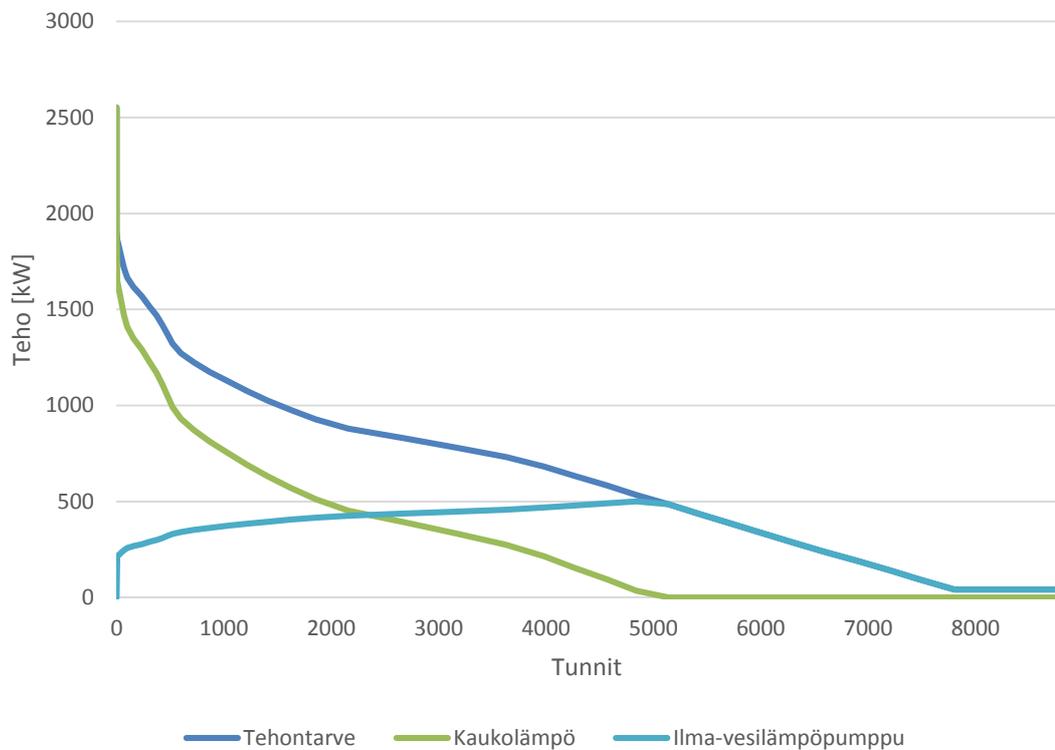
Jäähdytysjärjestelmien valinta menee muuten samoin kuin lämmitysjärjestelmän valinta, mutta jäähdytysjärjestelmän valinnassa tulee huomioida myös jäähdytysjärjestelmällä tuotettu lämmitysenergia. Esimerkiksi ilma-vesilämpöpumpulla ja maalämmöllä tämä on mahdollista. Järjestelmän kokonaiskustannukset yhdessä lämmityksen kanssa ratkaisevat, mikä vaihtoehdoista on kannattavin.

Rakennuksen jäähdytettävän osan pinta-ala on noin 10 000 m², joten luvun 2 taulukon 1 perusteella voidaan arvioida jäähdytystehon tarpeen olevan noin 300–700 kW ja jäähdytysenergiatarpeen noin 150–500 MWh. IDA-ESBO:lla tehtyjen samantyyppisten tilojen simuloinnilla on arvioitu jäähdytysenergian tehotarpeen olevan noin 500 kW. Vastaa- vasti jäähdytysenergian kulutus on noin 325 MWh vuodessa. Huipunkäyttöaika on 650 tuntia. Kuvassa 38 on esitetty vertailu erilämmitys- ja jäähdytysjärjestelmien kokonaiskustannuksia rakennuksessa 1.



Kuva 38. Rakennuksen 1 yhdistetty lämmityksen ja jäähdytyksen kustannukset.

Kuvasta 38 nähdään, että yhdistetyssä tuotannossa maalämpö on edullisin vaihtoehto. Maalämmön investointikustannukset saattavat olla huomattavasti korkeammat kuin tässä arvioidut kustannukset, koska lämpökaivojen poraamisen kustannukset riippuvat myös maaperän laadusta. Puujäte-vaihtoehtoa ei ole tässä käsitelty, koska on oletettu, että kaikki saatava jätepuu on jo hyödynnetty rakennuksen 2 lämmityksessä. Puuhake kaasutuslaitos on kokonaiskustannuksiltaan lähes samanhintainen maalämmön kanssa. Myös ilma-vesilämpöpumppu ja hakelämmitys yhdistettynä absorptiolämpöpumppuun ovat lähes saman hintaiset kokonaiskustannuksiltaan. Kaukolämpö tai ilma-vesilämpöpumppu eivät ole erikseen edullisimpia vaihtoehtoja. Kuitenkin kaukolämpö yhdistettynä ilma-vesilämpöpumppuun on kokonaiskustannuksiltaan kilpailukykyinen vaihtoehto. Jäähdytystarvetta varten mitoitettulla ilma-vesilämpöpumpulla saadaan tuotettua lähes 55 % rakennuksen lämmitystarpeesta, kuten kuvasta 39 nähdään.



Kuva 39. Pysyvyyskäyrään perustuva lämmitysenergian arviointi.

Pysyvyyskäyrästä nähdään, että ilma-vesilämpöpumpulla saadaan tuotettua pienelläkin teholla hyvin energiaa ympäri vuoden. Huipunkäyttöajaksi ilma-vesilämpöpumpulle saadaan lähes 5700 tuntia. Ainoastaan suurimmilla tehontarpeilla ei ilma-vesilämpöpumppu pysty tuottamaan lainkaan lämpöä. Tämän vuoksi kaukolämmöstä täytyy maksaa täyttä tehomaksua. Kokonaissästö on kuitenkin suuri, jolloin kokonaiskustannukset ovat pienemmät.

Absorptiolämpöpumppu ei ole tässä tapauksessa kannattava investointi, koska jäähdytysenergian muuttuvat kustannukset ovat korkeammat kuin esimerkiksi ilmalauhdutteisella vedenjäähdytyskoneella tuotettu jäähdytysenergia. Absorptiolämpöpumppu tulisi jäähdytysenergian tuotannossa kannattavaksi, jos sen käyttämä lämpö saataisiin huomattavasti edullisemmin ja laitoksen huipunkäyttöaika olisi suurempi. Esimerkiksi teollisuuden prosessissa, jossa tarvitaan jäähdytystä ympäri vuoden, voisi absorptiolämpöpumppu olla kannattava lämpölaitoksen yhteydessä.

5.3 Sähköntuotantojärjestelmän valinta

Oma sähköntuotanto on yleensä kannattavampaa suurissa tuotantoyksiköissä. Tämän vuoksi sähköntuotantojärjestelmän valinta tehdään nyt molempien kiinteistöjen yhteiselle järjestelmälle. Molempiin kiinteistöihin tulisi tässä tapauksessa yhteinen lämmön- ja sähköntuotantoyksikkö, josta lämpö jaetaan kiinteistöihin rakennusten välille rakennettavan putken kautta. Sähköverkon osalta on jo olemassa valmiudet sähkön siirtoon rakennusten välillä.

Kun laskentaohjelmaan valitaan lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmien lisäksi sähköntuotanto, tulee ottaa huomioon järjestelmien keskinäiset riippuvuudet. Tällaisia riippuvuuksia on esimerkiksi pien-CHP -laitoksilla, koska laitoksella tuotettu lämpö pienentää muilla tavoilla tuotettavaa lämpöä. Jälleen täytyy siis vertailla koko järjestelmän yhteisiä kustannuksia. Sähköntuotantojärjestelmien valinnassa kiinnitetään huomiota siihen, että itse tuotetun sähkön hinta on pienempi kuin verkosta ostettu sähkö. Taulukossa 31 on listattu erikokoisten CHP-yksiköiden tehoja.

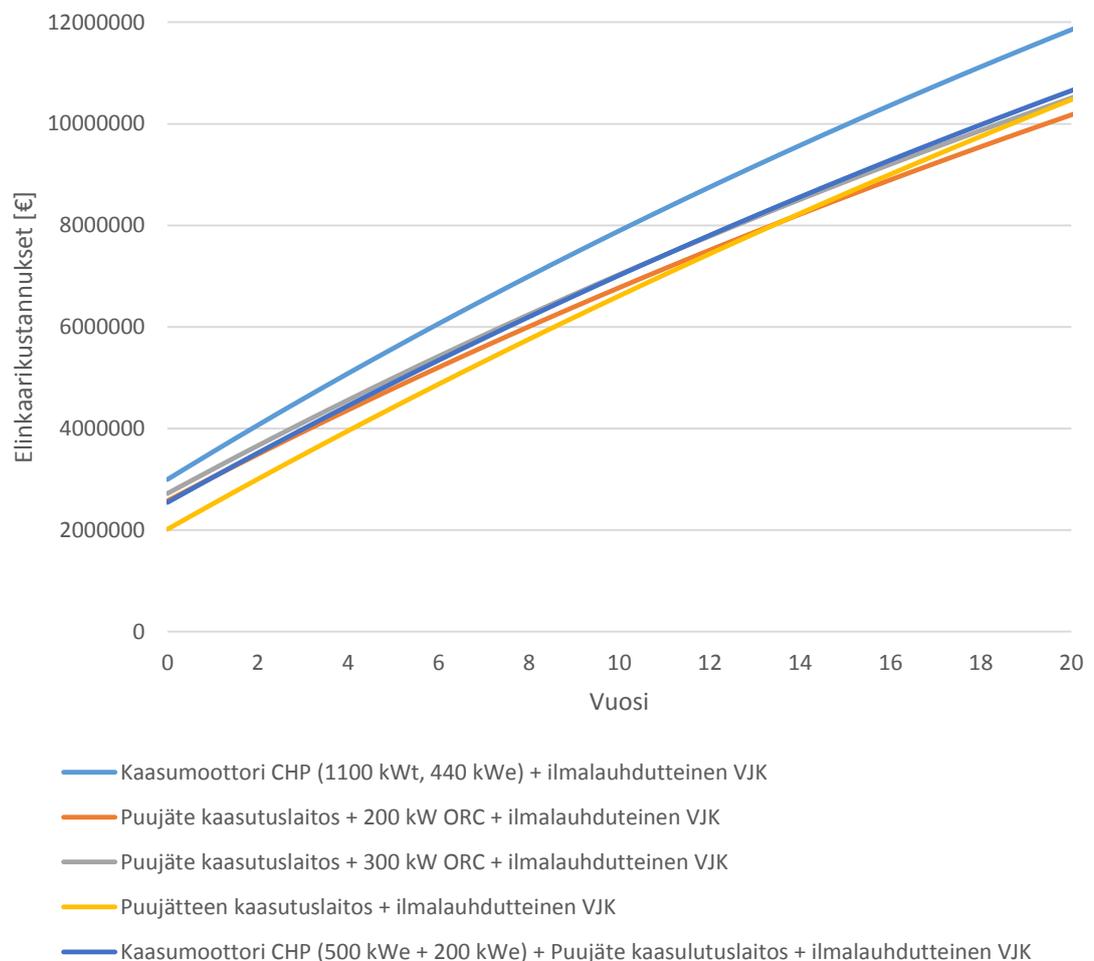
Taulukko 31. CHP-yksiköiden suorituskyvyt. (Turboden 2014, Volter 2014)

	Yksikkö	ORC 200 kW	ORC 300 kW	Kaasu- moottori CHP 200 kW	Kaasu- moottori CHP 440 kW
Lämpöteho sisään	kW	1624	1835	875	1925
Lämpöteho ulos	kW _t	1402	1505	500	1100
Nettosähköteho	kW _e	178	277	200	440
Sähköntuotannon hyötysuhde	%	11,0 %	15,1 %	22,9 %	22,9 %
Lämmöntuotannon hyötysuhde	%	86,3 %	82,0 %	57,1 %	57,1 %
Kokonaishyötysuhde	%	97,3 %	97,1 %	80,0 %	80,0 %

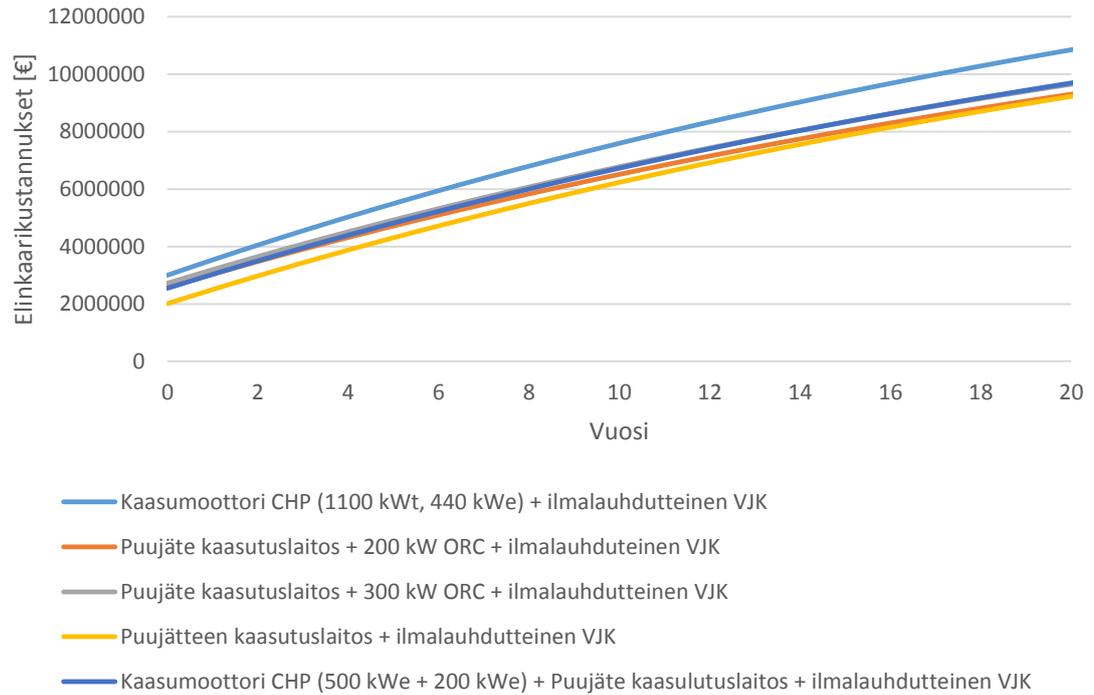
Taulukossa 31 on listattu neljä parhaiten sopivaa CHP-yksikköä kohteeseen. Taulukosta on syytä huomata, että ORC-yksikön hyötysuhde ei sisällä palamisen hyötysuhdetta, vaan hyötysuhde on laskettu yksikköön tulevan ja sieltä lähtevän energian mukaan. ORC-yk-

sikön lämpö voidaan tuottaa lähes millä tahansa lämpölaitoksella. Kaasumoottorin hyötysuhteessa on mukana palamisen hyötysuhde, koska palaminen tapahtuu osittain itse moottorissa.

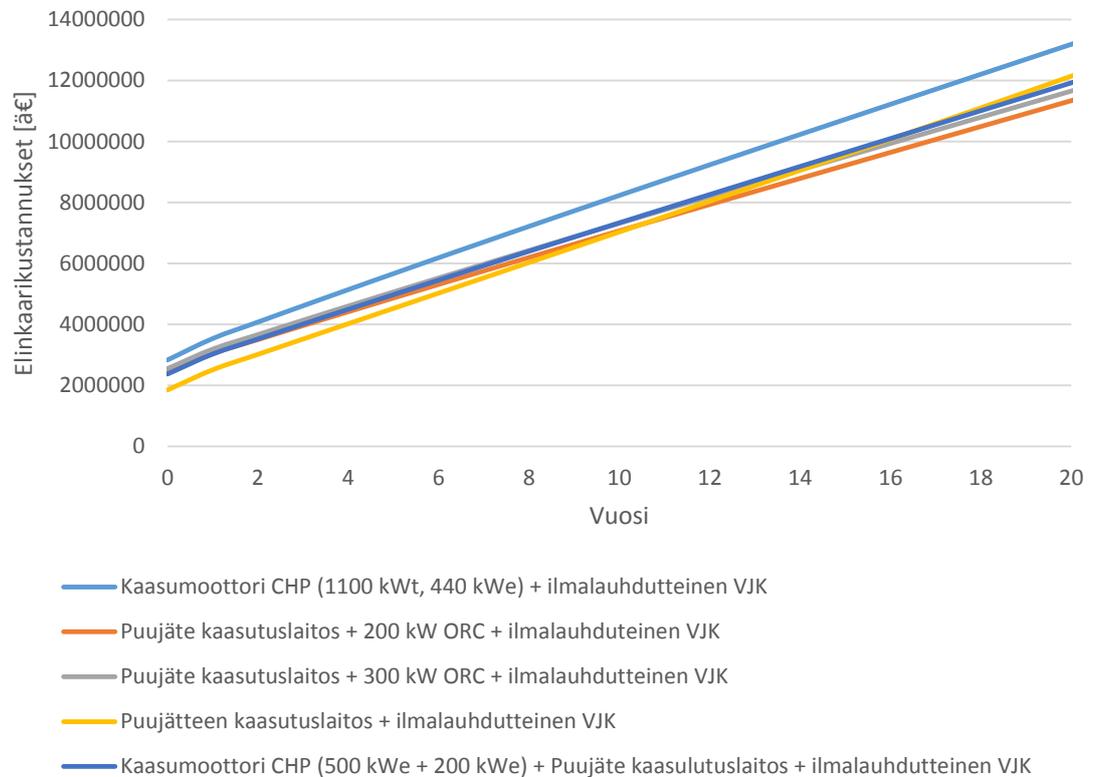
Taulukon 31 laitokset ovat laskentaohjelman mukaan sopivimmat yksiköt Case-yrityksen tapauksessa. Tätä suuremmilla voimalaitoksilla ylijäämäsähköä syntyy enemmän, mikä heikentää investoinnin kannattavuutta. Lisäksi laitoksen huipunkäyttöaika ei ole suuremmilla voimalaitoksilla niin suuri. Laskentaohjelman tuloksena saadaan kuvien 40, 41 ja 42 tulokset, joissa on laskettu yhteen lämmitys-, jäähdytys- ja sähkökustannukset elinkaariaikana eri polttoaineiden hintaskenaariolla.



Kuva 40. Energiajärjestelmän elinkaarikustannukset, polttoaineiden hinnat nousevat 2,5 %, laskentakorkokanta 3,5 %.

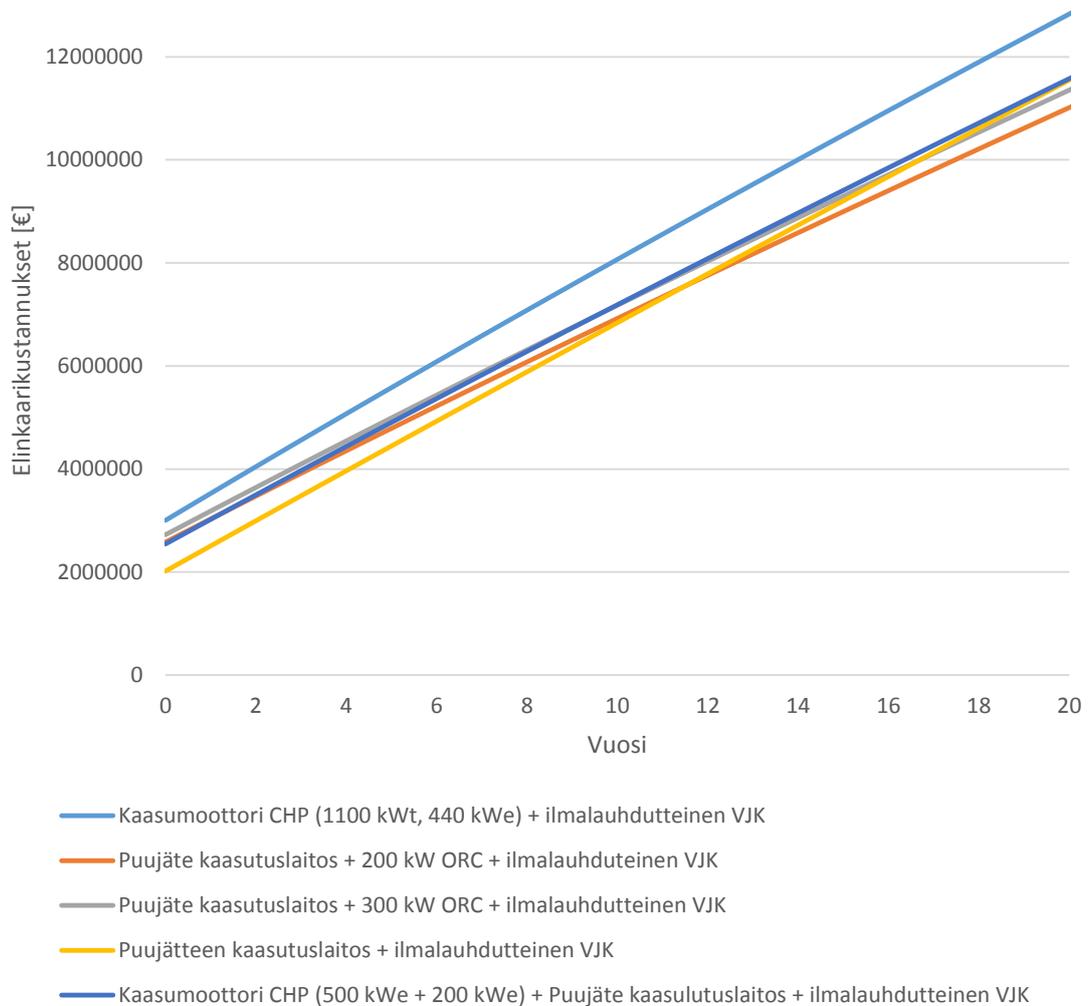


Kuva 41. *Energiajärjestelmän elinkaarikustannukset, polttoaineiden hinnat nousevat 0 %, laskentakorkokanta 3,5 %.*

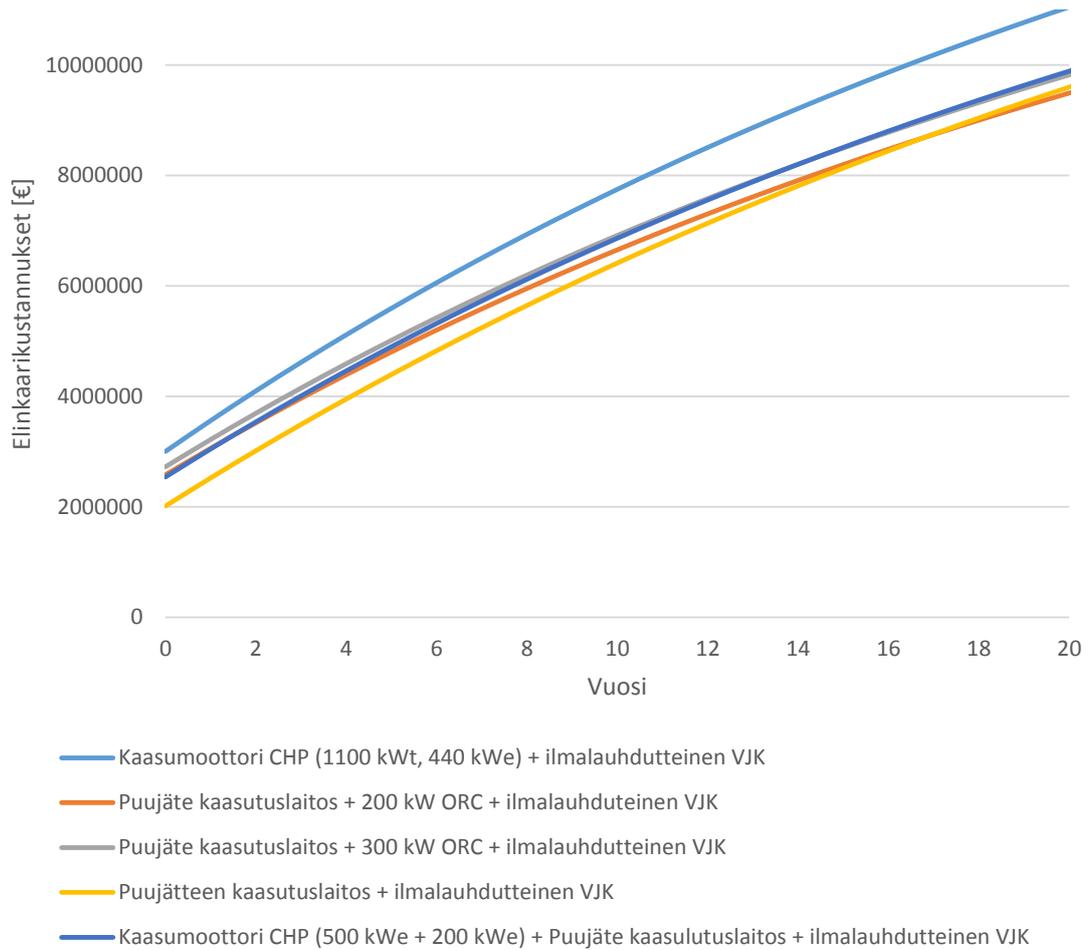


Kuva 42. *Energiajärjestelmän elinkaarikustannukset, polttoaineiden hinnat nousevat 5 %, laskentakorkokanta 3,5 %.*

Kuvista 40, 41 ja 42 nähdään, että 20 vuoden elinkaarikustannuksiltaan pienimmällä 200 kW ORC-yksiköllä varustettu puujätettä hyödyntävä lämpölaitos on edullisin vaihtoehto. Kuvissa keltaisella on kuvattu ilman sähköntuotantoa oleva lämpölaitos, mistä nähdään, että oma sähköntuotanto ei ole kaikissa tapauksissa kannattavaa. Mikäli polttoaineiden hinnat eivät nouse ollenkaan, ei oma sähköntuotanto ole missään skenaariossa kannattavaa. ORC-laitos ei ole merkittävästi kannattavampi näissä skenaarioissa verrattuna pelkään lämpölaitokseen, joten omasta sähköntuotannosta ei saada merkittävää taloudellista hyötyä. Tuloksia on syytä myös tarkastella eri korkokannoilla. Kuvissa 43 ja 44 on elinkaarikustannukset laskettuna 2 % ja 5 % korkokannoilla, kun polttoaineiden hinnat nousevat 2,5 %.



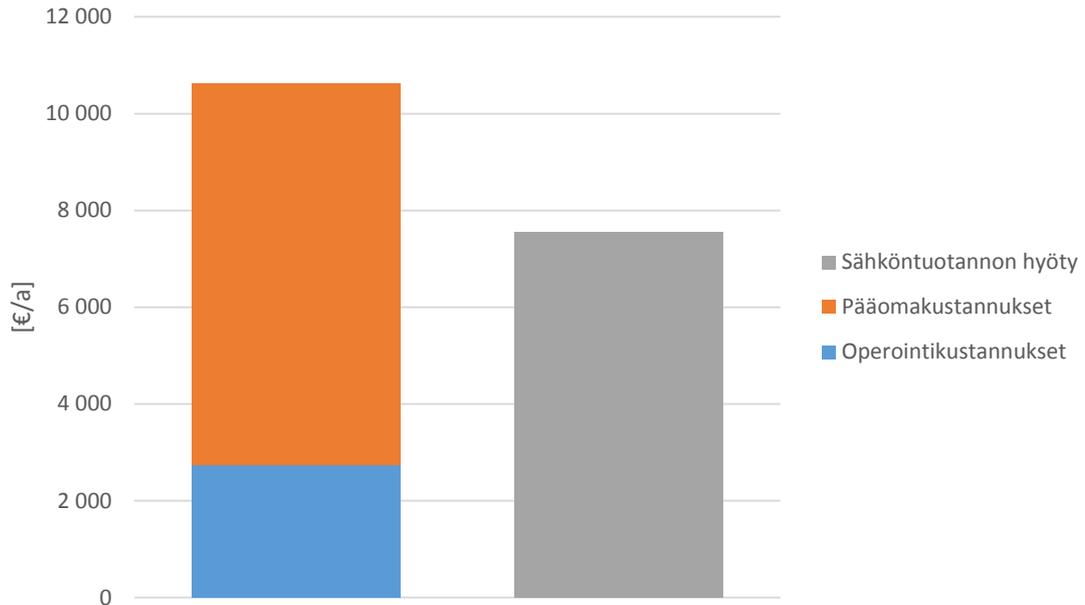
Kuva 43. Energijärjestelmän elinkaarikustannukset, polttoaineiden hinnat nousevat 5 %, laskentakorkokanta 2 %.



Kuva 44. Energiajärjestelmän elinkaarikustannukset, polttoaineiden hinnat nousevat 5 %, laskentakorkokanta 5 %.

Kuvista 43 ja 44 nähdään, että korkokannan valinnalla on hieman vaikutusta järjestelmien kannattavuuteen. Ilman ORC-voimalaitosta oleva vaihtoehto on elinkaarikustannuksiltaan lähes saman hintainen 5 % korkokannalla 200 kW ORC-yksiköllä varustetun vaihtoehdon kanssa. Pienemmällä korkokannalla ORC-laitos on jonkun verran kannattavampi.

Aurinkolämpö voidaan lisätä mihin tahansa järjestelmään, eikä sillä ole keskinäistä vaikutusta muihin järjestelmiin. Aurinkosähkön kannattavuus on siis sama kaikissa tapauksissa. Aurinkosähkön kannattavuuteen vaikuttaa kaikkein eniten investointikustannus ja sähkön hinta. Budjettitarjousten perusteella voidaan arvioida, että 100 kW aurinkosähköjärjestelmän hinta on asennettuna noin 160 000 €. Investointiin voidaan saada investointitukea 30 % (Motiva 2014b), jolloin omaksi osuudeksi jäisi 115 000 €. Tällä saataisiin Iskun kiinteistöissä tuotettua vuodessa 83,9 MWh. Tuotantomäärä laskee 0,5 % vuosittain, joten 25 vuoden päästä järjestelmä tuottaa vielä 74,4 MWh vuodessa. Kuvassa 45 on esitetty aurinkosähköjärjestelmän kustannukset.



Kuva 45. Aurinkosähköjärjestelmän kustannukset ja tuotto.

Kuvasta 45 nähdään, että sähköntuotannon hyöty ei ole tässä tapauksessa suurempi kuin investointikustannus, joten investointi ei ole taloudellisesti kannattava. Aurinkosähköllä tuotettu sähkö maksaa keskimäärin 126 €/MWh, joten tätä suuremmilla sähkön hinnoilla aurinkosähkö voi olla kannattava.

Yhteenvetona voidaan sanoa, että laskentaohjelman tulosten perusteella kokonaiskustannuksiltaan edullisimmat vaihtoehdot ovat kaasutukseen perustuva lämpölaitos joko pienellä ORC-yksiköllä varustettuna tai ilman. Kannattavimmista vaihtoehdoista kannattaa pyytää tarkemmat tarjoukset ja referenssit laitosten todellisista suorituskyvyistä. Näiden perusteella voidaan tarkentaa laskentaa ja tehdä lopullinen päätös investoinnista. Lopulliseen valintaan vaikuttaa myös se, mitä korkokantaa käytetään laskennassa. Yli 5 %:n korkokantaa käytettäessä ORC-voimalaitos ei ole kannattava.

5.4 Kokonaiskustannusten vertailu

Aiemmin tässä luvussa tarkasteltiin edullisinta lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmää molemmilla rakennuksissa erikseen sekä suurempaa molemmille kiinteistöille yhteistä lämpölaitosta. Nyt vertaillaan näiden järjestelmien kokonaiskustannuksia toisiinsa, jotta voidaan tehdä johtopäätökset siitä, kumpi järjestelmä on kannattavampi.

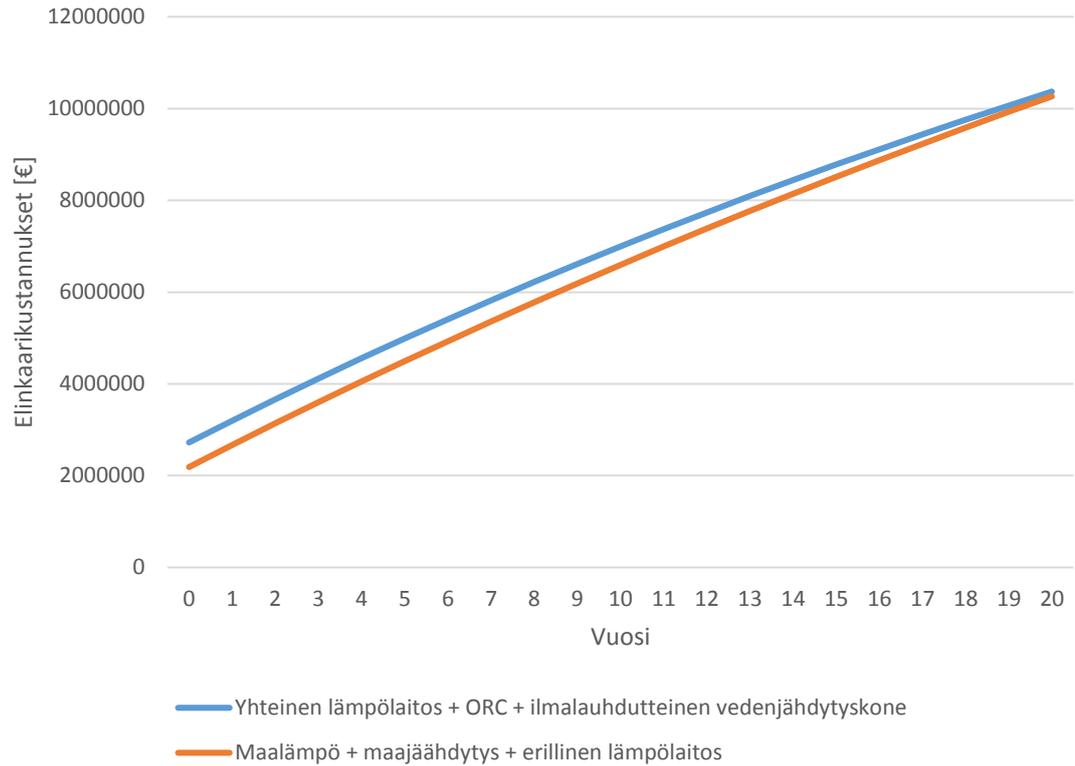
Sähköntuotantojärjestelmien laskennassa todettiin, että ORC-järjestelmä on lähellä kannattavuuden rajaa rakennusten yhteisen lämpölaitoksen yhteydessä. Jos rakennuksilla on omat lämpölaitokset, ei investointi ORC-yksikköön ole kannattava, koska huipunkäyttöaika jää liian pieneksi. Tämän vuoksi valitaan vertailuun rakennuksen 1 puujätettä hyödyntävä lämpölaitos ja rakennuksessa 2 maalämpö ja maakyhmä. Toisena vaihtoehtona

on suurempi lämpölaite, joka hyödyntää puujätettä ja haketta. Rakennuksen 2 jäähdytysenergia tuotetaan tässä tapauksessa ilmalauhdutteisella vedenjäähdytyskoneella. Kuvassa 46 on annettu kuva laskentaohjelmasta ja siitä saatavista arvoista.

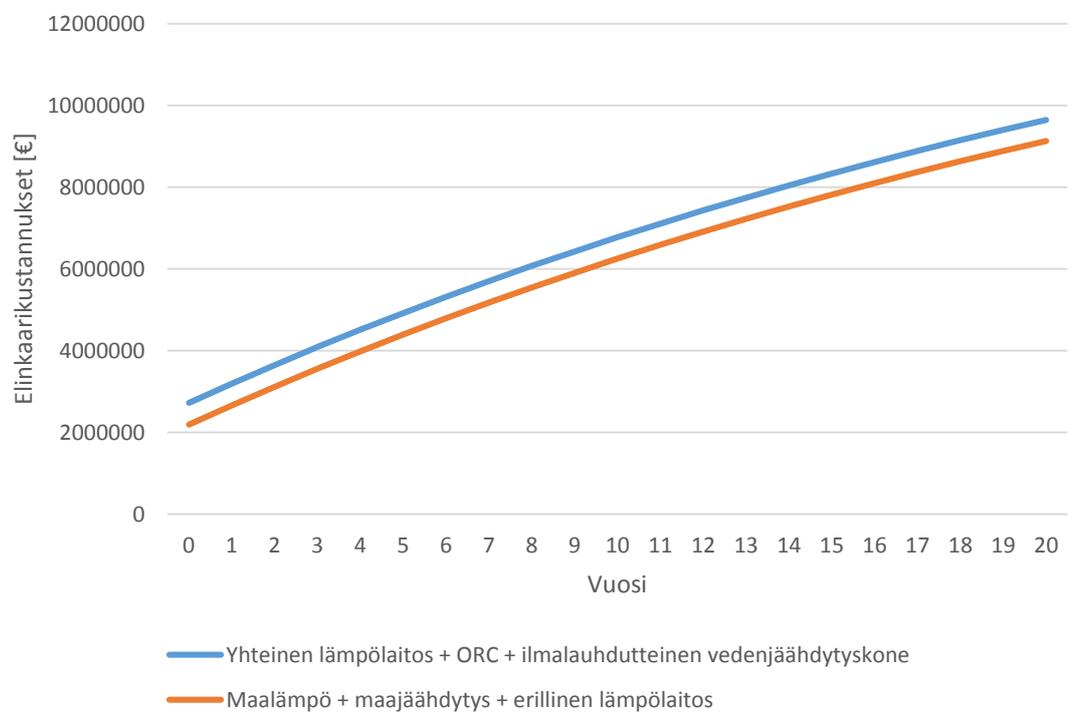
Laskentakorkokanta		5,0 %				
Kokonaiskustannukset			11			
Lämmitysenergian tarve		11 145 000	Kaasunmoottori CHP (1100 kWt, 440 kW _e) + ilmalauhdutteinen VJK Puujäte kaasutuslaitos + 200 kW ORC + ilmalauhdutteinen VJK Puujäte kaasutuslaitos + 300 kW ORC + ilmalauhdutteinen VJK Puujätteen kaasutuslaitos + ilmalauhdutteinen VJK Kaasunmoottori CHP (500 kW _e + 200 kW _e) + Puujäte kaasutuslaitos + Puujäte kaasutuslaitos + VJK			
Lämmitysmuoto			Öljykattila	Puujäte kaasutus 2	Puujäte kaasutus 3	Puujäte kaasutus
Jäähdytys			Ilmalauhdutteinen VJ	Ilmalauhdutteinen VJ	Ilmalauhdutteinen VJ	Ilmalauhdutteinen VJ
CHP			11 x Volter 40	ORC 2	ORC 3	0 Volter 40 CHP x 5
Kattilan kustannukset	[€/a]	2 163 850	2 370 000	2 490 000	1 900 000	2 150 000
Asennuksen kustannukset	[€/a]	1 130 000	375 000	435 000	140 000	590 000
Rakennuskustannukset	[€/a]	300 000	300 000	300 000	300 000	300 000
Kokonaiskustannukset	[€/a]	3 593 850	3 045 000	3 225 000	2 340 000	3 040 000
		0	0	0	0	0
Investointi miinus tuet	[€/a]	2 999 850	2 578 500	2 722 500	2 014 500	2 542 000
		0	0	0	0	0
Annuiteetti	wotta	278 969	215 986	229 859	161 649	221 364
		0	0	0	0	0
Pääomakustannukset	[€/a]	278 969	215 986	229 859	161 649	221 364
		0	0	0	0	0
Polttoainekustannukset	[€/a]	473 027	226 151	251 417	259 061	155 099
Jäähdytyskustannukset	[€/a]	11 700	11 700	11 700	11 700	11 700
Kattilan sähkökustannukset	[€/a]	2 147	5 015	5 015	5 015	3 712
		0	0	0	0	0
Muuttuvat kustannukset	[€/a]	486 875	301 904	336 720	320 054	242 499
		0	0	0	0	0
Operointikustannukset ja muut kust.	[€/a]	56 877	70 253	74 679	58 022	73 063
		0	0	0	0	0
Vuotuiset kust. yhteensä	[€/a]	593 295	510 500	526 020	539 725	540 063
		0	0	0	0	0
Tuotettu lämmitysenergia	kWh	11 145 000	11 145 000	11 145 000	11 145 000	11 145 000
Tuotettu sähkö	kWh	2 549 165	1 137 637	1 647 480	0	1 158 712
Energian hinta	€/MWh	53,23	45,81	47,20	48,43	48,46
Tuotettu jäähdytysenergia	kWh	0	0	0	0	0
		0	0	0	0	0
Osuus lämmöntarpeesta		100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
		OK	OK	OK	OK	OK

Kuva 46. Vaihtoehtojen vertailu laskentaohjelmalla.

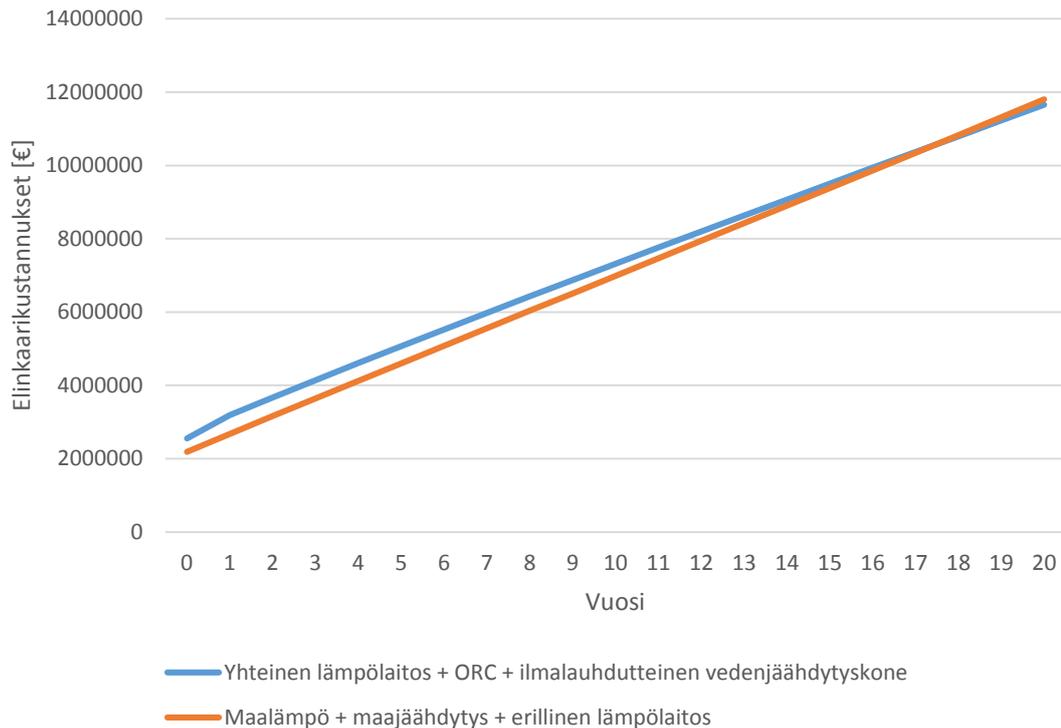
Laskentaohjelmassa valitaan lämmöntuotantomuoto, jäähdytysentuotantomuoto ja sähköntuotantomuoto, joista ohjelma hakee niihin liittyvät kustannukset. Näiden tietojen perusteella on piirretty kuvat 47, 48 ja 49, joissa on järjestelmien elinkaarikustannukset.



Kuva 47. Elinkaarikustannukset, laskentakorko 3,5 %, polttoaineiden hinnat nousevat 2,5 %.



Kuva 48. Elinkaarikustannukset, laskentakorko 3,5 %, polttoaineiden hinnat nousevat 0 %.



Kuva 49. Elinkaarikustannukset, laskentakorko 3,5 %, polttoaineiden hinnat nousevat 5 %.

Kuvista 47, 48 ja 49 nähdään, että polttoaineiden ja sähkön hinnan kehityksellä on suuri merkitys vaihtoehtojen välillä. Mitä suurempi on polttoaineiden hinnan kehitys, sitä kannattavampi vaihtoehto yhden lämpölaitoksen malli on. Jos polttoaineiden hinnat eivät nouse ollenkaan nykytasosta, ovat erilliset lämmöntuotantoyksiköt edullisempi vaihtoehto elinkaarikustannuksiltaan. Kuvaajien perusteella ei voi suoraan sanoa, kumpi energiajärjestelmä tulisi olemaan elinkaarikustannuksiltaan edullisempi, koska laskentaan liittyy epävarmuustekijöitä. Maalämmön valinnassa tulee ottaa huomioon myös maalämmön vaatima tilantarve. Tässä laskettu noin 1 MW maalämpöteho vaatisi noin 100 lämpökaivoa, jotka tulee sijoittaa 20–30 metrin etäisyydelle toisistaan. Yksi porakaivo vaatii siis noin 400–900 m² maapinta-alan, jolloin 100 porakaivoa vaatii 4–9 hehtaarin maa-alueen. Näin suuren pinta-alan saaminen lämpökaivoja varten voi olla haastavaa. Elinkaarikustannuksiin ei ole otettu huomioon mahdollista maa-aluetta, joka tulisi ostaa lämpökaivoja varten. Mikäli tällaista maa-aluetta ei ole helposti saatavilla, on yhden voimalaitoksen malli kannattavampi vaihtoehto.

Iskun kiinteistöille suositeltavin energiajärjestelmä on toteuttaa molempien kiinteistöjen lämmitys yhteisellä kaasutukseen perustuvalla lämpölaitoksella, joka käyttää polttoaineenaan puujätettä ja haketta. Jäähdytys toteutetaan ilmalauhdutteisilla vedenjäähdytyskoneilla. Oman sähköntuotannon investointikustannukset eivät vielä ole sillä tasolla, että siihen kannattaisi investoida.

6. YHTEENVETO

Tässä diplomityössä kehitettiin laskentamenetelmä, jolla pystytään arvioimaan kiinteistön energiajärjestelmän elinkaarikustannuksia. Energiajärjestelmällä tarkoitetaan tässä tapauksessa kiinteistön lämmitys-, jäähdytys- ja sähköntuotantojärjestelmiä. Tavallisesti näiden järjestelmien valinnassa ei kiinnitetä kovin paljon huomiota järjestelmien keskinäisiin suhteisiin. Varsinkin useamman lämmitysjärjestelmän energiajärjestelmissä on tärkeää huomioida osuudet, jotka kullakin lämmitysjärjestelmällä tuotetaan kokonaisenergiantarpeesta.

Kehitetyn laskentamenetelmän perusteella luotiin laskentaohjelma, jolla voidaan laskea rakennuksen energiajärjestelmän kustannukset. Ohjelman tavoitteena on antaa käyttäjälle mahdollisimman puolueetonta ja objektiivista tietoa kustannuksista päätöksentekoa varten. Tämän vuoksi lähtötietojen oikeellisuus on tärkeässä asemassa lopputulosten kannalta. Investointikustannukset ja energian hinnat saadaan melko tarkasti määritettyä hinnastojen ja tarjouspyyntöjen perusteella, mutta operointikustannukset joudutaan aina tapauskohtaisesti arvioimaan. Operointikustannukset ovat kuitenkin lähes kaikissa järjestelmissä pienin kustannus kokonaisuudesta, joten operointikustannusten arvioinnilla päästään riittävän tarkkaan lopputulokseen.

Toinen laskentaohjelman tavoite on estää osa-optimointia. Osa-optimoinnilla tarkoitetaan tilannetta, jossa esimerkiksi pien-CHP:lla tuotettu energia on edullisempaa kuin kaukolämmöllä tuotettu lämpö tai sähköyhtiöltä ostettu sähkö. Voi vaikuttaa siltä, että pien-CHP on kannattava vaihtoehto, mutta pien-CHP:lla ei voida kuitenkaan tuottaa kaikkea kiinteistön energiaa, joten sen rinnalle tarvitaan toinen lämmöntuotantojärjestelmä. Molempien järjestelmien kokonaiskustannusten perusteella nähdään koko energiajärjestelmän kustannukset, joita vertailemalla voidaan tehdä johtopäätökset investoinnin kannattavuudesta.

Energiakustannuksissa pääomakustannukset ovat merkittävässä roolissa kokonaiskustannusten osalta. Pääomakustannukset lasketaan laskentamenetelmässä annuiteettimenetelmällä. Pääomakustannusten osuus kokonaiskustannuksista vaihtelee tuotantomuodon mukaan. Nyrkkisääntönä voidaan pitää sitä, että suuremmalla investoinnilla saadaan pienemmät polttoaine- tai sähkökustannukset, mutta pääomakustannusten osuus kokonaisuudesta kasvaa. Esimerkiksi hakelämmityksessä pääomakustannukset ovat noin neljännes kokonaisenergiakustannuksista. Aurinkolämmöllä ja -sähköllä yli 90 % kuluista muodostuu pääomakustannuksista. Laskentaohjelman avulla löydetään optimiratkaisu, joka ottaa huomioon kaikki energiajärjestelmistä syntyvät kustannukset ja eri järjestelmien keskinäisen toiminnan.

Laskentaohjelmaan annetaan lähtötietoina rakennuksen energiankulutukset, joiden perusteella saadaan laskettua rakennuksen normitettu lämmitysenergian kulutus ja lämmitystehon tarve. Jäähdytysjärjestelmän energiankulutus saadaan simuloimalla tai arvioimalla jäähdytetyn osan pinta-alan mukaan. Sähkönkulutuksesta tulee tietää sähkön kulutusprofiili, jonka avulla voidaan mitoittaa rakennukseen sopiva sähköntuotantojärjestelmä.

Lähtötietojen avulla valitaan rakennukseen sopivat energiajärjestelmät. Järjestelmistä tulee antaa lähtötietoina ohjelmaan investointikustannukset, operointikustannukset, polttoaineiden hinnat ja sähkön hinta. Näiden tietojen perusteella saadaan laskettua eri järjestelmien elinkaarikustannukset ja energian keskimääräinen hinta.

Laskentamenetelmää kokeiltiin käytännössä Iskun kahden kiinteistön energiajärjestelmän valinnassa. Tulosten perusteella nähtiin eri energiajärjestelmien kokonaiskustannukset ja voitiin antaa riittävät tiedot energiajärjestelmän valintaan. Laskentamenetelmää kokeillessa käytännössä havaittiin, että kokonaiskustannuksiltaan edullisin ratkaisu on toteuttaa rakennusten lämmitys yhdellä lämpölaitoksella ja rakennuksen jäähdytys ilmalauhdutteisella vedenjäähdytyskoneella. Oma sähköntuotanto ei osoittautunut kannattavaksi.

Laskentaohjelmassa on vielä kehitettävää erityisesti käyttöliittymän ja helppokäyttöisyyden osalta. Itse laskentaperusteet toimivat hyvin. Laskentaohjelman pidempiaikaisen käyttämisen myötä saadaan palautetta käyttäjiltä ohjelman toiminnasta ja ohjelmaa voidaan kehittää toivottuun suuntaan. Tällä hetkellä ohjelma soveltuu rakennusten energiajärjestelmiin perehtyneen asiantuntijan käytettäväksi. Asiantuntijalla on oltava tietoa eri järjestelmien kustannuksista ja erityispiirteistä.

Laskentaohjelmaa voidaan kehittää vielä automaattisemmaksi. Esimerkiksi eri laitetointajien laitteita voitaisiin sisällyttää suoraan ohjelmaan, jolloin energiajärjestelmän suorituskyky saataisiin suoraan laskentaan ja voitaisiin nopeasti vertailla eri laitevalmistajien vaihtoehtoja toisiinsa. Myös tulosten raportointia voitaisiin kehittää suuntaan, jossa laskentaohjelmaan syötetyistä arvoista saataisiin tulostettua valmis raportti.

Laskentaohjelman tulokset eivät ole absoluuttisen tarkkoja, koska todellisiin kustannuksiin vaikuttaa monta tekijää, joiden tarkka arviointi ei ole mahdollista. Esimerkiksi järjestelmien hyötysuhteet saattavat poiketa laskennassa käytetyistä arvoista tai käytetyn polttoaineen hinta saattaa nousta nopeammin kuin on arvioitu. Myös investointikustannukset saattavat poiketa arvioidusta. Nämä tekijät on kuitenkin pyritty ottamaan huomioon laskennassa mahdollisimman puolueettomasti, jotta eri järjestelmät olisivat vertailukelpoisia keskenään. Yleensä energiajärjestelmien välillä erot ovat kuitenkin melko selviä, joten pienet epävarmuustekijät eivät merkittävästi muuta tilannetta suuntaan tai toiseen. Epävarmuutta on myös pyritty laskentaohjelmassa pienentämään tekemällä polttoaineiden

hinnan kehitykselle kolme eri hintaskenaariota, joiden avulla nähdään, kuinka paljon hintojen muutoksella on vaikutusta investointien kannattavuuteen. Myös erilaisten laskentakorkokantojen käyttö on mahdollista.

Diplomityötä voidaan pitää onnistuneena kokonaisuutena, sillä laskentamenetelmä täyttää sille asetetut tavoitteet. Case-esimerkin avulla todettiin, että laskentaohjelma antaa todenmukaisia tietoja, eikä laskennassa esiinny osa-optimointia. Tulosten perusteella saadaan elinkaarikustannuksiltaan edullisin vaihtoehto ajatellen rakennuksen kaikkea energiantarvetta.

LÄHTEET

Aittomäki A. (2012). Kylmäteknikka. Suomen Kylmäyhdistys ry. Helsinki. 4. painos. 413 s.

Alakangas E. & Wiik C. (2008). Käytöstä poistetun puun luokittelu ja hyvien käytäntöjen kuvaus. VTT. Jyväskylä. 54 s.

Ariterm (2014). Budjettitarjouspyyntö pellettilämpölaitoksesta 11.11.2014. Hollola.

Armholt P. (2010). Ohje Microsoft Office Excel 2007 -ohjelman käyttöön fysiikan työt 1 -kurssissa. Fysiikan laitos. TTY.

Aurinko-opas (2012). Aurinkolämmön ja -sähkön energiantuotannon laskennan opas. Ympäristöministeriö. Helsinki. Saatavilla: http://www.ym.fi/fi-FI/Maankaytto_ja_rakentaminen/Lainsaadanto_ja_ohjeet/Rakentamismaarayskokoelma/Suomen_rakentamismaarayskokoelma%283624%29. [Viitattu 14.5.2015]

Aurinkovoima (2014). Budjettitarjous aurinkolämpöjärjestelmästä [sähköposti].

Brandin J., Tunér M., Odenbrand I. (2011). Small Scale Gasification: Gas Engine CHP for Biofuels. Linnæus University. Växjö. Saatavissa: <http://lnu.diva-portal.org/smash/get/diva2:445550/FULLTEXT01>. Viitattu [27.11.2014]

D3 laskentaopas (2012). Kesäajan huonelämpötilan vaatimuksenmukaisuuden osoittaminen RakMk D3 2012 mukaan. Ympäristöministeriö. Saatavissa: <http://www.ym.fi/download/noname/%7B7B8D0893-4715-4FD1-B685-D2B71D6A6559%7D/31274>. [Viitattu 20.2.2015]

Energiakolmio (2014). Lahden kaupungin uusiutuvan energian kuntakatselmus. Jyväskylä. Saatavissa: [http://www.lahti.fi/www/images.nsf/files/991801B309031CD3C2257D78004DCC00/\\$file/Kuntakatselmusraportti_Lahti.pdf](http://www.lahti.fi/www/images.nsf/files/991801B309031CD3C2257D78004DCC00/$file/Kuntakatselmusraportti_Lahti.pdf) [Viitattu 4.2.2015]

Energy informative (2014). The Real Lifespan of Solar Panels. Saatavissa: <http://energyinformative.org/lifespan-solar-panels/> [Viitattu 3.11.2014].

Energiateollisuus ry (2014). Maanalaisten kiinnivaahdotettujen kaukolämpöjohtojen rakentamiskustannukset 2013 [verkkajulkaisu]. Saatavissa: http://energia.fi/sites/default/files/images/johtorakennuskustannukset_2013.pdf [Viitattu 12.11.2014].

Energiateollisuus ry (2015). Kaukolämmön hinnat tyyppitaloissa eri paikkakunnilla. Saatavissa: <http://energia.fi/tilastot/kaukolammon-hinnat-tyyppitaloissa-eri-paikkakunnilla>. [Viitattu 25.2.2015].

Energiavirasto (2014). Tuotantotuki. Saatavissa: <http://www.energiavirasto.fi/tuotantotuki1>

Eurosolar (2014). Aurinkoenergiaopas [esite]. Raisio.

Flyktman M., Impola R., Linna V. (2012). Kotimaista polttoainetta käyttävien 0,5...30 MW kattilalaitosten tekniset ratkaisut sekä palamisen hallinta [verkkajulkaisu]. VTT. Jyväskylä. Saatavissa: http://energia.fi/sites/default/files/suositus_kotimaista_polttoainetta_kayttavista_kattiloista_20120514.pdf [Viitattu 12.11.2014]

Fortum Oy (2014). Aurinkoenergiaratkaisut. Saatavissa: <https://www.fortum.fi/countries/fi/yksityisasiakkaat/energiansaasto/aurinkoenergiaratkaisut/pages/default.aspx>. [Viitattu 3.11.2014].

Haavisto T. (2010). Puupolttoaineisiin perustuva pien CHP tekniikat. Joensuu. Wattson Tech Oy. Saatavilla: http://www.karelia.fi/biostuli/materiaalit/Pien-CHP-katsaus_raportti_v11.pdf [Viitattu 24.10.2014].

Hedias (2015). Heat Pump Dimensioning and Lifecycle Management Software [laskentaohjelma].

IDA-ESBO (2013). IDA Early Stage Building Optimization. Version 1.13. [simulointiohjelma]

Ilmatieteen laitos (2015). Lämmitystarveluvut. Saatavilla: <http://ilmatieteenlaitos.fi/lammitystarveluvut>. [Viitattu 26.1.2015]

Joint Research Centre (2015). European Commission. Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps. Insitute for Environment and Sustainability. Italy. Saatavissa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>. [Viitattu 16.2.2015].

Kanniainen J. (2013). Yritysrahoitus ja rahoitusmarkkinat. Perusteoriaa korosta ja kassavirroista. Tampereen teknillinen yliopisto, Teollisuustalous. 15 s.

Karjalainen T. (2012). Pienimuotoisen lämmön ja sähkön yhteistuotannon tilannekatsaus – laitteet ja niiden käyttöönotto. Oulun yliopisto. 23 s. Saatavissa: http://www.motiva.fi/files/7436/Pienimuotoisen_lammon_ja_sahkon_yhteistuotannon_tilannekatsaus_laitteet_ja_niiden_kayttoonotto.pdf. [Viitattu 27.11.2014].

Koja (2014). Tarjouspyyntö vedenjäähdytyskoneesta [sähköposti].

Koljonen T., Sipilä K. (1998). Uudemman absorptiojäähdytystekniikan soveltaminen kaukojäähdytyksessä. VTT. Espoo. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/1998/T1926.pdf>. [Viitattu 20.11.2014]

Konwell (2015). Tarjouspyyntö ORC-voimalaitoksesta [sähköposti 9.2.2015]

Kurvinen A., Vihola J., Heljo J. (2012). Energiataloudellisten valintojen taloudellisuustarkastelu. Rakennustietosäätiö. Saatavissa: <https://www.rakennustieto.fi/Downloads/RK/RK120702.pdf>. [Viitattu 25.2.2015]

Laatukattila (2014a). LAKA-PS [esite]. Tampere. Saatavissa: <http://laatukattila.fi/extranet/ext/cms3/attachments/laka-ps-145-6000.pdf>. [Viitattu 26.2.2015]

Laatukattila (2014b). LAKA-Y Automaattinen bio-energiakattila [esite]. Tampere. Saatavissa: <http://www.laatukattila.fi/extranet/ext/cms3/attachments/laka-y.pdf>. [Viitattu 26.2.2015]

Laurila J., Lauhanen R. (2011). Pienen kokoluokan CHP- laitoksista lisää voimaa Etelä-Pohjanmaan metsäkeskusalueelle. Seinäjoki. Seinäjoen ammattikorkeakoulun julkaisusarja: raportteja ja selvityksiä. Saatavilla: <https://publications.theseus.fi/bitstream/handle/10024/33460/B53.pdf?sequence=1> [Viitattu 24.10.2014].

Motiva (2010a). Rakennuksen lämmitysenergiankulutuksen normitus. Helsinki. Saatavissa: http://www.motiva.fi/files/2840/Rakennusten_lammitysenergiankulutuksen_normitus.pdf

Motiva (2010b). Polttoaineiden lämpöarvo, hyötysuhteet ja hiilidioksidin ominaispäästökerroimet sekä energian hinnat. Saatavissa: http://www.motiva.fi/files/3193/Polttoaineiden_lampoarvot_hyotysuhteet_ja_hiilidioksidin_ominaispaastokertoimet_seka_energianhinnat_19042010.pdf [Viitattu: 25.2.2015]

Motiva (2011). Hanki hallitusti ilma-vesilämpöpumppu. Saatavissa: <http://energia.fi/kotija-lammitys/sahkolammitys/lampopumput>. [Viitattu 17.2.2015]

Motiva (2012a). Lämpöä omasta maasta. Helsinki. 16 s. Saatavissa: http://www.motiva.fi/files/7965/Lampoa_omasta_maasta_Maalampopumput.pdf. [Viitattu: 24.11.2014]

Motiva (2012b). Opas sähkön pientuottajalle. Saatavissa: http://www.motiva.fi/files/5724/Opas_sahkon_pientuottajalle_2012.pdf. [Viitattu 20.2.2015]

Motiva (2012c). Lämpöä kotiin keskitetysti. Helsinki. Saatavissa: http://www.motiva.fi/files/7963/Lampoa_kotiin_keskitetysti_Kaukolampo.pdf. [Viitattu 25.2.2015]

Motiva (2014a). Pien-CHP. Helsinki. Saatavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/bioenergia/bioenergian_tuotantotekniikka/pien-chp [Viitattu 24.10.2014]

Motiva (2014b). Investointituet uusiutuvalle energialle. Saatavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/uusiutuva_energia_suomessa/uusiutuvan_energian_tuet/investointituet_uusiutuvalle_energialle [Viitattu 3.11.2014].

Motiva (2014c). Aurinkosähkö. Saatavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko. [Viitattu 16.2.2014]

Motiva (2014d). Laskureita. Saatavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/bioenergia/tietolahteita/laskureita. [Viitattu 26.2.2015]

NAPS (2014). Totta vai tarua – tietoa aurinkosähköstä. Saatavissa: <http://www.napssystems.com/wordpress/fi/aurinkosahko-totta-vai-tarua/> [Viitattu 3.11.2014]

Nemestothy K. P. (2004). Altener Bioheat. Kääntänyt suomeksi Flyktman M. & Oravainen H. VTT Prosessit. Saatavilla: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/bioenergia/tietolahteita/laskureita. [Viitattu 30.1.2015]

Neste (2015). Laske polttoöljyn päivän hinta ja tee tilaus. Saatavissa: www.neste.fi > Yritykset > Polttonesteiden tilaus > Laske polttoöljyn päivän hinta ja tee tilaus. [Viitattu 15.11.2014]

Nordpool (2014). Elspot Prices. Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/FI/Yearly/?view=table>. [Viitattu 20.2.2015]

Pemco (2014). Tarjouspyyntö absorptiolämpöpumpusta [sähköposti 13.11.2014].

Puhakka A., Solmio H. (2011). Lämpöyrittäjien sopimusopas [verkkojulkaisu]. TTS:n julkaisuja 409. Nurmijärvi. ISBN 978-951-788-418-1. Saatavissa: <http://www.lampoyrittajat.fi/Selvityksi%C3%A4%20ja%20julkaisuja>. [Viitattu 15.5.2015]

Quoilin S. (2011). Sustainable Energy Conversion Through the Use of Organic Rankine Cycles for Waste Heat Recovery and Solar Applications. University of Liège. Saatavilla: <http://orbi.ulg.ac.be/handle/2268/96436>. [Viitattu 16.2.2015]

Raiko R., Kirvelä K. (2010). ENER-8010, Energiatekniikan perusteet, Luentomoniste. Tampereen teknillinen yliopisto, Energia- ja prosessitekniikan laitos. 174 s.

Scanoffice (2015a). Clivet Vulcan WBAN-82/302 Ilma-vesilämpöpumppu suuriin kiinteistöihin. Tekninen esite. Saatavissa: <http://www.scanoffice.fi/fi/clivet-vulcan-wban-82302-ilma-vesilampopumppu-suuriin-kiinteistoihin>. [Viitattu 17.2.2015]

Scanoffice (2015b). Budjettitarjouspyyntö ilma-vesilämpöpumpuista [sähköposti]

Senera Oy (2014). Budjettitarjouspyyntö maalämpöjärjestelmästä [sähköposti].

Solarhouse IEA.5 (2014). Maalämpöpumpun ja porauskaivon mitoitus. Saatavilla: <http://www.solarhouseconsulting.fi/fi/lowenergy/geothermal/dimensions>. [Viitattu 14.5.2015]

Suomen Kaukolämpö ry (1998). Tilausteho ja-vesivirta, Määrittäminen ja tarkistaminen. Suositus K15/1998. Suomen Kaukolämpö ry lämmönkäyttötoimikunta. Saatavissa: <http://www.planora.fi/tiedostot/til%20teho.pdf>. [Viitattu 15.5.2015]

Suomen Kaukolämpö ry (2004). Kaukojäähdytys. Raportti J1/2004. Saatavissa: <http://energia.fi/julkaisut/rakennusten-kaukojaahdytys-julkaisu-j12014>.

Suomen Pankki (2014). Suomen rahalaitosten myöntämät euromääräiset lainat yrityksille, kanta ja keskiporko. Saatavissa: http://www.suomenpankki.fi/fi/tilastot/tase_ja_korko/Pages/tilastot_rahallaitosten_lainat_talletukset_ja_korot_lainat_vaade_kanta_ja_korko_chrt_fi.aspx. [Viitattu: 24.11.2014]

SunAir (2012). Maakylmäjäähdytys. 4 s. Saatavissa: http://www.airwise.fi/content/download/728/16224/SunAIR_maakylmajaahdytys_esite.pdf.

Sykäke Oy (2014). Biolämpökeskusten budjettihintoja 2014-2015. Sykäräinen.

Tilastokeskus (2014a). Energian hinnat [verkkojulkaisu]. ISSN=1799-7984. 3. vuosineljännes 2014. Helsinki. Saatavissa: http://www.stat.fi/til/ehi/2014/02/ehi_2014_02_2014-09-18_tie_001_fi.html [Viitattu: 2.2.2015]

Tilastokeskus (2014b). Asumisen energiankulutus [verkkojulkaisu]. ISSN=2323-327. Helsinki. Saatavissa: <http://www.stat.fi/til/asen/index.html>. [Viitattu 25.2.2015]

Tulli (2014a). Energiaverotusohje 2014. Saatavissa: <http://www.tulli.fi/fi/yrityksille/verotus/valmisteverotettavat/energia/lisatietoa/energiaverotusohje.pdf>. [Viitattu 25.2.2015]

Turboden (2014). Combined heat & power units. Saatavissa: <http://www.turboden.eu/en/products/products-chp.php>. [Viitattu 6.3.2015]

Työ- ja elinkeinoministeriö (2015). Energiatuki. Saatavissa: <http://www.tem.fi/index.phtml?s=3091>. [Viitattu 25.2.2015].

Vapo (2014). Tarjouspyyntö polttoaineista [sähköposti].

Volter (2014). Tarjouspyyntö Volter 40 -omasähkölaitoksesta [sähköposti].

VTT (2004). Puulämmitys suurkiinteistöissä. Jyväskylä. Saatavissa: <http://hannuv.files.wordpress.com/2008/03/puulammitys-suurkiinteistoissa.pdf> [Viitattu: 4.11.2014]

Weckman J. (2014). Hämeen ELY-keskus, asiantuntija energia ja rahoitus [sähköposti 11.11.2014].

Ympäristöhallinto (2014). Rekisteröintimenettely [verkkojulkaisu]. Saatavissa: http://www.ymparisto.fi/fi-FI/Asiointi_luvat_ ja_ymparistovaikutusten_arviointi/Luvat_ilmoitukset_ ja_rekisterointi/Ymparistonsuojelulain_mukainen_rekisterointi. [Viitattu: 4.2.2015].

Ympäristöministeriö (2011). Jäähdytysjärjestelmien energialaskentaopas. Suomen rakentamismääräyskokoelma. 26 s. Saatavissa: http://www.ymparisto.fi/fi-FI/Maankaytto_ ja_rakentaminen/Lainsaadanto_ ja_ohjeet/Rakentamismaarayskokoelma/Suomen_rakentamismaarayskokoelma%283624%29.

Ympäristönsuojelulaki 527/2014, Liite 2: Rekisteröitävät toiminnot [verkkojulkaisu], Oikeusministeriö, Edita Prima OY / Edita Publishing Oy, ISSN 1455-8904, Saatavissa: <http://www.finlex.fi/data/sdliite/liite/6418.pdf> [Viitattu 12.11.2014]

LIITE 1: LÄMMITYSTERVELUVUT JA KUUKAUDEN KESKILÄMPÖTILAT VERTAILUPAIKAKUNNILLA

Taulukko LI.1. Lämmitystarveluvut vuonna 2013 (Ilmatietee laitos 2015).

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Vuosi
Maarianhamina	650	515	676	431	96	8	0	0	93	283	369	432	3553
Vantaa	711	554	733	429	57	0	0	0	103	317	406	488	3798
Helsinki	678	527	690	417	73	0	0	0	91	291	370	455	3592
Pori	663	529	707	423	71	0	0	0	98	331	399	477	3698
Turku	700	544	729	438	76	0	0	0	100	319	395	468	3769
Tampere	719	560	768	442	71	0	0	16	125	361	439	515	4016
Lahti	730	564	763	441	58	0	0	11	123	367	444	522	4023
Lappeenranta	756	581	770	433	64	0	0	0	96	350	440	541	4031
Jyväskylä	751	585	810	461	76	0	22	24	168	391	477	547	4312
Vaasa	681	564	739	443	108	0	0	0	101	340	439	507	3922
Kuopio	760	600	821	449	110	0	6	0	110	376	472	560	4264
Joensuu	785	604	830	458	111	7	7	16	128	391	478	585	4400
Kajaani	794	647	892	497	155	8	23	25	139	415	519	616	4730
Oulu	778	633	841	486	163	8	11	25	108	408	510	586	4557
Sodankylä	883	740	937	536	213	37	53	59	206	516	688	780	5648
Ivalo	834	727	925	545	235	52	63	49	201	518	673	754	5576

Taulukko LI.2. Lämmitystarveluvut vertailukaudella 1980-2010 (ilmatieteenlaitos 2015).

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Vuosi
Maarianhamina	592	567	551	406	216	34	3	17	135	308	432	542	3803
Vantaa	682	640	586	376	146	16	2	21	158	348	497	625	4097
Helsinki	647	612	566	383	153	11	1	12	125	316	464	588	3878
Pori	677	633	585	389	181	26	3	25	171	352	497	622	4161
Turku	663	625	575	377	161	19	2	18	149	338	486	608	4021
Tampere	724	675	612	400	176	28	5	34	192	382	529	667	4424
Lahti	726	677	610	395	159	20	4	31	191	383	528	668	4392
Lappeenranta	759	699	621	403	165	22	5	28	184	386	546	692	4510
Jyväskylä	785	721	646	440	206	40	10	56	227	414	569	718	4832
Vaasa	719	666	619	424	214	29	5	35	192	377	526	663	4469
Kuopio	812	741	653	445	198	31	7	38	194	400	571	735	4825
Joensuu	826	753	665	456	216	39	10	47	215	416	589	752	4984
Kajaani	864	777	695	479	251	57	17	75	245	441	618	785	5304
Oulu	824	742	677	465	249	47	9	55	224	423	593	749	5057
Sodankylä	946	838	760	548	345	106	49	136	316	523	722	891	6180
Ivalo	923	819	755	557	377	146	69	147	318	523	722	875	6231

Taulukko LI.3. Vertailupaikkakuntien kuukauden keskilämpötilat (Ilmatieteen laitos 2015).

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Maarianhamina	-4,0	-1,4	-4,8	2,6	11,5	14,8	15,7	16,2	12,2	7,4	4,7	3,1
Vantaa	-5,9	-2,8	-6,6	2,7	13,5	18,1	18,3	17,3	11,9	6,6	3,5	1,3
Helsinki	-4,9	-1,8	-5,2	3,1	12,6	17,5	18,1	17,2	12,6	7,5	4,7	2,3
Pori	-4,4	-1,9	-5,8	2,9	13,7	16,2	16,7	16,1	11,8	6,3	3,7	1,6
Turku	-5,6	-2,4	-6,5	2,4	13,4	17,1	17,4	16,8	11,7	6,5	3,8	1,9
Tampere	-6,2	-3,0	-7,8	2,3	12,9	16,8	16,6	15,6	10,8	5,3	2,4	0,4
Lahti	-6,5	-3,1	-7,6	2,3	13,3	17,1	16,9	15,5	10,7	5,2	2,2	0,2
Lappeenranta	-7,4	-3,7	-7,8	2,6	13,1	18,3	17,6	16,6	11,2	5,7	2,3	-0,5
Jyväskylä	-7,2	-3,9	-9,1	1,6	12,5	16,8	15,8	15,0	9,9	4,4	1,1	-0,6
Vaasa	-5,0	-3,2	-6,8	2,2	12,9	15,7	16,3	16,0	11,7	6,0	2,4	0,6
Kuopio	-7,5	-4,4	-9,5	2,0	12,3	18,1	16,9	16,3	11,3	4,9	1,3	-1,1
Joensuu	-8,3	-4,6	-9,8	1,8	11,9	17,4	16,8	16,0	10,5	4,4	1,1	-1,9
Kajaani	-8,6	-6,1	-11,8	0,4	10,8	16,5	15,9	15,0	10,4	3,6	-0,3	-2,9
Oulu	-8,1	-5,6	-10,1	0,8	11,5	16,2	15,6	14,9	10,9	3,8	0,0	-1,9
Sodankylä	-11,5	-9,4	-13,2	-0,9	9,5	14,2	14,6	13,9	9,1	0,4	-5,9	-8,2
Ivalo	-9,9	-9,0	-12,8	-1,2	9,0	14,7	14,6	13,9	9,4	0,3	-5,4	-7,3

LIITE 2: ILMA-VESILÄMPÖPUMPUN SUORITUSARVOT

Lämmitysteho

Koko (°C)	To	Menoveden lämpötila (°C)											
		35		40		45		50		55		60	
		kWf	kWe	kWf	kWe	kWf	kWe	kWf	kWe	kWf	kWe	kWf	kWe
82	-15 / -15,4	15,2	5,14	15,0	5,70	14,9	6,33	14,8	7,04	14,8	7,78	14,7	8,70
	-10 / -10,5	18,1	5,34	17,8	5,94	17,5	6,60	17,4	7,37	17,2	8,15	17,1	9,08
	-7 / -8	20,0	5,44	19,7	6,06	19,3	6,75	19,1	7,54	18,8	8,35	18,6	9,31
	-5 / -5,4	21,3	5,51	20,9	6,14	20,5	6,85	20,2	7,65	19,9	8,48	19,6	9,47
	0 / -0,8	25,2	5,68	24,6	6,33	24,0	7,09	23,5	7,89	23,0	8,80	22,5	9,80
	7 / 6	31,3	5,89	30,4	6,59	29,4	7,39	28,6	8,21	27,7	9,21	26,9	10,2
122	10 / 8,2	34,1	5,98	33,1	6,71	32,0	7,51	31,0	8,34	30,0	9,35	29,0	10,4
	-15 / -15,4	21,0	7,78	20,9	8,50	20,9	9,33	21,2	10,3	21,5	11,3	21,4	12,7
	-10 / -10,5	25,1	8,03	24,7	8,82	24,7	9,74	25,0	10,8	25,2	11,9	25,1	13,4
	-7 / -8	27,5	8,18	27,1	9,01	27,0	10,00	27,3	11,2	27,5	12,3	27,3	13,8
	-5 / -5,4	29,2	8,27	28,8	9,13	28,7	10,1	28,9	11,4	29,1	12,6	28,9	14,1
	0 / -0,8	34,2	8,47	33,6	9,37	33,4	10,5	33,5	11,8	33,6	13,1	33,2	14,7
162	7 / 6	41,7	8,74	41,0	9,69	40,6	10,9	40,5	12,3	40,5	13,7	39,6	15,4
	10 / 8,2	44,8	8,83	44,0	9,81	43,6	11,0	43,6	12,5	43,5	13,9	42,5	15,7
	-15 / -15,4	26,5	9,65	26,2	10,4	25,9	11,3	25,7	12,3	25,6	13,3	25,3	14,6
	-10 / -10,5	31,7	10,2	31,3	11,0	30,8	12,0	30,5	13,1	30,1	14,2	29,7	15,4
	-7 / -8	35,2	10,4	34,6	11,3	34,1	12,4	33,6	13,6	33,1	14,7	32,6	16,0
	-5 / -5,4	37,5	10,6	36,9	11,6	36,2	12,7	35,6	13,9	35,0	15,1	34,5	16,5
202	0 / -0,8	44,0	10,9	43,2	12,0	42,2	13,2	41,4	14,5	40,6	15,8	39,7	17,3
	7 / 6	53,8	11,3	52,6	12,5	51,3	13,8	50,0	15,2	48,8	16,7	47,6	18,3
	10 / 8,2	57,7	11,5	56,4	12,6	54,9	14,0	53,6	15,5	52,4	17,0	50,9	18,7
	-15 / -15,4	40,0	13,2	39,5	14,3	39,1	15,6	38,8	17,1	38,5	18,6	38,1	20,5
	-10 / -10,5	46,6	13,8	46,1	15,1	45,5	16,5	45,1	18,2	44,8	19,8	44,6	21,8
	-7 / -8	50,4	14,1	49,7	15,4	49,3	17,0	48,9	18,7	48,5	20,4	48,3	22,5
262	-5 / -5,4	54,1	14,4	53,2	15,8	52,7	17,4	52,2	19,2	51,6	21,0	51,2	23,1
	0 / -0,8	61,8	14,8	60,9	16,4	60,0	18,1	59,3	20,0	58,6	21,9	58,2	24,3
	7 / 6	74,4	15,5	72,9	17,2	71,8	19,1	70,8	21,2	69,9	23,4	69,0	25,8
	10 / 8,2	78,9	15,7	77,3	17,4	76,3	19,4	75,2	21,6	74,1	23,9	72,7	26,3
	-15 / -15,4	44,8	15,5	44,5	16,8	44,4	18,5	44,4	20,4	44,5	22,3	44,1	24,6
	-10 / -10,5	52,1	16,1	51,6	17,6	51,3	19,4	51,2	21,4	51,2	23,5	51,3	26,0
302	-7 / -8	56,3	16,4	55,7	18,0	55,4	19,9	55,2	22,0	55,0	24,1	55,1	26,7
	-5 / -5,4	60,4	16,8	59,6	18,4	59,4	20,3	59,0	22,5	58,6	24,7	58,4	27,4
	0 / -0,8	69,4	17,4	68,3	19,2	67,9	21,2	67,2	23,5	66,5	25,9	66,1	28,7
	7 / 6	83,9	18,4	82,2	20,3	81,2	22,5	80,1	25,0	78,9	27,5	77,7	30,4
	10 / 8,2	89,0	18,7	87,2	20,6	86,1	22,9	85,1	25,5	84,1	28,1	82,7	31,1
	-15 / -15,4	56,3	19,5	55,8	21,2	55,5	23,2	55,3	25,2	55,1	27,3	54,7	30,2
302	-10 / -10,5	65,0	20,3	64,6	22,3	64,1	24,5	64,0	27,0	63,9	29,5	63,9	32,5
	-7 / -8	70,1	20,7	69,5	22,7	69,0	25,1	68,8	27,8	68,6	30,4	68,8	33,7
	-5 / -5,4	75,2	21,1	74,6	23,2	73,9	25,7	73,6	28,6	73,4	31,4	73,3	34,7
	0 / -0,8	85,8	21,8	84,7	24,1	84,0	26,7	83,7	29,8	83,4	32,9	83,0	36,6
	7 / 6	104	23,0	102	25,4	101	28,2	99,9	31,6	99,1	35,0	98,1	39,0
	10 / 8,2	110	23,4	108	25,8	107	28,7	106	32,1	105	35,6	104	39,8

Ta = tuloilman lämpötila lämmönvaihtimelle

kWf = lämmitysteho kW:ina

kWe = kompressorien ottoteho (kW)

Taulukon tiedot perustuvat levylämmönvaihtimiin, joissa ei ole epäpuhtauksia ja kennot ovat puhtaat. Muussa tapauksessa on käytävä asianmukaisia korjauskertoimia.