

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Teknillinen tiedekunta

Energiatekniikan koulutusohjelma

*Matti Wallin*

**PIENEN KOKOLUOKAN CHP-TUOTANNON KAN-  
NATTAVUUS KUNNALLISEN LÄMPÖLAITOKSEN  
YHTEYDESSÄ**

**Feasibility of small-scale combined heat and power production in  
connection with a municipal heat plant**

Työn tarkastajat:      Professori, TkT Esa Vakkilainen

                                    Dosentti, TkT Juha Kaikko

Työn ohjaaja:            Toimitusjohtaja, DI Tero Mäki

## TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto  
Teknillinen tiedekunta  
Energiatekniikan koulutusohjelma

Matti Wallin

### **Pienen kokoluokan CHP-tuotannon kannattavuus kunnallisen lämpölaitoksen yhteydessä**

Diplomityö

2012

115 sivua, 47 kuvaa, 20 taulukkoa ja 3 liitettä

Tarkastajat: Professori, TkT Esa Vakkilainen  
Dosentti, TkT Juha Kaikko  
Toimitusjohtaja, DI Tero Mäki

Hakusanat: Hajautettu energiantuotanto, Uusiutuva energia, CHP, Mikroturbiini

Fossiiliset polttoainevarannot ovat ehtymässä. Nykyisen talouskasvumme perustessa fossiilisten polttoaineiden kestävämpään käyttöön, on energiantuotantorakenteen muututtava. Euroopan Unioni on asettanut tavoitteet uusiutuvan energian osuuden lisäämiseksi. Näistä syistä johtuen kiinnostus uusiutuvaa energiaa ja hajautettua energiantuotantoa kohtaan on kasvanut viime aikoina. Tämän globaalin ilmiön rinnalla yhteiskuntarakenteen muutos Suomessa on johtanut tilanteeseen, jossa taloudellinen aktiviteetti kasvukeskusten ulkopuolella on hiipumassa. Loogisena ratkaisumallina on syntynyt hankkeita kuten Keski-Karjalan Kehitysyhtiö Oy:n Puhos 2013 - ympäristöalasta uutta liiketoimintaa - hanke. Tämä työ on Puhos 2013 - hankkeeseen tilattu tutkimus, jonka tavoitteena on puuta ja biokaasua polttoaineenaan käyttävän mikroturbiinitekniikkaan pohjautuvan pienen kokoluokan CHP tuotannon kannattavuuden selvittäminen kunnallisen lämpölaitoksen yhteydessä.

Tutkimuksessa selvitettiin aluksi pienen kokoluokan CHP tuotannon kannattavuuteen vaikuttavat tekijät, jonka jälkeen opittua tietoa sovellettiin Kiteen Lämmön Arppentien lämpölaitoksen tapaukseen. Kiteen Lämmön taloudellisen kannattavuuden ohella tutkimuksessa huomioitiin uusien liiketoiminta mahdollisuuksien syntyminen alueelle. Käytetyt tutkimusmenetelmät olivat kvalitatiivinen analyysi ja perinteinen investoinnin kannattavuuslaskenta. Tutkimuksen tuloksena muodostettiin strategia, joka maksimoi molemmat edellä mainitut kannattavuuden näkökulmat. Kehitetyn strategian Kiteen Lämmön tulosta maksimoiva osuus muodostuu oman käyttösähkön tuottamisen aloittamisesta Arppentien lämpölaitoksella 30 kW<sub>e</sub> mikroturbiinilla käyttäen polttoaineena Bio10 Oy:n toimittamaa biokaasua. Uusien liiketoiminta mahdollisuuksien syntyä alueelle mahdollistetaan puolestaan kehittämällä puun kaasutukseen perustuva modulaarinen CHP laitos yhteistyössä Mekrijärven tutkimusaseman ja suomalaisten laitevalmistajien kanssa.

## **ABSTRACT**

Lappeenranta University of Technology  
Faculty of Technology  
Energy Technology

Matti Wallin

### **Feasibility of small-scale combined heat and power production in connection with a municipal heat plant**

Master's Thesis

2012

115 pages, 47 figures, 20 tables and 3 annexes

Examiners: Professor, D. (Tech.) Esa Vakkilainen  
Docent, D. (Tech.) Juha Kaikko  
CEO, M.Sc. (Tech.) Tero Mäki

Keywords: Distributed energy production, Renewable energy, CHP, Microturbine

The fossil fuel reserves are running out. While our economic growth is based on unsustainable use of fossil fuels, the structure of energy production has to change. The European Union has set targets for increasing the share of renewable energy. These are the reasons why the interest in renewable energy and distributed energy production has increased. At the same time in Finland economic activity outside the growth centers is decreasing. Logical solutions to this problem are projects like Central Karelia Development Company's Puhos 2013 - project. This Master's Thesis is a study in the Puhos 2013 - project, which aims to research the feasibility of small-scale combined heat and power production based on wood gasification, biogas and microturbine technology in connection with a municipal heat plant.

In the beginning the study focused on factors affecting the profitability of small-scale CHP, after which the information acquired was applied to the case study of Kiteen Lämpö Arppentie heat plant. In addition to the economic profitability for Kiteen Lämpö, new emerging business opportunities were also taken into consideration. The research methods that were used included both qualitative methods and traditional investment profitability calculations. As a result a strategy which maximizes the profitability in both angles of view mentioned earlier was developed. The developed strategy maximizes the economic profitability of Kiteen Lämpö by starting to produce self consumed electricity using a 30 kW<sub>e</sub> microturbine fueled with biogas delivered by BIO10 Ltd. Enabling new business opportunities to develop in the area is ensured by the means of developing a modular CHP plant based on wood gasification in cooperation with Mekrijärvi Research Station and Finnish equipment suppliers.

## **Alkusanat**

Tämä diplomityö on tehty Keski-Karjalan Kehitysyhtiö Oy:n (KETI) tilauksesta kevään ja kesän 2012 aikana. Työ liittyy KETI Oy:n Puhos 2013 - ympäristöalasta uutta liiketoimintaa - hankkeeseen, joka etsii uutta yritystoimintaa ja uusia työpaikkoja erityisesti Puhoksen alueelle äkillisen rakennemuutoksen tilanteessa. KETI Oy:n lisäksi työn rahoittajana on ollut Kiteen Lämpö Oy.

Haluan kiittää kaikkia tämän työn syntyä edesauttaneita tahoja. Mielenkiintoisen ja hyödyllisen aiheen löytämisestä haluan kiittää diplomi-insinööri Tero Mäkeä ja tutkimuksen toteuttamisen mahdollisuudesta KETI OY:n Puhos 2013 - hankkeen projektipäällikkö Antti Suhosta. Lisäksi kiitos työn tarkastajille professori Esa Vakkilaiselle ja professori Juha Kaikolle. Erityiskiitos perheelleni tuesta opiskelujen aikana, sekä Santulle ja Tervahaudan Moskulle ajatusten viemisestä pois energiamaailmasta, kun oli aika levätä.

Kiteellä 22.8.2012

Matti Wallin

# SISÄLLYSLUETTELO

SYMBOLILUETTELO.....	3
LYHENTEET .....	5
1 JOHDANTO.....	6
2 ENERGIAMARKKINAT .....	9
2.1 Polttoainemarkkinat.....	9
2.1.1 Puupolttoaineet .....	13
2.1.2 Biokaasu.....	17
2.2 Lämpö- ja sähkömarkkinat .....	20
2.2.1 Lämpömarkkinat .....	21
2.2.2 Sähkömarkkinat .....	25
3 HAJAUTETTU ENERGIANTUOTANTO .....	30
3.1 Hajautetun ja keskitetyn energiantuotannon ominaisuudet .....	31
3.2 Pienen kokoluokan CHP hajautetussa energiantuotannossa.....	33
4 MIKROTURBIINIVOIMALAITOS .....	37
4.1 Suora- ja epäsuoraprosessi.....	37
4.2 Energijärjestelmä suoran prosessin yhteydessä .....	41
4.3 Energijärjestelmä epäsuoran prosessin yhteydessä.....	44
5 SÄHKÖVERKKOON LIITTYMINEN.....	47
5.1 Sähköverkkoon liittymisen tekniset vaatimukset .....	47
5.2 PKS Oy:n pientuotannon liittymisperiaatteet .....	48
5.2.1 Tuotantolaitoksen toiminta jakeluverkossa ja luokittelu .....	49
5.2.2 Suojausasettelu, sähköturvallisuus ja dokumentaatio .....	51
5.2.3 Sähkön tuotannon mittaaminen.....	52
5.3 Sähköverkkoon liittymisen kaupalliset toimenpiteet ja hinnoittelu .....	53
5.4 Sähköverkkoon liittymisprosessin yhteenveto .....	56
6 TUKIMEKANISMIT SUOMESSA.....	57
6.1 Syöttötariffijärjestelmä .....	58
6.2 Investointituki uusiutuvalle energialle.....	61
6.3 Yhteenveto tukimekanismin määräytymisprosessista .....	62
7 TUTKIMUKSEN LÄHTÖKOHDAT.....	64
8 KONSEPTIT ARPPENTIEN YHTEYTEEN .....	66

8.1 Peruskonseptit.....	66
8.2 Kannattavimman konseptin määrittely .....	72
9 LAITEKUVAUKSET, MITOITUS JA KUSTANNUSARVIO.....	75
9.1 Laitekuvaukset ja kustannusarviot.....	75
9.2 Mitoitus Arppentien lämpölaitoksen yhteyteen.....	80
10 KANNATTAVUUSTARKASTELU .....	83
10.1 Laskentaprosessin kuvailu .....	83
10.2 Laskennan alkuarvot ja tulokset .....	93
10.3 Herkkyystarkastelu .....	97
10.4 Biokaasun rooli .....	100
11 YHTEENVETO JA JATKOTOIMENPIDE-EHDOTUKSET .....	104
LÄHTEET .....	109

#### LIITTEET

Liite I	RMV-Tech Oy, T30 esite
Liite II	Volter Oy, Volter 30 esite
Liite III	Laskentatyökalun tuloste, tekniset laskelmat

## SYMBOLILUETTELO

### Kreikkalaiset

$\eta_{KPA}$  lämpölaitoksen lämmöntuotannon hyötysuhde [-]

### Latinalaiset

$a_{n,i}$  jaksollisten suoritusten nykyarvotekijä [-]  
 $c_{n,i}$  annuiteettitekijä [-]  
 $E_{omak}$  sähkönkulutus [kWh<sub>e</sub>/a]  
 $H_{premio}$  lämpöpremio [€/MWh<sub>e</sub>]  
 $H_{tariffi}$  puupolttoaineen perustuki [€/MWh<sub>e</sub>]  
 $I$  investointi [€]  
 $i$  laskentakorko [-]  
 $K_{hake}$  polttoainekustannus (hake) [€/MWh]  
 $K_{K\&K, kaasutin}$  kaasuttimen käyttö- ja kunnossapitokustannus [€/MWh<sub>e</sub>]  
 $K_{K\&K, CHP}$  vuotuinen käyttö- ja kunnossapitokustannus CHP laitoksella [€]  
 $K_{K\&K, MT}$  mikroturbiinin käyttö- ja kunnossapitokustannus [€/MWh<sub>e</sub>]  
 $K_{KPA}$  polttoaineen hankintakustannus lämpölaitoksella [€/MWh]  
 $K_{ostosähkö}$  ostosähkön kustannus Arppentielle [€/kWh]  
 $K_{PA, CHP}$  vuotuinen polttoainekustannus CHP laitoksella [€]  
 $K_{POR}$  polttoaineen hankintakustannus öljylaitoksella [€/MWh]  
 $K_{siirto}$  siirtokustannus [€/kWh<sub>e</sub>]  
 $K_{SS\&SV, 120}$  sähkönsiirron ja sähköveron vuotuinen kustannus 120 kW<sub>e</sub> laitoksella [€]  
 $K_{vero}$  sähkövero [€/kWh<sub>e</sub>]  
 $n$  pitoaika [a]  
 $n_i$  korollinen takaisinmaksuaika [a]  
 $P_e$  sähköteho [MW<sub>e</sub>]  
 $P_{lämpö}$  CHP laitoksen hyötylämpöteho [MW]  
 $q_{hake}$  hakkeen energiasisältö [kWh/i-m<sup>3</sup>]  
 $r$  investoinnin sisäinen korkokanta [-]

$S$	vuotuinen nettotuotto	[€]
$S_{KPA}$	vuotuinen säästö vanhan kaasuttimen polttoaineen hankinnassa perustuotannossa	[€]
$S_{myynti\&tariffi}$	vuotuinen tulo sähkön myynnistä ja syöttötariffista	[€]
$S_{ostosähkö}$	vuotuinen säästö ostosähkössä	[€]
$S_{POR}$	vuotuinen säästö vanhan kaasuttimen korvatussa raskasta polttoöljyä	[€]
$t_h$	CHP laitoksen huipunkäyttöaika	[h/a]
$t_{h,POR}$	öljylaitoksen huipunkäyttöaika	[h/a]
$V_{hake}$	hakkeen kulutus CHP laitoksella	[i-m <sup>3</sup> /h]



## LYHENTEET

CHP	Yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto (Combined Heat and Power).
EFMT	Ulkoisella poltolla toimiva mikroturbiini (Externally-fired microturbine).
EMV	Energiamarkkinavirasto.
HTHE	Korkean lämpötilatason lämmönsiirrin (High Temperature Heat Exchanger).
OTC	Kahdenväliseen sopimukseen perustuvaa pörssin ulkopuolinen kauppa (Over-the-counter).
PKS	Pohjois-Karjalan Sähkö Oy.
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö.

## 1 JOHDANTO

Ymmärrys energiaresurssien niukkuudesta ja nykyisestä kestävästi fossiilisten polttoaineiden pohjalle rakentuvasta taloudesta ovat havahduttaneet meidät toimiin. Euroopan Unioni on asettanut tavoitteet uusiutuvan energian osuuden loppukulutuksesta nostamiseksi vuoteen 2020 mennessä 20 prosenttiin koko unionin alueella. Suomen osalta tavoitteena on nostaa uusiutuvan energian osuus 38 prosenttiin kokonaiskulutuksesta vuoteen 2020 mennessä. Viimeaikoina on ollut havaittavissa kasvavaa kiinnostusta uusiutuvaan energiaan perustuvaa hajautettua energiantuotantoa kohtaan. Eräänä syynä tähän lienevät alati otsikoissa olevat paikalliset ympäristöongelmat, jotka ovat ominaisia suuren kokoluokan keskitetyille tuotantolaitoksille. Lisäksi liiketoiminnan riskienhallinnan näkökulmasta resurssien hajauttamisella voidaan portfolioteorian mukaisesti pienentää toiminnan riskejä.

Energiaresurssien niukkuudesta seuraa, että kokonaisyötysuhteeltaan erillistuotantoa huomattavasti paremman yhteistuotannon rooli energiantuotannossa on syytä nostaa entistäkin tärkeämpään asemaan. Näistä syistä johtuen tässä työssä keskitytäänkin tarkastelemaan hajautetun energiantuotannon kentässä toimivaa pienen kokoluokan sähkön- ja lämmön yhteistuotantolaitosta. Tarkastelu rajoitetaan edelleen kunnallisen lämpölaitoksen yhteyteen sijoitettavaan yhteistuotantolaitokseen, sillä pienehköt kunnalliset kaukolämpöverkot muodostavat potentiaalisen yhteistuotannon osuuden lisäämiseksi. Lisäksi vastaavan kokoluokan tekniikkaa voitaisiin soveltaa esimerkiksi pk-teollisuuden tarpeisiin Suomessa ja vientituotteena. Teknisesti tarkastelu suunnataan puuta ja biokaasua polttoaineenaan käyttävään mikroturbiinitekniikkaan.

Markkinataloudessa, jossa elämme, kaikkien investointien edellytyksenä on taloudellinen kannattavuus. Tästä syystä pyrin pitämään tarkastelun taustalla "punaisena lankana" kaikissa työn vaiheissa kannattavuuden, sillä ilman sitä yksikään toimija ei ryhdy investointeihin. Työn tavoitteeksi voidaan tiivistää: puuta ja biokaasua polttoaineenaan käyttävän mikroturbiinitekniikkaan pohjautuvan pienen kokoluokan CHP tuotannon kannattavuuden selvittäminen kunnallisen lämpölaitoksen yhteydessä.

Tavoitteeseen pääsemiseksi työssä lähdetään liikkeelle tarkastelemalla CHP laitoksen toimintaympäristöä, energiemarkkinoita, kansallisella tasolla. Tämän jälkeen luodaan tiivis katsaus yhteistuotantoon perustuviin hajautetun energiantuotannon toimijoihin ja hajautetun tuotannon ominaisuuksiin. Itse tuotantoyksikköön liittyviin ominaisuuksiin perehdytään mikroturbiinitekniikka käsittelevässä kappaleessa. Sähköverkkoon liittymisprosessi ei ole pienille lämpöyhtiöille rutiinia, kuten ei myöskään pien-tuotannon sähköverkkoon liittäminen sähköverkkoyhtiöille. Tämän vuoksi sähköverkkoon liittymisprosessiin liittyvät tekijät on erotettu omaksi kappaleekseen. EU:n asettamiin tavoitteisiin pääsemiseksi uusiutuvalla energialle myönnetään erilaisia tukia, jotka ovat merkityksellisiä tuotannon kannattavuuden näkökulmasta. Myös näihin tukiin perehdytään lyhyesti tässä työssä. Kaikkien edellä esiteltyjen aiheiden tarkastelun tarkoituksena on muodostaa näkemys niistä seikoista, jotka vaikuttavat tässä työssä tarkastelussa olevan pienen kokoluokan CHP tuotannon kannattavuuteen.

Kiteen Lämpö Oy on lämpöyhtiö, jonka osakekannasta 90 % omistaa Kiteen kaupunki ja 10 % Pohjois-Karjalan Sähkö Oy. Vuoden 2010 tilinpäätöksen mukaisesti kaukolämpöä myytiin 45 089 MWh ja polttoainetta käytettiin 57 469 MWh. Kiteen Lämpö Oy:n päälämpökeskukset sijaitsevat Arppentiellä ja Selkueella. Tämän työn tavoitteena on selvittää aiemmin kuvatulla tekniikalla tapahtuvan CHP tuotannon kannattavuus Kiteen Lämpö Oy:n Arppentien lämpölaitoksen yhteydessä.

Kiteen Lämpö Oy:n omistajapohjan ja Kiteellä vallitsevan yleisen tilanteen huomioiden, voidaan eri vaihtoehtojen kannattavuutta arvioida myös muilla kuin Kiteen Lämpö Oy:n tulosta maksimoivilla perusteilla. Perinteisen kannattavuuslaskelmiin perustuvan kannattavuuden arvioinnin lisäksi tässä työssä huomioidaan myös uuden teknologian ja liiketoiminta mahdollisuuksien myötä syntyvät mahdollisuudet alueella. Myös nämä näkökulmat huomioidaan johtopäätöksiä tehtäessä ja jatkotoimenpide-ehdotuksia annettaessa.

Molempien kannattavuuden näkökulmien huomioimiseksi työssä tullaan määrittämään tietyt soveltuvat peruskonseptit Arppentien energiajärjestelmän muodostamiseksi, joiden ominaisuuksia kvalitatiivisesti arvioimalla valitaan molempien kannat-

tavuuden näkökulmien kannalta järkevin konsepti. Tavoitteena on löytää tällä menetelmällä kokonaiskannattavuuden kannalta paras konsepti, jota voidaan siirtyä tarkastelemaan perinteisen kannattavuuslaskennan keinoin tutkimuksen myöhemmässä vaiheessa. Näillä menetelmillä pyritään varmistamaan, että lopulliset johtopäätökset ja annettavat jatkotoimenpide-ehdotukset huomioivat sekä valittavasta energiajärjestelmästä seuraavat alueelliset liiketoiminnan kehittämismahdollisuudet että kannattavuuslaskennan tulokset.

## 2 ENERGIAMARKKINAT

Tässä kappaleessa tarkastellaan niitä energiamarkkinoilla vallitsevia tekijöitä, jotka ovat merkittäviä puu- ja biokaasua polttoaineenaan käyttävän kunnallisen lämpölaitoksen yhteyteen sijoitettavan pienen kokoluokan CHP tuotannon kannattavuuden näkökulmasta. Tarkastelun lähtökohtana käytetään kuvassa 1 esitettyä prosessia, jossa CHP-laitosta käsitellään pelkistetysti energiamarkkinoiden toimijana, joka muuttaa tuotantopanokset tuotoksiksi. Tarkasteltavia tuotantopanoksia ovat polttoaineet, puukaasu ja biokaasu. Tarkastelu rajoitetaan ainoastaan energiamarkkinoihin, joten muut tuotantopanokset (muun muassa työ, pääoma) jätetään tarkastelun ulkopuolelle. Prosessin myötä energiamarkkinoille syntyviä tuotoksia ovat sähkö ja lämpö.

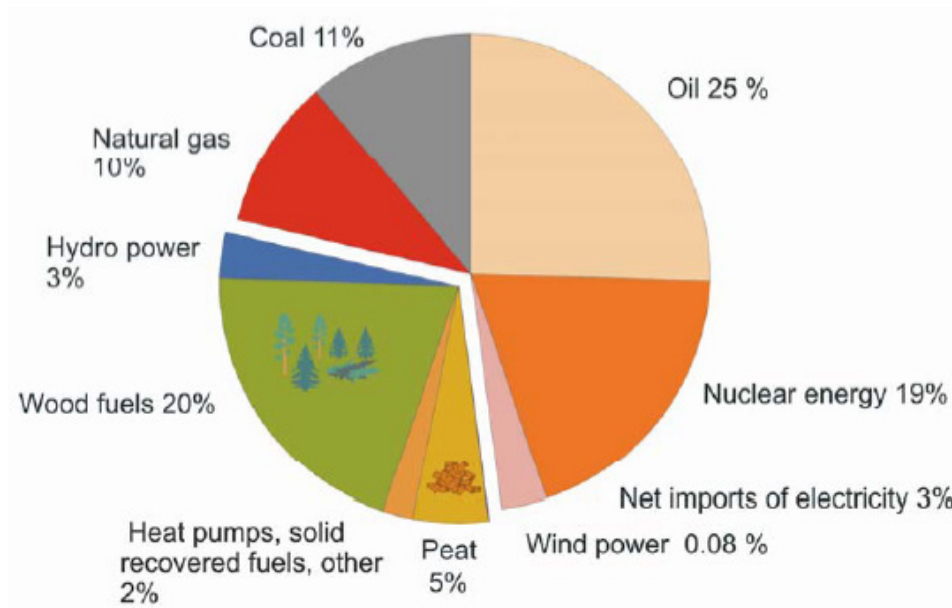


**Kuva 1.** CHP-laitos energiamarkkinoilla.

Tässä kappaleessa rajoitutaan edelleen energiamarkkinoiden tarkastelemiseen yleisesti kansallisella tasolla. Jäljempänä tässä työssä tarkennetaan tarkastelua alueellisiin energiamarkkinoihin, joilla Kiteen Lämpö Oy:n Arppentien lämpölaitoksen yhteyteen sijoitettava CHP-laitos tulisi toimimaan.

### 2.1 Polttoainemarkkinat

Suomessa fossiilisilla tuontipolttoaineilla on suuri rooli primäärisenä energian lähteenä. Kotimaisista energian lähteistä merkittävimpiä ovat puu, turve ja vesivoima. Uusiutuvien energian lähteiden osuus on EU:n toiseksi korkein. Kuvassa 2 on esitetty primääristen energian lähteiden jakautuminen Suomessa. (Heinimö & Alakangas 2011, 7.)

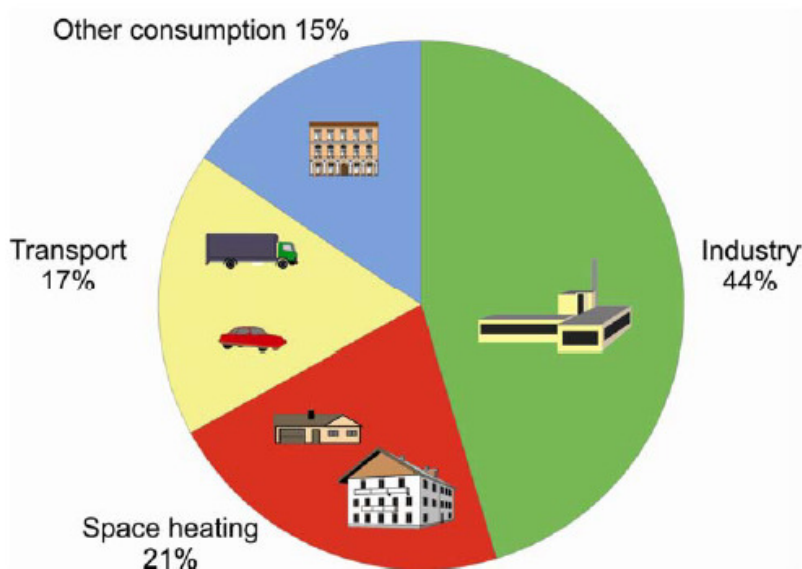


**Kuva 2.** Primäärienergian lähteet Suomessa 2009. (Heinimö & Alakangas 2011, 8.)

Taulukosta 1 nähdään, että puu ja turve ovat tärkeimmät bioenergian lähteet Suomessa. Muiden biopohjaisten energian lähteiden, kuten esimerkiksi biokaasun, käyttö on puuhun ja turpeeseen verrattuna hyvin vähäistä. Taulukosta 1 nähdään myös, että mustalipeä muodostaa yksittäisen suurimman biopohjaisen energian lähteen. Kuvasta 3 esitetyn mukaisesti teollisuus muodostaa Suomessa liki puolet energian kulutuksesta ja näin ollen puubiomassojen (erityisesti mustalipeän) suhteellisen suuri osuus selittyy pitkälti teollisuuden rakenteella. (Heinimö & Alakangas 2011, 8-9.)

**Taulukko 1.** Biomassan pohjaisten polttoaineiden käyttö Suomessa vuonna 2009. (Heinimö & Alakangas 2011, 9.)

Fuel	Use in 2009 (PJ)	Share
Wood fuels:		
▪ Black liquor <sup>(a)</sup>	110.2	31.0%
▪ Solid wood processing industry by-products and residues <sup>(b)</sup>	56.0	15.7%
▪ Firewood	55.0	15.5%
▪ Forest fuels (forest chips)	43.7	12.3%
▪ Wood pellets	2.6	0.7%
▪ Wood fuels in total	267.5	75.2%
Biogas	1.7	0.5%
Solid recovered fuels (biodegradable fraction)	5.6	1.6%
Other bioenergy <sup>(c)</sup>	2.1	0.6%
Liquid biofuels in road transport sector and space heating	7.3	2.1%
Fuel peat	71.7	20.1%
In total	355.9	100.0%



**Kuva 3.** Energian kulutus sektoreittain Suomessa vuonna 2009. (Heinimö & Alakangas 2011, 8.)

Tulevaisuudessa kehitystä määrittävät hyvin pitkälti Euroopan Unionin asettamat tavoitteet uusiutuvan energian osuuden loppukulutuksesta nostamiseksi vuoteen 2020 mennessä 20 prosenttiin koko unionin alueella. Suomen osalta tavoitteena on nostaa uusiutuvan energian osuus 38 prosenttiin kokonaiskulutuksesta vuoteen 2020 mennessä. Uusiutuvan energian käyttö ja tavoitetasot on esitetty taulukossa 2. (Heinimö & Alakangas 2011, 11.)

**Taulukko 2.** Uusiutuvan energian kulutus lähteittäin Suomessa vuonna 2009 ja tavoitteet vuodelle 2020. Vuosi 2005 on referenssinä vuoden 2020 tavoitteille. (Heinimö & Alakangas 2011, 11.)

Source of renewable energy	Year 2005 (PJ)	Year 2009 <sup>a</sup> ( PJ)	Target level for 2020 <sup>b</sup> (PJ)	Increment 2009- 2020 (PJ)
Black liquor	132	110	137	27
Solid wood processing industry by-products and residues	70	52	68	16
Hydropower	48	45	50	5
Firewood	51	55	43	-12
Forest fuels (in heat and power generation)	21	44	90	46
Recycled fuels	7	8	7	-1
Heat pumps	2	7	29	22
Other renewable energy (includes, e.g., solar energy and agro-biomass)	5	4	1	-3
Biogas	2	2	4	2
Wood pellets	1	3	7	4
Wind power	0.3	1	22	21
Liquid biofuels	0	7	25 <sup>c</sup>	18
Total	339	338	483	145

Aiemmin esitetyn mukaisesti tässä työssä tarkastelun kohteena ovat puupolttoaineet ja biokaasu. Taulukosta 2 nähdään, että metsäbiomassoille on asetettu absoluuttisesti suurimmat kasvutavoitteet uusiutuvan energian tuotannossa. Toinen tässä työssä painoarvoa saava energian lähde, biokaasu, ei ole absoluuttisesti kovinkaan merkittävä uusiutuvan energian osuuden kasvattamisen näkökulmasta. Taulukosta nähdään biokaasun suhteellisen kasvun tavoitteen olevan hyvinkin korkea, 100 prosenttia referenssi vuoteen verrattuna. Biokaasulle annetaan tässä työssä painoarvoa sen mahdollisen suurenkin merkittävyyden vuoksi alueellisia energiamarkkinoita tarkasteltaessa.

Asetettujen tavoitteiden saavuttamiseksi valtio käyttää erilaisia ohjauskeinoja. Näitä ovat tutkimus- ja kehitystyön tukeminen, energiaverotuksella uusiutuvan energian suhteellisen markkina-aseman parantaminen ja tuotantotuki- sekä investointitukijärjestelmät (Heinimö & Alakangas 2011, 17). Näistä ohjauskeinoista tuotantotuki- ja investointitukijärjestelmiä on kuvattu jäljempänä tässä työssä.



### 2.1.1 Puupolttoaineet

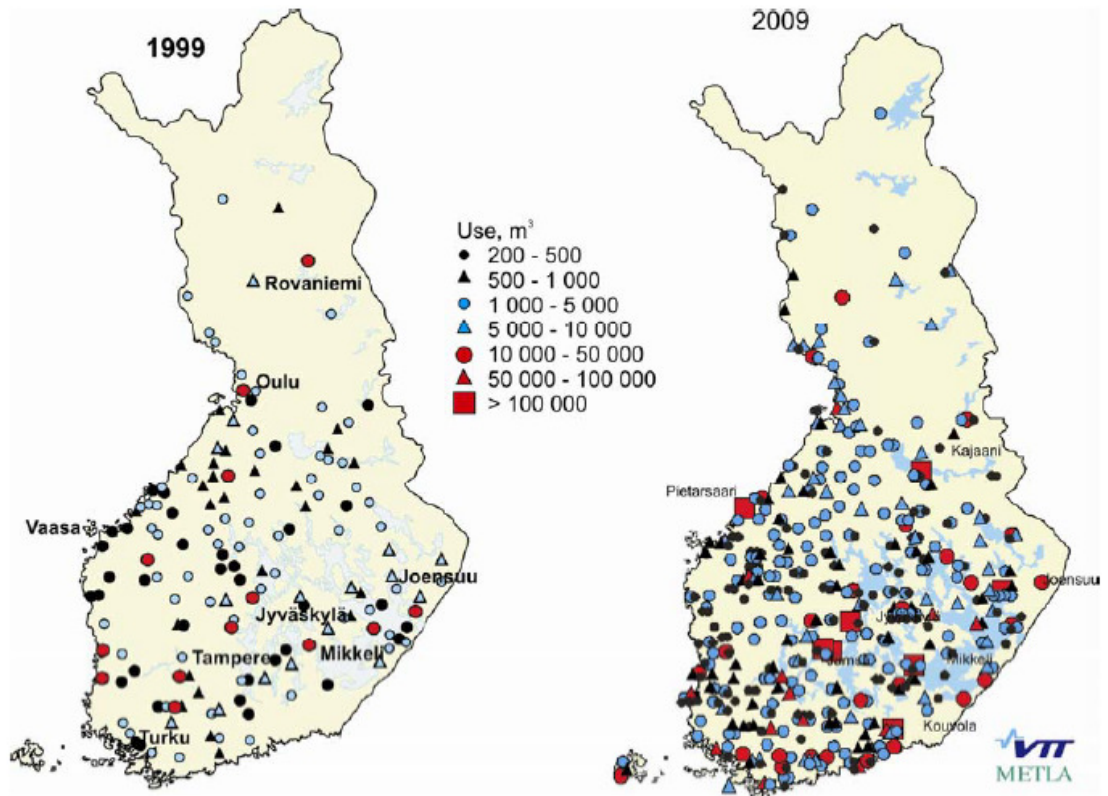
Suomessa metsäteollisuus on puupolttoaineiden suurin tuottaja, mutta myös samalla merkittävä kuluttaja. Puuperäiset polttoaineet ovat metsäteollisuuden merkittävin energian lähde muodostaen noin 75 % kokonaiskulutuksesta. Toinen merkittävä puupolttoaineen käyttäjä on kaukolämmitys. Kaukolämmityksessä vuonna 2009 käytetyistä polttoaineista 15 % oli puuperäisiä polttoaineita. Puupolttoaineiden käyttö käyttäjätyypeittäin on esitetty taulukossa 3. (Heinimö & Alakangas 2011, 19.)

**Taulukko 3.** Puupolttoaineiden käyttö käyttäjätyypeittäin vuonna 2009, yksikkönä PJ.(Heinimö & Alakangas 2011, 19.)

Fuel / End use sector	Forest industry	District heating	Small-scale use <sup>(c)</sup>	Other industry & users	Total
Black liquor	110.2	0	0	0	110.2 [5]
Solid wood processing industry by-products and residues <sup>(b)</sup>	23.4	13.0	0	20.6	57.0
Firewood	0	0	54.0	0	54.0 [5]
Forest fuels <sup>(a)</sup>	14.4 [20]	17.7 [21]	4.7 [5]	6.9	43.7 [5]
Wood pellets <sup>(d)</sup>		0.8	1.0	0.8	2.6
<b>Total wood</b>	<b>148.0 [22]</b>	<b>31.5 [5]</b>	<b>59.7 [5]</b>	<b>28.3</b>	<b>267.5 [5]</b>

Aikaisemmin esitetyn mukaisesti tässä työssä keskitytään tarkastelemaan pienen kokuokan CHP tuotantoa mikroturbiinitekniikalla. Tarkasteltavina polttoaineina ovat puukaasu ja biokaasu. Puupolttoaineiden tarkastelussa tarkennutaan metsäpolttoaineisiin. Taulukosta 3 nähdään kaukolämmityksen muodostavan merkittävän osuuden metsäpolttoaineiden kokonaiskäytöstä.

Metsäpolttoaineilla tarkoitetaan energiakäyttöön tarkoitettua puuta. Yleisesti käytössä oleva termi on energiapuu. Energiapuuta on yleisesti metsäteollisuuden ainespuuksi kelpaamaton puu. Energiapuuta ovat esimerkiksi karsimaton kokopuu, hakkuutähteet ja kannot (Motiva 2012b). Kuvassa 4 on esitetty energiapuun käyttö Suomessa vuosina 1999 ja 2009. Kuvasta huomataan energiapuun käytön voimakas lisääntyminen.



**Kuva 4.** Suurimmat metsähakkeen kuluttajat Suomessa vuosina 1999 ja 2009. (Heinimö & Alakangas 2011, 20.)

Tarkasteltaessa energiapuumarkkinaa pienen kokoluokan CHP tuotannon potentiaalin näkökulmasta on tärkeää huomata nykyisen markkinakysynnän jakautuminen tuotantolaitoksien lämpötehojen mukaisesti. Taulukossa 4 on esitetty kiinteitä puupolttoaineita polttoaineenaan käyttävien yksiköiden lukumäärä ja kokonaislämpöteho eri yksikkökokoihin jakautuneena. Yli 20 MW<sub>th</sub> yksiköt ovat yleisesti monipolttoaine CHP-laitoksia (Heinimö & Alakangas 2011, 21).

**Taulukko 4.** Kiinteää puupolttoainetta käyttävien energian tuotantoyksiköiden jakautuminen yksikköön mukaisesti Suomessa vuonna 2009.(Heinimö & Alakangas 2011, 21.)

Plant size category	Total output (MW <sub>th</sub> )	Number of plants	Use of solid wood fuels in 2009 <sup>b</sup>	
			(PJ)	Share
< 50 kw <sub>th</sub> (boilers and stoves)	n.a.	n.a.	59.6	40%
< 1 MW <sub>th</sub>	250	455	3.0	2%
1 – 5 MW <sub>th</sub>	425	161	3.4	2%
5 – 20 MW <sub>th</sub>	970	102	9.1	6%
> 20 MW <sub>th</sub> <sup>a</sup>	8 720	82	73.3	49%
Total	10 365	800	148.5	100%

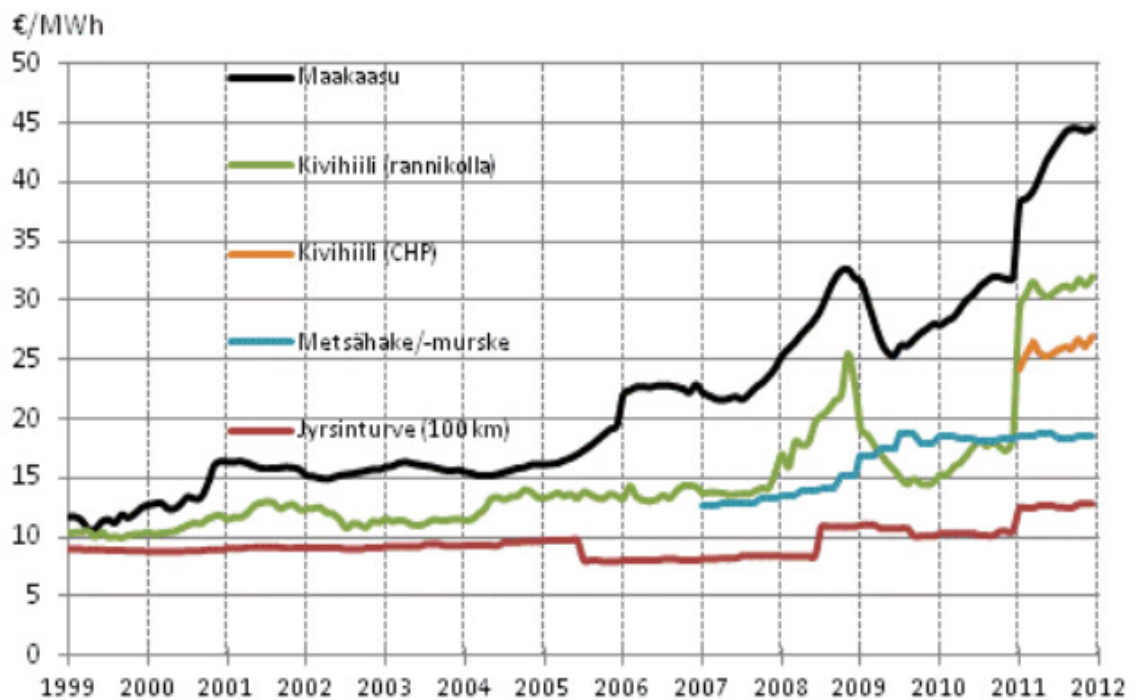
Taulukosta nähdään, että nykyisin puupolttoainetta käyttävistä yksiköistä kokonaisenergian tuotannon kannalta merkittävimmät osuudet muodostavat jo CHP tuotannossa olevat yli 20 MW<sub>th</sub> yksiköt ja hyvin pienet yksiköt, kuten talokohtaiset tulisijat. Väliin jäävä alle 1 - 20 MW<sub>th</sub> kokoluokka muodostaa 10 % energiapuun kokonaiskäytöstä. Tämä kokoluokka muodostaa potentiaalisen pienen kokoluokan CHP tuotannolle jo nykyisin puupolttoainetta käyttävässä lämmöntuotannossa.

Puupolttoaineiden kasvaneesta käytöstä huolimatta potentiaalia käytön kasvuille on edelleen. Hakkuutähteistä, kannoista ja pienen halkaisija energiapuusta saatavissa oleva metsähake muodostaa suuren ja vähäisesti hyödynnetyn biopolttoaine potentiaaliksi. Taulukossa 5 esitetyn mukaisesti muodostaa se suurimman osan tulevaisuuden biopolttoaineiden tuotannon kasvupotentiaalista. (Heinimö & Alakangas 2011, 23.)

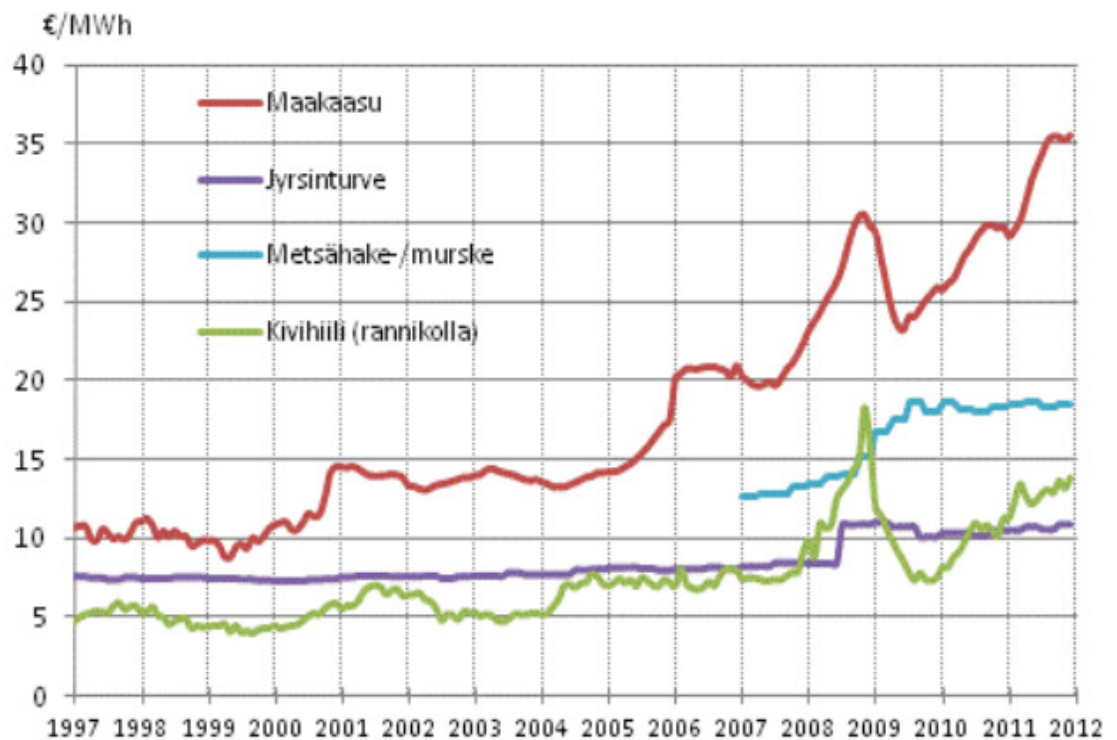
**Taulukko 5.** Tärkeimpien biopolttoaineiden käyttö, potentiaali ja tavoitteet Suomessa. (Heinimö & Alakangas 2011, 23.)

Fuel	Use in 2009 (PJ)	Production potential (PJ/yr)	Targeted use in 2020, (PJ/yr)
Black liquor	110	-	137
Solid processing industry by-products and residues	57	-	68
Forest fuels (forest chips)	44	80-140	90
Firewood	54	50	43
Wood pellets	3	9-27	7
Biogas	2	8-64	4
Agricultural biomass	2	54	1
Biofuels in road transport sector	7	-	25
Fuel peat	102.5	-	n.a.

Suomessa energiaverotus vaikuttaa voimakkaasti polttoaineiden keskinäiseen kilpailukykyyn. Sähköntuotannossa käytettävät polttoaineet on vapautettu energiaveroista. Lämmöntuotannossa erityisesti fossiilisia polttoaineita verotetaan. Energiaverotus siirtyy kuluttajahintoihin ja parantaa näin ollen esimerkiksi puupolttoaineiden kilpailukykyä lämmöntuotannossa fossiilisiin polttoaineisiin verrattuna. Puupolttoaineiden hintakehitys on ollut vakaampaa kuin fossiililla polttoaineilla, joiden hintojen volatilitteetti on ollut suurempaa maailman markkinahintoja seuraten. Kansallinen energiapolitiikka on kasvattanut metsäpolttoaineiden kysyntää, EU:n päästökauppa järjestelmä on kasvattanut voimalaitosten kykyä maksaa polttoaineesta ja metsäpolttoaineita on voitu tuottaa yhä kalliimmilla paikoilla sekä kalliimmista materiaaleista. Energiapuun kasvava kysyntä ja voimalaitosten kyky maksaa puusta polttoaineena ovat lisänneet kilpailua raaka-aineesta energiantuotannon ja metsäteollisuuden välillä. Edellä esitettyjen tekijöiden vaikutuksesta puupolttoaineen hinta on noussut viime aikoina. Kuvassa 5 on esitetty voimalaitospolttoaineiden hinnat lämmöntuotannossa ja kuvassa 6 hinnat sähköntuotannossa. (Heinimö & Alakangas 2011, 24-26.)



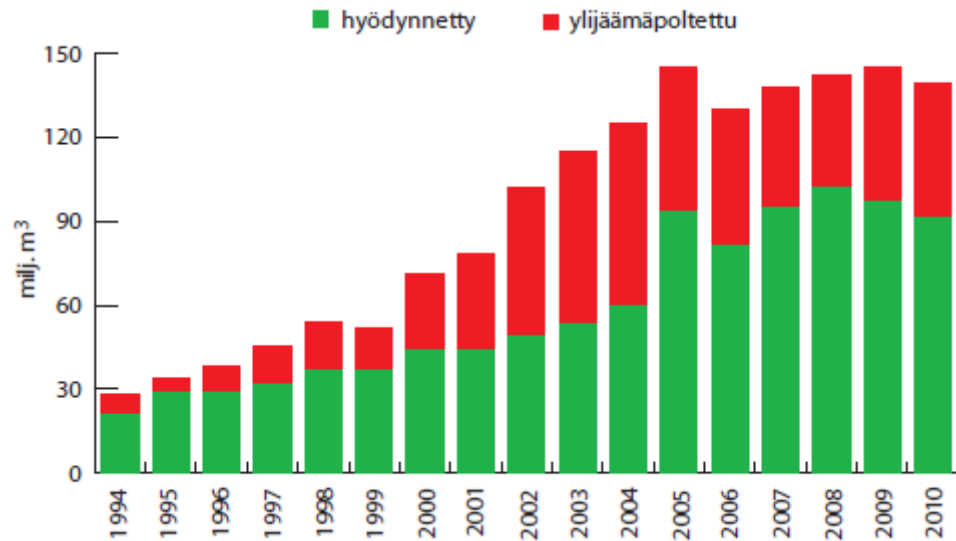
**Kuva 5.** Voimalaitospolttoaineiden hinnat lämmöntuotannossa. (Tilastokeskus 2012b.)



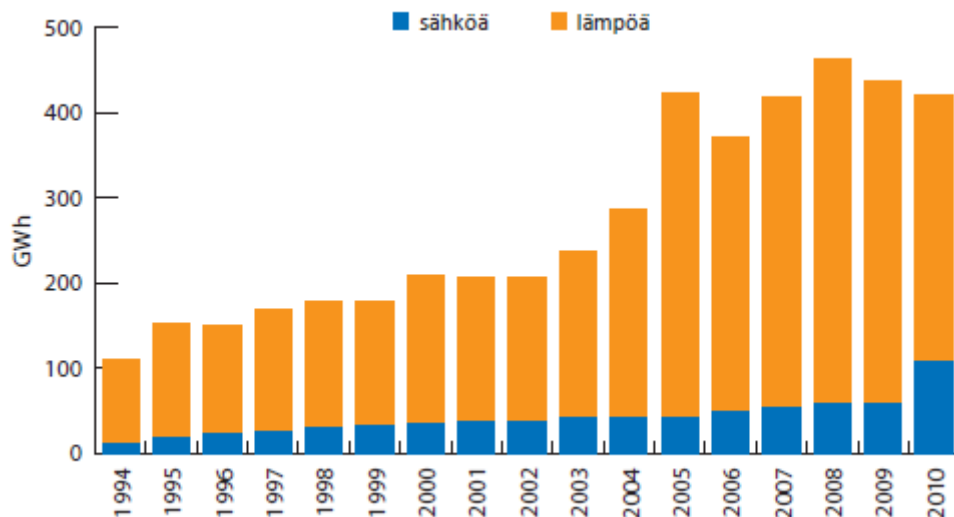
**Kuva 6.** Voimalaitospolttoaineiden hinnat sähköntuotannossa. (Tilastokeskus 2012a.)

### 2.1.2 Biokaasu

Vuonna 2010 Suomessa tuotettiin biokaasua 139,1 miljoonaa kuutiota hyödyntämistäasteen ollessa 66 %. Lämpöä tuotettiin 314,5 GWh ja sähköä 107 GWh. Hyödyntämätön osuus poltettiin ylijäämäpoltossa, jossa tuhlaantui energiaa 204,8 GWh. Kuvassa 7 on esitetty biokaasun tuotannon ja hyödyntämisen kehitys Suomessa. Kuvassa 8 käy ilmi biokaasulla tuotetun energiamäärän kehitys ja jakautuminen sähkö- ja lämpöenergian kesken. (Huttunen & Kuittinen 2011, 15.)



**Kuva 7.** Biokaasun tuotanto ja hyödyntäminen Suomessa. (Huttunen & Kuittinen 2011, 16.)

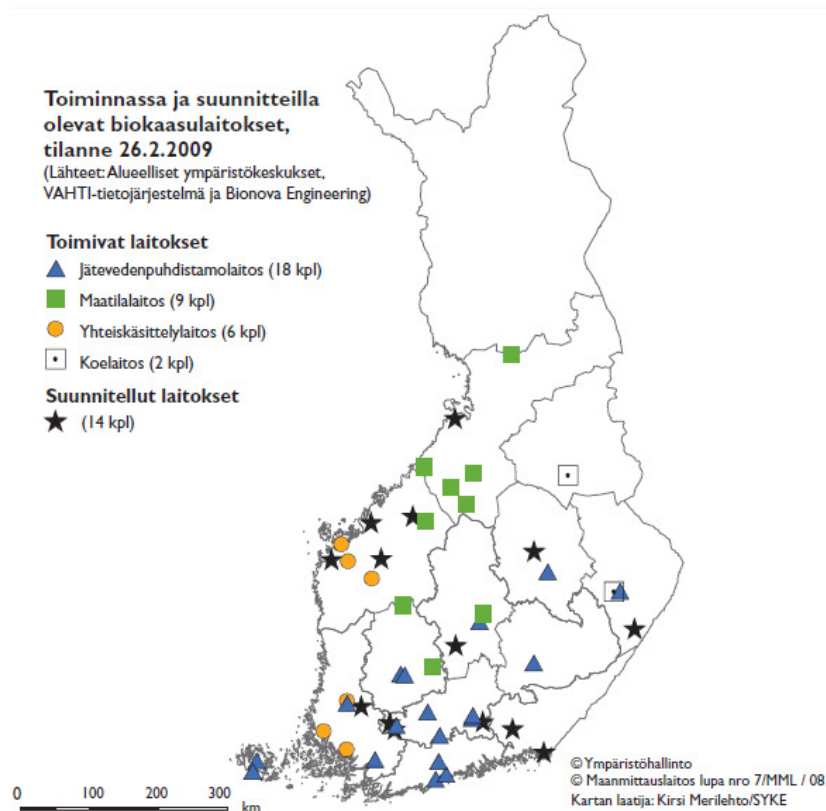


**Kuva 8.** Biokaasulla tuotettu energia Suomessa. (Huttunen & Kuittinen 2011, 16.)

Aikaisemmin taulukossa 1 esitetyn mukaisesti biokaasun käyttö kansallisella tasolla on nykyisellään merkitykseltään häviävän pieni, vuonna 2009 ainoastaan 0,5 % biopolttoaineiden kokonaiskulutuksesta Suomessa. Biokaasun tuotannossa on kuitenkin tulevaisuudessa kasvupotentiaalia, kuten taulukosta 5 käy ilmi. Kunnallisen lämpölaitoksen yhteyteen sijoitettavan pienen kokoluokan CHP-laitoksen kannattavuuden kannalta oleellista ei ole edellä esitelty biokaasun tuotannon laajuus kansallisella tasolla, vaan se millaiset ovat paikalliset olosuhteet, onko läheisyydessä biokaasun tuotantoa. Paikallisen tuotannon merkitys korostuu, koska tällä hetkellä biokaasua ei

syötetä vielä laajamittaisesti maakaasuverkkoon. Tulevaisuudessa paikallisen tuotannon merkitys voi vähentyä maakaasuverkon peittoalueella, jos biokaasun siirtoverkkoon syöttö lisääntyy. Gasum Oy yhteistyökumppaneineen suunnittelee ja aloittaa biokaasun tuotantoa ja maakaasuverkkoon syöttöä useilla paikkakunnilla maakaasuverkon peittoalueella (Gasum 2012a). Myös tulevaisuudessa paikallisen tuotannon merkitys korostuu maakaasuverkon peittoalueen ulkopuolella.

Kuvassa 9 on esitetty vuonna 2009 toiminnassa ja suunnitteilla olevien biokaasulaitosten sijainnit. Kuvassa 10 on esitetty maakaasuverkon peittoalue. Vaikka aiemmin esitetty biokaasun tuotannon kasvupotentiaali realisoituisi tulevaisuudessa, paikallisen tuotannon merkitys säilyy tarkasteltaessa biokaasua polttoaineena kunnallisen lämpölaitoksen yhteyteen sijoitettavan CHP-laitoksen näkökulmasta ellei maakaasuverkkoa laajenneta vastaavasti.



**Kuva 9.** Toiminnassa ja suunnitteilla olevat biokaasulaitokset Suomessa vuonna 2009. (Latvala 2009, 10.)





**Kuva 10.** Olemassa ja suunnitteilla oleva kaasun siirtoverkko Suomessa. (Gasum 2012b.)

Biokaasun merkitystä paikallisesti tarkastellaan myöhemmin tässä työssä Kiteen Lämpö Oy:n Arppentien CHP-laitoksen yhteydessä. Kuvassa 9 vuonna 2009 vielä suunnitteilla olevien biokaasulaitosten joukossa, mutta nykyisin tuotannossa oleva Kiteellä sijaitseva BioKymppi Oy:n yhteismädätyslaitos mahdollistaisi biokaasun käyttämisen polttoaineena Arppentien lämpölaitoksen yhteyteen sijoitettavassa CHP-laitoksessa.

## 2.2 Lämpö- ja sähkömarkkinat

Kuvassa 1 esitetyn periaatteen mukaisesti lämmön- ja sähkön yhteistuotantolaitos (CHP) toimii osana lämpö- ja sähkömarkkinoita. Tässä työssä on keskitytty tarkastelemaan kunnallisen lämpölaitoksen yhteyteen sijoitettavaa pienen kokoluokan CHP-laitosta. Näin ollen lämpömarkkinoiden osalta kiinnostuksen kohteena ovat kaukolämpöverkot ja tuotantolaitokset, joissa ei vielä harjoiteta yhteistuotantoa. Näillä paikoilla yhteistuotannon myötä saavutettavat edut energiantuotannon kokonaistehokkuudessa ovat vielä saavuttamatta. Lämpömarkkinoiden osalta tässä kappaleessa on tavoitteena kuvata Suomessa olemassa olevaa potentiaalia pienen kokoluokan CHP-

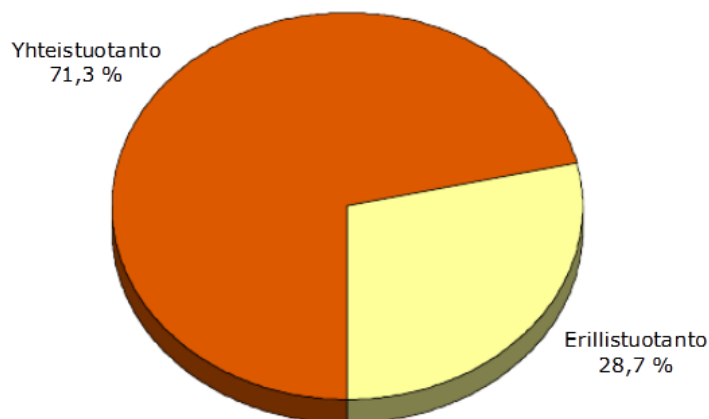


laitoksen sijoittamisen näkökulmasta. Sähkömarkkinoiden osalta kuvataan tiivistetysti sähkömarkkinoiden toiminta ja pienen kokoluokan sähköntuotannon asema markkinoilla.

### 2.2.1 Lämpömarkkinat

Energiateollisuus ry on Suomessa sähkö- ja kaukolämpöalaa edustava etujärjestö. Energiateollisuus ry kerää vuosittain kaukolämpötilaston, jossa julkaistaan Energiateollisuus ry:n jäsenten ilmoittamat tiedot muun muassa kaukolämmön tuotannosta ja käytöstä. Vuoden 2010 tilastointiin osallistui 102 kaukolämpöä myyvää yritystä ja 52 lämmöntukkumyyjää. Yrityksistä 48 tuotti myymänsä kaukolämmön suurimmaksi osaksi sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksissa. Loput 54 yritystä myivät lämpökeskuksissa tuotettua kaukolämpöä. Kaukolämpöä tuotettiin yhteensä 38,5 TWh. Tuotannon jakautuminen sähkön ja lämmön yhteistuotantoon sekä lämmön erillistuotantoon on esitetty kuvassa 11. (Energiateollisuus ry 2011a, 1.)

## Kaukolämmön tuotanto v. 2010 38,5 TWh



**Kuva 11.** Kaukolämmön tuotannon jakautuminen yhteis- ja erillistuotantoon Suomessa vuonna 2010. (Energiateollisuus 2011b.)

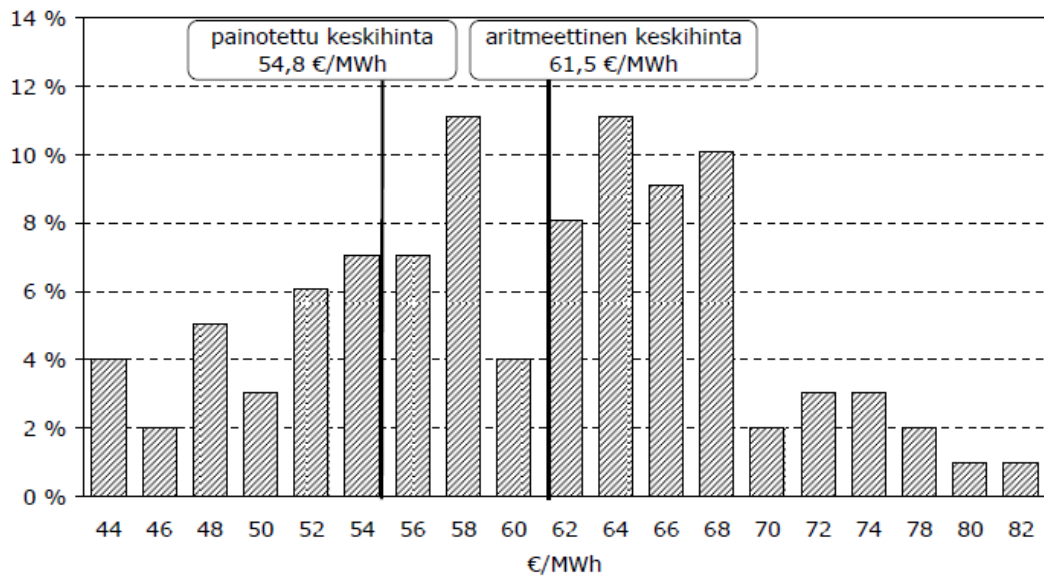
Maantieteellisesti kaukolämmönjakelu on hajautunut 171 kunnan alueelle. Näistä kunnista 64 oli voimalaitos ja siten sähkön ja lämmön yhteistuotantoa. Lämmön erillistuotantoa harjoitettiin 107 kunnan alueella. Kaukolämmityspaikkakunnat, paikkakunnan tärkein tuotantolaitos ja tuotantomuoto on esitetty kuvassa 12. (Energiateollisuus ry 2011a, 2.)



Tämä tarkoittaa luokkaa 10 TWh/a suuruista sähköntuotannossa hyödyntämätöntä lämpökuormapotentiaalia. Kappalemääräisesti mitattuna potentiaalisten kunnallisten lämpölaitosten määrä on myös merkittävä pienen kokoluokan CHP tuotantolaitosten sijoittamisen näkökulmasta. Kuvan 12 mukaisesti paikkakuntia, joilla merkittävin kaukolämmön tuotantolaitos on lämmön erillistuotantolaitos on Suomessa 107 kappaletta. Lisäksi kappalemääräisen potentiaalin kartoittamisessa tulisi huomioida myös muut lämpölaitokset. Näitä ovat lämpölaitokset, jotka sijaitsevat kaukolämmityspaikkakunnilla, mutta eivät ole alueen merkittävimpiä tuotantolaitoksia. Näin ollen kappalemääräisesti mitattuna potentiaalisten sijoitus kohteiden määrä lienee huomattavasti edellä esitettyä 107 kappaletta suurempi.

Energiateollisuus ry julkaisee vuosittain kaukolämpötilastossaan tuotantotiedot laitos tarkkuudella. Pienen kokoluokan CHP tuotannon teknistaloudellinen potentiaali kunnallisten lämpölaitosten yhteydessä Suomessa olisi siis selvitettävissä kaukolämpötilaston perusteella. Tällainen markkinaselvitys jää kuitenkin tämän työn laajuuden ulkopuolelle.

Kaukolämpöä myytiin asiakkaille vuonna 2010 35,9 TWh. Kaukolämmön hinnan aritmeettinen keskiarvo ja yritysten myynnillä painotettu keskiarvoa on esitetty kuvassa 13. Lisäksi kuvasta käy ilmi kaukolämpöyritysten lukumäärän jakauma lämmön hinnan mukaan. Kuvassa 13 esitetyt kaukolämmön hinnat sisältävät arvonnäkökulman 23 % verottomasta myyntihinnasta. (Energiateollisuus ry 2011a, 4.)



**Kuva 13.** Kaukolämpöyritysten lukumäärän jakauma lämmön keskihinnan mukaan Suomessa vuonna 2010. (Energieollisuus 2011a, 5.)

### 2.2.2 Sähkömarkkinat

Sähkömarkkinoilla tarkoitetaan kokonaisuutta, joka koostuu sähköntuotannosta, siirtoverkkoliiketoiminnasta, sähkönjakeluverkkoliiketoiminnasta ja sähkökaupasta (Partanen et al. 2011, 1). Tässä kappaleessa kuvataan keskeisiä sähköenergiamarkkinoihin ja sähkökauppaan liittyviä seikkoja. Näitä ovat muun muassa sähkön siirto ja jakelu, sähkökauppa, sähkön hinta ja markkinapaikat. Tavoitteena on luoda tiivis kokonaiskuva siitä toimintaympäristöstä, jossa pienen kokoluokan CHP-laitos joutuu toimimaan ollessaan osana sähkömarkkinoita.

Suomessa on kilpailulle avatut sähkömarkkinat, jossa sähkönkäyttäjät voivat valita sähköenergian toimittajansa vapaasti. Itse sähköenergian myyntitoimintaan ei myöskään edellytetä toimilupaa. Puolestaan sähköverkkoliiketoiminta muodostaa säädellyn luonnollisen monopolin ja on luvanvaraista. Toimintaa sähkömarkkinoilla valvoo Energiainvirosto, jonka päätehtävänä on valvoa markkinalainsäädännön noudattamista ja edistää kilpailulle perustuvien markkinoiden toimintaa. (Energiainvirosto 2012a.)

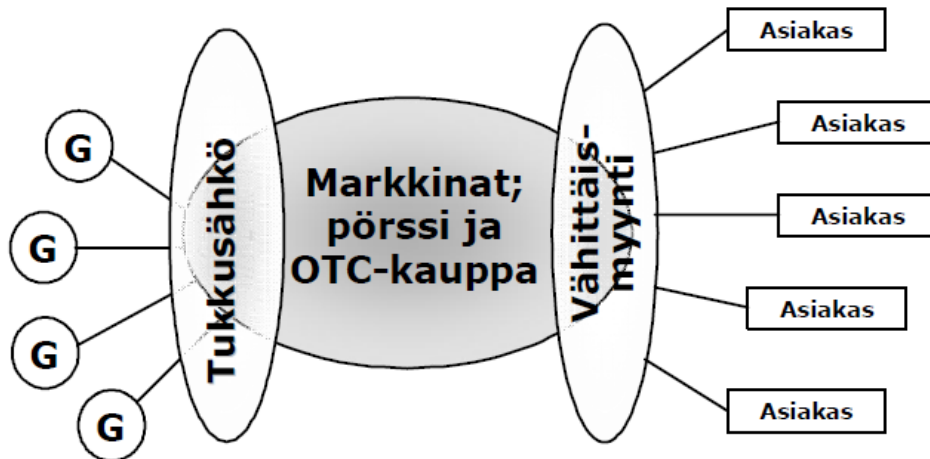
Edellä esitetyn mukaisesti sähkön siirto ja jakelu on luonnollinen monopoli, jonka toimintaa valvoo Energiamarkkinavirasto. Fingrid Oyj vastaa sähkönsiirrosta valtakunnallisella tasolla Suomessa, ollen samalla vastuussa sähkövoimajärjestelmän toimitusvarmuudesta. Alueellisella tasolla sähkön jakelusta vastaavat paikalliset verkkoyhtiöt, joiden toiminta perustuu Energiamarkkinaviraston myöntämään lupaan. Sähkömarkkinalaki velvoittaa edellä esiteltyjä verkonhaltijoita avaamaan verkkonsa halukkaiden toimijoiden käyttöön kohtuullista korvausta vastaan. Verkkoliiketoiminnan monopoli asemasta johtuen Energiamarkkinavirasto valvoo verkkoyhtiöiden siirtohinnoittelun kohtuullisuutta. Valvonta perustuu valvontamalliin, jossa kohtuullinen tuotto määritellään muun muassa liiketoimintaan sitoutuneen pääoman ja yleisen korkotason perusteella. Sähkön siirron ja jakelun toimijarakennetta on havainnollistettu kuvassa 14. (Partanen et al. 2011, 2-4.)



**Kuva 14.** Sähkön siirron ja jakelun toimijarakenne. (Partanen et al. 2011, 4.)

Sähkökauppa jakaantuu kahteen eri osaan kuvassa 15 esitetyn mukaisesti. Sähkön myynti jakeluverkon kautta loppukäyttäjille tapahtuu vähittäismarkkinoilla. Perinteisesti vähittäismyyjät ovat olleet paikallisia verkkoyhtiöitä, mutta nykyisin markkinoille on tullut lisäksi verkonhaltijoista riippumattomia vähittäismyyjiä. Vähittäismyyjien sähkön hankinta tapahtuu tuottamalla itse tai hankkimalla sähköä tukkusähkömarkkinoilta. Sähkön vähittäismarkkinoiden toiminta rajoittuu kansalliselle tasolle. Pohjoismaissa on yhtenäiset tukkusähkömarkkinat, joilla käydään kauppaa sähköpörssissä lähinnä suurten toimijoiden välillä. Sähköpörssin lisäksi tukkusähkökauppaa käydään pörssi ulkopuolisilla OTC-markkinoilla (Over The Counter), joilla kaupankäynti perustuu perinteisesti kahdenkeskisiin sopimuksiin. Vähittäismarkkinoilla

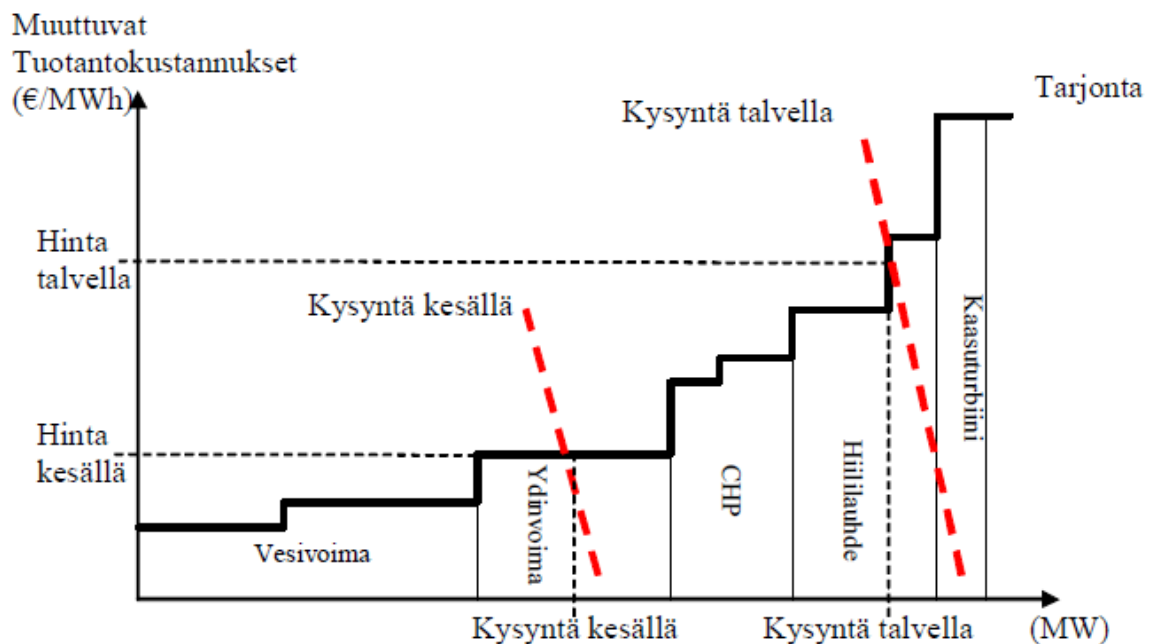
on tyypillistä, että sähkön myynnin katteet ovat pieniä, mutta toiminnan riskit ovat suuria. Tukkukaupassa sähkön myynnin katteet ovat kasvaneet muun muassa päästökaupan vaikutuksesta. Sähkön hintataso määräytyy hyvin pitkälti tukkusähkömarkkinoilla. (Partanen et al. 2011, 6-7, 20-23.)



**Kuva 15.** Tukkusähkö- ja vähittäismyyntimarkkinat. (Partanen et al. 2011, 7.)

Sähkön hinta tukkuarkkinoilla määräytyy, kuten minkä tahansa hyödykkeen hinta, kysynnän ja tarjonnan perusteella kullakin ajanhetkellä. Edellä esitetyn mukaisesti tukkukauppaa käydään pohjoismaisessa sähköpörssissä, Nord Poolissa. Kaupankäynnin vastapuolena toimii pörssi, joten kaupankäynnin vastapuoliriski eliminoiduu. Nord Poolissa käydään kauppaa niin fyysisillä tuotteilla kuin finanssituotteilla. Fyysisten tuotteiden kaupankäynti tapahtuu Spot-markkinalla, joka puolestaan jakautuu Elspot- ja Elbas-markkinaan. Finanssituotteiden osalta rajoitumme tässä yhteydessä toteamaan vain, että niitä käytetään lähinnä toiminnan riskitason muokkaamiseen sekä spekulointiin. Fyysiset tuotteet johtavat puolestaan aina fyysiseen sähkön toimintaan. Sähköpörssin ulkopuolisia markkinoita ovat lisäksi tase- ja säätösähkömarkkinat. Näiden markkinoiden tehtävänä on sähkötaseiden hallinta, josta on viimekädessä valtakunnallisesti vastuussa järjestelmävastaava Fingrid Oyj. Tässä yhteydessä ei paneuduta tarkemmin eri markkinoiden tai pörssituotteiden ominaisuuksiin vaan pyritään selittämään hinnan muodostusmekanismia sähkömarkkinoilla. (Partanen et al. 2011, 7, 23-24, 38.)

Spot-markkinoilla hinnan määrittäminen tapahtuu yhdistämällä markkinaosapuolien toimittamat myynti- ja ostotarjoukset kysyntä- ja tarjontakäyriksi. Muodostettujen käyrien leikkauspisteessä määrittyy tukkumarkkinahinta. Kaikki kaupankäynti tapahtuu muodostuneen tukkumarkkinahinnan perusteella riippumatta yksittäisten markkinaosapuolien antamista tarjouksista. Markkinahinnan muodostumisperiaate on esitetty kuvassa 16. Sähkön kysynnän kattamiseksi tarvittavan kalleimman tuotantomuodon muuttuvat kustannukset määrittävät sen hetkisen marginaalikustannuksen sähkölle. Kuvassa 16 tuotannon ajojärjestys on järjestetty alhaisimman marginaalikustannuksen tuotantomuodosta kalleimpaan siten, että kysyntä saadaan katetuksi. Tästä seuraa, että sähkön tuotanto ja kulutus kohtaavat alhaisimpaan mahdolliseen hintaan. Kuvan 16 mukaisesti tuotannon ajojärjestyksessä ovat ensimmäisenä perustuotantolaitokset, joiden kiinteät kustannukset ovat suuresta laitosinvestoinnista johtuen korkeat, mutta muuttuvat kustannukset ovat pieniä. (Partanen et al. 2011, 7-9.)



**Kuva 16.** Sähköenergian markkinahinnan muodostusmekanismi. (Partanen et al. 2011, 8.)

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla sähkön hinta riippuu voimakkaasti Norjan vesivoimasta, sillä huomattava osa sähköstä tuotetaan vesivoimalla. Kuvassa 17 esitetyn pörssisähkön hintakehityksen piikit selittyvätkin pääosin vesivarantojen vaihtelulla ja kovista pakkasista johtuneilla sähkön kysyntäpiikeillä. Vaikka pörssissä sähkön hinnan volatilitteetti voi olla suurtakin, ei sähkön pörssihinta vaikuta välittömästi vähit-



täismarkkinoiden hintatasoon. Vähittäismarkkinoilla sopimukset eivät ole tyypillisesti pörssihintaan sidottuja vaan kiinteähintaisia, määräaikaista tai toistaiseksi voimassa olevia. (Partanen et al. 2011, 8-9.)



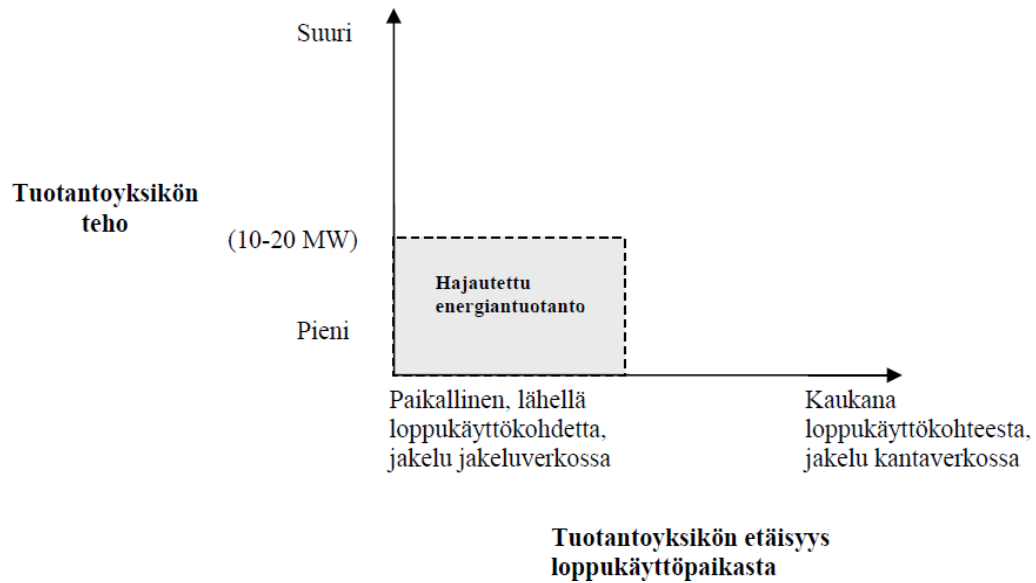
**Kuva 17.** Sähköenergian hinnan kehitys, Nord Pool Spot-sähköpörssin kuukausikeskiarvot, €/MWh. (Tilastokeskus 2012c.)

Pienen kokoluokan CHP-laitoksen toimiessa osana sähkömarkkinoita, ei sen ole sähköntuotantonsa ominaisuuksien vuoksi järkevää tai edes välttämättä mahdollista toimia itsenäisenä markkinatoimijana esimerkiksi sähköpörssissä. Tällaisen tuotantolaitoksen tuottama sähkö menee usein osin omaan käyttöön ja verkkoon myytävä osuus muodostuu varsin pieneksi sekä ajallisesti vaihtelevaksi. Tällaiselle tuotannolle markkinakumppanin löytäminen voi olla vaikeaa. Lisäksi verkkoon myymisen taloudellinen tuotto jäisi käytännössä hyvin pieneksi johtuen markkinoilla toimimisesta syntyvistä kuluista, kuten tasehallinnan kuluista. Näistä syistä johtuen pienen kokoluokan CHP-laitoksen sähkön tuotannon myymisen toteuttamisessa yhteistyö paikallisen jakeluverkonhaltijan kanssa on tärkeää. Pienen kokoluokan sähkön tuotannon verkkoon liittämistä ja sähkömarkkinoilla toimimisen erityispiirteitä sekä yhteistyötä paikallisen verkonhaltijan kanssa on käsitelty myöhemmin tässä työssä kappaleessa 6. (Energiateollisuus ry 2008, 2, 4.)

### 3 HAJAUTETTU ENERGIAITUOTANTO

Tässä kappaleessa määritellään hajautetun energiantuotannon käsite, esitellään lyhyesti nykyiset hajautettuun CHP tuotantoon läheisesti liittyvät tuotantoteknologiat, sekä verrataan perinteisen keskitetyn energiantuotannon ja hajautetun energiantuotannon ominaisuuksia. Kappaleen päätavoitteena on luoda kokonaiskuva siitä toimintakentästä, jossa tässä työssä liikutaan tarkasteltaessa pienimuotoisen CHP tuotannon kannattavuutta kunnallisen lämpölaitoksen yhteydessä. Eri tuotantoteknologioiden syvällisempään tarkasteluun ei mennä, sillä tässä työssä keskitytään mikroturbiinitekniikkaan, jota käsitellään myöhemmin.

Hajautetulle energiantuotannolle ei ole yksiselitteistä määritelmää. Hajautetun energiantuotannon käsitettä rajattaessa voidaan määritelmää lähestyä esimerkiksi tuotannon tehon, käyttötarkoituksen tai rakenteen näkökulmasta. Tehon perusteella määrittämisellä tarkoitetaan tiettyä asetettavaa nimellistehorajaa, jonka ylittävä tuotantolaitos luokitellaan keskitetyksi energiantuotannoksi ja alittava tuotantolaitos luokitellaan puolestaan hajautetuksi energiantuotannoksi. Esimerkiksi Suomessa on perinteisesti katsottu alle 10 MW nimellistehoinen uusiutuviin energialähteisiin perustuva tuotanto hajautetuksi. Tuotannon rakenteen perusteella luokittelu jakaa energiantuotannon kahteen kokonaisuuteen siten, että keskitetyllä tuotannolla tarkoitetaan suurissa kaukana loppukäyttökohteesta sijaitsevilla laitoksilla toteutettua tuotantoa. Hajautetulla tuotannolla tarkoitetaan vastaavasti lähellä loppukäyttökohdetta tapahtuvaa energiantuotantoa. Yhdistämällä rakenteellisen ja tehoperusteisen määritelmän saadaan muodostetuksi hajautetun energiantuotannon määritelmä, joka on esitetty kuvassa 18. Määritelmässä ei haluta korostaa kuitenkaan liikaa tehollista näkökulmaa vaan pääpaino on rakenteellisessa näkökulmassa. (Bergman et al. 2005, 9-11.)



**Kuva 18.** Hajautetun energiantuotannon määritelmä, rakenteellinen ja tehollinen näkökulma. (Bergman et al. 2005, 11.)

### 3.1 Hajautetun ja keskitetyn energiantuotannon ominaisuudet

Hajautettu energiantuotanto eroaa ominaisuuksiltaan edellä esitellyn mukaisesti keskitetystä energiantuotannosta merkittävästi. Viime aikaisena kiinnostuksen kohteena onkin ollut erityisesti uusiutuva energia ja energiantuotannon hajauttaminen. Syitä tähän kehitykseen ovat olleet muun muassa huoli ympäristön tilasta ja energian saannin kestävä turvaaminen tulevaisuudessa. Seuraavassa on vertailtu hajautettua ja keskitettyä energiantuotantoa taloudellisuuden, ympäristövaikutusten ja energialiiketoiminnan riskienhallinnan näkökulmista.

Taloudellisesta näkökulmasta tarkasteltuna keskitetyn energiantuotannon etuna on suuruuden ekonomia tuotantolaitoksen investoinnissa ja käytössä. Suuremman kokoluokan tuotannossa yksikkökustannukset muodostuvat siis pienemmiksi. Lisäksi keskitetystä tuotannosta on kokemuksia jo pitkältä aika väliltä, joten syntyvät kustannukset tunnetaan tarkasti kokemuksen perusteella. Toisaalta myös hajautetussa tuotannossa päästään käsiksi valmistuksen volyyymietuihin tuotteitaessa standardi energiantuotantoyksikköjä teollisessa mittakaavassa. Hajautetun energiantuotannon etuna keskitettyyn tuotantoon verrattuna on myös pienen yksikkökoon mahdollistama

energiatuotantokapasiteetin rakentaminen tarpeen mukaan. Lisäksi energiantuotannon sijaitessa loppukäyttökohteessa, ei energian siirrosta aiheudu kustannuksia. Hajautetussa energiantuotannossa käytettävä teknologia on uutta ja näin ollen ominaiskustannuksiltaan kallista. Pienestä yksikkökoosta johtuen työn kustannus muodostuu myös suureksi tuotettua energiayksikköä kohden. Keskitetyn energiantuotannon kannalta taloudellisiksi riskeiksi muodostuvat puolestaan polttoaineen hintariski yhtä polttoainetta käyttävässä laitoksessa, sekä suuren tuotantokapasiteetin investointi pitkäksi ajaksi. (Mukaiillen: Vanhanen 2008.)

Ympäristövaikutusten kannalta tarkasteltuna keskitetyllä ja hajautetulla tuotannolla on niin ikään omat vahvuutensa ja heikkoutensa. Suuren mittakaavansa ansiosta keskitettyihin tuotantolaitoksiin on kannattavaa investoida tehokkaat puhdistusjärjestelmät. Lisäksi on mahdollista samasta syystä on mahdollista tehdä energiantuotannon hyötysuhdetta parantavia investointeja, jolloin päästöt tuotettua energiayksikköä kohden pienenevät. Toisaalta suuren kokoluokan laitokset ovat olleet tyypillisesti fossiilisia polttoaineita hyödyntäviä. Suuren kokoluokan energiantuotannon sijainti tietyllä paikalla aiheuttaa lisäksi paikallisella tasolla päästökuormitusta sekä esimerkiksi polttoainekuljetuksiin liittyviä lieveilmiöitä. Hajautetun energiantuotannon tapauksessa ympäristön kannalta negatiiviset vaikutukset ovat sen pienestä yksikkökoosta johtuvia ja näin ollen keskitetyn energiantuotannon positiivisille tekijöille käänteisiä. Pienen laitoksen takia mahdollisuudet tehokkaiden puhdistusjärjestelmien ja hyötysuhdetta parantavien investointien tekemiseen ovat rajalliset. Hajautetun energiantuotannon etuna ympäristövaikutusten näkökulmasta on energian siirron tarpeen vähäisyydestä seuraava siirtöhäviöiden pieneminen, joka tarkoittaa energiantuotannon kokonaishyötysuhteen paranemista. Lisäksi hajautettu energiantuotanto on toteutettu tyypillisesti päästöttömästi uusiutuvalla energialla tai kokonaishyötysuhteeltaan korkealla CHP tekniikalla. (Mukaiillen: Vanhanen 2008.)

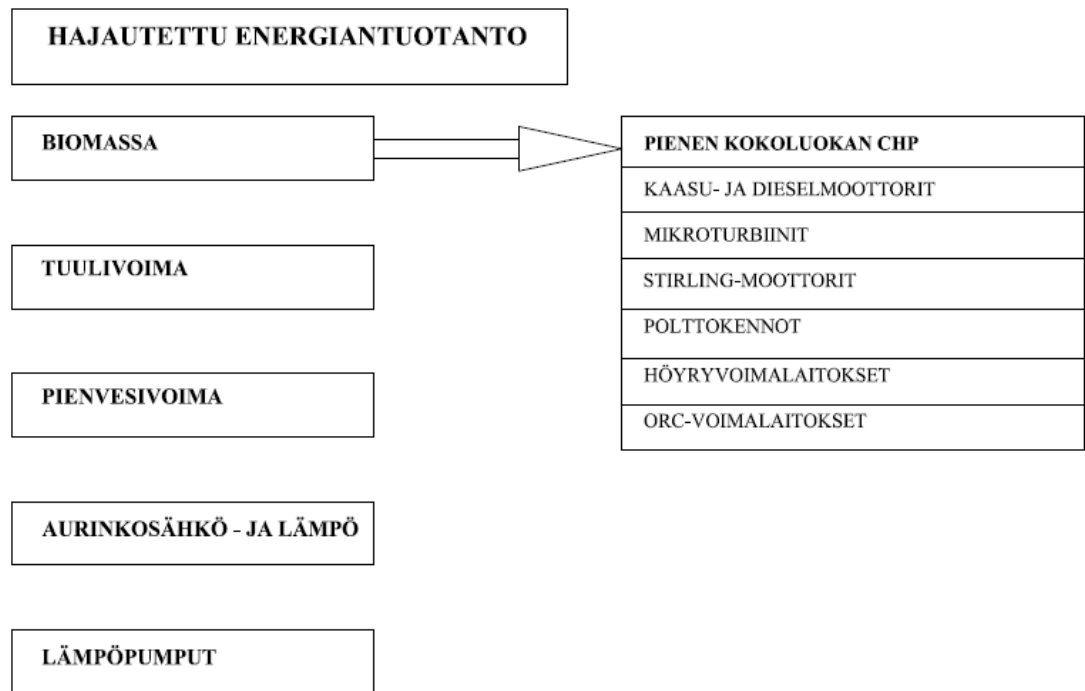
Energialiiketoiminnan riskien hallinnan osalta ero hajautetun ja keskitetyn energiantuotannon välillä on merkittävä. Lyhyellä aikavälillä tarkasteltuna tilanne on tällä hetkellä se, että keskitettyyn tuotantoon liittyvät teknologiat ovat todennettuja ja pitkään käytössä olleita. Aikaisemmin todetun mukaisesti keskitettyyn tuotantoon ei liity uuteen teknologiaan investoimiseen ominaisia riskejä toisin kuin hajautettuun

energiantuotantoon. Pitkän aikavälin tarkastelussa tilanne on täysin toisenlainen. Energialiiketoiminnassa yksittäiset tuotantolaitokset voidaan hahmottaa osana liiketoiminnan harjoittajan tuotantosalkkua. Tällöin energialiiketoiminnan riskejä voidaan hallita riski- ja portfolioteorian mukaisesti. Keskitetyssä tuotannossa energialiiketoiminnan harjoittaja investoi tietyllä ajan hetkellä yhden suuren (kalliin) tuotantolaitoksen. Hajautetussa energiantuotannossa energialiiketoiminnan harjoittaja hajauttaa tuotantolaitosinvestointinsa ajallisesti ja maantieteellisesti muodostaen "tuotantosalkun". Keskitetyn tuotannon strategian toimija altistaa itsensä näin ollen suuremmille riskeille kuin hajautetun tuotantosalkun omaava toimija. (Mukaiillen: Vanhanen 2008.)

Huolimatta edellä esitetystä vastakkain asettelusta keskitetyn ja hajautetun energiantuotannon välillä, tulee kyseiset tuotantomallit nähdä toisiaan täydentävinä toimintamalleina. Molemmilla tuotantomalleilla on omat vahvuutensa ja heikkoutensa, kuten aiemmin todettiin. Tulevaisuudessa perinteisen keskitetyn energiantuotannon omistajien tulisi nähdä hajautetun energiantuotannon potentiaalia tuotantosalkun riskien hallinnan välineenä.

### **3.2 Pienen kokoluokan CHP hajautetussa energiantuotannossa**

Uusiutuvat energianlähteet ovat tärkeässä asemassa hajautetussa energiantuotannossa. Kuvassa 19 on esitetty uusiutuviin energianlähteisiin perustuvia hajautetun energiantuotannon teknologioita. Tässä työssä keskitytään pienen kokoluokan CHP tuotantoon mikroturbiinitekniikalla, joka sijoittuu kuvassa 19 esitetyn mukaisesti hajautetun energiantuotannon kenttään.



**Kuva 19.** Hajautettu energiantuotanto ja pienen kokoluokan CHP. (Mukaiillen: Kaikko 2011.)

Lämmön- ja sähkön yhteistuotannossa (CHP) kokonaishyötysuhde on erillistuotantolaitoksiin verrattuna huomattavasti parempi. Pienen kokoluokan CHP laitoksissa päästään tyypillisesti 80-95 % kokonaishyötysuhteeseen ja 10-40 % sähköntuotannon hyötysuhteeseen muun muassa käytetystä polttoaineesta ja teknologiasta riippuen. Kuvassa 19 esitetyn mukaisesti pienen kokoluokan CHP tuotantoon on tarjolla ja kehitteillä erilaisia teknologioita. Pienen kokoluokan CHP tuotannossa toimivimmat ja edullisimmat menetelmät ovat tällä hetkellä bio- tai puukaasua polttoaineenaan käyttävät kaasuturbiini- tai polttomoottoritekniikkaan perustuvat teknologiat. (MicrE 2012.)

Kaasu- ja dieselmoottori teknologiaan perustuvat CHP laitokset koostuvat mäntämoottorista, generaattorista, lämmön talteenottojärjestelmästä. Tyypillisiä ominaisuuksia ovat korkea sähköhyötysuhde, laaja tehoalue ja monipuolinen polttoainevalikoima. Modulaarisuuden ansiosta moottorivoimalaitosten rakennusaika on lyhyt. Yksipolttoväline laitoksiin lukeutuvien kaasu- ja dieselmoottoreiden lisäksi käytössä on myös kaksoispolttoväline moottoreita. Perinteisesti kaasumoottorit ovat olleet yleisiä

yhteistuotantosovelluksissa kaasuverkon peittoalueella kun taas dieselmoottoreita on käytetty varavoimana ja kaasuverkon ulkopuolella. (Bergman et al. 2005, 14.)

Mikroturbiinilla tarkoitetaan yleensä sähköteholtaan 25-250 kW kokoluokassa olevaa kaasuturbiinia. Mikroturbiinissa voidaan käyttää kaasumaisia ja nestemäisiä polttoaineita sekä lisäksi kehitteillä olevan epäsuoran lämmöntuontiprosessin (externally-fired microturbine EFMT) avulla myös kiinteitä polttoaineita ilman kaasutusta. Tällä hetkellä yleisimmin käytössä oleva polttoaine on maakaasu. Mikroturbiineille soveltuvia käyttökohteita ovat esimerkiksi pk-teollisuus, kasvihuoneet, sairaalat, kylpylät sekä kauko- ja aluelämpöjärjestelmät. Mikroturbiineja käsitellään tarkemmin jäljempänä tässä työssä. (Kaikko 2011.)

Stirling-moottorit perustuvat suljettuun kiertoprosessiin, jossa kiertoaineena on tavallisimmin ilma tai helium. Lämmöntuonti prosessiin tapahtuu ulkopuolisen polton avulla, mikä mahdollistaa laajan polttoainevalikoiman (Kaikko 2011). Stirling-moottoreiden etuina ovat diesel- ja ottomoottoreita alhaisemmat melutasot ja päästöt. Lisäksi kiertoprosessin ulkopuolinen poltto mahdollistaa pidemmän huoltovälin ja alhaisemmat käyttökustannukset. Tästä johtuen Stirling-moottori onkin kilpailukyinen kaasu- ja dieselmoottoreiden kanssa alle 30 kW kokoluokassa. (Bergman et al. 2005, 14.)

Polttokennon toiminta perustuu sähkökemialliseen reaktioon, jossa polttokennoon syötetty polttoaine muunnetaan suoraan sähköksi ja lämmöksi. Kennotyyppejä ja vastaavasti niihin soveltuvia polttoaineita on useita, kuitenkin yleisimmin käytetty polttoaine on vety. Polttokennot rakentuvat anodista ja katodista, sekä niiden välissä olevasta elektrolyytistä. Syötettäessä anodille polttoainetta ja katodille hapetinta, toimii elektrolyytti varauksen kuljettajan. Reaktion seurauksen ulkoiseen virtapiiriin syntyy sähkövirta. Polttokennoille on tyypillistä korkea sähkötuotantohyötysuhde. (MicrE 2012.)

Höyryvoimalaitokset perustuvat Rankine-prosessiin, jossa tuotetaan höyryä höyrypiirin ulkopuolelta tulevalla lämmöllä. Perinteisesti höyryä tuotetaan polttamalla kattilassa polttoainetta, mutta esimerkiksi aurinkoenergialla höyryn tuottaminen on myös

mahdollista. Höyryvoimalaitokset ovat yleisiä suuremman kokoluokan energian tuotannossa. Prosessin kulku on pääpiirteissään seuraavanlainen. (MicrE 2012.)

1. Vesi paineistetaan syöttövesipumpulla sekä höyrytetään ja tulistetaan kattilassa.
2. Höyry paisutetaan turbiinissa halutulle painetasolle.
3. Höyry pyörittää turbiinia ja edelleen generaattoria paisuessaan, syntyy sähköä.
4. Valittu paisunnan jälkeinen painetaso määrittää lämmönvaihtimelta hyötykäyttöön saatavan lämmön määrän.

ORC-voimalaitokset perustuvat jo edellä esiteltyyn Rankine-prosessiin. ORC-prosessissa (Organic Rankine Cycle) kiertoaine on orgaaninen, esimerkiksi tolueeni tai silikoniöljy. Orgaanisen kiertoaineen ansiosta prosessi soveltuu paremmin alhaiselle lämpötilatasolle ja pieneen kokoluokkaan kuin vesihöyryprosessi. ORC-prosessi soveltuukin tyypillisesti esimerkiksi hukkalämmön talteenottoon ja muuntamiseen sähköenergiaksi sekä biopolttoainesovelluksiin. (Kaikko 2011.)

Taulukossa 6 on esitetty pienen kokoluokan CHP tuotantoon soveltuvien teknologioiden ominaisuuksia.

**Taulukko 6.** Pienen kokoluokan CHP tuotantoteknologioiden ominaisuuksia. (Kontinen 2011.)

Tekniikka	Polttomootorit	Mikroturbiini	Stirlingmoottori	Polttokennot	Höyrykone ja -turbiini	ORC-prosessi
<b>Tyypillinen koko</b>	1 kW <sub>e</sub> -1000 kW <sub>e</sub>	25 kW <sub>e</sub> -250 kW <sub>e</sub>	10 kW <sub>e</sub> -150 kW <sub>e</sub>	1 kW <sub>e</sub> -50 MW <sub>e</sub>	Höyrykoneilla >100 kW <sub>e</sub> , -turbiineilla >500 kW <sub>e</sub>	150 kW <sub>e</sub> -1 MW <sub>e</sub>
<b>Sähköhyötysuhde</b>	25-40 %	25-30 %	8-22 %	38-55 %	6-30 %	10-20 %
<b>Lämpöhyötysuhde</b>	45-50 %	50-60 %	50-60 %	30-45 %	40-70 %	60-70 %
<b>Tyypillinen käyttöikä</b>	15 vuotta	15 vuotta	15 vuotta	1-15 vuotta	15 vuotta	>20 vuotta
<b>Kehitysaste</b>	Laajasti käytössä	Varhais- kaupallisessa vaiheessa	Pilot-vaiheessa	Kehitys- vaiheessa	Laajasti käytössä	Varhais- kaupallisessa vaiheessa
<b>Tärkein tekninen vahvuus pien-CHP-käytössä</b>	Korkea sähköhyötysuhde	Pieni huoltotarve	Pieni huoltotarve	Korkea sähköhyötysuhde	Tekniikan todistettu toimivuus	Hyvä sähköhyötysuhde myös osakuormalla
<b>Suurin tekninen heikkous pien-CHP-käytössä</b>	Verrattain suuri huollon tarve	Polttoaineen oltava kaasumainen tai nestemäinen	Rajallinen sähköhyötysuhde	Lyhyt kestoikä	Sähköhyötysuhde osakuormalla	Rajallinen sähköhyötysuhde

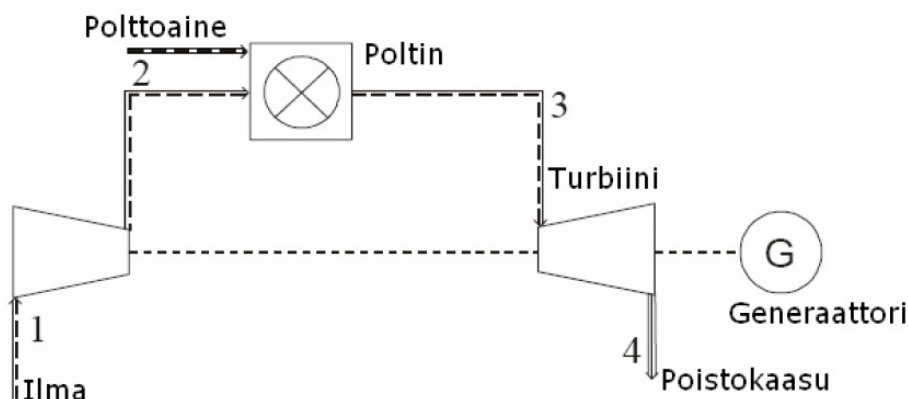


## 4 MIKROTURBIINIVOIMALAITOS

Tässä kappaleessa käsitellään mikroturbiinitekniikkaan perustuvaa pienen kokoluokan CHP laitosta. Aluksi esitellään suora- ja epäsuoraprosessi, sekä näiden ominaisuuksia erityisesti biopolttoainekäytön kannalta. Tämän jälkeen tarkennetaan käsittelemään koko energiajärjestelmälle ominaisia piirteitä puupolttoaineita ja biokaasua käyttävässä mikroturbiini CHP laitoksessa. Tavoitteena on hahmottaa mikroturbiiniprosessin valinnasta aiheutuvat vaikutukset energiajärjestelmän kokonaisuuden kannalta.

### 4.1 Suora- ja epäsuoraprosessi

Tässä työssä mikroturbiiniprosessit jaetaan suoraan ja epäsuoraan prosessiin, sillä mikroturbiiniprosessin valinta vaikuttaa CHP laitoksen muodostamalta energiajärjestelmältä vaadittaviin ominaisuuksiin tämän jaottelun mukaisesti. Yleisesti epäsuoralta prosessilla tarkoitetaan prosessia, jossa savukaasut lämmittävät erillisessä piirissä olevaa kiertoainetta, joka pyörittää turbiinia. Tässä työssä jaottelua tarkennetaan vielä siten, että epäsuoralta prosessilla tarkoitetaan ulkoisella poltolla varustettua kuumilmaturbiinia, jossa kiertoaineena on ilma. Suoralla prosessilla tarkoitetaan perinteistä avointa prosessia, jossa palokaasut ohjataan turbiiniin. Kuvassa 20 on esitetty yksinkertaisen suoran prosessin periaate ja kuvassa 21 kuumilmaturbiinin periaate.



**Kuva 20.** Suoran prosessin periaatekuva. (Kaikko 2011.)

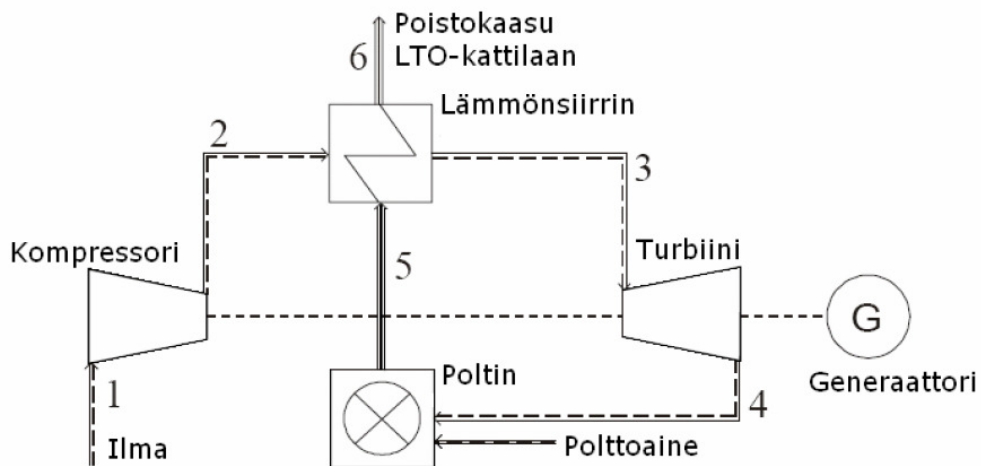
Suorassa kaasuturbiiniprosessissa pääkomponentit ovat kuvassa 20 esitetyt kompressori, polttokammio ja turbiini sekä sähköntuotannossa luonnollisesti generaattori. Kuvassa 20 esitetyn perinteisen suoran prosessin peruseriaatteen mukaisesti kompressori tuottaa korkeapaineista ilmaa polttokammioon, johon polttoaine syötetään. Palamisesta syntyvät kuumat savukaasut laajenevat turbiinissa. Turbiinissa syntyvä teho kuluu kompressorissa kaasuturbiinin omakäyttöön ja generaattorissa sähkön tuottamiseen. (Huhtinen et al. 2008, 204.)

Kuvassa 20 esitetyn mukaisessa suorassa prosessissa hyötysuhde on alhainen johtuen suuresta lämpöhäviöstä pakokaasujen poistuessa turbiinista korkeassa lämpötilassa. Suoran prosessin hyötysuhdetta parannetaan rekuperaattorilla, jonka tehtävänä on lämmittää palamisilmaa ennen polttokammiota poistokaasujen sisältämällä lämpöenergialla. Suoran prosessin vahvuutena voidaan pitää sen yksinkertaisuutta epäsuoraan prosessiin verrattuna, jossa erillisen kiertoainepiirin vaatima korkean lämpötilan lämmönsiirrin asettaa materiaalien kestävyydelle suuria vaatimuksia. Ominaisuuksista, jotka synnyttävät suoran prosessin edut seuraa myös suoran prosessin heikkoudet. Ilman erillistä kiertoainepiiriä savukaasut johdetaan turbiiniin, mikä tarkoittaa savukaasujen sisältämien epäpuhtauksien pääsemistä turbiiniin. Suora prosessi asettaa näin ollen korkeat vaatimukset käytettävälle polttoaineelle. (Kaikko 2011.)

Tässä työssä keskitytään polttoaineista biokaasuun ja puupolttoaineisiin. Biokaasun käytöstä kaupallisissa mikroturbiinisovelluksissa on kokemusta ja se soveltuu polttoaineeksi perinteisellä suoralla prosessilla toimivalle mikroturbiinille. Suoran mikroturbiini prosessin kannalta ongelmaksi muodostuu puupolttoaineiden käyttö.

Haluttaessa käyttää puupolttoaineita suoraan prosessiin pohjautuvassa mikroturbiinivoimalaitoksessa, tulee kiinteä polttoaine kaasuttaa. Biomassaa kaasutettaessa tuotekaasu sisältää epäpuhtauksia, joista ongelmallisimpia ovat partikkelit ja tervat. Partikkelit tulee suodattaa tuotekaasusta, sillä ne muun muassa kuluttavat korkealla nopeudella pyörivän turbiinin siivistöä. Näin ollen partikkelit tuotekaasussa lisäävät kustannuksia suodatin investointeina ja kunnossapitokustannusten kasvuna sekä voivat aiheuttaa turbiinin käyttöiän lyhentymisen. Partikkelinen määrä tuotekaasussa on riippuvainen kaasuttimen ominaisuuksista. Tervat ovat partikkeleitaakin suurempi on-

gelma suoraan prosessiin perustuvassa mikroturbiinivoimalaitoksessa. Tuotekaasun jäähtyessä tervat alkavat kondensoitua putkistoihin. Tästä johtuen putkistoja joudutaan puhdistamaan säännöllisesti ja pahimmassa tapauksessa tervojen kovettuessa putkistot joudutaan uusimaan. Tervojen poistamiseksi tuotekaasusta tarvitaan tuotekaasun puhdistuslaitteistoja. Tuotekaasun sisältämien epäpuhtauksien poistamiseksi vaadittavat investoinnit ja puhdistuslaitteistojen käyttökustannukset voivat nousta liian suuriksi puhuttaessa pienen kokoluokan hajautetusta energiantuotannosta. Puhdistusjärjestelmien lisäksi vaadittava kaasutuslaitteisto aiheuttaa lisäkustannuksia pienelle energiajärjestelmälle. Nämä tekijät huonontavat suoraan prosessiin pohjautuvan mikroturbiinivoimalaitoksen taloudellista kannattavuutta. (Hutton 2010.)



**Kuva 21.** Kuumailmaturbiinin periaatekuva. (Kaikko 2011.)

Kuvassa 21 esitetyn mukaisesti epäsuorassa prosessissa itse turbiiniprosessi on vastaava kuin suorassakin prosessissa. Erona epäsuorassa ja suorassa prosessissa on lämmöntuontitapa. Epäsuorassa prosessissa lämpö tuodaan turbiiniprosessiin lämmönsiirtimeen välityksellä. Itse turbiiniprosessin väliainepeirissä kiertoaineena kuumailmaturbiinissa on tällöin ilma, minkä ansiosta palamiskaasut eivät pääse koskaan turbiiniosaan. Savukaasun ja ilman välinen lämmönsiirrin, jonka välityksellä lämmöntuonti turbiiniprosessiin tapahtuu, toimii hyvin korkeissa lämpötiloissa. Korkeasta käyttölämpötilastaan johtuen HTHE (High Temperature Heat Exchanger) on materiaaliteknisesti kuumailmaturbiinin kriittisin kohta. (Kaikko 2011.)

Epäsuora lämmöntuonti ratkaisee monia edellä esitettyjä suoraan prosessiin liittyviä ongelmia. Suora prosessi asettaa suuria vaatimuksia polttoaineelle tai vastaavasti haluttaessa käyttää kiinteitä biopolttoaineita vaaditaan kaasutuslaite investointeja ja massiivisia puhdistus laitteistoja, mikäli halutaan varmistaa prosessin toimivuus. Epäsuorassa prosessissa biopolttoaineen ominaisuuksista seuraavat ongelmat rajoittuvat palotilaan ja savukaasupuolelle, jolloin korkean pyörimisnopeuden turbiini säilyy puhtaana. Lisäksi turbiinin poistokaasu on epäsuorassa prosessissa ilmaa, mikä tuo mukanaan monia hyödyntämismahdollisuuksia. Turbiinin poistokaasua voidaan käyttää esimerkiksi polttoaineen kuivatukseen ja suoraan palamisilmana. (Kaikko 2011.)

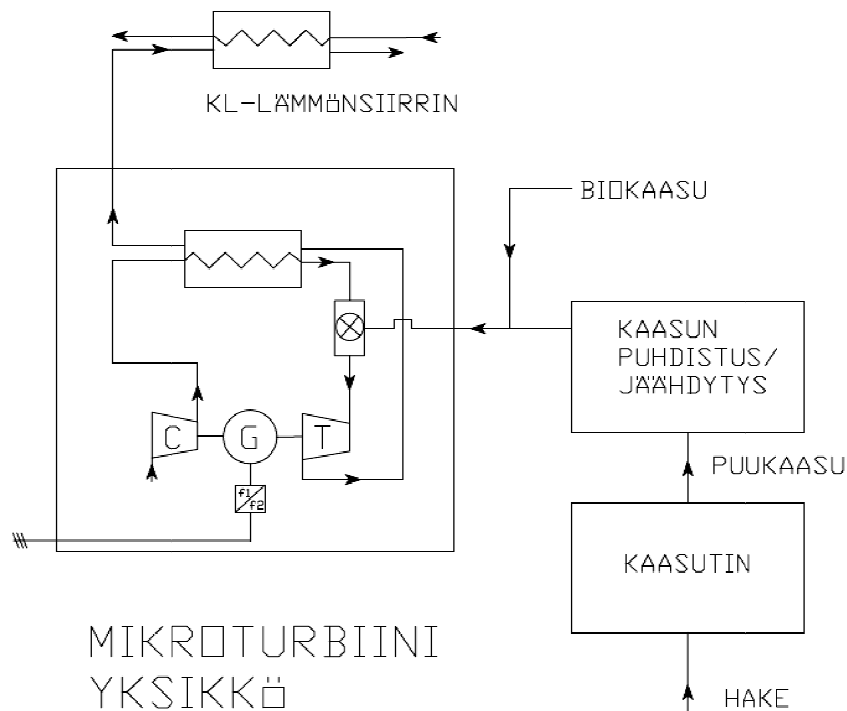
Epäsuoran prosessin haasteet liittyvät korkean lämpötilan lämmönsiirtimeen (HTHE). HTHE toimintaolosuhteet ovat kriittiset. Lämpötilat ovat jopa luokkaa 1300 K paineen ja virtausnopeuksien ollessa korkeita. Nämä olosuhteet asettavat suuria haasteita materiaalien kestävyydelle ja suunnittelulle. Tavallisen teräksen sijasta voidaan joutua pohtimaan esimerkiksi keraamisten materiaalien käyttöä, joista on vielä nykyisin vähän kokemusta. (Ferreira et al. 2001, 3.)

Tässä työssä tarkastellaan puupolttoaineita ja biokaasua käyttävän mikroturbiinivoimalaitoksen kannattavuutta kunnallisen lämpölaitoksen yhteydessä. Tästä näkökulmasta niin suoralla kuin epäsuoralla prosessilla on omat vahvuutensa ja heikkoutensa. Biokaasua polttoaineena käytettäessä perinteinen suora prosessi on jo koettua tekniikkaa, eikä biokaasulla synny aikaisemmin kuvattuja ongelmia polttoaineen puhtauden kanssa. Toisaalta puupolttoaineiden tapauksessa pätevät puolestaan edellä kuvatut vastakkainasettelut suoran ja epäsuoran prosessin välillä. Suoran prosessin vaatimus kaasumaiselle ja puhtaalle polttoaineelle asettaa lisävaatimuksia muille energiajärjestelmän osille, mikä puolestaan heikentää energiajärjestelmän kokonaistaloudellisuutta. Epäsuorassa prosessissa polttoaineen laatuvaatimukset eivät ole yhtä korkeita kuin suorassa prosessissa. Kustannukset muista energiajärjestelmän osista, erityisesti polttoaineen käsittelyyn liittyen, eivät muodostu tällöin niin suuriksi. Epäsuoran prosessin asettamat vaatimukset, erityisesti korkean lämpötilatason lämmönsiirtimen osalta, voivat puolestaan nousta merkittäviksi energiajärjestelmän taloudel-

lisen kannattavuuden näkökulmasta. Suoran ja epäsuoran prosessin valinnan vaikutuksia energiajärjestelmän kokonaisuuden muodostumiseen tarkastellaan seuraavaksi. Vaikka epäsuora prosessi vaikuttaa teoriassa teknisesti paremmalta menetelmältä muun muassa polttoainejoustavuutensa ansiosta, todellisen kannattavuuden määrittävät kuitenkin koko energiajärjestelmän tekniset ja taloudelliset ominaisuudet yhdessä. Kannattavuutta arvioitaessa on otettava huomioon muun muassa järjestelmän tekniisiin ominaisuuksiin liittyvät riskit ja verrattava niitä taloudellisiin ominaisuuksiin liittyvään tuotto-odotukseen. Kannattavuuden näkökulmia tarkastellaan myöhemmin Kiteen Lämmön Arppentien lämpölaitoksen tapauksessa.

## **4.2 Energiajärjestelmä suoran prosessin yhteydessä**

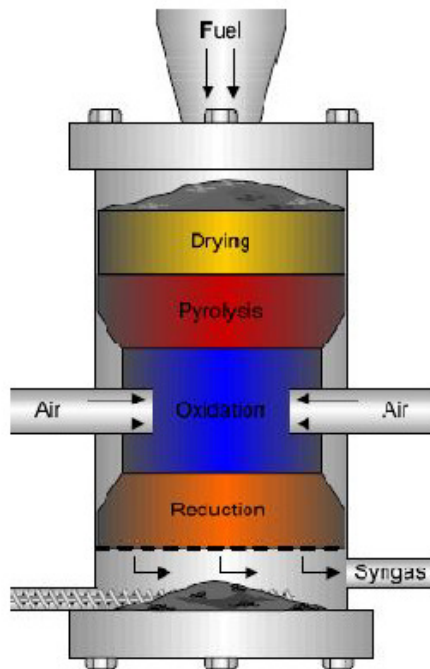
Valittaessa suora mikroturbiiniprosessi energiajärjestelmän perustaksi, muodostuu energiajärjestelmän kokoonpano kuvassa 22 esitetyn periaatekuvan mukaiseksi. Aiemmin esitetysti suora prosessi tarvitsee kaasumaisessa olomuodossa olevan ja puhtaan polttoaineen. Haluttaessa käyttää kiinteitä biomassoja, tarkoittaa tämä tarvetta kaasutuslaitteistolle ja kaasun puhdistukselle. Kunnallisen lämpölaitoksen yhteyteen sijoitettavan pienen kokoluokan CHP laitoksen sijainnin mahdollistaessa biokaasun saannin, voidaan biokaasua käyttää periaatekuvan mukaisesti. Kunnallisen lämpölaitoksen yhteydessä rekuperaattorin jälkeiselle hukkalämmölle potentiaalinen hyödyntämismahdollisuus on paikallinen kaukolämpöverkko. Pienen kokoluokan CHP laitoksen tuottama hukkalämpö verrattuna kunnallisen kaukolämpöverkon kokonaiskuormaan on hyvin pieni. Näin ollen CHP laitoksen näkökulmasta kaukolämpöverkon tarjoama lämpökuorma on rajaton. Lämpökuorman osalta mahdollisuus CHP laitoksen huipunkäyttöajan maksimointiin on nähtävä kannattavuutta parantavana seikkana.



**Kuva 22.** Periaatekuva energiajärjestelmän kokoonpanosta suoran mikro turbiiniprosessin yhteydessä. (Mukaiillen: Lassi & Wikman 2011, 34.)

Suoraan turbiiniprosessiin ja sen ominaisuuksiin biopolttoaineita käytettäessä perehdyttiin edellä. Seuraavaksi tarkastellaan lyhyesti pienen kokoluokan energiajärjestelmään soveltuvia biomassan kaasutukseen liittyviä teknologioita.

Kaasutusmenetelmistä leijukerroskaasutus soveltuu biomassan kaasutukseen suuressa kokoluokassa ja kiinteäkerroskaasutus puolestaan pienessä kokoluokassa. Kiinteäkerroskaasutus voidaan puolestaan jakaa yleisimpien kaasutusreaktori tyyppien mukaisesti vasta- ja myötävirtakaasutukseen (Knoef 2003). Tarkasteltaessa biomassaan pohjautuvaa pienen kokoluokan hajautettua CHP tuotantoa, voidaan myötävirtakaasutusta pitää yhtenä parhaiten soveltuvimmista teknologioista (Lassi & Wikman 2011, 33). Kuvassa 23 on esitetty myötävirtakaasuttimen periaate.

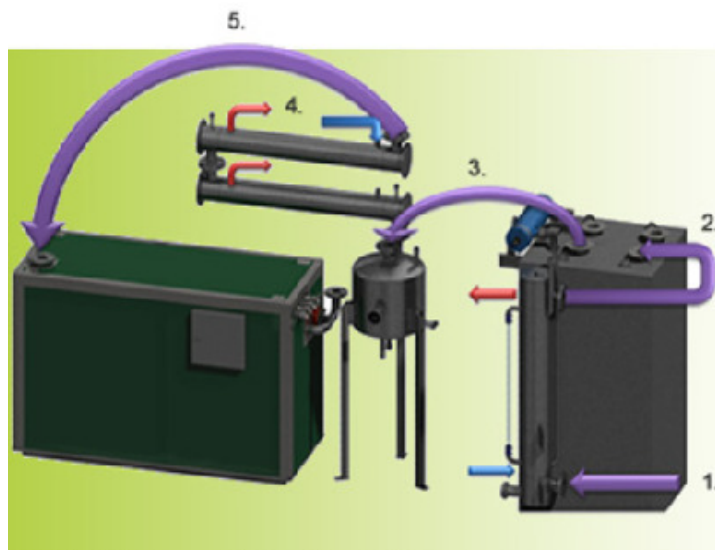


**Kuva 23.** Myötävirtakaasuttimen periaatekuva. (Sagitov 2008, 34.)

Kuvan 23 mukaisesti myötävirtakaasuttimessa polttoaine syötetään reaktorin yläosaan. Kaasutusprosessi etenee kuvassa 23 esitettyjen kuivumis-, pyrolyysi- ja palamisvaiheiden kautta kaasuuntumiseen. Myötävirtakaasuttimelle ominainen tuotekaasun matala tervapitoisuus on seurausta palamisvyöhykkeessä vallitsevasta korkeasta lämpötilasta, jossa suurin osa tervasta hajoaa. Juuri tästä ominaisuudestaan sekä yksinkertaisesta rakenteestaan johtuen myötävirtakaasutin soveltuu biomassan kaasuttamiseen pienen kokoluokan sovelluksissa. Myötävirtakaasuttimen polttoaineena käytetään hyvälaatuisia haketta, jonka kosteuspitoisuus kirjallisuusarvojen perusteella saisi olla maksimissaan 25 %. Muun muassa Suomessa on tehty kuitenkin kaasutuskokeita, joissa on käytetty kosteampaa haketta. Hakkeen kosteuden nousu voi kuitenkin laskea tuotettavan kaasun laatua. (Sagitov 2008, 33-36; Lassi & Wikman 2011.)

Aiemmin esitetyn mukaisesti suora mikroturbiiniprosessi edellyttää puhdasta kaasumaista polttoainetta, mikä tarkoittaa myötävirtakaasuttimelta saatavan tuotekaasun puhdistamista. Tämän työn laajuudessa ei perehdytä moninaisiin olemassa oleviin puhdistusmenetelmiin. Pienen kokoluokan CHP tuotantoon biomassan kaasutuslaitteistoja valmistavien toimijoiden järjestelmissä on käyttötarkoitukseen soveltuvat

puhdistuslaitteistot. Tyypillisesti puhdistuslaitteistot koostuvat suodatusta varten tuotekaasun jäähtymisestä, partikkelien suodatukseen tarkoitetuista suodattimista (esimerkiksi kangas- tai syklonisuodattimet) ja vesipesurista. Kuvassa 24 on esitetty suomalaisen Volter Oy:n konseptiin kuuluvan tuotekaasun puhdistuslaitteiston periaate.



1. Jäähdytys suodatuslämpötilaan (lämmön talteenotto)
2. Suodatetaan kangassuodattimella
3. Jälkipuhdistus vesipesurissa
4. Jäähdytys polttolämpötilaan (lämmön talteenotto)
5. Siirto moottorille

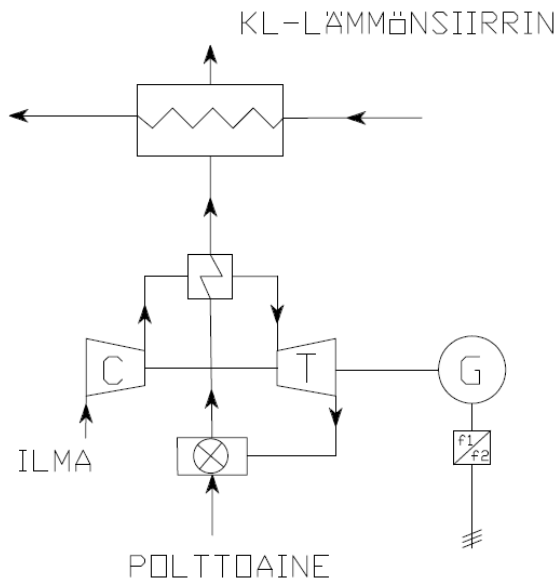
**Kuva 24.** Puhdistuslaitteisto, Volter Oy. (Volter 2012.)

### 4.3 Energiajärjestelmä epäsuoran prosessin yhteydessä

Valittaessa epäsuora mikroturbiiniprosessi energiajärjestelmän perustaksi, muodostuu energiajärjestelmän kokoonpano kuvassa 25 esitetyn periaatekuvan mukaiseksi. Huomataan, että kuvassa 22 esitettyyn suoraan mikroturbiiniprosessiin perustuvaan järjestelmään verrattaessa, on epäsuoraan prosessiin perustuva energiajärjestelmä teknisesti yksinkertaisempi. Ulkoisen polton ansiosta epäsuorassa prosessissa polttoaineen ei tarvitse olla kaasumaisessa muodossa, jolloin kaasutuslaitteistoa ja tuote-



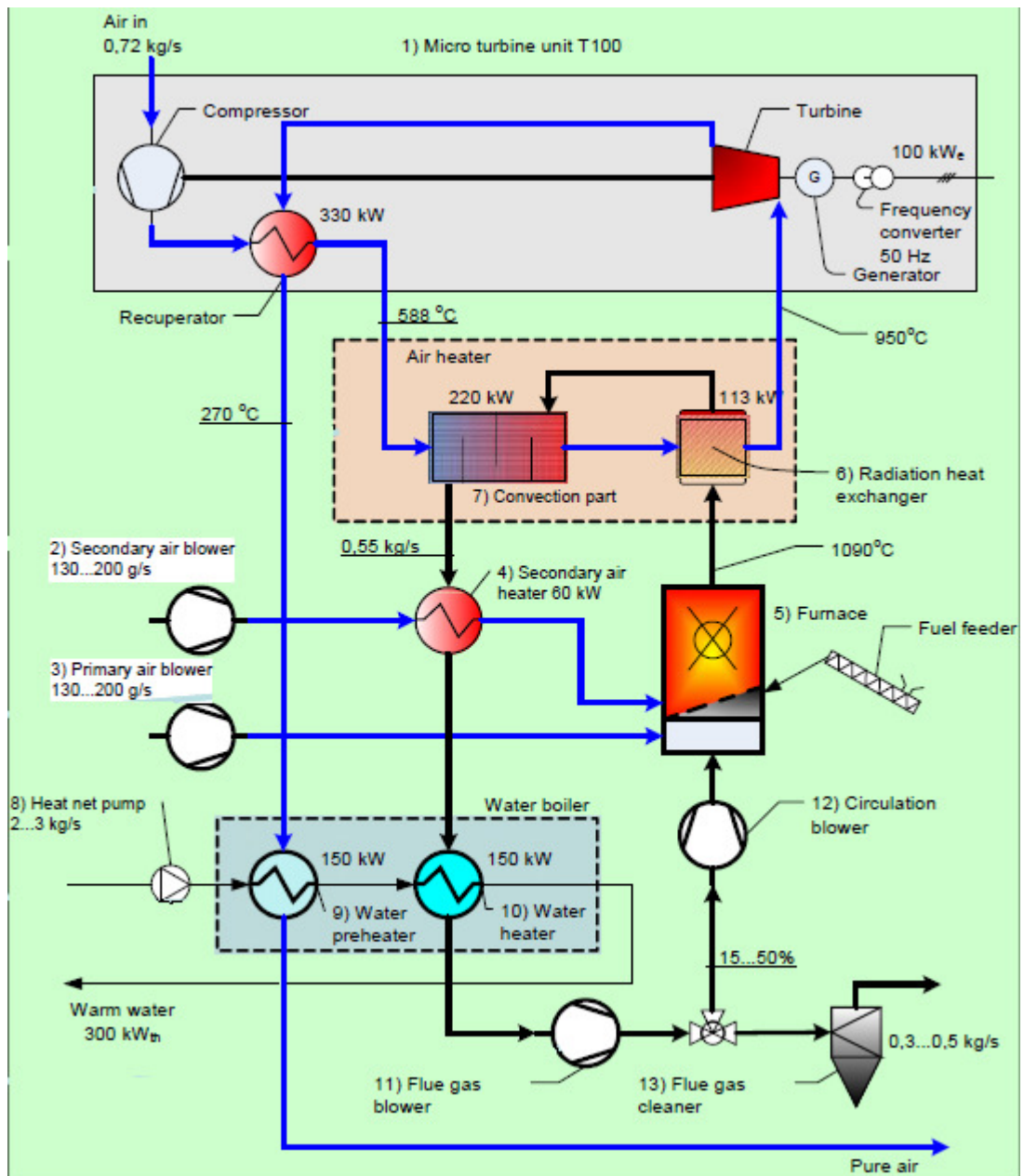
kaasun puhdistuslaitteistoja ei tarvita. Prosessiteknisenä erona suoraan järjestelmään verrattuna, voidaan epäsuorassa järjestelmässä turbiinilta tuleva kuumailma hyödyntää palamisilmana. Kunnallisen lämpölaitoksen yhteyteen sijoitettaessa, voidaan HTHE jälkeiset kuumat savukaasut hyödyntää kaukolämmön tuotannossa.



**Kuva 25.** Periaatekuva energiajärjestelmän kokoonpanosta epäsuoran mikro-turbiiniprosessin yhteydessä.

Kuvassa 25 esitetty periaatekuva epäsuoraan mikro-turbiiniprosessiin perustuvasta energiajärjestelmästä on yksinkertaistettu epäsuoran prosessiin periaatteen hahmottamiseksi. Todellisuudessa on tyypillistä, että esimerkiksi prosessin kannalta kriittinen korkean lämpötilatason lämmönsiirrin on kahden eri lämpötilatason lämmönsiirrimen muodostama kokonaisuus. Kuumailmaturbiiniin perustuvat pienen kokoluokan CHP laitokset eivät ole vielä päässeet markkinoille yhtä laajasti kuin suoraan prosessiin perustuvat järjestelmät. Teknologian uutuudesta ja potentiaalista esimerkkinä on suomalaisen laitostoimittajan (Ekogen Oy) pääseminen vuonna 2012 Red Herring Top 100 Europe - listalle, jossa arvostelun kriteerinä on ollut muun muassa teknologisen innovaation taso. Ekogen Oy:n konseptin mukaisen CHP laitoksen prosessi-kaavio selityksineen on esitetty kuvassa 26. Kuvasta nähdään, että laitos on kehitetty plug and play tyyppiseksi kokonaisuudeksi, mikä lienee hyvin oleellinen tekijä pienen kokoluokan CHP laitoksen kilpailukyvyntä. Pienessä kokoluokassa syntyvät työn (suunnittelu ja rakennus) kustannukset muodostavat herkästi suhteettoman suu-

ren osuuden kokonaisinvestoinnista, mikä puhuu mahdollisimman käyttöönottovalmiin energiajärjestelmäkoneptin puolesta.



**Kuva 26.** Ekogen Oy:n konseptin mukainen epäsuoraan prosessiin perustuva CHP laitos. (Ekogen 2012.)

## 5 SÄHKÖVERKKOON LIITTYMINEN

Sähkönjakeluverkkoon liitettävän hajautetun sähkön pientuotannon määrä on kasvussa ja kehitys tulee jatkumaan saman suuntaisena myös tulevaisuudessa. Syitä kiinnostuksen kasvamiseen hajautettua sähkön pientuotantoa kohtaan ovat muun muassa EU:n uusiutuvan energian tavoitteet, kallistuva energia ja kuluttajien kasvava ympäristötietoisuus. Sähkön pientuotannon verkkoon liittämiseen liittyy sähkömarkkinalain mukaisesti verkonhaltijan osalta velvollisuuksia. Toisaalta tuotantolaitoksen verkkoon liittämiseksi on erilaisia vaatimuksia. (Energiateollisuus ry, 2012.)

Tässä kappaleessa käsitellään sähkön pientuotannon verkkoon liittämisen näkökulmasta niin verkonhaltijalle laissa asetettuja velvollisuuksia kuin myös tuotantolaitoksen liittämiseen liittyviä vaatimuksia. Osapuolille kuuluvat velvoitteet ovat osin teknisiä ja osin kaupallisia velvoitteita. Tavoitteena on esittää tiivis kokonaiskuva sähkön pientuotannon verkkoon liittämisen prosessin asettamista vaatimuksista ja tarvittavista toimenpiteistä erityisesti liitettävän tuotantolaitoksen kannalta. Tarkastelussa luodaan aluksi kuva siitä, miltä pohjalta verkonhaltijoiden liittämisperiaatteet muodostuvat. Tämän jälkeen kuvailaan pientuotannon verkkoon liittymisen vaatimuksia ja toimenpiteitä Pohjois-Karjalan Sähkö Oy:n jakeluverkon alueella.

### 5.1 Sähköverkkoon liittymisen tekniset vaatimukset

Sähkömarkkinalain mukaisesti verkonhaltijan tulee pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liittää verkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävä sähköntuotantolaitos (liittämisvelvollisuus). Tuotantolaitoksen verkkoon liittämiseksi tarvitaan sähköverkonhaltijan lupa, jonka myöntäminen edellyttää liitettävältä laitokselta asetettujen teknisten vaatimusten täyttymistä. Sähköverkonhaltijat ovat laatineet ohjeistuksia sähkön tuotantolaitteistojen liityntäperiaatteista, joissa määritellään tuotantolaitokselle asetetut vaatimukset. Verkonhaltijoiden laatimat sähkön tuotantolaitteistojen liityntäperiaatteet pohjautuvat sähkömarkkinalakiin sekä seuraavien tahojen laatimiin suosituksiin ja vaatimuksiin. (Energiamarkkinavirasto, 2012a.)

Energiamarkkinavirasto on vahvistanut vuonna 2005 sähkön tuotannon liittämisehdot, joissa on esitetty sähköntuotannon verkkoon liittämisen vaatimukset. Ehdossa määritetään muun muassa osapuolten välisistä sopimuksista, sähkön tuotantolaitteistolle asetettavista vaatimuksista, sähköntuotantolaitteistoon käytöstä ja suojauksesta sekä vastuuhenkilöistä. Liittämisehtojen lisäksi EMV on vahvistanut vuonna 2005 verkkopalveluehdot, joissa on esitetty sähköntuotannon verkkoon syötön ehdot. Verkkoon syötön ehdoissa määritetään muun muassa mittauksen toteuttamisen teknisistä ja kaupallisista ehdoista. (Energiamarkkinavirasto, 2012a.)

Energiateollisuus Ry on julkaissut vuonna 2011 ohjeistuksia sähköntuotantolaitoksen jakeluverkkoon liittämisestä. Ohjeistuksien tarkoituksena on antaa perustietoja sähköntuotantolaitoksen verkkoon liittämiseen ja käyttöön liittyvistä asioista sähkön pientuottajalle tai tuotantolaitoksen hankintaa harkitsevalle. Ohjeistussarjaan kuuluu yleisten ohjeiden lisäksi teknisiä liitteitä ja ohjeita verkon suunnittelijoille. Ohjeistuksissa esitetään muun muassa tuotantolaitoksen liittämisen prosessin kulku ja tarvittavat toimenpiteet sekä lisäksi erilaisia liittämisen suunnitteluun liittyviä teknisiä ohjeita muun muassa laitoksen liittämiskohdasta ja vaadittavasta teknisestä dokumentaatiosta. (Energiateollisuus ry, 2012.)

Sähköverkonhaltija on laatinut edellä esitetty tahojen antamien vaatimusten ja ohjeiden pohjalta tuotannon verkkoon liittämisperiaatteet. Verkkoon liittämisperiaatteiden laadinnassa on huomioitu lisäksi sähköturvallisuustekijät ja jakeluverkkoon syötettävän sähköenergian laatuvaatimukset. Tuotantolaitoksen verkkoon liittämistä suunnittelevan kannattaa näin ollen olla mahdollisimman aikaisin yhteydessä paikalliseen jakeluverkonhaltijaan ja tarkistaa verkkoon liittymistä koskevat ohjeet ja velvoitteet kyseisen jakeluverkonhaltijan alueella. (Energiateollisuus ry, 2012.)

## **5.2 PKS Oy:n pientuotannon liittämisperiaatteet**

Pohjois-Karjalan Sähkö Oy soveltaa Energiateollisuus Ry:n laatimia ohjeita tuotannon liittämisestä sähköverkkoon sellaisenaan. Ohjeistus sisältää tekniset liitteet, jois-

sa määritellään sähköverkkoon liitettävälle tuotantolaitokselle asetetut tekniset vaatimukset. (Parkkinen.)

Tässä kappaleessa kuvataan PKS Oy:n vaatimusten ja siten myös Energiateollisuus Ry:n ohjeiden mukaisia sähköverkkoon liitettävälle pienen kokoluokan tuotantolaitokselle asetettuja teknisiä vaatimuksia. Liitettävälle tuotantolaitokselle asetetut vaatimukset ovat riippuvaisia tuotantolaitoksen nimellistehosta.

### **5.2.1 Tuotantolaitoksen toiminta jakeluverkossa ja luokittelu**

Liittymisen teknisten ohjeistuksen lähtökohtana on, että yleiseen sähköjakeluverkkoon liitettävän tuotantolaitoksen on oltava turvallinen, eikä se saa aiheuttaa häiriöitä verkkoon. Näin ollen tuotantolaitos ei saa myöskään kytkeytyä yleiseen jakeluverkkoon ellei verkon tila ole vakaa. Jakeluverkon jännitteen ja taajuuden tulee olla sovitujen arvojen sisäpuolella. Jakeluverkon häiriötilanteessa tuotantolaitos ei saa myöskään jäädä syöttämään verkkoa, kun muuta verkkoon syöttöä ei ole. Edellisten vaatimusten seurauksena on, että verkon kanssa rinnan käyvää tuotantolaitosta ei voida käyttää varavoimailaitoksena sähkökatkon aikana ilman erillistä kaksoiskytkentää. Kaksoiskytkentä tarkoittaa erillisen kytkimen ja lisälaitteiston hankkimista, jolloin tuotantolaitos voidaan erottaa yleisestä jakeluverkosta erilliseksi saarekkeeksi. Saarekekäyttö mahdollistaa tuotantolaitoksen käyttämisen varavoimana esimerkiksi sähkökatkon aikana. (Lehto 2011a, 1.)

500 kVA:n kokoluokasta ylöspäin tuotantolaitosten merkitys paikallisessa voimajärjestelmässä korostuu erityisesti kun verkossa olevien laitosten määrä kasvaa. Tästä johtuen tällaisten hieman suuremman kokoluokan tuotantolaitosten on pystyttävä toimimaan verkon taajuuden ja jännitteen vaihdellessa siten, että ne pystyvät tukemaan voimajärjestelmää paikallisesti tarvittaessa. Tästä syystä joissakin tapauksissa voi olla myös tarpeellista, että verkonhaltija pystyy kaukokäyttämään suurempia laitteita tarvittaessa jakeluverkon vakaan toiminnan takaamiseksi. (Lehto 2011a, 1.)

Mahdolliset tuotantolaitoksen aiheuttamat häiriöt ja niistä muille jakeluverkon sähkökäyttäjille ja verkonhaltijalle seuranneet vahingot ovat sähköntuotantolaitoksen

haltijan vastuulla, mikäli tuotettu sähkö ei ole vaatimusten ja standardien mukaista. Näin ollen esimerkiksi tuotantolaitoksen vikaantuessa on tuottajalla vastuu tuotantolaitoksen verkosta irti kytkemisestä. Ääritapauksessa verkonhaltija voi kytkeä tuotantolaitoksen irti verkosta sen aiheuttaessa häiriöitä verkkoon. (Lehto 2011a, 1.)

Tuotantolaitokset voidaan luokitella käyttötavan ja -tarkoituksen mukaan. Luokittelu on tarpeen, sillä käyttötapa vaikuttaa laitokselta vaadittaviin toiminta- ja suojausominaisuuksiin sekä tuottajan ja verkonhaltijan välisiin sopimuksiin. Taulukossa 7 on Energiateollisuus Ry:n ohjeistuksen mukaisesti erilaisessa käytössä olevien tuotantolaitosten luokittelua ja tästä seuraavia laitoksen kytkennälle asetettavia vaatimuksia. (Lehto 2011a, 2.)

**Taulukko 7.** Tuotantolaitosten luokittelu käyttötavan ja -tarkoituksen mukaan. (Lehto 2011a, 2.)

		Luokka	Rinnan- käynnin esto	Tahdistus	Yhteen- sopivuus	Saareke- käytön esto	Sopimus- ehdot
Yleisestä jakeluverkosta erossa käyvät tuotanto- laitokset	Rinnankäyttö estetty mekaanisesti	1	X				LE05 ja VPE10
	Sähkön siirto jakeluverkkoon estetty	2		X			LE05 ja VPE10
Yleiseen jakeluverkkoon syöttävät tuotanto- laitokset	Tuotetulle sähkölle ei ole ostajaa	3		X	X	X	LE05 ja TVPE11
	Tuottaja myy sähköä sähkömarkkina- osapuolelle	4		X	X	X	LE05 tai TLE11 ja TVPE11

Taulukossa 7 rinnankäynnin estolla tarkoitetaan tuotantolaitoksen mekaanista erottamista jakeluverkosta rinnan käynnin estämiseksi. Tahdistuksella viitataan tuotantolaitoksen kykyyn tahdistua verkon kanssa samaan taajuuteen ja pysyä tässä taajuudessa. Yleiseen jakeluverkkoon syöttävien laitosten luokittelussa yhteensopivuudella tarkoitetaan laitoksen ja jakeluverkon sähköistä yhteensopivuutta. Saarekekäytön esto on suojaustekninen toimenpide, jolla estetään tuotantolaitosta syöttämästä sähköä jännitteettömään verkkoon esimerkiksi verkon vikatilanteessa. (Lehto 2011a, 2.)

### 5.2.2 Suojausasettelu, sähköturvallisuus ja dokumentaatio

Tuotantolaitoksen soveltuvilla suojauslaitteilla varustamisen tarkoituksena on suojata tuotantolaitosta rikkoontumiselta sähköverkon häiriötilanteessa. Toisaalta suojausella estetään tuotantolaitosta syöttämästä verkkoon huonolaatuista sähköä ja varmistetaan sähköverkon turvallisuus muille verkon käyttäjille. Tuotantolaitoksen suojauslaitteiden tulee kytkeä laitos irti yleisestä verkosta, jos verkkosyöttö katkeaa tai jännite tai taajuus liitännä kohdassa poikkeaa verkonhaltijan määrittämistä arvoista. Tuotantolaitoksen suojauslaitteiden asetteluarvoille annetut vaatimukset riippuvat laitoksen nimellistehosta. Enintään 50 kVA:n nimellistehoisen tuotantolaitteiston suojauslaitteiden asetteluarvot on esitetty taulukossa 8. Taulukossa  $U_n$  tarkoittaa jakeluverkon normaalia nimellisjännitettä. Verkonhaltija voi poiketa taulukossa esitetyistä arvoista tapauskohtaisesti. (Lehto, 2011b, 2.)

**Taulukko 8.** Tuotantolaitteiston suojauslaitteiden asetteluarvot. (Lehto, 2011b, 2.)

<b>Parametri</b>	<b>Toiminta-aika</b>	<b>Asetteluarvo</b>
Ylijännite	0,2 s	$U_n + 10 \%$
Alijännite	0,2 s	$U_n - 15 \%$
Ylitaajuus	0,2 s	51 Hz
Alitaajuus	0,2 s	48 Hz
Saarekekäyttö	enintään 5 s	

Suojauslaitteiston toiminnan seurauksena tuotantolaitoksen irrotessa verkosta on verkkoon takaisin kytkeytymiselle määritelty tietyt ehdot. Takaisin kytkeytyminen saa tapahtua vasta, kun jännite ja taajuus ovat palanneet asetteluarvojen määrittelemiä rajoihin. Lisäksi arvojen on tullut pysyä rajoissa tietyn vähimmäisajan, joka riippuu laitoksen kytkentätavasta. Vaihtosuuntaajan välityksellä liitetyille tuotantolaitokselle vähimmäisaika on 20 sekuntia ja muille laitoksille 3 minuuttia. (Lehto, 2011b, 2.)

Yli 50 kVA:n nimellistehoille tuotantolaitoksille vastaavat suojauslaitteistojen asetteluarvot määritellään tapauskohtaisesti verkonhaltijan toimesta. Suojauksen asetteluarvoihin vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa verkon rakenne, liittämiskohta sekä tuotantolaitoksen tyyppi ja käyttötapa. (Lehto 2011a, 3.)

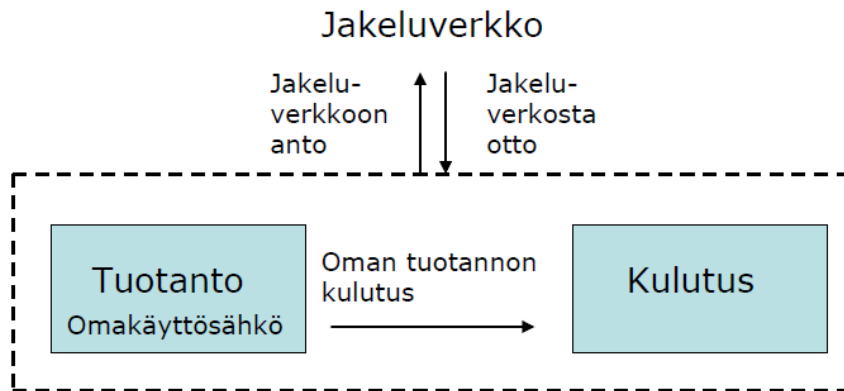
Sähkötyöturvallisuuden osalta vaatimuksena on, että tuotantolaitos on varustettava erotuslaitteella. Verkonhaltijalla on oltava esteetön pääsy erotuslaitteelle sähkötyöturvallisuuden varmistamiseksi. Kytkimessä on oltava myös lukitusmahdollisuus. (Lehto 2011a, 4.)

Verkonhaltijaan on hyvä olla yhteydessä ja tuotantolaitosta koskevat dokumentit sekä tiedot kannattaa toimittaa verkkonhaltijalle mahdollisimman aikaisessa vaiheessa. Näin tuotantolaitoksen asettamat tekniset vaatimukset saadaan selvitettyä ja lisäksi verkon haltija voi suunnitella mahdolliset tarvittavat jakeluverkon muutostyöt. Verkonhaltijalle toimitettavia tietoja tuotannon liittymätarjousta varten ovat liittymispiste, käyttötapa (saareke-/rinnankäyttö), nimellisteho, jännitetaso sekä tuotantolaitoksen tekniset tiedot. (Parkkinen.)

### **5.2.3 Sähkön tuotannon mittaaminen**

PKS soveltaa sähköntuotantolaitoksen liittämässä jakeluverkkoon Energiateollisuus Ry:n ohjeita, joissa sähkön tuotannon mittaamisen vaatimukset on eritelty enintään 3x63 A pääsulakkeilla varustettuun käyttöpaikkaan ja yli 3x63 A käyttöpaikkaan liitetyn tuotantolaitoksen osalta. Enintään 3x63 A käyttöpaikkaan sijoitettu tuotantolaitos ei tarvitse omaa mittalaitetta. Riittää, että sähköverkosta otettu ja siihen syötetty energia mitataan etäluettavalla mittarilla. Mittalaitteessa on tällöin erilliset rekisterit verkosta annolle ja otolle, jolloin näitä ei netoteta. Tuotantolaitoksen ollessa sijoitettuna yli 3x63 A käyttöpaikkaa, tulee tuottajan varustaa tuotantolaitos erillisellä mittauksella. Tällä tavalla tuotantolaitoksen oman tuotannon kulutus saadaan laskettua vähentämällä tuotetusta sähköstä tuotantolaitoksen omakäytösähkö ja verkkoon syötetty sähkö. Kuvassa 27 on esitetty katkoviivalla rajattu sähköliittymä, jossa on sekä sähkönkulutusta että tuotantoa. (Lehto 2011c, 3.)





**Kuva 27.** Tuotantoa ja kulutusta yhdessä sähköliittymässä. (Lehto 2011c, 3.)

Verkonhaltija omistaa mittarin ja sen vastuulla ovat mittarin luenta sekä verkosta oton ja verkkoon annon mittaaminen. Oman tuotannon kulutuksen mittaaminen on puolestaan sähköntuottajan vastuulla. Oman tuotannon mittauksen taustalla on muun muassa sähköverovelvollisuus. Sähköverovelvollisuutta selvitetään tarkemmin sähköverkkoon liittymisen kaupallisten toimenpiteiden ja velvoitteiden yhteydessä. (Lehto 2011c, 3.)

### 5.3 Sähköverkkoon liittymisen kaupalliset toimenpiteet ja hinnoittelu

Pientuotannon verkkoon liittämisen edellytyksenä on, että verkonhaltijan kanssa liittymisestä ja verkkopalvelusta on tehty sopimukset. Tämän lisäksi verkkoon syötettävälle sähköenergialle on oltava olemassa ostaja. Energiateollisuus Ry on julkaissut sähköntuotannon liittymisehdot (TLE11), joissa on määritelty muun muassa tuotannon liittymismaksusta. Energiateollisuus Ry on julkaissut myös verkkopalveluehdot (TVPE11) ja suositukset verkkoon liittyneen tuotannon verkkopalvelumaksujen määrittämisperiaatteiksi. Verkkopalveluun liittyvissä suosituksissa määritellään muun muassa liittymismaksujen ja siirtomaksujen perusteista. Taulukossa 9 on esitetty tuotannon verkkoon liittämiseksi tehtävät kaupalliset sopimukset. (Energiateollisuus ry, 2012.)

**Taulukko 9.** Sähköverkkoon liittymiseen tarvittavat sopimukset ja osapuolet. (Mukaiillen: Metso 2006, 29.)

Lupa/Sopimus ja sopijaosapuoli	Sisältö	Huomautukset
Liittymissopimus/ Jakeluverkkoyhtiö	Sovitaan liittämiskohdasta, sähköntuotantolaitteistolle asetettavista vaatimuksista, käytöstä ja suojauksesta, vastuuhenkilöistä jne.	Liittymismaksu on liittymäkohtainen. Se perustuu jakeluverkon haltijan määrittämiin ja sähkömarkkinaviranomaisen vahvistamiin liittymismaksuperusteisiin.  Yleistä lisätietoa: (TLE11).
Verkkopalvelusopimus/ Jakeluverkkoyhtiö	Sähköverkkopalvelusopimuksen tehnyt tuotantolaitos saa toimia rinnan jakeluverkon kanssa.  Voidaan tehdä, kun liittymissopimus on voimassa.	Yleistä lisätietoa: (TVPE11).
Sähkönmyyntisopimus/ Sähkönostaja	Sähköntuottaja sopii tuottamansa sähköenergian myynnistä.	Sopimusosapuolia esimerkiksi sähkön vähittäismyyjät.

Tuotannon verkkoon liittämisen yhteydessä on huomioitava myös sähköntuottajan sähköverovelvollisuus. Sähköverovelvollisen sähköntuottajan on rekisteröidyttävä kotipaikkansa tullipiirille. Sähkön verotus on porrastettu kahteen luokkaan taulukossa 10 esitetyllä tavalla. Alempan veroluokkaan (II) kuuluu sähkö, joka käytetään teollisuudessa ja ammattimaisessa kasvihuoneviljelyssä. Ylempään veroluokkaan (I)

kuuluu sähkö, joka käytetään esimerkiksi yksityistaloudessa, maa- ja metsätaloudessa, rakentamisessa sekä palvelutoiminnoissa. (Tulli 2012, 7.)

**Taulukko 10.** Sähkön veroluokat. (Tulli 2012, 3.)

Tuote	Tuoteryhmä	Energia-vero	Huoltovarmuusmaksu	Yhteensä
Sähkö snt/kWh				
– veroluokka I	1	1,69	0,013	1,703
– veroluokka II	2	0,69	0,013	0,703

Pientuotannolle on huomionarvoista, että sähkövero ei maksa sähköntuottaja, joka tuottaa sähköä alle 50 kVA:n tehoisella generaattorilla. Sähköverovelvollisuutta ei ole myöskään sähköntuottajalla, joka tuottaa sähköä 50 - 2000 kVA:n tehoisessa generaattorissa, ja sähköä ei siirretä verkkoon. Lisäksi sähkövero ei makseta sähköstä, joka kulutetaan voimalaitoksen sähkön tai yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon omakäyttölaitteissa sekä luovutetaan voimalaitosverkkoon. (Tulli 2012, 8.)

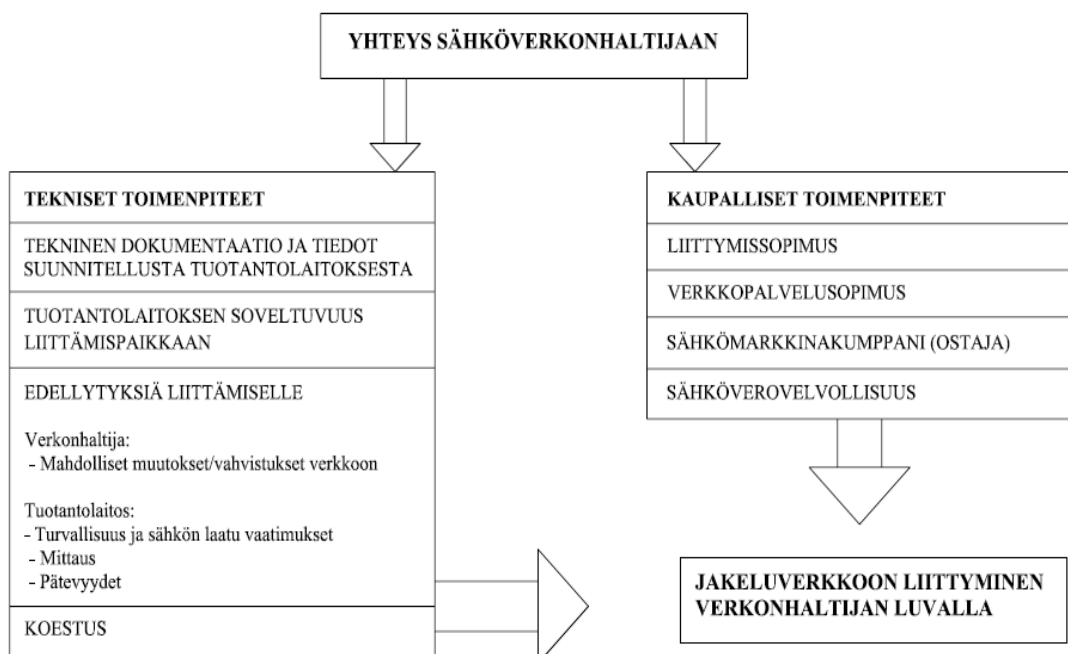
Pienimuotoisen tuotannon verkkoon liittämisen edistämiseksi vuonna 2008 tulivat voimaan sähkömarkkinalain muutokset, joissa määritellään pientuotannon liittämisen ja verkkopalvelujen hinnoittelusta. Liittymismaksun osalta on säädetty, että verkkonhaltija ei voi sisällyttää alle 2 MVA tuotantolaitoksilta veloittettavaan maksuun sähköverkon vahvistamisesta aiheutuvia kustannuksia. Tämä tarkoittaa, että pientuotannolta voidaan periä liittymismaksuna ainoastaan liittymän rakentamisesta aiheutuvat välittömät kustannukset. Siirtomaksun osalta sähkömarkkinalaissa on säädetty, että sähkön tuotannon siirtomaksuilla tulee kattaa suhteellisesti pienempi osuus sähköverkonkustannuksista kuin sähkön kulutukselta perittävillä siirtomaksuilla. Lisäksi valtioneuvoston asetuksella on säännelty, että jakeluverkonhaltijan veloittama energiamäärään perustuva siirtomaksu ei saa ylittää keskimäärin 0,07 senttiä/kWh vuodessa. (Energiateollisuus ry 2008, 1.)

Usein pientuottajan (30 kVA ja alle) tuotanto perustuu osin oman käyttösähkö tuotamiseen ja verkkoon syöttö on vähäistä ja ajalliselta vaihtelultaan vaikeasti ennustet-

tavaa. Tällaiselle tuotannolle markkinakumppanin löytäminen voi olla käytännössä ongelmallista. Lisäksi pientuottajan pienestä volyymista johtuen markkinahinnalla saatava tuotto jäisi käytännössä pieneksi, sillä sähkön myynnin tuotto olisi pieni verrattuna esimerkiksi tasehallinnasta syntyviin kustannuksiin. Mikäli markkinakumppania ei löydy niin verkonhaltija voi sallia ylimääräisen sähköenergian syöttämisen jakeluverkkoon. Tällaisessa tilanteessa tuottajalle ei makseta verkkoon syötetystä energiasta korvausta, eikä verkonhaltija peri verkkopalvelumaksua verkkoon siirrotta. (Energiateollisuus ry 2008, 2, 4.)

## 5.4 Sähköverkkoon liittymisprosessin yhteenveto

Tuotantolaitoksen hankintaa ja sähköverkkoon liittämistä suunniteltaessa on tärkeää olla hyvissä ajoin yhteydessä paikalliseen verkonhaltijaan. Tuotantolaitoksen sähköverkkoon liittämisen edellytyksenä on edellisissä kappaleissa esitetyjen teknisten ja kaupallisten velvoitteiden täyttäminen. Kuvassa 28 on esitetty tiiviin kokonaiskuva vaadittavista teknisistä ja kaupallisista toimenpiteistä, jotka tulee ottaa huomioon tuotantolaitoksen sähköverkkoon liittämisprosessissa. (Lehto 2011c, 3.)



**Kuva 28.** Sähköverkkoon liittymisprosessiin liittyviä toimenpiteitä. (Mukaiillen: Lehto 2011c, 1-3.)

## 6 TUKIMEKANISMIT SUOMESSA

EU:n uusiutuvia energialähteitä koskevassa etenemissuunnitelmassa vuonna 2007 on vahvistettu tavoitteeksi nostaa uusiutuvan energian osuus energian loppukäytöstä unionin alueella 20 prosenttiin vuoteen 2020 mennessä. Etenemissuunnitelma edellyttää jäsenvaltiot vahvistamaan tavoitteet ja laatimaan toimintasuunnitelmat tavoitteiden saavuttamiseksi. (Europa 2007.)

Suomelle asetettu tavoite on tuottaa 38 prosenttia energiasta uusiutuvilla energialähteillä vuoteen 2020 mennessä. Tähän tavoitteeseen pääsemiseksi ovat erilaiset uusiutuvan energian tuet tärkeässä asemassa. Tarkasteltaessa pienen kokoluokan sähkön ja lämmön yhteistuotantoa kunnallisen lämpöverkon yhteydessä, keskeisimpiä tukimuotoja ovat syöttötariffijärjestelmä ja uusiutuvan energian investointituki. Aiemmin keskeinen tukimuoto oli myös kiinteä sähkön tuotantotuki, jota maksettiin syöttötariffi järjestelmän ulkopuolella olleesta uusiutuvan sähkön tuotannosta. Kiinteä sähkön tuotantotuki loppui vuoden 2012 alussa. Syöttötariffijärjestelmä otettiin Suomessa käyttöön vuonna 2011 ja sitä hallinnoi Energiamarkkinavirasto. Vuonna 2012 syöttötariffijärjestelmän tuotantotukia varten on varattu lähes 100 miljoonaa euroa ja varattu tukisumma kasvaa vuosittain. Uusiutuvan energian investointitukia hallinnoiva taho on puolestaan työ- ja elinkeinoministeriö. Vuodelle 2012 investointitukea on budjetoitu 156,9 miljoonaa euroa. (Motiva 2012a.)

Tässä kappaleessa esitellään syöttötariffijärjestelmä ja uusiutuvan energian investointituet. Tukimuotojen käsittelyä painotetaan siten, että huomio on uusiutuvaa polttoainetta käyttävissä CHP laitoksissa. Tavoitteena on tuoda yhteen näiden tukiratkaisujen ominaisuudet siten, että uusiutuvaan energiaan pohjautuvaa pienen kokoluokan CHP laitoksen hankkimista harkitseva toimija pystyy hahmottamaan eri tukiratkaisujen erot. Tällä perusteella toimija pystyy tekemään johtopäätökset siitä, mikä on juuri hänen konseptiinsa kokonaistaloudellisesti tehokkain toimintamalli.

## 6.1 Syöttötariffijärjestelmä

Vuonna 2011 voimaan tullut laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta sekä vastaava valtioneuvoston asetus määrittelevät syöttötariffijärjestelmän. Energiamarkkina virasto hallinnoi lain mukaista tukijärjestelmää. Seuraavassa luettelossa on esitetty lain ja asetuksen sisältämät säädökset. (Energiamarkkinavirasto 2012b.)

Laki sisältää säädökset:

- Tuulivoiman ja biokaasun syöttötariffijärjestelmästä;
- Puupolttoainetta hyödyntävien, pienten CHP-laitosten syöttötariffijärjestelmästä;
- Metsähakkeen syöttötariffijärjestelmästä;
- Vesivoiman kiinteästä tuotantotuesta;
- Tuulivoiman, biokaasusähkön ja metsähakkeen kiinteästä tuotantotuesta siltä osin, kuin kyse ei ole syöttötariffijärjestelmään kuuluvasta sähkön tuotannosta; ja
- Muut tuotantotukia koskevat yleiset säädökset.

Huomion arvoista on, että edellä esitetyn mukaisesti kiinteää sähkön tuotantotukea ei makseta enää vuoden 2012 alusta lähtien.

Asetus sisältää säädökset:

- Voimalaitoksen hyväksymisestä syöttötariffijärjestelmään uutuuskäsitteen osalta;
- Tariffijaksoista;
- Sähkön ja päästöoikeuden markkinahinnan keskiarvosta;
- Omakäyttölaitteista;
- Seurantavelvollisuudesta ja -järjestelmästä sekä hyötykäytöstä ja kokonaisyötysuhteesta; ja
- Todentajien pätevyysalueista.

Syöttötariffijärjestelmässä maksetaan järjestelmään hyväksytyille tuulivoimaloille, biokaasuvoimaloille ja puupolttoainevoimaloille sähkön tavoitehinnan ja markkinahinnan välisen erotuksen mukaista tuotantotukea. Edellä mainituille voimaloille tuotannon tavoitehintana on 83,50 €/MWh. Tästä poikkeavasti tuulivoimaloille maksetaan alussa korkeampaa 105,30 €/MWh tavoitehintaa enintään kolmen vuoden ajan vuoden 2015 loppuun saakka. Lisäksi metsähakevoimaloille maksetaan muuttuvaa tuotantotukea, joka on riippuvainen kulloinkin voimassa olevasta päästöoikeuden hinnasta. Järjestelmään hyväksytyille voimalaitoksille maksetaan tukea 12 vuoden ajan. (Motiva 2012a.)

Syöttötariffijärjestelmään pääsemiselle ja tuotantotuen saamiselle on voimalaitostyypeittäin määriteltyjä erilaisia ehtoja ja rajoituksia. Energiamarkkinavirasto on laatinut tuotantotukijärjestelmästä taulukkomuotoisen yhteenvedon, josta laissa ja asetuksessa määritellyt eri tuotantolaitoksille ominaiset ehdot käyvät ilmi. Taulukossa 11 on esitetty syöttötariffijärjestelmän perustuen saamisen ehdot biokaasuvoimaloille, puupolttoainevoimaloille ja metsähakevoimaloille.

**Taulukko 11.** Yhteenvedo syöttötariffijärjestelmän perustuen saamisehdoista. (Energiamarkkinavirasto 2012c.)

	Tukimuoto	Perustuki	Perustuen saamisen ehdot				Muita ehtoja 1
			Pitääkö voimalan olla uusi?	Nimellisteho vähintään	Nimellisteho enintään	Pitääkö tuottaa lämpöä hyötykäyttöön?	
<b>Syöttötariffit</b>							
Biokaasu	Syöttötariffi= tavoite- ja markkinahinnan erotus	83,5 €/MWh:n ja markkinahinnan erotus	Kyllä. 1.1.2009 jälkeen käyttöön otetut pääsevät tuen piiriin 31.3.2012 asti	0,1 MVA	Ei ole	Ei	Ei ole saanut valtiontukea
Puupolttoaine	Syöttötariffi= tavoite- ja markkinahinnan erotus	83,5 €/MWh:n ja markkinahinnan erotus	Kyllä. 1.1.2009 jälkeen käyttöön otetut pääsevät tuen piiriin 30.9.2011 asti	0,1 MVA	8 MVA	Kyllä, hyötysuhde vähintään 50 %; tai 75 % jos generaattorin nimellisteho on yli 1 MVA	Ei ole saanut valtiontukea
Metsähake	Päästöoikeuden hinnan mukaan muuttuva syöttötariffi	0-18 €/MWh	Ei	0,1 MVA	Ei ole	Ei	Ei ole kuulunut syöttötariffijärjestelmään

Perustuen lisäksi voimalaitoksen on mahdollista saada lisätukea. Edellä esitetyille voimalaitostyypeille mahdollinen lisätuki on lämpöpremio. Lämpöpremio on korotus syöttötariffiin puupolttoainevoimalaitoksessa tai biokaasuvoimalaitoksessa tuotetulle sähkölle jos tuotannon yhteydessä tuotetaan lämpöä hyötykäyttöön. Ehtona lämpöpreemion maksamiselle on muun muassa voimalaitoksen energiantuotannon kokonaishyötysuhde. Maksettava lämpöpremio on puupolttoainevoimalaitokselle 20 €/MWh<sub>e</sub> ja biokaasuvoimalaitokselle 50 €/MWh<sub>e</sub>. (L 30.12.2010/1396, 26 §.)

Taulukossa 12 on esitetty yhteenveto syöttötariffijärjestelmän lisätuen saamisen ehdoista ja tuen maksamiseen liittyvistä rajoituksista biokaasu-, puupolttoaine- ja metsähakevoimalaitoksille.

**Taulukko 12.** Yhteenveto syöttötariffijärjestelmän perustuen saamisehdoista. (Energiamarkkinavirasto 2012c.)

	Lisätuki	Lisätuen saamisen ehto	Tuen maksamisen rajoitus 1	Tuen maksamisen rajoitus 2	Tuen maksamisen rajoitus 3	Tuen maksamisen rajoitus 4	Todentajan varmennus laitoksen vaatimuksenmukaisuudesta	Todentajan varmennus laitoksen hakemuksesta tuotantotuen saamiseksi
<b>Syöttötariffit</b>								
<b>Biokaasu</b>	50 €/MWh lämpöpremio perustuen päälle	Hyötysuhde vähintään 50 %; tai 75 % jos generaattorin nimellisteho on yli 1 MVA	Kun generaattoreiden yhteisteho ylittää 19 MVA	Kun tuotanto ylittää hyväksymispäätöksessä vahvistetun määrän	Kun sähkön hinta alle 30 €/MWh, tukena maksetaan tavoitehinta vähennettynä 30 €/MWh	Tukea ei makseta tunneilta, kun sähkön hinta negatiivinen	Kyllä	Kyllä
<b>Puupolttoaine</b>	20 €/MWh lämpöpremio perustuen päälle	Hyötysuhde vähintään 50 %; tai 75 % jos generaattorin nimellisteho on yli 1 MVA	Kun generaattoreiden lukumäärä ylittää 50 ja yhteisteho 150 MVA	Kun tuki ylittää 750 t€ neljän perättäisen tariffijakson ajalta	Kun sähkön hinta alle 30 €/MWh, tukena maksetaan tavoitehinta vähennettynä 30 €/MWh	Tukea ei makseta tunneilta, kun sähkön hinta negatiivinen	Kyllä	Kyllä
<b>Metsähake</b>	Ei ole	Ei ole		Kun tuotanto ylittää hyväksymispäätöksessä vahvistetun määrän	Tukea ei makseta jos päästöoikeuden hinta on yli 23 €/tCO <sub>2</sub>	Tukea ei makseta tunneilta, kun sähkön hinta negatiivinen	Kyllä	Kyllä



## 6.2 Investointituki uusiutuvalle energialle

Energiatuki on työ- ja elinkeinoministeriön myöntämä investointituki ilmasto- ja ympäristömyönteisiin investointi- ja selvityshankkeisiin. Työ- ja elinkeinoministeriö voi hankekohtaisen harkinnan perusteella myöntää energiatukea hankkeisiin, jotka edistävät uusiutuvan energian käyttöä, energiansäästöä, energiantuotannon ja käytön tehostamista tai ympäristöhaittoja. Lisäksi tuettavia hankkeita voivat olla energiahuollon varmuutta ja monipuolisuutta parantavat hankkeet. Energiatuen myöntämisen yleisistä ehdoista säädetään valtioneuvoston asetuksella (131/2007). (TEM 2012.)

Seuraavassa on esitetty työ- ja elinkeinoministeriön ilmoittama luettelo uusiutuvan energian käyttöön liittyvistä investoinneista joille energiatukea muun muassa voidaan myöntää. (TEM 2012.)

- pienvesivoimalat
- suurkiinteistöjen, taajamien ja teollisuuden pääasiassa puupolttoaineita käyttävät lämpökeskukset
- metsähakkeen ja teollisuuden jätepuuhakkeen tuotantokalusto
- kierrätyspolttoaineiden tuotantokoneet, kuten murskaimet
- kaatopaikkakaasuhankkeet
- lämpöpumput ja lämpöpumppusovellukset pois lukien ilmanlämpöpumput ja uudisrakennusten lämpöpumppujärjestelmät
- pääpolttoaineenaan kierrätyspolttoaineita käyttävät laitokset
- biokaasuhankkeet (vain liikennekäyttö)
- peltobiomassaa ja sen jalostamista koskevat hankkeet
- aurinkosähköön tai –lämpöön liittyvät hankkeet
- tuulivoimahankkeet (vain demonstraatiohankkeet)
- mikroturbiinit

Pienimuotoista uusiutuvaan energiaan pohjautuvaa CHP tuotantoa suunniteltaessa on huomion arvoista, että muun muassa mikroturbiini investoinnit ovat tuettavien hankkeiden listalla.

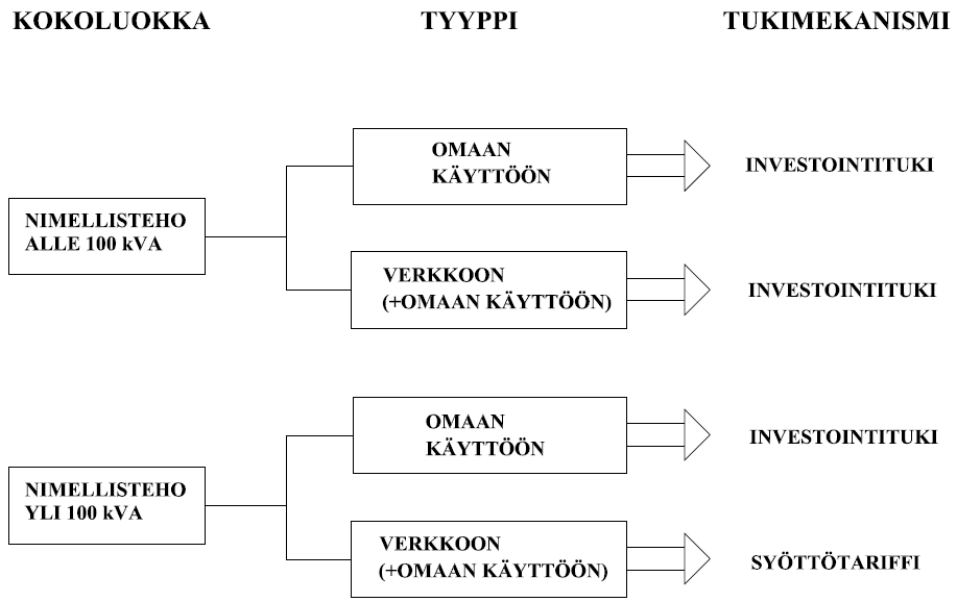
Energiatuen enimmäismäärästä eli tuen maksimi osuudesta hyväksyttävistä kustannuksista on säädetty valtioneuvoston asetuksessa (1313/2007). Seuraavaan luetteloon on koottu investointihankkeisiin liittyvät tuen enimmäismäärät. (TEM 2012.)

- uusiutuviin energialähteisiin ja energiatehokkuuteen liittyvät investoinnit, uusi teknologia 40%
- uusiutuviin energialähteisiin liittyvät ja energiatehokkuuteen liittyvät investoinnit, tavanomainen teknologia 30%
- muut energiantuotannon ympäristöhaittoja vähentävät investoinnit 30%
- energianhuollon varmuutta ja monipuolisuutta edistävät investoinnit 25%

### **6.3 Yhteenveto tukimekanismin määräytymisprosessista**

Syöttötariffin piiriin on mahdollista päästä jos tuotantolaitoksen nimellissähköteho on vähintään 100 kVA, kuten aiemmin esitetystä taulukosta 11 käy ilmi. Lisäksi syöttötariffi edellyttää luonnollisesti tuotannon verkkoon syöttämistä. Näistä syistä johtuen mikroturbiini tekniikalla sähköä pääasiallisesti omaan käyttöön tuotettaessa tukiratkaisuista investointituki on ainoa mahdollinen vaihtoehto. Pitäydyttäessä mikroturbiinitekniikan tarkastelussa syöttötariffin piiriin pääsemiseksi ja riittävän suuren sähköenergia määrän verkkoon syöttämiseksi olisi investoitava useampaan rinnan kytkettyyn mikroturbiiniyksikköön. Muun muassa näiden vaihtoehtojen problematiikkaa tarkastellaan jäljempänä Kiteen Lämpö Oy:n Arppentien lämpölaitoksen yhteydessä.

Kuvassa 29 on esitetty tuotannon tyyppin ja laajuuden valinnan vaikutukset määräytyvään tukimekanismiin. Tuen määräytymisperiaatteiden hahmottaminen on tärkeää, sillä tuen määrällä on oleellinen merkitys pienen kokoluokan CHP tuotannon kokonaistalouteen.



**Kuva 29.** Tuotannon kokoluokan ja tyypin vaikutukset määräytyvään tukimekanismiin.

## 7 TUTKIMUKSEN LÄHTÖKOHDAT

Tässä työssä tutkitaan Kiteen Lämpö Oy:n Arppentien lämpölaitoksen yhteyteen sijoitettavan pienen kokoluokan CHP laitoksen kannattavuutta. Tutkimus kohdistetaan puuta ja biokaasua polttoaineenaan käyttävän mikroturbiinitekniikan hyödyntämiseen. Selvityksen on tilannut Keski-Karjalan Kehitysyhtiö Oy:n Puhos 2013 - ympäristöalasta uutta liiketoimintaa hanke, joka etsii uutta yritystoimintaa erityisesti Puhoksen alueelle äkillisen rakennemuutoksen tilanteessa.

Kiteen Lämmön Arppentien lämpölaitos on vuonna 1986 toimintansa aloittanut kaasutuslämpökeskus. Pääpolttoaineena toimii kokopuuhake, mutta myös muita puuperäisiä polttoaineita sekä palaturvetta käytetään. Polttoaine kaasutetaan vastavirtaperiaatteella toimivalla kiintokerroskaasuttimella, jonka jälkeen kaasu poltetaan tulitorvituliputkikattilassa. Kattilan nimellisteho on 6 megawattia. Huippu- ja varateho tuotetaan raskaalla polttoöljyllä. Kiteen Lämpö Oy:n kaukolämpöverkon lämpökuorman voidaan nähdä mahdollistavan pienen kokoluokan CHP laitoksen korkean huipunkäyttöajan. Puupolttoaineiden lisäksi tarkastelun kohteena on biokaasu, sillä Kiteellä biokaasua tuottavan BioKymppi Oy:n siirtolinja tulee Arppentien lämpölaitoksen tontille. BioKymppi Oy rakentaa biokaasua polttoaineenaan käyttävää lämpökeskusta Arppentien lämpölaitoksen välittömään läheisyyteen tuottaakseen lämpöä Kiteen Lämpö Oy:n kaukolämpöverkkoon.

Kiteen Lämpö Oy:lle pienen kokoluokan CHP tuotannon aloittamisen myötä mahdollisia välittömiä hyötyjä olisivat lämpölaitoksen omakäyttösähkön tuottaminen ja siitä seuraava ostosähkön tarpeen vähentyminen. Lisäksi riippuen CHP laitoksen tuotantokapasiteetista ja verkkoon syöttämisen kannattavuudesta, voitaisiin sähkön myynnistä saada lisätuloa. Yhteistuotannon erillistuotantoa korkeamman kokonaisyhötysuhteen seurauksena yhtiön kuvaa tehokkaana, taloudellisena sekä ympäristöystävällisenä toimijana voitaisiin korostaa.

Nopean rakennemuutoksen alueena uusien paikallisia resursseja hyödyntävien liiketoimintamahdollisuuksien löytäminen on alueelle erittäin tärkeää. Oikeanlaisen konseptin löytyessä alueelle syntyviä uusia liiketoimintamahdollisuuksia voisivat olla

esimerkiksi puupohjaisten pien-CHP ratkaisujen kokonaistoimitukset (konttivoimala) ja erilaiset energiayrittäjäyrysmallit. Cleantech- teknologia voisi tuoda alueelle työpaikkoja, uutta osaamista ja kasvattaa sen houkuttelevuutta.

Kannattavuusselvityksen taustalla yhdistyvät kaksi erilaista kannattavuuden näkökulmaa, mistä syystä heti aluksi on syytä määritellä jatkossa käytettävä käsite kokonaiskannattavuus. Kokonaiskannattavuus muodostuu Kiteen Lämpö Oy:n taloudellisesta kannattavuudesta, sekä mahdollisesta uudesta liiketoimintapotentiaalista, jota alueelle voisi syntyä. Tutkimusprosessi etenee siten, että ensin määritellään asetettujen rajojen (polttoaineet, tekniikka, kokoluokka) puitteissa Arppentien lämpölaitoksen yhteyteen soveltuvat konseptit. Tällä tarkoitetaan sitä, mitä eri vaihtoehtoja energijärjestelmän muodostamiseksi asetettujen rajojen puitteissa on. Konseptien määrittämisen jälkeen arvioidaan näiden välistä paremmuutta kvalitatiivisesti kokonaiskannattavuuden näkökulmasta. Arvioinnissa pyritään huomioimaan sekä vaikutukset Arppentien lämpölaitoksen talouteen että uuden liiketoiminnan syntymisen potentiaali alueelle. Arvioinnin perusteella valikoituvaa konseptia tarkastellaan perinteisen kannattavuuslaskennan keinoin. Tällä tavalla varmistetaan, että johtopäätöksiä tehtäessä ja jatkotoimenpide-ehdotuksia annettaessa huomioidaan molemmat esitellyt näkökulmat. Näin pyritään maksimoimaan määritelty kokonaiskannattavuus.

## 8 KONSEPTIT ARPPENTIEN YHTEYTEEN

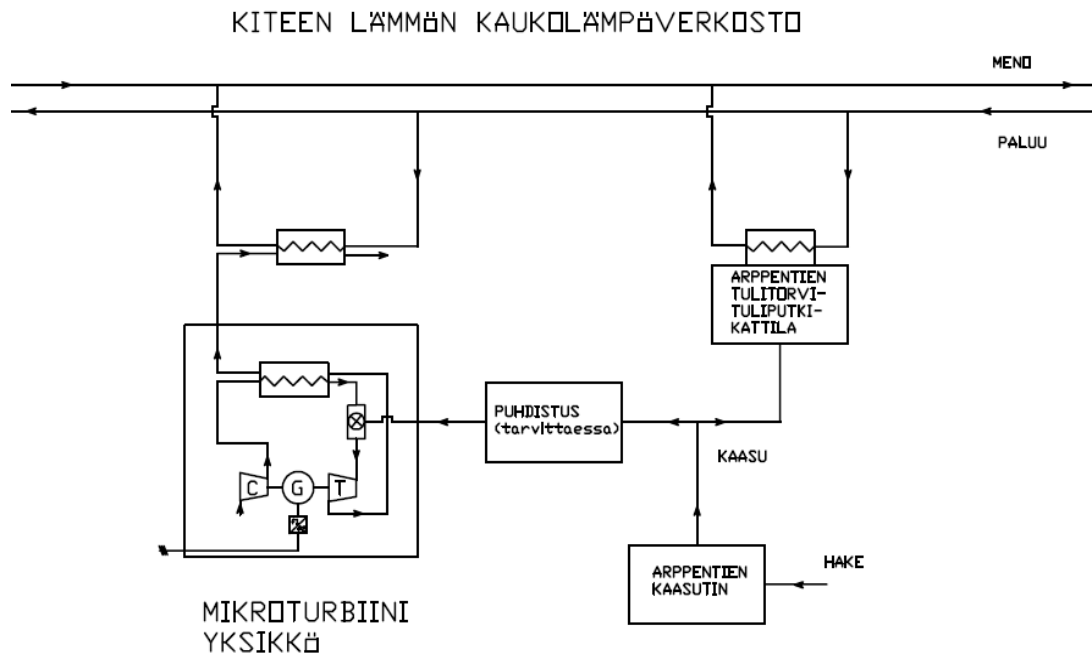
Tässä kappaleessa määritellään Arppentien lämpölaitoksen yhteyteen neljä erilaista energiajärjestelmä konseptia. Konseptien määrittelemisessä on lähdetty liikkeelle asetetuista rajoitteista. Rajoitteita ovat aiemmin esitetyn mukaisesti polttoaine (puu-polttoaineet ja biokaasu), tekniikka (mikroturbiinitekniikka) ja kokoluokka (mikroturbiinitekniikalle ominainen pienikokoluokka). Näiden peruskonseptien määrittelemisen jälkeen hahmotetaan kunkin konseptin valinnasta seuraavat energiajärjestelmän ominaisuudet. Tämän jälkeen arvioidaan kvalitatiivisesti konseptien välistä paremmuutta aiemmin määritellyn kokonaiskannattavuuden näkökulmasta. Tavoitteena on löytää tällä menetelmällä kokonaiskannattavuuden kannalta paras konsepti, jota voidaan siirtyä tarkastelemaan perinteisen kannattavuuslaskennan keinoin tutkimuksen myöhemmässä vaiheessa. Näillä menetelmillä pyritään varmistamaan, että lopulliset johtopäätökset ja annettavat jatkotoimenpide-ehdotukset huomioivat sekä valittavasta energiajärjestelmästä seuraavat alueelliset liiketoiminnan kehittämismahdollisuudet että kannattavuuslaskennan tulokset. Tavoitteena on siis kokonaiskannattavuuden maksimointi.

### 8.1 Peruskonseptit

Määriteltävien peruskonseptien kehittämisessä on lähdetty liikkeelle kahdesta kriteeristä, joista kukin jakaa konseptit energiajärjestelmän ominaisuuksien kannalta erilaisiksi konsepteiksi. Ensimmäinen jakokriteeri on CHP laitoksen integroinnin aste Arppentien lämpölaitokseen. Integroinnin asteella tarkoitetaan sitä, onko CHP laitoksen käyttämä polttoaine peräisin Arppentien lämpölaitoksen nykyisestä kaasuttimesta. Integroinnin aste kuvaa CHP laitoksen riippuvuutta nykyisestä Arppentien lämpölaitoksesta. Integroidulla konseptilla tarkoitetaan näin ollen nykyisestä kaasuttimesta riippuvaista CHP laitosta ja integroimattomalla konseptilla puolestaan nykyisestä kaasuttimesta riippumatonta CHP laitosta. Toinen jakokriteeri on mikroturbiiniprosessiin liittyvä jako suoraan prosessiin ja epäsuoraan prosessiin. Suoran prosessin ja epäsuoran prosessin periaatteita ja ominaisuuksia sekä vaikutuksia energiajärjestelmän kokoonpanoon käsiteltiin aikaisemmin kappaleessa neljä. Muodostetut neljä pe-

ruskonseptia ovat siis integroitu suora-, integroitu epäsuora-, integroimaton suora- ja integroimaton epäsuorakonsepti.

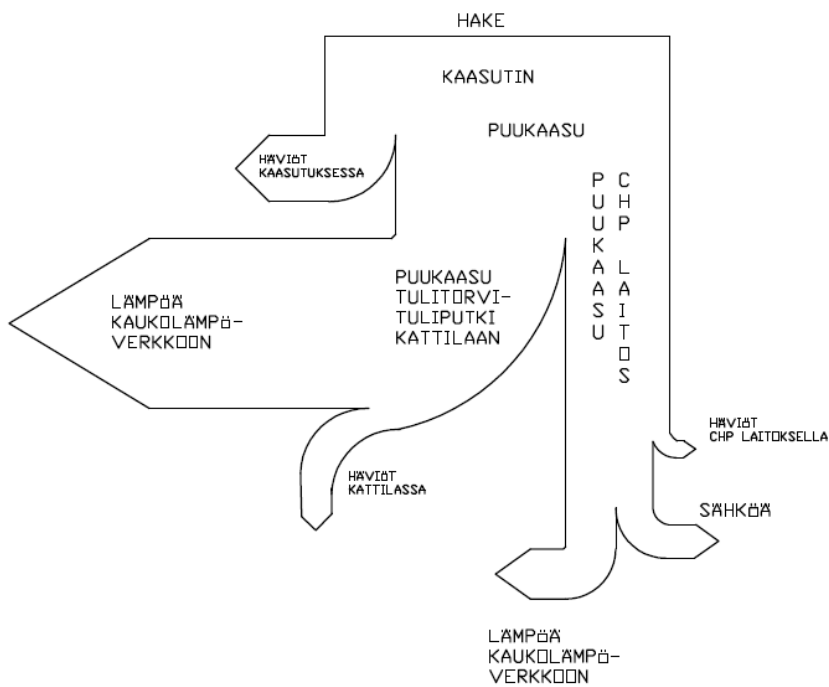
Kuvassa 30 on esitetty integroidun konseptin periaate, jossa on käytetty suoraa mikroturbiini prosessia. Integroitu konsepti epäsuoran mikroturbiiniprosessin tapauksessa periaate olisi vastaava kuin kuvassa 30 lukuun ottamatta kaasutusta ja kaasun puhdistusta, sillä aiemmin kuvassa 25 esitetyn mukaisesti polttoaineen kaasumainen olomuoto ei ole epäsuorassa prosessissa välttämätöntä.



**Kuva 30.** Integroidun suoraan mikroturbiiniprosessiin perustuvan konseptin periaate.

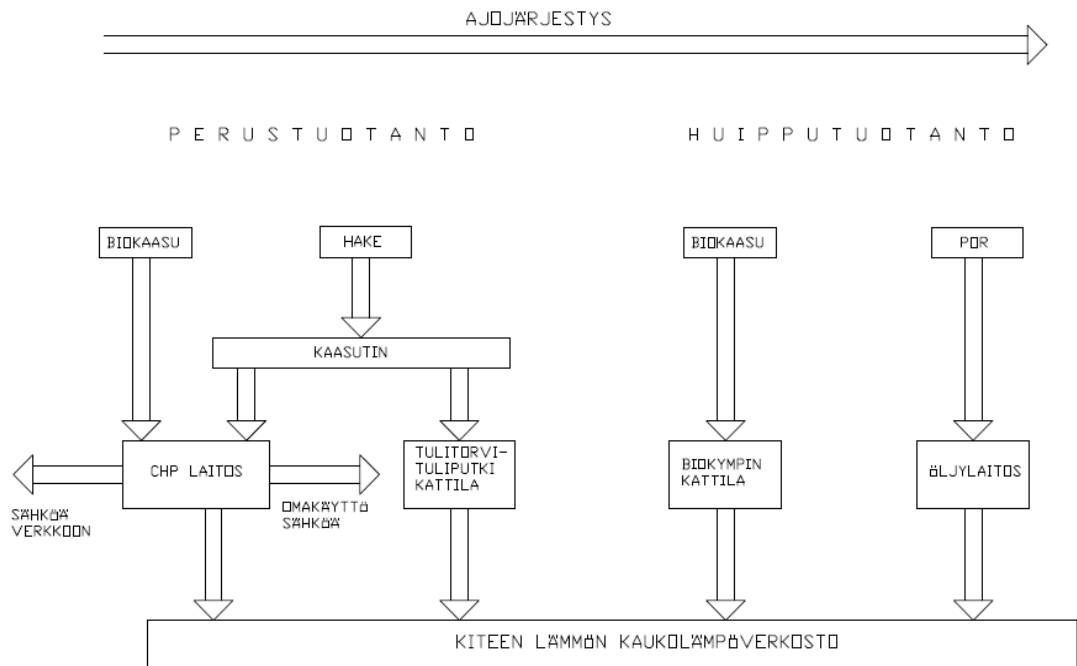
Integroiduille prosesseille on ominaista, että ne ovat riippuvaisia nykyisen Arppentien lämpölaitoksen kaasuttimen toiminnasta ja syövät nykyisen kaasuttimen kapasiteettia. Nykyisin kaukolämmön perustuotanto katetaan Arppentien kaasuttimen kapasiteetin määrittämässä rajoissa ja huipputuotantoon käytetään raskasta polttoöljyä. Integroidun konseptin mukaisesta CHP laitoksesta seuraisi kaukolämmön tuotantoon käytettävissä olevan kaasutuskapasiteetin pienentyminen, sillä osa kaasusta ohjattaisiin CHP laitokselle. CHP laitoksella puolestaan osa kaasun sisältämästä energiasta muunnetaan sähköksi, mikä on pois kaukolämmön tuotannosta. Kuvailun prosessin seurauksena integroidussa konseptissa Arppentien kaasuttimen rajallisesta kapasiteetista seuraa huipputuotannon tarpeen lisääntyminen. Integroidun konseptin mukainen

energiajärjestelmä lisää näin ollen raskaan polttoöljyn käyttöä. Integroidun konseptin energiavirtoja on havainnollistettu kuvan 31 periaatteellisessa Sankey diagrammissa. Integroidun konseptin myötä syntyvä tuotantorakenne on esitetty kuvassa 32. Kuvat 30, 31, ja 32 selventävät edellä selitettyä integroidusta konseptista seuraavaa huippu-tuotannon tarpeen kasvua.



**Kuva 31.** Integroitujen konseptien periaatteellinen Sankey diagrammi.

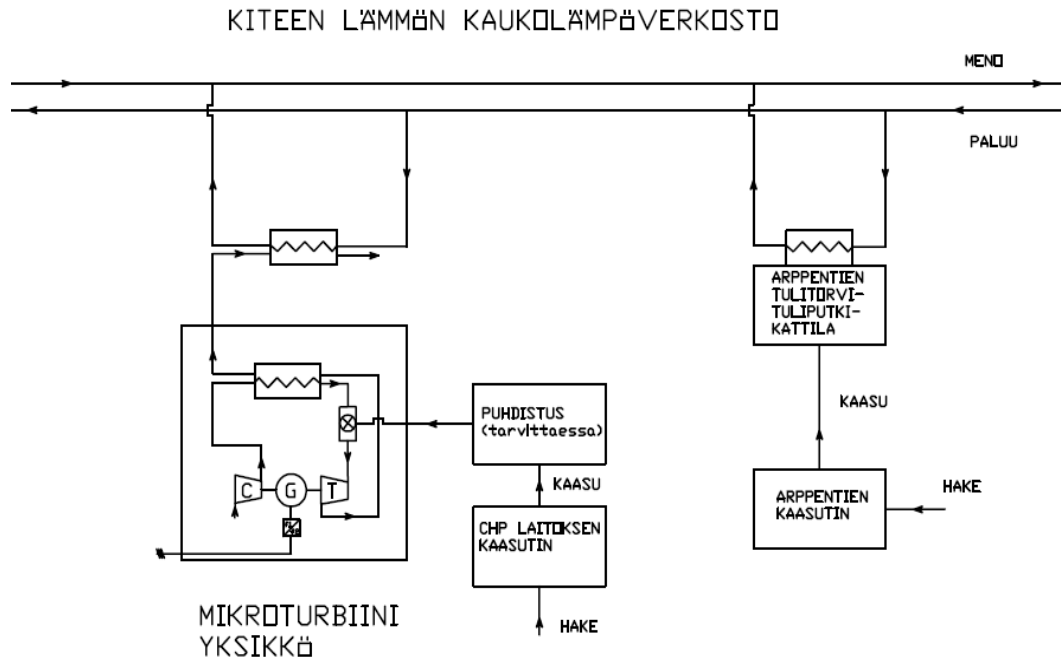




**Kuva 32.** Integroidun konseptin myötä muodostuva tuotantorakenne.

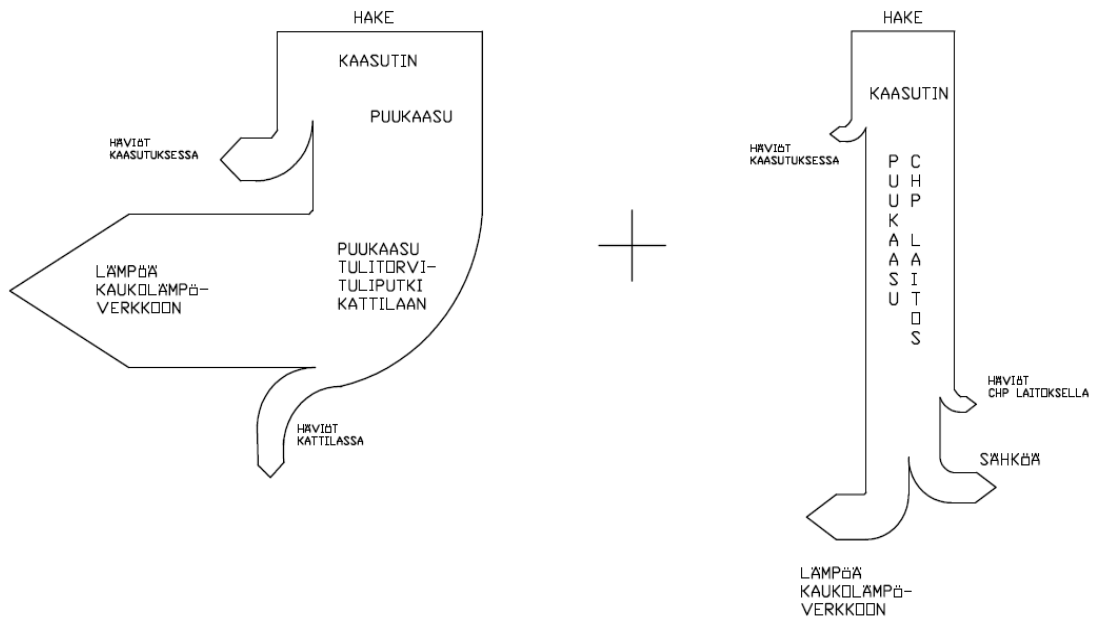
Integroidun konseptin ominaisuudet potentiaalisten liiketoiminnan kehittämismahdollisuuksien näkökulmasta ovat niin ikään huonot. Konsepti perustuu olettamukselle käyttöpaikalla jo olemassa olevasta kaasumaisesta polttoaineesta, mikä tarkoittaa hyvin rajallista potentiaalisten sovelluskohteiden määrää. Hyvin rajallisten sovelluskohteiden määrä puolestaan huonontaa mahdollisuutta esimerkiksi energiayrittäjyyteen perustuvan liiketoiminnan kehittämiseen alueelle. Integroitu konsepti ei synnytä myöskään laitekoonpanoon liittyviä liiketoimintamahdollisuuksia, kuten kokonaisvaltaisen konttiratkaisun kehittämisen tarvetta.

Kuvassa 33 on esitetty integroimattoman suoraa mikroturbiiniprosessia hyödyntävän konseptin periaate. Epäsuoraa mikroturbiiniprosessia hyödyntävän integroimattoman konseptin periaate esitettiin kuvassa 25 mikroturbiiniprosessien käsittelyn yhteydessä. Aiemmin käsiteltyjen epäsuoran mikroturbiiniprosessin ominaisuuksien mukaisesti epäsuora integroimaton konsepti ei sisällä kaasutukseen liittyviä laitteistoja.

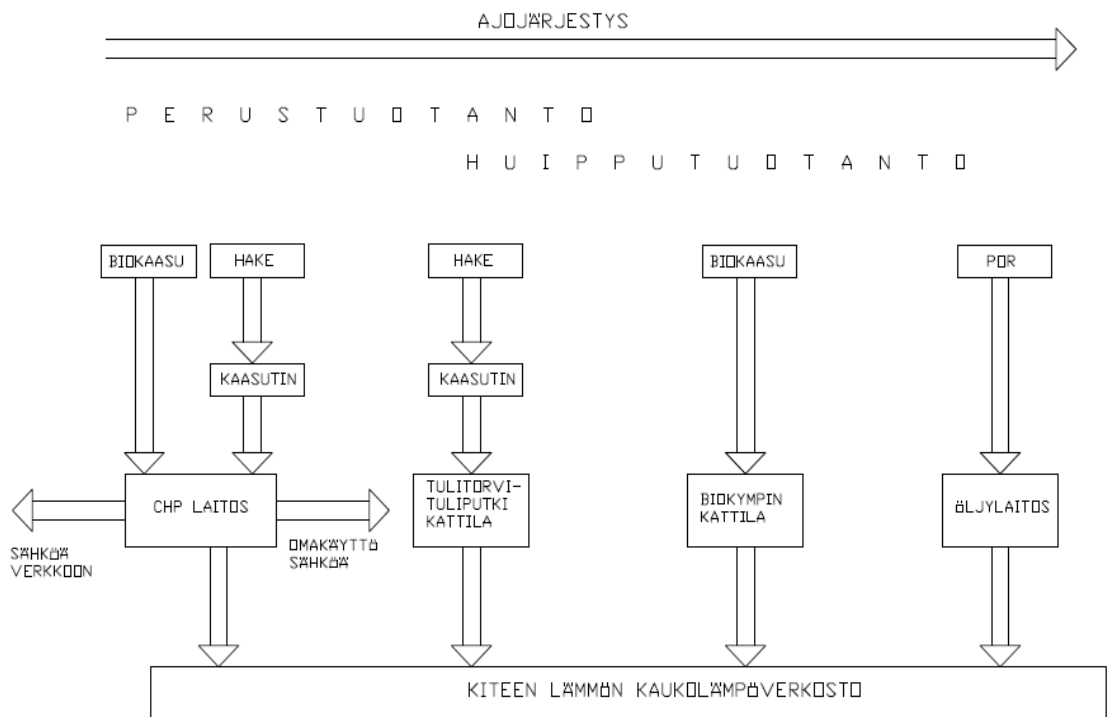


**Kuva 33.** Integroimattoman suoraan mikroturbiiniprosessiin perustuvan konseptin periaate.

Integroimattomille konsepteille on ominaista, että ne eivät ole riippuvaisia Arppentien lämpölaitoksen nykyisestä kaasuttimesta. Kuvan 33 mukaisesti suoraan mikroturbiiniprosessiin perustuvaan integroimattomaan konseptiin kuuluvat mikroturbiini yksikön lisäksi CHP laitoksen erillinen pienen kokoluokan kaasutin ja siihen liittyvät puhdistuslaitteistot. Integroitujen konseptien ominaisuutena oli huipputuotannon tarpeen lisääntyminen. Integroimattomilla konsepteilla puolestaan Arppentien energiantuotanto lisääntyy CHP laitoksen myötä lisääntyvän polttoainetehon vaikutuksesta. Perustuotannon ominaisuudessa CHP laitoksen lämmöntuotanto vapauttaa vanhan kaasuttimen kapasiteettia huipputuotanto käyttöön, mikä puolestaan vähentää ras-kaan polttoöljyn käytön tarvetta. Edellä kuvailut integroimattoman konseptin ominaisuudet havainnollistuvat kuvissa 34 ja 35.



**Kuva 34.** Integroimattoman konseptin periaatteellinen Sankey diagrammi.



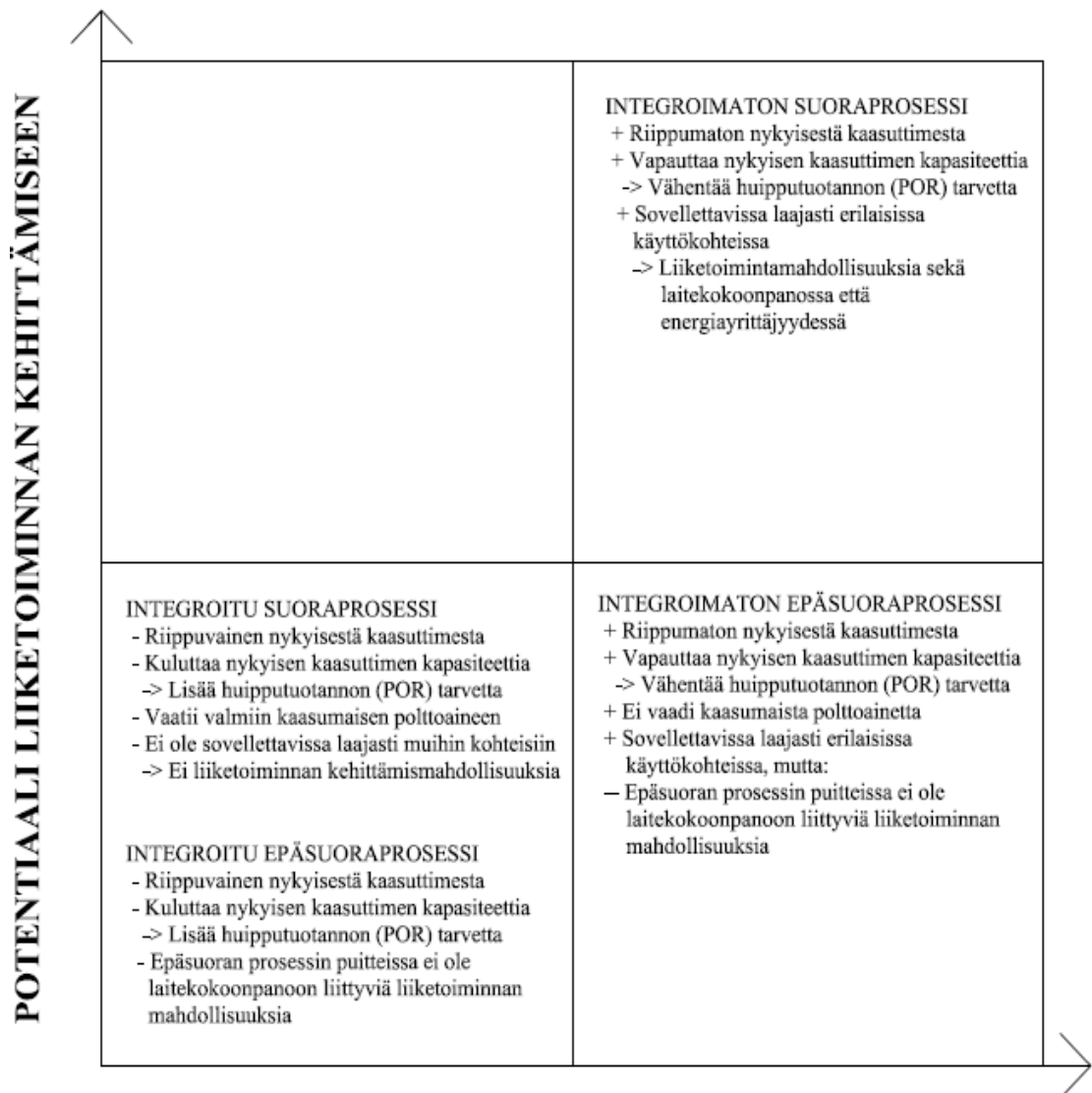
**Kuva 35.** Integroimattoman konseptin myötä muodostuva tuotantorakenne.

Konseptin valinnan seurauksena alueelle kehittyvien potentiaalisten liiketoimintamahdollisuuksien näkökulmasta integroimattomat konseptit synnyttävät suuren mää-

rän potentiaalisia sovelluskohteita. Näin ollen integroimattomat konseptit mahdollistaisivat esimerkiksi energiayrittäjyyteen perustuvien uusien liiketoimintamuotojen kehittämisen alueelle. Integroimattomista konsepteista suoraan mikroturbiiniprosessiin pohjautuva malli mahdollistaisi lisäksi kaasutuksen, puhdistuksen ja mikroturbiini yksikön sisältävän konttiratkaisun kehittämisen. Epäsuoraan mikroturbiiniprosessiin pohjautuva integroimaton konsepti ei puolestaan synnytä yhtä potentiaalista laitekoonpanoliiketoiminnan kehittämismahdollisuutta alueelle ainakaan lyhyellä aikavälillä. Aiemmin mikroturbiinivoimalaitoksia esittelevässä kappaleessa mainittiin epäsuoran mikroturbiiniprosessin pohjalle pienen kokoluokan CHP laitoksen kehittänyt Ekogen Oy. Ekogenin ratkaisu on Lappeenrannan teknillisellä yliopistolla tehdyn vuosia kestäneen kehitystyön tulosta, eikä vastaavanlaisen kehitystyön toteuttamiseen lyhyellä aikavälillä liene resursseja. Näin ollen epäsuoraan prosessiin perustuvan konseptin valitseminen Arppentien lämpölaitoksen yhteyteen tarkoittaisi käytännössä valmiin ratkaisun hankkimista muualta, mikä ei puolestaan synnyttä mahdollisuutta liiketoiminnan kehittämiseksi alueella.

## **8.2 Kannattavimman konseptin määrittely**

Tässä kappaleessa kootaan yhteen edellä määriteltyjen konseptien ominaisuudet, jonka myötä pystytään muodostamaan käsitys siitä, mikä konsepteista onärkevin kokonaiskannattavuuden näkökulmasta. Arviointiprosessin havainnollistamiseksi edellä esitetyt konseptit ominaisuuksineen on koottu kuvan 36 kenttään. Kuvan 36 kenttä on muodostettu siten, että pystyakseli kuvaa potentiaalia liiketoiminnan kehittämiseksi alueella ja vaaka-akseli kuvaa ominaisuutta Kiteen Lämpö Oy:n kannattavuuden näkökulmasta. Sijoittamalla esitellyt konseptit ominaisuuksineen muodostettuun kenttään nähdään, minkä konseptin ominaisuudet johtavat parhaaseen kokonaiskannattavuuteen.



**Kuva 36.** Konseptien ominaisuuksien arviointi kokonais kannattavuuden näkökulmasta.

Kuvaan 36 muodostetun kokonais kannattavuuden arviointikentän perusteella voidaan todeta integroimattomaan suoraan prosessiin perustuvan konseptin olevan paras huomioitaessa sekä potentiaaliset liiketoimintamahdollisuudet että Kiteen Lämmön kannattavuuden näkökulma. Konseptien väliset erot ja integroimattoman suoraan prosessiin perustuvan konseptin paremmuus voidaan tiivistää seuraavasti:

- Integroimattomat prosessit ovat järkevämpiä kokonaiskuvaa tarkasteltaessa, sillä ne syrjäyttävät öljyä huipputuotannossa ja ovat riippumattomia nykyisen laitoksen toiminnasta. Integroidut prosessit käyttäytyvät puolestaan päin vastaisesti.

- Integroimattomat prosessit ovat lisäksi sovellettavissa myös kohteisiin, joissa ei ole valmista kaasumaista polttoainetta. Näin ollen ne muodostavat enemmän liiketoiminnan kehittämisen mahdollisuuksia esimerkiksi energia-yrittäjyyden parissa.
- Integroimattoman suoran ja epäsuoran konseptin välinen paremmuus ratkeaa laitekoonpanoon liittyvien liiketoiminnan kehittämismahdollisuuksien myötä suoran prosessin hyväksi.

## 9 LAITEKUVAUKSET, MITOITUS JA KUSTANNUSARVIO

Kvalitatiivisessa vertailussa todettiin integroimattoman suoran konseptin olevan kannattavin kokonaiskannattavuuden näkökulmasta. Tähän päätökseen vaikuttivat erityisesti integroimattoman suoran konseptin valinnan myötä syntyvät liiketoimintamahdollisuudet. Syntyvät liiketoimintamahdollisuudet voidaan jakaa teolliseen tuotantoon ja sen tuotetta hyödyntäviin erilaisiin palvelukonsepteihin. Teollisella tuotannolla tarkoitetaan kompaktin biomassan kaasutuksen sisältävän konttivoimalaitoksen kehittämistä ja valmistamista. Palvelukonsepteilla tarkoitetaan erilaisten toimintamallien kehittämistä, joiden avulla konttivoimalaitosta voidaan hyödyntää mitä erilaisemmissa sovelluskohteissa.

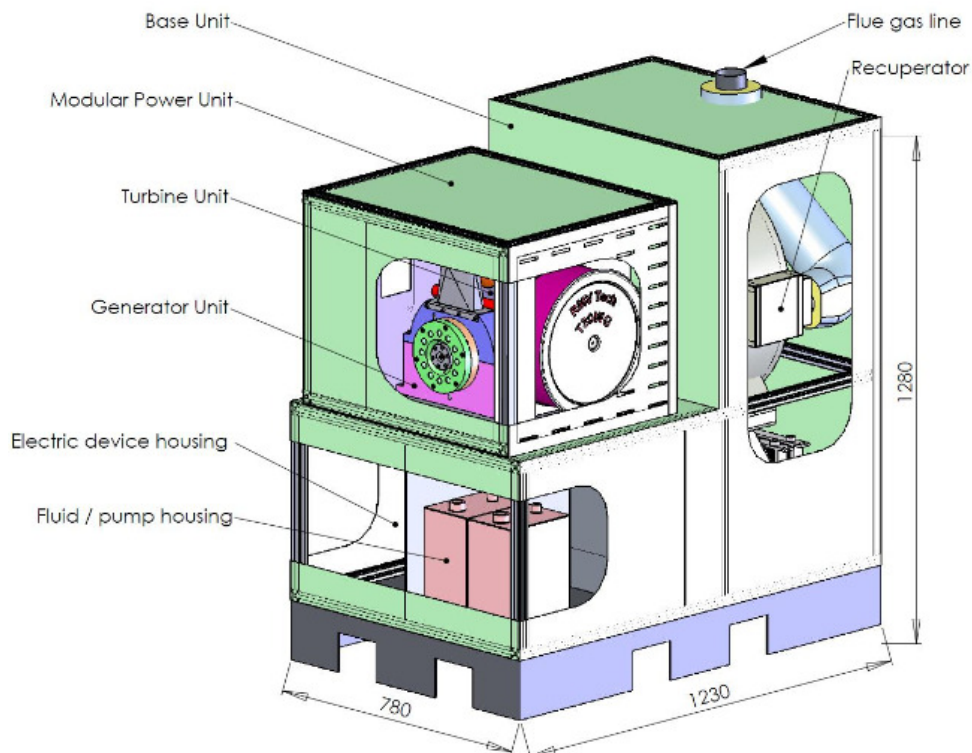
Erilaisia sovellusmahdollisuuksia esitellään lyhyesti myöhemmin tässä työssä johtopäätösten ja jatkotoimenpide-ehdotuksien yhteydessä. Tässä kappaleessa esitellään kehitettävän konttivoimalaitoksen pääkomponentit hyödyntäen markkinoilla olevia osakomponentteja, jotka muodostavat konttivoimalaitoskokonaisuuden. Voimalaitos on järkevää kehittää modulaariseksi, jolloin se voidaan skaalata kuhunkin sovelluskohteeseen sopivaksi moduulien lukumäärän avulla. Tästä johtuen moduulin perustaksi valitaan tässä työssä 30 kW<sub>e</sub> mikroturbiiniyksikkö, joka on tyypillisesti pienin valmistettu mikroturbiinien yksikkökoko. Voimalaitoksen investointikustannusta kartoitettaessa arvioidaan sitä, kuinka paljon voimalaitos tulisi maksamaan ostajalle. Voimalaitoksen kehittämisen kustannuksia ei huomioida tarkastelussa. On selvää, että voimalaitoksen pienestä kokoluokasta johtuen, tulee voimalaitoksen olla plug and play tyyppiseksi kehitetty työkustannusten minimoimiseksi. Kuhunkin sovelluskohteeseen erikseen suunniteltavaa pientä voimalaitosta ei voida saada kannattavaksi työn kustannusten kasvaessa suhteettoman suuriksi. Konttivoimalaitos mitoitetaan tässä työssä sovelluskohteena olevan Kiteen Lämpö Oy:n Arppentien lämpölaitoksen yhteyteen.

### 9.1 Laitekuvaukset ja kustannusarviot

Perusmoduulin perustaksi valitaan siis luokkaa 30 kW<sub>e</sub> oleva mikroturbiiniyksikkö. Markkinoiden suurimpia valmistajia ovat Capstone ja Turbec, jotka ovat perinteisesti

ilmoittaneet toimittamiensa mikroturbiinien soveltuvan maakaasulle, biokaasulle ja erilaisille nestemäisille polttoaineille. Sovelluskohteena biomassan kaasutus mikroturbiineille on niin uusi, etteivät pääosin maakaasuvaltaisessa ympäristössä toimivat perinteiset mikroturbiinivalmistajat ole ilmoittaneet tuotteidensa soveltuvan puhdistetulle puukaasulle. Tästä syystä tässä työssä esitellään suomalaisen RMV-Tech Oy:n mikroturbiiniyksikkö, jonka kehittämisessä on painotettu muun muassa polttoainejoustavuutta ja kilpailukykyistä hankintakustannusta.

RMV-Tech Oy ilmoittaa mikroturbiiniyksikkönsä pystyvän käyttämään polttoaineenaan myös puukaasua. Tekniikalle on suoritettu koeajot puukaasulla ja ensimmäinen mikroturbiiniyksikkö on tällä hetkellä siirtymässä pilot-vaiheeseen. Puukaasulle soveltuva mikroturbiiniyksikkö tekee RMV-Tech Oy:stä potentiaalisen yhteistyökumppanin konttivoimalaitosratkaisun kehittämisessä. RMV-Tech Oy:n T30 mikroturbiiniyksikön kokoonpano on esitetty kuvassa 37. Liitteessä I on esitetty T30 mikroturbiiniyksikön ominaisuuksia ja teknisiä tietoja. RMV-Tech Oy on arvioinut T30 mikroturbiiniyksikön budjetääriseksi hinnaksi 60 000 euroa. (Viitamäki.)



**Kuva 37.** RMV-Tech Oy:n mikroturbiiniyksikön kokoonpano (RMV-Tech 2012.)



Konttivoimalaitoksen toinen pääkomponentti on kaasutin sekä siihen liittyvät kaasun puhdistus- ja lämmön talteenottolaitteistot. Tässä kokoluokassa laitetoimittajia ovat esimerkiksi jo aikaisemmin esitelty Volter Oy, sekä toinen suomalainen toimittaja Gasek Oy. Molemmat yhtiöt ovat kehittäneet puun kaasutusteknologiaa pienessä kokoluokassa ja rakentaneet konttivoimalaitosratkaisunsa kehittämänsä kaasutusteknologian ympärille. Yhtiöistä erityisesti Gasek Oy:n kehittämä teknologia on saanut huomiota cleantech yhteisössä. Gasek Oy on esimerkiksi ehdolla GCCA:n (Global Cleantech Cluster Association) järjestämässä kilpailussa, jossa haetaan maailman parasta cleantech ratkaisua. Kilpailun voittaja selviää marraskuussa 2012.

Yhtiöiden nykyisissä ratkaisuissa voimakoneena käytetään mäntämoottoria. Ydinosaamisen liittyessä kaasutustekniikkaan, he ovat ilmoittaneet kiinnostuksensa yhteistyöhön mikroturbiinitekniikkaa hyödyntävän konttivoimalaitoksen kehittämiseksi. Erityisesti Gasek Oy on ilmoittanut etsivänsä aktiivisesti OEM-kumppaneita konttivoimalaitosratkaisujen toteuttamiseksi heidän kaasutus- ja puhdistusteknologiaansa hyödyntäen. OEM-yhteistyössä Gasek toimittaa kumppanilleen kaasuttimen, puhdistusyksikön ja näiden automaation, jonka jälkeen kumppani rakentaa CHP-laitoksen näiden ympärille. Gasek tukee kumppania teknologian siirrossa, myynnissä ja markkinoinnissa. (Gasek 2012.)

Gasek Oy:n kehittämä teknologia perustuu myötävirtakaasutukseen ja kaasuttimen polttoaineeksi soveltuu ilma-kuiva sekapuuhake, jonka kosteuspitoisuus voi olla jopa 35%. Gasekin konseptissa tuotettu kaasu puhdistetaan märkäpesurilla käyttövalmiiksi tuotekaasuksi. Ryhdyttäessä yhteistyöhön Gasek Oy:n kanssa ovat he arvioineet kaasuttimen, puhdistusyksikön ja näiden automaation budjetääriseksi hinnaksi 75 000 euroa. Periaatteella, jossa Gasek Oy:n tarjoaa laitteiston pohjaksi konttiratkaisunsa ilman voimakonetta, arvioivat he laitteistonsa budjetääriseksi hinnaksi 120 000 euroa. (Väänänen.)

Volter Oy kehittämä kaasutusteknologia pohjautuu myös myötävirtakaasutukseen. Gasek Oy:n kaasutusteknologiasta poiketen Volter ei käytä kaasun puhdistukseen märkäpesuria vaan ainoastaan kuivasuodatustekniikkaa. Volter Oy:n kaasutin asettaa

polttoaineena käytettävälle hakkeelle enintään 18 % kosteusvaatimuksen. Volterilla ollaan kiinnostuneita yhteistyöstä mikroturbiinitekniikan sovittamiseksi heidän ratkaisuunsa siten, että nykyiseen Volter 30 CHP-laitokseen sovitettaisiin mäntämoottorin tilalle mikroturbiiniyksikkö. Tällöin merikonttiin koottuna Volter Oy:n toimittaman kokonaisuuden (Volter 30 ilman mäntämoottoria ja verkkoon syöttöyksikköä) budjetääriseksi hinnaksi on arvioitu 100 000 euroa. (Haapakoski.)

Kuvassa 38 oleva Volter Oy:n Volter 30 tuote havainnollistaa konttivoimalaitoksen kokoonpanoa.



**Kuva 38.** Volter Oy:n Volter 30 CHP-laitoksen kokoonpano (Volter 2012.)

Itse konttivoimalamoduulin hankintakustannuksen lisäksi investointikustannuksia syntyy laitoksen liittämistä sähkö- ja lämpöverkkoon. Mikäli voimalaitokset sijoituskohteessa on käytettävissä mikroturbiiniin syötettäväksi valmis kaasun lähde, voidaan konttivoimalaan kehittää myös kytkentä tähän käyttötarkoitukseen. Esimerkiksi Kiteen Lämmön Arppentien tapauksessa on olemassa mahdollisuus biokaasun käyttöön. Suoran kaasun syöttöoption tapauksessa on huomioitava myös kaasuverkkoon liittämistä syntyvä investointi. Muita konttivoimalaitoksen investointiin liittyviä kustannuksia ovat perustamisen kustannukset. Laitoksen asentamisen yhteydessä syntyvät työvoimakustannukset on kuitenkin pyrittävä minimoimaan kehittämällä

laitos plug and play tyyppiseksi. Lisäksi konttivoimala tulee perustaa routimattomalle alustalle, esimerkiksi betonilaatalle.

Taulukoon 13 on koottu arviot konttivoimalan investointikustannuksista. Kustannusarviot perustuvat osakomponenttien toimittajien, PKS Sähkönsiirto Oy:n ja muiden sidosryhmien kanssa käytyihin keskusteluihin.

**Taulukko 13.** Arvio asiakkaalle koituvista konttivoimalaitoksen investointikustannuksista.

<b>Voimalamoduuli 30kW<sub>e</sub></b>	<b>192 000 €</b>
Volter 30 runko <ul style="list-style-type: none"> <li>• pois lukien voimakone</li> </ul>	100 000 €
RMV-Tech T30	60 000 €
Kokoonpanon vaikutus <ul style="list-style-type: none"> <li>• Arvioidaan kokoonpanon kustannuksen osuudeksi 20 %</li> </ul>	32 000 €
<b>Liitäntä- ja perustamiskustannukset</b>	
Sähköverkkoon liityntä, PKS Sähkönsiirto Oy ja EV-SÄHKÖ <ul style="list-style-type: none"> <li>• KP: Arppentie 24. Rinnan verkon kanssa.</li> <li>• Välittömät liittämistä aiheutuvat kustannukset (mittaus ja varokekytkin)</li> <li>• EV SÄHKÖ, Kaapelointi ja varokkeet</li> </ul>	2000 €
Lämpöverkkoon liityntä <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kaukolämpölinja DN 32 Mpuk</li> </ul>	3000 €
Perustus, betonilaatta	3000 €
Plug and play voimalan asennustyö	1000 €
<b>Voimalaitosmoduulin kokonaisinvestointikustannus</b>	<b>201 000 €</b>

## 9.2 Mitoitus Arppentien lämpölaitoksen yhteyteen

Aiemmin tässä työssä tarkasteltiin uusiutuvan energian tukimekanismeja ja niiden määräytymisprosessi tiivistettiin kuvassa 29. Nimellisteholtaan alle 100 kVA tuotantolaitos ei voi päästä syöttötariffin piiriin, vaan tarkasteltava tukimekanismi on tuolloin uusiutuvan energian investointituki. Näistä syistä mitoitettaessa aiemmin konseptoitua konttivoimalaa Kiteen Lämmön Arppentien lämpölaitoksen yhteyteen, valitaan mitoituksen lähtökohdaksi kaksi eri periaatetta. Molemmissa tapauksissa mitoitetaan voimalamoduulien lukumäärä lämpölaitoksen yhteyteen. Mitoitusperiaatteiden jakokriteereinä käytetään tukimekanismin määräytymisen nimellistehorajaa siten, että rajan alle jäävässä tapauksessa mitoitus tehdään puhtaasti lämpölaitoksen omakäytösähkön tarpeisiin maksimoiden samalla konttivoimalan huipunkäyttöaika. Toisessa mitoitusperiaatteessa ylitetään 100 kVA nimellistehon raja, jolloin voimalaitoksen on mahdollista päästä syöttötariffin piiriin omakäytöstä yli jäävän verkkoon syötetyn sähkön osalta. Valitsemalla nämä mitoitusperiaatteet pyritään maksimoimaan tuotetun sähkön arvo (kustannussäästö tai myyntihinta) ja edelleen konttivoimalaitoksen taloudellinen kannattavuus mitoituksen osalta.

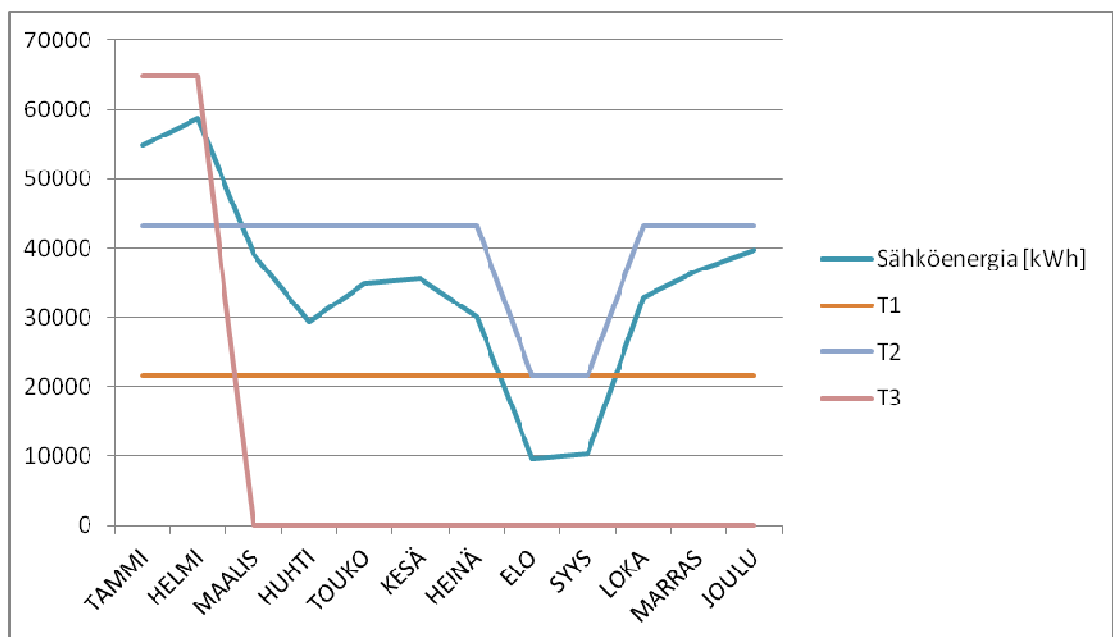
Mitoituksen perustana käytetään taulukossa 14 esitettyjä Kiteen Lämpö Oy:n Arppentien lämpölaitoksen sähköliittymän kulutustietoja vuodelta 2011. Vuonna 2011 ostosähkön keskihinta siirtoineen ja veroineen oli 13,92 €/kWh. Ostosähköä hankittiin vuonna 2011 yhteensä 412 431 kWh, mikä aiheutti Arppentien lämpölaitokselle lähes 60 000 € kuluerän. (Sähkön käyttöraportti.)

**Taulukko 14.** Arppentien lämpölaitoksen sähköliittymän kulutustietoja vuodelta 2011. (Sähkön käyttöraportti.)

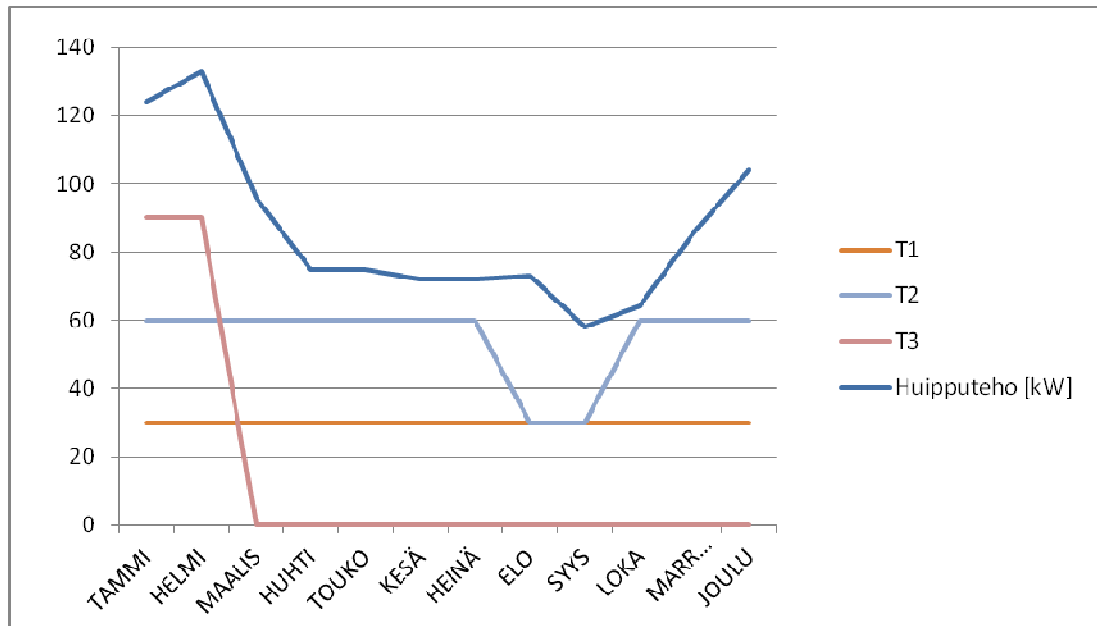
	TAMMI	HELMI	MAALIS	HUHTI	TOUKO	KESÄ	HEINÄ	ELO	SYYS	LOKA	MARRAS	JOULU
Kulutus [kWh]	54818	58819	39267	29412	34928	35562	30084	9702	10368	32997	36812	39662
Huipputeho [kW]	124	133	96	75	75	72	72	73	58	64	86	104

Edellä esitetyn ensimmäisen mitoitusperiaatteen mukaisesti taloudellinen kannattavuus luodaan ostosähkön tarpeen vähenemisen myötä syntyvänä kustannussäästönä. Tällöin liikutaan siis alle 100 kVA nimellistehoissa, mikä tarkoittaa 30 kW<sub>e</sub> mooduu-

livoimalaitoksella 1-3 moduulia. Tällöin mitoituksen lähtökohtana on syytä pitää oman käyttösähkön korvaamista minimoiden oman käyttösähkön kulutusjakauman ylijäävän eli verkkoon syötettävän sähkön osuus. Tämä siksi, että voimalaitoksen nimellistehon jäädessä alle syöttötariffiin oikeuttavan rajan, ei yli jäävälle sähkölle löydy tyypillisesti ostajaa markkinoilta järkevään hintaan. Omasta käytöstä yli jäävä sähköenergia on tällaisessa tapauksessa määrällisesti vähäistä ja ajallisesti ennustettavuudeltaan huonoa, mistä johtuen sähköverkonhaltija tyypillisesti sallii ylijäämän syötön verkkoonsa ilman erillistä korvausta. Näin ollen voimalaitosyksikköihin, joiden huipunkäyttöaika oman käyttösähkön tuotannon näkökulmasta on matala, investoiminen ei ole taloudellisesti järkevää. Näiden "yli-investointien" tuottama sähkö jouduttaisiin syöttämään verkkoon ilman asianmukaista korvausta. Edellä kuvattua syöttötariffirajan alle jäävää mitoitusperiaatetta on havainnollistettu kuvissa 39 ja 40. Kuvissa voimalaitosyksikköjen ajaminen on toteutettu siten, että tuotanto vastaa omaa käyttöä ja mikroturbiineja ajetaan täydellä teholla. Kuvista nähdään, että järkevintä on investoida yksi 30 kW<sub>e</sub> voimalaitosyksikkö, tällöin voimalaitoksen huipunkäyttöaika oman käyttösähkön tuottamisen näkökulmasta maksimoituu ja toisaalta verkkoon syötettävän vastikkeettoman "ylijäämä" sähkön osuus on minimissään. Tehty investointi on tällöin taloudellisesti tehokkaimmin käytössä. Tuotettu sähköenergia toimii perustuotantona omalle käyttösähkölle, huiput katetaan normaalisti ostosähköllä voimalaitoksen toimiessa rinnan verkon kanssa.



Kuva 39. Moduulivoimalaitoksen mitoitus Arppentielle syöttötariffirajan alapuolella, sähköenergia.



**Kuva 40.** Moduulivoimalaitoksen mitoitus Arppentielle syöttötariffirajan alapuolella, huipputeho.

Toinen periaate mitoittamiselle on voimalaitoksen mitoittaminen siten, että nimellisteho ylittää syöttötariffiin piiriin pääsemiselle asetetun 100 kVA rajan, tällöin oman käyttösähkön tuottamisen jälkeen yli jäävän sähköenergian verkkoon syöttämisen seurauksena tuottaja on oikeutettu tavoitehinnan 83,50 €/MWh ja markkinahinnan erotuksen väliseen tuotantotukeen verkkoon syöttämänsä sähkön osalta. Lisäksi lämmön hyötykäyttävä tuottaja on oikeutettu 20 €/MWh<sub>e</sub> puupolttoainevoimalaitoksen lämpöpreemioon aiemmin tukimekanismeja käsittelevässä osiossa määritellyin ehdoin. Syöttötariffiin piiriin pääsemiseksi olisi investoitava siis vähintään neljään edellä konseptoituun 30 kW<sub>e</sub> voimalaitosyksikköön.

Kannattavuuslaskennassa tarkasteltaviksi mitoitus- ja tukivaihtoehdoiksi valitaan siis yhden 30 kW<sub>e</sub> voimalaitosyksikön tapaus uusiutuvan energian investointituella, sekä 4 x 30 kW<sub>e</sub> voimalaitosyksikön tapaus syöttötariffilla. Mitoitusta, perustapauksen kannattavuuslaskentaa ja herkkyystarkastelua varten on rakennettu excel laskentatyökalu, jolla laskenta on suoritettu. Laskennan periaatteet, laskentatyökalun rakenne, käytetyt arvot ja saadut tulokset on esitetty seuraavassa kappaleessa.

## 10 KANNATTAVUUSTARKASTELU

Tässä kappaleessa kuvaillaan konseptoidun puun kaasutukseen pohjautuvan kontti-voimalaitoksen ja Arppentien lämpölaitoksen muodostaman energiajärjestelmän kannattavuuslaskentaprosessi, sekä käytetyt laskentaperiaatteet. Tämän jälkeen esitetään kootusti laskennan perustapauksessa käytetyt alkuarvot ja saadut tulokset. Kannattavuustarkastelun päätteeksi esitetään perustapauksen investoinnin kannattavuuden herkkyyden merkittävimpien parametrien suhteen. Lisäksi tarkastellaan saatavilla olevan biokaasun hyödyntämisen mahdollisuuksia ja kannattavuutta. Vaikka kyseessä on puhtaasti investoinnin taloudellisen kannattavuuden tarkastelu Arppentien lämpölaitoksen kannalta, pidetään taustalla edelleen aiemmin määritelty kokonaiskannattavuuden näkökulma.

### 10.1 Laskentaprosessin kuvailu

Tässä työssä kannattavuustarkastelua varten rakennettiin laskentatyökalu, jolla pystytään määrittämään edellä konseptoidun konttivoimalaitoksen investoinnin kannattavuus neljällä eri investointilaskentamenetelmällä. Käytetyt menetelmät ovat annuiteettimenetelmä, nykyarvomenetelmä, korollisen takaisinmaksuajan menetelmä ja sisäisen korkokannan menetelmä. Seuraavassa on esitelty lyhyesti käytetyt investointilaskentamenetelmät laskentakaavoineen.

Annuiteettimenetelmässä investointi jaetaan pitoajalle yhtä suuriksi vuosikustannuksiksi eli annuiteetiksi. Investointi jakamiseksi pitoajalle vuotuisiksi tasaeriksi käytetään annuiteetti tekijää, jonka laskenta on esitetty yhtälössä 1. Investoinnin kannattavuus annuiteettimenetelmällä määräytyy yhtälössä 2 esitetyn mukaisesti. Investointi on siis kannattava, jos investoinnin vuotuinen nettotuotto on suurempi kuin sen annuiteetti.

$$c_{n,i} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (1)$$

jossa  $c_{n,i}$  annuiteettitekijä  
 $i$  laskentakorko  
 $n$  pitoaika, a

$$S - c_{n,i}I > 0 \quad (2)$$

jossa  $S$  vuotuinen nettotuotto, €  
 $I$  investointikustannus, €

Nykyarvomenetelmä on periaatteeltaan annuiteettimenetelmälle käänteinen. Vuotuiset tuotot ja kulut diskontataan nykyhetkeen valitulla korkokannalla. Olettaessa vuotuiset suoritukset yhtä suuriksi, käytetään diskonttaamiseen jaksollisten suoritusten nykyarvotekijää, joka on yhtälössä 1 esitetyn annuiteettitekijän käänteisluku. Jaksollisten suoritusten nykyarvotekijän laskenta on esitetty yhtälössä 3. Investoinnin kannattavuuden periaate on esitetty yhtälössä 4. Investointi on kannattava suoritusten nykyarvon ollessa suurempi kuin investointikustannus.

$$a_{n,i} = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (3)$$

jossa  $a_{n,i}$  jaksollisten suoritusten nykyarvotekijä  
 $i$  laskentakorko  
 $n$  pitoaika, a

$$a_{n,i}S - I > 0 \quad (4)$$

jossa  $S$  vuotuinen nettotuotto, €  
 $I$  investointikustannus, €



Korollinen takaisinmaksuajan menetelmässä määritetään investoinnin takaisinmaksuaika ottaen huomioon rahan aika-arvo. Korollisen takaisinmaksuajan laskenta periaate on esitetty yhtälössä 5. Menetelmän rinnalla tulee käyttää myös muita kannattavuuslaskenta menetelmiä, sillä takaisin maksuaika ei kerro investoinnin tuottoa, vaan kuvaa investoinnin likvidisyyttä. Menetelmä ei kuvaa varsinaisesti investoinnin kannattavuutta vaan rahoitusvaikutusta.

$$n_i = \frac{-\ln\left(\frac{1}{i} - \frac{I}{S}\right) - \ln(i)}{\ln(1+i)} \quad (5)$$

jossa	$n_i$	korollinen takaisinmaksuaika, a
	$i$	laskentakorko
	$S$	vuotuinen nettotuotto, €

Sisäisen korkokannan menetelmällä selvitetään se korkokanta, jolla investoinnin nykyarvo on nolla. Sisäinen korkokanta saadaan ratkaisemalla korkokanta yhtälöstä 6. Luonnollisesti investointi on sitä kannattavampi, mitä suurempi on sisäinen korkokanta. Investoinnin kannattavuutta arvioitaessa sisäistä korkokantaa tulee verrata investoijan asettamaan tuottovaatimukseen, johon vaikuttavat muun muassa investoinnin riskipitoisuus ja sijoittajan riskinsietokyky.

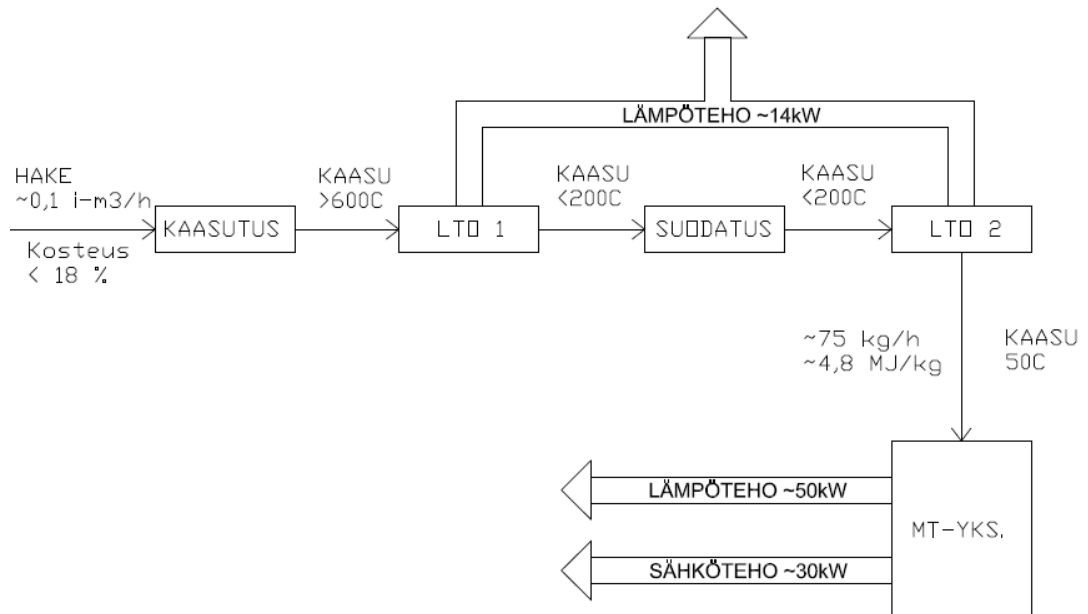
$$I - \frac{(1+r)^n - 1}{i(1+r)^n} S = 0 \quad (6)$$

jossa	$r$	investoinnin sisäinen korkokanta
-------	-----	----------------------------------

Ennen esiteltyjen laskentamenetelmien käyttämisestä on määriteltävä investointikustannus, sekä investoinnin seurauksena syntyvä positiivinen vuotuisen kassavirran muutos eli nettotuotto. Vuosittaisen nettotuoton määrittämiseksi on selvitettävä investoinnin vaikutuksesta syntyvät negatiiviset kassavirrat ja positiiviset kassavirrat. Positiiviset kassavirrat muodostuvat säästöistä sähkön hankinnassa, sähkön myyntitulosta, yhteistuotannosta seuraavasta polttoainekustannussäästöstä ja polttoöljyn syr-

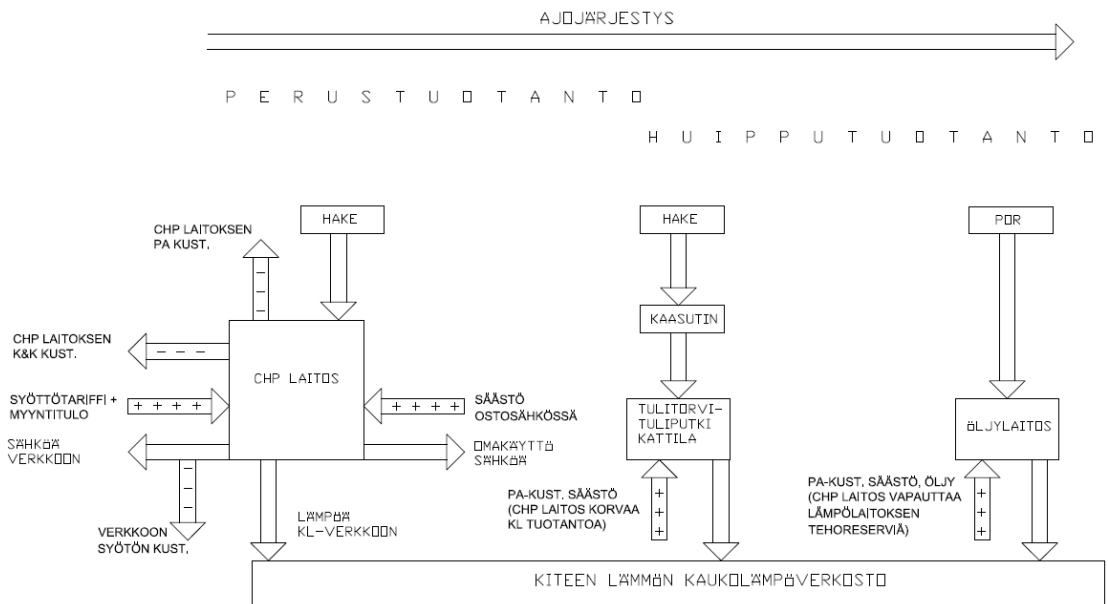
jäyttämistä syntyvästä säästöstä. Negatiiviset kassavirrat ovat puolestaan CHP laitoksen polttoaine- ja käyttökustannuksia, sekä kustannuksia mahdollisesta sähkön verkkoon syötöstä. Positiivisten ja negatiivisten vuotuisten kassavirtojen erotuksena saadaan investoinnin kannattavuuden määrittämiseksi tarvittava vuotuinen nettotuotto. Muodostuvat kassavirrat ovat puolestaan energiajärjestelmän teknisistä ominaisuuksista riippuvia. Laskentatyökalussa laskenta voidaan jakaa viiteen pääosioon; mitoitus kohteeseen , investointikustannus, tekniset laskelmat, kassavirtalaskelmat ja kannattavuuslaskenta. Näistä mitoitus-, investointikustannus-, kannattavuuslaskenta-periaatteet käsiteltiin aiemmin. Seuraavaksi käsitellään tarkemmin teknisissä laskelmissa ja kassavirtalaskelmissa käytettyjä periaatteita.

Tekniset laskelmat perustuvat aiemmin konseptoidun konttivoimalaitoksen teknisiin ominaisuuksiin. Konttivoimalaitos muodostuu Volter Oy:n Volter 30 tuotteen kaasuttimen ja RMV-Tech Oy:n T30 mikroturbiiniyksikön muodostamasta kokonaisuudesta. Teknisten laskelmien tavoitteena on määrittää RMV-Tech Oy:n T30 mikroturbiiniyksikön ja Volter Oy:n Volter 30 tuotteen kaasutuslaitteiston teknisten tietojen perusteella konseptoidun konttivoimalaitoksen energiatase. Laskennassa käytetyt mikroturbiiniyksikön ja kaasutinlaitteiston tiedot perustuvat valmistajien ilmoittamiin arvoihin ja heidän kanssaan käytyihin keskusteluihin. Valmistajien ilmoittamat arvot perustuvat puolestaan erilaisissa koeajotilanteissa tehtyihin mittauksiin. Osakomponenttien teknisiä tietoja on esitetty liitteissä I ja II. Kuvassa 41 on esitetty teknisissä laskelmissa määritellyt konttivoimalaitoksen energiavirrat. Lisäksi liitteessä III on tuloste laskentatyökalun eräältä välilehdeltä, josta käyvät ilmi muun muassa teknisissä laskelmissa käytetyt arvot, laskennan eteneminen ja kassavirtalaskelmia varten määritellyt energiavirrat.



**Kuva 41.** Konttivoimalaitoksen energiavirrat kassavirtalaskelmia varten.

Mitoituksen yhteydessä kannattavuuslaskennassa tarkasteltaviksi vaihtoehdoiksi valittiin yhden  $30 \text{ kW}_e$  voimalaitosyksikön tapaus uusiutuvan energian investointituelle, sekä  $4 \times 30 \text{ kW}_e$  voimalaitosyksikön tapaus syöttötariffilla. Yhden  $30 \text{ kW}_e$  voimalaitosyksikön tapaus perustuu puhtaasti ostosähkön osittaiseen korvaamiseen omalla tuotannolla.  $4 \times 30 \text{ kW}_e$  voimalaitosyksikön tapauksessa tulee tarkasteluun mukaan myös sähköenergian verkkoon syöttö. Positiivisten kassavirtojen osalta jälkimmäisessä tapauksessa saadaan näin ollen tuloja lisäksi syöttötariffista ja sähkön myynnistä. Uusia negatiivisia kassavirtoja syntyy tässä tapauksessa sähkön verkkoon syöttöön liittyen. Seuraavassa esitellään kassavirtalaskennassa huomioidut positiiviset ja negatiiviset kassavirrat, sekä näiden laskentaperiaatteet. Kassavirtalaskennan havainnollistamiseksi laskennassa huomioidut kassavirrat on esitetty kuvassa 42.



**Kuva 42.** CHP laitoksen myötä syntyvät kassavirtojen muutokset Arppentien energiajärjestelmässä.

Kuvassa 42 esitetyt positiiviset kassavirrat määritellään laskentatyökalussa seuraavasti.

Säästö ostosähkössä syntyy  $30 \text{ kW}_e$  tuotantolaitoksen tapauksessa, kun CHP laitoksen tuottama sähköenergia korvaa osan Arppentien ostosähkön tarpeesta aikaisemmin laitoksen mitoituksen yhteydessä esitetyn periaatteen mukaisesti.  $30 \text{ kW}_e$  tuotantolaitoksen tapauksessa säästetään ostosähköenergian lisäksi myös siirtokustannukset ja verot. Aiemmin esitetyn mukaisesti sähköveroa ei maksa sähköntuottaja, joka tuottaa sähköä alle  $50 \text{ kVA}$ :n tehoisella generaattorilla. Sähköverovelvollisuutta ei ole myöskään sähköntuottajalla, joka tuottaa sähköä  $50 - 2000 \text{ kVA}$ :n tehoisessa generaattorissa, ja sähköä ei siirretä verkkoon. Lisäksi sähköveroa ei makseta sähköstä, joka kulutetaan voimalaitoksen sähkön tai yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon omakäyttölaitteissa sekä luovutetaan voimalaitosverkkoon.  $120 \text{ kW}_e$  tuotantolaitoksen verkkoon myytävän sähkön osalta syntyy luonnollisesti siirtokustannuksia. Laskennassa mahdolliset verot ja siirtokustannukset on huomioitu negatiivisten kassavirtojen yhteydessä. Säästö ostosähkössä (positiivinen kassavirta) määritellään  $30 \text{ kW}_e$  tuotantolaitoksen tapauksessa yhtälön 7 mukaiselle periaatteella.  $120 \text{ kW}_e$  tapauksessa säästö ostosähkössä vastaa puolestaan taulukossa 14 esitettyä Arppentien sähkön kulutusta.

$$S_{ostos\ddot{a}hk\ddot{o}} = P_{e,30}t_hK_{ostos\ddot{a}hk\ddot{o}} \quad (7)$$

jossa	$S_{ostos\ddot{a}hk\ddot{o}}$	vuotuinen säästö ostosähkössä, €
	$P_{e,30}$	sähköteho, 30 kW <sub>e</sub>
	$t_h$	CHP laitoksen huipunkäyttöaika, h/a
	$K_{ostos\ddot{a}hk\ddot{o}}$	ostosähkön kustannus Arppentielle, €/kWh

Tulot sähkön myynnistä ja syöttötariffista liittyvät ainoastaan 120 kW<sub>e</sub> tuotantolaitokseen, sillä oman käytön ylijäämä 30 kW<sub>e</sub> tapauksessa on niin pieni, että sähköverkkoyhtiön oletetaan ainoastaan sallivan sen syöttämisen verkkoon ilman korvausta. Oletus on turvallinen, sillä PKS Oy:llä on myönteinen asenne pientuotantoa kohtaan. PKS Oy:n periaatteena on maksaa pientuotannolle Spot-hinta - 7% (tuulivoimalle -15%) korvausta verkkoon syötetystä sähköstä (Rantamäki). 30 kW<sub>e</sub> tapauksessa ylijäämällä ei ole taloudellista merkitystä, sillä ylijäämän osuus on hyvin pieni, kuten kuvasta 39 kävi ilmi. Tulot sähkön myynnistä ja syöttötariffista määritellään laskentatyökalussa yhtälön 8 mukaisella periaatteella. Yhtälössä 8 huomioidaan verkkoon syötetystä sähköstä (omakäytön ylijäämä) saatavat tulot, kun CHP laitos on syöttötariffin piirissä. Syöttötariffijärjestelmää käsiteltiin aiemmin kappaleessa 6.1.

$$S_{myynti\&tariffi} = \frac{P_{e,120}t_h(H_{tariffi}+H_{premio})}{1000} \quad (8)$$

jossa	$S_{myynti\&tariffi}$	vuotuinen tulo sähkön myynnistä ja syöttötariffista, €
	$P_{e,120}$	sähköteho, 120 kW <sub>e</sub>
	$t_h$	CHP laitoksen huipunkäyttöaika, h/a
	$H_{tariffi}$	puupolttoaineen perustuki, €/MWh <sub>e</sub>
	$H_{premio}$	lämpöpremio, €/MWh <sub>e</sub>

Positiivisia kassavirtoja syntyy lisäksi CHP laitoksen tuottaessa lämpöä Kiteen Lämmön kaukolämpöverkkoon. Tässä tapauksessa ei ole kuitenkaan mielekästä puhua lämmön myyntituloista, sillä oletuksena on, että Kiteen Lämmön kaukolämmön myynti säilyy vakiona. Näin ollen säästö syntyy CHP laitoksen kaukolämpöverkkoon tuottaman lämmön syrjäyttäessä tulitorvi-tuliputkikattilan tuottamaa energiaa kauko-

lämmön tuotannossa. Tästä seuraa puolestaan vanhan kaasuttimen tehon vapautuminen osittain reserviin, huipputuotannoksi. Tällä tehoreservillä pystytään edelleen korvaamaan osittain raskasta polttoöljyä huipputuotannossa, mikä tuo niin ikään säästöä polttoaineen hankinnassa. Edellä kuvaillut säästöt on huomioitu laskennassa yhtälöiden 9 ja 10 mukaisella periaatteella.

$$S_{KPA} = \frac{P_{\text{lämpö}} t_h K_{KPA}}{\eta_{KPA}} \quad (9)$$

jossa	$S_{KPA}$	vuotuinen säästö vanhan kaasuttimen polttoaineen hankinnassa perustuotannossa, €
	$P_{\text{lämpö}}$	CHP laitoksen hyötylämpöteho, MW
	$t_h$	CHP laitoksen huipunkäyttöaika, h/a
	$K_{KPA}$	polttoaineen hankintakustannus lämpölaitoksella, €/MWh
	$\eta_{KPA}$	lämpölaitoksen lämmöntuotannon hyötysuhde, -

$$S_{POR} = P_{\text{lämpö}} t_{h,POR} (K_{POR} - K_{KPA}) \quad (10)$$

jossa	$S_{POR}$	vuotuinen säästö vanhan kaasuttimen korvatesa raskasta polttoöljyä huipputuotannossa, €
	$P_{\text{lämpö}}$	CHP laitoksen hyötylämpöteho (kaasutintehoa reserviin), MW
	$t_{h,POR}$	öljylaitoksen huipunkäyttöaika, h/a
	$K_{KPA}$	polttoaineen hankintakustannus lämpölaitoksella, €/MWh
	$K_{POR}$	polttoaineen hankintakustannus öljylaitoksella, €/MWh

Kannattavuuslaskennassa käytettävän investoinnin vuotuisen nettotuoton määrittämiseksi tarvittava positiivinen kassavirta on edellä määriteltyjen tulojen ja säästöjen summa. Vuotuisen nettotuoton määrittämiseksi positiivisesta kassavirrasta on vähennettävä syntyvät negatiiviset kassavirrat, jotka on esitetty kuvassa 42. Negatiiviset kassavirrat on määritelty laskentatyökalussa seuraavasti.

CHP laitoksen polttoainekustannus määräytyy aiemmin esitettyjen teknisten laskelmien perusteella polttoaineen kulutuksen kautta. CHP laitoksen vuotuinen polttoainekustannus määritellään yhtälössä 11 esitetyn periaatteen mukaisesti.

$$K_{PA,CHP} = \frac{V_{hake}q_{hake}t_hK_{hake}}{1000} \quad (11)$$

jossa	$K_{PA,CHP}$	vuotuinen polttoainekustannus CHP laitoksella, €
	$V_{hake}$	hakkeen kulutus CHP laitoksella, i-m <sup>3</sup> /h
	$q_{hake}$	hakkeen energiasisältö, kWh/i-m <sup>3</sup>
	$t_h$	CHP laitoksen huipunkäyttöaika, h/a
	$K_{hake}$	polttoainekustannus (hake), €/MWh

Kuvan 42 mukaisesti negatiivista kassavirta aiheuttavat myös CHP laitoksen käyttö- ja kunnossapitokustannukset. Laskennassa nämä kustannukset on huomioitu selvittämällä laitoksen pääkomponenttien aiheuttamat ominaiskustannukset laitevalmistajilta. CHP laitoksen käyttö- ja kunnossapitokustannukset muodostuvat näin ollen pääkomponenttien aiheuttamien kustannusten summana yhtälössä 12 esitetyn periaatteen mukaisesti.

$$K_{K\&K,CHP} = (K_{K\&K,MT} + K_{K\&K,kaasutin})t_hP_e \quad (12)$$

jossa	$K_{K\&K,CHP}$	vuotuinen käyttö- ja kunnossapitokustannus CHP laitoksella, €
	$K_{K\&K,MT}$	mikroturbiinin käyttö- ja kunnossapitokustannus, €/MWh <sub>e</sub>
	$K_{K\&K,kaasutin}$	kaasuttimen käyttö- ja kunnossapitokustannus, €/MWh <sub>e</sub>
	$t_h$	CHP laitoksen huipunkäyttöaika, h/a
	$P_e$	sähköteho, MW <sub>e</sub>

Kuvan 42 mukaisesti edellä esiteltyjen lisäksi negatiivisia kassavirtoja syntyy sähkön siirron yhteydessä, näitä kustannuksia ovat verkkoon syöttöön liittyvät siirtokustannukset ja sähkövero. Siirtokustannuksien osalta laskenta on selkeä; PKS ilmoittaa PJ-tuottajan siirtomaksuksi 0,049 snt/kWh (ALV 23 %), sekä lisäksi loistehomaksua veloitetaan osuudesta, joka ylittää 25 % tuotannon liittymissopimuksessa sovitusta

pätötehosta. Lisäksi valtioneuvoston asetuksella on säännelty, että jakeluverkonhaltijan veloittama energiamäärään perustuva siirtomaksu ei saa ylittää keskimäärin 0,07 senttiä/kWh vuodessa, kun on kyseessä pientuotanto. Sähköveron osalta kustannuksia ei synny 30 kW<sub>e</sub> tapauksessa, sillä alle 50 kVA generaattorilla tuotettu sähkö ei ole sähköverovelvollisuuden piirissä. Sähköverovelvollisuutta ei ole myöskään sähköntuottajalla, joka tuottaa sähköä 50 - 2000 kVA:n tehoisessa generaattorissa, ja sähköä ei siirretä verkkoon. Lisäksi sähkövero ei makseta sähköstä, joka kulutetaan voimalaitoksen sähkön tai yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon omakäyttölaitteissa sekä luovutetaan voimalaitosverkkoon. Kuitenkin 50 - 2000 kVA:n tehoisen generaattorin sähköverovelvollisuudesta vapautumiseksi tulisi sähköverkkoon syöttäminen rajoittaa teknisesti (Lehto). Tämä ei puolestaan ole Arppentien 120 kW<sub>e</sub> konseptissa järkevää, sillä omakäytöstä ylijäävälle sähköenergialle ei luonnollisesti saada tällöin mistään korvausta. 120 kW<sub>e</sub> konseptissa ei voida vapautua sähköverovelvollisuudesta myöskään CHP laitoksen omakäytön tuottamisen perusteella, sillä Arppentien lämpölaite ei ole yhteistuotantolaitos. Tällaisessa tapauksessa 120 kW<sub>e</sub> konsepti Arppentiellä olisi sähköverovelvollinen kokonaisuudessaan niin itse käytetyn kuin myös verkkoon syötetyn sähkön osalta (Lehto). Siirrosta ja verosta syntyvät kustannukset on määritetty laskennassa 120 kW<sub>e</sub> konseptille yhtälössä 13 esitetyn periaatteen mukaisesti.

$$K_{SS\&SV,120} = (P_{e,120}t_h - E_{omak})K_{siirto} + P_{e,120}t_hK_{vero} \quad (13)$$

jossa	$K_{SS\&SV,120}$	sähkönsiirron ja sähköveron vuotuinen kustannus 120 kW <sub>e</sub> laitoksella, €
	$P_{e,120}$	sähköteho, 120 kW <sub>e</sub>
	$t_h$	CHP laitoksen huipunkäyttöaika, h/a
	$E_{omak}$	sähkönkulutus, kWh <sub>e</sub> /a
	$K_{siirto}$	siirtokustannus, €/kWh <sub>e</sub>
	$K_{vero}$	sähkövero, €/kWh <sub>e</sub>



## 10.2 Laskennan alkuarvot ja tulokset

Seuraavassa on esitetty neljä taulukkoa, joissa esitetään laskennan alkuarvoja, välituloksia ja kokonaistalouteen liittyvät lopulliset tulokset. Taulukoidut arvot etenevät laskentaprosessin kannalta loogisessa järjestyksessä siten, että taulukko 15 sisältää teknisiin laskelmiin liittyviä tietoja, taulukoissa 16 ja 17 edetään teknisistä laskelmista kassavirtoihin ja taulukossa 18 esitetään näistä seuraavat kokonaistaloudellisen laskennan tiedot.

**Taulukko 15.** CHP yksikön teknisten laskelmien alkuarvoja ja välituloksia.

<b>CHP YKSIKKÖ</b>		
-Huipunkäyttöaika	7000	h/a
-Hakkeen kulutus	0,10	i-m <sup>3</sup> /h
-Hakkeen en.sis. (11%)	1200	kWh/i-m <sup>3</sup>
-Tuotekaasua MT-yksikölle	75,6	kg/h
-Tuotekaasun tehollinen lämpöarvo	4,8	MJ/kg
-Sähköteho	30	kW
-Lämpöteho MT	50	kW
-Lämpöteho kaasutin LTO	14	kW
-Polttoainetehe MT:lle (kaasu)	101	kW
-Polttoainetehe kaasuttimelle (hake)	123	kW
-Kaasutushyötysuhde	0,82	
-Lämm.tuott.hyötysuhde	0,52	
-Sähkön tuott.hyötysuhde	0,24	
-Kokonaishyötysuhde	0,77	

**Taulukko 16.** Teknisten laskelmien ja positiivisten kassavirtalaskelmien alkuarvoja ja tuloksia.

1.OMAKÄYTTÖSÄHKÖÄ		2.KATETAAN OK+TUOTETAAN SÄHKÖÄ MYNTIIN	
-CHP yksikköä	1 kpl		4 kpl
-Tukimuoto	Investointituki		Syöttötariffi
<b>POSITIIVISET KASSAVIR RAT</b>			
-Omakäyttösähköä	210 MWh/a		412 MWh/a
-Ostosähkön hinta	140 EUR/MWh		140 EUR/MWh
-Säästö ostosähkössä	29400 EUR/a		57740 EUR/a
-Lämpöä CHP laitokselta	448 MWh/a		1792 MWh/a
-KPA laitoksen hyötysuhde	0,9		0,9
-KPA pa:ta korvataan	498 MWh/a		1991 MWh/a
-Kustannussäästö	9209 EUR/a		36836 EUR/a
Lämpötehoa reserviin	64 kW		256 kW
POR laitoksen huipunkäyttöaika	1000 h/a		1000 h/a
POR säästö	64 MWh/a		256 MWh/a
POR hinta	600 EUR/t		600 EUR/t
Lämpöarvo	11,42 kWh/kg		11,42 kWh/kg
POR-Hake	34 EUR/MWh		34 EUR/MWh
Säästö	2178,52 EUR/a		8714 EUR/a
		OK:n ylittävä sähköntuotanto	428 MWh/a
		Sähkön myyntihinta (PKS)	40 EUR/MWh
		Sähkönmyynti tulot	17103 EUR/a
		Puupolttoaineen perustuki (83,5-mark.h.)	43,5 EUR/MWh
		Lämpöpreemio	20 EUR/MWh
		Tulot syöttötariffista	27151 EUR/a
<b>POSITIIVISET KASSAVIR RAT YHT</b>	<b>40787 EUR/a</b>		<b>147543 EUR/a</b>

**Taulukko 17.** Teknisten laskelmien ja negatiivisten kassavirtalaskelmien alkuarvoja ja tuloksia.

1.OMAKÄYTTÖSÄHKÖÄ		2.KATETAAN OK+TUOTETAAN SÄHKÖÄ MYNTIIN	
-CHP yksikköä	1 kpl		4 kpl
-Tukimuoto	Investointituki		Syöttötariffi
<b>NEGATIIVISET KASSAVIR RAT</b>			
Haketta kaasutettava	857,5 MWh/a		3430 MWh/a
Pa:n hinta, Hake	18,5 EUR/MWh		18,5 EUR/MWh
CHP laitoksen polttoainekust.	15864 EUR/a		63455 EUR/a
CHP laitoksen K&K kustannukset			
MT-yksikkö	16 EUR/MWh		16 EUR/MWh
Kaasutin laitteisto	9,5 EUR/MWh		9,5 EUR/MWh
Ominaiskustannus	25,5 EUR/MWh		25,5 EUR/MWh
Lisääntyneet K&K kustannukset	5360 EUR/a		21440 EUR/a
		Sähkövero	1,703 snt/kWh
		Sähköveron kustannus (kokotuotannosta)	14305 EUR/a
		Siirtomaksu	0,05 snt/kWh
		Siirtomaksun kustannus	214 EUR/a
		Sähkön syöttöön liittyvät kustannukset	14519 EUR/a
<b>NEGATIIVISET KASSAVIR RAT YHT</b>	<b>21224 EUR/a</b>		<b>99414 EUR/a</b>

**Taulukko 18.** Kokonaistaloudellisten laskelmien alkuarvoja ja tulokset.

1.OMAKÄYTTÖSÄHKÖÄ		2.KATETAAN OK+TUOTETAAN SÄHKÖÄ MYYNTIIN	
-CHP yksikköä	1 kpl		4 kpl
-Tukimuoto	Investointituki		Syöttötariffi
	<b>KOKONAISTALOUS</b>		
-Investointi	201000 EUR		789000 EUR
-Nettokassavirta	19563,7 EUR/a		48129,4 EUR/a
-Investoinnin pitoaika	15 a		15 a
-Laskentakorko	5 %		5 %
-Investointituki	40 %		
-Annuiteetti	7945 EUR/a		-27885 EUR/a
-Nykyarvo	82464,1 EUR		-289433 EUR
-Korollinen takaisinmaksuaika	7,6 a		35 a
-Sisäinen korkokanta	14 %		
-OKA tuotetulle sähkölle*	102 EUR/MWh		
-Ominaisäästö**	38 EUR/MWh		

\* Omakustannusarvon laskemisessa on käytetty ajatusmallia, jonka tavoitteena on kuvata omakäytösähkön tuottamisen kannattavuutta verrattuna nykyiseen sähkön ostamiseen. Menetelmässä CHP laitoksen investoinnista ja käytöstä syntyvät kustannukset(lämmön tuotannosta syntyvillä kustannusäästöillä vähennettynä) on allokoitu tuotetulle omakäytösähkölle.

\*\* Ominaisäästö voidaan määrittää vastaavasti  $AN/tuotettu\ OK_{sähkö}$  tai  $OKA-H_{ostosähkö}$ .

Kannattavuuslaskelmien seurauksena huomataan, että konseptoitu CHP laitos on taloudellisesti kannattava Arppentien lämpölaitoksen yhteydessä mitoitettaessa se tuottamaan omakäytösähkön peruskuormaa lämpölaitokselle. Tällöin saavutetaan laskennan perustapauksessa 7,6 vuoden korollinen takaisin maksuaika, joka vastaa investoinnille 14 % sisäistä korkokantaa perustapauksen parametreilla. Seuraavaan luetteloon on koottu merkittävimmät syy-seuraus-suhteet siihen, miksi konseptoitu laitos on kannattava 30 kW<sub>e</sub> tapauksessa, muttei 120 kW<sub>e</sub> tapauksessa. Luettelon tavoitteena on tuoda laskennassa esitetyt asiat tiiviiseen ja helposti ymmärrettävään muotoon. Lisäksi analyysin perusteella saavutetaan ymmärrys siitä, millaisiin käyttökohteisiin ja kuinka mitoitettuna konseptoitu CHP laitos on kannattavaa sijoittaa. Samalla analyysi auttaa hahmottamaan tuotteen potentiaalista asiakaskuntaa.

1. Konseptoidun CHP yksikön ominaisinvestointikustannus on erittäin korkea, minkä pääasiallisena seurauksena omakustannusarvo tuotetulle sähkölle muodostuu vallitsevaan sähköenergian markkinahintaan verrattuna erittäin korkeaksi.
  - Kannattavuuden saavuttamiseksi tuotetusta sähköstä saatava taloudellinen hyöty on oltava suurempi kuin OKA.
  - Myytäessä markkinahinnalla (syöttötariffin voimin) saatava taloudellinen hyöty rajoittuu syöttötariffiin.
  - Ostosähköä korvattaessa säästetään energian lisäksi siirrosta ja veroista syntyvät kustannukset.
2. Lainsäädäntö, mitoitus ja kustannukset tekevät 30 kW<sub>e</sub> tapauksesta taloudellisesti tehokkaamman Arppentien sähkönkulutuksella.
  - Lainsäädäntö mahdollistaa alle 50 kVA generaattorilla tuotetun sähkön vapautumisen verosta. Yli 50 kVA:n tapauksessa joudutaan verolle koko tuotannosta ellei verkkoon syöttöä estetä teknisesti.
  - Arppentien sähkönkulutuksen määrä mahdollistaa 30 kW<sub>e</sub> tapaukselle korkean huipunkäyttöajan. Lisäksi tuotettu sähkö saadaan käytettyä taloudellisesti tehokkaasti ostosähkön korvaajana, eikä verkkoon syöttö ole suurta.
3. Kannattavuus on siis riippuvainen optimaalisesta mitoituksesta. Lisäksi mitoituksen optimoinnin käsitettä on laajennettava teknisestä mitoituksesta lainsäädännölliseen mitoitukseen. Nämä kaksi muodostavat yhdessä taloudellisesti kannattavan mitoituksen.
  - Lähtökohtana on sijoituskohteen riittävä omakäyttösähkön tarve.
  - Alle 50 kVA generaattorilla tuotettaessa mitoitus on tehtävä CHP laitoksen huipunkäyttöaika maksimoiden. Paras kannattavuus saavutetaan minimoimalla verkkoon syötettävän sähköenergian määrä ja maksimoimalla ostosähkön korvaaminen.
  - Yli 50 kVA:n, mutta alle 2 MVA tapauksessa verkkoon syöttäminen on estettävä teknisesti sähköveron välttämiseksi, sillä konseptoidun laitoksen korkeasta ominaisinvestointikustannuksesta johtuen sähkön verkkoon tuottaminen vallitsevalla markkinahinnalla (ja syöttötariffilla) ei ole kannattavaa. Tekninen mitoitus on tehtävä niin ikään mak-

simoimalla omakäytösähkön tuotannon huipunkäyttöaika. Luonnollisesti tämä menetelmä vaatii kohteen, jossa on riittävän suuri omakäytösähkön tarve.

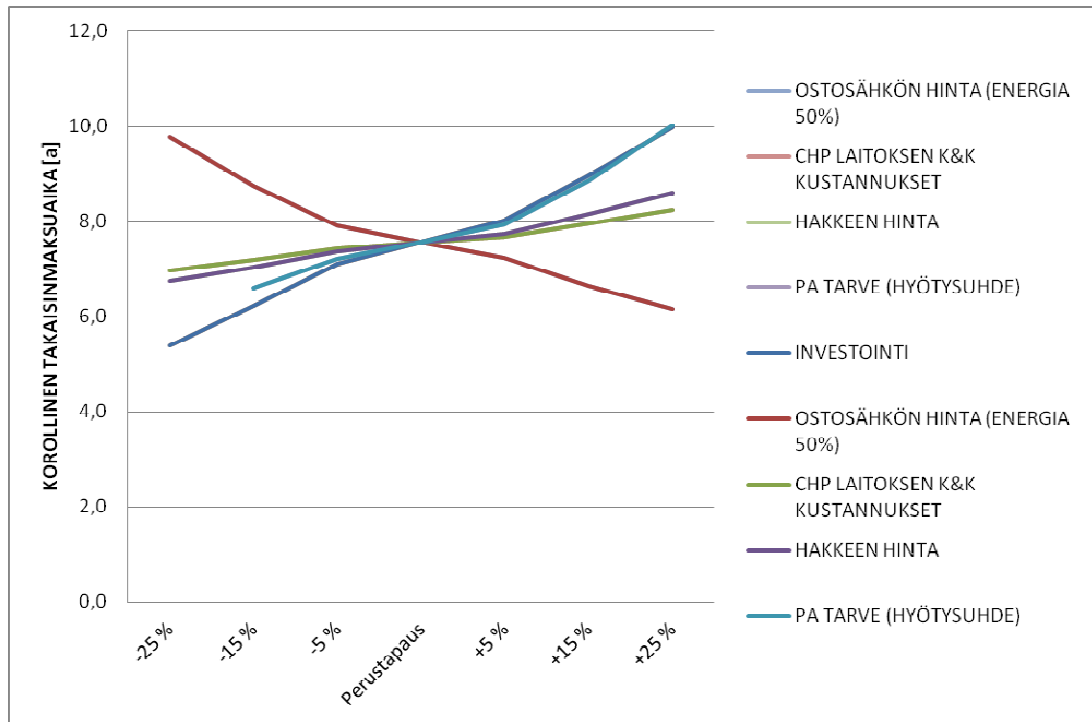
### **10.3 Herkkyystarkastelu**

Herkkyystarkastelu on suoritettu tätä tarkoitusta varten rakennetulla laskentatyökälulla perustapauksen laskennassa todennetulle kannattavalle investoinnille eli 30 kW<sub>e</sub> tapaukselle. Herkkyystarkasteluissa käsitellyt parametrit, käytetyt tarkastelutasot ja tulokset on koottu yhteen taulukossa 19.

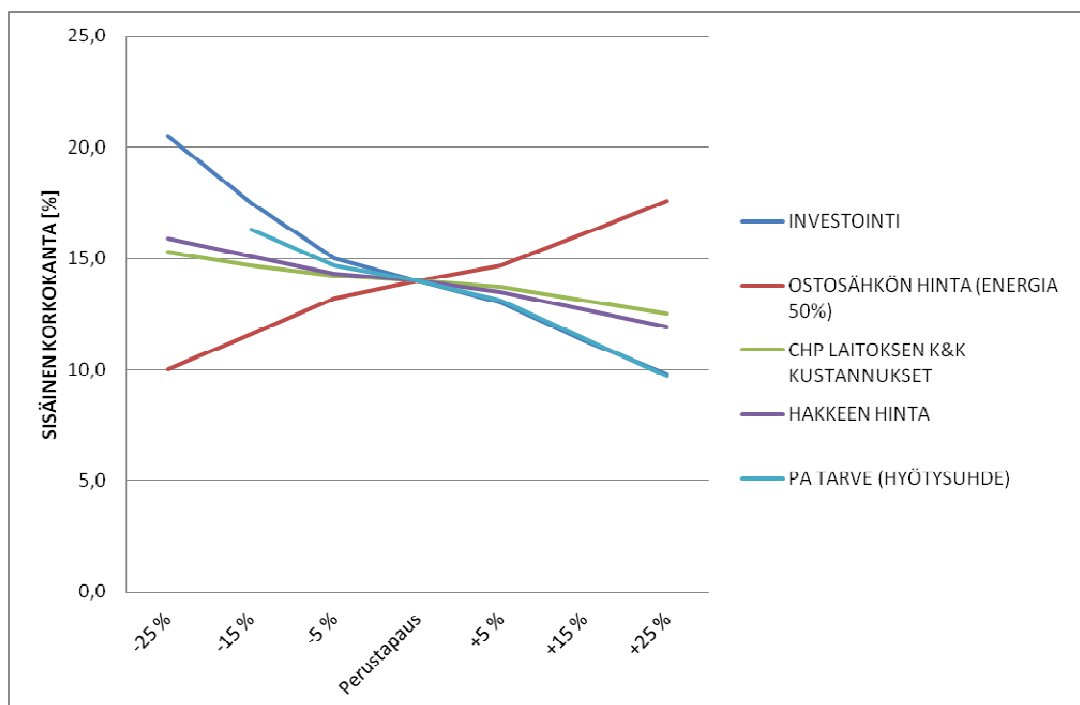
Taulukko 19. Herkkyystarkastelun tulokset, kokonaistalous.

	Annuiteetti [EUR/a]	Nykyarvo [EUR]	Korollinen takaisinmaksuaika [a]	Sisäinen korkokanta [%]	OKA tuotetulle sähkölle [EUR/MWh]	Ominaisäästö [EUR/MWh]
<b>INVESTOINTI</b>						
-25 %	10850	112614	5,4	20,5	88	52
-15 %	9688	100554	6,2	17,5	94	46
-5 %	8526	88494	7,1	15,0	99	41
Perustapaus	7945	82464	7,6	14,0	102	38
+5 %	7364	76434	8,0	13,0	105	35
+15 %	6202	64374	9,0	11,3	110	30
+25 %	5040	52314	10,0	9,8	116	24
<b>OSTOSÄHKÖN HINTA (ENERGIA 50%)</b>						
-25 %	4270	44319	9,8	10,0	102	20
-15 %	5740	59577	8,7	11,6	102	27
-5 %	7210	74835	7,9	13,2	102	34
Perustapaus	7945	82464	7,6	14,0	102	38
+5 %	8680	90093	7,2	14,7	102	41
+15 %	10150	105351	6,6	16,1	102	48
+25 %	11620	120609	6,2	17,6	102	55
<b>INVESTOINTITUKITASOT</b>						
Perustapaus	7945	82464	7,6	14,0	102	38
30 %	6008	62364	9,1	11,0	111	29
25 %	5040	52314	10,0	9,8	116	24
<b>CHP LAITOKSEN K&amp;K KUSTANNUKSET</b>						
-25 %	9285	96373	7,0	15,3	96	44
-15 %	8749	90809	7,2	14,7	98	42
-5 %	8213	85246	7,4	14,2	101	39
Perustapaus	7945	82464	7,6	14,0	102	38
+5 %	7677	79682	7,7	13,7	103	37
+15 %	7141	74119	7,9	13,1	106	34
+25 %	6605	68555	8,2	12,5	109	31
<b>HAKKEEN HINTA</b>						
-25 %	9904	102805	6,7	15,9	93	47
-15 %	9121	94669	7,0	15,1	97	43
-5 %	8337	86532	7,4	14,3	100	40
Perustapaus	7945	82464	7,6	14,0	102	38
+5 %	7553	78396	7,7	13,5	104	36
+15 %	6769	70259	8,1	12,7	108	32
+25 %	5985	62123	8,6	11,9	111	29
<b>PA TARVE (HYÖTYSUHDE)</b>						
-15 %	10324	107163	6,6	16,3	91	49
-5 %	8738	90697	7,2	14,7	98	42
Perustapaus	7945	82464	7,6	14,0	102	38
+5 %	7152	74231	7,9	13,1	106	34
+15 %	5565	57765	8,9	11,4	113	27
+25 %	3979	41299	10,0	9,7	121	19
<b>HUIPUNKÄYTTÖAIKA</b>						
7500 h/a	9329	96836	7,0	15,3	99	41
Perustapaus	7945	82464	7,6	14,0	102	38
6500 h/a	6560	68092	8,3	12,5	106	34
6000 h/a	5175	53720	9,1	11,0	111	29
5500 h/a	3791	39347	10,2	9,5	117	23

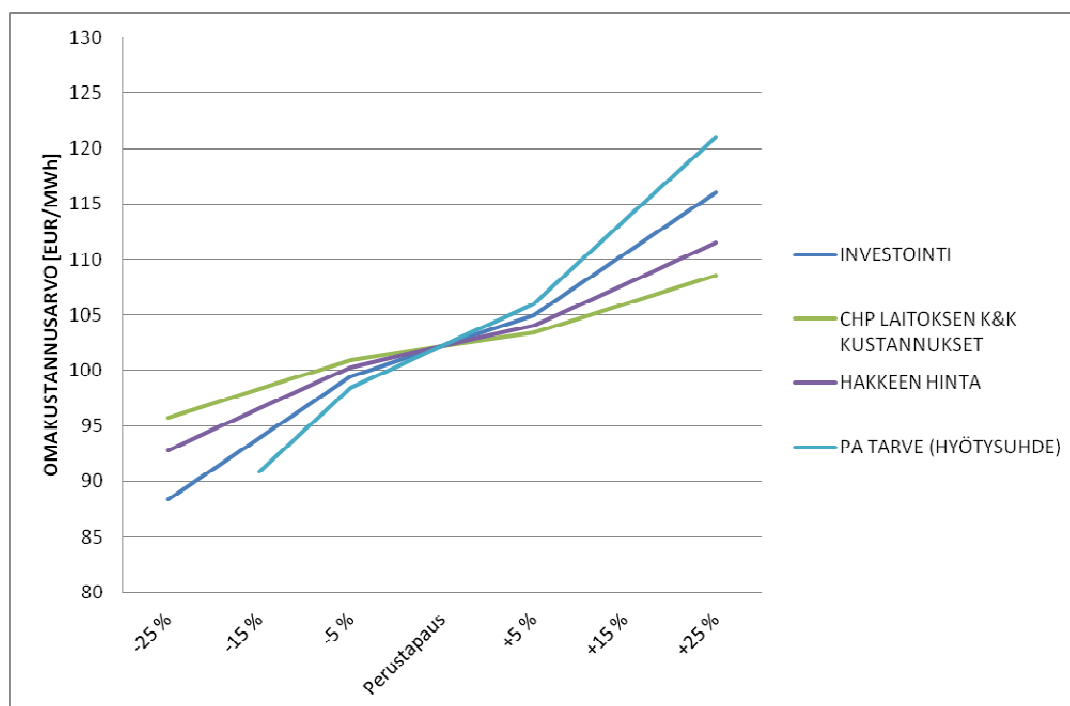
Investoinnin kannattavuuden herkkyuden havainnollistamiseksi kuvissa 43, 44 ja 45 on esitetty korollinen takaisinmaksuaika, sisäinen korkokanta ja tuotetun sähkön omakustannusarvo valittujen parametrien funktioina.



Kuva 43. Korollinen takaisinmaksuaika valittujen parametrien funktiona.



Kuva 44. Sisäinen korkokanta valittujen parametrien funktiona.



Kuva 45. Omakustannusarvo valittujen parametrien funktiona.

## 10.4 Biokaasun rooli

Konseptoidun CHP laitoksen kannattavuuslaskennassa ei huomioitu biokaasua polttoaineena, sillä potentiaalisia konttivoimalaitoksen sijoituskohteita ajatellen biokaasun saatavuus ei ole yhtä todennäköistä kuin hakkeen. Biokaasumarkkinoita ja potentiaalisia sijoituskohteita käsiteltiin aikaisemmin tässä työssä. Näin ollen kokonaiskannattavuuden näkökulmasta (liiketoimintamahdollisuudet) oli järkevämpää käsitellä puun kaasutukseen perustuvaa konseptia kannattavuuslaskennan yhteydessä. Kuitenkin Arppentien lämpölaitoksen tontilla on olemassa lämpökeskus, joka käyttää polttoaineenaan läheiseltä Bio10 Oy:n biokaasulaitokselta tulevaa biokaasua. Vaikka mikroturbiinitekniikalla biokaasusta oman käyttönsähkön tuottaminen ei olekaan kokonaiskannattavuuden kannalta paras vaihtoehto (liiketoiminnan kehittämisen mahdollisuudet), on silti mahdollista, että se on Kiteen Lämmön taloudellisen kannattavuuden maksimoimisen näkökulmasta järkevintä. Tästä syystä on perusteltua tarkastella omakäyttösähkön tuottamisen taloudellisuutta biokaasulla Arppentien lämpölaitoksella.



Lähtökohtana pidetään edellä mitoituksen optimoinnista opittuja periaatteita. Kannattavin vaihtoehto on siis biokaasunkin tapauksessa alle 50 kVA menetelmä, jolloin tuotetusta sähköstä syntyvät kustannukset minimoidaan. Lisäksi aiemmin havaitun mukaisesti 30 kW<sub>e</sub> tuotantoteho on Arppentien kulutuksen kannalta optimaalinen CHP laitoksen huipunkäyttöajan maksimoimiseksi. Syöttötariffin piiriin kuulumista (yli 100 kVA) ei kannata edes miettiä, sillä laki ei salli vanhan biokaasulaitoksen tuotetta käyttävän voimalaitoksen tariffin piiriin pääsemistä. Tämän oli havainnut myös Bio10 Oy suunnitellessaan CHP tuotantoa ja tuotetun sähkön verkkoon syöttämistä (Juvonen).

Arppentien lämpölaitoksen omakäyttöelektrisuuden biokaasulla tuottamisen kannattavuuslaskennan lähtökohtana käytetään jo selvitettyjä RMV-Tech Oy:n T30 mikroturbiiniyksikön tietoja. Bio10 Oy on alustavasti ilmoittanut olevansa kykenevä toimittamaan tämän kokoluokan tuotannon biokaasun tarpeen hintaan 25 €/MWh (Juvonen). Kannattavuuslaskenta suoritetaan herkkyyyslaskennan omaisella periaatteella, jossa tuloksena saadaan investoinnin kannattavuuden tunnuslukuja kullakin investointi kustannuksella. Vertaamalla investointikustannuksia ja saatuja kannattavuuden tunnuslukuja puun kaasutukseen perustuvan konseptin kannattavuuslaskennan tuloksiin, voidaan päätellä, mikä menetelmä on paras Kiteen Lämmön taloudellisen kannattavuuden näkökulmasta.

Biokaasun tapauksessa laskenta on suoritettu puun kaasutusta yksinkertaisemmalla menetelmällä siten, että muun muassa CHP tuotannossa tuotetun lämmön arvona on käytetty 25 €/MWh. Tämä oletus lämmön arvolle on turvallinen, sillä se on hyvin lähellä Arppentien lämpölaitoksen lämmön tuotannon marginaalikustannusta. Laskenta menetelmä ja käytetyt arvot käyvät ilmi kuvassa 46 esitetystä tulosteesta. Kannattavuuden taloudelliset tunnusluvut eri investointikustannustasoilla on esitetty kootusti taulukossa 20.

Polttoaineteho	96 kW		ANNUITEETTI	
Lämpöteho	55 kW		n	15 a
Sähköteho	30 kW		i	0,05
HKA	7000 h/a		c_n,i	0,096
			S	18883 EUR/a
Biokaasua	671 MWh		I	98000 EUR
Lämpöä	385 MWh			
Sähköä	210 MWh		<b>AN</b>	<b>13983 EUR/a</b>
ARVOT				
Biokaasu	25 EUR/MWh		KOROLLINEN TAKAISINMAKSUAIKA	
Lämpö	25 EUR/MWh		n	<b>6,2 a</b>
Sähkö	140 EUR/MWh			
K&K MT	16 EUR/MWh		KORKOKANTA	
			n	15
NETTOKV	18883 EUR/a		r	<b>0,18</b>
			a_n,r	5,092
INV	<b>140000</b>		NA	<b>1853</b>
INV	98000 EUR			
KTA	6,2 a			
R	18 %			
OKA	73 EUR/MWh			
<b>1. OMAKÄYTTÖSÄHKÖÄ BIOKAASULLA</b>				
-CHP yksikköä	1 kpl			
-Tukimuoto	Investointituki			
	<b>KOKONAISTALOUS</b>			
-Investointi	140000 EUR			
-Investoinnin pitoaika	15 a			
-Laskentakorko	5 %			
-Investointituki	30 %			
-Annuiteetti	13983 EUR/a			
-Korollinen takaisinmaksuaika	6,2 a			
-Sisäinen korkokanta	18 %			
-OKA tuotetulle sähkölle	73 EUR/MWh			

**Kuva 46.** Biokaasun laskennassa käytetty yksinkertaistettu laskentamenetelmä ja käytetyt arvot.

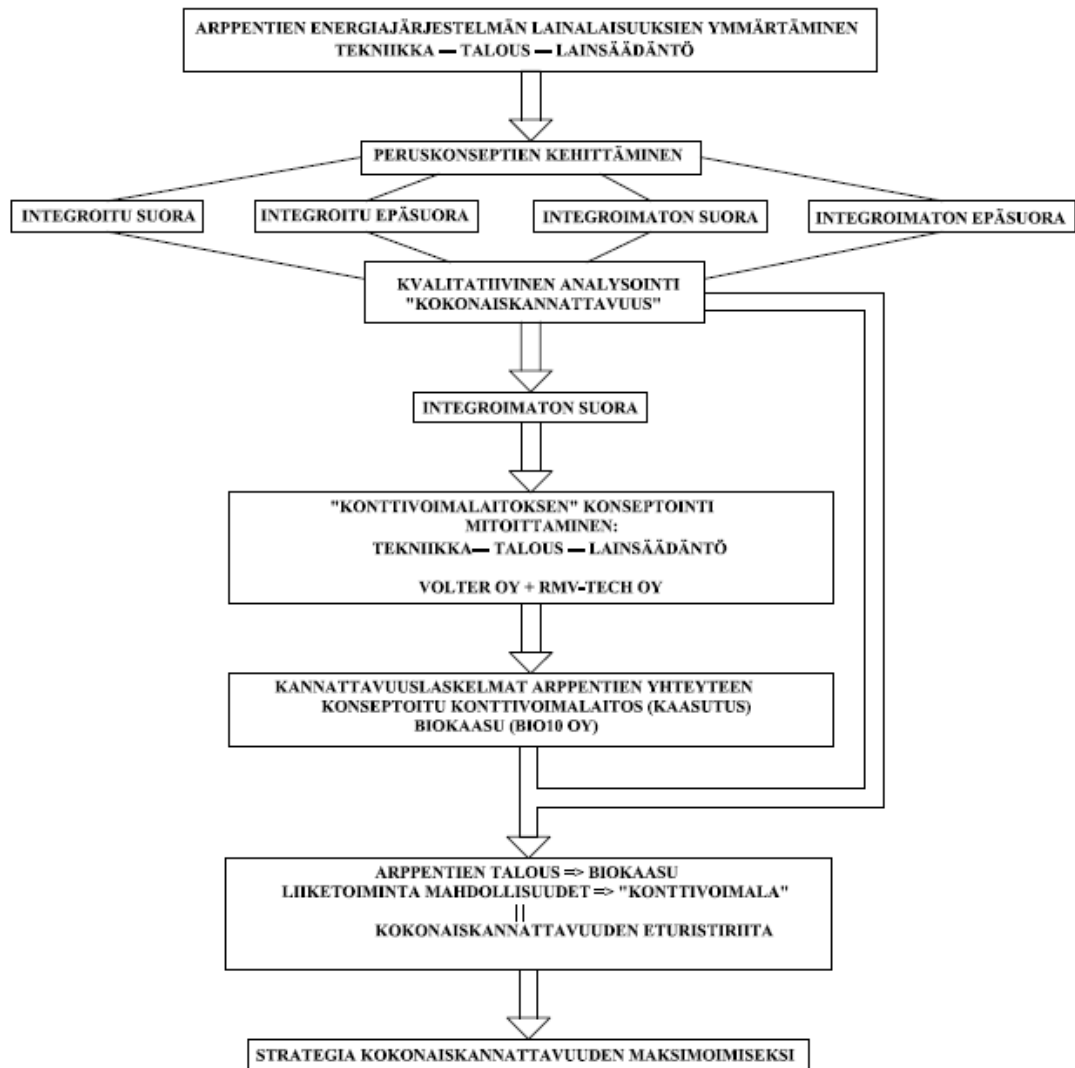
**Taulukko 20.** Biokaasun kannattavuuslaskennan tulokset eri investointikustannuksen tasoilla.

Investointi [EUR]	100000	120000	140000
Korollinen takaisinmaksuaika [a]	4,2	5,2	6,2
Sisäinen korkokanta [%]	26	21	18
OKA tuotetulle sähkölle [EUR/MWh]	67	70	73

Puun kaasutukseen perustuvan konseptin kannattavuuslaskelmien, sekä edellä esitettyjen biokaasun kannattavuuslaskelmien perusteella voidaan todeta, että Kiteen Lämmön taloudellisen kannattavuuden näkökulmasta biokaasun käyttäminen CHP tuotannossa ostosähkön korvaamiseksi on vaihtoehtoista kannattavin. Tässä työssä tavoitteena on kuitenkin kokonaiskannattavuuden maksimointi. Huomataan, että liiketoimintamahdollisuuksien kehittymisen ja Kiteen Lämpö Oy:n taloudellisen kannattavuuden välillä vallitsee Arppentien lämpölaitoksen tapauksessa eturistiriita. Toisin sanottuna aiemmin määriteltyä kokonaiskannattavuutta ei voida maksimoida yksiselitteisesti Arppentien lämpölaitoksen tapauksessa. Kokonaiskannattavuuden maksimoimiseksi on kehitettävä Arppentien lämpölaitoksen tapauksen ulkopuolelle ulottuva strategia, jota käsitellään tarkemmin seuraavassa kappaleessa, johtopäätökset ja jatkotoimenpide-ehdotukset.

## 11 YHTEENVETO JA JATKOTOIMENPIDE-EHDOTUKSET

Tässä kappaleessa kootaan yhteen jo edellä kunkin osion yhteydessä tehdyt johtopäätökset. Yhteen koonti esitetään tiiviisti prosessikaavion muodossa kuvassa 47. Tavoitteena on luoda kokonaiskuva tutkimusprosessin etenemisestä ja tehdyistä johtopäätöksistä. Kokonaiskuvan hahmottaminen on edellytyksenä kokonaiskannattavuuden maksimoivan strategian laatimiselle. Tutkimustyön jatkotoimenpideehdotuksena esitetään tässä kappaleessa muodostetun strategian ja sen toteutumisen mahdollistavien operatiivisten toimien toteuttamista.



**Kuva 47.** Yhteenveto tutkimusprosessin kulusta ja tehdyistä johtopäätöksistä.

Edellä todettiin, että liiketoimintamahdollisuuksien kehittymisen ja Kiteen Lämpö Oy:n taloudellisen kannattavuuden välillä vallitsee Arppentien lämpölaitoksen tapauksessa eturistiriita. Yksinkertaisempi vaihtoehto, eli CHP tuotanto biokaasulla on parempi vaihtoehto Arppentien lämpölaitoksen kannattavuuden näkökulmasta. Pääosin vallitseva biokaasun rajoitettu saatavuus yleisesti kunnallisten lämpölaitosten tai muiden potentiaalisten pien CHP tuotannon kohteiden yhteydessä, tekee puun kaasutukseen perustuvasta konseptista liiketoiminta mahdollisuuksien näkökulmasta kannattavamman vaihtoehdon. Kokonaiskannattavuuden maksimoimiseksi on näin ollen kehitettävä strategia, joka mahdollistaa biokaasuun perustuvan toimintamallin Arppentielle, sekä tarjoaa mahdollisuuden puun kaasutukseen perustuvan CHP konttivoimalaitoksen kehittämiseksi. Seuraavassa luettelossa on esitetty kehitetyn kokonaiskannattavuutta maksimoivan strategian pääkohdat. Luettelon jälkeen käsitellään kutakin strategian pääkohtaa tarkemmin muun muassa niihin liittyvien sidosryhmien osalta.

1. Oman käyttösähkön osittaisen tuottamisen aloittaminen Arppentien lämpölaitoksen yhteydessä biokaasua polttoaineenaan käyttävällä 30 kW<sub>e</sub> nimellistehoisella mikroturbiini CHP laitoksella.
2. Puun kaasutukseen perustuva mikroturbiini CHP laitos Mekrijärven tutkimusasemalle Ilomantsiin.
3. Konttivoimalaitostuotteen ja sen ympärille muodostuvan liiketoiminnan kehittäminen Mekrijärvellä saatujen kokemusten pohjalta Keski-Karjalan alueelle.
4. Konttivoimalaitostuotteen pilot kohde Keski-Karjalan alueella.

Kiteen Lämmön Arppentien lämpölaitokselle koituvan taloudellisen kannattavuuden maksimoimiseksi aloitetaan Arppentien lämpölaitoksen yhteydessä tuottamaan osa lämpölaitoksen käyttösähköstä biokaasua polttoaineenaan käyttävällä 30 kW<sub>e</sub> mikroturbiini CHP laitoksella. CHP laitoksen polttoaine hankitaan tontille jo tulevan kaasun siirtolinjan välityksellä BIO10 Oy:ltä, tuotetulla sähköllä katetaan lämpölaitoksen omakäyttösähkön peruskuorma, mahdollinen pieni ylijäämä sähkö syötetään PKS Oy:n siirtoverkkoon ja lämpö syötetään kaukolämpöverkkoon. Mikroturbiiniyksikön toimittaja voi olla esimerkiksi suomalainen RMV-Tech Oy, jonka kanssa toimittanee

yhteistyössä myös puun kaasutukseen perustuvan konseptin yhteydessä. Tätä varten voidaan kehittää plug and play biokaasu CHP kontti. Prosessisuunnitteluun, projektinjohto ja urakointi palveluita tarjoaa esimerkiksi paikallinen MK Protech Oy, jolla on vahvaa biokaasu osaamista.

Puun kaasutukseen perustuvan konttivoimalaitoksen kehittämiseksi tarvitaan päälaitetoimittajien (kaasutin- ja mikroturbiiniyksiköt) sovelluskohde, jossa prosessi voidaan kehittää kaupalliseksi tuotteeksi. Joensuun yliopiston Mekrijärven tutkimusasema on niin alueellisesti kuin toiminnallisestikin tähän tehtävään erinomaisesti soveltuva paikka. Tutkimusasemalla tehdään jo tällä hetkellä muun muassa pelletöintiin, puun kaasutukseen ja lämpölaitoksen mittausprosesseihin liittyvää tutkimusta. Aseman johtaja Professori Lauri Sikanen toimii johtajana myös Hajautetut biojalostomot - projektissa. Sikasen mukaan asemalla on suunniteltu tämän kaltaisen pien CHP tutkimuksen aloittamista mahdollisesti vielä vuoden 2012 aikana (Sikanen). Prosessin kehittämisen sidosryhminä voisivat olla kaasutinlaitetoimittaja Volter Oy ja mikroturbiiniyksikön valmistaja RMV-Tech Oy. Edellä mainitut ovat ilmaisseet kiinnostuksensa tämän kaltaiseen kehitysyhteistyöhön. Tuotteen kehittämisessä potentiaalisena kumppanina on myös jo edellä mainittu prosessitekniikan asiantuntijayritys MK Protech Oy. Konttivoimalaitoksen tuotteistamisessa ja liiketoiminnan kehittämisessä alueelle luonnollisia sidosryhmiä edellä mainittujen lisäksi ovat muun muassa KETI Oy, Joensuun Tiedepuisto Oy, Joensuun Yliopisto ja tämänkin tutkimuksen toteuttanut Masawa Oy.

Keski-Karjalan alueen pilot kohteita valmiille konttivoimalaitos tuotteelle kartoitettaessa, on tämä tutkimukset yhteydessä noussut esiin muun muassa seuraavat potentiaaliset kohteet. Kiteen Lämmön Selkueen lämpölaitos, Kesla Oyj Kesälahden tehdas ja RajaForest Oy:n lämpöliiketoiminta.

Tutkimuksen lopuksi on syytä vielä havainnollistaa biomassaa polttoaineenaan käytävän modulaarisen plug and play voimalaitoksen markkinapotentiaalia tulevaisuudessa. Tässä työn viimeisessä osiossa on tarkoitus herättää ajatuksia nykyisen energian tuotannon kestävämmästä ja hahmottaa kuvaa siitä, mihin suuntaan energiantuotannon rakenne mahdollisesti on muuttumassa tulevaisuudessa.

Kotimarkkinalla tässä työssä käsitellyn kaltaisten lämpölaitoskohteiden määrää havainnollistaa kuva 12, kaukolämmitys paikkakunnat Suomessa. Näiden lisäksi potentiaalisia sijoituskohteita ovat lämpöverkkojen ulkopuoliset suuret lämmön ja sähkön kuluttajat, kuten pk-teollisuus ja kasvihuoneet. Vientiä ajatellen vastaavia kohteita löytynee samassa suhteessa yhteiskuntarakenteeltaan ja ilmastoltaan samankaltaisista maista. Nykyisen trendin ollessa uusiutuvan energian suosiminen ja edelleen tuki-  
muotojen kehittyminen, ovat suotuisat markkinaolosuhteet syntyneet. Kehittyvissä maissa ei ole välttämättä olemassa luotettavaa sähköverkkoa, mutta kuitenkin ihmisten elintason noustessa sähkön kysyntä tulee kasvamaan, mikä puolestaan lisää hajautetun energiantuotannon kysyntää näillä alueilla. Pienen kokoluokan hajautetun energiantuotannon alueella toimijoita on vielä vähän, mikä on seurausta historiassa vallinneesta keskitetyn energiantuotannon saavuttamasta suuruuden ekonomian edusta, joka on pohjautunut pitkälti fossiilisten polttoaineiden kuljettamiseen ja kestävämpään käyttöön. Polttoaineiden matalasta hintatasosta johtuen energiaa ollaan pystytty siirtämään pitkiäkin matkoja häviökustannukset hyväksyen. Mikäli koko energiantuotannon tai kulutuksen mullistavaa keksintöä ei synny, tulee energian hinta nousemaan uusiutumattomien polttoaineiden huetessa. Tämä johtaa väistämättä koko energian tuotanto-kulutus-prosessin hyötysuhteen parantamiseen esimerkiksi siirtohäviöitä välttämällä, joka puolestaan tarkoittaa hajautetun energiantuotannon osuuden kasvattamista ja mahdollisen energian siirron toteuttamista pienimmillä mahdollisilla häviöillä kaasumaisessa olomuodossa.

Edellä esitetyn mukaisesti ja syistä johtuen, pienen kokoluokan CHP laitostoimittajien keskuudessa ei ole vielä suurta kilpailua. Suurin osa toimittajista on esikaupallisessa -, pilot- tai kehitysvaiheessa. Strategisesta näkökulmasta kyseessä on siis lähes sininen meri. Kilpailu hajautetussa energiantuotannossa tulee kasvamaan fossiilisten polttoainevarantojen ehtyessä ja energian hinnan noustessa kestäväälle tasolle, sillä kysyntäpuolen jousto ei ole nähtävissä ihmisten elintason nousun jatkuessa. Myös nykyiset suuret toimijat tulevat hajauttamaan tuotantoaan kun nykyiset raskaat keskitetyn tuotannon investoinnit on kuoletettu ja kannattavuuslaskennat toteavat, että on aika siirtyä uusiutuvaan energiaan pohjautuvaan hajautettuun energiantuotantoon energiantuotannon kokonaisprosessin hyötysuhteen maksimoimiseksi ja turhien häviöiden minimoimiseksi. Muutoksen aikataulu määräytyy energian hinnan pohjalta.

Tuota ajankohtaa odottaessa pien CHP laitosten toimittajat tulevat toimimaan niche-strategialla. Niche markkinoilla toimiessaan pien CHP laitostoimittajat sijoittavat tuotantonsa kohteisiin, jotka ovat jääneet suurten toimijoiden CHP tuotannon ulkopuolelle liian pienen kokonsa vuoksi. Näitä kohteita ovat esimerkiksi edellä esitetyt lämpölaitokset ja pk-yritykset.

Valmiiden lämpö- ja sähkökuormaa tarjoavien kohteiden jälkeen pien CHP laitostoimittajat voivat löytää tuotteilleen "markkinanielun" kehittämällä energiaintensiivisten pk-yritysten kanssa yhteistyössä uusia biotalouteen pohjautuvia integraatteja, joissa tuotetun energian arvo saadaan maksimoitua. Tällainen integraatti voisi olla esimerkiksi kalan kasvattamo - kasvihuone - biokaasureaktori - CHP laitos. Integraattien osien valinnassa ja mitoituksessa tavoitteena tulee olla synergia etujen maksimointi, mikä puolestaan johtaa korkeimpaan mahdolliseen tuotetun energian arvoon ja edelleen CHP laitostoimittajan mahdollisuuteen maksimoida tuotteensa kate.



## LÄHTEET

Bergman Jukka-Pekka, Lankila Mika, Kässi Tuomo: Teknologiaohjelma DENSY - Hajautetun energiantuotannon tulevaisuusskenaariot ja vaikutukset liiketoimintamalleihin. Technology Business Research Center Lappeenranta. Tutkimusraportti 7. 2005.

Sähköinen versio: ISBN 952-214-013-9.

Saatavissa: [www.tbrc.fi/pubfile/DENSY\\_Skenaariot\\_2019.pdf](http://www.tbrc.fi/pubfile/DENSY_Skenaariot_2019.pdf)

Energiateollisuus ry. Pienimuotoisen tuotannon verkkoon liittäminen - muistio. 2008.

[verkkojulkaisu].[viitattu 4.5.2012]. Saatavissa:

[http://www.energia.fi/sites/default/files/Pienimuotoisen\\_tuotannon\\_verkkoon\\_liitt%C3%A4minen\\_muistio\\_20081112.pdf](http://www.energia.fi/sites/default/files/Pienimuotoisen_tuotannon_verkkoon_liitt%C3%A4minen_muistio_20081112.pdf)

Energiateollisuus ry. Hajautettu pientuotanto. 2012.

[verkkojulkaisu].[viitattu 11.4.2012]. Saatavissa:

<http://www.energia.fi/sahkomarkkinat/sahkoverkko/pientuotanto>

Energiateollisuus ry. Kaukolämpötilasto 2010. 2011a.

[verkkojulkaisu].[viitattu 23.5.2012]. Saatavissa:

<http://www.energia.fi/tilastot/kaukolammitys>

Energiateollisuus ry. Kaukolämpötilasto 2010 graafeina. 2011b.

[verkkojulkaisu].[viitattu 23.5.2012]. Saatavissa:

<http://www.energia.fi/tilastot/kaukolammitys>

Energiamarkkinavirasto. Sähkömarkkinat. 2012a.

[verkkojulkaisu].[viitattu 11.4.2012]. Saatavissa:

<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?gid=30&languageid=246>

Energiamarkkinavirasto. Sähkön tuotantotuki. 2012b.

[verkkojulkaisu].[viitattu 8.5.2012]. Saatavissa:

<http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?gid=344&languageid=246>

Energiamarkkinavirasto. Tuotantotukijärjestelmän yhteenveto. 2012c.

[verkkojulkaisu].[viitattu 8.5.2012]. Saatavissa:

[http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Tukijarjestelman\\_yhteenveto\\_julkinen\\_7\\_2\\_2012.pdf](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Tukijarjestelman_yhteenveto_julkinen_7_2_2012.pdf)

Europa. Tiivistelmät EU:n lainsäädännöstä. Uusiutuvia energialähteitä koskeva etenemissuunnitelma. 2007. [verkkojulkaisu].[viitattu 8.5.2012]. Saatavissa:

[http://europa.eu/legislation\\_summaries/energy/renewable\\_energy/l27065\\_fi.htm](http://europa.eu/legislation_summaries/energy/renewable_energy/l27065_fi.htm)

Ferreira, S.B. et al. A Comparison of Different Gas Turbine Concepts Using Biomass Fuel. 2001. Turbo Expo. New Orleans. USA. 7 s.

Gasek Oy. 2012. [verkkojulkaisu].[viitattu 2.7.2012].

Saatavissa: <http://www.gasek.fi>

Gasum. Biokaasu. 2012a.

[verkkojulkaisu].[viitattu 16.5.2012]. Saatavissa:

<http://www.gasum.fi/tuotteet/biokaasu/Sivut/default.aspx>

Gasum. Verkostokartat. 2012b.

[verkkojulkaisu].[viitattu 16.5.2012]. Saatavissa:

<http://www.gasum.fi/kaasuverkostot/verkstokartat/Sivut/default.aspx>

Haapakoski, Jarno. Volter Oy. [puhelin keskustelu 2.7.2012].

Heinimö, Jussi & Alakangas, Eija: Market of biomass fuels in Finland – an overview 2009, Lappeenranta University of Technology, Institute of Energy Technology, Research Report 19, December 2011, 40 pages + app 2 p. Saatavissa:

<http://bioenergytrade.org/downloads/iea-task-40-country-report-2011-finland.pdf>

Huhtinen Markku, Korhonen Risto, Pimiä Tuomo, Urpalainen Samu. 2008. Voimalaitostekniikka. Keuruu: Otavan Kirjapaino.

Hutton, Phillip. 2010. Biomass in microturbines. Renewable energy world. [verkko-dokumentti]. [Viitattu 6.6.2012]. Saatavissa:

<http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2010/08/biomass-in-microturbines>

Huttunen, Markku & Kuittinen, Ville: Suomen biokaasulaitosrekisteri n:o 14. University of Eastern Finland, Reports and Studies in Forestry and Natural Sciences. 2011. Saatavissa:

[http://epublications.uef.fi/pub/urn\\_isbn\\_978-952-61-0630-4/urn\\_isbn\\_978-952-61-0630-4.pdf](http://epublications.uef.fi/pub/urn_isbn_978-952-61-0630-4/urn_isbn_978-952-61-0630-4.pdf)

Juvonen, Mika. Bio10 Oy, Toimitusjohtaja. [puhelinkeskustelu 8.8.2012].

Kaikko, Juha. Voimalaitosoppi kurssi 2011: Hajautettu energiantuotanto. [Luentomateriaali].

Knoef, Harrie. BTG biomass technology group: Review of small-scale biomass gasification. 2003. [verkkajulkaisu]. [viitattu 8.6.2012]. Saatavissa:

<http://www.cheric.org/ippage/g/ipdata/2003/01/file/g200301-5901.pdf>

Konttinen, Jukka. Pien CHP:stä voimaa vientiin ja maakuntaan. 2011. [Esitysmateriaali]. [viitattu 31.5.2012].

Saatavissa: <http://www.kesto.fi/default.asp?sivuID=27601>

Lassi, Ulla & Wikman, Bodil. Jyväskylän yliopisto, Kokkolan yliopistokeskus Chydenius: Biomassan kaasutus sähköksi, lämmöksi ja biopolttoaineiksi: HighBio-projektijulkaisu. 2011. ISBN: 978-951-39-4313-4.

Latvala, Markus. Suomen ympäristökeskus: Paras käytettävissä oleva tekniikka (BAT) Biokaasun tuotanto suomalaisessa toimintaympäristössä. Kesäkuu 2009. [Verkkójulkaisu].

Saatavissa: <http://www.ymparisto.fi/download.asp?contentid=106756&lan=FI>

Lehto, Ina. Energiateollisuus Ry, Asiantuntija. [puhelinkeskustelu 6.8.2012].

Lehto, Ina. Energiateollisuus Ry : Tekninen liite 2 Yli 50 kVA tuotantolaitoksia koskevat tekniset vaatimukset. 2011a.

Lehto, Ina. Energiateollisuus Ry : Tekninen liite 1 Enintään 50 kVA tuotantolaitoksia koskevat tekniset vaatimukset. 2011b.

Lehto, Ina. Energiateollisuus Ry : Ohje sähköntuotantolaitoksen liittämisestä jakeluverkkoon.2011c.

L 30.12.2010/1396. Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta. Julkaisussa: Finlex [verkkotietokanta]. [viitattu 8.5.2012].

Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2010/20101396>

Metso Anu, Ahonen Minnakaisa, Holttinen Esa, Leino Jyrki, Väisänen Petri, Lampinen Jarkko, Ilvonen Jenni, Jokinen Minna. 2006 . Sähkön pientuotannon liittäminen verkkoon. [verkkójulkaisu].[viitattu 12.4.2012]. Saatavissa:

[http://www.motiva.fi/files/232/Sahkon\\_pientuotannon\\_liittaminen\\_verkkoon.pdf](http://www.motiva.fi/files/232/Sahkon_pientuotannon_liittaminen_verkkoon.pdf)

MicrE. Energiantuotanto: CHP. 2012. [verkkójulkaisu].[viitattu 31.5.2012].

Saatavissa: <http://www.micre.eu/fi/energiantuotanto/chp/>

Motiva. Uusiutuvan energian tuet. 2012a.

[verkkojulkaisu].[viitattu 8.5.2012]. Saatavissa:

[http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva\\_energia/uusiutuvan\\_energian\\_tuet](http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/uusiutuvan_energian_tuet)

Motiva. Metsäpolttoaineet. 2012b.

[verkkojulkaisu].[viitattu 15.5.2012]. Saatavissa:

[http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva\\_energia/bioenergia/metsapolttoaineet](http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/bioenergia/metsapolttoaineet)

Parkkinen, Tatu. PKS Oy. [puhelinkeskustelu 12.4.2012]. [sähköpostiviesti 12.4.2012].

Partanen Jarmo, Viljainen Satu, Lassila Jukka, Honkapuro Samuli, Tahvanainen Kaisa, Karjalainen Risto, Annala Sanna, Makkonen Mari. 2011. Sähkömarkkinat - opetusmoniste. Sähköinen versio: URN:NBN:fi-fe20031793.

Rantamäki, Heikki. PKS Oy, Sähkökaupan liiketoimintajohtaja. [puhelinkeskustelu 25.7.2012].

RMV-Tech Oy. 2012. [verkkojulkaisu].[viitattu 28.6.2012].

Saatavissa: <http://www.rmv-tech.com/>

Sagitov, Marat. 2008. Status of biomass gasification. Master's thesis. Lappeenranta university of technology, department of energy and environmental technology.

Sikanen Lauri. UEF, Professori ja Mekrijärven tutkimusaseman johtaja. [puhelinkeskustelu 18.7.2012].

Sähkön käyttöraportti. 2011. Pohjois-Karjalan Sähkö Oy, Kiteen Lämpö Oy, Arppentie 24.

Tilastokeskus. Energian hinnat. 2012a. ISSN=1799-7984. 4. vuosineljännes 2011, Liitekuvio 4. Voimalaitospolttoaineiden hinnat sähköntuotannossa. [verkkojulkaisu]. [viitattu 15.5.2012]. Saatavissa:

[http://www.stat.fi/til/ehi/2011/04/ehi\\_2011\\_04\\_2012-03-20\\_kuv\\_004\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/ehi/2011/04/ehi_2011_04_2012-03-20_kuv_004_fi.html).

Tilastokeskus. Energian hinnat. 2012b. ISSN=1799-7984. 4. vuosineljännes 2011, Liitekuvio 3. Voimalaitospolttoaineiden hinnat lämmöntuotannossa. [verkkojulkaisu]. [viitattu 15.5.2012]. Saatavissa:

[http://www.stat.fi/til/ehi/2011/04/ehi\\_2011\\_04\\_2012-03-20\\_kuv\\_003\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/ehi/2011/04/ehi_2011_04_2012-03-20_kuv_003_fi.html).

Tilastokeskus. Energian hinnat. 2012c. ISSN=1799-7984. 4. vuosineljännes 2011, Liitekuvio 6. Nord Pool Spot -sähköpörssin kuukausikeskiarvot. [verkkojulkaisu]. [viitattu 25.5.2012]. Saatavissa:

[http://www.stat.fi/til/ehi/2011/04/ehi\\_2011\\_04\\_2012-03-20\\_kuv\\_006\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/ehi/2011/04/ehi_2011_04_2012-03-20_kuv_006_fi.html).

Tulli, Energiaverotus, asiakasohje 21. [verkkojulkaisu]. [viitattu 12.4.2012].

Saatavissa:

[http://www.tulli.fi/fi/suomen\\_tulli/julkaisut\\_ja\\_esitteet/asiakasohjeet/valmisteverotus/tiedostot/021.pdf](http://www.tulli.fi/fi/suomen_tulli/julkaisut_ja_esitteet/asiakasohjeet/valmisteverotus/tiedostot/021.pdf)

Työ- ja elinkeinoministeriö. Energiatuki. 2012. [verkkojulkaisu]. [viitattu 8.5.2012].

Saatavissa: <http://www.tem.fi/index.phtml?s=3091>

Vanhanen, Juha. Hajautetun energiantuotannon edistäminen. Gaia Group Oy. 2008.

[verkkojulkaisu]. [viitattu 28.5.2012]. Saatavissa:

[http://www.tem.fi/files/19381/Hajautetun\\_tuotannon\\_edistaminen\\_Juha\\_Vanhanen\\_29.2.2008.pdf](http://www.tem.fi/files/19381/Hajautetun_tuotannon_edistaminen_Juha_Vanhanen_29.2.2008.pdf)

Viitamäki, Markus. RMV-Tech Oy, Toimitusjohtaja. [puhelinkeskustelu 1.8.2012].

Volter Oy. 2012. [verkkojulkaisu]. [viitattu 8.6.2012].

Saatavissa: <http://www.volter.fi/>

Väänänen, Tomi. Gasek Oy. [puhelin keskustelu 12.4.2012]. [sähköpostiviesti 12.4.2012].

## **T30 features**

Several separate test runs and calculations give confidence that set targets should be met in terms of

### GENERATOR SET

- Maximum power
- Continuous 31.25 kVA to 37.5 kVA
- 50 Hz 400 Volts
- Power electronics supplier VACON and ABB
- Heat power 50-60kW
- Flue gas temperature 230 0C
- Flue gas flow rate 1070 kg/hr

### FUELS

- Wood gas
- Bio gas
- Natural gas

### FUEL CONSUMPTION

- Natural gas 7.1 kg/hr; LHV (low heat value) 49.04 MJ/kg
- Bio gas 20.5 kg/hr; LHV (low heat value) 16.84 MJ/kg
- Wood gas 72 kg/hr; LHV (low heat value) 4.80 MJ/kg

### TURBINE

- High efficiency radial type of compressor and turbine wheel
- Oil and water cooled

### GENERATOR

- High speed 120k rpm air cooled, permanent magnet generator with very high overall efficiency

### COMBUSTOR

- High flow efficiency can type of combustor
- Combustor flame temperature can be adjust different fuel properties



## Liite I

### RECUPERATOR

- Regenerative type of recuperator
- Very high overall efficiency

### CONTROL SYSTEM

- Siemens programmable logic controller
- Temperature and pressure monitored

### ENCLOSURE

- Wear and corrosion resistant powder coated outer casing and aluminum frame
- Fork pockets, allowing ease of movement when on site
- Weights
  - MPU (Modular Power Unit) chance over unit 50 kg
  - base unit 250 kg
- Dimensions
  - MPU; W 700mm L 580mm H 530mm
  - Base unit; W 780mm L 1230mm H 1280mm
- Flue gas connection flange d=185, DN60, (EN 1092-1/1) (PN 10 DIN 2576) or customer specified

***Materials and specifications are subject to change without notice***

## **VOLTER 30, TEKNISET TIEDOT**

- Polttoaine: Puuhake
  - Sähköteho: 30 kW
  - Lämpöteho: 80 kW
- 
- Mitat: Pituus 6m, leveys 2.5m, korkeus 3m, massa noin 10 tn
  - Väri: Sopimuksen mukaan, vaihtoehtoina PAROC PVDF -värit
  - Rakenne: Teräsrunko, lämpöeristys
  - Asennus: Betonialustalle
- 
- Polttoaineensyöttö: Kontin ulkopuolinen jousipurkainasema
  - Polttoaineen kulutus: n. 3.5 irtokuutiometriä/24h
  - Automaatio: Schneider electric ohjelmoitava logiikka, GSM-hälytys häiriötilanteessa, internet-etävalvonta
  - Liitäntävaatimukset: Sähkökaapeli, lämpökanaali, vesijohto, laajakaista, GSM-liittymä

