

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

BH10A0202 Energiatekniikan kandidaatintyö

Sähkötuotannon kannattavuus yhteistuotannossa –
Economic of electricity generation in cogeneration

Työn tarkastaja: Esa Vakkilainen

Työn ohjaaja: Esa Vakkilainen

Lappeenranta 18.1.2019

Miikka Hasanen

TIIVISTELMÄ

Opiskelijan nimi: Hasanen Miikka

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

Opinnäytetyön ohjaaja: Esa Vakkilainen

Kandidaatintyö 2019

Numeroitujen sivujen 32, kuvien 7, taulukoiden 5 ja liitteiden lukumäärä 0

Hakusanat: kandidaatintyö, pellettikattila, lämpölaite, kaukolämpö, yhteistuotanto, kannattavuus

Tässä työssä käydään läpi kaukolämmön tuotantoon liittyviä perusasioita, tutustutaan kaukolämmön kehitykseen, tuotantoon sekä käytettyihin polttoaineisiin Suomessa. Lisäksi vertaillaan myös kaukolämmön yhteis- ja erillistuotantoa keskenään.

Yhtenä työn aihealueena oli myös perehtyä viimeisimpiin kaukolämpöhankkeisiin Suomessa, jotka olivat Helen Oy:n pellettikattila, Lahti Energia Oy:n lämpölaite ja Oulu Energia Oy:n yhteistuotantolaitos.

Työn loppuosassa suoritettiin vastaavanlaisille laitoksille tarkastelu, jossa arvioitiin laitosten energiantuotannon kustannuksia, tuotetun energian hintaa ja laitoshankkeiden kannattavuutta. Lisäksi arvioidaan energiantuotannon kustannuksia ja tuotetun energian hintaa laitoksessa, joka on muunnettu lämpölaiteesta lisäinvestoinnilla yhteistuotantolaitokseksi. Näiden tietojen pohjalta työssä pohditaan, kannattaako kaukolämmöntuotannossa investoida sähköntuotantoon yhteistuotantolaitoksen muodossa.

SISÄLLYSLUETTELO

Tiivistelmä	2
Sisällysluettelo	3
Symboli- ja lyhenneluettelo	4
1 Johdanto	6
2 Kaukolämmitys	7
2.1 Kaukolämmön ja teollisuuslämmön tuotanto Suomessa.....	8
2.2 Kaukolämmöntuotannossa käytetyt polttoaineet Suomessa.....	9
2.3 Kaukolämmön yhteis- ja erillistuotanto	10
2.4 Kaukojäähdytys	12
3 Kaukolämmön viimeisimmät investoinnit ja investointipäätökset	14
3.1 Salmisaaren pellettikattila – Helen Oy	14
3.2 Kymijärvi III – biolämpölaitoshanke – Lahti Energia	15
3.3 Laanilan biovoimalaitoshanke – Oulun Energia	16
4 Energiahankkeen kannattavuuden laskenta	18
4.1 Energian tuotantokustannukset.....	18
4.1.1 Kiinteät kustannukset	18
4.1.2 Muuttuvat kustannukset	19
4.1.3 Laitoksen vuotuiset kokonaiskustannukset	20
4.1.4 Kustannusten kohdistaminen yhteistuotannossa	21
4.2 Energiantuotannosta saadut tulot.....	22
4.2.1 Kaukolämmöntuotannosta saadut tulot.....	22
4.2.2 Sähkönmyynnistä saadut tulot	23
4.2.3 Tuotannosta saadut tulot	24
4.3 Nettotulot ja hankkeen kannattavuus	24
5 Tulokset ja johtopäätökset	25
5.1 Laitoshankkeiden energiantuotannon kustannukset	25
5.2 Tuotetun energian hinta	27
5.3 Laitosten kannattavuus	28
5.4 Sähköntuotannon lisääminen lisäinvestoinnilla	29
6 Yhteenveto	31
Lähdeluettelo	33

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Roomalaiset aakkoset

a	Annuiteettitekijä, -
E	Tuotettu energia, MWh
h	Yksikkökustannus, €/MWh
n	Investoinnin pitoaika, a
i	Laskentakorko, %
I	Investointi, €
K	Kustannukset vuodessa, €
k	Kulutussuhde, -
S	Tulot vuodessa, €

Kreikkalaiset aakkoset

ϕ	Lämpöteho, MW
η	Hyötysuhde, -

Alaindeksit

pa	Polttoaine
th	Lämpö
e	Sähkö

po	Pääoma
p	Päästöoikeus
t	Turpeen vero
kk	Kiinteä käyttö ja kunnossapito
mk	Muuttuva käyttö ja kunnossapito
A	Kiinteät
B	Muuttuvat
b	brutto
VL	Vaihtoehtoinen lämmöntuotanto
L	Lämpö
S	Sähkö
MS	Lisä sähkö
KL	Kaukolämpö
KOK	Kokonais

Lyhenteet

CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CHP	Combined heat and power
CFB	Circulating fluidized bed
K&K	Käyttö ja kunnossapito

1 JOHDANTO

Suomessa 2010-luvun sähkön alhainen hintataso ja epävarmuus hintakehityksestä pohjoismaiden yhteisillä sähkömarkkinoilla on heikentänyt kannattavuutta sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksissa, eikä myöskään kannusta investoimaan uusiin tuotantolaitoksiin. Uusiutuvan energian tukimekanismien kehityksen seurauksena halventunut sähkön hinta suosii ja ohjaa markkinoita kohti lämmön erillistuotantoa.

Yhteistuotannolla tuotetun sähkön osuus koko Euroopan Unionin alueen sähköntuotannosta on hieman yli 10%. EU:n yhteinen näkemys onkin, että yhteistuotannon rooli päästöjen vähentämisessä ja ilmastonmuutoksen hillitsemisessä on merkittävä. (Energiateollisuus, 2018c) Yhteistuotannon avulla polttoaineen energiasisältö saadaan hyödynnettyä energiatehokkaammin ja tuottamalla vähemmän kasvihuonekaasuja. (Koskelainen et al., 2006)

Tässä kandidaatin työssä tutkittiin, onko kaukolämmöntuotannossa kannattavaa investoida sähköntuotantoon yhteistuotantolaitoksen muodossa. Kandidaatin työn alkuosassa tuodaan ilmi kaukolämmön tuotantoon liittyviä perusasioita, tutustaan kaukolämmön kehitykseen ja tuotantoon Suomessa, sekä vertaillaan kaukolämmön yhteis- ja erillistuotantoa keskenään. Osana kandidaatin työtä perehdyttiin myös ajankohtaisiin kaukolämpöhankkeisiin Suomessa. Työn loppuosassa arvioidaan laskennallisin menetelmin energiantuotannon kustannuksia yhteistuotantolaitoksessa, lämpölaitoksessa ja pellettikattilassa, sekä arvioidaan laitoshankkeiden kannattavuutta. Laskelmien perusteella arvioidaan myös sähköntuotannon kannattavuutta yhteistuotantolaitoksessa. Lisäksi lasketaan energiantuotannon kustannukset ja arvioidaan investoinnin kannattavuutta lämpölaitokselle, johon jälkikäteen lisäinvestoinnilla on lisätty sähköntuotanto.

2 KAUKOLÄMMITYS

Kaukolämmityksellä tarkoitetaan lämmön keskitettyä tuotantoa, joka kohdennetaan rakennusten ja käyttöveden lämmittämiseen. Kaukolämmitykseen kuuluu myös lämmön jakelu asiakkaille. Tyypillisiä kaukolämmityksen asiakkaita ovat asuinrakennukset, teollisuuden kohteet, liikerakennukset ja julkiset rakennukset. (Koskelainen et al., 2006).

Kaukolämmitys on toimitusvarma ja helppokäyttöinen lämmitysmuoto. Asiakkaan osalta kaukolämmitys ei vaadi suuria investointeja eikä toimenpiteitä lämmittämässä. Toisaalta kaukolämmitystä tarjoava energiayhtiö joutuu tekemään suuria ja pitkäaikaisia investointeja tuotantolaitoksiin sekä kaukolämpöverkostoihin. Tyypillisesti kaukolämmön jakelussa on käytetty siirtoaineena joko vettä tai höyryä, joista Euroopassa siirtoaineeksi on vakiintunut vesi. Kaukolämmityksen käytöllä voidaan myös mahdollistaa teollisuuden jätelämpöjen hyödyntäminen. Lämmitysenergian tarve kaukolämmössä vaihtelee paljon vuodenaikojen ja sääolosuhteiden mukaan. Kaukolämpöasiakkaiden harventuessa kaukolämmityksen investointikustannukset ja lämpöhäviöt kasvavat, minkä vuoksi kaukolämmitys ei ole kilpailukykyinen lämmitysvaihtoehto harvaan asutuilla alueilla. (Koskelainen et al., 2006).

Kaukolämmön jakelussa lämpö siirretään asiakkaalle menoputkessa lämpimänä vetenä tai höyrynä. Kaukolämmityksen asiakaskohteessa lämmönsiirtimen avulla lämpö menoputkea myöten tulevasta kaukolämpövedestä/höyrystä siirretään asiakkaan omaan sisäiseen kiertopiiriin (lämmitysverkko, käyttövesi, ilmastointi). Asiakaskohteen lämmönsiirtimessä kaukolämpöveden lämpötila alenee ja vesi palaa paluuputkea myöten takaisin tuotantolaitokselle. Putkessa virtaavan kaukolämmitys veden/höyryn lämpötilaa säädellään asiakkaan lämmitystarpeen ja ulkolämpötilan mukaan. Tyypillisesti menoputkessa olevan kaukolämpöveden lämpötila vaihtelee 65 ja 115 °C välillä ja paluuputkessa palaavan veden 40 ja 65 °C välillä. (Koskelainen et al., 2006)

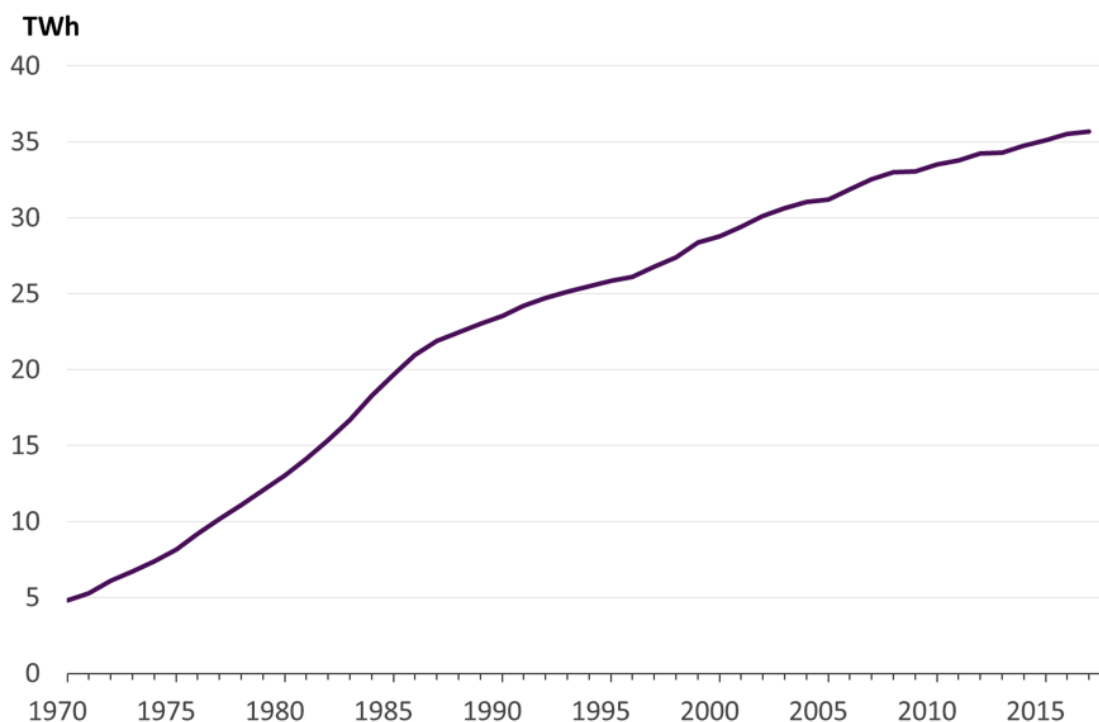
Kaukolämmitys on periaatteena peräisin 1600 -luvulta, ensimmäiset keskuslämmitysjärjestelmät rakennettiin kuitenkin vasta 1700- ja 1800-luvuilla Englannissa ja Venäjällä. Ensimmäinen kaupallistettu kaukolämmitysjärjestelmä aloitti toimintansa vuonna 1877 Yhdysvalloilla, jolloin lämmön jakelussa siirtoaineena käytettiin höyryä. Suomessa ensimmäinen kaukolämpöjärjestelmä rakennettiin vuonna

1940 valmistuneeseen Helsingin olympiakylään. Myöhemmin Espoon Tapiolassa vuonna 1953 aloitettiin kaukolämmöntuotanto, jossa lämmönsiirtoaineena vesi korvasi höyryn. (Koskelainen et al., 2006).

2.1 Kaukolämmön ja teollisuuslämmön tuotanto Suomessa

Kaukolämmityksestä on tullut yleisin lämmitysmuoto Suomessa ja pohjoismaista Suomi on väkilukuun suhteutettuna suurin kaukolämmön tuottaja. Vuonna 2017 Suomessa tuotettiin kaukolämmitysenergiaa 33,2 TWh:n (lämpötilakorjattuna 35,7 TWh) edestä, mikä vastasi noin 46 prosenttia koko Suomen lämmitysmarkkinoista (Energiateollisuus, 2018a). Kaukolämmön käytön kasvu 1970-luvulta lähtien nykypäivään asti on ollut merkittävää ja kasvu on tapahtunut lähestulkoon lineaarisesti, kuten kuvasta 2.1 on helppo havainnoida. Kasvaneen kaukolämmön käytön taustalla on ollut lisääntynyt asiakaskunta, mikä on johtunut väestön muuttoliikenteestä. Vainio et al. (2015) mukaan väestönkasvu on suurinta kaupungeissa (9%) ja tiheästi asutuissa kunnissa (4%), kun taas väestön kasvu maaseudulla on negatiivista (-5%). Väestön muuttoliikenteen seurauksena yhä useampi on kaukolämpöverkon ulottuvissa. Kaukolämmöntuotannon kasvusta huolimatta lämmön kokonaiskulutuksen on kuitenkin arvioitu pienentyvän tulevien vuosien aikana, johtuen asuntokannan vähenemisestä ja asuntojen kasvavasta energiatehokkuudesta. (Paiho et al., 2018)

Suomessa teollisuus on myös merkittävä lämmöntuottaja. Vuonna 2017 teollisuuslämpöä tuotettiin 53,7 TWh:n edestä ja suurin tuottaja oli metsäteollisuus. Teollisuuslämmöntuotannosta on pantava merkille myös, että valtaosa tuotannosta (75%) perustuu uusiutuviin energianlähteisiin. (Tilastokeskus, 2018b) Myös merkittävä osa teollisuuden hukkalämmöistä hyödynnetään kaukolämpönä.

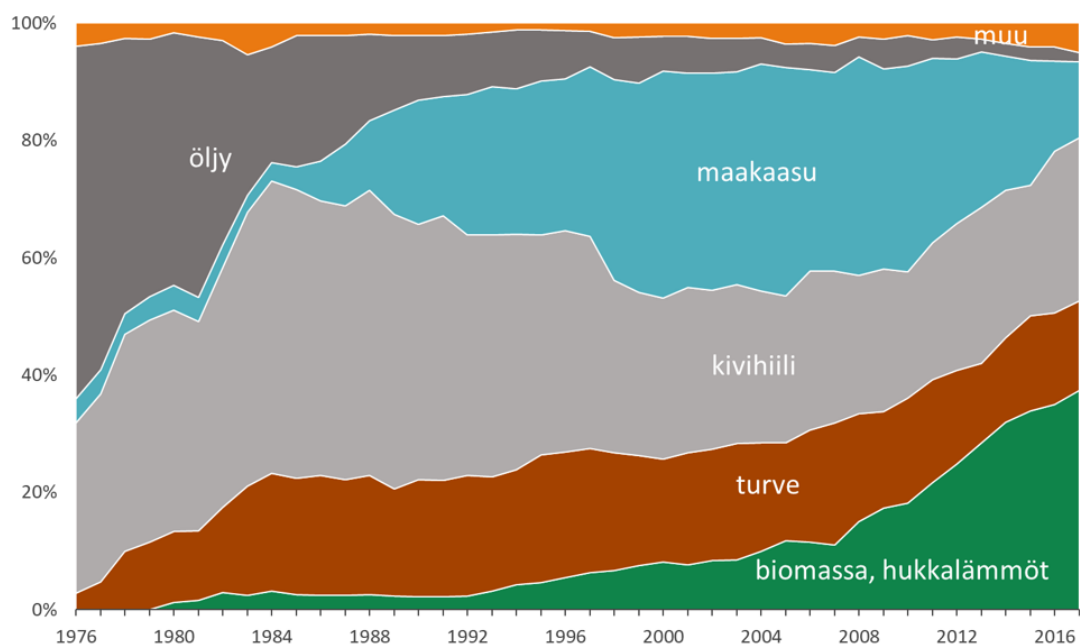


Kuva 2.1 Kaukolämmön käytön kehitys Suomessa vuosina 1970-2017. (Energiateollisuus, 2018a)

2.2 Kaukolämmöntuotannossa käytetyt polttoaineet Suomessa

Suomessa kaukolämmityslaitoksissa pääosa lämmitysenergiasta on tuotettu maakaasun, kivihiilen, turpeen, biomassan tai teollisuuden hukkalämmön avulla. Polttoaineen valinnassa tärkeimpinä asioina huomioidaan toimitusvarmuus, taloudellisuus ja ympäristövaikutukset. Vuonna 2017 kaukolämmön energianlähteistä ilmastoneutraaleja oli 45%, uusiutuvia 36 % ja kotimaisia 62%. Kaukolämmöntuotannon yhtenä etuna on ollutkin, että voidaan laajalti hyödyntää paikallisia polttoaineita (Palho et al., 2018). Tulevaisuudessa kaukolämmöntuotannossa onkin ollut tavoitteena ilmastoneutraalimpi, kotimaisempi ja uusiutuviin energianlähteisiin pohjautuva lämmöntuotanto. (Energiateollisuus, 2018a) Kaukolämmöntuotannon tavoitteita tukee myös hyvin se, että Suomen Hallitus on linjannut yhdeksi tavoitteekseen luopua kivihiilen energiantuotannosta 2020-luvun aikana. (Valtioneuvosto, 2018) Kivihiilestä luopuminen jättää suuren aukon täytettäväksi, sillä vuonna 2017 23 % kaukolämmöstä tuotettiin kivihiilellä. (Energiateollisuus, 2018a) Kivihiilen tuotannon korvaaminen tuo mukanaan merkittävät investoinnit kaukolämpöyrittäjille sekä suuren kaukolämmön polttoainerakenne uudistuksen.

Euroopan Unionissa on toteutettu vuoden 2005 alusta lähtien päästökauppaa, jossa päästöoikeuksia myymällä on ollut tavoitteena teollisuus- ja energiantuotantolaitosten kasvihuonekaasupäästöjen seuraaminen ja vähentäminen. (Energiavirasto, 2019a) Energian tuotannossa päästökauppa on lisännyt hiilidioksidipäästöjä tuottavan turpeen, kivihiilen ja maakaasun energiankäytön kustannuksia. Kuvasta 2.2 on havaittavista, kuinka viimeisimmän vuosikymmenen aikana uusiutuvien polttoaineiden ja hukkalämmön osuus kaukolämmön tuotannossa on kasvanut merkittävästi samalla kun fossiilisten polttoaineiden kuten maakaasun ja turpeen määrä on vähentynyt. (Energiateollisuus, 2018a)



Kuva 2.2. Kaukolämmityksessä ja siihen liittyvässä sähkön tuotannossa käytetyt polttoaineet Suomessa vuosina 1976-2017. (Energiateollisuus, 2018a)

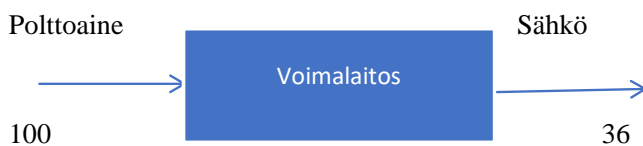
2.3 Kaukolämmön yhteis- ja erillistuotanto

Kaukolämpöä voidaan tuottaa joko lämmön ja sähkö yhteistuotantolaitoksissa tai erillistuotantona lämpölaitoksessa. Yhteistuotanto- eli CHP -laitoksessa (Combined Heat and Power) polttoaineen palamisessa vapautuva lämpö saadaan hyödynnettyä energiatehokkaammin ja ympäristöystävällisemmin. Yhteistuotantolaitos tuottaa siis suhteessa vähemmän päästöjä kuin jos sama määrä kaukolämpöä ja sähköä tuotettaisiin erillisissä tuotantolaitoksissa. (Koskelainen et al., 2006)

Suomi on suuri kaukolämmön yhteistuotannon hyödyntäjä, sillä Suomessa tuotetusta kaukolämmöstä noin 75% tuotetaan yhteistuotannossa ja 25% erillistuotannossa. (Paiho et al, 2018)) Suomessa yhteistuotannolla tuotetulla sähköllä katetaan noin kolmannesta sähkönkulutuksesta, mikä on suurempi kuin yhdelläkään muulla maalla. (Energiateollisuus, 2018c)

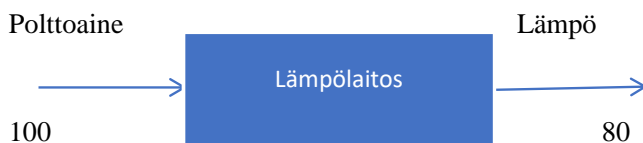
Yhteistuotantolaitoksilla ja pelkillä lämpölaitoksilla voidaan saavuttaa erittäin korkeita hyötysuhteita, parhaalla käytössä olevalla tekniikalla on mahdollista saavuttaa jopa yli 90 prosentin hyötysuhde. (Koskelainen et al., 2006) Vastaavasti nykyään voidaan kaasukombilaitoksessa (CCGT eli Combined Cycle Gas Turbine) saavuttaa hieman yli 60% sähköntuotannon hyötysuhde. (Colmenar-Santosa et al., 2018) Kuitenkin tyypillisesti sähköntuotannon hyötysuhde on tätä merkittävästi alhaisempi, mikä laskee huomattavasti lämmön ja sähkön erillistuotannon kokonaishyötysuhdetta. Kuvassa 2.3 havainnollistettu yhteis- ja erillistuotantolaitosten kokonaishyötysuhteen muodostumista.

Sähkön ja lämmön tuotanto erillistuotannossa:

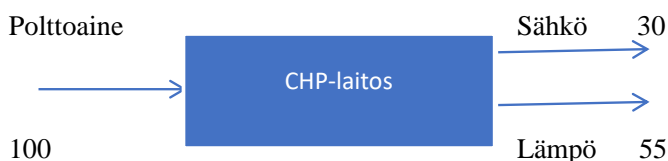


Kokonaishyötysuhde:

$$\eta = \frac{36+80}{200} = 0,58$$



Yhteistuotanto:



$$\eta = \frac{30+55}{100} = 0,85$$

Kuva 2.3 Yhteis- ja erillistuotantolaitoksen hyötysuhteiden vertailua.

Yhteistuotanto on keskeinen keino kohti vähäpäästöisempää energiaa. Yhteistuotantolaitoksen korkeamman hyötysuhteen ja energiatehokkuuden vuoksi polttoainetta kuluu vähemmän suhteessa tuotettuun lämpöön ja sähkөөn. Yhteistuotannon avulla voidaan vähentää syntyvien hiilidioksidipäästöjen (CO₂) määrää noin 30 % suhteessa erillistuotantoon, mikä vastaa tuotannossa noin 350 kg/MWh. (Koskelainen et al., 2006)

Sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitokset sopivat erityisesti keskitettyyn tuotantoon, sillä tuotantolaitoksessa käytetty tekniikka on monimutkaista ja kallista. Toistaiseksi yhteistuotannon hyödyntäminen on taloudellisesti kannattavaa vain suuressa mittaluokassa. (Koskelainen et al., 2006.)

Yhteistuotanto on sähkön tuotantomuoto, mikä vastaa sähkön tarpeeseen. Kun lämmöntarve on suurimmillaan, saadaan yhteistuotantolaitoksella tuotettua eniten sähköä. Tyypillisesti sähköntarve on suurimmillaan kovina pakkaspäivinä, jolloin myös lämpöä tarvitaan eniten. Kuitenkin epävarmuus sähkön hintakehityksestä yhteisillä sähkömarkkinoilla ei houkuttele investoimaan kalliisiin yhteistuotantolaitoksiin. Sähkön hintataso pohjoismaiden yhteisillä sähkömarkkinoilla on ollut 2010-luvulla alhainen ja vuoden keskihinta on vaihdellut tyypillisesti 30-40 €/MWh:n välillä. Viimeisimpien vuosien aikana sähkön hinta on kuitenkin ollut kasvussa ollen vuonna 2018 keskimäärin 46,80 €/MWh (Nord Pool, 2019) Sähkön alhainen hintataso näkyy suoraan yhteistuotantolaitosten heikentyneenä kilpailukyknä, eikä kannusta kaukolämpöyrityksiä investoimaan uusiin yhteistuotantolaitoksiin. (Energiateollisuus, 2018c)

2.4 Kaukojäähdytys

Kahden viimeisimmän vuosikymmenen aikana kaukolämmitysala on laajentunut ja mukaan on tullut uutena tuotantomuotona kaukojäähdytys. Kaukojäähdytyksellä tarkoitetaan keskitettyä jäähdytetyn veden jakelua erillisen jakeluverkoston avulla asiakkaille. Toimintaperiaatteeltaan kaukojäähdytys on erittäin samanlainen kuin kaukolämmitys muuten kuin, että kaukojäähdytyksessä viedään asiakkailta lämpöä, kun taas kaukolämmityksessä asiakkaille tuodaan lämpöä. Kaukojäähdytystä voidaan kaukolämmityksen tavoin hyödyntää niin toimisto- ja liiketiloissa kuin myös asunnoissa.

(Koskelainen et al., 2006) Kaukojäähdytyksen käyttö on lisääntynyt merkittävästi 2000-luvun aikana, sillä vuonna 2007 kaukojäähdytyksen myynti oli 60 GWh, kun se jo vuonna 2017 oli kasvanut 220 GWh:iin. (Energiateollisuus, 2018a)

Kaukojäähdytyksestä noin 90% lämpöenergiasta tuotetaan energialähteistä, joita ei muutoin pystyttäisi hyödyntämään tai energia jäisi hyödyntämättä. Jäähdytysenergiaa voidaan tuottaa joko lämpöpumpun, vapaajäähdytyksen, kompressorin tai absorptiolämpöpumpun avulla. (Energiateollisuus, 2018a)

Vuonna 2017 merkittävin osa kaukojäähdytyksestä tuotettiin, joko lämpöpumpulla (68,1%) tai vapaajäähdytyksellä (19,9%), jotka molemmat hyödyntävät ympäristön lämpöenergiaa. (Energiateollisuus, 2018a) Lämpöpumpulla tapahtuvassa jäähdytyksessä voidaan yhdistää kaukolämpö ja kaukojäähdytys siten, että kaukojäähdytyksen vesi voidaan viilentää siirtämällä lämpöpumpulla lämpöenergiaa jäähdytysverkostosta kaukolämpöverkostoon. Vapaajäähdytyksessä hyödynnetään energianlähteenä järvien ja merien kylmää pohjavettä, jolla saadaan kaukojäähdytys jakeluverkostossa virtaava vesi jäähdytettyä. Kylmänä vuodenaikana voidaan myös hyödyntää ulkoilmaa energianlähteenä. (Koskelainen et al., 2006)

Loput vuoden 2017 jäähdytysenergiasta tuotettiin kompressorilla (8,1%) tai absorptiolämpöpumpulla (3,9%) (Energiateollisuus, 2018a). Kompressorijäähdytys toteutetaan sähkötoimisen kompressorin avulla, kun taas absorptiojäähdytyksessä voidaan hyödyntää energianlähteenä voimalaitosten hukkalämpöä, mitä etenkin kesäaikoina syntyy reilusti vähäisen kaukolämmitystarpeen takia (Koskelainen et al., 2006).

3 KAUKOLÄMMÖN VIIMEISIMMÄT INVESTOINNIT JA INVESTOINTIPÄÄTÖKSET

Osana kandidaatintyötä tuli ottaa selvää viimeisimmistä merkittävistä kaukolämpölaitoshankkeista Suomessa. Tarkasteltaviksi kohteiksi valikoitui Helenin pellettilämpölaite, Lahti Energian biolämpölaitoshanke sekä Oulun Energian yhteistuotantolaitoshanke. Tarkasteltavista kaukolämpölaitoshankkeista kaikki hyödynsivät polttoaineinaan joko kokonaan tai suurimmaksi osakseen biomassaa.

3.1 Salmisaaren pellettikattila – Helen Oy

Helsingin Salmisaarella on otettu 2018 alkuvuoden aikana käyttöön Helenin omistama pellettilämpölaite. Pellettilämpölaitoksen tarkoituksena oli korvata polttoaineinaan öljyä ja maakaasua käyttäviä lämpölaitoksia. Laitoksen paikalla sijaitti aikaisemmin raskasta öljyä polttoaineena käyttävä lämpölaite, joka myöhemmin purettiin uuden investoinnin tieltä. Pellettilämpölaitokseen investoinnilla on siis pyritty lisäämään uusiutuvan energiatuotannon määrää sekä vastaamaan tiukkeneviin ympäristövaatimuksiin. (Poikolainen, 2017)

Pellettilämpölaitoksen nimellinen kaukolämpöteho on $92 \text{ MW}_{\text{th}}$, jolloin polttoaineteho $100 \text{ MW}_{\text{pa}}$. Tuotetulla kaukolämmöllä voidaan kattaa noin 25 000 kerrostalokaksion lämmitystarve. (Valmet, 2016) Polttoaineenkulutus nimellisellä kaukolämpöteholla on noin 21 tonnia tunnissa ja laitoksen vuodessa käyttämäksi polttoainemääräksi on arvioitu noin 40 000 tonnia. (Helen Oy, 2016) Laitoksen käyttö keskittyy lämmityskaudelle ja tulee valmistuttuaan olemaan Helsingin kaukolämpöverkon keskikuormalaite.

Laitoksessa käytettävä kattila on tyypiltään kuumavesikattila ja pelletin poltto tapahtuu pölypolttona. Pölypoltossa polttoon syötettävä pelletti jauhetaan hienoksi pölyksi myllyssä, jonka jälkeen pöly puhalletaan läpi kattilan kattoon sijoitetuista polttimista. (Valmet, 2016) Tyypillisesti matalan lämpöarvon ja hitaasti reagoivien polttoaineiden kohdalla on käytetty ratkaisua, jossa polttimet sijoitettu kattilan kattoon.

Laitoksen polttoaineena käyttämät pelletit on pääasiassa jalostettu sahojen sivuainevirtana syntyvästä sahanpurusta. Polttoaineen varastoinnin osalta pelletti tulee

pitää kuivana, eikä sitä voida varastoida ulkona kasoissa. Varastoiminen vie myös yli kaksi kertaa enemmän tilaa kivihiileen verrattuna. Helenillä on Salmisaaressa pellettiä varten varasto, josta polttoainetta riittää noin 3 vuorokauden tarpeeseen. (Poikolainen, 2017)

Investoinnin kokonaiskustannukset pellettikattilalla ovat yli 20 miljoonaa euroa. (Valmet, 2016) Valmistuneen Salmisaaren pellettilämpölaitoksen lisäksi Helen suunnittelee nykyisten kivihiiiltä polttoaineena käyttävien kaukolämpölaitosten korvaamista uusilla biomassaa hyödyntävillä lämpölaitoksilla. (Helen Oy, 2018)

3.2 Kymijärvi III – biolämpölaitoshanke – Lahti Energia

Lahti Energialla on käynnissä biolämpölaitoshanke, jonka on määrä valmistua vuoden 2020 aikana. Biolämpölaitoksella on tarkoituksena korvata käytöstä keväällä 2019 poistuvan Kymijärvi I-laitoksen energiantuotantokapasiteettia tuottamalla kaukolämpöä Lahden, Nastolan ja Hollolan alueille. Alkuperäisen vuonna 2013 laaditun suunnitelman mukaan laitos tuli toteuttaa sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksena (ELY-keskus, 2013). Myöhemmin hankkeen edetessä 2015 laitokselle päätettiin hakea muutoslupaa, jossa aikomuksena oli muuttaa laitos pelkkään lämmöntuotantoon. (Aluehallintovirasto, 2016)

Viimeisimpien suunnitelmien mukaan laitoksen nimellinen kaukolämpöteho on 190 MW_{th}, josta 10-15% tulee laitoksen märkämenetelmään perustuvasta savukaasujen lämmöntalteenotosta. Laitoksen polttoaineteho on 210 MW_{pa}. Käyttöönoton myötä laitos tulee olemaan yksi Lahden kaukolämpöverkon peruskuormalaitoksista, jonka vuosittainen käyttöaika on 5000-8000 h. (Aluehallintovirasto, 2016)

Laitokseen tuleva kattila on tyypiltään kiertopetikattila (CFB eli Circulating Fluidized Bed). (Aluehallintovirasto, 2016) Kiertopetikattilassa polttoaineen ja hiekan seos kiertää kattilassa alaosaan syötettävän ilmavirran avulla. Seos kiertää syklonierottimen läpi, jossa petimateriaali erotetaan tuhkasta ennen palauttamista tulipesän alaosaan. Kiertopetikattilan avulla laitoksessa on mahdollista hyödyntää huonolaatuista, matalalämpöarvoista ja kosteaa polttoainetta hyvällä hyötysuhteella. Vastaavasti myös kattilassa voidaan käyttää erilaisia polttoainekoostumuksia, joiden laatu voi vaihdella

nopeasti ja suuresti. (Koskelainen et al., 2006) Laitokseen suunniteltu höyrykattila mahdollistaa myös olosuhteiden muuttuessa sähköntuotannon lisäämisen jälkikäteen lisäinvestoinnilla.

Laitoksen pääpolttoaine on biomassa ja sen tukena poltetaan turvetta vähentämään kattilan likaantumista sekä huoltovarmuuden parantamiseksi. (Aluehallintovirasto, 2016) Laitoksen käyttöön oton myötä kivihiili poistuu Lahti Energian polttoainevalikoimasta, kun sillä vielä vuonna 2017 tuotettiin 43,5% Lahti Energian tuottamasta kaukolämmöstä. (Lahti Energia, 2018a)

Laitoksen teknisen käyttöiän on suunniteltu olevan yli 40 vuotta ja investoinnin kokonaishinnaksi on arvioitu noin 165 miljoonaa euroa. (Lahti Energia, 2018b)

3.3 Laanilan biovoimalaitoshanke – Oulun Energia

Oulun Energialla on käynnissä biovoimalaitoshanke, jonka on määrä valmistua lämmityskauden 2020-2021 aikana. Uuden laitoksen tarkoituksena on korvata Oulun Energian tuotantokäytöstä poistuvaa energiantuotantokapasiteettia. (Oulun Energia, 2014) Oulun Energian voimalaitoksista vuonna 1977 käyttöönotettu Toppila 1 - yhteistuotantolaitos poistuu tuotantokäytöstä vuonna 2020. Toppila 1 käyttää pääpolttoaineena turvetta ja toissijaisena polttoaineena puuta. (Oulun Energia, 2018a) Toppila 1 ei vanhentuneen tekniikkansa puolesta täytä 2020-luvun ympäristövaatimuksia. Uudella voimalaitosinvestoinnilla on myös toissijaisena tarkoituksena mahdollistaa uusien biopolttoainejakeiden valmistus tulevaisuudessa biojalostamossa. Tuleva biojalostamo on joko pyrolyysiöljyä valmistava pyrolyysilaitos tai biohiiltä valmistava biohiililaitos. (Oulun Energia, 2014)

Uusi biovoimalaitos on sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitos. Laitoksen sähköntuotanto kapasiteetti on 70 MW_e ja kaukolämmöntuotannon kapasiteetti 175 MW_{th}. (Oulun Energia, 2018b) Laitoksen kaukolämpötehosta 55 MW_{th} on peräisin lämmön talteenotosta. (Salovaara, 2018) Yhteistuotantolaitoksen nimellinen polttoaineteho on 215 MW_{pa}. (Oulun Energia, 2018b) Käyttöönoton myötä uusi laitos tulee olemaan Toppila 2-voimalaitoksen ohella yksi Oulun kaukolämpöverkon peruskuormalaitoksista.

Sähkön- ja lämmöntuotannon laitoksella on tulevaisuudessa suunniteltu tuotettavan prosessihöyryä biojalostamon tarpeisiin. (Oulun Energia, 2014)

Voimalaitokseen toimitettava kattila on tyypiltään kiertopetikattila (CFB), jolla pystytään hyödyntämään tehokkaasti laitokselle suunniteltua monipuolista polttoainekoostumusta. (Oulun Energia, 2014)

Voimalaitoksen pääpolttoaineena käytetään biomassaa. Biomassan ohella laitoksessa poltetaan kiertotaloudesta syntyvää kierrätyspolttoainetta sekä turvetta. Biojalostamohankkeen toteutuessa voidaan laitoksessa hyödyntää siitä sivuainevirtana syntyviä kaasuja ja muita sivutuotteita. (Oulun Energia, 2014) Turpeen käytöstä on tavoitteena luopua porrastetusti kokonaan 2040-luvulla. (Oulun Energia, 2018b)

Laitoksen kohdalla suunniteltu teknillinen käyttöikä on noin 40 vuotta ja kokonaisinvestoinnin kustannusarvio on noin 200 miljoonaa euroa. (Oulun Energia, 2018b)

4 ENERGIAHANKKEEN KANNATTAVUUDEN LASKENTA

Kandidaatintyön yhtenä keskeisimpänä osa-alueena oli arvioida energiantuotannon kustannuksia uusiin kaukolämpöhankkeisiin verrattavissa laitoksissa, sekä arvioida sen pohjalta kaukolämpöhankkeiden kannattavuutta ja selvittää, onko kaukolämpölaitoksessa taloudellisesti perusteltua investoida sähköntuotantoon. Hankkeiden tarkastelu suoritettiin laitoskokonaisuuksille, jossa kaksi 100 MW_{pa:n} pellettikattilaa sijoitetaan Helsinkiin, 210 MW_{pa:n} biolämpölaitos sijoitetaan Lahteen ja 215 MW_{pa:n} yhteistuotantolaitos sijoitetaan Ouluun. Tässä osiossa on esitetty laskennassa käytetyt menetelmät sekä tärkeimmät laskennassa käytetyt arvot.

4.1 Energian tuotantokustannukset

Energiantuotannon kokonaiskustannukset voidaan jakaa kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin. Kiinteät kustannukset ovat aina samat riippumatta tuotetun energia määrästä, kun taas muuttuvat kustannukset ovat suoraan riippuvaisia tuotettuun energiaan. (Huhtinen et al., 2008) Pellettilämpölaitoksen käyttö ja kunnossapito kustannusten osalta epävarmuus on vielä suurta, johtuen käyttäjäkokemuksen puutteesta suuressa mittakaavassa.

4.1.1 Kiinteät kustannukset

Voimalaitoksen kiinteät kustannukset koostuvat pääomakustannuksista ja kiinteistä käyttö ja kunnossapitokustannuksista. Energiantuotannon pääomakustannukset aiheutuvat investointien takaisinmaksusta. Vastaavasti kiinteisiin käyttö ja kunnossapitokustannukseen kuuluvat mm. henkilöstökulut, suunnitellut huollot, kulutusosien vaihdot ja vakuutukset. Voimalaitosinvestoinnista vuosittain aiheutuvat kiinteät pääomakustannukset voidaan laskea yhtälöstä (1). (Koskelainen et al., 2006)

$$K_{po} = a * I = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} I \quad (1)$$

Missä K_{po} on pääomakustannukset [m€/a], a on annuiteettitekijä, I on investoinnin kokonaiskustannukset [m€], i on korkokanta ja n on investoinnin taloudellinen pitoaika.

Investointien kokonaiskustannuksissa on käytetty edellisessä osiossa esitettyjä hintoja. Investoinnin taloudellinen pitoaika on yleensä teknistä käyttöikää pienempi, tarkastelussa pellettikattilan taloudelliseksi pitoajaksi on oletettu 20 vuotta ja muiden laitosten 25 vuotta. Energiatuotannon laskelmissa on yleisesti käytetty investoinneilla 5%:n korkotasoa. (Huhtinen et al., 2008)

Biomassan ja turpeen polttoaineseosta hyödyntävän ja kiertoleijutekniikkaa käyttävän laitoksen kiinteiden käyttö- ja kunnossapitokustannusten voidaan arvioida olevan 17 €/kW_{pa}, kun turpeen osuus polttoaineseoksesta on 20%. Mikäli biomassan osuutta polttoaineseoksessa lisättäisiin entisestään, kasvaisivat käyttö- ja kunnossapitokustannukset merkittävästi. (VTT, 2015) Vastaavasti pellettikattilan kiinteiden käyttö- ja kunnossapitokustannusten voidaan arvioida olevan n. 12 €/kW_{pa}.

Voimalaitoksen kiinteät vuosittaiset kustannukset kokonaisuudessaan saadaan laskettua yhtälöstä (2).

$$K_A = K_{po} + K_{KK} * \phi_{pa} \quad (2)$$

Missä K_A on laitoksen yhteenlasketut kiinteät kustannukset [m€/a], K_{KK} on laitoksen kiinteät käyttö- ja kunnossapitokustannukset [€/kW_{pa}] ja ϕ_{pa} on laitoksen polttoaineteho [MW_{pa}].

4.1.2 Muuttuvat kustannukset

Voimalaitoksen muuttuvat kustannukset koostuvat suurimmaksi osaksi polttoainekustannuksista. Muuttuviin kustannuksiin lukeutuvat myös CO₂-päästöoikeus ja muuttuvat käyttö- ja kunnossapitokustannukset. (Huhtinen et al., 2008) Päästöoikeuksien ostamisesta aiheutuvia kustannuksia ei kuitenkaan tarkastelluissa voimalaitoksissa aiheudu johtuen käytetyistä polttoaineista. Muuttuvat käyttö ja kunnossapitokustannukset pitävät sisällään mm. varapolttoaineen käytön, päästöjen rajoittamiskustannukset, tuhkan poiston, suunnittelemattomat huollot, laitteistojen uusimisen ja lisäpalvelujen kustannukset (IRENA, 2017). Voimalaitoksen polttoainekustannukset voidaan laskea yhtälöstä (3).

$$K_{pa} = \frac{h_{pa}}{\eta} \quad (3)$$

Missä K_{pa} on polttoainekustannukset [€/MWh], h_{pa} on polttoaineen hinta [€/MWh_{pa}] ja η on tuotannon vuosihyötysuhde.

CHP-laitoksessa ja biolämpölaitoksessa on oletettu käytettävän biomassan ja turpeen polttoaineseosta, jossa turpeen osuus on 20%. Pellettikattilassa on vastaavasti oletettu käytettävän polttoaineena pelkkää puupellettiä. Hintataso suomessa marraskuussa 2018 oli biomassalle 17,78 €/MWh ja pelletille 29,71 €/MWh. (FOEX,2018) Turpeen hintataso lämmöntuotannossa 2018 toisella kvartaalilla oli 14,58 €/MWh, mikä pitää sisällään 1,90 €/MWh suuruisen energiaveron, joka maksetaan yhteistuotannossa vain lämmöntuotannon osalta. (Tilastokeskus, 2018a)

Tuotannon vuosihyötysuhteiksi on yhteistuotantolaitoksessa arvioitu 85%. Lämpölaitoksessa ja pellettikattilassa tuotannon vuosihyötysuhteen on arvioitu olevan hieman yhteistuotantoa korkeampi ja laskennassa on käytetty hyötysuhteenä 89%.

CHP-laitoksen ja biolämpölaitoksen muuttuvien käyttö- ja kunnossapitokustannusten voidaan arvioida olevan 4,20 €/MWh_{pa}. Kiinteiden tavoin myös muuttuvat käyttö- ja kunnossapitokustannukset riippuvat pitkälti käytettävästä polttoaineseoksesta. (VTT, 2015) Muuttuvien käyttö- ja kunnossapitokustannusten voidaan arvioida olevan pellettikattilassa 2,5 €/MWh_{pa}. Muuttavat kustannukset voidaan kokonaisuudessaan laskea yhtälöstä (4).

$$K_B = K_{pa} + \frac{K_{mk}}{\eta} \quad (4)$$

Missä K_B on muuttuvat kustannukset [€/MWh] ja K_{mk} on muuttuvat käyttö ja kunnossapitokustannukset [€/MWh_{pa}].

4.1.3 Laitoksen vuotuiset kokonaiskustannukset

Laitosten kokonaiskustannusten laskemista varten voidaan muodostaa kustannuskäyrä (5), jossa kokonaiskustannukset muuttuvat tuotetun energian mukaan.

$$K = K_A + K_B E \quad (5)$$

Missä K on kokonaiskustannukset [m€/a] ja E on tuotettu energia [MWh].

Erillislämmöntuotannossa lämmön kustannushinta voidaan laskea yhtälöstä (6), kun taas yhteistuotannossa kustannukset on kohdistettava lämmön ja sähkön kesken.

$$h_{KL} = \frac{K}{E} \quad (6)$$

Missä h_{KL} on kaukolämmön omakustannushinta [€/MWh].

4.1.4 Kustannusten kohdistaminen yhteistuotannossa

Yhteistuotantolaitoksessa voidaan ajatella tuotettavan kahta eri tuotetta; sähköä ja lämpöä, joista molemmat myydään yksittäin ja eri asiakkaille. Myös sähkön ja lämmön välillä verotus eroaa merkittävästi toisistaan. Jotta saataisiin paremmin arvioitua sähköntuotannon kannattavuutta yhteistuotannossa, tulee laitoksen kokonaiskustannukset jakaa ja kohdistaa lämmön ja sähkön kesken. Yhteistuotantolaitoksen kustannusten jakamiseen on lukuisia eri tapoja. Laitoksessa, jossa sähkö tuotetaan lämmön sivutuotteena ja vastapainetuotantona sopii kustannusten jakamisessa käytettäväksi sähkön marginaalikustannusten menetelmää. Menetelmässä lämmön kustannusten oletetaan olevan vaihtoehtoisen lämmöntuotantotavan suuruiset ja sähkön tuotannosta aiheutuvat kustannukset olisivat lisäkustannusten suuruiset. Yhteistuotantolaitoksen kustannukset voidaan jakaa yhtälöiden (7-8) avulla. (Huhtinen et al., 2008)

$$K_L = K_{VL} \quad (7)$$

$$K_S = K_{MS} = K_{TOT} - K_{VL} \quad (8)$$

Missä K_L on lämmön kustannukset [m€/a], K_{VL} on vaihtoehtoisen lämpötuotantotavan kustannukset [m€/a], K_S on sähkön kustannukset [m€/a], K_{MS} on sähkön lisäkustannusten hinta [m€/a] ja K_{TOT} on kokonaiskustannukset [m€/a].

Vaihtoehtoisen lämmöntuotantotavan kiinteiden kustannusten voidaan karkeasti arvioida olevan 70% CHP-laitoksen kiinteistä kustannuksesta ja muuttuvat kustannukset voidaan laskea yhtälöstä (9).

$$M_L = E_L k_L h_{pa} \quad (9)$$

Missä E_L on tuotettu lämpöenergia [MWh] ja k_L on lämmön kulutussuhde. Lämmön kulutussuhteen on lämpölaitoksilla yleisesti oletettu olevan 1,1. Yhteistuotannon kohdistettujen kustannusten avulla voidaan lämmölle ja sähkölle laskea omakustannushinta yhtälöstä (6).

4.2 Energiantuotannosta saadut tulot

Energiahankkeista saadut tulot koostuvat pääasiassa kaukolämmöntuotannosta saaduista tuloista. Yhteistuotantolaitoksille kohdistuu myös tuloja sähköntuotannosta ja metsähakesähkön tuotantotuesta.

4.2.1 Kaukolämmöntuotannosta saadut tulot

Kaukolämmön hinta asiakkaalle koostuu tehomaksusta, energiamaksusta ja arvonlisäverosta. Kaukolämpöön liittyessä on maksettava myös kertaluontoinen liittymismaksu. (Motiva, 2017) Tehomaksu määräytyy asiakaskohteen kaukolämmitys vesivirtauksen mukaan, energiamaksu sen sijaan määräytyy kaukolämmityksen käytön mukaan ja sen hinta kulutusta kohden on sama kaikissa lämmitettävissä rakennustyypeissä. Energiamaksun osalta voidaan käyttää joko kiinteää tai kausittain muuttuvaa hinnoittelua. Kausihinnoittelussa energiamaksu vaihtelee vuodenajan sekä kaukolämmön tuotantokustannusten mukaan. Lahti Energialla ja Helenillä on käytössä kausihinnoittelu ja Oulun Energialla tasahinnoittelu. Taulukossa 4.1 on esitettyä kaukolämmön hintatilastot heinäkuulta 2018. Lahti Energian ja Helenin energiamaksu on saatu kulutuspainotettuna keskiarvona. (Energiateollisuus, 2018b). Tehomaksun hinnaksi on laskennassa käytetty eri rakennustyyppien keskihintaa ja kaukolämpöverkon häviöiksi on oletettu 5%.

Taulukko 4.1. Kaukolämmön hinnat (Energiateollisuus, 2018b)

	Helen	Lahti Energia	Oulun Energia
Energiamaksu [€/MWh]	55,75	66,86	47,08
Tehomaksu -Omakotitalo [€/MWh]	35,72	22,70	25,76

Tehomaksu – Rivi/kerrostalo [€/MWh]	19,18	15,2	10,08
Tehomaksu – Kerrostalo [€/MWh]	14,79	12,18	8,35
Tehomaksun keskihinta [€/MWh]	23,23	16,69	14,73
Yhteensä (sis. Alv 24%) [€/MWh]	78,98	83,55	61,81
Yhteensä (veroton) [€/MWh]	63,69	67,38	49,85

Kaukolämmön myynnistä saadut tulot laitoksille voidaan laskea yhtälöstä (10).

$$S_{KL} = E_{KL}h_{KL} \quad (10)$$

Missä E_{KL} on vuosittainen kaukolämmöntuotanto [MWh] ja h_{KL} on kaukolämmöstä saatu hinta [€/MWh].

4.2.2 Sähkönmyynnistä saadut tulot

Sähkönmyynnistä saadut tulot voidaan laskea yhtälöstä (11).

$$S_e = E_e h_e \quad (11)$$

Missä E_e on vuosittainen sähkötuotanto [MWh] ja h_e on sähköstä saatu hinta [€/MWh].

Laskennassa sähkön hintana on käytetty vuoden 2018 keskihintaa, mikä oli Suomen alueella 46,80 €/MWh. (Nord Pool, 2019)

Energiaviraston toimesta maksetaan metsähakkeesta tuotetulle sähkölle CHP-laitoksessa tuotantotukea, jonka tarkoituksena on parantaa hakesähkön kilpailukykyä turvesähköön nähden, eikä niinkään parantaa voimalaitoksen kannattavuutta. Tuotantotuen määrä riippuu turpeen verosta ja päästöoikeuden keskihinnasta, kuitenkin tuotantotukea voidaan korkeintaan maksaa 18,00 €/MWh. Päästöoikeiden hinnan ollessa korkeampi kuin 23,69 €/tCO₂, ei metsähakkeesta tuotetulle sähkölle makseta tuotantotukea. Syöttötariffin määrä voidaan laskea yhtälöstä (12). (Energiavirasto, 2019b)

$$T = 35,65 - 1,827h_t - 1,359h_p \quad (12)$$

Missä h_t on turpeen vero [€/MWh] ja h_p on päästöoikeiden kolmen kuukauden keskiarvohinta [€/tCO₂].

Vuonna 2018 turpeesta maksettavan veron suuruus oli 1,90 €/MWh ja päästöoikeiden markkinahinnan kolmen kuukauden keskiarvo oli 9,69-19,47 €/tCO₂. Metsähakkeella maksettava tuotantotuki oli keskimäärin 10,79 €/MWh. (Energiavirasto, 2019b)

4.2.3 Tuotannosta saadut tulot

Voimalaitostoiminnasta saadut bruttotulot kaukolämmön ja sähkön myynnistä voidaan laskea yhtälöstä (13).

$$S_b = S_{KL} + S_e \quad (13)$$

Missä S_b on voimalaitoksen vuosittaiset bruttotulot [m€/a], S_{KL} on kaukolämmön myynnistä saadut tulot [m€/a] ja S_e on sähkömyynnistä saadut tulot [m€/a].

4.3 Nettotulot ja hankkeen kannattavuus

Voimalaitos hankkeen nettotulot voidaan laskea yhtälöstä (14).

$$S = S_b - K_B E - K_{KK} * \phi_{pa} \quad (14)$$

Hanke on kannattava, jos vuosittaiset nettotulot ovat suuremmat kuin investointikustannukset (15).

$$S - K_{po} > 0 \quad (15)$$

5 TULOKSET JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Tässä kappaleessa esitetään edellisen laskentamenetelmän avulla saadut laitosten kustannustiedot sekä arvioidaan niiden pohjalta, onko sähköntuotantoon kannattava investoida kaukolämmöntuotannossa. Lisäksi arvioidaan myös energiantuotannon kustannuksia tapauksessa, jossa kaukolämpölaitokseen päätetään lisäinvestoinnilla lisätä sähköntuotanto.

5.1 Laitoshankkeiden energiantuotannon kustannukset

Laitoshankkeille lasketut kiinteät kustannukset esitettynä taulukossa 5.1. Pellettikattilalle kohdistetut kiinteät kustannukset ovat alle puolet muiden tarkastelluiden laitosten vastaavista kustannuksista. Lämpölaitoksen kiinteät kustannukset ovat pienemmän kokonaisinvestoinnin seurauksena hieman CHP-laitosta alhaisemmat.

Taulukko 5.1 Laitoshankkeiden energiantuotannon kiinteät kustannukset.

	CHP	Lämpölaitos	Pellettikattila
Pääomakustannukset [m€/a]	14,19	11,71	3,85
Kiinteät K&K [m€/a]	3,66	3,57	2,40
Kiinteät kustannukset yht. [m€/a]	17,85	15,28	6,25

Tarkastelluille laitoksille lasketut muuttuvat kustannukset on esitettynä taulukossa 5.2. Kuten taulukosta voidaan havaita, pellettikattilan muuttuvat kustannukset ovat merkittävästi muita laitoksia suuremmat, kalliista polttoaineesta johtuen. CHP-laitoksen ja lämpölaitoksen muuttuvat kustannukset eivät huomattavasti eroa toisistaan.

Taulukko 5.2 Tarkastelujen laitosten muuttuvat kustannukset.

	CHP	Lämpölaitos	Pellettikattila
Polttoainekustannukset [€/MWh]	19,72	18,83	33,38
Polttoaineverot [€/MWh]	0,32	0,43	0,00
Muuttuvat K&K [€/MWh]	4,94	4,72	2,25
Muuttuvat kustannukset yht. [€/MWh]	24,98	23,98	35,63

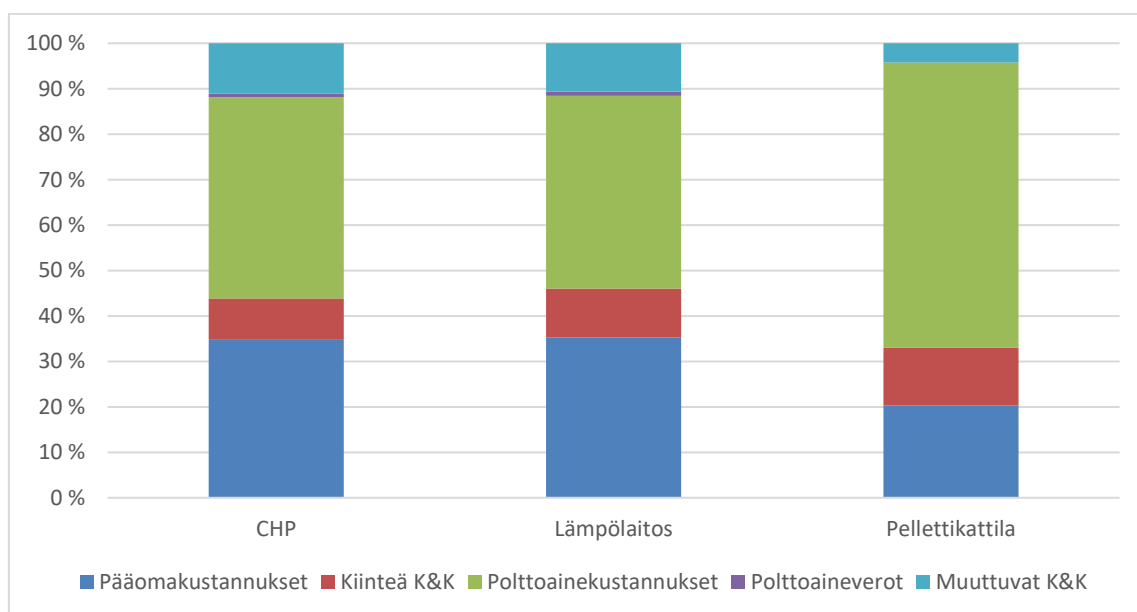
Taulukossa 5.3 on esitettynä laitoksille arvioidut energiantuotannot ja siitä aiheutuvat kokonaiskustannukset. Arvioinnissa on otettu huomioon laitosyypeille ominaiset

käyttöajat sekä pyritty huomioimaan laitoshankkeiden valmistuessa käytöstä poistuva tuotantokapasiteetti. CHP-laitoksella sähköntuotannon on arvioitu olevan hieman alle kolmanneksen (28,5%) energiantuotannosta. Mahdollisen prosessihöyryn tuotantoa CHP-laitoksessa ei olla vielä tässä tarkastelussa huomioitu.

Taulukko 5.3 Laitosten arvioidut energiantuotannot ja kokonaiskustannukset.

	CHP	Lämpölaitos	Pellettikattila
Huipunkäyttö [h/a]	5000	4000	2000
Kaukolämmöntuotanto [GWh/a]	652,7	747,6	356,0
Sähköntuotanto [GWh/a]	261,1	0	0
Kokonaiskustannukset [m€/a]	40,67	33,20	18,94

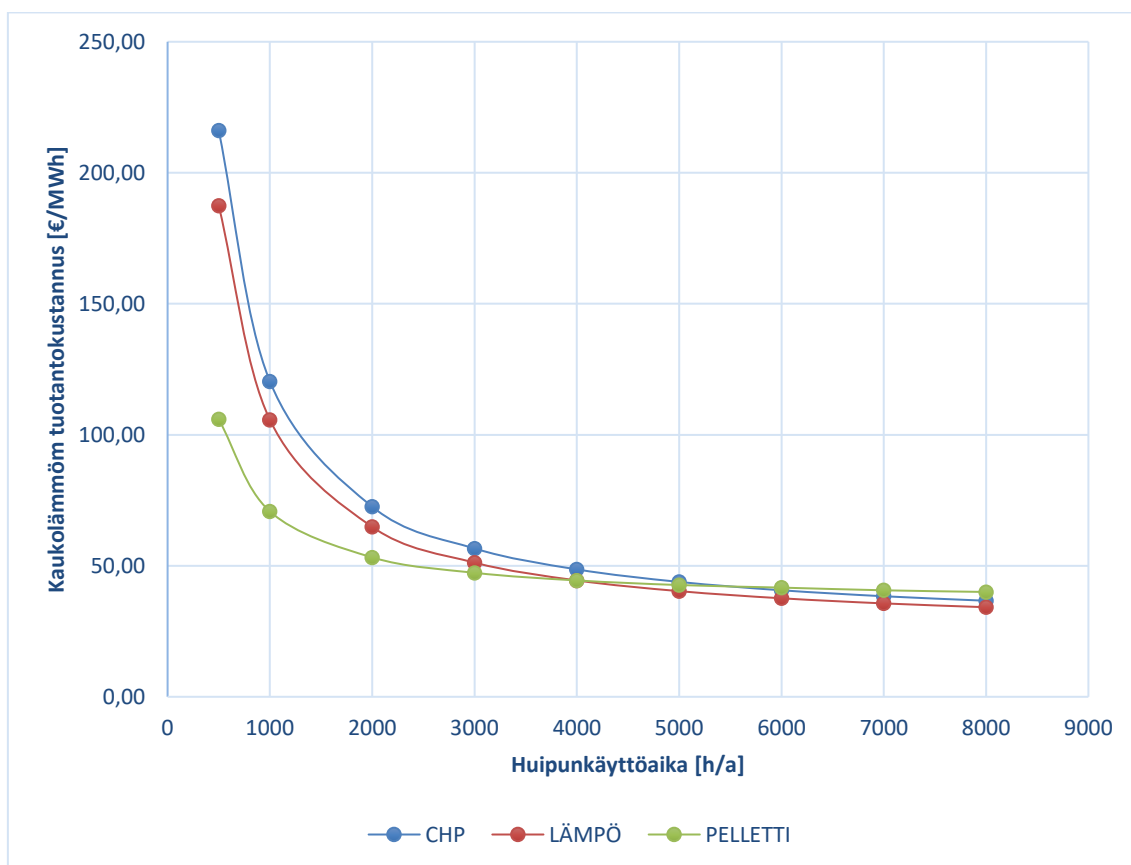
Energiantuotannon arvioilla lasketut kustannusrakenteet laitoksille on esitettyä kuvassa 5.1. Kustannusrakenteessa kustannuskomponentit ovat ilmaistuna suhteellisinä osuuksina kokonaiskustannuksista. Kustannusrakenteet CHP-laitoksen ja lämpölaitoksen välillä eivät juurikaan poikkea toisistaan, kun taas pellettikattilalla yli 60% kokonaiskustannuksista muodostuu polttoainekustannuksia ja pääomakustannukset ovat merkittävästi pienemmät.



Kuva 5.1 Laitosten suhteelliset kustannusten osuudet kokonaiskustannuksista energiantuotannon arvioilla.

5.2 Tuotetun energian hinta

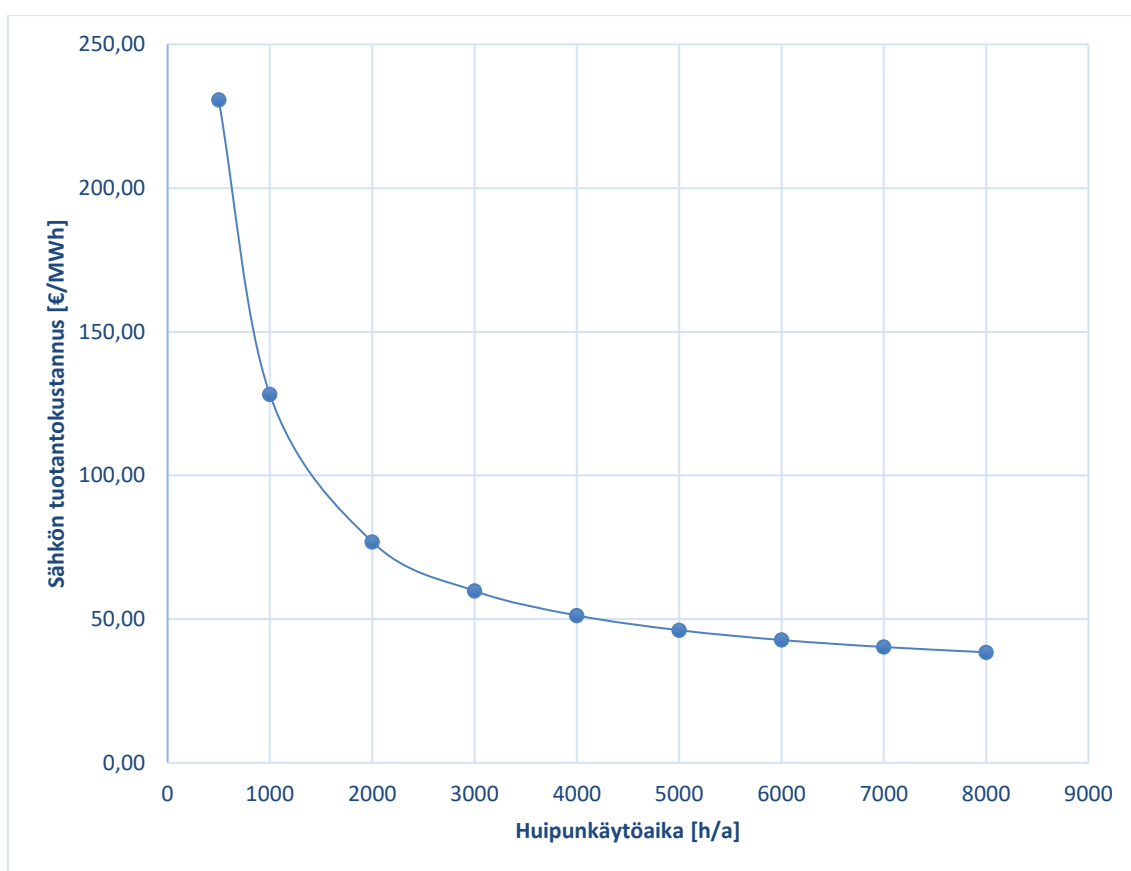
Kuvassa 5.2 on havainnollistettu laitosten kaukolämmöntuotannon omakustannushintoja huipunkäyttöajan funktiona. Yhteistuotannossa tuotetun lämmön kustannukset olivat kaikilla huipunkäyttöajoilla suuremmat kuin lämpölaitoksessa tuotetun ja lämpölaitoksen tuotantokustannukset olivat pienimmät laitoksista, kun huipunkäyttö oli yli 4000 h/a. Pellettikattilassa tuotantokustannukset olivat huomattavasti alhaisemmat kuin muissa laitoksissa, kun huipunkäyttö oli vähäistä. Huipunkäyttöajalla 4000 h/a tuotantokustannukset pellettikattilassa ja lämpölaitoksessa oli yhtä suuret. Yhteistuotannossa tuotetun kaukolämmön kustannukset olivat taas pellettikattilaa pienemmät, kun huipunkäyttö oli yli 5200 h/a.



Kuva 5.2 Laitosten lämmön tuotantokustannukset huipunkäyttöajan-funktiona.

Sähkön omakustannushinnaksi yhteistuotantolaitoksessa arvioidulla huipunkäyttöajalla saadaan 48,20 €/MWh, mitä ei vielä itsessään kateta sähkön myynnistä saadulla hinnalla. Kuitenkin metsähakesähköstä maksettavalla tuotantotuella saadaan katettua sähkön omakustannushinta ja tuottoa sähköntuotannosta. Kuvassa 5.3 on havainnollistettu,

kuinka sähkön tuotantokustannukset yhteistuotantolaitoksessa muuttuvat laitoksen käyttöajan mukaan. Huipunkäyttöajan vähentyessä alle 5000 h/a nousevat sähkön tuotantokustannukset merkittävässä ja jotta yhteistuotantolaitoksella voitaisiin tuottaa sähköä kannattavasti tulisi huipunkäyttöajan olla mahdollisimman suuri. Yhteistuotantolaitoksen yhteyteen sijoitettu biojalostamo voisi mahdollisesti lisätä laitoksen vuotuista käyttöaikaa ja laskea sähköntuotannon kustannuksia. Biojalostamo mahdollisesti myös tasoittaisi vuodenaikojen välistä lämmöntarpeen vaihtelua.

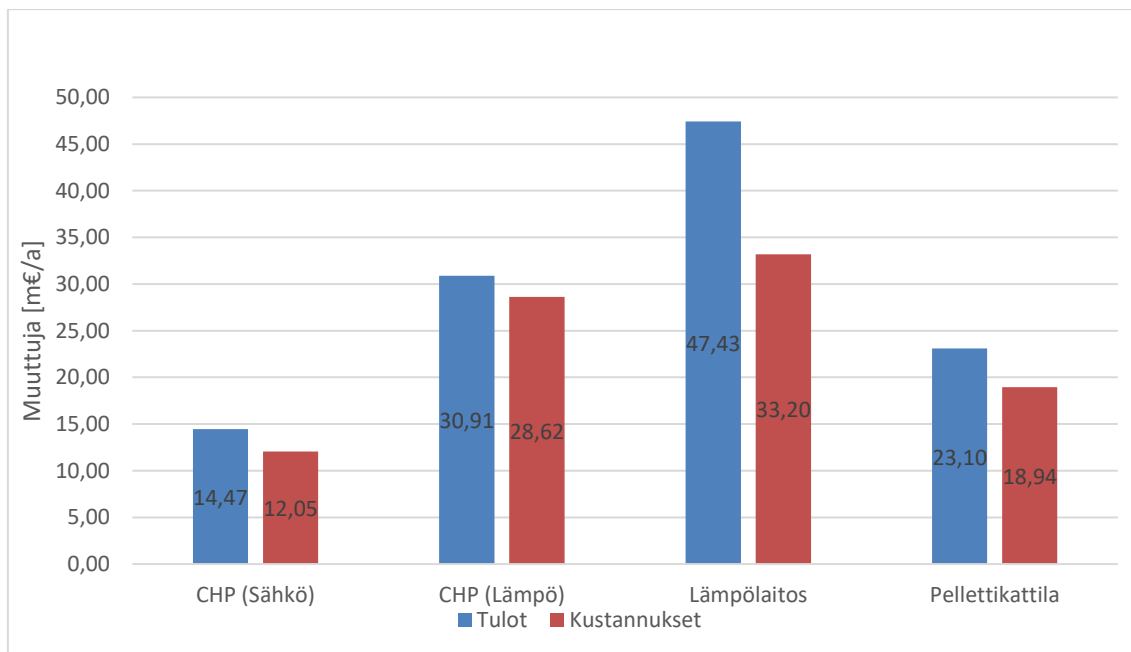


Kuva 5.3 Sähkön tuotantokustannus huipunkäyttöajan-funktiona yhteistuotantolaitoksessa.

5.3 Laitosten kannattavuus

Kuvassa 5.4 on esitettyä tarkastelluille laitoksille lasketut vuosittaiset tulot ja kustannukset. Lämpölaitosta tarkasteltaessa on huomioitava merkittävästi korkeampi kaukolämmöstä saatu hinta. Arvioituilla laitosten käyttöajoilla kaikkien tarkasteltujen energian myynnistä saadut tulot olivat suuremmat kuin tuotannosta aiheutuvat kustannukset. Tämän perusteella laitokset osoittautuivat kannattaviksi. Kuvassa yhteistuotantolaitoksen vuotuiset kustannukset on kohdistettu lämmön ja sähkön kesken,

sekä sähkön myynnistä tuloihin on sisällytetty metsähakkeen tuotantotuki. CHP-laitoksen kannattavuutta tarkasteltaessa molempien sekä sähkön että lämmön tuotannosta saatu tuotto oli melko samansuuruinen ja positiivinen.



Kuva 5.4 Tarkasteltujen laitosten tulot sekä kustannukset vuositasolla.

5.4 Sähköntuotannon lisääminen lisäinvestoinnilla

Tarkastellussa lämpölaitoksessa on investoitu höyrykattilaan, mikä mahdollistaa sähköntuotannon lisäämisen laitokseen jälkepäin lisäinvestoinnilla. Lisäinvestoinnin kustannuksiksi on arvioitu 30% laitoksen kokonaisinvestoinnista. Lisäinvestoinnin kustannuksista ei kuitenkaan huomioida laitokseen jo tehtyä investointia höyrykattilaan tai muita investointivaiheessa tehtyjä investointeja sähköntuotantoon varautumiseen. Laitoksen hyötysuhteeksi on arvioitu 85% ja laitoksen vuodessa tuottaman sähkön on arvioitu olevan 25% koko energiantuotannosta. Laitoksessa tuotetun energian hinnat eri huipunkäyttöajoilla on esitettyinä taulukossa 5.4.

Taulukko 5.4 Laitoksessa tuotetun energian kustannukset eri huipunkäyttöajoilla.

Huipunkäyttö [h/a]	4000	4500	5000	5500
Tuotettu kaukolämpö [GWh/a]	534,00	600,75	667,5	734,25
Tuotettu sähkö [GWh/a]	180,00	202,50	225,0	247,50
Lämpö [€/MWh]	50,58	47,62	45,26	43,97
Sähkö [€/MWh]	53,47	50,64	48,38	44,48

Tarkastelluilla huipunkäyttöajoilla sähköntuotannon kustannukset ovat suuruusluokaltaan sellaisia, millä pystytään sähköntuotannon osalta tekemään tuottoa. Kuitenkin sähköntuotannon lisäämisen myötä laitoksessa tuotetun lämmön tuotantokustannukset nousevat suhteessa siihen, mitä ne olivat aikaisemmin samoilla huipunkäyttöajoilla lämpölaitoksella ja lämmöntuotannosta saatu tuotto pienenee. Jotta laitoksen toiminnalla saavutettu tuotto olisi sama kuin ennen investointia tehdyllä lämpölaitoksella tulee huipunkäyttöajan olla noin 5000 h/a. Tämän hetkisten kustannustietojen perusteella sähköntuotannon lisäinvestointi olisi siis tuottoisa investointi vain, jos laitoksen huipunkäyttöaika on yli 5000 h/a. Kuitenkin, jos markkinasähkön hinta vielä jatkaa nousuaan tulee investointia sähköntuotantoon harkita uudelleen.

6 YHTEENVETO

Sähköntuotannosta aiheutuvat kustannukset yhteistuotantolaitoksessa (huipunkäyttö 5000 h/a) pystyttiin kattamaan sähkön myynnistä ja metsähakesähkön tuotantotuesta saaduilla tuloilla, ja tuottamaan sähköntuotannosta tuottoa. Sähköntuotannon kannattavuus yhteistuotantolaitoksessa osoittautui pitkälti riippuvaiseksi laitoksen vuotuisesta käyttöajasta ja sähköstä saadusta hinnasta. Alhaisilla käyttöajoilla sähköntuotannon kustannukset kasvavat nopeasti, eikä sähköntuotanto ole kannattavaa. Vuotuisen käyttöajan lisäämiseksi voidaan laitos sijoittaa esimerkiksi teollisuuden yhteyteen tuottamaan kaukolämmön ja sähkön ohessa myös prosesihöyryä.

Työssä tarkastellut yhteistuotantolaitos, lämpölaitos ja pellettikattila osoittautuivat kannattaviksi arvioituilla käyttöajoilla. Kaukolämmöntuotannossa pellettikattilalla oli pienimmät tuotantokustannukset, kun huipunkäyttöaika oli alle 4000 h/a. Pellettikattila on myös riskittömämpi valinta investoidun pääoman kannalta, sillä vaaditun investoinnin suuruus oli merkittävästi pienempi suhteessa muihin tarkasteltuihin laitoksiin. Huipunkäytön ollessa yli 4000 h/a lämpölaitoksessa tuotetulla kaukolämmöllä oli pienimmät tuotantokustannukset. Yhteistuotannossa tuotetun kaukolämmön kustannukset olivat suurimmat, kun huipunkäyttö oli alle 5200 h/a ja pellettikattilassa, kun huipunkäyttö oli yli 5200 h/a.

Sähköntuotannon kustannukset lämpölaitoksessa, mihin pystytään sähköntuotanto lisäämään lisäinvestoinnilla jälkikäteen, osoittautuivat suuruusluokaltaan sellaisiksi, mitkä pystytään kattamaan sähkön myynnin ja tuotantotuen avulla. Sähköntuotannon lisääminen laitokseen jälkikäteen nostaa myös laitoksen lämmön tuotantokustannuksia suhteessa siihen, mitä se aiemmin oli lämpölaitoksella. Jälkikäteen tehtävän sähköntuotanto investoinnin kannattavuus riippuu pitkälti laitoksen käyttöajasta ja sähkön myynnistä saadusta hinnasta. Vuoden 2018 sähkön hinnoilla lisäinvestointi sähköntuotantoon olisi kannattava vain, jos laitoksen huipunkäyttö olisi yli 5000 h/a.

Tarkastelluissa yhteistuotantolaitoksissa kaksi tärkeintä sähköntuotannon kannattavuuteen vaikuttavaa tekijää olivat sähköstä myynnistä saatu hinta sekä laitoksen vuotuinen käyttöaika. Mikäli sähkön tukkuhinta jatkaa nousemistaan on sähköntuotanto yhteistuotantolaitoksessa kilpailukykyinen sähköntuotanto vaihtoehto, kunhan vuotuinen

käyttöaika on riittävä. Sähkön hinnan nousu ja sähkön myynnistä saatu tuotto eivät kuitenkaan aina välttämättä kasva samassa suhteessa. Esimerkiksi, jos päästöoikeuden hinnan nousun seurauksena myös sähkön hinta on noussut, pienenee metsähakesähkön tuotantotuki ja siitä saadut tulot, vaikka sähkönmyynnistä saadut tulot kasvaisivat.

LÄHDELUETTELO

Aluehallintovirasto, 2016. Kymijärvi III ympäristölupa. [ympäristölupa]. [viitattu 15.1.2019] Saatavissa:

https://www.lahtienergia.fi/application/files/1114/7497/1650/Kymijarvi_III.pdf

Antonio Colmenar-Santosa, David Gómez-Camazón, Enrique Rosales-Asensiob, Jorge-Juan Blanes-Peiróc, 2018. Technological improvements in energetic efficiency and sustainability in existing combined-cycle gas turbine (CCGT) power plants. [tiedeartikkeli]. [viitattu 15.1.2019]. Saatavissa:

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.191>

ELY-.keskus, 2013. Lahti Energia Bio2020, Lahti -YVA-ohjelma. [YVA-dokumentti]. [viitattu 27.4.2018] Saatavissa:

<http://www.ymparisto.fi/fi->

[FI/Asiointi_luvat_ja_ymparistovaikutusten_arviointi/Ymparistovaikutusten_arviointi/YVAhankkeet/Lahti_Energia_Bio2020/Lahti_Energia_Bio2020_Lahti\(17628\)](http://www.ymparisto.fi/fi-Asiointi_luvat_ja_ymparistovaikutusten_arviointi/Ymparistovaikutusten_arviointi/YVAhankkeet/Lahti_Energia_Bio2020/Lahti_Energia_Bio2020_Lahti(17628))

Energiateollisuus, 2018a. Energiavuosi 2017- Kaukolämpö. [tiedote]. [viitattu 10.9.2018]. Saatavissa:

https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/energiavuosi_2017_-_kaukolampo.html#material-view

Energiateollisuus, 2018b. Kaukolämmön hinnat 1.7.2018. [tilasto]. [viitattu 12.10.2018]. Saatavissa:

https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/kaukolammon_hintatilasto.html

Energiateollisuus, 2018c. yhteistuotanto. [verkkajulkaisu]. [viitattu 15.1.2019]. Saatavissa: https://energia.fi/perustietoa_energia-alasta/energiantuotanto/yhteistuotanto

Energiavirasto, 2019a. Päästökauppa. [verkkajulkaisu]. [viitattu 12.1.2019]. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/paastokauppa>

Energiavirasto, 2019b. Syöttötariffin tukiperusteet. [tilasto]. [viitattu 14.10.2018] Saatavissa: <https://tuotantotuki.emvi.fi/MarketPrice>

FOEX,2018. FOEX Indexes Ltd, Bioenergy and Wood Indices. [tilasto]. [viitattu 20.11.2018]. Saatavissa: <http://www.foex.fi/biomass/>

Helen Oy, 2016. Salmisaaren suomen suurin pellettikattila. [tiedote]. [viitattu 10.9.2018]. Saatavissa: <https://www.helen.fi/uutiset/2016/suomen-suurin-pellettikattila/>

Helen Oy, 2018. Helen suunnittelee uusia biolämpölaitoksia. [tiedote]. [viitattu 10.9.2018]. Saatavissa: <https://www.helen.fi/uutiset/2018/pellettil%C3%A4mp%C3%B6laitokset/>

IRENA, 2017, Renewable Power Generation Costs in 2017. [verkkajulkaisu]. [viitattu 12.11.2018]. Saatavissa: http://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

Koskelainen Lasse, Rauli Saarela, Kari Sipilä, 2006. Adato Energia Oy. Kaukolämmön käsikirja. s.566. ISBN 952-5615-08-1

Lahti Energia, 2018a. Kymijärvi III:n polttoaineet tulevat päijäthämäläisistä metsistä. [verkkajulkaisu]. [viitattu 15.1.2019]. Saatavissa:

<https://www.lahtienergia.fi/fi/lahti-energia/energian-tuotanto/kymijarvi-iii/polttoaineet>

Lahti Energia, 2018b. Kymijärvi III -biolaitoshanke. [yrityksen verkkosivut]. [viitattu 15.1.2019]. Saatavissa:

<https://www.lahtienergia.fi/fi/lahti-energia/energian-tuotanto/kymijarvi-iii>

Markku Huhtinen, Risto Korhonen, Tuomo Pimiä, Samu Urpalainen. 2008. Voimalaitostekniikka. Helsinki: Opetushallitus. s.342. ISBN 978-952-13-3476-4

Motiva, 2017. Kaukolämmön hinta. [verkkojulkaisu]. [viitattu 8.10.2018]. Saatavissa:

https://www.motiva.fi/koti_ja_asuminen/rakentaminen/lammitysjarjestelman_valinta/lammitysmuodot/kaukolampo/kaukolammon_hinta

Nord pool, 2019. Day-ahead prices – Finland. [tilasto]. [viitattu 10.1.2019]. Saatavissa:

<https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/FI/Yearly/?view=table>

Oulun Energia, 2014. Oulun Energian uuden voimalaitoksen ympäristövaikutusten arviointi -YVA. [YVA-dokumentti]. [viitattu 8.10.2018]. Saatavissa:

<https://www.ouluenergia.fi/sites/default/files/attachments/yva-ohjelma.pdf>

Oulun Energia, 2018a. Toppilan voimalaitos. [yrityksen verkkosivut]. [viitattu 15.1.2019]. Saatavissa: <https://www.ouluenergia.fi/energia-ja-ymparisto/energiantuotanto/voimalaitokset/toppilan-voimalaitos>

Oulun Energia, 2018b. Laanilan biovoimalaitoshanke. [yrityksen verkkosivut]. [viitattu 8.10.2018]. Saatavissa: <https://www.ouluenergia.fi/energia-ja-ymparisto/energiantuotanto/voimalaitokset/laanilan-biovoimalaitoshanke>

Paiho Satu, Saastamoinen Heidi, 2018. How to develop district heating in Finland?. [tiedeartikkeli] [viitattu 13.1.2019]. Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.025>

Poikolainen Kirsi, 2017. Suomen suurin pellettikattila | Lämpökeskus keskellä kaupunkia, Poltelehti. [verkkolehden artikkeli]. [viitattu 8.4.2018] Saatavissa:

<http://poltelehti.fi/2017/10/suomen-suurin-pellettikattila-lampokeskus-keskella-kaupunkia/>

Salovaara Jukka, 2018. Oulun Energia Oy Laanilan biovoimalaitos. [hankkeen esite]. [viitattu 10.1.2019]. Saatavissa: https://www.lisaakauppaa.fi/file/download&file_id=272/

Tilastokeskus, 2018a. Energian hinnat 2018. 2. vuosineljännes. [tilasto]. [viitattu 28.11.2018].
Saantitapa: <http://www.stat.fi/til/ehi/2018/02/index.html>

Tilastokeskus, 2018b. Uusiutuvien energialähteiden käyttö kasvoi sähkön ja lämmön tuotannossa 2017. [tiedote]. [viitattu 10.1.2019]. Saatavissa: https://www.stat.fi/til/salatu/2017/salatu_2017_2018-11-01_tie_001_fi.html

Vainio, T., Lindroos, T., Pursiheimo, E., Vesanen, T., Sipilä, K., Airaksinen, M., Rehunen, A., 2015. Tehokas CHP, kaukolämpö ja -jäähdytys Suomessa 2010–2025. [verkkójulkaisu]. [viitattu 13.1.2019]. Saatavissa: https://energia.fi/files/412/Raportti_Kaukolampo_ja_CHP_VTT_20151218.pdf

Valmet, 2016. Valmet toimittaa puupellettilämpölaitoksen Helenin Salmisaaren voimalaitokselle Helsinkiin. [tiedote]. [viitattu 8.10.2018]. Saatavissa:

<https://www.valmet.com/fi/media/uutiset/lehdistotiedotteet/2016/valmet-toimittaa-puupellettilampolaitoksen-helenin-salmisaaren-voimalaitokselle-helsinkiin/>

Valtio neuvosto, 2018. Ministeri Tiilikainen: Kivihiilen kielto 2029 – kannustepaketti nopeille luopujille [tiedote]. [viitattu 13.1.2019]. Saatavissa:

https://valtioneuvosto.fi/artikkeli/-/asset_publisher/1410877/ministeri-tiilikainen-kivihiilen-kielto-2029-kannustepaketti-nopeille-luopujille

VTT, 2015, Biomass co-firing in a Finnish CHP-plant -Toolkit, [verkkotyökalu]. [viitattu 8.12.2018]. Saatavissa: <https://www.vttresearch.com/services/business-essentials/bioeconomy-concept-development-and-evaluation/biomass-co-firing-in-a-finnish-chp-plant>