# FOSSIILIENERGIAN KÄYTÖN VÄHENTÄMINEN KAUKOLÄMMÖN TUOTANNOSSA

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

Energiatekniikan diplomityö

2022

Eetu Lankinen

Tarkastajat: Professori, TkT Esa Vakkilainen

TkT Jussi Saari

Ohjaaja: DI Juha Pero

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

LUT Energiajärjestelmät

Energiatekniikka

Eetu Lankinen

**Fossiilienergian käytön vähentäminen kaukolämmön tuotannossa**

Energiatekniikan diplomityö

2022

104 sivua, 23 kuvaa, 14 taulukkoa ja 1 liite

Tarkastajat: Professori, TkT Esa Vakkilainen ja TkT Jussi Saari

Ohjaaja: DI Juha Pero

Avainsanat: kaukolämpö, bioenergia, älykäs lämmityksen ohjaus, sähkökattila

Vuonna 2021 alkanut fossiilisten polttoaineiden hinnannousu on aiheuttanut haasteita niitä käyttävien energiantuotantoyhtiöiden liiketoiminnan kannattavuudelle. Myös tulevaisuuden päästötavoitteet, sekä maailmantilanteesta johtuva epävarmuus fossiilisten polttoaineiden saatavuudelle ajavat yhtiöitä selvittämään vaihtoehtoisia energiantuotantomuotoja.

Tämän työn tavoitteena oli tutkia eri vaihtoehtoja fossiilienergian käytön vähentämiseksi Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämmön tuotannossa. Työlle asetettiin kaksi tutkimuskysymystä, joista ensimmäinen koski maakaasun korvaamista ja toinen huippukuormien tuottamista kustannustehokkaasti. Kirjallisuusosion pohjalta tarkemmin tutkittavaksi valikoituivat bioenergian hyödyntäminen, älykkään lämmityksen ohjauksen mahdollistamien hyötyjen, sekä sähkökattilan kannattavuuden selvittäminen.

Tutkimuksessa käytettyjen mittaustiedon ja oletusten pohjalta suoritettiin laskennat, joiden perusteella bioenergian hyödyntämisellä olisi saavutettavissa selviä taloudellisia säästöjä. Älykkäällä lämmityksen ohjauksella ei nähty saavutettavan hyötyjä huippukuormien pienentämisen osalta, mutta investointi sähkökattilaan voisi olla kannattavaa, jos käytettävän sähkön hinta olisi alhainen.

ABSTRACT

Lappeenranta–Lahti University of Technology LUT

School of Energy Systems

Energy Technology

Eetu Lankinen

**Reducing the use of fossil energy in district heat production**

Master's thesis

2022

104 pages, 23 figures, 14 tables and 1 appendix

Examiners: Professor, D.Sc. (Tech.) Esa Vakkilainen and D.Sc. (Tech.) Jussi Saari

Supervisor: M.Sc. (Tech.) Juha Pero

Keywords: district heating, bioenergy, smart heating control, electric boiler

Prices of fossil fuels started increasing in 2021 and it has caused issues for energy companies that uses them. Also, future emission targets and uncertainty about the availability of fossil fuels due to the world situation, drive companies to explore alternative forms of energy production.

Two research questions were set for the work. The first concerned the replacement of natural gas and the second about the cost-effective production of peak loads. Based on the literature section, the utilization of bioenergy, benefits of smart heating control and the profitability of an electric boiler were selected for further investigation.

Based on the measurement data and assumptions used in the study, calculations were performed. According to calculations, clear financial benefits could be achieved with utilization of bioenergy. Smart heating control was not seen to achieve benefits in terms of reducing peak loads, but an investment in an electric boiler could be profitable if the price of the used electricity is low.

KIITOKSET

Tämä diplomityö on tehty Nivos Vesi ja Lämpö Oy:lle kevään ja kesän 2022 aikana. Työn mielenkiintoisesta aiheesta haluan kiittää Kimmo Rintamäkeä. Työn ohjauksesta ja vuosien aikana saaduista neuvoista kiitän diplomityön ohjaajaa ja esimiestäni Juha Peroa. Työtä varten hankitusta tiedosta ja mielenkiintoisista keskusteluista kiitän myös Max Konttista, Jere Turusta ja Henri Klasilaa. Työn tarkastuksesta ja hyvistä opeista kiitän professori Esa Vakkilaista ja Jussi Saarta.

Haluan myös kiittää opiskeluaikana tapaamiani mahtavia ystäviä, joiden ansiosta opiskeluvuodet kuluivat liian nopeasti. Kiitän myös perhettäni ja lähimmäisiäni pyyteettömästä tuesta sekä erityisesti avopuolisoani Essiä kiitän vastapainon tuomisesta opiskelun ja työn rinnalle.

Porvoossa 22.7.2022

Eetu Lankinen

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Roomalaiset

| | | |
|---|---|---|
| *a* | liittämis- ja rakentamiskustannukset | [€] |
| *b* | kapasiteettivarauskustannus | [€/VA] |
| *E* | energia | [Wh] |
| *i* | korkokanta | [-] |
| *k* | annuiteettikerroin | [-] |
| *L* | liittymismaksu | [€] |
| *n* | investoinnin poistoaika | [a] |
| *P* | teho | [W, VA] |
| *t* | aika | [s, h] |

Kreikkalaiset

| | | |
|---|---|---|
| *η* | hyötysuhde | [-] |

Alaindeksit

| | |
|---|---|
| a | vuosi |
| h | huippu |
| pa | polttoaine |

| | |
|---|---|
| tot | kokonais |

Lyhenteet

| | |
|---|---|
| ATES | pohjavesilämpövarasto (Aquifer Thermal Energy Storage) |
| BTES | porakaivolämpövarasto (Borehole Thermal Energy Storage) |
| CCU | hiilidioksidin talteenotto ja hyödyntäminen (Carbon Capture and Utilization) |
| CCS | hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (Carbon Capture and Storage) |
| COP | lämpökerroin (Coefficient of Performance) |
| KPA | kiinteä polttoaine |
| LHS | latentin lämpöenergian varasto (Latent Heat Storage) |
| LNG | nesteytetty maakaasu (Liquified Natural Gas) |
| PTES | lämpöallas (Pit Thermal Energy Storage) |
| SHS | tuntuvan lämpöenergian varasto (Sensible Heat Storage) |
| SMR | pienydinvoimala (Small Modular Reactor) |
| STES | kausiluonteinen lämpövarasto (Seasonal Thermal Energy Storage) |
| THS | termokemiallisen lämpöenergian varasto (Thermochemical Heat Storage) |
| TTES | lämpösäiliö (Tank Thermal Energy Storage) |

**Sisällysluettelo**

Tiivistelmä

Abstract

Kiitokset

Symboli- ja lyhenneluettelo

1 Johdanto ..... 11

1.1 Työn tausta ..... 11

1.2 Aihe ja tutkimuskysymykset ..... 15

1.3 Rakenne ja rajaukset ..... 16

2 Kaukolämpöliiketoiminta Mäntsälässä ..... 17

2.1 Lämmöntuotanto ..... 18

2.1.1 Kapulin lämpölaitos ..... 21

2.1.2 Liedontien lämpölaitos ..... 23

2.1.3 Lämmöntalteenottolaitos ..... 24

2.2 Kaukolämpöverkot ..... 26

2.3 Huoltovarmuus Mäntsälän kaukolämpöverkossa ..... 32

3 Kaukolämmön tuotanto yleisesti ..... 34

3.1 Tuotettava energia ..... 34

3.2 Energian tuotanto Suomessa ..... 37

3.3 Yhteistuotanto ..... 39

3.4 Erillistuotanto ..... 40

3.4.1 Kiinteät polttoaineet ..... 40

3.4.2 Nestemäiset polttoaineet ..... 43

3.4.3 Kaasumaiset polttoaineet ..... 44
4 Kaukolämmitys tulevaisuudessa ..... 46
4.1 Matalalämpöinen kaukolämpöverkko ..... 47
4.2 Kaksisuuntainen kaukolämpö ..... 50
4.3 Peruskuorman tuotantomuodot tulevaisuudessa ..... 51
4.3.1 Lämpöpumppu ..... 52
4.3.2 Hukkalämpö ..... 54
4.3.3 Luonnon lämmönlähteet ..... 56
4.3.4 Pienydinvoima ..... 59
4.3.5 CCU/CCS ..... 60
4.3.6 Kausiluonteiset lämpövarastot ..... 60
4.4 Huippukuorman tuotanto ..... 62
4.4.1 Tehopiikkien leikkaaminen kulutusjoustolla ..... 63
4.4.2 Lämmön lyhytaikaisvarastointi ..... 64
4.4.3 Biokaasu ja -öljy ..... 65
4.4.4 Sähkökattila ..... 66
4.5 Kaukolämmön kilpailukyky tulevaisuudessa ..... 67
5 Parhaiden vaihtoehtojen tunnistaminen fossiilisten polttoaineiden korvaamiseksi Mäntsälän keskustan kaukolämmön tuotannossa ..... 69
5.1 Maakaasun korvaaminen bioenergialla ..... 70
5.2 Huippukuormien leikkaaminen älykkäällä lämmityksen ohjauksella ..... 76
5.3 Sähkökattilan hyödyntäminen kaukolämmön tuotannossa ..... 79
6 Johtopäätökset ..... 85
7 Yhteenveto ..... 89
Lähteet ..... 91

Liitteet

Liite 1. Sähkönsiirron tuotehinnasto

# 1 Johdanto

Tämä diplomityö on tehty Nivos Vesi ja Lämpö Oy:lle kaukolämpöliiketoiminnan kehitystyöhön. Työssä käydään läpi nykyiset kaukolämmön tuotantomuodot ja kirjallisuuteen pohjautuen tutkitaan tarkemmin tulevaisuuden tuotantomuotoja. Työn tarkoituksena on löytää eri menetelmiä fossiilisten polttoaineiden käytön vähentämiseksi Mäntsälän keskustan kaukolämmön tuotannossa. Asiakas- ja tuotantomittauksia hyödyntäen työssä pyritään mallintamaan kaukolämmön tuotantoa eri lämmönlähteillä niin, että maakaasun ja öljyn polttamisesta päästäisiin eroon lähes kokonaan. Kaukolämmön hetkellisestä kulutuksesta johtuvia suurimpia tuotantopiikkejä voi edelleen joutua tuottamaan maakaasulla tai öljyllä, eikä näitä välttämättä ole kannattavaa tuottaa uusiutuvilla polttoaineilla tai lämmönlähteillä kasvavista investointikustannuksista johtuen (Koskelainen, Saarela & Sipilä. 2006, 322). Mahdollisten investointipäätösten tueksi arvioidaan eri tuotantomuotojen soveltuvuutta Mäntsälän kaukolämpöverkossa, sekä tarkastellaan investointien kannattavuutta kustannuslaskelmilla.

## 1.1 Työn tausta

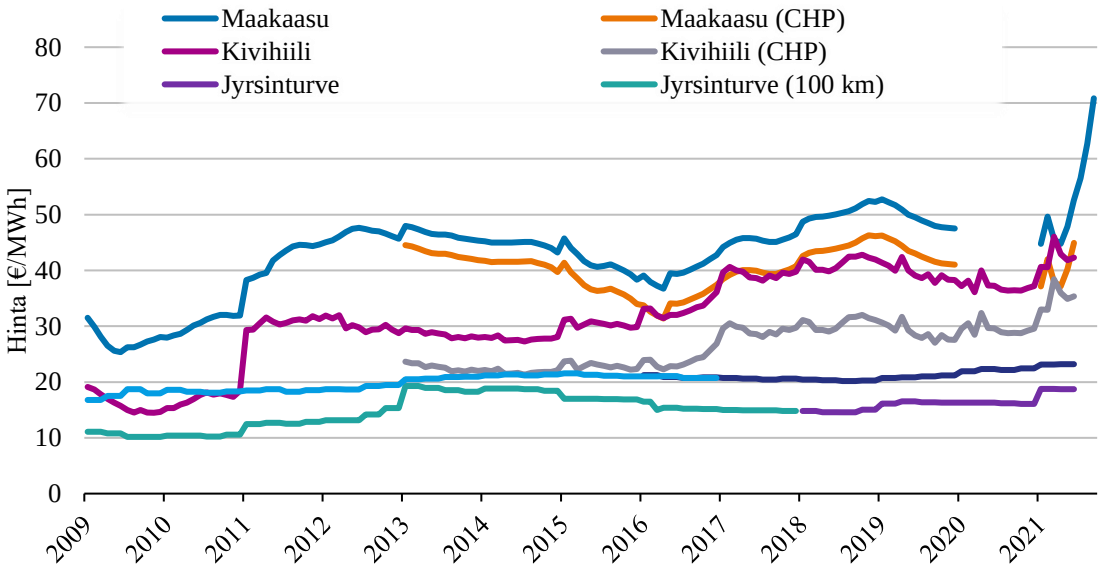
Työn tarkoituksena on tutkia fossiilisten polttoaineiden vähentämistä Mäntsälän kaukolämmön tuotannossa, jossa kaukolämpö tuotetaan erillistuotantona. Vuonna 2019 Suomessa tuotettiin kaukolämpöä yhteensä 38 142 GWh, josta 37 % oli tuotettu erillistuotantona (SVT 2019 a). Diplomityö on siis aiheellinen valtakunnallisesti. Kaukolämmön tuotantomuotoja ja eri polttoaineita käsitellään tarkemmin kappaleessa 3.

Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämmön tuotannosta Mäntsälän keskustassa noin 75 % vuosienergiasta tuotetaan lämmöntalteenottolaitoksella, jossa lämpöpumpuilla hyödynnetään Global DC Oy:n (ent. Yandex Oy) datakeskuksesta saatavaa hukkalämpöä. Loput tarvittavasta energiasta tuotetaan maakaasulla ja öljyllä sekä biokaasulla. (Nivos Oy 2020.) Lämmöntalteenottolaitokselta lähtevän menoveden lämpötila on enintään 75 °C, joten lämmityskaudella ja kulutushuippujen aikaan menoveden lämpötilaa on usein nostettava, eli priimattava. Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkon menovesi priimataan tällä hetkellä

Kapulin lämpölaitoksella, joka sijaitsee kaukolämpölinjassa heti lämmöntalteenottolaitoksen jälkeen. Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n lämpölaitokset ja kaukolämpöverkot esitellään tarkemmin kappaleessa 2.

Fossiilisten polttoaineiden vähentäminen Nivos Vesi ja Lämpö Oy:ssä on aiheellista erityisesti kaukolämpöliiketoiminnan kannattavuuden näkökulmasta, mutta merkittäviä vaikuttajia ovat myös päästötavoitteet ja huoltovarmuus. Kaukolämpöliiketoiminnan kannattavuutta heikentävät jatkuvasti nousseet maakaasun kokonaiskäyttökustannukset sekä vuonna 2021 moninkertaistunut sähköenergian hinta (Tilastokeskus 2022). Maakaasun hinnannousu vaikuttaa suoraan lämpölaitoksilla tuotetun kaukolämmön kustannuksiin ja sähköenergian hinnannousu taas lämmöntalteenottolaitoksella tuotetun kaukolämmön kustannuksiin.

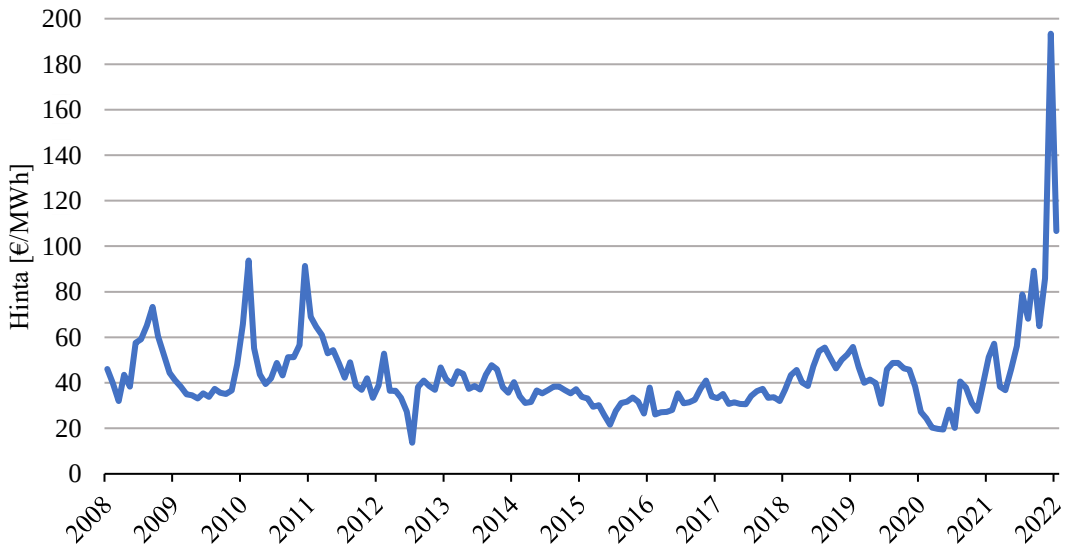
Diplomityön ajankohtaisuuteen vaikuttaa erityisesti vuoden 2021 aikana alkanut maakaasun hinnan nouseva kehitys (kuva 1). Maakaasun hinnannousuun ovat vaikuttaneet mm. kaasuvarastojen ehtyminen kylmän talven ja kevään jäljiltä, lisääntynyt energiankulutus koronapandemiasta toipuvan talouskasvun myötä, vähentynyt maakaasun tuonti Venäjältä, Nord Stream 2 -projektin käyttöönoton keskeytyminen epävarmasta maailmantilanteesta johtuen, lisääntynyt maakaasun kulutus Aasiassa, sekä poikkeuksellisen korkea sähköenergian hinta. (Horton & Palumbo 2022; Karinen 2021.)




Kuva 1. Voimalaitospolttoaineiden hinnat lämmöntuotannossa (Tilastokeskus 2021 b)

Kuvasta 1 nähdään maakaasun hinnan nousseen 2010-luvulla hetkittäin jopa yli 50 €/MWh sekä jyrkkä nousu vuoden 2021 lopulla, jolloin maakaasun hinta on ylittänyt 70 €/MWh. Nämä vaikuttavat suoraan lämpölaitoksilla tuotetun kaukolämmön kannattavuuteen. Tilastokeskuksen datassa on puutteita vuoden 2020 osalta, mutta maakaasun pörssihinnan mukaan voidaan arvioida hinnan olleen tuolloin vuoden 2016 tasolla (Trading Economics 2022.)

Maakaasun hinnannousun lisäksi vuonna 2021 erityisen korkealle noussut sähköenergian hinta laskee lämmöntalteenottolaitoksella tuotetun kaukolämmön kannattavuutta (kuva 2).

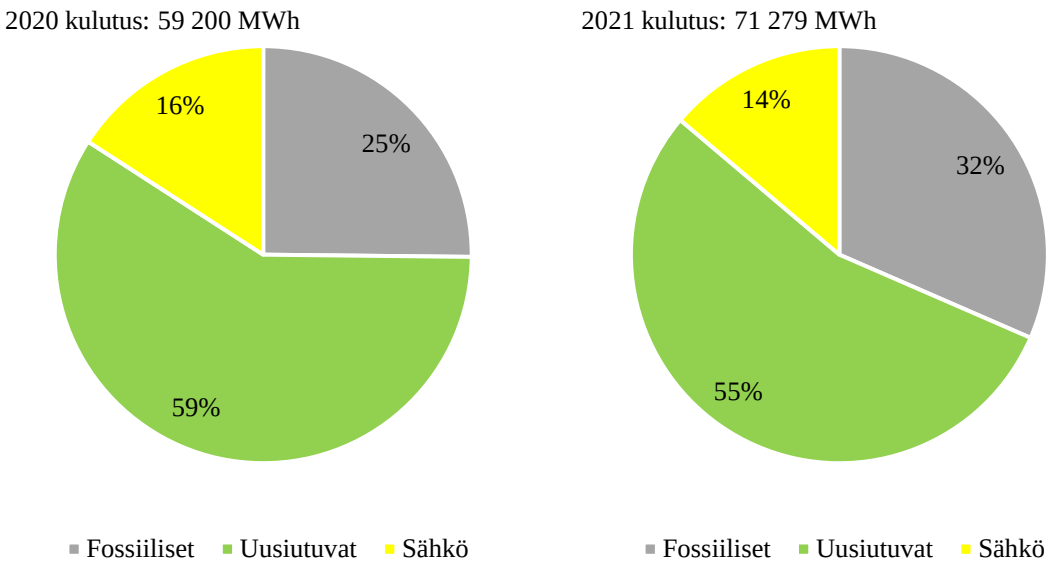



Kuva 2. Sähköenergian hinta Suomessa aikavälillä 2008–2021 (Nord Pool 2022)

Kuvassa 2 nähtävään sähköenergian hinnannousuun ovat vaikuttaneet erityisesti aiemmin mainittu maakaasun hinnannousu, lisääntyneen tuuli- ja aurinkoenergian tuotannonvaihtelu ja ennakoitua alhaisempi tuotanto, maakaasun hinnannoususta johtuva lisääntynyt kivihiilen käyttö ja kallistuneet päästöoikeudet, sekä Saksan ydinvoimatuotannon alasajo. Myös pohjoismaissa vallinneen heikon vesitilanteen takia Suomessa on jouduttu turvautumaan Keski-Euroopan tuontisähköön, jonka korkeat tuotantokustannukset nostavat sähkön hintaa Suomessa. (Euroopan komissio 2021; Haveri, Salomaa, & Wilhems 2022.)

Nykyisten lämmöntuotantomuotojen kannattavuuden alenemisen lisäksi Suomen päästötavoitteet lisäävät tarvetta kehittää Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämmön liiketoimintaa

vähäpäästöisemmäksi. Suomen nykyisen hallitusohjelman tavoite on, että sähkön- ja lämmöntuotanto on lähes päästötöntä vuoteen 2030 mennessä, huolto- ja toimintavarmuuskriteerit huomioiden, ja että koko Suomi on hiilineutraali vuoteen 2035 mennessä (Valtioneuvosto 2019, 34–35). Kuvasta 3 nähdään, että vuosina 2020 ja 2021 Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämmöstä noin 28,5 % on tuotettu fossiilisilla polttoaineilla. Yhtiön tavoitteena on kuitenkin tuottaa kaukolämpö täysin fossiilivapaasti vuoden 2028 loppuun mennessä. Fossiilista polttoaineista on luovuttu asteittain esimerkiksi kasvattamalla lämmöntalteenottolaitoksen tehoa ja käyttämällä biokaasua.




Kuva 3. Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämmöntuotannon polttoainejakaumat vuosilta 2020 ja 2021 (Nivos Oy 2022)

Teollisuuden hiilidioksidipäästöjen pienentämiseksi on otettu käyttöön Euroopan Unionin päästökauppajärjestelmä, jonka piirissä on yli 11 000 energiantuotanto- ja teollisuuslaitosta (Euroopan parlamentti 2021). Yleisesti EU:n päästökauppajärjestelmä kattaa lämpöteholtaan yli 20 MW:n energiantuotantolaitokset ja Euroopan talousalueen sisäisen lentoliikenteen. Suomessa järjestelmän piiriin kuuluu myös alle 20 MW:n kaukolämpöä tuottavia laitoksia. (TEM.) Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n lämpölaitokset eivät kuulu päästökauppajärjestelmän piiriin, mutta päästökauppajärjestelmän päästöoikeuksien hinnat vaikuttavat kaukolämmöntuotannossa käytetyn sähkön hintaan.

Kaukolämpöliiketoiminnan kannattavuuden ja päästötavoitteiden lisäksi myös huolto- ja toimintavarmuus ovat merkittäviä vaikuttajia liiketoiminnan kehittämisessä. Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkkoon on tuotettu lämpöä lämpölaitoksilla, joiden polttoaineena on maakaasua tai kevyttä polttoöljyä. Tämän lisäksi datakeskuksen hukkalämpöä on hyödynnetty lämmöntalteenottolaitoksella. Lämmöntalteenottolaitoksen toimintavarmuus on aiempien vuosien perusteella ollut hyvä ja vuonna 2020 maakaasuverkon toimintavarmuus Suomessa on ollut 100 % (Energiavirasto 2021). Epävarma maailmantilanne, Ukrainan kriisi ja siitä seuranneet pakotteet Venäjää kohtaan ovat aiheuttaneet kuitenkin riskejä Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämpöliiketoiminnalle. Nivos Vesi ja Lämmön kaukolämmön huolto- ja toimintavarmuutta käsitellään tarkemmin kappaleessa 2.

Diplomityön aihe yleisesti on tärkeä suomalaisen kaukolämpötoiminnan kannalta, sillä kaukolämmön nykyinen toimintaperiaate on yleistynyt jo 1970-luvulla ja viime vuosina yleistyneet lämpöpumppuratkaisut ovat yhä useammin kilpailukykyisempiä vaihtoehtoja asiakkaille. Lämpöpumppujen etuna on, että niillä voidaan hyödyntää maasta- tai ulkoilmasta saatavaa lämpöä ja tällöin käyttökustannuksia tulee vain lämpöpumppujen kuluttamasta sähköstä sekä huoltokustannuksista. Fossiilisilla polttoaineilla tuotetun kaukolämmön kannattavuutta heikentävät myös päästövaatimukset, jotka ohjaavat yrityksiä pienentämään hiilijalanjälkeään. Tällöin asiakkaat saattavat haluta lämmöntuottajilta täysin uusiutuvalla energialla tuotettua lämpöä. Noin 50 vuotta käytössä ollut kolmannen sukupolven korkealämpökaukolämpötekniikka on myös nykyaikana verrattain vanhanaikainen. Uusimmalla kaukolämpötekniikalla olisi mahdollista päästä energiatehokkaampiin matalalämpöjärjestelmiin. Uusia tekniikoita kutsutaan neljännen- ja viidennen sukupolven kaukolämpöjärjestelmiksi (Buffa, Cozzini, D'Antoni, Baratieri & Fedrizzi 2019, 505). Kaukolämmön historiasta, nykyhetkestä ja tulevaisuudesta kerrotaan tarkemmin kappaleessa 3.

## 1.2 Aihe ja tutkimuskysymykset

Tämän diplomityön tavoitteena on kehittää Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämpöliiketoimintaa löytämällä vaihtoehtoisia lämmöntuotantomuotoja fossiilisille polttoaineille Mäntsälän kaukolämmön tuotannossa. Edeltävän vuosikymmenen aikana alkanut ja erityisesti vuonna 2021 voimistunut maakaasun hinnannousu aiheuttaa ongelmia yhtiön

kaukolämpöliiketoiminnalle. Ongelman ratkaisemiseksi työlle määritettiin seuraavat tutkimuskysymykset:

1) Mitä kannattavia vaihtoehtoja Nivos Vesi ja Lämpö Oy:llä on maakaasun polttamiselle kaukolämmön tuotannossa?

2) Kuinka kaukolämmön huippukuormat saataisiin tuotettua kustannustehokkaasti?

Työn tutkimusosassa pyritään löytämään toteutettavissa olevat kustannustehokkaat ratkaisut tutkimuskysymyksiin. Ongelmien ratkaisemiseksi hyödynnetään viimeisintä tutkimustietoa sekä Mäntsälän kaukolämpöverkon asiakas- ja tuotantomittauksista saatavaa dataa.

## 1.3 Rakenne ja rajaukset

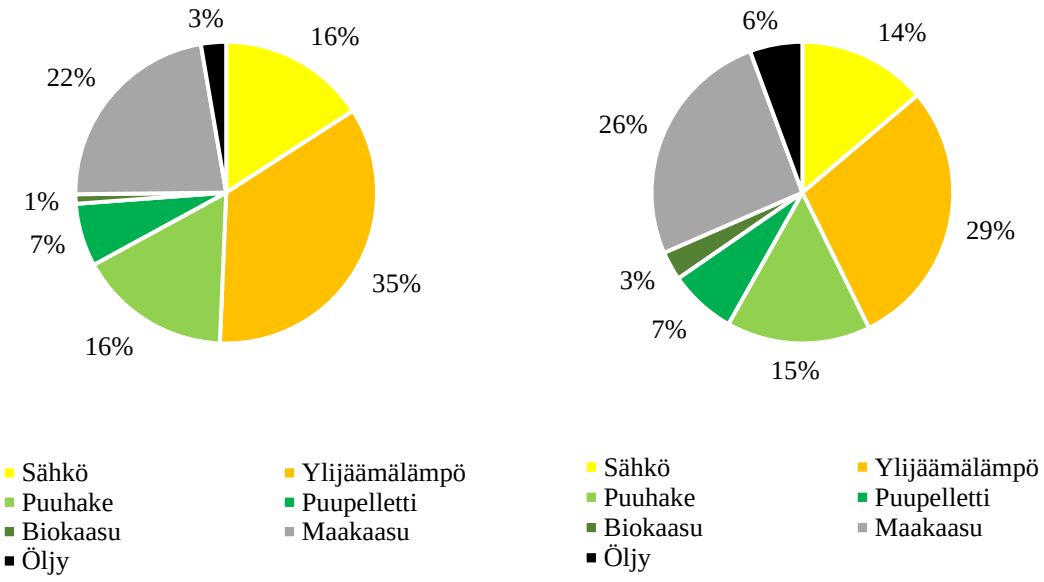
Diplomityön rakenne koostuu kolmesta osasta, joista ensimmäisessä eli kappaleessa kaksi käsitellään Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämpöliiketoimintaa. Kappale kaksi on jaettu alakappaleisiin, joissa esitellään yhtiön lämpölaitokset ja -verkot, sekä perehdytään toiminnan huoltovarmuuteen. Työn toisessa osassa, kappaleessa kolme käsitellään yleisellä tasolla kaukolämmön tuotannon historiaa ja nykytilannetta. Kappaleessa neljä tutkitaan kirjallisuuteen pohjautuen erilaisia tulevaisuuden lämmöntuotantovaihtoehtoja ja kaukolämmityksen tulevaisuutta. Tulevaisuuden lämmöntuotantomuotojen osalta keskitytään uusiutuviin ratkaisuihin. Työn kolmannessa osassa, kappaleessa viisi yhdistetään edeltävien kappaleiden tietoja, hyödynnetään asiakas- ja tuotantomittauksista saatavaa dataa, sekä pyritään löytämään ratkaisuja tutkimusongelmiin. Diplomityön lopussa, kappaleessa kuusi on yhteenveto ja johtopäätökset.

Työn tutkimusosassa keskitytään Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämpöliiketoiminnan kehittämiseen lämmöntuotantomuotojen osalta. Työssä esiteltyjä erilaisia uusiutuvia lämmöntuotantomuotoja sovelletaan asiakas- ja tuotantomittauksista saatavaan dataan ja pyritään mallintamaan tuotantomuotojen soveltuvuutta Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkossa. Tutkimusosassa arvioidaan myös mahdollisten investointien kannattavuutta sekä huolto- ja toimintavarmuutta.

# 2 Kaukolämpöliiketoiminta Mäntsälässä

Nivos Vesi ja Lämpö Oy on osa Mäntsälässä toimivaa Nivos-konsernia. Nivos-konsernin emoyhtiö on Nivos Oy, jonka muut tytäryhtiöt ovat: Nivos Energia Oy, Nivos Verkot Oy ja Nivos Palvelut Oy. Nivos Veden ja Lämmön palveluvalikoimiin kuuluvat vesi- ja kaukolämpöliiketoiminta. Kaukolämpöliiketoiminta siirtyi Nivos Energialta Nivos Vesi ja Lämpö Oy:lle vuoden 2020 alussa. Vuonna 2020 yhtiön liikevaihto on ollut noin 9,4 miljoonaa euroa, josta liikevoittoa 191 tuhatta euroa. (Nivos Vesi ja Lämpö Oy 2021.)

Mäntsälän kaukolämpöä koskevissa aiemmissa diplomitöissä Antti Porkka (2013) tutki matalalämpötilaisen hukkalämmön hyödyntämistä kaukolämmön tuotannossa, Juha Pero (2016) tutki kaukolämpöliiketoiminnan kehittämistä erityisesti tulevaisuuden kannattavuuden ja älykkään kaukolämmön osalta, sekä Heikki Hynynen (2018) tutki menolämpötilan alentamista kaukolämpöverkon kehitystyössä. Kaikkien aiempien diplomitöiden tarkoituksena on ollut kaukolämpöliiketoiminnan kehittäminen ja näiden töiden avulla fossiilisten polttoaineiden käyttöä kaukolämmön tuotannossa on onnistuttu vähentämään. Kuvassa 4 nähdään vuosien 2020 ja 2021 polttoainejakaumat yhtiön kaukolämmöntuotannossa.




Kuva 4. Nivos Vesi ja Lämmön kaukolämmön tuotannon polttoainejakaumat vuosilta 2020 (vasemmalla) ja 2021 (oikealla)

Kuvasta 4 nähdään, että lämmöntalteenottolaitoksella (sähkö ja ylijäämälämpö) on tuotettu jo noin 47 % koko yhtiön lämmöntuotannosta vuosina 2020 ja 2021. Uusiutuvien polttoaineiden osuus lämmöntuotannosta on ollut noin 24,5 % ja fossiilisten polttoaineiden osuus noin 28,5 %. Kuvassa 4 on yhtiön koko kaukolämmön tuotannon polttoaineet, käsittäen kaikki yhtiön lämpölaitokset.

Viimeisen kymmenen vuoden aikana Nivos Vesi ja Lämmön kaukolämpöliiketoimintaa on kehitetty esimerkiksi ostamalla kaukolämpöverkot ja lämpölaitokset Pukkilan ja Pornaisten kunnissa vuosina 2015 ja 2016. Vuonna 2015 valmistui myös lämmöntalteenottolaitos hyödyntämään datakeskuksen hukkalämpöä. Lämmöntalteenottolaitoksen teho oli aluksi 3,6 MW, mutta tätä on kasvatettu nykyiseen 6,9 MW:iin kasvattamalla lämpöpumppujen lukumäärää. Vuonna 2017 purettiin Mustamäen lämpölaitos sen jäädessä tarpeettomaksi. Vuonna 2018 valmistui uusi puupellettiä polttoaineenaan käyttävä lämpölaitos Hyökännummelle, joka Nummisen lämpölaitoksen tavoin lämmittää vain vieressä sijaitsevia koulurakennuksia. Vuonna 2019 rakennettiin yhdysputki Ruusutarhan ja Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkkojen välille, jonka ansiosta Ruusutarhan maakaasua polttava lämpölaitos suljettiin. Lämmöntalteenottolaitoksen tehon kasvattamisen ansiosta vanha Huvitien lämpölaitos purettiin kesällä 2021. Keväällä 2022 yhtiö myi Pornaisten ja Pukkilan lämpöverkot ja -laitokset, siirtäen näin liiketoiminnan pääpainoa Mäntsälän kunnan alueella sijaitseviin kaukolämpöverkkoihin.

## 2.1 Lämmöntuotanto

Lämmöntalteenottolaitoksen tehoa kasvattamalla Nivos Vesi ja Lämpö Oy on onnistunut vähentämään fossiilisten polttoaineiden tarvetta kaukolämmön tuotannossa huomattavasti. Ennen lämmöntalteenottolaitosta Mäntsälän keskustan kaukolämpö tuotettiin täysin fossiilisilla polttoaineilla. Lämmöntalteenottolaitoksen ansiosta keskustan kaukolämpöverkosta on poistettu käytöstä jo kolme maakaasua pääpolttoaineena käyttänyttä lämpölaitosta, joista kaksi on kokonaan purettu. Yhtiön nykyiset käytössä olevat lämpölaitokset, kattiloiden lukumäärät, niiden nimellistehot, polttoaineet ja käyttöönottovuodet ovat listattuna taulukossa 1.

Taulukko 1. Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n lämpölaitokset, kattiloiden lukumäärät, niidet nimellistehot, polttoaineet ja käyttöönottovuodet

| Lämpölaitos | Kattiloiden määrä | Nimellisteho [MW] | Polttoaine | Käyttöönottovuosi |
|---|---|---|---|---|
| Hyökännummi | 2 | 0,5 + 0,3 | pelletti + sähkö | 2018 |
| Kapuli | 1 | 6 | maakaasu | 2007 |
| Liedontie | 2 | 9,5 + 9,5 | maakaasu | 2007 |
| Lämmöntalteenotto | - | 6,9 | - | 2015 |
| Numminen | 2 | 0,2 + 0,3 | pelletti | 2013 |
| Saari | 1 | 0,7 | pelletti | 2013 |
| Saari öljy | 2 | 1 + 2 | kevyt polttoöljy | 2010 |

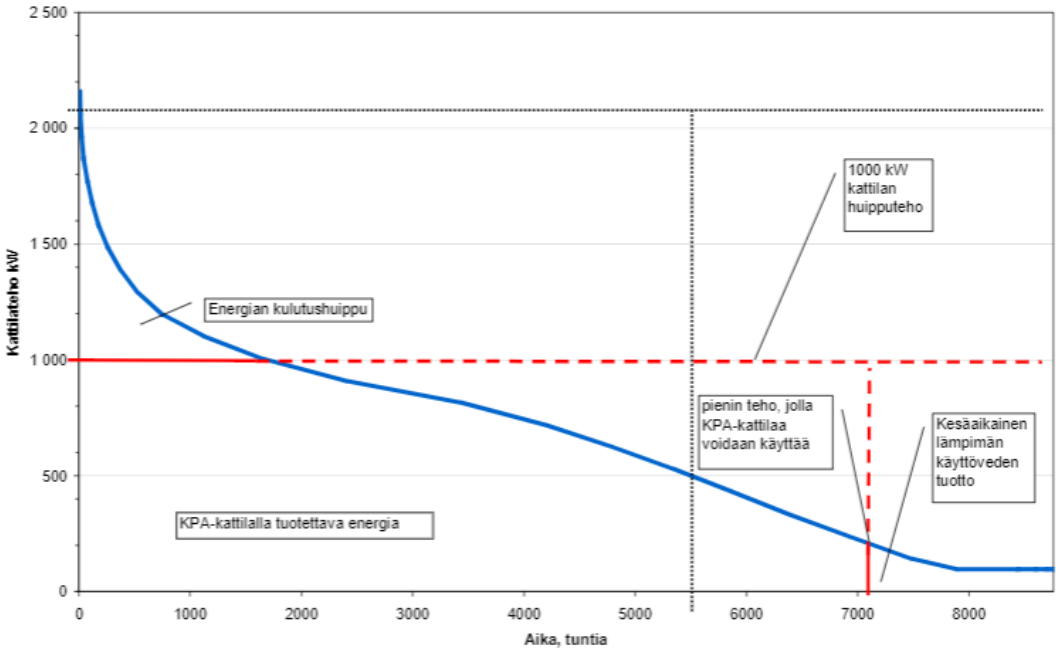
Taulukosta 1 havaitaan, että Nivos Vesi ja Lämpö Oy:llä on 11 käytössä olevaa lämpölaitosta. Taulukon 1 laitoksista Saaren, Nummisen ja Hyökännummen lämpölaitokset tuottavat lämpöä erillisiin kaukolämpöverkkoihin. Mäntsälän keskustan kaukolämpö tuotetaan Kapulin- ja Liedontien lämpölaitoksillä, sekä datakeskuksella sijaitsevalla lämmöntalteenottolaitoksella. Seuraavissa alakappaleissa esitellään tarkemmin Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkon lämpölaitosten huipunkäyttöajat, tehon pysyvyyskäyrät, polttoaineiden kulutukset ja lämmöntuotannon hyötysuhteet.

Huipunkäyttöajalla tarkoitetaan sitä tuntimäärää, jonka lämpölaitos tarvitsi tuottaakseen vuoden aikana tuotetun energiamäärän nimellistehollaan (yhtälö 1). Suomessa peruslämpöä tuottavien lämpölaitosten huipunkäyttöaika tulisi olla noin 4000–5000 h. (Koskelainen et al. 2006, 322.)

$$t_h = \frac{E_a}{P} \quad (1)$$

jossa $t_h$ on huipunkäyttöaika [h], $E_a$ on vuoden aikana tuotettu energia [Wh] ja $P$ on nimellisteho [W].

Pysyvyyskäyrällä kuvataan tehon pysyvyyttä määrätyllä aikavälillä. Tehon pysyvyyskäyrä voidaan muodostaa koko verkon kulutuksesta tai yksittäisten laitosten tuotannosta. Koko verkon pysyvyyskäyrää käytetään usein uuden lämpölaitoksen kokoluokan mitoittamisessa (kuva 5). Verkon pysyvyyskäyrän avulla voidaan määrittää perus- ja huippukuormalaitosten tehot ja tuotetut energiat sekä kesäajalla käyttöveden lämmittämisen vaatima teho. (Koskelainen et al. 2006, 322) Yksittäisen laitoksen pysyvyyskäyrä taas on yksinkertainen ja hyvin havainnollistava tapa kuvata lämpölaitosten tehojen käyttäytymistä esimerkiksi edeltävien vuosien aikana.




Kuva 5. Tehon pysyvyyskäyrä ja sen tulkinta (Koskelainen et al. 2006, 322)

Tehon pysyvyyskäyrän esimerkissä kuvassa 5 on kuvattuna lämpöverkon tehontarpeen pysyvyyskäyrä sekä 1000 kW KPA-kattilan toiminta. Esimerkkikuvan tapauksessa vasemmalta oikealle havaitaan, että noin 2000 tunnin ajan tarvitaan KPA-kattilan lisäksi huippukuorman tuotantoa erillisellä lämmönlähteellä. Kuvasta 5 havaitaan myös, että KPA-kattilan minimiteho on 200 kW, joten kesäajalla kun kulutus on pääasiassa käyttöveden lämmitystä, tarvitaan taas erillinen lämmönlähde. Suomalaisessa kaukolämmössä huippukuorma ja

kesäaikainen kulutus tuotetaan usein maakaasulla, kevyellä polttoöljyllä tai pelletillä (Koskelainen et al. 2006, 259; Satakunnan ammattikorkeakoulu 2012, 8).

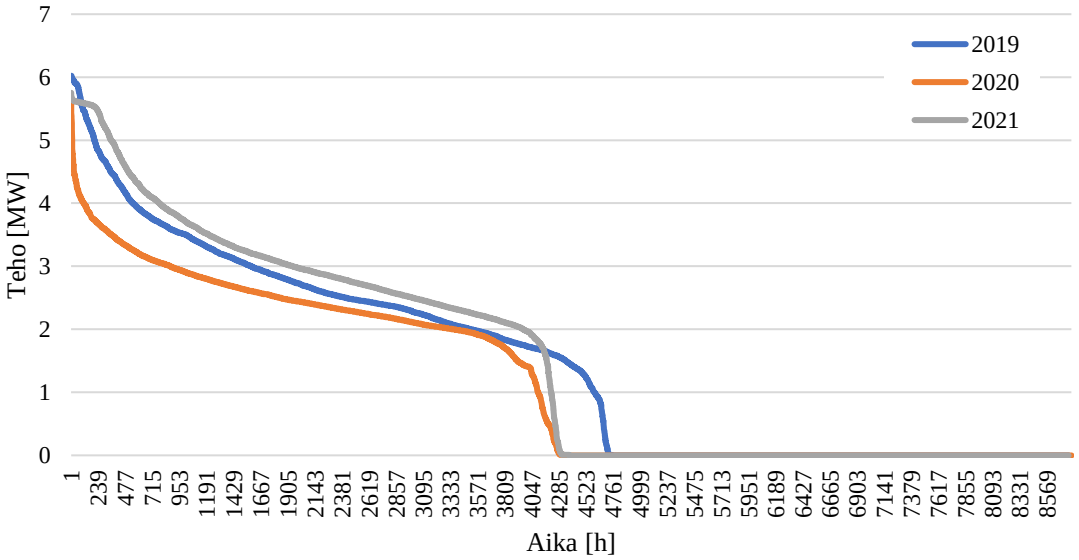
Lämpölaitoksen toimintaa voidaan myös arvioida erilaisten tunnuslukujen avulla. Lämmöntuotannon hyötysuhteella voidaan määrittää, kuinka paljon laitoksen kuluttamasta polttoaineesta saadaan hyötykäyttöön. Lämmöntuotannon hyötysuhde lasketaan yhtälöllä 2 tuotetun lämpöenergian ja kulutetun polttoaineen avulla (Koskelainen et al. 2006, 375):

$$\eta_{tuotanto} = \frac{E_{tuotanto}}{E_{pa}} \quad (2)$$

jossa $\eta_{\text{tuotanto}}$ [-] on lämmöntuotannon hyötysuhde, $E_{\text{tuotanto}}$ [MWh] on lämmön tuotanto vuoden aikana ja $E_{\text{pa}}$ [MWh] on polttoaineen kulutus.

### 2.1.1 Kapulin lämpölaitos

Kapulin lämpölaitos on valmistunut vuonna 2007. Lämpölaitoksen pääpolttoaineena on maakaasu, jota poltetaan 6 MW nimellistehon tulitorvi-tuliputkikattilalla. Kapulin lämpölaitosta käytetään pääasiassa lämmityskaudella, kun lämmöntalteenottolaitoksen teho ei riitä kattamaan kaukolämpöverkon kulutusta. Kapulin lämpölaitoksella myös priimataan menoveden lämpötilaa asiakkaiden kaukolämpölaitteiden vaatimusten mukaisesti, sillä lämmöntalteenottolaitoksella menovesi saadaan lämmitettyä vain 75 °C:een. Alla olevasta kuvasta nähdään Kapulin lämpölaitoksen tehon pysyvyyskäyrät vuosilta 2019–2021, joista havaitaan laitoksen käyttötuntien olleen noin 4500 tuntia vuosittain.




Kuva 6. Kapulin lämpölaitoksen tehon pysyvyyskäyrät vuosilta 2019–2021

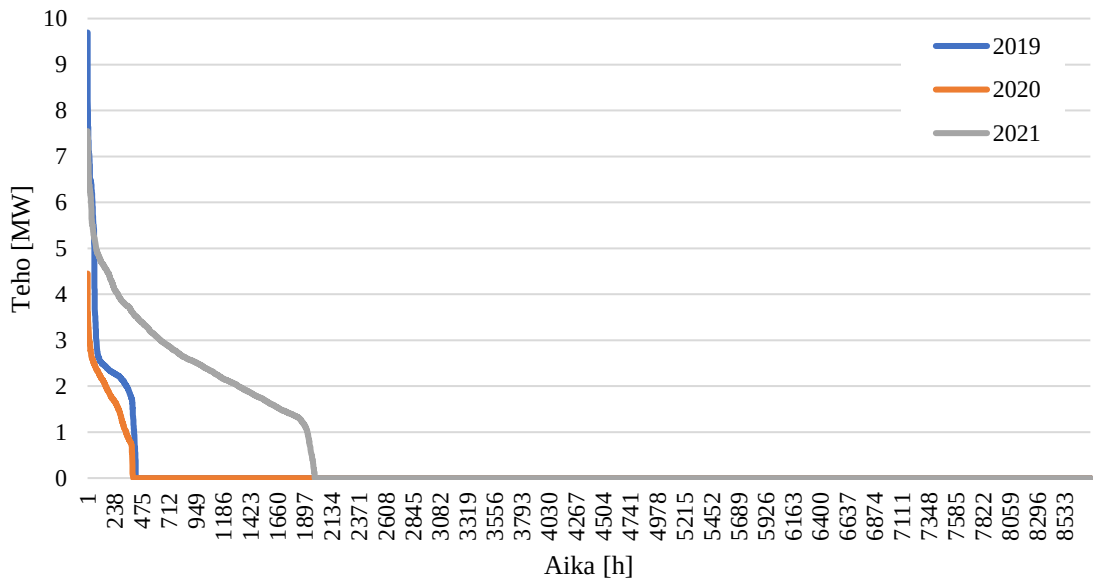
Kuvan 6 pysyvyyskäyristä havaitaan vuoden 2020 tehojen olleen alhaisempia kuin vuosien 2019 ja 2021, tämä johtuu ennätyksellisen lämpimästä talvesta. Talven 2019–2020 keskilämpötila oli noin 5,5 °C lämpimämpi kuin vertailukaudella 1981–2010 (Ilmastokatsaus 2020). Taulukosta 2 havaitaan vuosien 2019–2021 aikana Kapulin lämpölaitoksen huipunkäyttöaikojen olleen keskimäärin 2000 tuntia. Yhtiön tavoitteiden mukaisesti koko Kapulin lämpölaitoksen tuotanto tulisi tulevaisuudessa kattaa uusiutuvilla energianlähteillä. Taulukosta havaitaan myös lämpölaitoksen tuotannon hyötysuhteen olleen noin 90 % maakaasun alemmalla lämpöarvolla laskettuna.

Taulukko 2. Kapulin lämpölaitoksen huipunkäyttöajat ja tuotannon hyötysuhteet vuosina 2019–2021

| Vuosi | Huipunkäyttöaika [h] | Tuotannon hyötysuhde [%] |
|---|---|---|
| 2019 | 2144 | 92 |
| 2020 | 1742 | 89 |
| 2021 | 2224 | 89 |

### 2.1.2 Liedontien lämpölaitos

Liedontien lämpölaitos valmistui samana vuonna kuin aiemmin mainittu Kapulin lämpölaitos. Liedontien lämpölaitoksella lämpö tuotetaan kahdella 9,5 MW nimellistehon tulitorvituliputkikattilalla. Lämpölaitoksen pääpolttoaineena käytetään maakaasua ja tukipolttoaineena kevyttä polttoöljyä. Kapulin lämpölaitokseen verrattuna Liedontien lämpölaitos on sijoitettu toiselle puolelle Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkkoa, minkä tarkoituksena on varmistaa kaukolämmöntuotanto mahdollisissa häiriötilanteissa. Kuvasta 7 havaitaan lämpölaitoksen käyttötuntien olleen huomattavasti vähäisempiä kuin Kapulin lämpölaitoksella. Tämä johtuu siitä, että Kapulin lämpölaitosta käytetään huipputuotannon lisäksi lämmöntalteenottolaitokselta tulevan menoveden priimaamiseen.




Kuva 7. Liedontien lämpölaitoksen tehon pysyvyyskäyrät vuosilta 2019–2021

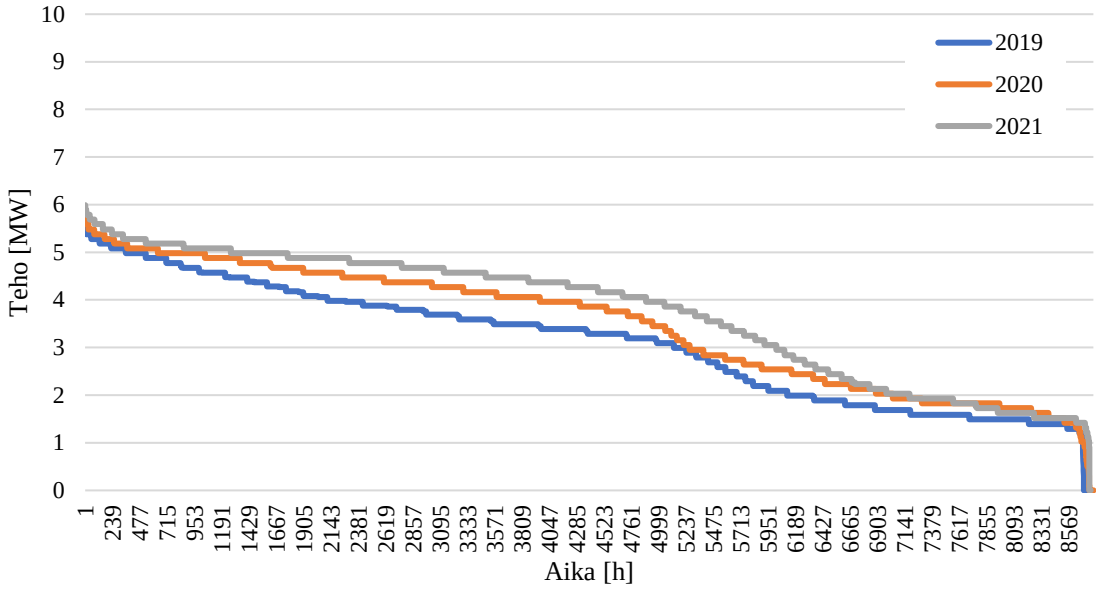
Kuvan 7 pysyvyyskäyristä huomataan myös vuonna 2021 Liedontien lämpölaitoksen tuotannon olleen huomattavasti aiempia vuosia suurempaa. Vuoden 2019 osalta tämä selittyy sillä, että Huvitien lämpölaitos tuotti suuren osan huippukuormasta ja vuosi 2020 taas oli poikkeuksellisen lämmin. Seuraavasta taulukosta 3 nähdään lämpölaitoksen tuotannon hyötysuhteen olleen jopa 97 % maakaasun alemmalla lämpöarvolla laskettuna.

Taulukko 3. Liedontien lämpölaitoksen huipunkäyttöajat ja tuotannon hyötysuhteet vuosina 2019–2021

| Vuosi | Huipunkäyttöaika [h] | Tuotannon hyötysuhde [%] |
|---|---|---|
| 2019 | 62 | 98 |
| 2020 | 38 | 96 |
| 2021 | 277 | 96 |

### 2.1.3 Lämmöntalteenottolaitos

Kapulissa sijaitseva lämmöntalteenottolaitos tuottaa lämpöä datakeskuksen hukkalämmöstä. Ensimmäisessä vaiheessa käyttöönottovuonna 2015 nimellisteholtaan 3,6 MW lämpölaitos koostui kuudesta 600 kW lämpöpumpusta. Toisessa vaiheessa vuonna 2018 lämmöntalteenottolaitoksen nimellistehoa kasvatettiin 6 MW:iin lisäämällä neljä 600 kW lämpöpumppua. Laitoksen kolmas vaihe valmistui vuonna 2021, jolloin nimellistehoa nostettiin 6,9 MW:iin lisäämällä yksi 900 kW lämpöpumppu. Lämmöntalteenottolaitoksen tehon pysyvyyskäyrät vuosilta 2019–2021 on kuvattuna seuraavassa kuvassa 8.




Kuva 8. Lämmöntalteenottolaitoksen tehon pysyvyyskäyrät vuosilta 2019–2021

Lämpölaitoksen pysyvyyskäyristä huomataan, että peruskuormaa tuottavan lämpölaitoksen tehon pysyvyys on lähes samanlainen vuodesta riippumatta. Pysyvyyskäyristä voidaan myös havaita kesäajan kuorma, noin 2 MW, jolloin kaukolämpöä käytetään pääasiassa käyttöveden lämmitykseen. Lämpöpumppujen lukumäärän kasvattamisen lisäksi laitoksella on tehty eri toimia tuotannon tehostamiseksi. Esimerkiksi hukkalämmön talteenottoa on tehostettu siirtymällä jäähdytyksen osalta suljettuun kiertoon ja lämpöpumppujen ajotapaa on optimoitu.

Taulukosta 4 nähdään lämmöntalteenottolaitoksen huipunkäyttöaikojen olleen noin 5000 h, joka on tyypillinen lukema peruskuormalaitokselle. Taulukosta nähdään myös lämpöpumppujen lämpökertoimen olleen noin 3,2. Lämpökertoimella (COP) ilmaistaan tuotetun lämmön suhde lämpöpumppujen kuluttamaan sähköön nähden (Grassi 2018, 4–6). Lämmöntalteenottolaitos on siis tuottanut yhtä kuluttamaa sähköenergiayksikköä kohden noin 3,2 yksikköä lämpöenergiaa.

Taulukko 4. Lämmöntalteenottolaitoksen huipunkäyttöajat ja lämpökertoimet vuosilta 2019–2021

| Vuosi | Huipunkäyttöaika [h] | COP [-] |
|---|---|---|
| 2019 | 4525 | 3,20 |
| 2020 | 5075 | 3,21 |
| 2021 | 5466 | 3,29 |

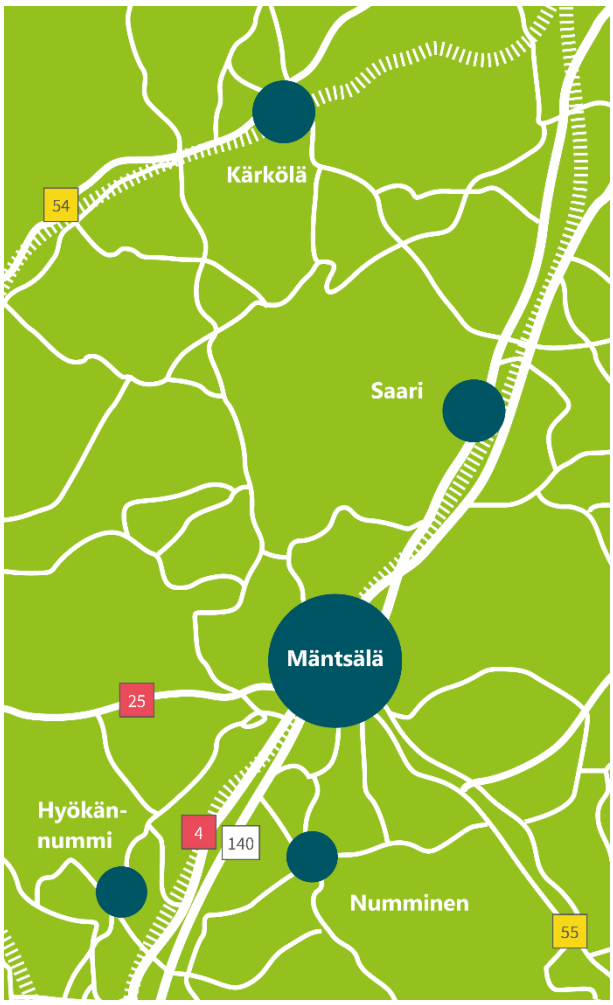
Taulukosta 4 havaitaan lämmöntuotantolaitoksen huipunkäyttöajan kasvaneen vuosi vuodelta ja lämpökertoimen pysyneen lähes vakiona.

## 2.2 Kaukolämpöverkot

Suomessa kaukolämpöverkot on rakennettu kaksiputkijärjestelmäksi, jossa toisessa putkessa kulkee kaukolämmön lämmin menovesi ja toisessa putkessa jäähtynyt paluuvesi. Yleisimmät käytössä olevat kaukolämpöjohdot ovat kiinnivaahdotettuja, muovisuojattuja joko yksi- tai kaksiputkijohtoja. Yksiputkijohdossa (2Mpuk) meno- ja paluuputket ovat omissa johdoissaan, kun taas kaksiputkijohdossa (Mpuk) ovat meno- ja paluuputki samassa johtorakenteessa. Kaukolämpöjohdon lyhenne Mpuk tulee sanoista M = polyeteenimuovinen ulkokuori, pu = polyuretaanivaahto ja k = putket kiinni eristeessä. (Koskelainen et al. 2006, 137). Kiinnivaahdotetut johdot yleistyivät kaukolämpöverkoissa vuonna 1970, niiden syrjäyttäessä käytännössä kaikki muut johtorakenteet. Kiinnivaahdotettujen johtojen hyviä puolia ovat erityisesti: elementin helppo käsittely, johtojen tasainen laatu, korroosiovaurioiden rajautuminen suojakuoren rikkoutumiskohtaan sekä eri valmistajien johtojen yhteensopivuus toisiinsa. Huonoina puolina kiinnivaahdotetuissa johdoissa ovat erityisesti käyttötilanteissa syntyvät jännitykset, jotka tulee huomioida suunnitteluvaiheessa, sekä muovikuoren heikko suoja ulkopuolelta tulevia vaurioita vastaan. (Koskelainen et al. 2006, 138–139). Nivos Vesi

ja Lämpö Oy:n omistamista kaukolämpöjohdoista 94 %:a on yksiputkijohtoa ja 6 % kaksiputkijohtoa.

Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkon lisäksi Nivos Vesi ja Lämpö Oy omistaa kaukolämpöverkot Hyökännummella, Nummisissa ja Saarella. Omien verkkojen lisäksi Nivos konserni operoi Järvelän keskustan kaukolämpöverkkoa, joka sijaitsee Kärkölän kunnassa. Yhtiön kaukolämpöverkkojen sijainnit kartalla kuvassa 9.




Kuva 9. Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämpöverkkojen, sekä Nivos konsernin operoiman Kärkölän verkon sijainnit kuvitettuna kartalle

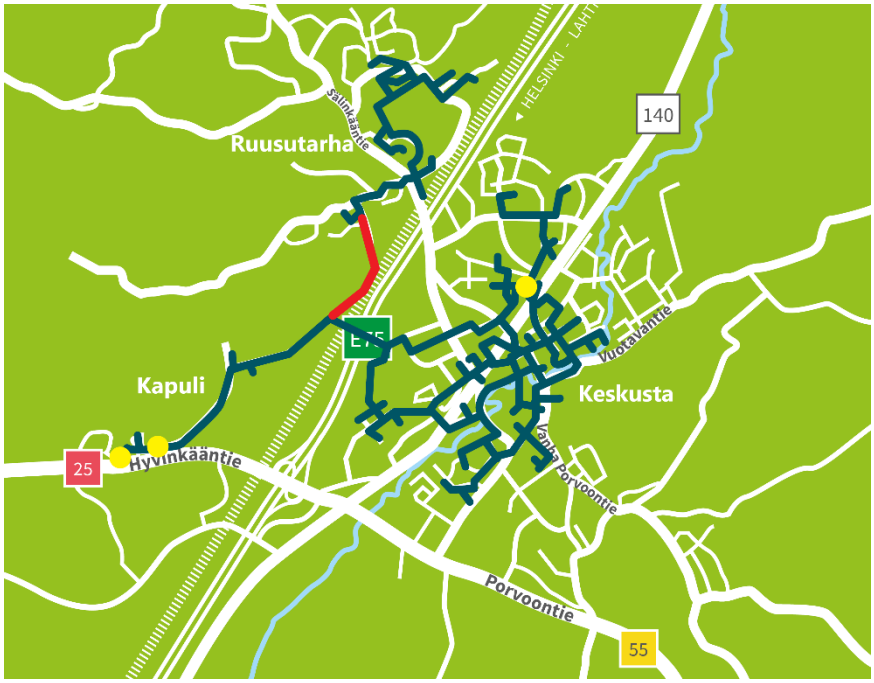
Seuraavassa taulukossa on listattuna Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämpöverkkojen johtopituudet. Johtopituudella tarkoitetaan tässä tapauksessa maassa olevan johtokaivannon pituutta, kun taas putkipituus käsittäisi meno- ja paluuputket, ollen tällöin kaksinkertainen

johtopituuteen nähden. Taulukosta nähdään Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkon olevan huomattavasti muita verkkoja suurempi.

Taulukko 5. Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n omistamien kaukolämpöverkkojen pituudet

| Lämpöverkko | Johtopituus [km] |
|---|---|
| Hyökännummi | 0,2 |
| Mäntsälä | 33,9 |
| Numminen | 0,1 |
| Saari | 1,9 |

Diplomityössään Hynynen (2018) tutki mahdollisuutta yhdistää Ruusutarhan lämpöverkko yhdysputkella Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkkoon, jotta Ruusutarhan maakaasua käyttävästä lämpölaitoksesta voitaisiin luopua. Kyseinen yhdysputki valmistui Kapulin ja Ruusutarhan välille vuonna 2019 ja tämän johdosta Ruusutarhan lämpölaitos poistettiin käytöstä vuonna 2020. Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkko kuvitettuna seuraavassa kuvassa 10.




Kuva 10. Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkko

Kuvassa 10 nähdään Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkko, johon kuuluvat keskustan alue, Kapulin teollisuusalue ja yhdysputkella liitetty Ruusutarhan alue. Kuvaan on merkattu keltaisella pisteellä lämpölaitokset, vasemmalta: lämmöntalteenottolaitos, Kapulin lämpölaitos ja Liedontien lämpölaitos. Vuonna 2019 valmistunut Ruusutarhan ja keskustan lämpöverkot yhdistävä yhdysputki on korostettu karttaan punaisella.

Kaukolämpöverkkojen toimintaa voidaan arvioida verkostohyötysuhteiden avulla. Verkostohyötysuhde kertoo, kuinka suuri osa tuotetusta lämmöstä saadaan siirrettyä asiakkaille ja kuinka suuri osa tuotetusta lämmöstä menee verkostohäviöihin. Verkostohyötysuhde lasketaan yhtälöllä 3 asiakkaille myydyn lämpöenergian ja tuotetun lämpöenergian avulla (Koskelainen et al. 2006, 374.):

$$\eta_{verkosto} = \frac{E_{myyty}}{E_{tuotanto}} \quad (3)$$

jossa $\eta_{\text{verkosto}}$ [-] on kaukolämpöverkoston hyötysuhde ja $E_{\text{myyty}}$ [MWh] on vuoden aikana asiakkaille myyty lämpöenergia.

Edeltävässä kappaleessa laskettujen tuotantohyötysuhteiden ja nyt laskettavien verkostohyötysuhteiden lisäksi kaukolämmön toimintaa voidaan arvioida kokonaishyötysuhteen avulla. Kokonaishyötysuhde kertoo, kuinka suuri osa lämpölaitosten käyttämän polttoaineen energiasisällöstä päätyy lopulta asiakkaille. Kokonaishyötysuhde saadaan laskettua yhtälöllä 4 verkostokohtaisesti asiakkaille myydyn lämpöenergian ja lämpölaitosten kuluttaman polttoaineen avulla (Koskelainen et al. 2006, 376):

$$\eta_{kokonais} = \frac{E_{myyty}}{E_{pa}} \quad (4)$$

Seuraavassa taulukossa on listattuna Mäntsälän kaukolämpöverkon verkosto- ja kokonaishyötysuhteet vuosilta 2019–2021. Kyseisiä hyötysuhteita ei lasketa yhtiön muille kaukolämpöverkoille, sillä näiden osalta tuotantomittauksissa on puutteita ja työn rajaus on Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkossa.

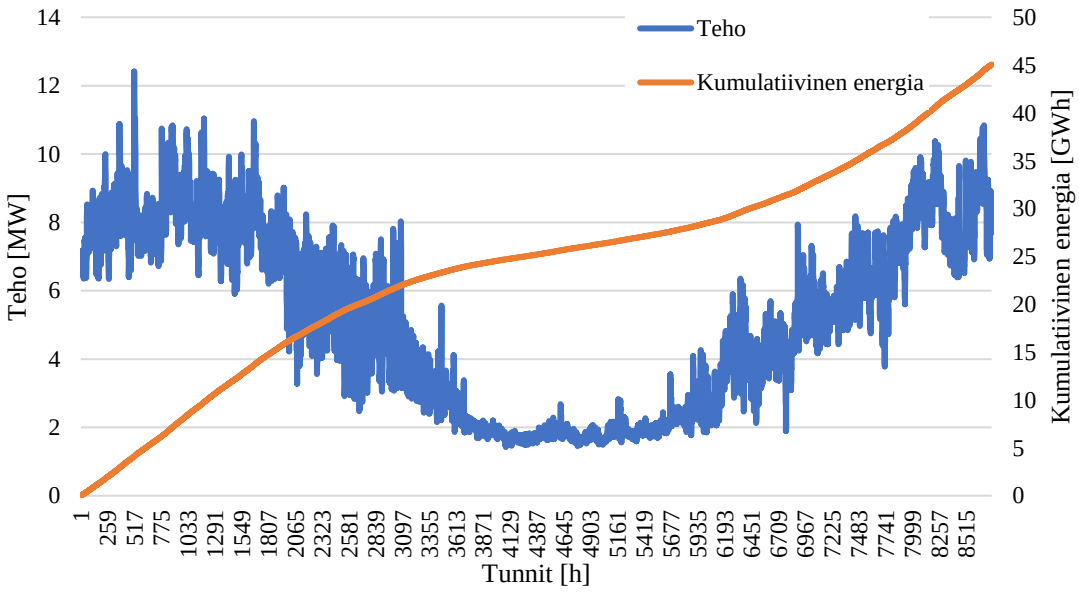
Taulukko 6. Mäntsälän kaukolämpöverkon verkosto- ja kokonaishyötysuhteet, joissa on huomioitu lämmöntalteenottolaitoksen lämpökertoimet

| Vuosi | Verkoston hyötysuhde [%] | Kokonaishyötysuhde [%] |
|---|---|---|
| 2019 | 91 | 169 |
| 2020 | 85 | 155 |
| 2021 | 82 | 138 |

Koskelainen et al (2006, 203) mukaan pienten kaukolämpöverkkojen, joiden putkikoko on keskimäärin DN 50, lämpöhäviöt ovat luokkaa 10–20 %. Suurempien kaukolämpöverkkojen, joiden putkikoko on keskimäärin DN 150, lämpöhäviöt taas ovat noin 4–10 %. Mäntsälän keskustan keskimääräinen putkikoko on DN 100, joten oletetaan kyseisen kokoluokan kaukolämpöverkolle keskimääräisiksi häviöiksi 7–15 %. Taulukon 6 mukaan Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkon lämpöhäviöt ovat olleet noin 14 %, joten kaukolämpöverkon häviöt ovat verkoston kokoluokassa normaaleja. Verkoston hyötysuhdetta olisi kuitenkin mahdollista parantaa alentamalla verkoston lämpötilaa, lisäämällä putkiston ja kaivojen

eristystä esimerkiksi vauriokorjausten yhteydessä sekä poistamalla mahdolliset putkien ylimitoitukset (Koskelainen et al 2006, 209). Diplomityössään Hynynen (2018, 59) myös totesi erityisesti Ruusutarhan kaukolämpöverkoston hyötysuhteen olevan parannettavissa korvaamalla runkolinjojen kiinteät kierrätyslenkit säädettävillä kierrätyksillä.

Taulukon 6 mukaan Mäntsälän keskustan kaukolämmön kokonaishyötysuhde on ollut keskimäärin 155 %. Korkea kokonaishyötysuhde selittyy sillä, että yli puolet tuotetusta energiasta tuotetaan lämmöntuotantolaitoksella, jonka COP on ollut keskimäärin 3,2. Seuraavassa kuvassa 11 on vasemmalla akselilla koko Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkkoon tuotettu teho, sekä oikealla akselilla verkkoon tuotettu energia kumulatiivisena. Kuvassa käytetyt tiedot ovat vuosien 2019–2021 mittausten keskiarvoja.




Kuva 11. Mäntsälän kaukolämpöverkon teho ja kumulatiivinen energia vuosien 2019–2021 keskiarvona

Keskustan kaukolämpöverkon lämpölaitosten nimellisteho on tällä hetkellä 32,4 MW. Kuvan 11 perusteella voidaan arvioida laitosten nykyisen kokonaistehon olevan ylimitoitettu, mutta varakapasiteetin ylläpitäminen on kuitenkin tarpeellista kaukolämmön huoltovarmuuden varmistamiseksi.

## 2.3 Huoltovarmuus Mäntsälän kaukolämpöverkossa

Vuonna 2021 kiristynyt tilanne maailmalla ja erityisesti talvella 2022 alkanut sota Ukrainassa ovat nostaneet energianhintoja aiheuttaen näin ongelmia yhtiön kaukolämpöliiketoiminnan kannattavuudelle. Kannattavuuden heikkenemisen lisäksi tilanne voi aiheuttaa ongelmia myös kaukolämpöverkon huoltovarmuudelle. Mäntsälän keskustan kaukolämpö tuotetaan pääasiassa datakeskuksen hukkalämmöllä, jolloin lämmön saatavuus on sidottu kolmannen osapuolen toimintaan. Kolmansien osapuolien liittyminen kaukolämpöverkkoon lämmöntuottajiksi osaltaan lisää huoltovarmuutta, kun lämmöntuottajia voi olla useampia, mutta tällöin tulee myös tiedostaa riskit mahdollisten lämmöntuottajien toiminnan keskeytymisestä.

Datakeskuksen hukkalämmön lisäksi keskustan kaukolämpö tuotetaan maakaasulla, sekä saatavuuden mukaan biokaasulla. Vuoteen 2020 asti Suomessa käytetty maakaasu tuotiin Venäjältä, mutta tammikuussa 2020 käyttöönotettu Balticconnector on mahdollistanut kaasun tuonnin nykyisin myös Virosta. Suomen kaasunsiirtoyhtiön Gasgrid Finland Oy:n (2022, 4) mukaan Suomen markkinalla käytetty kaasu on tullut 50/50 suhteella Venäjältä ja Virosta toukokuuhun 2022 asti. Arvion mukaan koko Suomen kaasunkulutus olisi suurimmilta osin mahdollista tuoda Balticconnectorin kautta, mikäli kaasua on riittävästi saatavilla. Lokakuussa 2020 tuotannon aloittanut Mäntsälän Biovoiman biokaasuntuotantolaitos on myös mahdollistanut maakaasun korvaamisen biokaasulla Mäntsälän kaasunjakeluverkossa. Vuonna 2021 biokaasun osuus kaasun kulutuksesta oli noin 11 % (Nivos Oy 2021, 28).

Huoltovarmuuden kasvattamiseksi kaukolämpö Mäntsälän keskustassa on mahdollista tuottaa myös ilman kaasua, sillä Kapulin ja Liedontien kattiloita voidaan pienin muutoksin käyttää myös kevyellä polttoöljyllä. Liedontien lämpölaitos on varustettu 60 $m^3$ öljysäiliöllä, ja laitoksen nimellisteho on 19 MW, joten tarvittaessa koko Mäntsälän keskustan kaukolämpö voidaan tuottaa öljyllä.

Polttoaineiden lisäksi kaukolämmön huoltovarmuudessa on myös huomioitava lämmön tuotannon ja verkoston toimintavarmuus. Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkossa lämpöä on mahdollista tuottaa Kapulin tai keskustan alueelta. Kapulin ja Liedontien lämpölaitokset on myös varustettu paisuntasäiliöillä, ja ne ovat omavaraisia lisäveden suhteen, joten vuototilanteessa keskustan kaukolämpöverkko on mahdollista rajata, ja näin esimerkiksi

paikallistaa vuotoalue. Lämpölaitosten omavaraisuus lisäveden suhteen on tarpeellista huoltovarmuuden kannalta (Koskelainen et al 2006, 378).

Laitosten toimintavarmuutta ylläpidetään kaksi kertaa viikossa suoritettavien tarkastusten avulla. Tarkastustiedot dokumentoidaan AHJO-kunnossapitojärjestelmään, joka ilmoittaa myös etukäteen aikataulutetut huollot. Huoltovarmuuden lisäämiseksi yhtiön lämpölaitokset on myös varustettu automaattisella seurannalla, jolloin vikailmoituksiin voidaan reagoida välittömästi 24/7-valmiudessa olevan päivystäjän toimesta.

Mahdollisessa häiriötilanteessa, jossa lämmöntuotanto keskeytyy, on asiakkaan kokema haitta osittain ulkolämpötilariippuvainen. Kaukolämmitteinen kiinteistö varastoi rakenteisiinsa lämpöenergiaa, eikä asiakas välttämättä edes huomaa kiinteistön lämmityksen katkeneen. Lämmöntuotannon keskeytyminen on kuitenkin välittömästi havaittavissa lämpimän käyttöveden puutteena. (Koskelainen et al 2006, 327.) Mahdollisen tehovajauksen aikana asiakkaita olisi kehotettava rajoittamaan ilmanvaihtoa ja käyttöveden kulutusta, sekä sisälämpötilan lasku esim. 18 °C:een olisi suotavaa (Koskelainen et al 2006, 378).

# 3 Kaukolämmön tuotanto yleisesti

Ensimmäinen kaupallinen höyryllä toimiva kaukolämpöjärjestelmä otettiin käyttöön Lockportin kaupungissa New Yorkissa vuonna 1877. Vielä 1800-luvun lopulla kaukolämpöjärjestelmä levisi Saksaan, josta vuosien saatossa ympäri Eurooppaa. Suomen ensimmäinen kaukolämpöjärjestelmä otettiin käyttöön Helsingin Olympiakylässä vuonna 1940 ja seuraavien vuosikymmenten aikana kaukolämpö levisi myös ympäri Suomen. Kaukolämmitys vakiintui erityisesti taajama-alueiden lämmitysmuotona 1990-luvulla. (Koskelainen et al 2006, 34–35.)

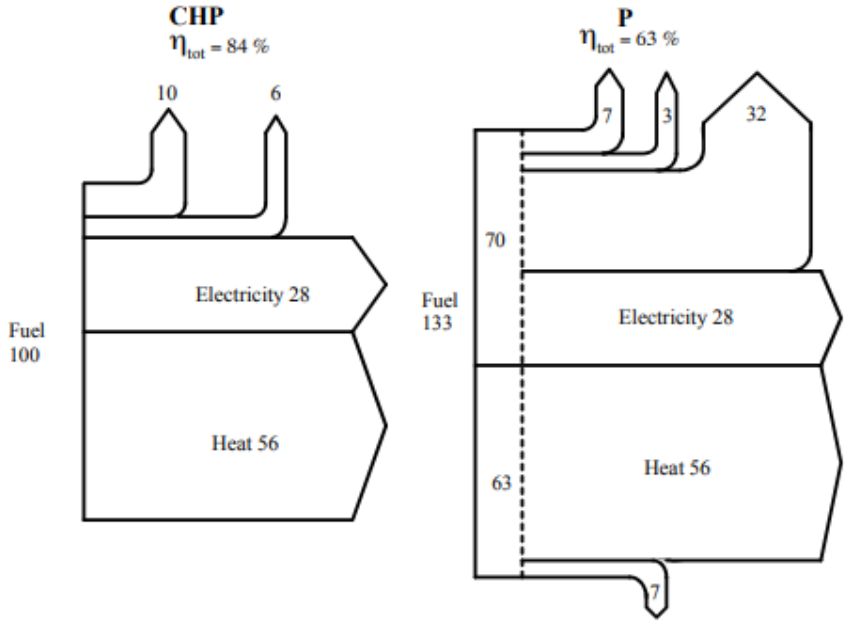
Kaukolämmityksen kehitystä on kuvattu sukupolvilla. New Yorkiin rakennettu lämmitysjärjestelmä oli niin kutsuttu ensimmäisen sukupolven kaukolämpöjärjestelmä, jota käytettiin aina 1930-luvulle asti. Ensimmäisen sukupolven kaukolämpöjärjestelmässä lämmönsiirtoon käytettiin höyryä. Kaukolämmön toinen sukupolvi yleistyi 1930-luvulla. Erona aiempaan, höyryn sijasta alettiin käyttämään paineistettua yli 100 °C vettä. Kaukolämmön toinen sukupolvi oli käytössä aina 1970-luvulle, jolloin esiteltiin nykyisin käytössä oleva kolmas sukupolvi. Kaukolämmön kolmannessa sukupolvessa menoveden lämpötilaa saatiin laskettua alle 100 °C ja verkostoissa käytettyjen betonielementtikanavien sijaan alettiin käyttämään nykyisiä kiinnivaahdotettuja johtoja. (Lund, Werner, Wiltshire, Svendsen, Thorsen, Hvelplund & Mathiesen 2014, 2.)

Jo viisikymmentä vuotta vallinnut kaukolämmön kolmas sukupolvi on nyt 2020-luvulla väistymässä uuden neljännen sukupolven tieltä, jossa tarkoituksena on siirtyä entistä matalalämpöisempiin verkkoihin ja kaksisuuntaiseen kaukolämpöön. (Thorsen, Lund & Mathiesen 2018) Kaukolämmön tulevaisuudesta kerrotaan tarkemmin kappaleessa 4.

## 3.1 Tuotettava energia

Nykyisessä kolmannen sukupolven kaukolämpöjärjestelmässä lämpöenergia tuotetaan kaukolämpöverkkoon asiakkaiden kulutuksen mukaan joko yhteis- tai erillistuotantolaitoksella.

Yhteistuotantolaitoksella tarkoitetaan voimalaitosta, jossa tuotetaan sekä sähköä että lämpöä, kun taas erillistuotantolaitoksella tuotetaan vain sähköä tai lämpöä. (Mäkelä & Tuunanen 2015, 14) Yhteistuotantolaitoksen etuna on sen parempi hyötysuhde. Kun turbiinin jälkeisen höyryn sisältämä energia siirretään lauhduttimen kautta kaukolämpöverkkoon, saadaan tuotannon hyötysuhteeksi parhaimmillaan noin 90 % (Mäkelä & Tuunanen 2015, 145). Lauhdevoimalaitoksessa, jossa sähkö tuotetaan erillistuotantona, turbiinin jälkeinen höyry lauhdutetaan tyypillisesti läheiseen vesistöön tai jäähdytystornien kautta ilmaan. Lauhdevoimalaitoksessa sähköntuotannon hyötysuhde on tyypillisesti 30–40 %. Sähköä voidaan tuottaa erillistuotantona myös kombivoimalaitoksella, jossa kaasuturbiinin savukaasuilla höyrystetään vettä höyryturbiinille. Kombivoimalaitoksella sähköä saadaan tuotettua kaasuturbiinilla ja höyryturbiinilla ja tällöin sähköntuotannon hyötysuhde voi parhaimmillaan olla jopa yli 60 % (Colmenar-Santos, Gómez-Camazón, Rosales-Asensio & Blanes-Peiró 2018, 32). Lämmön erillistuotantoa käytetään pienemmissä kaukolämpöverkoissa, joissa teholuokka ei ole soveltuva yhteistuotantoon. Lämmön erillistuotannossa kaukolämpövesi lämmitetään joko suoralla kytkennällä tai lämmönvaihtimen kautta. Lämmön erillistuotannon hyötysuhde on noin 85–95 %. (Mäkelä & Tuunanen 2015, 145) Seuraavassa kuvassa verrataan yhteistuotantoa sähkön ja lämmön erillistuotantoon.




Kuva 12. Yhteistuotannon (CHP) hyötysuhde verrattuna sähkön ja lämmön erillistuotantojen hyötysuhteeseen (muokattu lähteestä: Mäkelä & Tuunanen 2015, 14)

Kuvassa 12 on vasemmalla puolella yhteistuotannon energiavirrat ja oikealla puolella erillistuotantojen energiavirrat. Kuvasta nähdään yhteistuotantolaitoksen tuottavan sähköenergiaa 28 yksikköä ja lämpöenergiaa 56 yksikköä, tuotannon kokonaishyötysuhteen ollessa 84 %. Erillisesti tuotettuina samat energiamäärät vaatisivat polttoainetta 133 yksikköä, kokonaishyötysuhteen ollessa 63 %.

Kaukolämpöverkosta voidaan asiakkaiden kulutusten mukaan erotella perus- ja huippukuorma. Peruskuormalla tarkoitetaan pääasiassa kiinteistön lämmityksistä johtuvaa tasaista kulutusta ja huippukuorma taas johtuu asiakkaiden lisääntyneestä kulutuksesta tai poikkeuksellisen kylmästä ulkolämpötilasta. Asiakkaiden kulutusta tutkiessa voidaan eri ajanjaksoille erotella tyypilliset kulutustottumukset. Vuorokausitasolla kulutuspiikit nähdään aamuin ja illoin. Aamulla kulutuspiikki aiheutuu käynnistyvistä ilmastointilaitteista ja hetkellisesti lisääntyneestä lämpimän käyttöveden kulutuksesta, kun taas illalla kulutuspiikin aiheuttaa pääasiassa lisääntynyt lämpimän käyttöveden kulutus. Viikkotasolla havaitaan alhaisempi kulutus viikonloppuisin, kun toimistot, koulut, ym. rakennukset ovat kiinni. Vuositasolla kulutuskäyristä voidaan erotella talvikuukaudet lisääntyneen lämmityksen johdosta, sekä kesäkuukaudet, jolloin kulutus on pääasiassa käyttöveden lämmitystä. (Koskelainen et al. 2006, 41–42)

Nykyisessä kaukolämpöjärjestelmässä peruskuormaa tuotetaan lämpölaitoksilla, joiden käyttökustannukset ovat mahdollisimman matalat, sillä laitoksen huipputunnit ovat tyypillisesti noin 4000–4500 tuntia. Huippukuorma taas tuotetaan tyypillisesti lämpölaitoksilla, jotka käynnistyvät nopeammin ja ovat helpommin säädettävissä. Tyypillisiä polttoaineita huippukuorman tuottamiseen ovat maakaasu ja kevyt polttoöljy. Huippukuormaa tuottaessa polttoaineiden korkeammat hinnat eivät aiheuta yhtä suuria ongelmia, kun peruskuormaa tuottaessa, sillä huippukuormalaitosten käyttötunnit ovat vähäisempiä. (Mäkelä & Tuunanen 2015, 32)

Kaukolämmön lisäksi on mahdollista tuottaa myös kaukokylmää, jota yleisemmin kutsutaan kaukojäähdytykseksi. Nykyinen kaukojäähdytys toimii kuten kaukolämmitys. Keskitetysti jäähdytettyä vettä pumpataan putkistoa pitkin asiakkaalle, josta lämmennyt vesi palaa jäähdytyslaitokselle uudelleen jäähdytettäväksi. Asiakkaiden on mahdollista hyödyntää kaukojäähdytettyä vettä esimerkiksi ilmastoinnin avulla jäähdytykseen, jolloin asiakkaan ei

tarvitse hankkia erillisiä jäähdytyskoneita. Keskitetyssä järjestelmässä jäähdytysenergia voidaan tuottaa kompressori- tai absorptiokoneilla, sekä lämpöpumpuilla. Myös vapaan jäähdytysenergian, kuten meri- tai jokiveden hyödyntäminen on mahdollista. (Energiateollisuus ry a; Koskelainen et al. 2006, 529–541)

## 3.2 Energian tuotanto Suomessa

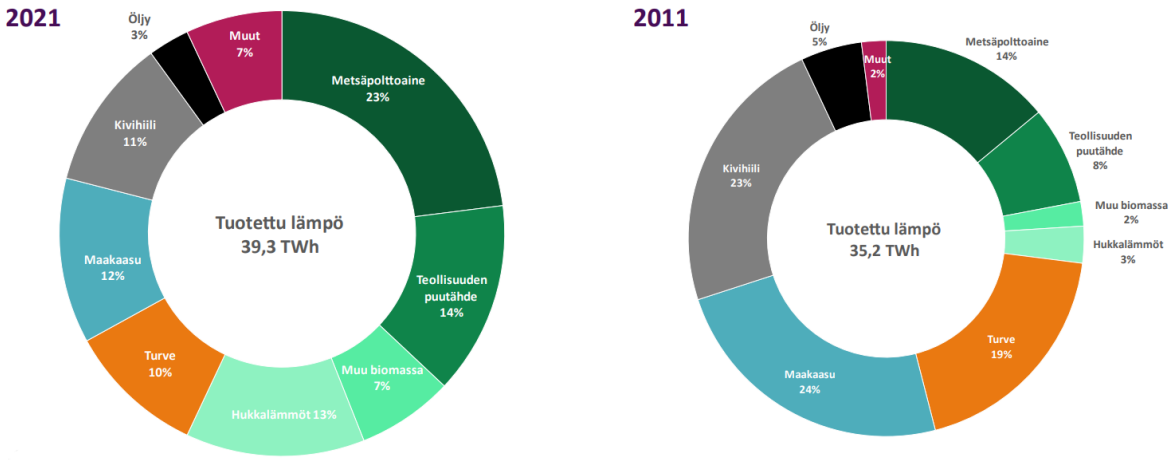
Tilastokeskuksen mukaan sähkön, kaukolämmön ja teollisuuslämmön kokonaisenergiantuotanto Suomessa vuonna 2020 oli noin 167,8 TWh, josta sähköenergian osuus oli 49 % ja lämpöenergian osuus oli 51 %. Lämmityksestä kaukolämmön osuus oli noin 41 % eli kokonaisuudessaan noin 35,1 TWh ja teollisuuslämmön osuus oli noin 59 % eli kokonaisuudessaan noin 50,5 TWh. (SVT 2020.) Tilastokeskuksen lisäksi myös Energiateollisuus ry ylläpitää kaukolämmön tilastointia. Energiateollisuuden mukaan kaukolämmön tuotanto Suomessa vuonna 2020 on ollut noin 33,6 TWh, jonka polttamiseen on kulunut polttoainetta noin 43 TWh. Näillä tiedoilla voidaan olettaa kaukolämmöntuotannon hyötysuhteen olevan Suomessa noin 78 %. Energiateollisuuden tilaston mukaan kaukolämmön myynti vuonna 2020 on ollut noin 30,1 TWh, jolloin verkostohäviöiksi saadaan noin 10 %. (Energiateollisuus ry 2022 a, 1)

Kaukolämmön suosiosta suomalaisessa lämmityksessä kertoo asiakas- ja asukasluvut. Vuonna 2020 kaukolämmitteisiä kiinteistöjä on ollut yhteensä 157 300 ja kaukolämmitteisissä kiinteistöissä asuvia asukkaita jopa 2,98 miljoonaa, joka on yli 50 % Suomen väestöstä (Energiateollisuus ry 2022 a, 5–6; SVT 2019 b). Koko Euroopan kaukolämmöntuotannosta vuonna 2020 Suomen osuus oli noin 4,2 % ja maailman kaukolämmöntuotannosta noin 0,8 %. Suurimmat kaukolämmöntuottajat ovat Kiina, Venäjä ja Eurooppa, jotka kattavat 90 % maailman kaukolämmöntuotannosta. (IEA 2021 a.)

Merkittävä syy kaukolämmön suosioon Suomessa on sen toimintavarmuus. Energiateollisuus ry teetti vuonna 2019 vauriotilaston, johon osallistui 40 kaukolämpöyritystä, joiden kaukolämpöverkkojen kokonaisjohtopituus vastasi noin 56 % koko jäsenistön johtopituudesta. Tilaston mukaan kaukolämpöverkon keskimääräinen vauriotiheys on noin 0,06 kpl/km ja kiinnivaahdotetuille johdoille 0,05 kpl/km (2Mpuk), sekä 0,02 kpl/km (Mpuk).

Vauriota kohden uusittu johtopituus oli kiinnivaahdotetuille johdoille noin 3 m/vaurio ja yleisin vauriosyy on ”epätiivis suojakuoriliitos”. Tilaston mukaan kiinnivaahdotetuista johdoista kaksiputkirakenne (Mpuk) on luotettavampi johtorakenne, kuin yksiputkirakenne (2Mpuk). (Energiateollisuus ry 2020 b, 1–7.) Pelkästään verkon vauriot ja tuotantokatkokset huomioiden kaukolämmön toimintavarmuus vuonna on 2019 ollut 99,991 %, jos kaikki mahdolliset toimituksen keskeytykset huomioidaan, on toimintavarmuus ollut 99,978 % (Energiateollisuus ry 2020 b, 2). Verkostovaurioiden lisäksi vikoja voi kuitenkin esiintyä myös asiakkaiden kaukolämpölaitteistoissa, kuten lämmönvaihtimissa. Näitä vikoja ei huomioida Energiateollisuuden vikatilastoissa.

Suomessa kaukolämpö tuotettiin pääosin polttoaineilla vuonna 2021. Kokonaistuotannosta noin 13 % eli 5,1 TWh tuotettiin hukkalämpöä hyödyntämällä ja loput 87 % eli 34,2 TWh tuotettiin polttamalla (Energiateollisuus ry 2022 b, 6). Seuraavassa kuvassa on esitettynä kaukolämmöntuotannon energianlähteet vuosina 2021 ja 2011.




Kuva 13. Kaukolämmöntuotannon energianlähteet vuosina 2021 ja 2011 (Energiateollisuus ry 2022 b, 6)

Kuvasta 13 nähdään uusiutuvien energianlähteiden lisääntyneen huomattavasti kaukolämmöntuotannossa. Vuonna 2011 kaukolämmöstä noin puolet oli tuotettu fossiilisilla polttoaineilla: maakaasulla, kivihiilellä ja öljyllä, sekä noin viidesosa oli tuotettu turpeella, joka on Suomessa määritelty fossiiliseksi polttoaineeksi. Vuonna 2011 vain noin neljäsosa oli tuotettu uusiutuvilla polttoaineilla, kun taas vuonna 2021 vastaava luku oli jo 57 %. Vuodesta

2011 vuoteen 2021 fossiilisten polttoaineiden osuus suomalaisessa kaukolämmöntuotannossa on puolittunut samalla kun uusiutuvien osuus on yli kaksinkertaistunut. Suomalainen kaukolämmöntuotanto eroaa merkittävästi maailmasta, sillä maailmalla uusiutuvien energianlähteiden osuus kaukolämmöntuotannosta oli vuonna 2020 IEA:n mukaan noin 8 % (IEA 2021 a).

## 3.3 Yhteistuotanto

Yhteistuotannolla (lyh. CHP) tarkoitetaan energiantuotantoa, jossa voimalaitoksella tuotetaan sekä sähköä että lämpöä. Yhteistuotannon etuna sähkön ja lämmön erillistuotantoon on sen parempi hyötysuhde sekä ympäristöystävällisyys, kun samasta polttoainemäärästä saadaan enemmän energiaa talteen. (Mäkelä & Tuunanen 2015.) Kaukolämpövoimalaitoksessa turbiinin jälkeinen höyry lauhdutetaan kaukolämpöverkkoon, josta lämpö saadaan siirrettyä asiakkaille. Kaukolämpövoimalaitosta ohjataan tyypillisesti lämmön kulutuksen mukaan, joten tuotanto on yleisesti suurinta kovien pakkasien aikaan. Tämä ohjaus sopii myös sähköntuotantoon, sillä kovilla pakkasilla myös sähkön kulutus on suurimmillaan. (Energiateollisuus ry b.) Yhteistuotantolaitosta voidaan myös säätää sähköntuotannon mukaan liittämällä kaukolämpöverkkoon esimerkiksi apujäähdytin, jolla ylimääräinen lämpö siirretään esimerkiksi järvi- tai meriveteen, tai lisäämällä kaukolämpöverkkoon varaajan, johon ylimääräinen lämpö voidaan varastoida ja käyttää tarpeen mukaan. Edellä mainittujen lisäksi vastapaineturbiinin perään olisi myös mahdollista rakentaa erillinen lauhdeturbiini ja höyryn lauhdutin, mutta tämä on kustannuksiltaan kalliimpi vaihtoehto. (Huhtinen, Korhonen, Pimiä & Urpalainen 2018, 56–57.)

Suomalaisessa energiajärjestelmässä yhteistuotannolla on ollut merkittävä rooli verrattuna muihin maihin. Vuonna 2020 suomalaisesta kaukolämmöstä noin 55 % ja sähköstä noin 37 % tuotettiin yhteistuotannolla, kun taas EU:ssa yhteistuotannon osuus sähköntuotannosta on ollut hieman yli 10 % (Energiateollisuus ry b; SVT 2020). Tutkimuksen mukaan lisäämällä kaukolämmitystä ja yhteistuotantoa EU:ssa, säästöpotentiaalia olisi noin 94 miljardia euroa vuosittain pelkästään polttoainekustannuksissa. (Colmenar-Santos, Rosales-Asensio, Borge-Diez & Blanes-Peiró 2016, 635) Tutkimus oli tehty vuoden 2014 maakaasun hinnoilla, joten nykyään investoinnit olisivat vielä kannattavampia.

Yhteistuotannon etuna on myös laajat polttoainevaihtoehdot. Yhteistuotannossa voidaan hyödyntää niin uusiutuvia kuin fossiilisiakin polttoaineita kiinteinä, nesteinä tai kaasuina. Yhteistuotannossa voidaan myös hyödyntää poltettavaa jätettä. Yhteistuotantolaitoksilla sähköä voidaan tuottaa höyry- tai kaasuturbiinilla tai moottorivoimalaitoksella (Tilastokeskus b).

## 3.4 Erillistuotanto

Yhteistuotannon lisäksi kaukolämpöä tuotetaan myös erillistuotantona, jonka osuus kaukolämmön kokonaistuotannosta oli vuonna 2020 noin 45 % (SVT 2020). Erillistuotannossa lämmönlähteen, esimerkiksi polttoaineen energia siirretään joko suoraan tai vaihtimen kautta kaukolämpöverkkoon. Lämmön erillistuotannon hyötysuhde on noin 85–95 %, joka on hyvä verrattuna esimerkiksi sähkön erillistuotantoon. Tyypillisesti erillistuotantoa hyödynnetään pienemmissä kaukolämpöverkoissa, joissa verkon teho ei sovellu yhteistuotantoon, sekä yhteistuotannon ohella huippu- ja varalämpölaitoksina. Erillistuotannon etuna hajautettuun kiinteistökohtaiseen lämmitykseen on helpompi päästöjen hallinta, kun erilliset savupiiput saadaan keskitettyä yhteen paikkaan (Mäkelä & Tuunanen 2015, 15). Erillistuotannossa voidaan yhteistuotannon tapaan käyttää niin uusiutuvia kuin fossiilisiakin polttoaineita. Yhteistuotannosta poiketen, kaukolämmön erillistuotantoa on mahdollista tuottaa esimerkiksi lämpöpumpuilla, joiden hyötysuhdetta kuvaava tehokerroin (COP) on kaukolämmöntuotannossa keskimäärin noin yhdestä neljään (Juuti 2021). Lämpöpumppujen hyödyntämistä kaukolämmöntuotannossa käsitellään tarkemmin kappaleessa 4.

### 3.4.1 Kiinteät polttoaineet

Vuonna 2021 kaukolämmöstä noin 72 % tuotettiin kiinteillä polttoaineilla, joista käytetyin oli metsäpolttoaine. Loput kiinteät polttoaineet olivat kulutusjärjestyksessä: teollisuuden puutähde, kivihiili, turve, muu biomassa ja muut polttoaineet. Yhteensä kiinteillä polttoaineilla tuotettiin kaukolämpöä noin 29 TWh vuonna 2021. (Energiateollisuus ry 2022 b.)

Käytetyin energianlähde kaukolämmön tuotannossa vuonna 2021 oli metsäpolttoaine, joka Tilastokeskuksen mukaan käsittää halot, rangat ja pilkkeet, kokopuu- ja rankahakkeen, metsätähdehakkeen ja -murskeen, kantomurskeen, sekä energiapajun. (Tilastokeskus 2020) Kiinteistä polttoaineista fossiiliseksi määriteltyjen kivihiilen ja turpeen käyttö kaukolämmön tuotannossa on puolittunut vuodesta 2011 vuoteen 2021 (Energiateollisuus ry 2022 b). Näistä polttoaineista kivihiiltä käytetään vain yhteistuotannossa, sillä nykyiset päästövaatimukset rajaavat sen käyttöä erillistuotannossa (Mäkelä & Tuunanen 2015). Turvetta taas on mahdollista hyödyntää erillistuotannossa esimerkiksi hakkeen seassa. Syitä kivihiilen ja turpeen käytön vähenemiseen ovat niiden polttamisesta syntyvät kasvihuonekaasupäästöt, sekä kallistuneet päästöoikeudet. Suomalaista turvetuotantoa on ajettu alas viime vuosina, jonka johdosta polttoaineen saatavuus voi heikentyä ja tämän seurauksena hinta nousta. Edellä mainittujen lisäksi kaukolämmön erillistuotantoon on käytetty teollisuuden puutähteitä sekä yhdyskuntajätteitä (Energiateollisuus ry 2020 c).

Erillistuotannossa kiinteitä polttoaineita käytetään pääasiassa peruskuorman tuottamiseen, sillä kattiloiden ylös- ja alasajo on hitaampaa kuin esimerkiksi kaasumaisilla polttoaineilla. Kuitenkin pellettikattiloita on käytetty huippukuorman tuotantoon ja maakaasun sekä öljyn hinnannousun myötä tämä mahdollisesti yleistyy tulevaisuudessa. (AFRY 2021 b, 1.) Erillistuotannossa kiinteitä polttoaineita poltetaan pääosin arina- ja stokeripoltolla, leijukerrospoltolla tai kaasutuspoltolla. Arinapoltto on menetelmistä vanhin ja edelleen käytetyin laitoksissa, joiden polttoaine teho on alle 10 MW. Arinatyypin valintaan vaikuttavat käytettävä polttoaine, sekä kattilan koko. Tyypillisesti arinat jaetaan kiinteisiin taso- ja viistoarinoihin, mekaaniseen viistoarinaan, ketjuarinaan, sekä kekoarinaan. (Flyktman, Impola & Linna 2012, 15–18). Eri arinatyypeissä käytetään erilaisia polttoaineen syöttöjärjestelmiä, joista esimerkkinä alasyöttöjärjestelmä seuraavassa kuvassa.

Kuva 14. KPA-Uniconin Biograte-kekoarina polttoaineen alasyötöllä, sekä tuhka-altaalla varustettuna (KPA-Unicon 2022)

KPA-Uniconin Biograte-kattila koostuu pyörivästä arinasta, jonne polttoaine syötetään ruuvilla alakautta. Poltosta syntyvä tuhka tippuu arinan reunoilta vesialtaaseen, josta tuhka saadaan kerättyä. (KPA-Unicon 2022.) Stokeriksi määritellään ruuvisyöttöinen arinapoltin, jonka palotila on muodoltaan kaukalo, taso- tai porrasarina. Stokerikattiloiden etuna on erityisesti laaja säätöalue, joka voi kahdella polttimella olla noin 10–100 % nimellistehosta. Tämän lisäksi yli 0,5 MW stokerikattilat ovat usein automatisoituja ja etäkäyttöisiä. Stokerikattiloiden ongelmana ovat tarkat vaatimukset polttoaineelle, sillä kosteuden tulee olla enintään 45 %, sekä palakoon tasalaatuista. Pääpolttoaineiksi soveltuvat yleisesti puupelletti, rankahake, laatuluokan A käytetty puu, sekä palaturve. (Flyktman et al. 2012, 17–18)

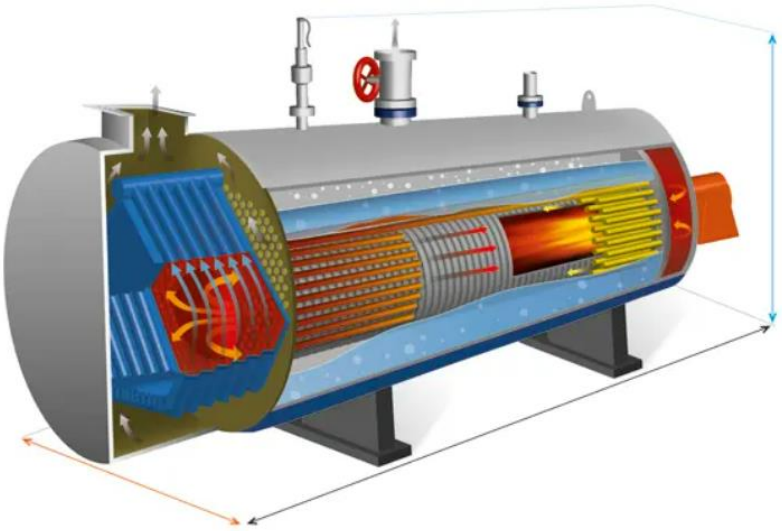
Arinakattiloiden lisäksi kaukolämmön tuotannossa käytetään myös leijukerroskattiloita, jotka jaetaan edelleen kerros- ja kiertoleijukattiloiksi. Kerrosleijutekniikassa kattilaan syötetyn ilman avulla leijutetaan hiukkaspetiä, jonka päälle syötetään polttoainetta. Leijupedin tehtävänä on sekoittaa polttoainetta sekä lisätä lämmönsiirtoa. Kotimaisilla polttoaineilla tyypillinen leijupedin lämpötila on noin 900 °C. Kiertoleijukattilassa ilman syöttö tapahtuu suuremmilla nopeuksilla, jolloin hiukkasmateriaali kiertää kattilassa. Savukaasujen mukana poistuvat hiukkaset palautetaan kattilaan syklonin avulla. Kiertoleijukattilassa polttoaine syötetään kattilan etuseinältä tai syklonilta palaavien hiukkasten joukkoon. (Helynen et al.

2002, 41–43.) Leijukerroskattiloita käytetään tyypillisesti teholuokan ylittäessä 10 MW (Flyktman et al. 2012, 15).

Arina- ja leijukerrospolton lisäksi kiinteää polttoainetta voidaan polttaa myös kaasutuspoltolla. Kaasutuspoltossa kiinteä polttoaine kaasuunnutetaan kaasutusreaktorissa ja syntyvä kaasu poltetaan erillisessä kattilassa. (Helynen et al. 2002, 43–44)

### 3.4.2 Nestemäiset polttoaineet

Kaukolämmön erillistuotannossa käytettyjä nestemäisiä polttoaineita ovat kevyt- ja raskas polttoöljy, sekä bioöljy. Vuonna 2021 fossiilisten öljyjen käyttö kaukolämmön tuotannossa oli noin 3 % (Energiateollisuus ry 2022 b). Erityisesti raskaan polttoöljyn käyttö on vähentynyt huomattavasti nykypäivänä, ottaen huomioon, että sitä on aiemmin käytetty lämpökeskusten ja jopa voimalaitosten pääpolttoaineena. Kevyttä polttoöljyä käytetään edelleen erityisesti siirrettävien, sekä huippu- ja varalämpökeskusten polttoaineena. Kevyen polttoöljyn etuina ovat hyvä varastoitavuus ja kuljetettavuus, mutta suurimpana ongelmana on laajalti vaihteleva hintataso. Kaukolämmön erillistuotannossa on myös mahdollista käyttää bioöljyä, jolla voidaan korvata fossiilisten polttonesteiden käyttöä. Bioöljy valmistetaan kaasuttamalla biomassaa, josta syntyvät kaasut lauhdutetaan nesteeksi. (Mäkelä & Tuunanen 2015, 37–40.) Bioöljyn ongelmana on kuitenkin ollut kysynnän puute, sillä sen käyttöönotto lämpölaitoksella vaatii investointeja laitteistoihin. Tästä syystä bioöljyn tuotanto eikä käyttö kaukolämmön tuotannossa ole ollut merkittävällä tasolla. (Kämppi & Kainulainen 2021.) Öljypolttoaineita poltetaan tyypillisesti poltinpolttona tulitorvi-tuliputkikattilassa (Mäkelä & Tuunanen 2015, 26–27). Seuraavassa kuvassa on esitettynä tulitorvi-tuliputkikattilan läpileikkaus.



Kuva 15. Tulitorvi-tuliputkikattilan läpileikkaus (Babcock Wanson 2020)

Tulitorvi-tuliputkikattilassa polttoaine palaa tulitorvessa, josta syntyvät kaasut ohjataan putkien ja kääntökammioiden kautta savupiippuun. Vaippapuolella oleva vesi kuumenee kiertäessään savukaasuja vastavirtaan. Arinakattiloihin verrattuna tulitorvi-tuliputkikattila on rakenteeltaan kompakti. (Mäkelä & Tuunanen 2015, 26–27.)

### 3.4.3 Kaasumaiset polttoaineet

Kiinteiden ja nestemäisten polttoaineiden lisäksi kaukolämmön erillistuotannossa käytetään kaasumaisia polttoaineita. Kaasumaisia polttoaineita kaukolämmön tuotannossa ovat pääasiassa maakaasu sekä biokaasu. Molemmat kaasut ovat seoksia, joissa energiantuotannon näkökulmasta merkittävin aine on metaani. Maakaasun metaanipitoisuus on noin 98 % ja biokaasun noin 50–70 %. Biokaasua voidaan kuitenkin jalostaa poistamalla energiantuotannon näkökulmasta tarpeettomia aineita, jolloin biokaasua voi syöttää suoraan maakaasuverkkoon ja käyttää kaukolämmöntuotantoon. Maakaasua Suomeen tulee Venäjältä ja Baltiasta putkia pitkin. Merkittävä rajoite maakaasun ja biokaasun käytölle onkin niiden käytön rajoittuminen vain jakeluverkoston alueelle. Biokaasu voidaan valmistaa Suomessa

esimerkiksi lietteestä, lannasta, jätteistä ja peltobiomassasta mädättämällä. (Motiva 2020 a; Mäkelä & Tuunanen 2015, 37–40.)

Kuten nestemäisiäkin, voidaan kaasumaisia polttoaineita polttaa poltinpolttona tulitorvi-tuliputkikattilassa. Usein käytössä onkin yhdistelmäpoltin, jolla voidaan polttaa molempia polttoaineita. Tällöin lämpöä voidaan tuottaa kulloinkin halvimmalla polttoaineella. (Mäkelä & Tuunanen 2015, 26)

# 4 Kaukolämmitys tulevaisuudessa

Kaukolämmön kehityksessä ollaan siirtymävaiheessa, jossa kolmannesta sukupolvesta siirrytään neljänteen. Neljännen sukupolven erona aiempaan on siirtyminen uusiutuviin energianlähteisiin, sekä entistä matalalämpöisempään kaukolämpöverkkoon. Verkon meno-/paluulämpötiloiksi tavoitellaan 55–60/25–30 °C, mikä vaatii muutoksia sekä asiakkaalle, että lämmönjakelijalle. Asiakkaalle muutos tarkoittaa kiinteistön lämmityksen osalta siirtymistä uudempiin pattereihin tai mahdollisuuden mukaan lattialämmitykseen. Lämpimän käyttöveden osalta tulisi siirtyä järjestelmään, jossa käyttövesi lämmitetään lämmönvaihtimella suoraan käytön mukaan, ilman lämminvesivaraajaa. Tällöin kiinteistön käyttövesitilavuus saataisiin pienennettyä ja Legionella-bakteerin kasvua voitaisiin ehkäistä, vaikka käyttöveden lämpötila olisi alle 55 °C. (Østergaard, Smith, Tunzi & Svendsen 2022, 2–4.) Myös kaukolämmön asiakaslaitteet tulee mitoittaa nykyistä matalammille lämpötiloille. Suomessa on aiemmin käytetty asiakaslaitteiden mitoituslämpötilana 115 °C, mutta alkuvuodesta 2022 voimaan astuneen määräyksen mukaan uusi mitoituslämpötila on 90 °C (Energiateollisuus ry 2021).

Kaukolämpöyhtiölle matalalämpöisempään kaukolämpöverkkoon siirtyminen aiheuttaa muutoksia kaukolämmön tuotantoon ja mahdollisesti verkostoon. Tulevaisuuden näkökulmasta kaukolämmön kehitys suuntaa kohti polttamatonta lämmöntuotantoa, kuten hukkalämmön sekä lämpöpumppujen hyödyntämistä ja kaksisuuntaista kaukolämpöä, jossa myös asiakkaat voisivat tuottaa lämpöä kaukolämpöverkkoon. Verkoston lämpötilan madaltaminen mahdollistaa polttamattomaan energiaan perustuvien lämmönlähteiden hyödyntämisen entistä tehokkaammin, sekä pienentää verkoston lämpöhäviöitä huomattavasti. Kaksisuuntaisen kaukolämmön osalta matalalämpöinen verkko on jopa edellytys. (HögforsGST 2020.)

Vaikka neljäs sukupolvi ja matalalämpöiset kaukolämpöverkot eivät ole vielä täysin kehittyneet, on silti alettu jo kehittää seuraavaa, viidettä sukupolvea. Viidennen sukupolven kaukolämpöverkossa vesi on tarkoitus laskea lähelle vallitsevan ympäristön ja maaperän lämpötilaa, joka on alustavien tutkimusten mukaan noin 0–35 °C riippuen lämmönlähteestä. (Buffa et al. 2019, 514.) Viidennen sukupolven kaukolämpöverkon ideana on, ettei lämmöntuotantoon tarvita keskitettyä tuotantolaitosta, vaan verkostoon voitaisiin liittää useita

matalanlämmön lähteitä, mukaan lukien lämpöpumpuilla varustetut asiakkaat (Buffa et al. 2019, 505).

## 4.1 Matalalämpöinen kaukolämpöverkko

Kaukolämmityksen tulevaisuutta tarkastellessa matalalämpöinen kaukolämpöverkko tulee väistämättä esille, sillä sen edut nykyiseen kaukolämpöverkkoon verrattuna ovat huomattavat. Uusia matalalämpöisiä kaukolämpöverkkoja on jo rakennettu ja tekniikat on todettu toimiviksi jopa Suomessa. Kokonaan uuden verkon tapauksessa matalalämpöisen kaukolämpöverkon rakentaminen on mahdollista, sillä modernit lämmityslaitteet eivät tarvitse niin korkeita lämpötiloja kuin vanhemmat. Vanhan kaukolämpöverkon muuttaminen matalalämpöiseksi on kuitenkin haastavaa ja vaatii muutoksia erityisesti asiakkaan lämmitysjärjestelmiin, kaukolämpölaitteisiin sekä kaukolämpöverkostoon. (HögforsGST 2020.)

Matalalämpöverkolla saavutettavat hyödyt nykyiseen kolmannen sukupolven kaukolämpöverkkoon ovat huomattavat. Verkoston osalta menolämpötilan alentamisella noin 100 °C:sta noin 65 °C:seen saavutettaisiin merkittävästi pienemmät lämpöhäviöt, sillä kaukolämpöveden ja ympäristön lämpötilaero pienenisi keskimäärin 35 °C. Tutkimusten mukaan matalalämpöverkkojen lämpöhäviöt olisivat noin 25–70 % nykyisten verkkojen lämpöhäviöistä (Lund et al. 2014, 4; Sorknæs, Østergaard, Thellufsen, Lund, Nielsen, Djørup & Sperling 2020, 5). Vastaavasti myös lämmön varastoinnin kannattavuus parantuisi, sillä varaston ja ympäristön lämpötilaeron pienentyessä lämpöhäviöt pienenisivät (Li & Nord 2018, 484). Kaukolämpöverkkojen osalta lämpötilojen alentaminen myös pienentäisi huoltokustannuksia, sillä lämpötilaeroista aiheutuva rasitus verkostoon pienenisi. Matalat lämpötilat myös poistaisivat riskin veden kiehumiselle kaukolämpöverkossa ja mahdollistaisi muoviputkien hyödyntämisen verkoston rakenteissa. (Dalla Rosa, Li, Svend, Sveb, Urban, Karin, Clemens, Martin, Robert & Ciro 2014, 26–27.)

Kaukolämmön menoveden lämpötilan alentamisella olisi myös merkittäviä hyötyjä tuotannon osalta, sillä se mahdollistaisi uusien lämmönlähteiden hyödyntämisen ja vähentäisi tarvetta menoveden priimaamiselle. Matalalämpöverkko mahdollistaisi esimerkiksi aurinkokeräimien ja maalämmön, sekä teollisuuden hukkalämmön hyödyntämisen kaukolämmön

tuotannossa. Menolämpötilan alentaminen mahdollistaisi myös entistä tehokkaammin lämpöpumppujen hyödyntämisen, sillä lämpötiloja alentamalla tuotannossa käytettyjen lämpöpumppujen COP-lukua voitaisiin kasvattaa. (Dalla Rosa et al. 2014, 29.) Matalalämpöverkkojen avulla voitaisiin myös nostaa yhteistuotantolaitosten rakennusastetta, sillä matalammat lämpötilat kaukolämmön meno- ja paluupuolella mahdollistaisivat vesihöyryn paisuttamisen turbiinissa entistä matalampaan paineeseen (Li & Nord 2018, 484). Yhteistuotantolaitoksen rakennusasteella tarkoitetaan tuotetun sähköenergian suhdetta tuotettuun lämpöenergiaan ja nostamalla rakennusastetta voidaan parantaa yhteistuotantolaitosten energiatehokkuutta ja -taloutta (Eurostat 2017, 11; Motiva 2015, 8).

Kaukolämpöverkon menoveden lämpötilan alentaminen vaatii muutoksia nykyiseen kaukolämpöjärjestelmään niin verkoston kuin asiakkaan laitteiden osalta. Tämän on havaittu olevan haastavaa erityisesti jo olemassa olevan kaukolämpöverkon tapauksessa. Kaukolämpöverkon osalta menolämpötilan alentaminen johtaa pienempään lämpötilaeroon asiakaslaitteissa. Laitteiden pyrkiessä samaan lämpötehoon pumppaustarve lisääntyy ja samalla verkon tilavuusvirrat kasvavat. Verkon tilavuusvirtojen kasvu johtaa suurempiin painehäviöihin, jolloin myös verkon pumppauksen tarve lisääntyy. Tilavuusvirtojen nousun mukana verkoston putkikokoja olisi kasvatettava, mikä vaatii suuria investointeja jo olemassa olevan verkon osalta.

Menolämpötilan alentamisesta johtuvien tilavuusvirtojen kasvun hillitsemiseksi on tehty eri tutkimuksia ja löydetty ratkaisuja. Zinko, Bøhm, Kristjansson, Ottosson, Rämä & Sipilä (2008, 44) mukaan asiakkaiden liittymisputket voitaisiin rakentaa kolmiputkijärjestelmällä, jossa olisi kaksi menoputkea ja yksi paluuputki. Tällöin pienempää menoputkea käytettäisiin normaalissa tilanteessa ja lisäputkea hyödynnettäisiin kulutuspiikkien aikaan. Tällä järjestelmällä voitaisiin myös korvata kaukolämpöverkoissa käytetyt kiertolenkit, joiden avulla pyritään ylläpitämään riittävä lämpötila ja paine-ero verkon kauimmaisille asiakkaille. (Averfalk & Werner 2017, 223.) Köfinger, Basciotti, & Schmidt (2017) mukaan eräs ratkaisu voisi myös olla kiinteistöjen liittäminen toisiinsa niin, että ensimmäisen kiinteistön paluuvedellä tuotettaisiin matalalämpöä jälkimmäiseen kiinteistöön. Yksi ratkaisu tilavuusvirtojen kasvusta aiheutuvien painehäviöiden kattamiseksi olisi myös rakentaa verkostoon välipumppaamoja, jotta paine-ero säilyy riittävänä kaikille asiakkaille (Mäkelä & Tuunanen 2015, 47).

Asiakaslaitteiden osalta siirtyminen matalalämpöiseen kaukolämpöön vaatisi mahdollisesti parannuksia lämmitysjärjestelmiin sekä asiakkaan kaukolämpölaitteisiin. Erityisesti vanhemmissa kiinteistöissä pattereilla toimivat lämmitysjärjestelmät voi vaatia pattereiden uusimista nykyaikaisemmiksi sekä lämmitysjärjestelmän säätöä (Østergaard & Svendsen 2016, 76). Tutkimusten mukaan vanhoja kiinteistöjä on kuitenkin mahdollista muuttaa toimimaan matalalammilla lämpötiloilla parantamalla esimerkiksi rakennuksen eristystä ja vaihtamalla kaukolämpölaitteiden komponentteja (Averfalk & Werner 2017, 223).

Matalalämpöverkkoihin siirtymisessä huolta aiheuttaa käyttöveden lämmittäminen niin, ettei legionellabakteeria pääse syntymään. Legionellabakteerit ovat peräisin ympäristöstä ja ne päätyvät vesiverkosta kiinteistöjen vesijärjestelmiin. Kaikkia legionellabakteereja on vaikea poistaa vesijärjestelmistä, eikä pieni bakteeripitoisuus ole terveyden kannalta haitallista. Kuumuus tuhoaa legionellabakteerit ja suurin osa häviää jo muutamassa tunnissa, kun lämpötila on 50 °C. Legionellabakteerien takia Suomessa on määrätty, että vuoden 2007 jälkeen rakennetuissa vesijärjestelmissä lämpötilan tulee olla yli 55 °C koko järjestelmässä. Vanhemmille järjestelmille on suositeltu minimilämpötilaksi 50 °C. (THL 2021.) Legionellabakteerien muodostumisen estämiseksi matalalämpöverkkojen yhteydessä on kuitenkin esitetty eri ratkaisuja. Tutkimusten mukaan lämmin käyttövesi olisi mahdollista tuottaa matalalämpöverkosta suoraan lämmönvaihtimilla, jos lämmönvaihtimien kokoa suurennettaisiin nykyisestä. Tällöin saataisiin pienennettyä kiinteistön vesijärjestelmän tilavuutta ja näin ehkäistyä legionellabakteerien muodostumista. Käyttöveden lämmittämisessä olisi myös mahdollista hyödyntää pieniä lämpöpumppuja tai sähkövastuksia, jotka lämmittäisivät suoraan käyttöveden. (Lund, Østergaard, Chang, Werner, Svendsen, Sorknæs, Thorsen, Hvelplund, Mortensen, Mathiesen, Bojesen, Duic, Zhang & Möller 2018, 151.)

Matalalämpöverkkoihin siirtyminen vaatii siis investointeja kaukolämpöverkostoon ja asiakkaan järjestelemiin. Vanhan verkon muuttamisessa matalalämpöiseksi ongelmana on, että kustannukset painottuvat pääasiassa kiinteistöille, kun taas hyödyt näkyvät lämmöntuotannossa ja kaukolämpöverkossa. Tästä syystä kaukolämmön kustannusrakennetta tulisi muuttaa niin, että matalalämpöverkon investoinnit olisivat kannattavia myös asiakkaille. (Rämä 2020.)

## 4.2 Kaksisuuntainen kaukolämpö

Kaksisuuntaisella kaukolämmöllä tarkoitetaan liiketoimintamallia, jossa asiakas voi olla kaukolämmön kuluttaja sekä tuottaja. Kaksisuuntainen kaukolämpö mahdollistaa myös mallin, jossa kaukolämpöverkkoon liittyy ulkopuolisia lämmöntuottajia, jotka voisivat verkon kautta myydä tuottamaansa lämpöä asiakkaille. Nykyisen kaukolämpöliiketoiminnan muuttaminen kaksisuuntaiseksi vaatisi kuitenkin investointeja sekä uusien hinnoittelumallien kehittämistä. Tulevaisuuden hinnoittelumalleissa olisi mahdollista, että asiakas maksaisi erikseen kaukolämmön siirrosta ja energiasta. Tällöin asiakas voisi myös vaikuttaa ostamansa lämmön lähteeseen. (Energiateollisuus ry 2016, 2–3.)

Nykyistä avoimemmassa kaukolämpöverkossa nähdään olevan useita etuja niin kaukolämpöyhtiölle kuin asiakkaillekin. Kaukolämpöyhtiön näkökulmasta lisääntynyt hajautettu tuotanto mahdollistaisi muun muassa pienemmät tuotantokustannukset lämpölaitoksilla, lisäisi kaukolämmön kilpailukykyä ja voisi jopa vähentää tarvetta tuotantokapasiteetin ylläpidolle tai kasvattamiselle. Asiakkaan näkökulmasta kaksisuuntainen kaukolämpö parantaisi erityisesti kiinteistön energiatehokkuutta, kun hukkalämmöt saataisiin mahdollisesti nykyistä paremmin hyödynnettyä. (Energiateollisuus ry 2016, 2–3.)

Kaksisuuntainen kaukolämpö on jo teknisesti toteutettavissa ja ratkaisuja on nähty erityisesti suurempien asiakkaiden kuten datakeskusten osalta. Kuitenkin pienasiakkaiden kohdalla toteutukset ovat haastavampia, sillä tuotettavan lämmön tulisi olla tarpeeksi lämmintä kaukolämpöverkon menopuolelle ja pienasiakkaiden tuotannonohjaus aiheuttaa ongelmia kaukolämpöyhtiölle. Kaksisuuntainen kaukolämpöverkko vaatisi mittausdatan tarkentamista, resursseja ja investointeja, joten erityisesti pienemmille asiakkaille tämä voi olla taloudellisesti kannattamatonta, eikä investoinnille saada järkevää takaisinmaksuaikaa. (Energiateollisuus ry 2016, 2–3.)

Kaksisuuntaisen kaukolämmön edellytyksenä olisi myös edeltävässä kappaleessa käsitelty matalalämpöinen kaukolämpöverkko. Teknisesti nykyisen noin 100 °C menolämpötilan tuottaminen lämpöpumpuilla on mahdollista, mutta se vaatii huomattavasti suuremman määrän sähköenergiaa, kuin esimerkiksi 75 °C lämpötilan tuottaminen (HögforsGST 2020). Tämän lisäksi kaukolämmön hinnoittelumalleja tulisi kehittää niin, että mahdolliset investoinnit olisivat kannattavia niin asiakkaalle kuin lämpöyhtiöllekin. Kaksisuuntaisessa

kaukolämmössä on kehitettävää erityisesti pienasiakkaiden kohdalla, mutta kaukolämpöverkkoa ei ole välttämättä tarve avata kaikille. Eräs mahdollisuus olisi kehittää valmiit liiketoimintamallit suuremmille asiakkaille, joilla olisi mahdollisesti hukkalämpöä saatavilla. (Energiateollisuus ry 2016, 2–3.)

Tällä hetkellä kaksisuuntaista kaukolämpöä tarjoavat ainakin Fortum, Helen ja Turun Energia sekä Tampereen Sähkölaitos. Fortum on pilotoinut kaksisuuntaista kaukolämpöä Espoon sairaalalla, sekä sen kaukolämpöverkkoon siirretään lämpöä datakeskuksilta ja jätevedestä (Fortum 2022 a). Helen taas on luonut avoimen liiketoimintamallin, jossa asiakkaan tuottamaa lämpöä voidaan ostaa kaukolämpöverkkoon kausihinnoittelun mukaan, kunhan tuotettu lämpö on riittävän kuumaa menopuolelle siirrettäväksi (Helen Oy 2018.) Helenin tavoin myös Tampereen Sähkölaitos tarjoutuu ostamaan asiakkaan tuottamaa lämpöä OmaLämpösopimuksella. Tampereen Hiedanrantaan on myös tarkoitus rakentaa täysin uusi kaksisuuntainen ja matalalämpöinen kaukolämpöverkko (Tampereen Sähkölaitos 2020; Mansikka 2022.) Turku Energia taas on jo rakentanut Turkuun Skanssin alueelle Suomen ensimmäisen kaksisuuntaisen matalalämpöisen kaukolämpöverkon, jonne asiakkaiden olisi mahdollista tuottaa kaukolämpöä (Turku Energia 2021).

Kaksisuuntaisessa kaukolämmössä nähdään potentiaalia, mutta erityisesti pienasiakkaiden osalta ratkaisut vaativat kehittämistä. Kaksisuuntaisen kaukolämmön kehittymistä edesauttaisi aiemmin käsitellyn matalalämpöverkon yleistyminen, joten siirtyminen täysin avoimeen kaukolämpöverkkoon vaatii aikaa. Kaukolämpöliiketoiminnan kehittäminen voisi kuitenkin tapahtua asteittain, joissa kaksisuuntainen kaukolämpö mahdollistettaisiin ensin vain suuremmille asiakkaille. Pienemmät asiakkaat voitaisiin mahdollisesti ottaa mukaan myöhemmin, kun tietämys asiasta olisi lisääntynyt ja tekniset ratkaisut kehittyneet.

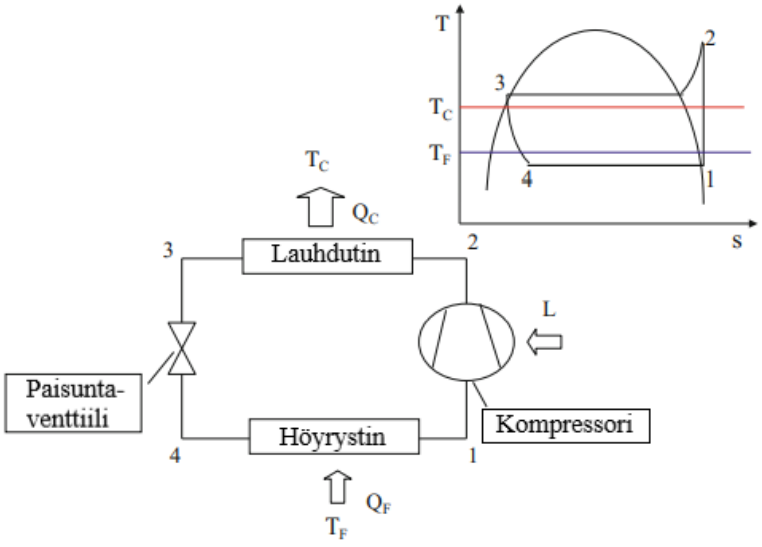
## 4.3 Peruskuorman tuotantomuodot tulevaisuudessa

Kaukolämmön tuotanto tulee muuttumaan tulevaisuudessa, kun erityisesti uusiutuvan energian hyödyntäminen, polttamaton energiantuotanto ja matalalämpöiset kaukolämpöverkot yleistyvät. Nykyisin kaukolämmön peruskuormaa tuotetaan yhteis- ja erillistuotantolaitoksissa, joiden investointikustannukset ovat isot ja tuotantokustannukset ovat mahdollisimman

pienet. Tässä kappaleessa on tarkoitus käsitellä erilaisia keinoja peruskuorman tuotantoon tulevaisuudessa. Eri tuotantomuotoja käsitellään omissa alakappaleissaan, joissa esitellään mahdollisia energianlähteitä ja niiden hyödyntämistekniikoita, sekä arvioidaan tulevaisuuden potentiaalia.

### 4.3.1 Lämpöpumppu

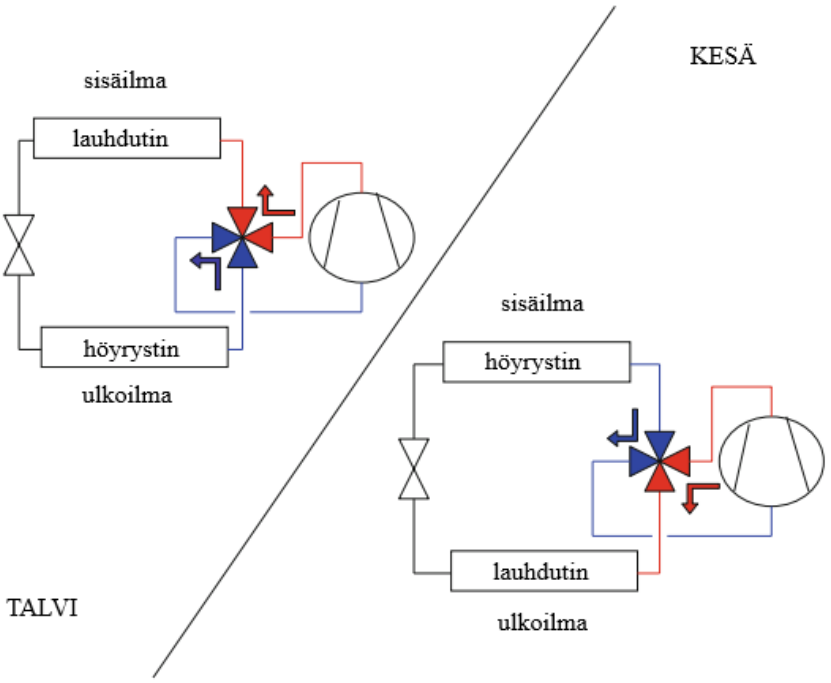
Tulevaisuuden lämmitykseen ja erityisesti polttamattoman lämmön tuotantoon liittyy usein lämpöpumput. Yksinkertaisimmillaan lämpöpumppu koostuu neljästä komponentista: kompressori, höyrystin, paistuntaventtiili ja lauhdutin. Seuraavassa kuvassa 16 on esitettynä lämpöpumpun toimintaperiaate.




Kuva 16. Lämpöpumpun toimintaperiaate sekä toiminta kuvattuna T-s kaaviossa. (Suomennettu lähteestä Grassi 2018, 5)

Kuten kuvasta 16 nähdään, prosessiin tulee lämpöä höyrystimen kautta ja prosessi luovuttaa lämpöä lauhduttimen kautta. Prosessin kiertoaineena ei käytetä vettä, vaan erilaisia kylmäaineita, joiden höyrystymislämpötila voi olla jopa alle -50 °C (Grassi 2018, 125–142). Alhaisen höyrystymislämpötilan, sekä kompressorin aiheuttaman matalapaineen ansiosta prosessi voi hyödyntää lämpöä ulkoilmasta jopa talvella. Höyrystimen jälkeen kaasuuntunut

kiertoaine johdetaan kompressorin läpi korkeapainepuolelle, jossa kiertoaine lauhtuu nesteeksi luovuttaen samalla lämpöä esimerkiksi kiinteistön sisäilmaan. Lauhduttimen jälkeen kiertoaine paisutetaan matalapaineiseksi paistuntaventtiilillä, jonka jälkeen prosessi alkaa alusta. Prosessiin voidaan vielä lisätä nelitieventtiili, jonka avulla voidaan kesäaikaan tuottaa jäähdytystä ja talviaikaan lämmitystä (kuva 17).

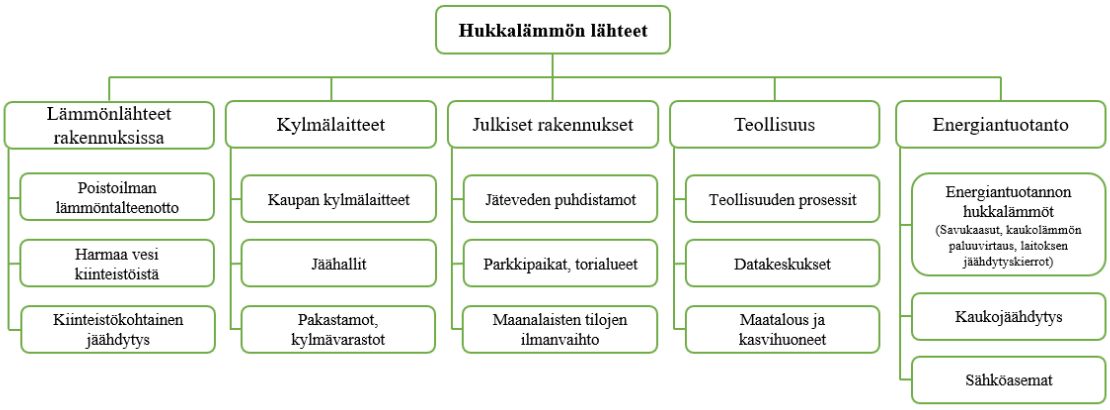



Kuva 17. Lämpöpumppuprosessi varustettuna nelitieventtiilillä (Suomennettu lähteestä Grassi 2018, 5)

Kuvassa 17 nähdään lämpöpumppuprosessi varustettuna nelitieventtiilillä, jolla lämpöpumpun toiminta saadaan käännettyä päinvastaiseksi. Tällöin samalla lämpöpumpulla voidaan tuottaa lämpöä ja jäähdytystä tarpeen mukaan. Lämpöpumppujen etuina onkin niiden soveltuvuus eri käyttökohteisiin sekä mahdollisuus hyödyntää erilaisia lämmönlähteitä. Kaukolämmön kehityksessä lämpöpumput tulevat näkymään erityisesti kaksisuuntaisen kaukolämmön sekä erilaisten hukkalämpöjen hyödyntämisessä.

### 4.3.2 Hukkalämpö

Hukkalämmöllä tarkoitetaan prosesseissa väistämättä syntyvää lämpöä, joka hyödyntämättä katoaisi ilmaan tai veteen. Hukkalämpöä on mahdollista hyödyntää suoraan sitä luovuttavassa kohteessa, tai johtaa joko suoraan tai lämpöpumpun kautta esimerkiksi kaukolämpöverkkoon. Hukkalämpö voidaankin määritellä kahteen eri tyyppiin 1) suoraan kaukolämmössä hyödynnettävä lämpö ja 2) lämpöpumpun ja/tai muun lämmönlähteen vaatima lämpö. (Rämä & Klobut 2020, 3–10) Näistä suoraan kaukolämmössä hyödynnettävä lämpö on käyttökelpoisempaa, sillä hukkalämmön vaatima lisälämmitys ei ole hukkalämpöä. Usein myös pelkästään lämpöpumpulla lämmitys ei riitä, vaan lisäksi voi tarvita myös jonkun muun lämmönlähteen. Tulevaisuudessa yleistyvät matalalämpöverkot edesauttavat hukkalämpöjen hyödyntämistä, sillä hukkalämmön lämpötila voi olla tällöin nykyistä alhaisempi. (Rämä & Klobut 2020, 3–10.) Seuraavassa kuvassa 18 on esitettynä erilaisia tunnistettuja hukkalämmön lähteitä.




Kuva 18. Tunnistettuja hukkalämmön lähteitä (Rämä & Klobut 2020, 10)

Kuvassa 18 nähdään erilaisia hukkalämmön lähteitä, joista kaukolämmön näkökulmasta parhaimmat ovat kylmälaitteet, julkiset rakennukset, teollisuus sekä energiantuotanto, sillä näistä saatavilla olevan hukkalämmön teho on huomattavasti suurempi, kuin asuinrakennuksista saatavan hukkalämmön teho. Asuinrakennusten hukkalämmöt ovatkin järkevämpi käyttää suoraan kohteessa esimerkiksi lämpöpumpun avulla. (Rämä & Klobut 2020, 11.)

Kylmälaitteita on käytössä useissa eri kohteissa mm. kaupoissa ja kylmävarastoissa. Näistä saatavilla oleva hukkalämmön teho on välillä 10 kW – 1 MW, joten potentiaalia hukkalämmön hyödyntämiseen kaukolämpöverkossa olisi. Kuitenkin kylmälaitteilta saatavan hukkalämmön lämpötila on välillä 0–40 °C, joten väliin tarvitaan esimerkiksi lämpöpumppu. (Rämä & Klobut 2020, 12.)

Julkisista kohteista erityisesti jäteveden puhdistamojen hukkalämpöä hyödynnetään jo laajalti. Näissä kohteissa lämpö otetaan puhdistetusta jätevedestä, joten itse puhdistusprosessiin ei tällä ole vaikutusta. Puhdistetun jäteveden lämpötila on välillä 10–20 °C, joka on hyödynnettävissä lämpöpumpun avulla. Muita mahdollisia julkisten kohteiden hukkalämmön lähteitä olisivat esimerkiksi parkkipaikat ja torialueet sekä maanalaisten tilojen ilmanvaihto. Julkisista kohteista saatava teho on jäteveden puhdistamoiden kohdalla noin 1–10 MW ja muiden osalta noin 10–100 kW. (Rämä & Klobut 2020, 12–13.)

Teollisuuden prosessien hukkalämpöjen etuna muihin on niiden korkeammat lämpötilat, jolloin hukkalämmön suora hyödyntäminen kaukolämpöverkossa on mahdollista. Teollisuuden hukkalämmöiksi määritellään myös datakeskukset sekä maatalous ja kasvihuoneet. Teollisuuden hukkalämpöjen teho on parhaimmillaan jopa 100 MW, joten potentiaali hukkalämmön hyödyntämiseen kaukolämpöverkossa on suuri. (Rämä & Klobut 2020, 13–14.)

Myös energiateollisuudessa syntyy paljon hukkalämpöä, joista osa on jo yleisesti hyödynnetty. Esimerkiksi savukaasupesurien vedestä hyödynnetään yleisesti lämpöä lämpöpumpuilla. Energiateollisuuden vaihtoehdoista myös kaukolämmön paluuveden hyödyntäminen lämpöpumpuilla voisi olla järkevää, jos paluuveden lämpötila on korkea ja sen alentaminen on mahdollista. Hukkalämpöjen teholuokka on eri lämmönlähteestä riippuen jopa 10 MW, joten potentiaali kaukolämmöntuotantoon on suuri. (Rämä & Klobut 2020, 14–15.)

Tunnistettuja hukkalämmön lähteitä on siis useita, joista osalla on suuri potentiaali kaukolämmön tuotannossa. Erityisesti tulevaisuudessa, kun prosessien energiatehokkuutta pyritään parantamaan, tulee hukkalämpöjen hyödyntäminen yleistymään. Kaukolämpöyhtiöiden kannattaisikin siis jo varautua tähän ja tunnistaa omalta verkkoalueelta mahdollisia hukkalämmönlähteitä.

### 4.3.3 Luonnon lämmönlähteet

Luonnon lämmönlähteiksi tässä työssä määritellään ilman lämpö, vesistöjen lämpö, geolämpö, aurinkolämpö sekä bioenergia. Ilman ja vesistöjen lämpöä voidaan hyödyntää esimerkiksi lämpöpumpuilla, geolämpöä ja aurinkolämpöä joko suoraan tai lämpöpumpuilla sekä bioenergiaa polttamalla. Näistä erityisesti bioenergian hyödyntäminen kaukolämmön tuotannossa on jo yleistä Suomessa.

Ilman lämpöä voidaan hyödyntää lämpöpumppujen avulla, johon esimerkiksi suomalainen Calefa on kehittänyt modulaarisen AmbiHeat®-lämpöpumppulaitoksen. Calefan ratkaisun teholuokka on 350 kW:sta jopa 10 MW:iin ja tuotettu lämpötila on riittävän korkea kaukolämpöverkkoon syötettäväksi. Laitoksen COP-arvoksi yhtiö ilmoittaa noin 2,7 kun tuotetaan 70 °C:een lämpötilaa. (Calefa Oy.) Ilmalämmön etuna on sen saatavuus kaikkialla, mutta sijainnilla on kuitenkin vaikutusta vuotuisiin lämpötiloihin, jotka vaikuttavat suoraan lämpöpumpun COP-arvoon. Esimerkiksi Suomessa keskimääräinen lämpötila on etelässä noin 5 °C ja pohjoisessa hieman alle 0 °C (Ilmatieteenlaitos 2022). Calefan lämpöpumppulaitoksella tämä lämpötilaero tarkoittaa etelässä noin 0,5 parempaa COP arvoa, kuin pohjoisessa (Calefa). Ilmalämmön hyödyntäminen kaukolämmön tuotannossa vaikuttaa kuitenkin lisääntyvän, sillä Fortum rakentaa Espoon Vermoon jopa 11 MW ilmavesilämpöpumppulaitoksen ja Runosmäen lämpö Turkuun 3 MW ilmavesilämpöpumppulaitoksen. (Fortum 2022 b; Calefa Oy, 2021.)

Vesistöllä tarkoitetaan tässä työssä järvien, jokien ja merien muodostamaa kokonaisuutta. Ilman tavoin myös vesistöjä olisi mahdollista hyödyntää kaukolämmön tuotannossa. Ilmaan nähden etuna kuitenkin olisi, että vesistöt eivät jäädy täysin talvisin, joten saatavilla oleva lämpö voisi olla ympäri vuoden yli 0 °C. Erityisesti meriveden lämpöä hyödyntäviä lämpöpumppuratkaisuja on toteutettu useita ympäri maailman, joissa keskiarvo COP on noin 3,14. Meriveden lämpöä hyödyntävien lämpöpumppuratkaisujen teholuokka yltää noin 1 MW:sta yli 100 MW:iin. Tukholman Ropstenissa vuonna 1986 käyttöönotettu meriveden lämpöä hyödyntävä lämpöpumppulaitos tuottaa lämpöä jopa 180 MW. (Su, Madani, Liu, Wand & Palm 2020, 1–2.) Ropstenin lämpöpumppulaitos ottaa merivettä talvisin noin 14 metrin syvyydestä, jossa veden lämpötila on noin 2 °C. Kesäisin vesi otetaan lähempää pintaa, jossa lämpötila voi olla jopa 15 °C. (Su, Dalgren & Palm 2021, 4.) Suomessa Helen on tutkinut

meriveden lämmöntalteenottoa Salmisaaren voimalaitosalueella, mutta heidän tutkimusten mukaan tarvittaisiin noin 50–70 metrin syvänne, jotta veden lämpötila olisi ympäri vuoden vähintään 2 °C (Helen Oy 2020 a). Vuosaaren uuden lämpölaitoksen yhteyteen Helen on kuitenkin rakentamassa lämpöpumpun, jolla on tarkoitus hyödyntää sekä lämpölaitoksen sisäisen jäähdytysvesikierron hukkalämpöä että meriveden lämpöenergiaa (Uusitalo 2019).

Ilman ja vesistöjen lisäksi lämpöä on mahdollista hyödyntää myös maasta. Maasta saatavaa lämpöä kutsutaan geotermiseksi energiaksi tai geolämmöksi. Maapallon ytimen lämpötila voi olla jopa yli 7000 °C, joka alenee lähestyttäessä Maan pintaa (Turunen 2018). Geolämpö voidaan jakaa syväksi, keskisyväksi ja matalaksi, joista ensimmäiset ovat peräisin Maan sisällä tapahtuvasta radioaktiivisten ydinten hajoamisesta sekä Maan ytimestä pintaa kohti johtuvasta lämmöstä. Lähempänä maanpintaa lämpötilaan vaikuttaa vallitseva ilmasto sekä auringon säteily. Noin 10–20 metrin jälkeen vuosivaihtelu häviää ja lämpötila pysyy vakiona. (Stober & Bucher 2021, 40; Gil, Schneider, Moreno & Cerezal 2022, 6.) Geolämpö on hyödynnettävissä kaikkialla, mutta erityisesti litosfäärilauttojen reuna-alueilla voidaan saavuttaa korkeita lämpötiloja jo matalissa syvyyksissä (Stover & Bucher 2021, 5–7). Syvän geolämmön etuina matalaan verrattuna ovat huomattavasti korkeammat lämpötilat, sekä mahdollisuus sähköntuotantoon ja suoraan kaukolämmön tuotantoon. Syvästä kaivannosta on mahdollista saada jopa 300 °C:een lämpötiloja, kun matalassa kaivannossa lämpötilat ovat korkeimmillaan noin 30 °C. Kuitenkin matalan geolämmön etuna on huomattavasti halvemmat porauskustannukset, sekä mahdollisuus lämmityksen ohella jäähdytykseen. (Gil et al. 2022, 5–7). Matala geolämpö on jo yleisesti käytössä, mutta nyt myös keskisyvän geolämmön mahdollisuuksia Suomessa on tunnistettu. Esimerkiksi Mänttä-Vilppulan Kolhoon on porattu noin 1,4 kilometrin syvyinen lämpökaivo, sekä Espoon Koskeloon noin 1,3 kilometrin syvyinen lämpökaivo. Molemmissa kohteissa lämpökaivosta saatavaa matalalämpöä on tarkoitus hyödyntää lämpöpumpuilla. (Juuti 2020.) Suomessa syvää geolämpöä on tutkittu Helsingin Otaniemessä St1:n ja Fortumin toimesta, jossa lähes seitsemän kilometriä syvästä kaivannosta on tarkoitus hyödyntää lämpöä suoraan kaukolämmön tuotantoon. Huhtikuussa 2022 Fortum kuitenkin vetäytyi hankkeesta, sillä seitsemän vuoden aikana ratkaisusta ei saatu kaupallisesti eikä teknisesti toimivaa. (Juuti, 2022.)

Aurinkolämpöä voidaan tuottaa joko aktiivisesti tai passiivisesti. Aktiivisessa tuotannossa kaukolämpöverkkoon on liitetty aurinkolämpökeräimiä, joilla aurinkosäteilyn lämpö

saadaan suoraan siirrettyä kaukolämpöverkkoon. Passiivisessa tuotannossa aurinkosäteilyn lämmittämiä kiinteistöjä jäähdytetään kaukojäähdytyksellä, josta lämpö saadaan hyödynnettyä esimerkiksi lämpöpumpuilla. Aurinkolämmityksen etuna on kesäaikaisten fossiilisten polttoaineiden käytön väheneminen, kun lämpö voidaan esimerkiksi öljyn sijaan tuottaa aurinkokeräimillä. Ongelmana kuitenkin on energian saatavuuden ajoittuminen kesäaikaan, joten aurinkokeräinjärjestelmät eivät vaikuta vaadittavaan lämmityskauden kapasiteettiin. Pahimmillaan aurinkokeräimet voivat myös lisätä fossiilisten polttoaineiden kulutusta, jos keväällä lisääntyneen aurinkolämmön johdosta peruskuormalaitosten minimikuorma tulee vastaan ja tuotanto siirtyy pienemmille fossiilia polttoaineita käyttäville laitoksille. (Motiva 2020 b.) Suomessa aurinkolämpöä hyödynnetään kaukolämmön tuotannossa ainakin Ristiinassa Etelä-Savon Energian toimesta, Iloharjussa Kuopion Energian toimesta, sekä Puumalassa Suur-Savon Sähkön toimesta. (Savosolar 2018; Kuopion Energia Oy ja Kuopion Sähköverkko Oy 2020; Suur-Savon Sähkö Oy 2019.)

Luonnon lämmönlähteeksi tässä työssä määritellään myös bioenergia, jota käsiteltiin lyhyesti kappaleissa 3.4.1–3.4.3. Tällä hetkellä suurin uusiutuvan energian lähde Suomessa on bioenergia, josta merkittävin osuus on puupolttoaineilla. Bioenergian käyttö tulevaisuudessa tulee lisääntymään, sillä sen avulla tullaan korvaamaan fossiilisia polttoaineita. Tutkimuksen mukaan bioenergian käyttö EU:ssa lisääntyy 70–150 % vuoteen 2050 mennessä. Ongelma on, että arvioitu bioenergian käytön kasvu ylittää kestävän bioenergian saatavuuden rajan noin 40–100 %. (Material Economics 2021, 8–9.) Bioenergian käyttö kaukolämmön tuotannossa on kuitenkin jo yleistä, joten asiaa ei tässä työssä tämän tarkemmin esitellä.

Tulevaisuudessa luonnon lämmönlähteiden hyödyntäminen kaukolämmön tuotannossa tulee lisääntymään, erityisesti fossiilisten polttoaineiden käytön vähenemisen johdosta. Kaikkien tulevaisuuden skenaarioiden mukaan kaukolämmön tuottaminen lämpöpumpuilla tulee lisääntymään. Tällä hetkellä ilmasta, geolämmöstä tai vesistöistä lämpöpumpuilla tuotetun lämpöenergian arvioidaan olevan kalliimpaa, kuin biomassasta tuotetun energian. Kuitenkin tulevaisuudessa entisestään nousevat polttoainekustannukset, sekä heinäkuussa 2022 voimaan tullut veroluokan alennus lämpöpumpuille voi muuttaa tuotantokustannusten suhdetta. (AFRY 2021 a, 24; Verohallinto 2022.)

### 4.3.4 Pienydinvoima

Eräs vaihtoehto kaukolämmön tuotantoon tulevaisuudessa on pienydinvoima, josta englannin kielessä käytetään termiä Small Modular Reactor (SMR). Kyseiset voimalat ovat nykyisiin ydinvoimalaitoksiin verrattuina kokoluokaltaan pieniä, teholtaan vain noin 10–300 MW. Pienydinvoimaloiden etuna olisi erityisesti vähäpäästöisyys, joten niiden avulla voitaisiin saavuttaa suuria päästövähennyksiä energiantuotannossa. Kyseisten laitosten pieni koko sekä hyvät turvallisuusjärjestelmät mahdollistaisivat niiden sijoittamisen kaupunkien yhteyteen lähelle kulutusta. Pienydinvoimaloilla olisi mahdollista tuottaa sähköä ja lämpöä erillistuotantoina, tai yhteistuotantona. (Zohuri 2019, 74–76.) Pienen koon ja modulaarisuuden takia laitosten skaalaaminen on mahdollista, sekä laitokset voitaisiin tuottaa valmiiksi kokonaisuuksiksi tehtaalla ja kuljettaa kohteeseen. Joissain ratkaisuissa olisi jopa mahdollista, että polttoaine ladattaisiin reaktoriin tehtaalla ja laitos kuljetettaisiin kokonaisuutena paikoilleen. Käyttöiän jälkeen laitos kuljetettaisiin kokonaisuutena pois, jolloin polttoainetta ei tarvitsisi vaihtaa laitosalueella. (Zohuri 2019, 76; 100–101.)

Kansainvälisen atomienergiajärjestön mukaan vuonna 2020 on ollut kehityksessä yli 70 erilaista pienydinvoimareaktorityyppiä (IAEA 2020.) Maailman ydinjärjestön mukaan tällä hetkellä on viisi toiminnassa olevaa pienydinvoimalaa, sekä neljä reaktoria rakennusvaiheessa (WNA 2022). Tutkimusten mukaan kaukolämmön tuotannossa vain lämpöä tuottavat pienydinvoimalat olisivat taloudellisesti kannattavia, mutta Suomea koskevissa tutkimuksissa näitä on sovellettu vain pääkaupunkiseudun kaukolämmön tuotantoon, joten arviota kannattavuudesta pienemmissä kaukolämpöverkoissa ei ole. (Teräsvirta, Syri & Hiltunen 2020, 3.) Tutkimusten mukaan 300 MW lämpöä tuottavan pienydinvoimalan investointikustannukset voisivat olla noin 1,5 M€/MW, kun vastaavan kokoisella hakelaitoksella investointikustannukset olisivat kolme kertaa pienemmät ja pellettilaitoksella kuusi kertaa pienemmät. Kuitenkin pienydinvoimalan käyttöiän arvioidaan olevan kolme kertaa pidempi kuin vastaavalla hake- tai pellettilaitoksella. (Teräsvirta et al. 2020, 5; Värri & Syri 2019, 6.)

### 4.3.5 CCU/CCS

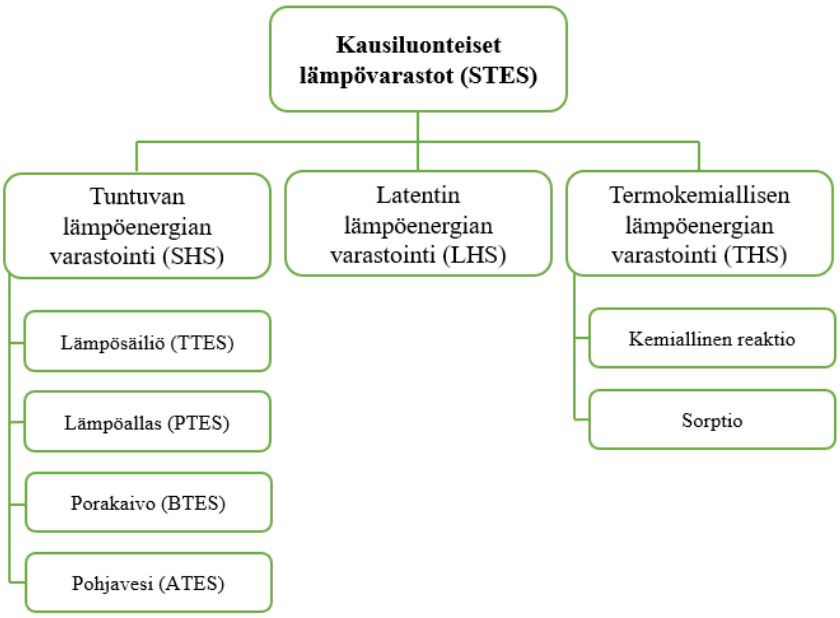
Eräs vaihtoehto energiantuotannon päästöjen pienentämiseksi tulevaisuudessa on hiilidioksidin talteenotto ja hyödyntäminen (CCU), sekä hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (CCS). Hiilidioksidin talteenotto energiantuotannossa mahdollistaa fossiilisten polttoaineiden hyödyntämisen siirtyessä hiilineutraaleihin prosesseihin. Hiilidioksidi voidaan ottaa talteen esimerkiksi fossiilisia polttoaineita käyttävän voimalaitoksen savukaasuista ja se voidaan nykyteknologialla hyödyntää esimerkiksi synteettisten polttoaineiden valmistuksessa (VTT 2020). Hiilidioksidin talteenottoa ja varastointia voidaan myös hyödyntää bioenergiaa käyttävissä voimalaitoksissa, jolloin voimalaitoksen kasvihuonepäästöistä saadaan jopa nettonegatiiviset (Bui, Adjiman, Bardow, Anthony, Boston, Brown, Fennel, Fuss, Galindo, Hackett, Hallet, Herzog, Jackson, Kemper, Krevor, Maitland, Matuszewski, Metcalfe, Petit, Puxty, Reimer, Reiner, Rubin, Scott, Shah, Smit, Trusler, Webley, Wilcox & Dowell 2018, 1066). Hiilidioksidin talteenottoa ja hyödyntämistä tai varastointia ei ole kuitenkaan saatu vielä leviämään kaupallisella tasolla. Aiemmin teknologian kehitystä on painotettu yksittäisille suurille laitoksille, mutta nyt kehityssuunta on kääntymässä teollisuuskeskuksiin, joilla olisi yhteiset hiilidioksidin kuljetuskanavat sekä varastointimahdollisuudet. (IEA 2021 b.) Hiilidioksidin talteenotto ja sen kuljetus sekä varastointi vaatii kuitenkin paljon energiaa, joten teknologian hyödyntäminen pienemmän kokoluokan laitoksilla ei ole vielä kannattavaa (Bui & Dowell 2020, 5.) Kyseisillä teknologioilla on kuitenkin suuri potentiaali ja ilman hiilidioksidin talteenottotekniikkaa kansainvälisten ilmastosopimusten saavuttaminen on huomattavasti kalliimpaa tai jopa mahdotonta (Bui & Dowell 2020, 4).

### 4.3.6 Kausiluonteiset lämpövarastot

Kaukolämmön tuotannossa on myös mahdollista hyödyntää lämpövarastoja, jotka voidaan jakaa lyhytaikaisiin varastoihin ja kausiluonteisiin varastoihin. Lyhytaikaiset varastot soveltuvat paremmin huippukuorman tuotantoon, joten niitä käsitellään kappaleessa 4.4. Kausiluonteiset varastot taas soveltuvat osittain jopa peruskuorman tuotantoon. Yksinkertaisesti kausiluonteinen lämpövarasto toimii niin, että lämpöä varastoidaan lämmityskauden ulkopuolella esimerkiksi aurinkoenergiaa hyödyntämällä. Lämmityskaudella taas tätä

lämpövarastoa voidaan purkaa ja lämpöä hyödyntää kaukolämmön tuotannossa. (Li, Wang, Kuplagat & Kang 2013, 454.)

Kausiluonteiseen lämmön varastointiin voidaan hyödyntää tuntuvan-, latentin- tai termokemiallisen lämpöenergian varastointitekniikoita. Tuntuvan lämpöenergian varastointi perustuu varastomateriaalin lämmittämiseen, joka voi olla esimerkiksi vesi tai kallio. Tuntuvaa lämpöenergiaa voidaan varastoida siis esimerkiksi vesitankkiin tai -altaaseen, maahan porattuun porakaivoon tai pohjaveteen. Latentin lämpöenergian varastointi perustuu varastomateriaalin faasimuutokseen ja termokemiallisen lämpöenergian varastointi perustuu kemiallisten reaktioiden sitomaan ja vapauttamaan energiaan. (Yang, Liu, Kramer & Sun 2021, 5–8.) Eri lämmönvarastointitekniikat on koottu kuvaan 19.




Kuva 19. Nykyiset kausiluonteiset lämmönvarastointimenetelmät (Suomennettu lähteestä Yang et al. 2021, 2)

Kuvassa 19 esitellyistä lämmön varastointimenetelmistä tuntuvan lämpöenergian varastointi on hyvin tunnettua ja kaupallisella tasolla olevaa tekniikkaa. Latentin lämpöenergian varastointi on myös tunnettu tekniikka ja sitä on käytetty 1970-luvulta asti kasvihuoneiden yhteydessä. Latentin lämpöenergian varastointi ei kuitenkaan ole vielä saavuttanut kaupallista tasoa isommassa mittakaavassa. Termokemiallisen lämmön varastointi on vasta kehitysvaiheessa ja sen teknologia on vielä kaukana kaupallisesta tasosta (Yang et al. 2021, 5–8.)

Kausiluonteisen lämpövaraston ongelmana ovat kuitenkin alhainen varastointilämpötila sekä varaston lämpöhäviöt. Alhaisen varastointilämpötilan takia tarvitaan erillinen lämmitin, jotta lämpötila saadaan tarpeeksi korkeaksi kaukolämpöverkossa hyödynnettäväksi. Lämmittimenä voidaan hyödyntää esimerkiksi lämpöpumppua. Toisena ongelmana kausiluonteisissa lämpövarastoissa ovat myös suuret lämpöhäviöt, joihin vaikuttavat varastointimateriaali, varastointiaika, lämpötilaero varaston ja ympäristön välillä sekä varaston koko. (Hesaraki, Holmberg & Haghighat, 2015, 1200.)

Suurien lämpövarastoiden etuna on suhteellisen alhaiset varastointikustannukset, sillä suuren lämpövaraston varastointikustannukset ovat vain noin sadasosan vastaavan sähkövaraston varastointikustannuksista (Valor Partners Oy 2015, 20). Lämpövarastot myös mahdollistavat entistä tehokkaammin eri uusiutuvien energiamuotojen kuten aurinkoenergian hyödyntämisen lämmöntuotannossa. Jo vuonna 1998 tehdyn tutkimuksen mukaan aurinkolämpöä hyödyntävillä kausivarastoilla olisi mahdollista tuottaa jopa 50–70 % asuintalojen lämmitysenergiasta. (Fisch, Guigas & Dalenbäck 1998, 355.)

Suomessa tällä hetkellä suurimman lämpöakun energiakapasiteetti on 11,5 GWh. Helenin omistaman Mustikkamaan kallioluolan tehollinen tilavuus on noin 260 000 kuutiometriä, jonka purkaminen kaukolämpöön täydellä teholla kestää noin neljä vuorokautta. Lämpöakun maksimi lataus- ja purkuteho on 120 MW. Vantaan Energia suunnittelee maailman suurinta lämmön kausivarastoa Vantaalle, jonka energiakapasiteetti olisi jopa 90 GWh. Vantaan Energian lämpövaraston tilavuus tulisi olemaan noin miljoona kuutiometriä ja se on tarkoitus ottaa käyttöön vuonna 2026. (Helen Oy 2020 b; Vantaan Energia.)

## 4.4 Huippukuorman tuotanto

Kaukolämmössä peruskuorman lisäksi myös huippukuormat tulisi tuottaa uusiutuvalla energialla, jos pyritään täysin uusiutuvaan kaukolämmön tuotantoon. Tällä hetkellä huippukuormat tuotetaan vara- tai huippukuormalaitoksilla, joiden pääpolttoaineena on usein öljy. Kuitenkin tulevaisuudessa vaihtoehtoina voi olla esimerkiksi lämmön lyhytaikaisvarastot, sähkökattila, kulutusjousto tai esimerkiksi biokaasu tai -öljy. Näitä eri huippukuorman tuotantomuotoja käsitellään seuraavissa kappaleissa.

### 4.4.1 Tehopiikkien leikkaaminen kulutusjoustolla

Kaukolämmön huipputuotannon sijaan olisi mahdollista, että kulutushuippuja leikattaisiin kulutusjoustolla tai lyhytaikaisella lämpövarastolla, eli lämpöakulla. Kaukolämmön kulutusjoustolla tarkoitetaan asiakkaiden lämmönkulutuksen ohjaamista niin, että kulutushuippuja siirtämällä saadaan tasattua lämmön kulutusta. Kaukolämmön kulutushuiput esiteltiin aiemmin kappaleessa 3.1. Näiden leikkaaminen vuorokausitasolla tapahtuisi esimerkiksi niin, että lämpöä varastoitaisiin yön aikana rakennukseen, jolloin aamun huippukulutuksen aikaan energiaa ei tarvittaisikaan rakennuksen lämmittämiseen, vaan ainoastaan käyttöveden lämmittämiseen. Kulutusjousto ei siis välttämättä pienennä kokonaisenergiankulutusta vaan se tasaa kulutusta, jolloin on mahdollista, että kaukolämmön tuotannossa käytettäviä vara- tai huippulämpölaitoksia ei tarvitse käynnistää ollenkaan. (Valor Partners Oy 2015, 5.) Suomessa opiskelija-asunnoissa suoritetun tutkimuksen mukaan kulutusjousto pienensi huipputehon tarvetta keskimäärin 14–15 % ja vuosittainen energiankulutus pieneni noin 9 %. Kysyntäjouston kannattavuus on kuitenkin kiinteistökohtaista ja on myös mahdollista, että kokonaisenergiankulutus nousee, kun rakennusta käytetään lämpövarastona. (Ala-Kotila, Vainio & Heinonen 2020, 157–158.)

Kulutusjouston hyödyntäminen kaukolämmön tuotannossa on haastavaa, sillä kaukolämpöjärjestelmät toimivat useimmiten pitkällä aikavakiolla. Lämmityksen vähentäminen ja lisääminen näkyvät asiakkaiden sisälämpötiloissa viiveellä, johon vaikuttavat myös sääolosuhteet. (Valor Partners Oy 2015, 5.) Kulutusjoustolla saavutetaankin suurimmat hyödyt keväisin ja syksyisin, kun ulkoilman lämpötila vaihtelee suuresti vuorokausitasolla (Ala-Kotila et al. 2020, 158)

Kaukolämmön kulutusjoustoa tarjotaan Suomessa useissa eri lämpöyhtiöissä. Esimerkiksi Fortum aloitti jo vuonna 2019 pilottihankkeen, johon osallistui yhteensä 96 taloyhtiötä. Fortumin pilottijakso kesti vuoden 2021 loppuun saakka, jona aikana taloyhtiöiden kaukolämmön kokonaiskulutus pieneni noin 5,5 % vuositasolla. Pilottijakson aikana ei kuitenkaan pystytty pienentämään kulutushuippuja. (Fortum 2022 c.) Kaukolämmön asiakkaiden kulutuksen ohjausta on testattu myös Mäntsälässä Nivos Vesi ja Lämpö Oy:ssä. Noin vuoden kestäneen hankkeen tuloksista voidaan päätellä, että älykkäillä kulutuksen

ohjausjärjestelmillä voidaan pienentää asiakkaiden kulutusta. Älykkään lämmityksen ohjauksen vaikutusta asiakkaiden huipputehontarpeeseen tutkitaan tarkemmin kappaleessa 5.2.

### 4.4.2 Lämmön lyhytaikaisvarastointi

Lämmön lyhytaikaisvarastoinnilla tarkoitetaan lämpövarastoa, jonka purku ja lataus -sykli on huomattavasti lyhyempi kuin lämmön kausivarastolla. Lyhytaikaisvarastoinnissa voidaan puhua päivistä tai jopa tunneista. Lämmön lyhytaikaisvarastoinnilla pyritään optimoimaan lämmöntuotantoa ja näin parantamaan sen hyötysuhdetta sekä alentamaan tuotantokustannuksia. Erityisesti yhteistuotannon yhteydessä lyhytaikaisvaraston avulla sähköä voidaan tuottaa riippumatta kaukolämmön kulutuksesta ja varastoitu lämpö voidaan hyödyntää myöhemmin kaukolämpöverkossa. Erillistuotannon yhteydessä lämmön lyhytaikaisvarastolla voidaan esimerkiksi pienentää tuotantotarpeen vaihtelua ja näin estää vara- tai huippukuormalaitosten käynnistyminen. Lämpövaraston avulla on myös mahdollista hyödyntää halvan sähkön tunteja lämmöntuotannossa, kun esimerkiksi yöaikana halvemmalla sähköllä voidaan tuottaa lämpöä aamun kulutushuippua varten. (Kensby, Trüschel & Dalenbäck 2015, 774.)

Lämmön lyhytaikaisvarastointiin on eri vaihtoehtoja kuten vesitankki, olomuodon muutokseen perustuvat lämpövarastot, kaukolämpöverkon veden lämpötilan muuttaminen tai lämmön varastoiminen kaukolämpöverkkoon liitettyihin rakennuksiin. Näistä vaihtoehdoista vesitankkeihin perustuvat lämpövarastot ovat jo yleisesti käytössä, kun taas olomuodon muutokseen perustuvat lämpövarastot eivät ole vielä saavuttaneet kaupallista tasoa. Nämä vaihtoedot myös vaativat lisäinvestointeja järjestelmiin, kun taas kaukolämpöverkon veden lämpötilan muuttaminen ja verkkoon jo liittyneiden rakennusten hyödyntäminen onnistuu ilman suuria investointeja tai erillisiä järjestelmiä. Kaukolämpöverkon veden lämpötilan muuttamisella tarkoitetaan menoveden lämpötilan nostamista niin, että verkossa olevalla ylimääräisellä lämmöllä voidaan kattaa kulutushuiput. Tämän ongelmana on kuitenkin rajallinen kapasiteetti ja lämpötilan vaihtelun aiheuttamat mahdolliset ongelmat kaukolämpöverkon rakenteissa. (Kensby et al. 2015, 774; Zhang, Johansson & Kalagasidis 2021, 3.) Kaukolämpöverkkoon liittyneiden rakennusten hyödyntäminen lämpövarastoina mainittiin jo edeltävässä kappaleessa kulutusjouston yhteydessä.

Lyhytaikainen lämmön varastointi kaukolämpöverkoissa on jo yleisesti käytössä ja erityisesti vesitankkeihin perustuva tekniikka on todettu toimivaksi. Erityisesti lämmön kausivarastoinnin ongelmana olevat suuret lämpöhäviöt eivät aiheuta ongelmia lyhytaikaisessa varastoinnissa, sillä niiden lämpöhäviöt ovat alle 5 % (Guelpa & Verda 2019, 8). Lyhytaikaisen lämpövaraston tarkoituksena on tasata kaukolämmön tuotantohuippuja, joten sen hyödyntäminen kaukolämpöverkossa, jossa ei ole kulutusjoustoa voi olla kannattavaa. Kulutusjousto ja lyhytaikainen lämmönvarastointi yhdessä heikentävät kuitenkin toistensa hyötyjä, joten investointi molempiin ei ole kannattavaa. (Valor Partners Oy 2015, 17.)

### 4.4.3 Biokaasu ja -öljy

Biokaasua valmistetaan hajottamalla biomassaa hapettomissa olosuhteissa, eli mädättämällä. Hapettomissa olosuhteissa prosessissa muodostuu poltettavaa kaasuseosta, joka koostuu metaanista, hiilidioksidista, hiilimonodioksidista, typestä, vedystä ja rikkivedystä. Jos prosessiin pääsee happea, biomassa kompostoituu eikä kaasua muodostu. Biokaasua voidaan hyödyntää sellaisenaan lämmöntuotannossa tai jalostuksen avulla esimerkiksi liikennepolttoaineena. (Motiva 2013, 3.) Bioöljyä taas voidaan valmistaa esimerkiksi biomassan pyrolyysillä, jossa biomassaa kuumennetaan hapettomassa tilassa. Prosessin lopputuotteena saadaan bioöljyä ja biohiiltä sekä kaasuja. Bioöljyn etuna on sen suuri energiatiheys biomassaan verrattuna, sen helppo varastointi, kuljetettavuus ja käyttö. (Chen, Zhou, Zhang & Zhu 2014, 70.) Bioöljyn pitkäaikaisvarastoinnin ongelmana on kuitenkin öljyssä tapahtuvat muutokset ajan kuluessa. Tutkimusten mukaan pitkäaikaisvarastointi aiheuttaa muutoksia bioöljyn viskositeettiin, kosteuteen sekä molekyylipainoon. (Chen et al. 2014, 74.)

Biopolttoaineiden kuten biokaasun ja -öljyn etuna on mahdollisuus tuottaa niitä useista eri lähteistä. Biopolttoaineita voidaan tuottaa esimerkiksi maatalousjätteistä, eläinten jätteistä, vesibiomassasta, puubiomassasta, kasveista sekä kotitalous- tai teollisuusjätteistä. (Kour, Rana, Yadav, Yadav, Rastegari, Singh, Negi, Sing, & Saxena 2019, 12–13.) Suomessa biokaasun tuotantopotentiaali on arvion mukaan noin 10 TWh, josta tällä hetkellä hyödynnetään neljä prosenttia (Gasum Oy 2022). Kuten kappaleessa 3.4.2 mainittiin, bioöljyn tuotanto Suomessa ei ole vielä ollut kannattavaa, mutta tämä voi kuitenkin muuttua, jos tuotantoa saadaan kehitettyä ja kysyntää lisättyä. Biopolttoaineilla ei voida vielä täysin korvata

fossiilisia polttoaineita, mutta biopolttoaineilla on kuitenkin suuri potentiaali tulevaisuuden energiamurroksessa ja tällä hetkellä niiden tutkimus sekä kehitys on nopeassa kasvussa. (Kour et al. 2019, 34.)

### 4.4.4 Sähkökattila

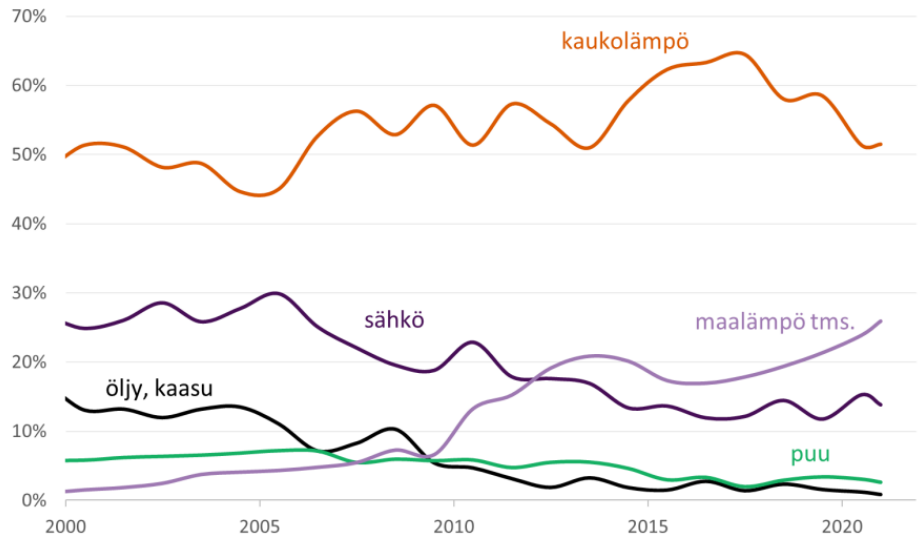
Eräs vaihtoehto kaukolämmön huippukuormien tuotantoon olisi suora sähkölämmitys sähkökattiloilla. Sähkölämmitys on yleinen lämmitysmuoto suomalaisissa kotitalouksissa ja sen teknologia on erittäin hyvin tunnettua ja helppokäyttöistä myös kaukolämmön tuotannossa. Sähkökattiloiden etuna on erityisesti hyvä säädettävyys ja nopea käynnistyminen. Sähkökattiloiden investointi suhteessa tuotantotehoon on myös alhainen, mutta käyttökustannukset voivat olla sähkön hinnasta riippuen erittäin korkeita. Sähkökattilaa voidaan kuitenkin käyttää myös halvan sähkön aikaan, jolloin lämpöä voidaan varastoida esimerkiksi lyhytaikaiseen lämpövarastoon. Sähkökattiloiden hyödyntämisestä kaukolämpöverkossa on etua myös sähköverkoille, sillä sähkökattiloiden avulla sähköverkon tuotannon ja kulutuksen tasaaminen helpottuisi, kun hetkellinen ylimääräinen sähkö voitaisiin käyttää lämmöntuotantoon. (Böttger, Götz & Theofilidi 2015, 158.) Sähkökattiloita hyödynnetään tällöin sähköverkkojen automaattisena taajuuden palautusreservinä. Reservin tarkoituksena on palauttaa sähköjärjestelmän taajuus nimellistaajuuteen sekä palauttaa taajuudensäätöalueen tehotasapaino suunniteltuun arvoon. Sähkökattilan tarjoamisesta sähköverkkojen automaattiseen taajuuden palautusreserviin saa kapasiteettikorvausta ja käytetystä ylös- tai alassäätökapasiteetista maksetaan erikseen energiakorvausta. (Fingrid Oyj.) Kaukolämmön tuotannossa tehot ovat kuitenkin huomattavasti suurempia kuin kotitalouksissa, joten sähkökattila vaatii suuren sähköliittymän, joka taas nostaa investointi- ja käyttökustannuksia.

Tulevaisuudessa kun uusiutuva sähköntuotanto kuten tuuli- ja aurinkovoima lisääntyvät, tulee myös kaukolämmöntuotanto sähköllä yleistymään. Sähkökattiloiden kannattavuuteen kuitenkin vaikuttaa useita tekijöitä, joista suurimmat ovat sähkön ja polttoaineena käytettävän biomassan hinnat. Sähkökattiloiden sijaan on myös mahdollista hyödyntää lämpöpumppuja, joilla samalla sähköenergialla saadaan tuotettua enemmän lämpöenergiaa. Sähkökattiloiden etuna lämpöpumppuihin on kuitenkin huomattavasti pienemmät investointikustannukset, joten käyttötuntien ollessa vähäisiä on järkevämpää käyttää sähkökattilaa

lämpöpumpun sijaan. (Schweiger, Rantzer, Ericsson & Lauenburg 2017, 661; 666–667.) Sähkökattilan hyödyntämistä Mäntsälän keskustan kaukolämmön tuotannossa tutkitaan kappaleessa 5.3.

## 4.5 Kaukolämmön kilpailukyky tulevaisuudessa

Energia-ala on parhaillaan murroksessa, jossa fossiilisista polttoaineista siirrytään uusiutuvaan energiaan. Kaukolämmityksen on vastattava tähän murrokseen ja samalla kilpailtava muiden jatkuvasti kehittyvien lämmitysmuotojen kanssa. Energiateollisuuden tuottamasta kuvasta nähdään, kuinka kaukolämpö on edelleen suosituin lämmitysmuoto uudisrakennuksissa, vaikka maalämpö ja muut lämpöpumppuratkaisut ovat viime vuosina kasvattaneet suosiotaan.




Kuva 20. Lämmitysmuotojen osuudet uudiskohteissa (Energiateollisuus ry 2022 b, 18)

Yllä olevasta kuvasta nähdään kaukolämmityksen olevan noin 50 prosentin osuudellaan vielä suurin lämmitysmuoto uudisrakennuksissa. Maalämpö ja muut lämpöpumppuratkaisut ovat kuitenkin yleistyneet viimeisen kymmenenvuoden aikana, samalla kun sähkö-, öljy- ja kaasulämmitykset ovat menettäneet suosiotaan.

Energia-alalla eräs tulevaisuuden kehityssuunta on sektori-integraatio, jossa eri energiasektoreita yhdistetään niin, että ne tasoittavat toistensa kulutus- ja tuotantopiikkejä (Brink 2020). Sektori-integraatiota on esimerkiksi aiemmin mainittu sähkökattilan ja lämpövaraston hyödyntäminen kaukolämmöntuotannossa niin, että sähkökattilalla tasataan sähköverkon tuotantopiikkejä. Uusiutuvan energian yleistyminen lisää tuotannonvaihtelua entisestään, joten sektori-integraatio auttaa kaikkia osapuolia. Sektori-integraatioon liitetään myös hukkalämpöjen ja ympäristön lämmön hyödyntäminen sekä erilaiset hybridilämmitykset sekä vetytalous, joissa kaukolämpö on merkittävässä roolissa (TEM 2021).

Ilmastonmuutos sekä nousseet energianhinnat ohjaavat energiatehokkuuden kasvattamiseen. Tämä tarkoittaa tehokkaampaa energiantuotantoa, mutta samalla myös asiakkaiden pienentynyttä lämmöntarvetta. Pienentyneen lämmöntarpeen seurauksena nykyisen lämpöverkon häviöt kasvavat ja hyötysuhde huononee. (Dalla Rosa et al. 2014, 26.) Nykyistä kaukolämpöjärjestelmää on siis kehitettävä, jotta se pystyy kilpailemaan muiden lämmitysratkaisujen rinnalla. Kaukolämmityksen kehittämiseksi keväällä 2022 siirryttiin uusiin mitoituslämpötiloihin, joissa asiakaslaitteet mitoitetaan 90 °C:een lämpötilalle. Lämmönjakokeskusten elinkaari on kuitenkin noin 20–25 vuotta, joten siirtyminen matalalämpöverkkoihin jo olemassa olevien kaukolämpöverkkojen osalta kestää kauan. (Motiva 2022.)

Energiateollisuuden tilaaman tutkimuksen mukaan kaukolämmön kilpailukykyä asuinrakennuksissa on heikentänyt erityisesti jatkuvasti noussut lämmitysenergian hinta, sillä vuokratuotot eivät ole nousseet samassa suhteessa. Tutkimuksen mukaan lämpöpumppuratkaisut ovat erittäin kannattava lämmitysjärjestelmä, jonka lisäksi eri energiaratkaisujen tarjoajat on nähty huomattavasti aktiivisempina kuin kaukolämmön tarjoajat. (Kontu & Vimpari 2020.)

Kaukolämmitys on noin 48 % osuudellaan yleisin lämmitysmuoto suomalaisissa rakennuksissa ja Euroopan Unionin rahoittaman HeatRoadmapEU-tutkimuksen mukaan kaukolämmityksen osuus tulee vielä kasvamaan noin 52 %:iin. Tämä kuitenkin vaatii järjestelmän kehittämistä lisäämällä uusiutuvaa energiaa, hyödyntämällä hukkalämpöjä ja varastoimalla lämpöä. (Paardekooper, Lund, Mathiesen, Chang, Petersen, Grundahl, David, Dahlbæk, Kapetanakis, Lund, Bertelsen, Hansen, Drysdale & Persson 2018, 9.)

# 5 Parhaiden vaihtoehtojen tunnistaminen fossiilisten polttoaineiden korvaamiseksi Mäntsälän keskustan kaukolämmön tuotannossa

Tässä osiossa on tarkoitus tarkastella vaihtoehtoisten kaukolämmön tuotantomenetelmien vaikutuksia Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkon toimintaan ja tuotantokustannuksiin, huolto- ja toimitusvarmuus näkökulmat huomioiden. Tarkempaan laskentaan valitut vaihtoehdot päätettiin yhdessä työn tilaajan kanssa. Valintoihin vaikuttivat muun muassa hetkellinen maailmantilanne, sekä arviot tulevaisuuden kehityksestä.

Työn ensimmäisenä tutkimuskysymyksenä oli selvittää eri vaihtoehtoja maakaasun korvaamiseksi ja arvioida näiden kannattavuutta. Tämän työn aikaisemmissa luvuissa on esitelty lyhyesti eri poltettavia ja polttamattomia lämmöntuotannon energiamuotoja. Poltettavasta energiasta tarkempaan tarkasteluun valittiin puupelletti, sillä pellettikattila soveltuu ominaisuuksiltaan hyvin maakaasun korvaajaksi. Muita harkittuja vaihtoehtoja olivat puuhake, biokaasu ja -öljy. Hakekattila soveltuisi ominaisuuksiltaan pellettikattilaa paremmin peruskuorman tuotantoon, joka kuitenkin yhtiössä tuotetaan jo nykyisellään lämmöntalteenottolaitoksella. Biokaasua tai -öljyä ei nähty lähitulevaisuuden vaihtoehtoina korvaamaan yhtiön nykyistä maakaasun kulutusta.

Mäntsälän keskustan kaukolämmön osalta on jo lyhytaikaista kokemusta polttamattomaan energiaan perustuvasta lämmöntuotannosta. Aiempien vuosien kokemuksella lämpöpumput on havaittu toimivaksi ratkaisuksi peruskuorman tuotannossa. Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkon asiakaslaitteet on kuitenkin mitoitettu toimimaan vanhan asetuksen mukaan 115 °C:een lämpötilalla, jonka takia talvella lämpöpumpuilla tuotettu menovesi joudutaan priimaamaan muilla energianlähteillä. Tästä syystä johtuen lämpöpumppuvaihtoehtoja ei tarkastella maakaasun tai öljyn korvaamiseksi.

Toisena tutkimuskysymyksenä oli määritellä vaihtoehtoja huippukuormien tuottamiseksi kustannustehokkaalla tavalla. Työssä aiemmin esiteltiin vaihtoehtoina kulutusjoustoa, lämmön lyhytaikaisvarastointia tai sähkökattiloita. Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkkoon

on liitetty tällä hetkellä 11 asuinkerrostaloa, joissa on käytössä älykäs lämmityksen ohjaus, eli tehojoustopalvelu. Tehojousto on kulutusjoustoa suppeampi palvelu, missä säädetään yksittäisten asuntojen tehontarvetta. Näistä kohteista mitatun datan perusteella voidaan arvioida tehojouston mahdollisuuksia tehopiikkien leikkaamiseksi kaukolämpöverkossa. Toiseksi vaihtoehdoksi valittiin sähkökattila, jolla lämpöä voitaisiin tuottaa halvan sähkön aikaan. Tarkoituksena on määrittää voisiko esimerkiksi yöaikaan sähköllä tuotetun lämmön varastoida kaukolämpöverkkoon aamun tehopiikkiä varten.

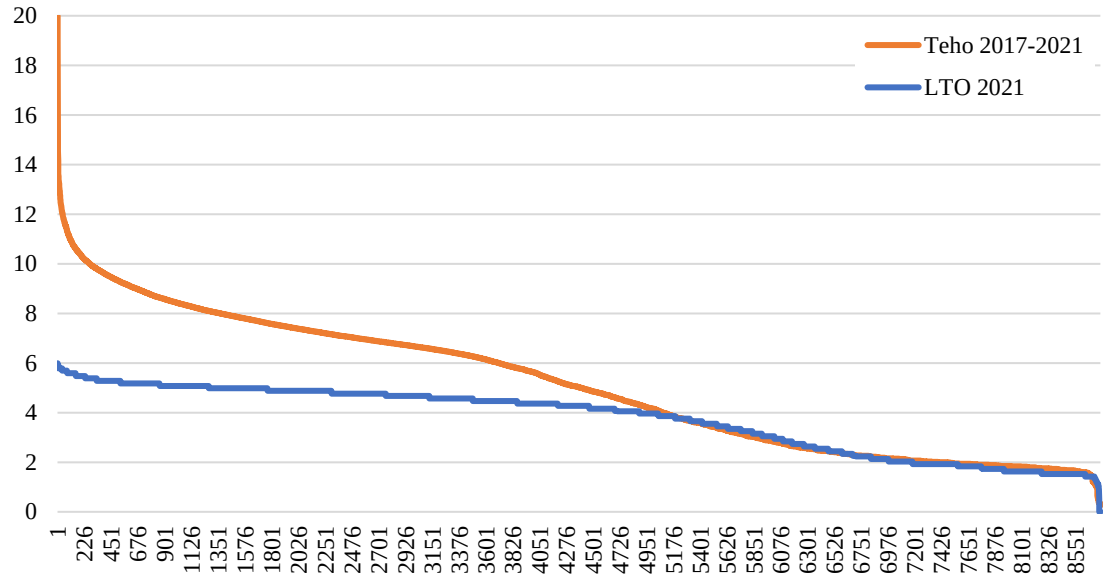
Työssä mainittujen kaksisuuntaisen kaukolämmön tai matalalämpöverkkojen hyödyntämisen mahdollisuuksia Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkossa ei tutkita tässä työssä tarkemmin. Kaukolämpöverkon menolämpötilan alentamisesta on tehty yhtiössä jo aiempi diplomityö eikä kaksisuuntainen kaukolämpö ole nykytekniikalla kannattavaa ilman matalalämpöverkkoa.

## 5.1 Maakaasun korvaaminen bioenergialla

Nivos Vesi ja Lämpö Oy käyttää nykyisellään maakaasua huippukuormien tuotantoon sekä lämmöntalteenottolaitoksen tukipolttoaineena. Tähän käyttötarkoitukseen maakaasu on ollut hyvä polttoaine, mutta hinnannousun myötä sen käyttö ei ole enää kannattavaa. Maakaasun korvaamiseksi oli yhtiössä mietitty bioenergian käyttöä, erityisesti puupellettiä sekä haketta. Näistä vaihtoehdoista puupellettiä käyttävä lämpölaitos soveltuu hakelaitosta paremmin huippukuorman tuotantoon ja lämmöntalteenottolaitokselta lähtevän menoveden priimaamiseen. Hakkeeseen verrattuna puupelletin kosteusprosentti on myös alhaisempi, joten polttoaine toimii hyvin Suomen talviolosuhteissa. Pelletin puolesta puhuvat myös yhtiön positiiviset kokemukset tämän kokoluokan pellettilaitoksista, sekä mahdollisuus miehittämättömään täysin automatisoituun käyttöön.

Puupellettiä käyttävän lämpölaitoksen sopivaa laitoskokoa voidaan arvioida Mäntsälän keskustan kaukolämmöntuotannon pysyvyyskäyrästä. Kuvassa 21 on esitetty keskustan lämpölaitosten tehon pysyvyyskäyrä vuosien 2017–2021 keskiarvona. Kuvaan on lisätty myös lämmöntalteenottolaitoksen tehon pysyvyyskäyrä vuodelta 2021. Lämmöntalteenoton osalta

ei ole otettu aiempia vuosia huomioon, sillä laitoksen tuotanto on kasvanut vuosittain, riippumatta vuosien välisistä lämpötilaeroista.




Kuva 21. Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkon tehon pysyvyys vuosien 2017–2021 keskiarvona ja lämmöntalteenottolaitoksen tehon pysyvyys vuodelta 2021

Kuvasta 21 nähdään, että datakeskuksen hukkalämpöä hyödyntävällä lämmöntalteenottolaitoksella on mahdollista tuottaa peruskuormaa vuoden ympäri. Lämpimimpinä kuukausina lämmöntalteenottolaitos riittää yksin kattamaan jopa koko verkon energiankulutuksen. Koko verkon pysyvyyskäyrän ja lämmöntalteenottolaitoksen pysyvyyskäyrän välissä oleva alue tuotetaan tällä hetkellä tukipolttoaineilla, eli maakaasulla ja öljyllä. Tukipolttoaineilla tuotettava energia on noin 12 GWh. Tukipolttoaineen osuudesta kuvan 21 perusteella voidaan arvioida mahdolliseksi tehoksi pellettiä käyttävälle lämpölaitokselle kaksi, neljä tai kuusi megawattia. Laskennassa oletetaan, että eri vaihtoehdoissa käytetään samoja kattiloita, joita on mahdollista käyttää kaskadikytkennällä. Tällöin pienin tuotettu teho on kaikilla vaihtoehdoilla sama, mutta useamman kattilan kytkennällä voidaan tuottaa suurempia tehoja. Laskennassa oletetaan myös, että verkon tehontarpeen ylittäessä lämmöntalteenottolaitoksen tuottaman tehon, pellettikattila voidaan ottaa suoraan käyttöön. Tämä tapahtuisi esimerkiksi laskemalla hieman lämmöntalteenottolaitoksen lämmöntuotantotehoa, jotta pellettikattilan minimiteho ylittyy.

Kuvan 21 pysyvyyskäyrien erotuksesta voidaan laskea mahdollisia tuotantomääriä eri teholuokan kattiloille. Yhtiön teettämien tarjouskyselyiden perusteella voidaan olettaa tämän kokoluokan lämpöä tuottavien pellettikattiloiden hyötysuhteeksi noin 90 %. Kappaleista 2.1.1, 2.1.2 ja 2.2 saadaan Kapulin ja Liedontien tuotantojen yhteishyötysuhteeksi noin 93 % ja Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkon hyötysuhteeksi noin 86 %. Taulukossa 7 on esitettynä mahdolliset energiantuotannot eri vaihtoehdoilla, näiden lisäksi tarvittavat tuotantomäärät tukipolttoaineille, sekä hyötysuhteiden avulla lasketut tarvittavat polttoainemäärät. Keskimääräinen kokonaisenergiantuotanto Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkkoon on ollut noin 45 GWh, josta asiakkaille päätyy noin 39 GWh.

Taulukko 7. Eri teholuokan pellettilaitosten ja niiden tarvitsemien tukipolttoaineiden tuotantomäärät ja polttoaineiden kulutukset

| | 2 MW pelletti | 4 MW pelletti | 6 MW pelletti |
|---|---|---|---|
| Tuotanto pelletillä [MWh] | 8464 | 11450 | 11883 |
| Pelletin kulutus [MWh] | 9405 | 12722 | 13204 |
| Tuotanto tukipolttoaineella [MWh] | 3485 | 500 | 67 |
| Tukipolttoaineen kulutus [MWh] | 3735 | 536 | 72 |

Taulukosta 7 nähdään, että kahden megawatin lämpöteholla pellettilaitos jää huomattavasti alhaisempiin tuotantomääriin, kuin neljän tai kuuden megawatin lämpöteholla. Kuitenkin neljän megawatin lämpöteholla laitos pystyisi tuottamaan lähes yhtä paljon energiaa, kuin kuuden megawatin lämpöteholla. Suuremmalla lämpöteholla on kuitenkin merkitystä huoltovarmuuden kannalta. Esimerkiksi lämmöntalteenottolaitoksen huollon tai mahdollisen vian aikana suurempitehoinen pellettilaitos pienentää tarvetta maakaasun tai öljyn polttamiselle. Myös tilanteessa, jossa lämmöntalteenottolaitosta ei voitaisi käyttää ollenkaan, on kuuden megawatin pellettilaitos parempi vaihtoehto kuin kahden tai neljän megawatin laitos.

Jotta investoinnin kannattavuutta voidaan arvioida tulee vertailun kohteeksi määritellä tukipolttoaineella tuotetun lämmön kustannukset. Tilastokeskus määrittelee maakaasun hinnat

kulutusluokittain. Nivos Vesi ja Lämpö Oy kuuluu kulutusluokkaan 3, jonka vuosikulutukseksi määritellään 2 778–27 777 MWh. Tilastokeskuksen taulukosta maakaasun vuoden 2022 kokonaishinnaksi kustannusluokassa 3 saadaan alemmalla lämpöarvolla noin 147 €/MWh, joka koostuu maakaasun myyntihinnasta, energiasisältöverosta, hiilidioksidiverosta, huoltovarmuusmaksusta sekä siirrosta. (Tilastokeskus a.) Lämmityskäyttöön soveltuvan kevyen polttoöljyn yritysasiakkaan hinta kesäkuussa 2022 oli Nesteellä 1,58 €/l (ALV 0 %), joka on alemmalla lämpöarvolla laskettuna 158 €/MWh (Neste). Näillä arvoilla laskettuna kuvan 21 keskustan verkon pysyvyyskäyrän ja lämmöntalteenottolaitoksen pysyvyyskäyrän välisen alueen energiantuotantoon kuluisi maakaasulla 1,88 miljoonaa euroa ja öljyllä 2,02 miljoonaa euroa. Laskenta ottaa huomioon tuotantohyötysuhteen 93 %. Verkostohyötysuhteella 86 % laskettuna tulisi tukipolttoaineilla tuotetun, asiakkaalle päätyneen energian hinnaksi (ALV 0 %) maakaasulla 183 €/MWh ja öljyllä 194 €/MWh.

Pelletillä tuotetun lämmön kustannusten arviointi vaatii alkuarvoja ja oletuksia. Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n keväällä 2022 teettämien tarjouskyselyjen perusteella voidaan kuuden megawatin pellettilaitoksen investointikustannuksiksi olettaa noin kaksi miljoonaa euroa. Investointikustannus ei kuitenkaan laske täysin suhteessa tehoon, sillä laitokselle tarvitaan joka tapauksessa toiminnan kannalta oleelliset oheislaitteet kuten pumput, tuhkalaitteet, automaatio yms. Oletetaan kahden megawatin lämpölaitoksen hinnaksi miljoona euroa ja neljän megawatin lämpölaitoksen hinnaksi puolitoista miljoonaa euroa. Laitosinvestoinnin lisäksi mukaan tulee arvioida kustannukset mm. maansiirto ja -rakennustöistä, suunnittelusta, työmaan valvonnasta sekä vaadittavien lupien hankinnasta. Muiden kustannusten on oletettu muuttuvan samassa suhteessa laitosinvestoinnin kanssa.

Investoinnin kiinteät kustannukset voidaan jakaa vuosittain maksettaviksi samansuuruisiksi poistoeriksi annuiteettimenetelmällä, joka huomioi kiinteän korkokannan sekä investoinnin poistoajan. Annuiteettimenetelmässä lasketaan annuiteettikerroin, jolla kokonaisinvestoinnista saadaan laskettua vuotuinen poistoerä. Annuiteettikertoimen laskenta esitettynä yhtälössä 5.

$$k = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \tag{5}$$

jossa $k$ [-] on annuiteettikerroin, $i$ [-] on investoinnin korkokanta ja $n$ [a] on investoinnin poistoaika vuosina. Taulukossa 8 on esitettynä laitoshankinnan arvioidut kiinteät

investointikustannukset, sekä annuiteettimentelmällä laskettu vuotuinen poistoerä. Vuotuisessa poistoerässä on huomioituna neljän prosentin korkokanta sekä 15 vuoden poistoaika investoinnille.

Taulukko 8. Lämpölaitoshankinnan arvioidut kiinteät investointikustannukset

| | 2 MW pelletti | 4 MW pelletti | 6 MW pelletti |
|---|---|---|---|
| Laitosinvestointi [€] | 1 000 000 | 1 500 000 | 2 000 000 |
| Maansiirto ja -rakennustyöt [€] | 50 000 | 100 000 | 150 000 |
| Suunnittelu, valvonta ja luvat [€] | 16 700 | 33 300 | 50 000 |
| Vuotuinen poistoerä [€/a] | 95 900 | 146 900 | 197 900 |

Kiinteiden investointikustannusten lisäksi tuotettavan lämmön hintaa määritettäessä tulee myös huomioida muuttuvat kustannukset polttoaineista, huolloista sekä käytetystä sähköstä. Polttoainekustannukset saadaan laskettua aiemmin esitetyn taulukon 7 polttoaineiden kulutuksen mukaan. Pelletin hinnaksi arvioidaan kuluttajahinnan mukaan 47,82 €/MWh (ALV 0 %) (SVT 2022). Viime aikoina nousseiden polttoaineiden hintojen myötä ja tulevaisuudessa mahdollisesti lisääntyvän pelletin kysynnän takia arvioidaan, että tulevaisuudessa yritys-hinta voi olla lähellä nykyistä kuluttajahintaa.

Kaikilla eri teholuokan pellettilaitosvaihtoehdoilla maakaasua tai öljyä tarvitaan korvaamaan yksittäiset kulutushuiput. Tuotetun lämpöenergian hinnaksi lasketaan pelletin ja käytetyn tukipolttoaineen painotettu hinta. Tukipolttoaineiksi laskennassa käytetään maakaasua ja öljyä, hinnoilla 147 €/MWh ja 158 €/MWh.

Yhtiön kokemusten mukaan pellettiä polttavat lämpölaitokset ovat huoltovarmoja, joten vuotuisiksi kunnossapitokustannuksiksi arvioidaan yksi prosentti laitosten investointikustannuksista. Laitosten käyttämää sähköä on vaikea arvioida tässä vaiheessa, sillä tämä on vain alustavaa laskentaa eikä tarkkoja tietoja komponenteista ole. Laitosten sähkönkulutusta

ei siis arvioida tässä laskennassa. Pellettiä polttavan lämpölaitoksen muuttuvat kustannukset on arvioitu taulukossa 9.

Taulukko 9. Pellettilämpölaitoksen arvioidut muuttuvat kustannukset

| | 2 MW pelletti | 4 MW pelletti | 6 MW pelletti |
|---|---|---|---|
| Polttoainekustannukset sis. pelletti ja maakaasu [€/a] | 999 300 | 687 200 | 641 900 |
| Polttoainekustannukset sis. pelletti ja öljy [€/a] | 1 039 800 | 693 000 | 642 700 |
| Kunnossapitokustannukset [€/a] | 10 000 | 15 000 | 20 000 |

Taulukosta 9 nähdään, että vuotuisissa polttoainekustannuksissa on iso ero, kun vertaillaan kahden megawatin pellettilaitosta neljän tai kuuden megawatin pellettilaitoksiin. Mitä pienempi pellettilaitos, sitä enemmän sen rinnalle tarvitaan maakaasua tai öljyä, joiden korkea hinta nostaa polttoainekustannuksia. Asiakkaalle päätyneen energian hinta voidaan laskea jakamalla vuotuiset kokonaiskustannukset asiakkaalle päätyneen energian määrällä. Vuotuiset kokonaiskustannukset saadaan edeltävistä taulukoista (8 ja 9) ja asiakkaalle päätyneen energian määrä voidaan laskea kertomalla tuotettu energia verkostohyötysuhteella. Asiakkaalle päätyneen energian tuotantokustannukset eri lämpölaitosvaihtoehdoilla on listattuna seuraavassa taulukossa 10.

Taulukko 10. Asiakkaalle päätyneen energian tuotantokustannukset eri vaihtoehdoilla

| | 2 MW pelletti | 4 MW pelletti | 6 MW pelletti |
|---|---|---|---|
| Asiakkaalle päätyneen energian tuotantokustannus sis. pelletti ja maakaasu [€/MWh] | 108 | 82,6 | 83,7 |
| Asiakkaalle päätyneen energian tuotantokustannus sis. pelletti ja öljy [€/MWh] | 111 | 83,2 | 83,7 |

Taulukosta 10 nähdään, että kahden megawatin pellettilaitoksella asiakkaalle päätyneen energian tuotantohinta on korkein. Neljän ja kuuden megawatin laitoksilla asiakkaalle

päätyneen energian tuotantohinta on lähes sama. Neljän ja kuuden megawatin laitoksilla ei ole eroa käytetäänkö tukipolttoaineena maakaasua vai öljyä, sillä normaalitilanteessa tukipolttoaineen tarve on niin pientä, ettei polttoaineiden välinen hintaero juuri vaikuta kokonaiskustannuksiin. Lämpölaitoksen kaasuliittymästä joutuu kuitenkin maksamaan kuukausittain perusmaksua, jonka takia öljy voi olla jopa kannattavampi. Kaikilla taulukon 10 vaihtoehdoilla päästään kuitenkin huomattavasti alempiin tuotantokustannuksiin, kuin pelkästään maakaasulla ja öljyllä tällä hetkellä.

Viimeisten viiden vuoden lämmöntuotantolukujen perusteella Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkossa voitaisiin säästää tukipolttoaineella tuotetun energian tuotannossa tällä hetkellä noin 99–114 €/MWh, jos käytössä olisi neljän tai kuuden megawatin pellettiä käyttävä lämpölaitos maakaasun ja öljyn sijaan. Pelkissä polttoainekustannuksissa olisi mahdollista säästää 1,24 miljoonaa euroa vuodessa, jos verrataan tämänhetkistä tuotantoa ja maakaasun nykyistä hintaa siihen, että käytössä olisi kuuden megawatin pellettilaitos, jonka tukena huippukuormat tuotettaisiin maakaasulla tai öljyllä.

Aiemmin esitetyn taulukon 10 perusteella neljän megawatin pellettilaitoksella voitaisiin tuottaa energiaa asiakkaalle halvemmalla, kuin kuuden megawatin pellettilaitoksella. Suuremmalla pellettilaitoksen teholla voitaisiin kuitenkin varautua paremmin kylmempiin vuosiin tai tilanteisiin, jossa lämmöntalteenottolaitoksella ei saataisikaan tuotettua täyttä tehoa. Pellettilaitokset myös koostuivat pienemmistä laitosmoduuleista, jotka kytkettäisiin toisiinsa. Tämä mahdollistaisi esimerkiksi yhden laitosmoduulin irrottamisen ja siirtämisen tarvittaessa toiseen paikkaan. Kuuden megawatin lämpölaitoksella saavutettaisiin siis parempi huoltovarmuus, kuin pienemmillä vaihtoehdoilla.

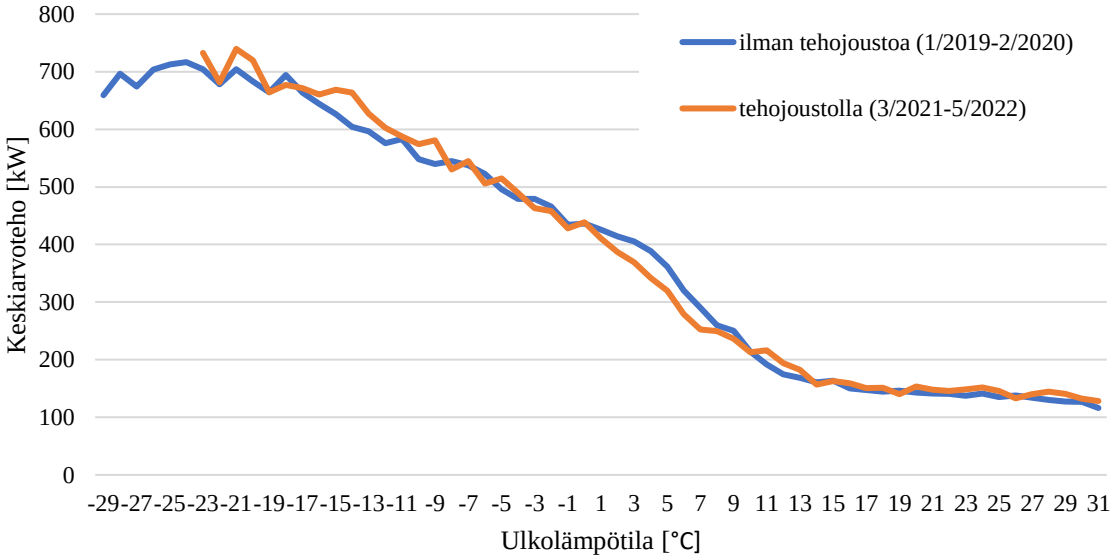
## 5.2 Huippukuormien leikkaaminen älykkäällä lämmityksen ohjauksella

Toisena tutkimuskysymyksenä oli tutkia huippukuormien tuottamista kustannustehokkaasti. Eräs vaihtoehto tähän olisi älykäs lämmityksen ohjaus, eli lämmityksen tehojousto, jolla asiakkaiden kulutusta mahdollisesti saataisiin tasattua. Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkossa on yhteensä 11 kerrostalokohdetta, joissa on käytössä lämmityksen älykäs ohjaus. Käytännössä älykäs lämmitysjärjestelmä hyödyntää kiinteistön sisältä saatavaa lämpötilojen

mittausdataa ja ohjaa lämmitystä asuntojen lämpötilojen mukaan. Perinteisessä lämmitysjärjestelmässä lämmitystä ohjataan ulkolämpötilan mukaan, jolloin esimerkiksi auringonsäteilyn aiheuttamaa rakennuksen lämpiämistä ei huomioida. Älykäs lämmityksen ohjaus huomioi ohjauksessa myös ulkolämpötilaennusteet ja kohteiden aamu- ja iltahuiput. Tässä kappaleessa on tarkoitus selvittää, onko älykkäällä lämmityksen ohjauksella saavutettavissa hyötyjä kaukolämpöyhtiön näkökulmasta.

Laskennassa hyödynnetään mittausdataa vuosilta 2019–2022. Kohteiden älykäs ohjaus otettiin käyttöön keväällä 2021, joten tarkoituksena on tutkia, miten kohteiden kaukolämmön kulutus on muuttunut järjestelmän käyttöönoton jälkeen. Tuloksia tarkastellessa tulee huomioida, että kyseessä on vain 11 kiinteistöä, jotka ovat kaikki kaukolämpöön liitettyjä asuinkerrostaloja ja järjestelmät ovat olleet käytössä vasta keväästä 2021. Tulokset eivät siis ole täysin sovellettavissa esimerkiksi omakotitaloihin, teollisuus- tai koulurakennuksiin. Laskennassa hyödynnetään myös Ilmatieteenlaitokselta saatavaa avointa ulkolämpötilan mittausdataa, jonka mukaan kohteiden kulutuksien muutoksia voidaan vertailla. Tutkimuksessa ei ole tarkoitus laskea kohteissa saavutettuja energiansäästöjä, vaan vertailla kuinka kohteiden kulutukset ovat muuttuneet eri ulkolämpötiloissa. Oletuksena on, että kaukolämmön huippukulutukset ajoittuvat kovien pakkasten aikaan, joten tarkoituksena on selvittää, onko älykkäällä lämmityksen ohjauksella onnistuttu pienentämään kulutusta näinä hetkinä. Tutkimuksessa oletetaan myös, että kiinteistöjen asukasmäärissä ei ole tapahtunut isoja muutoksia ja että kiinteistöissä ei ole tehty isompia energiatehokkuutta parantavia remontteja tietämättämme.

Älykkään ohjauksen vaikutusta kaukolämmön kulutukseen arvioidaan kuvan 22 perusteella. Kuvaa varten haettiin kohteiden tuntitason kulutuslukemat, sekä ulkolämpötilatiedot aikaväliltä 1.1.2019 – 31.5.2022. Näiden tietojen avulla laskettiin kohteiden kulutuksien summa kullekin tunnille. Samalla luotiin kuva, johon muodostettiin kokonaiskulutuksien keskiarvojen kuvaajat ulkolämpötilan funktiona. Kuvaan eroteltiin kaksi funktiota, toinen kuvaa kohteiden kaukolämpötehoa eri ulkolämpötiloissa ennen älykästä lämmityksen ohjausta ja toinen jälkeen älykkään lämmityksen ohjauksen. Seuraavasta kuvasta 22 voidaan arvioida, kuinka kohteiden lämmitystehontarpeet ovat muuttuneet älykkään lämmityksen ohjauksen myötä.




Kuva 22. Kiinteistöjen keskimääräinen lämmitystehontarve ulkolämpötilan funktiona

Kuvasta 22 havaitaan, ettei lämmitystehontarpeissa ole tapahtunut merkittäviä muutoksia. Vasemmalta katsottuna pakkaskeleillä tehontarve vaikuttaisi paikoitellen jopa nousseen, mikä johtuu todennäköisesti älykkään järjestelmän suorittamasta lämpötilansäädöstä. Järjestelmään on määritetty asetusarvot sisälämpötiloille, joita järjestelmä pyrkii ylläpitämään. Vanhaan lämmityksen säätöön verrattuna tämä on voinut johtaa kulutuksen nousuun.

Leudommilla pakkaskeleillä, -9–0 °C, kohteiden tehontarpeissa ei näytä tapahtuneen merkittäviä muutoksia, mutta ulkolämpötilan ollessa noin 0–8 °C vaikuttaisi kohteiden tehontarpeet hieman laskeneen. Järjestelmällä on tarkoitus pystyä hyödyntämään lämmitysjärjestelmän ulkopuolisia lämmönlähteitä kiinteistöjen lämmityksessä, mikä esimerkiksi keväällä tarkoittaa auringon säteilyn hyödyntämistä. Lämpötiladatan perusteella ulkolämpötilat nollakeleistä noin kymmeneen asteeseen ajoittuvat pääasiassa keväälle ja syksylle, joten vaikuttaisi että järjestelmä on onnistunut laskemaan kiinteistöjen lämmitystehontarvetta näinä aikoina. Toisaalta lyhyen tarkasteluvälin takia myös kylmät kesäpäivät voi vaikuttaa tulokseen, jos kohteiden kesäsulut ovat olleet kiinni ja kaukolämpöä on käytetty vain käyttöveden lämmitykseen.

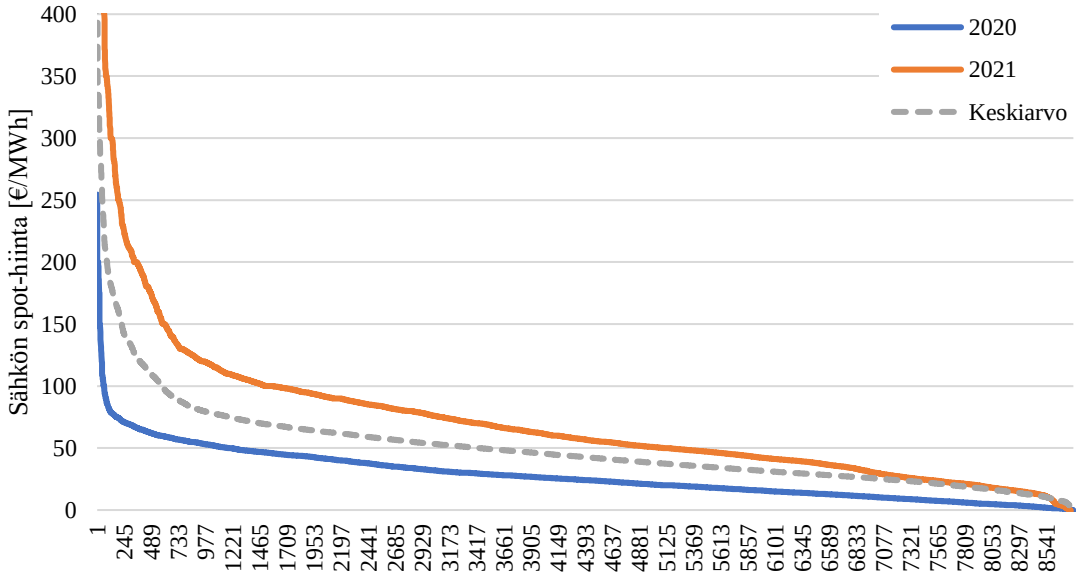
Yli kymmenen asteen ulkolämpötiloilla havaitaan, ettei älykäs lämmityksen ohjaus ole juurikaan vaikuttanut kaukolämmön kulutukseen. Kiinteistöjen lämmitysjärjestelmät on suljettu

kesäksi, joten tällöin kaukolämpöä käytetään kohteissa vain käyttöveden lämmitykseen. Mittausdatan perusteella kuitenkin vaikuttaisi, ettei älykkäällä lämmityksen ohjauksella ole onnistustuttu pienentämään kohteiden huipputehontarvetta pakkaskeleillä.

Tutkimuksessa havaittiin ongelmaksi mittausdatan virheellisyys, sillä kohteiden tuntiluennoissa oli puutteita. Tämän oletettiin johtuvan yhteysongelmista. Energiamittauksessa tällä ei ole vaikutusta, sillä mittarit tallentavat kumulatiivista kulutusta, mutta tehontarvetta kullekin tunnille on vaikea arvioida niin, ettei se vaikuttaisi tuloksiin. Virheelliset mittausdatat jätettiin tämän takia huomioimatta tutkimuksessa.

## 5.3 Sähkökattilan hyödyntäminen kaukolämmön tuotannossa

Erääksi vaihtoehdoksi kaukolämmön tuotantoon yhtiössä on mietitty sähkökattilan hyödyntämistä erityisesti halvan sähkön tunteina. Tässä osiossa on tarkoitus selvittää mihin hintaan kaukolämpöä saataisiin tuotettua sähkökattilalla ja kuinka paljon lämpöenergiaa olisi mahdollista tuottaa vuositasolla, jos hyödynnetään vain halvan sähkön tunnit. Tutkimuksessa hyödynnetään yhtiön keväällä 2022 teettämiä tarjouskyselyjä sähkökattiloista ja Nord Poolista saatua tietoa sähkön spot-hinnoista. Sähköllä tuotetun lämmön tuotantokustannukset arvioidaan investointi-, liittymä- ja energiakustannusten avulla. Laskennassa oletetaan, että kaikki sähkökattilalla tuotettu lämpö on mahdollista hyödyntää, varastoimalla se esimerkiksi kaukolämpöverkkoon tai lyhytaikaisvarastoon myöhempää kulutusta varten. Oletuksena on myös, että sähkökattila saavuttaa huipputehon välittömästi ja että kattilan hyötysuhde on lähes 100 %. Sähkökattilan oletetaan myös toimivan huoltovapaasti. Seuraavassa kuvassa 23 on esitetty vuosien 2020 ja 2021 Nord Poolin Data Portaalista haettujen Helsingin aluehintojen pysyvyyskäyrät, sekä hintojen keskiarvon pysyvyyskäyrä.




Kuva 23. Helsingin aluehintojen pysyvyyskäyrät vuosilta 2020 ja 2021 sekä hintojen keskiarvon pysyvyyskäyrä (Nord Pool)

Kuvasta 23 nähdään, että sähkön hinta voi vaihdella runsaasti vuosien välillä ja sisällä. Vuonna 2020 sähköä on saatu alle 25 €/MWh hinnalla jopa 4500 tuntia, kun taas vuonna 2021 vastaava tuntimäärä on ollut noin 1400 tuntia. Vuosien 2020 ja 2021 keskiarvon pysyvyydestä nähdään, että sähkön hinta on ollut alle 25 €/MWh noin 1700 tuntia. Kuvaan laskettu keskiarvo on otettu tuntikohtaisten hintojen keskiarvosta, eikä pysyvyyskäyrien keskiarvosta. Pysyvyyskäyrien keskiarvon laskeminen olisi vääristänyt sähkön hintaa, sillä olisi esimerkiksi epätodennäköistä, että molempina vuosina sähkön spot-hinta olisi alimmillaan samalla tunnilla. Sähkön spot-hintojen kehitystä on vaikea arvioida tulevaisuuteen, joten tutkimuksessa sähkön hinnaksi käytetään vuosien 2020 ja 2021 tuntikeskiarvoa. Taulukossa 11 on esitetty mahdollisia käyttötunteja ja tuotettuja energiamääriä 800 kW, 1000 kW ja 1200 kW sähkökattiloilla.

Taulukko 11. Vuosien 2020 ja 2021 sähkön spot-hintojen keskiarvolla laskettuja käyttötunteja ja energiantuotantomääriä eri sähkökattiloilla

| Sähkön hinta [€/MWh] | Käyttötunnit [h] | Tuotettu energia 800 kW [MWh] | Tuotettu energia 1000 kW [MWh] | Tuotettu energia 1200 kW [MWh] |
|---|---|---|---|---|
| ≤ 25 | 1710 | 1368 | 1710 | 2052 |
| ≤ 30 | 2529 | 2023 | 2529 | 3035 |
| ≤ 35 | 3312 | 2650 | 3312 | 3974 |
| ≤ 40 | 4041 | 3233 | 4041 | 4849 |
| ≤ 45 | 4700 | 3760 | 4700 | 5640 |
| ≤ 50 | 5359 | 4287 | 5359 | 6431 |

Taulukosta 11 nähdään, että hyödyntämällä alle 25 €/MWh sähkönhintoja näillä kattilavaihtoehdoilla olisi mahdollista tuottaa noin 1400–2000 MWh vuositasolla. Tuotantomäärät kolminkertaistuvat, jos sähkön ostohintaa nostetaan korkeintaan 50 euroon megawattitunnilta. Taulukossa 11 ilmoitetut sähkön hinnat kuvaavat korkeinta ostosähkön hintaa. Todellisuudessa kulutetun sähkön hinta on keskiarvo käyttötuntien ajalta. Kuitenkin energiamaksujen lisäksi aiheutuu kuluja myös verkkopalvelumaksuista (Liite 1), sähköverosta ja investoinnin poistoista. Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n keväällä 2022 teettämien tarjouskyselyiden perusteella sähkökattilan hinnoiksi voidaan arvioida taulukon 12 mukaiset arvot.

Taulukko 12. Tarjouskyselyihin perustuvat arviot sähkökattiloiden hinnoista

| Teho [kW] | Hinta [€] |
|---|---|
| 800 | 31 000 |
| 1000 | 36 000 |
| 1200 | 42 000 |

Taulukosta 12 havaitaan, että sähkökattiloiden hinnat laskevat tehoon suhteutettuna, kun kattilan tehoa kasvatetaan. Asennuskustannuksiksi kullekin vaihtoehdolle arvioidaan noin 10 000 €, joka sisältää tarvittavat kaapeloinnit sekä kattilan asennuksen ja käyttöönoton. Energia- ja investointikustannusten lisäksi sähkökattila tarvitsee sähköliittymän, jonka kustannus määräytyy Nivoksen sähköverkkoalueella yhtälön 6 mukaan.

$$L = a + b \cdot P \tag{6}$$

jossa $L$ on liittymismaksu [€], $a$ on liittämis- ja rakentamiskustannukset [€], $b$ on kapasiteettivarauskustannus 32,24 €/kVA ja $P$ on keskijänniteliittymän muuntamoiden nimellisteho [kVA]. Sähköliittymän rakentamiskustannukset arvioidaan Energiaviraston ylläpitämällä ”Sähköverkon yksikköhinnat 2022–2023”-listauksella, josta saadaan puistomuuntamon ja muuntajakoneen hinnat (Energiavirasto). Taulukossa 13 esitetään arvioidut kustannukset vaadittaville keskijänniteliittymille. Taulukon arvot on pyöristetty.

Taulukko 13. Arvioidut kustannukset vaadittaville keskijänniteliittymille

| Teho [kW] | L [€] | $a$ [€] | $b \cdot P$ [€] |
|---|---|---|---|
| 800 | 61 700 | 35 900 | 25 800 |
| 1000 | 70 300 | 38 100 | 32 200 |
| 1200 | 82 500 | 42 200 | 40 300 |

Myös taulukosta 13 havaitaan, että liittymismaksut pienenevät suhteessa tehoon, kun liittymän tehoa kasvatetaan. Rakentamiskustannuksia varten kullekin vaihtoehdolle valittiin lähimmäksi kattilan kokoa vastaavat muuntajakoneet: 800 kVA, 1000 kVA ja 1250 kVA.

Sähkökattilalla tuotetun asiakkaalle siirretyn energian vuotuiset kustannukset saadaan laskettua huomioimalla tuotetun energian kustannukset, verkkopalvelumaksut ja sähkövero. Asiakkaalle siirretty energiamäärä saadaan laskettua tuotetun energian määrällä ja työssä aiemmin lasketulla verkostohyötysuhteella. Jakamalla vuotuiset kustannukset asiakkaalle siirretyllä energiamäärällä saadaan laskettua yksikköhinta [€/MWh] siirretylle kaukolämmölle. Taulukossa 14 on esitetty spot-sähköä hyödyntävien sähkökattiloiden tuotantokustannuksia asiakkaalle siirrettynä.

Taulukko 14. Spot-sähköä hyödyntävien sähkökattiloiden arvioituja tuotantokustannuksia asiakkaalle siirrettynä

| Sähkön hinta [€/MWh] | Tuotantokustannus 800 kW [€/MWh] | Tuotantokustannus 1000 kW [€/MWh] | Tuotantokustannus 1200 kW [€/MWh] |
|---|---|---|---|
| ≤ 25 | 52,5 | 51,9 | 51,5 |
| ≤ 30 | 51,3 | 50,9 | 50,6 |
| ≤ 35 | 52,0 | 51,7 | 51,5 |
| ≤ 40 | 53,5 | 53,2 | 53,0 |
| ≤ 45 | 55,2 | 55,0 | 54,8 |
| ≤ 50 | 57,2 | 57,0 | 56,9 |

Taulukosta 12 havaitaan, että suurimmalla 1200 kW:n kattilavaihtoehdolla tuotantokustannukset ovat alimmat, mikä johtuu suurimmista tuotantomääristä. Aiemmin mainittuun maakaasun tuotantokustannukseen 147 €/MWh, jossa ei ole vielä huomioitu tuotannon häviöitä eikä verkostohyötysuhdetta, sähkökattilalla voitaisiin tuottaa huomattavasti halvempaa kaukolämpöä. Esimerkiksi 1200 kW:n kattilalla korkeintaan 50 €/MWh spot-sähköllä olisi

taulukon 11 mukaan mahdollista tuottaa noin 6431 MWh lämpöenergiaa, jonka kokonaistuotantokustannus olisi noin 315 000 €. Maakaasulla vastaavan lämpöenergian tuottaminen kustantaisi noin 1 013 000 €, huomioiden tuotantohyötysuhteen 93 %. Sähkökattilalla saavutettuihin vuotuisiin säästöihin verrattuna vaaditut investointikustannukset ovat tämän laskennan perusteella pieniä, joten investoinnin poistot jätettiin huomioimatta lämmön tuotantokustannuksia laskiessa. Sähkökattilan kannattavuutta paransi erityisesti valtioneuvoston päätös siirtää kaukolämpöä tuottavat lämpöpumput ja sähkökattilat alempaan sähköveroluokkaan, jonka ansiosta sähkövero aleni aiemmasta 22,53 €/MWh nykyiseen 0,63 €/MWh (Verohallinto 2022).

# 6 Johtopäätökset

Työn tutkimuksen lähtökohtana oli löytää eri lämmönlähteitä fossiilisten polttoaineiden käytön vähentämiseksi. Aihetta lähestyttiin kahdella tutkimuskysymyksellä, joista ensimmäinen käsitteli maakaasun korvaamista Mäntsälän keskustan kaukolämmön tuotannossa ja toinen huippukuormien kustannustehokasta tuotantoa. Tutkimusta varten etsittiin tietoa tulevaisuuden lämmöntuotantomuodoista kirjallisuudesta ja tieteellisistä julkaisuista. Yhdessä työn tilaajan kanssa tutkimusosaan tarkempaan tarkasteluun lopulta valittiin bioenergia, älykäs lämmityksen ohjaus ja sähkökattilat, sillä näissä vaihtoehdoissa nähtiin tulevaisuuden potentiaalia ja mahdollisuus nopeisiin ratkaisuihin.

Tutkimusosan ensimmäisessä osiossa tarkasteltiin bioenergian hyödyntämisen mahdollisuuksia maakaasun korvaamiseksi. Yhtiön maakaasun kulutus oli viime vuosien perusteella ollut noin 12 GWh ja tarvittava teho vaihteli sadoista kilowateista useisiin megawatteihin. Maakaasun korvaajaksi mietittiin aluksi haketta ja pellettiä, joista tarkempaan tarkasteluun päädyttiin valitsemaan jälkimmäinen vaihtoehto. Erityisesti tarve nopeasti säädettävälle lämmitysteholle, mahdollisesti vähäiset käyttötunnit ja parempi kattilan käytettävyys olivat tärkeimmät syyt pelletin valintaan. Sopivaa teholuokkaa pellettilaitokselle arvioitiin Mäntsälän keskustan kaukolämmön tuotannon pysyvyyskäyrien avulla. Tarkasteltaviksi laitoksiksi valittiin 2 MW, 4 MW ja 6 MW. Laskennassa hyödynnettiin yhtiön aiemmin teettämiä tarjouskyselyjä ja yhdessä työn tilaajan kanssa tehtyjä kustannuksiin liittyviä päätelmiä. Laskennan perusteella tuotantokustannuksiltaan halvin vaihtoehto olisi ollut 4 MW laitos, mutta ero 6 MW:n vaihtoehtoon oli erittäin pieni. Erityisesti huoltovarmuuden näkökulmasta teholtaan suurin laitos, 6 MW, vaikutti kokonaisuuden kannalta järkevimmältä vaihtoehdolta. Asiakkaalle siirretyn kaukolämmön tuotantokustannuksiksi 6 MW:n vaihtoehdolle saatiin noin 84 €/MWh, joka on huomattavasti halvempi nykyisin käytettävän maakaasun tuotantokustannuksiin nähden. Potentiaalisiksi säästöiksi tuotantokustannuksissa arvioitiin noin 1,24 miljoonaa euroa vuodessa.

Tutkimuksen ensimmäisessä osioissa käytettiin kuitenkin arvioita ja oletuksia, erityisesti investointilaskelmissa. Esimerkiksi laskelmissa käytetyt maanrakennuskustannukset olivat vain karkeita arvioita, sillä todellisia kustannuksia oli vaikea arvioida tietämättä mahdollista

laitoksen sijoituspaikkaa. Laskennassa myös käytettiin pelletin hinnaksi nykyistä kuluttajahintaa, jonka arvioitiin vastaavan tulevaisuudessa yrityshintaa. Laitosten investointikustannusten osalta 6 MW:n vaihtoehdon hinta perustui yhtiön aiemmin teettämiin tarjouskyselyihin, jonka perusteella arvioitiin pienempien vaihtoehtojen hinnat. Lämmön tuotantokustannuksiin vaikutti pääosin polttoainekustannukset, mutta myös investoinnin poistolla oli iso merkitys. Laskennassa investoinnin poistoajaksi arvioitiin 15 vuotta.

Tutkimusosan toisessa osiossa tutkittiin älykkään lämmityksen ohjauksen, eli lämmityksen tehojouston mahdollistamia hyötyjä lämmöntuottajan näkökulmasta ja erityisesti järjestelmän vaikutuksia asiakkaan huippukuormiin. Tutkimuksessa tarkasteltiin Mäntsälän kaukolämpöverkkoon liitettyjen, älykkään lämmityksen ohjauksen piirissä olevien kiinteistöjen kulutusdataa. Tutkimuksessa arvioitiin kohteiden tehontarpeen muutoksia älykkään lämmityksen ohjauksen käyttöönoton jälkeen. Tutkimuksessa havaittiin, että älykkäällä lämmityksen ohjauksella ei ole onnistuttu pienentämään asiakkaiden tehontarvetta kovilla pakkasilla, jolloin kaukolämmön tuotantokustannukset ovat korkeimmat. Ohjauksen ansiosta asiakkaiden lämmitystehontarve vaikutti kuitenkin pienentyneen noin 0…8 °C:een ulkolämpötiloilla, joten vaikuttaisi, että järjestelmällä olisi mahdollista saavuttaa pienimuotoisia hyötyjä tietyillä ulkolämpötiloilla. Tutkimuksessa saavutetut tulokset vaikuttaisivat olevan linjassa Fortumin teettämän pilottihankkeen tuloksiin, jonka mukaan kaukolämmön kulutusjoustolla oli onnistuttu pienentämään asiakkaiden energiankulutusta, mutta huipputehontarve oli pysynyt aiemmalla tasolla. Fortumin pilottihankkeesta mainittiin kappaleessa 4.4.1.

Vaikka älykkäällä lämmityksen ohjauksella ei tutkimuksen mukaan pystytä vaikuttamaan asiakkaiden tehontarpeeseen huippukuormien aikaan, ei sen mahdollisuuksia tule kuitenkaan jättää huomioimatta. Fortumin tutkimuksen mukaan kulutusjousto voi kuitenkin vähentää asiakkaiden energiankulutusta ja järjestelmän avulla on mahdollista parantaa kiinteistöjen sisäolosuhteita. Nämä asiat voi olla asiakkaan näkökulmasta kiinnostavia, joten älykkään lämmityksen ohjauksen tarjoaminen oikein hinnoiteltuna voisi olla kannattavaa.

Tutkimusosan viimeisessä osiossa tarkasteltiin sähkökattilan hyödyntämisen kannattavuutta kaukolämmön tuotannossa. Tutkimus perustui Nord Poolista haettuun sähkön hinnan historiadataan, yhtiön teettämiin tarjouskyselyihin sekä arvioihin vaadittavista kustannuksista. Sähkön spot-hintojen historiasta arvioitiin, että halvan, alle 25 €/MWh maksavan sähkön tunteja olisi vuosittain hyödynnettävissä vähintään 1700 tuntia. Mikäli kalliimpaa sähköä,

hinta yli 25 €/MWh ostettaisiin, sitä enemmän potentiaalisia käyttötunteja olisi hyödynnettävissä. Investointikustannuksien puolesta sähkökattilat ovat tehoon nähden halpoja, mutta vuotuiset kustannukset kasvavat käyttötehon suhteen kasvavista verkkopalvelumaksuista. Tutkimuksessa tarkasteltiin 800 kW:n, 1000 kW:n ja 1200 kW:n sähkökattilavaihtoehtoja. Alustavan laskennan perusteella näistä tehokkain 1200 kW:n sähkökattila vaikuttaisi olevan tuotantokustannuksiltaan edullisin vaihtoehto. Tehon säädöllä 1200 kW:n sähkökattilalla voidaan myös tuottaa lämpöä pienempien käyttökuormien aikana, jonka takia suuremmalla kattilalla saavutetaan muihin vaihtoehtoihin nähden vain hyötyjä.

Laskennan perusteella asiakkaalle siirretyn kaukolämmön tuotantokustannukset spot-sähköä hyödyntävillä sähkökattiloilla asettuivat noin 50–60 €/MWh välille ja vuosittaiset säästöt tuotantokustannuksissa olisivat mahdollisesti noin 700 000 € verrattuna maakaasulla tuotettuun kaukolämpöön. Sähkökattila investoinnin kannattavuutta kuvaa myös sen takaisinmaksuaika. Esimerkiksi laskennassa käytetty 1200 kW sähkökattila maksaisi itsensä takaisin jo 1400 käyttötunnin jälkeen, jos tuotetun lämpöenergian hinta olisi kokonaisuudessaan noin 60 €/MWh ja maakaasun kokonaiskustannukset pysyisivät nykyisellä tasolla. Erityisesti heinäkuussa 2022 voimaan astunut sähköveroluokan alennus muutti mahdollisia investointeja kannattavimmiksi.

Sähkökattilan etuina ovat myös varmatoiminen tekniikka ja mahdollisuus nopeaan lämmöntuotantoon. Sähkökattilan nopea käytettävyys mahdollistaisi sen hyödyntämisen peruskuormalaitoksen tukena silloin, kun verkon tehontarve ylittää peruskuormalaitoksen maksimitehon. Sähkökattilaa olisi myös mahdollista hyödyntää sähköjärjestelmän automaattisena taajuuden palautusreservinä, jolloin sen ylläpidosta olisi mahdollista saada Fingridiltä kapasiteettikorvausta sekä erillistä energiakorvausta toteutuneiden ylös- tai alassäätöjen mukaan. Sähkökattilan hyödyntämisen haasteena on kuitenkin vaihteleva sähkönhinta, joten tuotantoa on vaikea ennustaa.

Tutkimuskysymyksien osalta vaikuttaa, että bioenergia ja erityisesti puupelletti olisi parhaiten soveltuva polttoaine korvaamaan yhtiön maakaasun käyttöä. Siirtymällä maakaasusta bioenergiaan, Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n olisi mahdollista saavuttaa selviä rahallisia säästöjä ja siirtyä Mäntsälän kaukolämpöverkon osalta lähes täysin uusiutuvaan energiantuotantoon. Toisen tutkimuskysymyksen osalta vaikuttaisi, ettei älykkäällä lämmityksen ohjauksella saada pienennettyä asiakkaiden huipputehon tarvetta, mutta sähkökattilalla taas voisi olla

mahdollisuuksia osittain huippukuormien tuotannossa ja maakaasun korvaamisessa. Spot-sähköä käyttävän sähkökattilan ongelmana kuitenkin on tuotannon epätasaisuus ja vaikea ennustettavuus, sillä sähkön hinta markkinoilla vaihtelee laajasti. Huippukuormien tasaamiseksi sähkökattilan rinnalle voisi jatkotutkimuksena selvittää lyhytaikaisen lämpövaraston hyödyntämistä Mäntsälän keskustan kaukolämpöverkossa, sillä se mahdollistaisi kaikkien halvan sähkön tuntien hyödyntämisen.

Tutkimusosan ulkopuolelle jätettiin hukkalämpöjen hyödyntäminen, lämpöpumppuratkaisut ja kaksisuuntainen kaukolämpö, vaikka nämä nähtiin merkittävänä osana tulevaisuuden kaukolämpöä. Näiden vaihtoehtojen kannattavuutta parantaisi huomattavasti siirtyminen matalalämpöiseen kaukolämpöverkkoon, joten myös tätä mahdollisuutta tulisi selvittää jatkotutkimuksena.

# 7 Yhteenveto

Tämän diplomityön tavoitteena oli kehittää Nivos Vesi ja Lämpö Oy:n kaukolämpöliiketoimintaa löytämällä uusia aiempaa kustannustehokkaampia lämmöntuotantomuotoja fossiilisten polttoaineiden korvaamiseksi. Työn taustana oli fossiilisten polttoaineiden hinnannoususta aiheutuvat ongelmat liiketoiminnan kannattavuudelle. Työ aloitettiin perehtymällä ensin tarkemmin yhtiön nykyiseen kaukolämpöliiketoimintaan. Tämän jälkeen työssä tutkittiin yleisesti nykyistä kolmannen sukupolven kaukolämpöjärjestelmää, sekä tulevaisuuden kaukolämpöä ja sen tuotantoa. Kirjallisuusosion lähteinä käytettiin alan kirjallisuutta sekä tieteellisiä julkaisuja.

Työlle asetettiin kaksi tutkimuskysymystä, joista ensimmäinen koski eri lämmöntuotantovaihtoehtojen tutkimista maakaasun korvaamiseksi. Työn kirjallisuusosiossa esitellyistä vaihtoehdoista yhdessä työn tilaajan kanssa tutkimusosaan valikoitui bioenergian hyödyntäminen. Tutkimusosassa tehdyn laskennan perusteella yhtiön olisi mahdollista saavuttaa huomattavia taloudellisia säästöjä ja luopua lähes täysin fossiilisista polttoaineista hankkimalla esimerkiksi puupellettiä käyttävä biolämpölaitos. Laskennan perusteella vuosittain olisi saavutettavissa säästöjä jopa 1,24 miljoonaa euroa.

Työn toinen tutkimuskysymys koski nykyistä kannattavampien tuotantomuotojen selvittämistä huippukuormien tuottamiseksi. Työn kirjallisuusosiossa käsiteltiin tulevaisuuden huippukuormantuotantoa, josta yhdessä työn tilaajan kanssa tarkasteluun valikoitui älykkään lämmityksen ohjauksen mahdollistamien hyötyjen, sekä sähkökattilan kannattavuuden selvittäminen. Tutkimuksessa havaittiin, ettei älykkäällä lämmityksen ohjausjärjestelmällä ole onnistuttu pienentämään kohteiden huipputehontarvetta, joten lämpöyhtiön näkökulmasta se ei ole välttämättä kannattava investointi. Järjestelmän merkittävimmät hyödyt tulevat näkymään asiakkailla mahdollisesti laskevien kustannusten ja tasaisempien sisäolosuhteiden muodossa. Tutkimuksen mukaan sähkökattilalla olisi kuitenkin mahdollista saavuttaa taloudellisia hyötyjä, vuosittain jopa satoja tuhansia euroja, jos ostosähkön hinta on alhainen. Spot-sähköä hyödyntävän sähkökattilan tuotantoon liittyy kuitenkin riskejä sähkön hinnan epävakaisuudesta johtuen.

Kaukolämmön tulevaisuuteen liittyy epävarmuutta, mutta vaikuttaisi että polttaminen tulee vähenemään lämmöntuotannossa. Alaan liittyvissä julkaisuissa käsitellään myös laajalti neljännen ja viidennen sukupolven kaukolämpöä, joissa kaukolämpöverkon lämpötiloja lasketaan huomattavasti nykyisiä alemmaksi, jopa vallitsevan ympäristön tasolle. Matalalämpöiset kaukolämpöverkot vaikuttaisivat suoraan kaukolämmön tuotantomenetelmien vaihtoehtojen laajenemiseen. Samalla matalalämpöverkkojen käyttö vähentäisi verkostohäviöitä, lisäten näin järjestelmän energiatehokkuutta. Matalalämpöisten kaukolämpöverkkojen myötä myös keskitetyn tuotannon hajauttaminen ja kaksisuuntainen kaukolämpö voisivat yleistyä.

# Lähteet

Afry Management Consulting Oy (AFRY). 2021 a. LÄMPÖPUMPUT JA KONESALIT ENERGIAVEROTUKSESSA. [Raportti]. Saatavissa: https://afry.com/fi-fi/Projektit/selvitys-valtiovarainministeriolle-lampopumppujen-ja-konesalien-energiaverotuksesta.

Afry Management Consulting Oy (AFRY). 2021 b. ÖLJY JA KAASU ENERGIANTUOTANNOSSA TULEVAISUUDESSA. [Raportti]. Saatavissa: https://www.huoltovarmuuskeskus.fi/files/ff6dd1f7e1a808f1edd7a9a0538cf13fde8ccbbd/oljy-ja-kaasu-energiantuotannossa-tulevaisuudessa-loppuraportti-23.11.2021-1.pdf.

Ala-Kotila, P., Vainio, T. & Heinonen, J. 2020. Demand Response in District Heating Market-Results of the Field Tests in Student Apartment Buildings. Smart Cities. Vol 3, 157–171.

Averfalk, H. & Werner, S. 2017. Essential improvements in future district heating systems. Energy Procedia. Vol 116, 217–225.

Babcock Wanson. 2020. BWR Series. [Online]. [Viitattu 14.4.2022]. Saatavissa: https://www.babcock-wanson.com/products/steam-boilers/bwr-series.

Brink, P. 2020. Sektori-integraatio auttaa tehotasapainon hallinnassa. [Online]. [Viitattu 20.5.2022]. Saatavissa: https://www.fingridlehti.fi/sektori-integraatio.

Buffa, S., Cozzini, M., D'Antoni, M., Baratieri, M. & Fedrizzi, R. 2019. 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 104, 504–522.

Bui, M., Adjiman, C., Bardow, A., Anthony, E-J., Boston, A., Brown, S., Fennel, P., Fuss, S., Galindo, A., Hackett, L-A., Hallet, J-P., Herzog, H-J., Jackson, G., Kemper, J., Krevor, S., Maitland, G-C., Matuszewski, M., Metcalfe, I-S., Petit, C., Puxty, G., Reimer, J., Reiner, D-M., Rubin, E-S., Scott, S-A., Shah, N., Smit, B., Trusler, J-P-M., Webley, P., Wilcox, J. & Dowell, N-M. 2018. Carbon capture and storage (CCS): the way forward. Energy & Environmental Science. Vol 11, 1062–1176.

Bui, M & Dowell, N-M. 2020. Carbon Capture and Storage – 1.1 Introduction. Royal Society of Chemistry (RSC). Saatavissa: https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt012VPX12/carbon-capture-storage/introduction.

Böttger, D., Götz, M. & Theofilidi, M. & Bruckner, T. 2015. Control power provision with power-to-heat plants in systems with high shares of renewable energy sources - An illustrative analysis for Germany based on the use of electric boilers in district heating grids. Energy. Vol 82, 157–167.

Calefa Oy. AmbiHeat® on ympäristön energiaa hyödyntävä päästötön lämpöpumppulaitos. [Online]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavissa: https://www.calefa.fi/ambiheat.

Calefa Oy. 2021. Runosmäen asuinalue siirtyy edulliseen ja päästöttömään energiaan. [Online]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavissa: https://www.sttinfo.fi/tiedote/runosmaen-asuinalue-siirtyy-edulliseen-ja-paastottomaan-energiaan?publisherId=68350554&releaseId=69904177.

Chen, D., Zhou, J., Zhang, Q. & Zhu, X. 2014. Evaluation methods and research progresses in bio-oil storage stability. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 40, 69–79.

Colmenar-Santos, A., Rosales-Asensio, E., Borge-Diez, D. & Blanes-Peiró, J-J. 2016. District heating and cogeneration in the EU-28: Current situation, potential and proposed energy strategy for its generalization. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 62, s. 621–639.

Colmenar-Santos, A., Gómez-Camazón, D., Rosales-Asensio, E. & Blanes-Peiró, J-J. 2018. Technological improvements in energetic efficiency and sustainability in existing combined-cycle gas turbine (CCGT) power plants. Applied Energy. Vol. 223, s. 30–51.

Dalla Rosa, A., Li, A., Svend, S., Sveb, W., Urban, P., Karin, R., Clemens, F., Martin, C., Robert, B. & Ciro, B. 2014. IEA DHC Annex X report: Toward 4th Generation District Heating: Experience and Potential of Low-Temperature District Heating.

Energiateollisuus ry a. Kustannustehokasta ja ympäristöystävällistä kaukojäähdytystä. [Online]. [Viitattu 6.4.2022]. Saatavissa: https://energia.fi/energiasta/energiantuotanto/kaukojaahdytys.

Energiateollisuus ry b. Lämmön ja sähkön yhteistuotanto on energiatehokasta. [Online]. [Viitattu 8.4.2022]. Saatavissa: https://energia.fi/energiasta/energiantuotanto/yhteistuotanto.

Energiateollisuus ry. 2016. Kaksisuuntaisen kaukolämmön liiketoimintamallit. [Raportti]. [Viitattu 2.5.2022]. Saatavissa: https://www.sitra.fi/app/uploads/2017/02/Kaksisuuntaisen_kaukolammon_liiketoimintamallit-2.pdf.

Energiateollisuus ry. 2020 a. Kaukolämmön keskeytystilasto 2019. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 6.4.2022]. Saatavissa: https://energia.fi/files/5328/Kaukolammon_keskeytystilasto_2019.pdf.

Energiateollisuus ry. 2020 b. Kaukolämpöverkon vauriotilasto 2019. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 6.4.2022]. Saatavissa: https://energia.fi/files/5330/Vauriotilasto_2019.pdf.

Energiateollisuus ry. 2020 c. Kaukolämpötilasto 2019. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 14.4.2022]. Saatavissa: https://energia.fi/files/5384/Kaukolampotilasto_2019.pdf.

Energiateollisuus ry. 2021. Rakennusten kaukolämmitys – Määräykset ja ohjeet – Julkaisu K1/2021. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 20.4.2022]. Saatavilla: https://energia.fi/files/6412/Julkaisu_K1_2021_Rakennusten_kaukolammitys_Maaraykset_ja_ohjeet_%28pdf%29.pdf.

Energiateollisuus ry. 2022 a. Kaukolämpötilasto 2020. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 31.3.2022]. Saatavissa: https://energia.fi/files/6804/Kaukolampotilasto_2020.pdf.

Energiateollisuus ry. 2022 b. Energiavuosi 2021 Kaukolämpö. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 4.4.2022]. Saatavissa: https://energia.fi/files/5650/Kaukolampovuosi_2021_v1.4_FINAL.pdf.

Energiavirasto. Hinnoittelun valvonta. [Online]. [Viitattu 6.7.2022]. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/hinnoittelun-valvonta.

Energiavirasto. 2021. Kaasun toimitusvarmuus vuonna 2021. [Raportti]. [Viitattu 23.2.2022]. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12722768/Kaasun+toimitusvarmuus+vuonna+2021.pdf/079a455e-ba1a-d3d1-3a13-de2d95480c5f/Kaasun+toimitusvarmuus+vuonna+2021.pdf?t=1638513974643.

Euroopan komissio. 2021. KOMISSION TIEDONANTO EUROOPAN PARLAMENTILLE, EUROOPPA-NEUVOSTOLLE, NEUVOSTOLLE, EUROOPAN TALOUS- JA SOSIAALIKOMITEALLE JA ALUEIDEN KOMITEALLE Miten vastata energian hintojen nousuun: toiminta- ja tukivälineistö. Bryssel. COM/2021/660 final. Saatavissa: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/?uri=COM%3A2021%3A660%3AFIN&qid=1634215984101.

Euroopan parlamentti. 2021. EU:n päästökauppajärjestelmä ja sen uudistaminen. [Artikkeli]. [Viitattu 22.2.2022]. Saatavissa: https://www.europarl.europa.eu/news/fi/headlines/society/20170213STO62208/eu-n-paastokauppajarjestelma.

Eurostat. 2017. COMBINED HEAT AND POWER (CHP) GENERATION - Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council - Commission Decision 2008/952/EC. Saatavissa: https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/42195/Final_CHP_reporting_instructions_reference_year_2016_onwards_30052017.pdf/f114b673-aef3-499b-bf38-f58998b40fe6.

Flyktman M., Impola R. & Linna V. 2012. Kotimaista polttoainetta käyttävien 0,5…30 MW kattilalaitosten tekniset ratkaisut sekä palamisen hallinta. Energiateollisuus ry & Ympäristöministeriö. [Raportti]. [Viitattu: 13.4.2022. Saatavissa: https://www.ymparisto.fi/download/noname/%7BC1EA01A4-C78E-4152-A601-3AE51323EDEB%7D/119826.

Fingrid Oyj. Automaattinen taajuuden palautusreservi. [Online]. [Viitattu 19.7.2022]. Saatavissa: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/automaattinen-taajuudenhallintareservi.

Fisch, M-N., Guigas, M. & Dalenbäck, J-O. 1998. A REVIEW OF LARGE-SCALE SOLAR HEATING SYSTEMS IN EUROPE. Solar energy. Vol 63, 355–366.

Fortum. 2022 a. Avoin kaukolämpö. [Online]. [Viitattu 2.5.2022]. Saatavissa: https://www.fortum.fi/yrityksille-ja-yhteisoille/lammitys-ja-jaahdytys/kaukolampo/avoin-kaukolampo?vtab=accordion-item-41876.

Fortum. 2022 b. Vermon ainutlaatuinen ilmavesilämpöpumppulaitos lisää puhtaan kaukolämmön osuutta. [Online]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavissa: https://www.fortum.fi/yrityksille-ja-yhteisoille/lammitys-ja-jaahdytys/kaukolampo/espoo-clean-heat/vermo.

Fortum. 2022 c. Kulutusjousto eli kaukolämmön älykäs ohjaus. [Online]. [Viitattu 16.5.2022]. Saatavissa: https://www.fortum.fi/yrityksille-ja-yhteisoille/lammitys-ja-jaahdytys/kaukolampo/kulutusjousto-eli-kaukolammon-alykas-ohjaus.

Gasum Oy. 2022. Biokaasu osana kiertotaloutta. [Online]. [Viitattu 19.5.2022]. Saatavissa: https://www.gasum.com/kaasusta/biokaasu/biokaasu.

Gil, A-G., Schneider, E-A-G., Moreno, M-M. & Cerezal, J-C-S. 2022. Shallow Geothermal Energy: Theory and Application. Springer Hydrogeology. ISBN 978-3-030-92257-3.

Grassi Walter. 2018. Heat pumps, Fundamentals and Applications. [E-kirja]. Springer international publishing. ISBN 978-3-319-62199-9.

Guelpa, E. & Verda, V. 2019. Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review. Applied Energy. Vol 252, 113474.

Haveri, P., Salomaa, P. & Wilhems, T. 2022. Sähkön kohonneet hinnat johtuvat monista markkinailmiöistä. [Online]. [Viitattu 22.2.2022]. Saatavissa: https://energia.fi/energiapolitiikka/ajankohtaista_sahkomarkkinoista.

Helen Oy. 2018. Kaukolämpö uudistuu: Helen haluaa ostaa asiakkailtaan ylijäämälämpöä. [Online]. [Viitattu 2.5.2022]. Saatavissa: https://www.helen.fi/uutiset/2018/avoinkaukolampo.

Helen Oy. 2020 a. Meriveden lämmöntalteenotto. [Online]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavissa: https://www.helen.fi/helen-oy/energia/kehityshankkeet/biolampolaitokset/meriveden-lammontalteenotto.

Helen Oy. 2020 b. Mustikkamaan lämpöluolia aletaan täyttää vedellä. [Online]. [Viitattu 13.5.2022]. Saatavissa: https://www.helen.fi/uutiset/2020/mustikkamaa.

Hesaraki, A., Holmberg, S. & Haghighat, F. 2015. Seasonal thermal energy storage with heat pumps and low temperatures in building projects—A comparative review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 43, 1199–1213.

Helynen, S., Flyktman, M., Mäkinen, T., Sipilä, K. & Vesterinen, P. 2002. Bioenergian mahdollisuudet kasvihuonekaasupäästöjen vähentämisessä. VTT Tiedotteita 2145.

Horton, J. & Palumbo, D. 2022. Europe gas prices: How far is Russia responsible? [Online]. [Viitattu 21.2.2022]. Saatavissa: https://www.bbc.com/news/58888451.

Huhtinen, M., Korhonen, R., Pimiä, T. & Urpalainen, S. 2018. Voimalaitostekniikka. 4. painos. Tampere: Juvenes Print – Suomen Yliopistopaino Oy. ISNB 978-952-13-5426-7.

Hynynen, H. 2018 Menolämpötilan alentaminen kaukolämpöverkon kehitystyössä. [Diplomityö]. Aalto-yliopisto, Insinööritieteiden korkeakoulu, Energiatekniikan laitos. Espoo.

HögforsGST. 2020. Tulevaisuuden kaukolämpöverkko on matalalämpöinen – näin se saavutetaan. [Online]. [Viitattu 21.4.2022]. Saatavissa: https://hogforsgst.com/fi/ajankohtaista/matalammat-lampotilat.

International Atomic Energy Agency (IAEA). 2020. Advances in Small Modular Reactor Technology Developments. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavissa: https://aris.iaea.org/Publications/SMR_Book_2020.pdf.

International Energy Agency (IEA). 2021 a. District Heating. [Raportti]. [Viitattu 31.3.2022]. IEA, Pariisi. Saatavissa: https://www.iea.org/reports/district-heating.

International Energy Agency (IEA). 2021 b. Carbon capture in 2021: Off and running or another false start? IEA, Pariisi. Saatavissa: https://www.iea.org/commentaries/carbon-capture-in-2021-off-and-running-or-another-false-start.

Ilmastokatsaus. 2020. Talvi oli ennätyksellisen leuto. [Online]. [Viitattu 2.6.2022]. Saatavissa: https://www.ilmastokatsaus.fi/2020/03/23/talvi-oli-ennatyksellisen-leuto.

Ilmatieteenlaitos. 2022. Vuositilastot. [Online]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavissa: https://www.ilmatieteenlaitos.fi/vuositilastot.

Juuti, P. 2020. Suomen ensimmäinen geolämpölaitos käynnistyi – se saattaa korvata kivihiilen ja mullistaa lämmöntuotannon: "Olen suorastaan voitonriemuinen". Yle Uutiset. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavissa: https://yle.fi/uutiset/3-11158359.

Juuti, P. 2021. Kivihiilestä pitää luopua, ja nyt Fortum hakee nopeaa ratkaisua omakotitaloista tutulla tekniikalla – Espoossa tehdään kaukolämpöä ulkoilmasta. Yle Uutiset. [Viitattu 8.4.2022]. Saatavissa: https://yle.fi/uutiset/3-12164828.

Juuti, P. 2022. Puhtaan energian jättilaitos kariutui, kun luonto päihitti insinöörit – Fortum vetäytyi St1:n geotermisestä pilotista Espoossa. Yle Uutiset. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavissa: https://yle.fi/uutiset/3-12414600.

Karinen, P. 2021. Markkinakatsaus: kaasun markkinahinta on noussut voimakkaasti kesästä lähtien. [Online]. [Viitattu 21.2.2022]. Saatavissa: https://suomenkaasuenergia.fi/markkinakatsaus-kaasun-markkinahinta-on-noussut-voimakkaasti-kesasta-lahtien.

Kensby, J., Trüschel, A. & Dalenbäck, J-O. 2015. Potential of residential buildings as thermal energy storage in district heating systems – Results from a pilot test. Applied Energy. Vol 137, 773–781.

Kontu, K. & Vimpari, J. 2020. KAUKOLÄMMÖN KILPAILUKYKY KIINTEISTÖKOHTAISTEN ENERGIARATKAISUJEN KANSSA – KIINTEISTÖNOMISTAJAN NÄKÖKULMA. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 20.5.2022]. Saatavilla: https://energia.fi/files/4583/KL_kilpailukyky_kiinteistokohtaisten_energiaratkaisujen_kanssa.pdf.

Koskelainen, L., Saarela, R. & Sipilä, K. 2006. Kaukolämmön käsikirja. Helsinki, Kirjapaino Libris Oy. ISBN 952-5615-08-1.

Kour, D., Rana, K-L., Yadav, N., Yadav, A-N., Rastegari, A-A., Singh, C., Negi, P., Sing, K. & Saxena, A-K. 2019. Chapter 1 Technologies for Biofuel Production: Current Development, Challenges, and Future Prospects. Springer Nature Switzerland AG. Prospects of Renewable Bioprocessing in Future Energy Systems. ISSN 2363-7609.

KPA-Unicon. 2022. Unicon Biograte. [Online]. [Viitattu 13.4.2022]. Saatavissa: https://www.kpaunicon.com/create/biowaste/biograte.

Kuopion Energia Oy ja Kuopion Sähköverkko Oy. 2020. ILOHARJUN AURINKO-KAUKOLÄMPÖKENTTÄ LIVE. [Online]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavissa: https://www.kuopionenergia.fi/yritys/tuotanto-ja-jakelu/aurinkokaukolampokentta.

Kämppi, M-L., Kainulainen, J. 2021. 25 miljoonan euron laitoksen piti tehdä vihreämpää öljyä, mutta nyt se seisoo tyhjän panttina Lieksassa – bioöljyn kysyntä on ollut olematonta. Yle Uutiset. [Viitattu 14.4.2022]. Saatavissa: https://yle.fi/uutiset/3-12173698.

Köfinger, M., Basciotti, D. & Schmidt, R-R. 2017. Reduction of return temperatures in urban district heating systems by the implementation of energy-cascades. Energy Procedia. Vol 116, 438–451.

Li, T., Wang, R., Kuplagat, J-K. & Kang, Y. 2013 Performance analysis of an integrated energy storage and energy upgrade thermochemical solid-gas sorption system for seasonal storage of solar thermal energy. Energy. Vol 50, 454–467.

Li, H., Nord, N. 2018. Transition to the 4$^{th}$ generation district heating – possibilities, bottlenecks, and challenges. Energy Procedia. Vol 149, 483–498.

Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., Svendsen, S., Thorsen, J.E., Hvelplund, F. & Mathiesen, B.V., 2014. 4th Generation District Heating (4GDH). Energy. Vol 68, 1–11.

Lund, H., Østergaard, P.A., Chang, M., Werner, S., Svendsen, S., Sorknæs, P., Thorsen, J.E., Hvelplund, F., Mortensen, B.O.G., Mathiesen, B.V., Bojesen, C., Duic, N., Zhang, X. & Möller, B. 2018. The status of 4th generation district heating: Research and results. Energy. Vol 164, 147–159.

Mansikka, H. 2022. Tampereen Hiedanrantaan rakennetaan uudenlainen matalalämpöinen kaukolämpöverkko – muuttaa kaupunginosan lämmitysratkaisun kerralla hiilineutraaliksi. Yle Uutiset. [Viitattu 2.5.2022]. Saatavissa: https://yle.fi/uutiset/3-12360603.

Material Economics. 2021. EU Biomass Use In Net-Zero Economy – A Course Correction for EU Biomass. [Raportti]. Saatavissa: https://materialeconomics.com/latest-updates/eu-biomass-use.

Motiva. 2013. Biokaasun tuotanto maatilalla. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 17.5.2022]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/files/6958/Biokaasun_tuotanto_maatilalla.pdf.

Motiva. 2015. Voimalaitoksen energia-analyysi. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 24.7.2022]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/files/10873/Motiva_150807_KAT-voimalaitosanalyysi_osat12.pdf.

Motiva. 2020 a. Biokaasu. [Online]. [Viitattu 14.4.2022]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/bioenergia/biokaasu.

Motiva. 2020 b. Kaukolämmön tuottaminen aurinkolämmöllä. [Online]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkolampo/aurinkolampojarjestelmat/kaukolammon_tuottaminen_aurinkolammolla.

Motiva. 2022. Kaukolämpöä entistä puhtaammin ja energiatehokkaammin. [Online]. [Viitattu 20.5.2022]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/kaukolampoa_entista_puhtaammin_ja_energiatehokkaammin.18301.news.

Mäkelä V-M. & Tuunanen J. 2015. Suomalainen kaukolämmitys. Mikkeli. Mikkelin ammattikorkeakoulu. ISBN 978-951-588-506-7.

Neste. Tilaa polttoaineet yrityksellesi. [Online]. [Viitattu 17.6.2022]. Saatavissa: https://www.neste.fi/polttonestetilaus.

Nivos Oy. 2020. Vastuullisuusraportti. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 17.2.2022]. Saatavissa: https://www.nivos.fi/sites/default/files/2021-06/nivos_vastuullisuusraportti_2020.pdf.

Nivos Oy. 2021. Vastuullisuusraportti [Verkkoaineisto]. [Viitattu 16.3.2022]. Saatavissa: https://www.nivos.fi/sites/default/files/2022-03/nivos_vastuullisuusraportti_2021_2.pdf.

Nivos Vesi ja Lämpö Oy. 2021. Tilinpäätös 1.1.2020 – 31.12.2020 [Verkkoaineisto]. [Viitattu 24.2.2022]. Saatavissa: https://www.nivos.fi/sites/default/files/2021-04/Nivos-Vesi-ja-Lampo-tilinpaatos-2020.pdf.

Nord Pool. Data Portal. [Online]. [Viitattu 8.7.2022]. Saatavissa: https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/data-downloads/historical-market-data2/

Nord Pool. 2022. Day-ahead prices, FI, Monthly. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 21.2.2022]. Saatavissa: https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/FI/Monthly/?view=table.

Østergaard, D-S., Smith, K. M., Tunzi, M & Svendsen, S. 2022. Low-temperature operation of heating systems to enable 4th generation district heating: A review. Energy. Vol 248, 123529.

Østergaard, D-S. & Svendsen, S. 2016. Replacing critical radiators to increase the potential to use low-temperature district heating e A case study of 4 Danish single-family houses from the 1930s. Energy. Vol 110, 75–84.

Paardekooper, S., Lund, R. S., Mathiesen, B. V., Chang, M., Petersen, U. R., Grundahl, L., David, A., Dahlbæk, J., Kapetanakis, I. A., Lund, H., Bertelsen, N., Hansen, K., Drysdale, D. W., & Persson, U. (2018). Heat Roadmap Finland: Quantifying the Impact of Low-Carbon Heating and Cooling Roadmaps.

Pero, J. 2016. Kaukolämpöliiketoiminnan kehittäminen Mäntsälän Sähkö Osakeyhtiössä. [Diplomityö]. Lappeenrannan Teknillinen Yliopisto, LUT School of Energy Systems, LUT Energiatekniikka. Mäntsälä.

Porkka, A. 2013. Matalalämpötilaisen hukkalämmön hyödyntäminen kaukolämmön tuotannossa. [Diplomityö]. Lappeenrannan Teknillinen Yliopisto, Teknillinen tiedekunta, Energiatekniikan koulutusohjelma. Mäntsälä.

Rämä, M. 2020. Towards low-emission, 4th generation district heating. [Online]. [Viitattu 28.4.2022]. Saatavissa: https://www.vttresearch.com/en/news-and-ideas/towards-low-emission-4th-generation-district-heating.

Rämä, M. & Klobut, K. 2020. Hukkalämpö kaukolämpöjärjestelmissä. [Raportti]. Saatavissa: https://energia.fi/files/4831/Hukkalampo_kaukolampojarjestelmissa_-_maarittely_ja_luokittelu_VTT_2020.pdf.

Satakunnan ammattikorkeakoulu. 2012. Hakelämpökeskuksen hankinta. ISBN 951-755-783-3.

Savosolar. 2020. Kaukolämpö, Etelä-Savon Energia, Ristiina. [Online]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavissa: https://savosolar.com/fi/case/etela-savon-energia-ristiina.

Schweiger, G., Rantzer, J., Ericsson K. & Lauenburg, P. 2017. The potential of power-to-heat in Swedish district heating systems. Energy. Vol 137, 661–669.

Sorknæs, P., Østergaard, P-A., Thellufsen, J-Z., Lund, H., Nielsen, S., Djørup, S. & Sperling, K. 2020. The benefits of 4th generation district heating in a 100% renewable energy system. Energy. Vol 213, 119030.

Stober, I. & Bucher, K. 2021. Geothermal Energy, From Theoretical Models to Exploration and Development. 2nd Edition. Springer Nature Switzerland. ISBN 978-3-030-71684-4.

Su, C., Madani, H., Liu, H., Wand, R. & Palm, B. 2020. Seawater heat pumps in China, a spatial analysis. Energy Conversion and Management. Vol 203, 112240.

Su, C., Dalgren, J. & Palm, B. 2021. High-resolution mapping of the clean heat sources for district heating in Stockholm city. Energy Conversion and Management. Vol 235, 113983.

Suomen virallinen tilasto (SVT a). 2019. Sähkön ja lämmön tuotanto [Verkkoaineisto]. [Viitattu 17.2.2022]. Helsinki, Tilastokeskus. ISSN 1798-5072. Saatavissa: http://www.stat.fi/til/salatuo/2019/salatuo_2019_2020-11-03_tie_001_fi.html.

Suomen virallinen tilasto (SVT b). 2019. Väestörakenne [Verkkoaineisto]. [Viitattu 31.3.2021]. Helsinki: Tilastokeskus. ISSN 1797-5379. Saatavissa: https://www.stat.fi/til/vaerak/2019/vaerak_2019_2020-03-24_tie_001_fi.html.

Suomen virallinen tilasto (SVT). 2020. Sähkön ja lämmön tuotanto. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 31.3.2022]. Helsinki: Tilastokeskus. ISSN 1798-5072. Saatavissa: https://www.stat.fi/til/salatuo/2020/salatuo_2020_2021-11-02_tie_001_fi.html.

Suomen virallinen tilasto (SVT). 2022. Tuottajahintaindeksit. [Verkkoaineisto]. ISSN 1796-3613. Liitetaulukko 25. Puupelletin kuluttajahinta. Helsinki: Tilastokeskus. [Viitattu 22.6.2022]. Saatavissa: http://www.stat.fi/til/thi/2022/02/thi_2022_02_2022-03-24_tau_025_fi.html.

Suur-Savon Sähkö Oy. 2019. Aurinko lämmittää koteja ja mieltä. [Online]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavissa: https://www.lempealampo.fi/yritys/aurinkolampo.

Tampereen Sähkölaitos. 2020. Avoin kaukolämpöverkko mahdollistaa hukkaenergian hyödyntämisen. [Online]. [Viitattu 2.5.2022]. Saatavissa: https://www.sahkolaitos.fi/yrityksille-ja-taloyhtioille/lamporatkaisut/omalampo.

Teir, S., Tsupari, E., Koljonen, T., Pikkarainen, T., Kujanpää, L., Arasto, A., Tourunen, A., Kärki, J., Nieminen, M. & Aatos, S. 2009. Hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (CCS). Edita Prima Oy, Helsinki. ISBN 978-951-38-7325-7.

Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy (VTT). 2022. Hiilidioksidin talteenotto, käyttö ja varastointi (CCU ja CCS). [Online]. [Viitattu 13.5.2022]. Saatavissa: https://www.vttresearch.com/fi/palvelut/hiilidioksidin-talteenotto-kaytto-ja-varastointi-ccu-ja-ccs.

Terveyden ja hyvinvoinninlaitos (THL). 2021. Legionellan kasvuun vaikuttavat tekijät. [Online]. [Viitattu 29.4.2022]. Saatavissa: https://thl.fi/fi/web/ymparistoterveys/vesi/legionella-bakteerit-vesijarjestelmissa/legionellan-kasvuun-vaikuttavat-tekijat.

Teräsvirta, A., Syri, S. & Hiltunen, P. 2020. Small Nuclear Reactor – Nordic District Heating Case Study. Energies. Vol 13, 3782.

Thorsen, J. E., Lund, H., & Mathiesen, B. V. 2018. “Progression of District Heating – 1st to 4th generation”. Aalborg University. Saatavissa: https://vbn.aau.dk/en/publications/progression-of-district-heating-1st-to-4th-generation-3.

Tilastokeskus a. Maa- ja biokaasun hinnat. [Online]. [Viitatu 17.6.2022]. Saatavissa: https://www.stat.fi/tup/kustannusindeksit/maa-ja-biokaasun-hinnat.html.

Tilastokeskus b. Sähkön ja lämmön yhteistuotanto. [Online]. [Viitattu 8.4.2022]. Saatavissa: https://www.stat.fi/meta/kas/sahko_lampo_tuo.html.

Tilastokeskus. 2020. Polttoaineluokitus 2020. [Online]. [Viitattu 13.4.2022]. Saatavissa: https://www.stat.fi/fi/luokitukset/polttoaineet/polttoaineet_1_20200101/?code=311&name=Mets%E4polttoaine,%20puu.

Tilastokeskus. 2021 a. Tilasto: Energian hinnat. [Verkkoaineisto]. 3. Vuosineljännes 2021. [Viitattu 16.2.2022]. Helsinki, Tilastokeskus. ISSN 1799-7984. Saatavissa: http://www.stat.fi/til/ehi/2021/03/ehi_2021_03_2021-12-09_tie_001_fi.html.

Tilastokeskus. 2021 b. Tilasto: Energianhinnat. [Verkkoaineisto]. 3. Vuosineljännes 2021, Liitekuvio 3. Voimalaitospolttoaineiden hinnat lämmöntuotannossa. [Viitattu 19.2.2022]. Helsinki: Tilastokeskus. Saatavissa: https://www.stat.fi/til/ehi/2021/03/ehi_2021_03_2021-12-09_fi.pdf.

Tilastokeskus. 2022. Energian hinnat. [Verkkoaineisto]. 4. Vuosineljännes 2021. Helsinki: Tilastokeskus. [Viitattu 13.5.2022]. Saatavissa: https://www.stat.fi/til/ehi/2021/04/ehi_2021_04_2022-03-10_tie_001_fi.html.

Trading Economics. 2022. Natural gas. [Online]. [Viitattu 22.2.2022]. Saatavissa: https://tradingeconomics.com/commodity/natural-gas.

Turku Energia. 2021. ENSIMMÄISENÄ SUOMESSA! KAKSISUUNTAINEN MATALALÄMPÖVERKKO LÄMMITTÄÄ TALOJA SKANSSISSA. [Online]. [Viitattu 2.5.2022]. Saatavissa: https://www.turkuenergia.fi/valopilkku/lammitys-ja-jaahdytys/ensimmaisena-suomessakaksisuuntainen-matalalampoverkko-lammittaa-taloja-skanssissa.

Turunen, M. 2018. Maan rakenne. [Online]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavissa: https://www.geologia.fi/2018/05/21/maan-rakenne.

Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM). Päästökauppa. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 22.2.2022]. Saatavissa: https://tem.fi/paastokauppa.

Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM). 2021. Sektori-integraatiotyöryhmän loppuraportti luovutettiin ministeri Lintilälle. [Online]. [Viitattu 20.5.2022]. Saatavissa: https://tem.fi/-/sektori-integraatio-raportti-julkaistu.

Uusitalo, S. 2019. Vuosaareen uusi, ainutlaatuinen meriveden lämpöä hyödyntävä lämpöpumppu. [Online]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavissa: https://www.helen.fi/uutiset/2019/merivesilampopumppu.

Valor Partners Oy. 2015. Kaukolämmön kysyntäjousto. [Raportti]. Saatavissa: https://energia.fi/files/439/Kaukolammon_kysyntajousto_loppuraportti_VALOR.pdf.

Valtioneuvosto. 2019. Pääministeri Sanna Marinin hallituksen ohjelma 10.12.2019: Osallistava ja osaava Suomi – sosiaalisesti, taloudellisesti ja ekologisesti kestävä yhteiskunta. Valtioneuvoston julkaisuja 2019:31. Saatavissa: http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-287-808-3.

Vantaan Energia. Maailman suurin lämmön kausivarasto Vantaalle. [Online]. [Viitattu 13.5.2022]. Saatavissa: https://www.vantaanenergia.fi/fossiiliton-2026/maailman-suurin-lammon-kausivarasto-vantaalle.

Verohallinto. 2022. Lämpöpumput ja sähkökattilat alempaan sähköveroluokkaan 1.7.2022. [Uutinen]. [Viitattu 7.7.2022]. Saatavissa: https://www.vero.fi/tietoa-verohallinnosta/uutishuone/uutiset/uutiset/2022/l%C3%A4mp%C3%B6pumput-ja-s%C3%A4hk%C3%B6kattilat-alempaan-s%C3%A4hk%C3%B6veroluokkaan-010722.

Värri, K. & Syri, S. 2019. The Possible Role of Modular Nuclear Reactors in District Heating: Case Helsinki Region. Energies. Vol 12, 2195.

World Nuclear Association (WNA). 2021. Small Nuclear Power Reactors. [Online]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavissa: https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx.

Yang, T., Liu, W., Kramer, G-J. & Sun, Q. 2021. Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 139, 110732.

Zhang, Y., Johansson, P. & Kalagasidis, A-S. 2021. Applicability of thermal energy storage in future low-temperature district heating systems – Case study using multi-scenario analysis. Energy Conversion and Management. Vol 244, 114518.

Zinko, H., Bøhm, B., Kristjansson, H., Ottosson, U., Rämä, M. & Sipilä, K. 2008. IEA DHC. ANNEX REPORT VIII: DISTRICT HEATING DISTRIBUTION IN AREAS WITH LOW HEAT DEMAND DENSITY.

Zohuri, B. 2019. Small Modular Reactors as Renewable Energy Sources. Springer International Publishing AG. ISBN 978-3-319-92593-6.

Liite 1. Sähkönsiirron tuotehinnasto

Nivos
ENERGIA · VESI · NETTI

Nivos Verkot Oy:n

# Sähkönsiirron tuotehinnasto

Voimassa 1.8.2016 alkaen toistaiseksi

## Tehotuotteet

Hinnat alv 0 %.

**PJ-Teho**
Toimitus 0,4 kV jännitteellä

| | |
|---|---|
| Perusmaksu | 84,05 €/kk |
| Tehomaksu | 1,89 €/kW/kk |
| Loistehomaksu | 3,37 €/kVar/kk |
| Kulutusmaksu | 1,76 snt/kWh |

**KJ-Teho I**
Toimitus 20 kV jännitteellä

| | |
|---|---|
| Perusmaksu | 295,62 €/kk |
| Tehomaksu | 1,63 €/kW/kk |
| Loistehomaksu | 3,37 €/kVar/kk |
| Kulutusmaksu | 1,36 snt/kWh |

**KJ-Teho II**
Toimitus 20 kV jännitteellä

| | |
|---|---|
| Perusmaksu | 6190,13 €/kk |
| Tehomaksu | 1,69 €/kW/kk |
| Loistehomaksu | 3,37 €/kVar/kk |
| Kulutusmaksu, talviarkipäivä | 1,14 snt/kWh |
| Kulutusmaksu, muu aika | 0,67 snt/kWh |

Kulutusmaksut eivät sisällä energiaveroa.

**Energiavero**

| | |
|---|---|
| I-luokan energiavero | 2,253 snt/kWh |
| II-luokan energiavero (teollisuus ja kasvihuoneet) | 0,703 snt/kWh |
| **1.1.2021 alkaen** | 0,063 snt/kWh |

**Tehomaksut**
Tehomaksun perusteena on liukuvan 12 kuukauden kahden suurimman kuukausitehon keskiarvo. Kuukausiteho tarkoittaa kuukauden suurinta 60 minuutin keskitehoa.
PJ-Tehotuotteella kuukausitehosta huomioidaan laskutuksessa 67 % 1.4.–31.10.

**Loistehomaksut**
Mitatusta loistehosta laskutetaan kuukauden suurimman 60 minuutin loistehohuipun mukainen maksu, vähennettynä ilmaisosuudella, joka on 16 % laskutusjakson suurimmasta mitatusta pätötehosta. Loistehon laskutus suoritetaan sekä induktiivisesta että kapasitiivisesta loistehosta.

**Aikajaottelu**

| | |
|---|---|
| Talviarkipäivä | |
| 1.11.–31.3 | ma–la klo 07–22 |
| 1.11.–31.3. | ma–la klo 22–07<br>su klo 00–24 |
| Muu aika | |
| 1.4.–31.10. | ma-su klo 00–24 |

**Asiakaspalvelu** puh. 019 689 955 ma–pe klo 8–18 asiakaspalvelu@nivos.fi • **Chat** ma–pe klo 8–22, la–su klo 10–18
**www.nivos.fi**