Tampereen yliopisto

Emma Saikkonen

SEKTORIKYTKETYN KAUKOLÄMPÖ-VERKON JOUSTOKYVYN HYÖTYJEN TARKASTELU KAUPUNKITASON ENERGIAJÄRJESTELMÄSSÄ

Hajautetun lämpöpumppukapasiteetin vaikutus joustokykyyn

Diplomityö
Tekniikan ja luonnontieteiden tiedekunta
Tarkastajat: Yliopistonlehtori Henrik Tolvanen
Yliopisto-opettaja Niko Niemelä
Lokakuu 2022

TIIVISTELMÄ

Emma Saikkonen: Sektorikytketyn kaukolämpöverkon joustokyvyn hyötyjen tarkastelu kaupunkitason energiajärjestelmässä
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Ympäristö- ja energiatekniikan DI-tutkinto-ohjelma
Lokakuu 2022

Pyrkimys hillitä ilmastonmuutosta ja sen vaikutuksia on ajanut energiajärjestelmän globaaliin murrokseen. Energia pyritään tuottamaan aiempaa vähäpäästöisemmin ja energiajärjestelmän toimijoiden roolit muuttuvat. Uusiutuvien energiantuotantomuotojen käytön lisääntyminen aiheuttaa haasteita koko energiajärjestelmälle, sillä niiden tuotanto on sääriippuvaa ja perinteisiä tuotantomuotoja heikommin ennustettavissa. Sähköjärjestelmän tasapainon takaamiseksi tarvitaankin yhä enemmän joustavaa tuotanto- ja kulutuskapasiteettia. Tässä diplomityössä tutkitaan, miten sektorikytketyn lämpöpumppukapasiteetin avulla voidaan hyödyntää kaukolämpöverkon sähköjärjestelmälle tarjoamaa joustokykyä.

Työn tutkimuskohteena oli keskisuuri suomalainen kaupunki, jonka kaukolämpö tuotetaan pääosin CHP-laitoksilla. Ensimmäisessä laskentatapauksessa selvitettiin, millä sähkön vuorokausimarkkinahinnalla lämpöpumppujen käyttö lämmöntuotannon peruskuormalaitoksena on kannattavaa. Laskentaa varten luotiin kaksi skenaariota. Skenaariossa 1 kaikki tarvittava kaukolämpöteho tuotetaan CHP-laitoksella ja skenaariossa 2 CHP-laitoksen tueksi on sijoitettu lämpöteholtaan 5 MW lämpöpumppukapasiteettia kaukolämpöverkon kriittiseen pisteeseen. Molemmille skenaarioille määritettiin lämmön tuotantokustannus sähkön hinnan funktiona kolmella eri CHP-laitoksen tehotasolla ja neljällä päästöoikeuden hinnalla. Skenaarioiden kustannuskäyrien leikkauskohtaan muodostuu kussakin tapauksessa niin kutsuttu sähkön rajahinta, jonka alapuolella on edullisempaa tuottaa kaukolämpö skenaarion 2 mukaisesti. Laskentatuloksista havaittiin, että lämpöpumppujen käyttö peruskuormalaitoksena on kannattavinta, kun päästöoikeuden hinta on korkea ja CHP-laitos toimii minimiteholla. Tällöin skenaarioiden väliseksi sähkön rajahinnaksi saatiin 122,59 €/MWh. Vuoteen 2021 verrattuna lämpöpumpun käytön kannattavuus kaukolämmöntuotannossa skenaarion 2 mukaisesti on heikentynyt merkittävästi vuonna 2022, koska sähkön hinta vuorokausimarkkinoilla on ollut poikkeuksellisen korkea.

Toisessa laskentatapauksessa selvitettiin, miten lämpöpumppujen joustokykyä voidaan hyödyntää erilaisten optimointitavoitteiden saavuttamiseksi. Laskennassa tarkasteltiin, miten sähkötehonkulutukseltaan 10 MW:n lämpöpumppukapasiteettia voidaan käyttää sähkötaseen poikkeaman minimoimiseen tai sähkömarkkinoilta saatavan tuoton maksimoimiseen tietyin rajaehdoin. Sähkötaseen poikkeamaa minimoitaessa havaittiin, että toimenpide voi tasepoikkeaman hintatasosta ja poikkeaman ajoituksesta riippuen jopa aiheuttaa ylimääräisiä kustannuksia sähkömarkkinaosapuolelle. Sähkötaseen poikkeamasta saatavaa tuotto voidaan moninkertaistaa ajoittamalla lämpöpumpun operointi sähkön hinnan kannalta optimaalisesti. Tämä edellyttää kuitenkin tarkkoja ennusteita tasepoikkeaman hinnasta. Lisäksi on huomattava, että sähkötaseen poikkeamasta saatavaa tuottoa maksimoitaessa saadaan lämpötase herkästi epätasapainoon.

Tämä työ havainnollistaa hyvin kaukolämpöverkon ja sähköjärjestelmän sektorikytkentään liittyviä haasteita. Energiajärjestelmän eri toimijoiden tavoitteet voivat olla voimakkaasti ristiriidassa keskenään. Energiajärjestelmän sujuvan toiminnan kannalta on äärimmäisen tärkeää löytää tapoja yhdistää nämä risteävät tavoitteet. Tällainen optimointi on erittäin vaativaa, sillä energiajärjestelmä on monimutkainen kokonaisuus, joka sisältää valtavasti vuorovaikutussuhteita. Tämä diplomityö osoittaakin monimuuttujaisen optimoinnin tarpeellisuuden tulevaisuuden energiajärjestelmässä.

Avainsanat: Sektorikytkentä, kaukolämpöverkko, lämpöpumppu, joustokyky, tasepoikkeama

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Emma Saikkonen: Flexibility Benefits Analysis of the Sector Integrated District Heating Network in the City-level Energy System
Master of Science Thesis
Tampere University
Environmental and Energy Engineering, M. Sc.
October 2022

The aim to mitigate climate change and its consequences has driven the global energy system into transition. Energy produced should be low in emissions, and the roles of the actors in the energy system are changing. Increasing use of renewable energy technologies causes challenges to the whole energy system as their electricity production is weather dependent and harder to predict than the electricity production of conventional power plants. Therefore, flexible production and consumption capacity is increasingly needed to ensure balance in the power system. In this thesis, it is examined how sector integrated heat pump capacity can be used to support the power system by utilizing the flexibility offered by the district heating network.

The studied energy system is a medium-sized city in Finland. District heating in the city is produced mainly with CHP plants. First, the electricity price below which it is profitable to use heat pumps as a district heating base load plant was calculated. For the calculation, two scenarios were created; in scenario 1, all district heating energy is produced with a CHP plant, and in scenario 2, 5 MW of heat pump capacity is placed at the critical point of the district heating network to support the CHP plant. Cost of heat production as a function of electricity price was defined for both scenarios with three different CHP power levels and four different carbon emission prices. At the intersection of heating cost curves of the scenarios, the limit price of electricity below which it is more profitable to produce district heating by the method of scenario 2 is formed. The calculations showed that using heat pumps as a base load plant is the most profitable when the carbon emission price is high and the CHP plant is operating with minimum power. In that case, the limit price of electricity was 122,59 €/MWh. Compared to the year 2021, the use of heat pumps for district heating production as described in scenario 2 has been notably less profitable in 2022 because of exceptionally high electricity prices in the spot market.

In the second part of this study, it was examined how the flexibility of heat pumps can be utilized to achieve different optimization goals. Heat pump capacity with maximum electric power consumption of 10 MW was operated to either minimize electricity imbalance or to maximize the profit gained from electricity markets with certain terms and conditions taken into account. It was observed that depending on the price and the timing of electricity imbalance, the actions taken to minimize it could even cause excess costs for the electricity market participant. It is also possible to multiply the profit gained from the electricity markets by scheduling the operation of the heat pumps in an optimal way according to the electricity price. However, this requires precise predictions about the imbalance price. In addition, one must notice that maximizing the profit gained from the electricity markets can easily increase heat imbalance because of the sector integrational nature of heat pumps.

This thesis demonstrates the challenges related to sector integration of the district heating network and the power system. The goals of the different actors in the energy system can be highly contradictory. To ensure smooth functioning of the energy system, it is extremely vital to find ways to integrate these conflicting goals. This kind of optimization is highly challenging since an energy system is a complex entity with an immense number of interactions. Therefore, this thesis demonstrates the need for multi-objective optimization in a future energy system.

Keywords: Sector integration, district heating network, heat pump, flexibility, imbalance

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

ALKUSANAT

Tämän diplomityön suunnittelu aloitettiin elokuussa 2021 ja vielä silloin en osannut aavistaa, kuinka ajankohtaisiksi työssä käsittelemäni aiheet nousisivat kirjoitusprosessin aikana. Vuosi 2022 on ollut sekä maailmanpolitiikan että energia-alan näkökulmasta mullistava. Tämä työ on tarjonnut erinomaisen mahdollisuuden syventyä nyt otsikoissa oleviin energiasektorin ilmiöihin tarkemmin. Haluankin kiittää diplomityön toimeksiantajaa, ABB:n Energy Industries -liiketoimintayksikköä, mahdollisuudesta tehdä diplomityö aiheesta, joka haastoi minut pohtimaan energiajärjestelmän syy-seuraussuhteita syvemmin kuin koskaan aiemmin. Aihe oli haastavuudestaan huolimatta mielenkiintoinen, joskin olen helpottunut, että urakka on nyt saatu päätökseen.

Suuri kiitos tämän työn valmistumisesta kuuluu työn ohjaajana toimineelle DI Lasse Rantaniemelle, jolta sain asiantuntevien kommenttien lisäksi vankkumatonta tukea ja kannustusta läpi diplomityön. Keskusteluillamme on ollut suuri rooli kasvussani kohti oman alani asiantuntijuutta. Kiitos myös Markus Lätille mahdollisuudesta kokeilla siipiäni ja etsiä omaa polkuani ABB:llä työskennellessäni. Arvostan suuresti antamaasi luottamusta. Haluan kiittää kaikkia ABB:läisiä, jotka ovat omalla panoksellaan auttaneet minua tämän diplomityön valmiiksi saattamisessa. Tampereen yliopistosta haluan kiittää työni tarkastajaa yliopistonlehtori Henrik Tolvasta asiantuntevasta palautteesta ja neuvoista tätä työtä koskien.

Ilman läheisiäni tämä työ tuskin olisi tullut koskaan valmiiksi. Haluan kiittää Juliaa, Oliviaa ja Sannaa korvaamattomasta vertaistuesta ja kaikista unohtumattomista muistoista, joita on ilokseni ehtinyt kertyä opiskeluvuosien aikana vino pino. Toivottavasti lukuisat yhteiset muistot odottavat meitä vielä tulevaisuudessakin. Kiitos myös rakkaalle ystävälleni Pihlalle kaikesta tuesta tämän diplomityöprosessin aikana ja elämässä ylipäätään. Olet kultaakin kalliimpi. Viimeisenä haluan kiittää perhettäni siitä, että olette aina olleet tukenani ja uskoneet minuun silloinkin, kun olen itse epäillyt omia kykyjäni.

Helsingissä, 7.10.2022

Emma Saikkonen

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO 1
2. SÄHKÖJÄRJESTELMÄN JA KAUKOLÄMPÖVERKON SEKTORIKYTKENTÄ 4
2.1 Energian jalostus, siirto ja varastointi 5
2.2 Sähkömarkkinoiden rakenne ja toiminnot 11
2.3 Sektorikytkentöihin vaikuttavat ohjaustekijät 14
2.4 Energiajärjestelmien dynamiikka ja sektorikytkentä 18
3. KAUKOLÄMPÖVERKON JOUSTOKYKY 23
3.1 Kaukolämpöverkon operointi CHP-laitoksilla ja lämpöpumpuilla 24
3.2 Joustokyvyn määrittäminen 27
3.3 Passiiviset joustoresurssit 28
3.4 Aktiiviset joustoresurssit 31
4. TUTKIMUSMENETELMÄT JA AINEISTO 36
4.1 Tarkasteltu energiajärjestelmä 36
4.2 Lämpöpumppujen kannattavuus peruskuormalaitoksena 38
4.3 Lämpöpumppujen joustokyvyn hyödyntäminen 45
4.4 Oletukset ja yksinkertaistukset 50
5. TULOKSET 52
5.1 Lämpöpumppujen kannattavuus peruskuormalaitoksena 52
5.2 Lämpöpumppujen aiheuttama joustokyvyn muutos 55
5.3 Tulosten arviointi ja pohdinta 64
6. JOHTOPÄÄTÖKSET 69
LÄHTEET 73

LYHENTEET JA MERKINNÄT

CHP	Yhteistuotantolaitos (engl. Combined Heat and Power)
COP	Lämpökerroin (engl. Coefficient of Performance)
EU	Euroopan unioni
HOB	Lämpökattila (engl. Heat-Only Boiler)
SRF	Kiinteä kierrätyspolttoaine (engl. Solid Recovered Fuel)

c_p	Ominaislämpökapasiteetti	J/kg°C
E	Tuotettu energia	MWh/a
$h_{polttoaine}$	Polttoainekustannukset	€/a
$h_{päästöoikeus}$	Päästöoikeuskustannukset	€/a
$h_{sähkö}$	Sähkön hinta	€/MWh
h_{verot}	Verokustannus	€/a
k	Lämmön tuotantokustannus	€/MWh
$\dot{m}$	Massavirta	kg/s
P	Sähköteho	W
t	Aika	h
ΔT	Lämpötilan muutos	°C
Φ	Lämpöteho	W

1. JOHDANTO

Ilmastonmuutos ja siitä johtuva pyrkimys kohti hiilineutraaliutta on ajanut energiajärjestelmän globaaliin murrokseen. Energiamurroksen seurauksena energiantuotantomenetelmät, käyttökohteet, energiajärjestelmän toimijoiden roolit ja koko energiajärjestelmän rakenne muuttuvat. Energia tuotetaan enenevissä määrin hajautetusti uusiutuvilla tuotantomuodoilla keskitettyjen polttolaitosten sijasta. Sähkö ja vety korvaavat fossiilisia polttoaineita energiantuotannossa, liikenteessä ja teollisuudessa. Energiankuluttajan rooli monipuolistuu: kuluttajat pystyvät vaikuttamaan joustavasti omaan kulutuskäyttäytymiseensä ja jopa itse tuottamaan energiaa markkinoille hajautetun pientuotannon avulla. [1]

Globaalin ilmastokriisin lisäksi energiajärjestelmää on heiluttanut vuonna 2022 Venäjän aloittama hyökkäyssota Ukrainaan. Länsimaiden asettamat Venäjän vastaiset pakotteet ja Venäjän länsimaille asettamat vastapakotteet ovat sotkeneet erityisesti Euroopan energiamarkkinoita, sillä Eurooppa on edelleen voimakkaasti riippuvainen Venäjältä tuoduista fossiilisista polttoaineista, erityisesti maakaasusta. Sodan myötä Euroopan maat haluavat entisestään nopeuttaa irtaantumistaan venäläisestä energiasta ja parantaa energiaomavaraisuuttaan. Tämä on omiaan lisäämään panostusta erityisesti uusiutuvien ja päästöttömien tuotantomuotojen lisäämiseen. [2]

Vaikka sähköntuotanto uusiutuvilla tuotantomuodoilla on jo kilpailukykyistä perinteisiin hiili-intensiivisiin tuotantomuotoihin verrattuna, liittyy uusiutuvaan tuotantoon ongelmia, jotka tulisi ratkoa energiajärjestelmän toiminnan luotettavuuden takaamiseksi. Yksi merkittävimmistä haasteista on uusiutuvan tuotannon sääriippuvuus, joka lisää tuotannon hetkellistä vaihtelua ja tekee tuotannon ennustamisesta nykyistä vaikeampaa [3]. Uusiutuvat tuotantomuodot lisäävät epävarmuutta sähköjärjestelmässä ja kasvattaa näin järjestelmän vaatimaa joustokykyisen kapasiteetin määrää [4]. Perinteiset voimalaitokset ovat olleet tyypillisiä joustontarjoajia sähköjärjestelmälle, joten niistä luovuttaessa energiajärjestelmän joustokykyyn tulee merkittävä lovi [5]. Yksi vaihtoehto tämän loven paikkaamiseen ovat joustavat sektorikytketyt ratkaisut, joilla voidaan lisätä energiajärjestelmän tehokkuutta ja joustavuutta integroimalla energiaosajärjestelmät toisiaan tukevaksi kokonaisuudeksi [1].

Tyypillinen sektorikytkentä voidaan toteuttaa esimerkiksi sähkö- ja lämmitysjärjestelmän välillä. Kaukolämpöverkon toimintaan liittyy hitautta, jota voidaan hyödyntää sähköjärjestelmän tasapainottamiseen, ja vastaavasti sähkön käyttö lämmöntuotantoon mahdollistaa lämmön tuottamisen päästöttömästi. Teknologisesti kaukolämpöverkko ja sähköjärjestelmä voidaan kytkeä toisiinsa esimerkiksi lämpöpumpulla. [6] Kun sähköjärjestelmässä on tarjolla paljon edullista tuulivoimaa, voidaan käyttää lämpöpumppuja kaukolämmöntuotantoon ja tarvittaessa vielä ladata lämpöakkuja ylijäämäsähkön avulla. Varastoitua lämpöä voidaan käyttää myöhemmin kattamaan kaukolämpöverkon kulutushuippuja. [1] Sektorikytkentöjen hyödyntäminen lisää myös kaukolämmöntuottajan liikkumatilaa sähkömarkkinoilla ja luo uusia liiketoimintamahdollisuuksia, kun tuotantokapasiteettia voidaan hyödyntää aiempaa monipuolisemmin.

Lund et al. ovat arvioineet, että lämpö- ja sähkösektorin kytkentä tarjoaa huomattavasti uusia mahdollisuuksia uusiutuvan energian lisäämiseksi energiajärjestelmässä [5]. Tätä arviota tukevat useat tutkimukset. Dimoulkas et al. ovat havainneet tutkimuksessaan, että lämpöpumppujen, sähkökattiloiden ja lämpövarastojen käyttö kaukolämmöntuotannossa laskee tuotantokustannuksia ja lisää tuulivoimatuotantoa [7]. Helinin et al. tutkimuksessa puolestaan tarkasteltiin lämpöpumppukapasiteetin käyttöä pohjoismaisessa energiajärjestelmässä kolmen skenaarion avulla. Kaukolämmön tuotantokustannukset pienenivät lämpöpumppujen vaikutuksesta jokaisessa tarkastelluissa skenaarioissa. Lisäksi lämpöpumppujen todettiin vahvistavan sähkö- ja kaukolämpömarkkinoiden välistä yhteyttä ja näin lisäävän vähäpäästöisen kaukolämmön potentiaalia. [8] Pilpola ja Lund havaitsivat, että joustokykyisten resurssien avulla voidaan Suomen olosuhteissa kasvattaa tuulivoiman osuus kolmasosaan kaikesta tuotetusta sähköstä. Samalla järjestelmän kustannukset ja hiilidioksidipäästöt pienenevät merkittävästi. Tutkituista vaihtoehdoista sektorikytketyt power-to-heat-ratkaisut ja tuulivoimalan tehon rajoittaminen todettiin tehokkaimmiksi menetelmiksi tuulivoiman laajamittaista käyttöä ajatellen. [9] Osana Heat Roadmap Europe -tutkimussarjaa David et al. selvittivät kyselytutkimuksen avulla suurten lämpöpumppujen nykyistä statusta eurooppalaisissa kaukolämpöverkoissa. Jätevesien havaittiin olevan tulevaisuudessa merkittävä potentiaalinen lämmönlähde lämpöpumpuille. Nykyisten lämpöpumpputeknologioiden todetaan olevan riittävän kehittyneitä suurten lämpöpumppujen käytön yleistymiseksi kaukolämpöverkossa. Poliittisilla linjauksilla tulisi kuitenkin parantaa lämpöpumppujen asemaa kilpaileviin teknologioihin verrattuna. [10]

Tämän työn tarkoituksena on selvittää, miten kaukolämpöverkkoon kytketyn hajautetun lämpöpumppukapasiteetin joustokykyä voidaan hyödyntää sektorikytketyn energiajärjestelmän tukena. Tutkimus keskittyy erityisesti sähköjärjestelmän ja kaukolämpöverkon

väliseen sektorikytkentään, jonka mahdollistaa sähköstä kaukolämpöä tuottava lämpöpumppu. Tutkittava energiajärjestelmä on keskisuuren suomalaisen kaupungin kaukolämpöverkko, johon sijoitetaan skenaariotarkastelussa useita megawatteja kuvitteellista lämpöpumppukapasiteettia. Työssä selvitetään, miten nykyinen sähkömarkkinatilanne ja energiajärjestelmän tila tukee lämpöpumppujen käyttöä niin peruskuormalaitoksena kuin joustavana kapasiteettinakin. Tutkimus toteutetaan kirjallisuuskatsauksena ja data-analyysiin pohjautuvana laskentana. Laskennassa käytettävä data on todellista mittausdataa tutkittavan kaupungin kaukolämpöverkosta ajalta 1.7.2021-30.6.2022.

Tässä työssä pyritään vastaamaan seuraaviin tutkimuskysymyksiin:

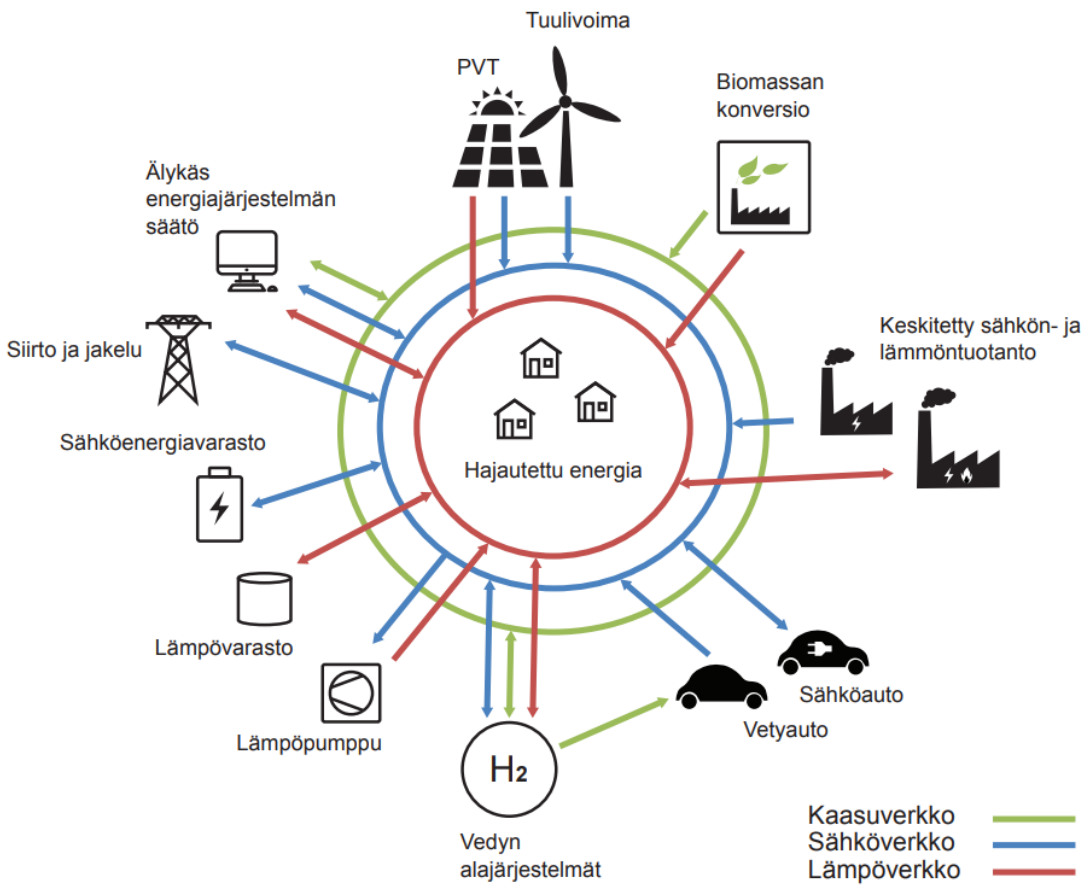
1. Mistä tekijöistä, toimijoista ja toiminnoista energiajärjestelmä kaupunkitasolla koostuu?
2. Mitkä ovat sektorikytkentöjen mahdollisuudet kaukolämpöjärjestelmän kannalta?
3. Mitkä parametrit kuvaavat parhaiten energiajärjestelmän joustokykyä?
4. Miten kaukolämpöjärjestelmän toiminta-alue muuttuu, jos lisätään hajautettua lämpöpumppukapasiteettia CHP-laitoksen tueksi tarkastellussa kohteessa?

Luvussa 2 perehdytään sektorikytkennän käsitteeseen ja erityisesti sähköjärjestelmän ja kaukolämpöverkon välisen sektorikytkennän dynamiikkaan. Aihetta pohjustetaan kuvaamalla energiajärjestelmän toiminta- ja markkinaympäristöä sekä järjestelmän kehitykseen vaikuttavia ohjaustekijöitä. Luku 2 vastaa ensimmäiseen ja toiseen tutkimuskysymykseen. Luvussa 3 kuvataan kaukolämpöverkon toimintaa ja luodaan pohja sähköjärjestelmän ja kaukolämpöverkon välisen sektorikytkennän dynamiikan ymmärtämiselle. Luvussa perehdytään myös joustokyvyn käsitteeseen ja selvitetään, mitkä suureet kuvaavat joustokykyä parhaiten. Kirjallisuuskatsauksen keinoin selvitetään, millaisia joustoresursseja kaukolämpöverkko ja sen rakenteet tarjoavat. Luku 3 vastaa toiseen ja kolmanteen tutkimuskysymykseen. Luvut 2 ja 3 muodostavat tämän työn teoriaosuuden.

Luvussa 4 esitellään lämpöpumppujen joustokyvyn arviointiin käytetyt tutkimusmenetelmät ja aineistot. Luvussa kuvataan tarkastelukohteena oleva energiajärjestelmä ja ne elementit, joihin tämä tutkimus erityisesti keskittyy. Tutkimuksessa edetään rajausten tekemisestä ja laskentaparametrien määrityksestä aina tuloksiin asti. Luku 4 pyrkii kuvaamaan mahdollisimman tarkasti tämän prosessin ottaen huomioon tutkimukseen liittyvät rajoitteet ja virheherkkyyden. Luvussa 5 esitellään ja arvioidaan tutkimuksessa saatuja tuloksia ja analysoidaan niitä suhteessa energiasektorin ajankohtaisiin ilmiöihin. Lisäksi tarjotaan ehdotuksia mahdolliselle jatkotutkimukselle tämän työn aiheeseen liittyen. Luvut 4 ja 5 vastaavat tutkimuskysymykseen 4. Luku 6 kokoaa yhteen tärkeimmät johtopäätökset tästä tutkimuksesta ja sen tuloksista.

2. SÄHKÖJÄRJESTELMÄN JA KAUKOLÄMPÖVERKON SEKTORIKYTKENTÄ

Energiajärjestelmä on kokonaisuus, joka koostuu useista keskenään vuorovaikutuksessa olevista toimijoista, toiminnoista ja tekijöistä. Energiajärjestelmä jaetaan tyypillisesti viiteen sektoriin: sähköön, lämmitykseen, kaasuun, liikenteeseen ja teollisuuteen. Näitä sektoreita voidaan teknisten sovellusten avulla kytkeä toisiinsa, jolloin eri sektorit ovat vuorovaikutuksessa keskenään ja koko energiajärjestelmä toimii tehokkaasti dynaamisena kokonaisuutena. Tällöin puhutaan sektorikytketystä (engl. Sector coupling tai Sector integration) energiajärjestelmästä. Kuva 1 esittää tällaisen sektorikytketyn energiajärjestelmän rakennetta. Tässä työssä perehdytään erityisesti sähkön ja kaukolämmön väliseen sektorikytkentään ja siihen liittyviin ilmiöihin.



Kuva 1. *Sektorikytketyn energiajärjestelmän rakenne, muokattu lähteestä* [11]

Tässä luvussa perehdytään energiajärjestelmän sektorikytkentöihin ja tekijöihin, jotka ovat johtaneet järjestelmän nykyiseen kehityssuuntaan Suomessa. Luvussa 2.1 perehdytään energian jalostukseen, siirtoon ja varastointiin sähkön ja kaukolämmön osalta.

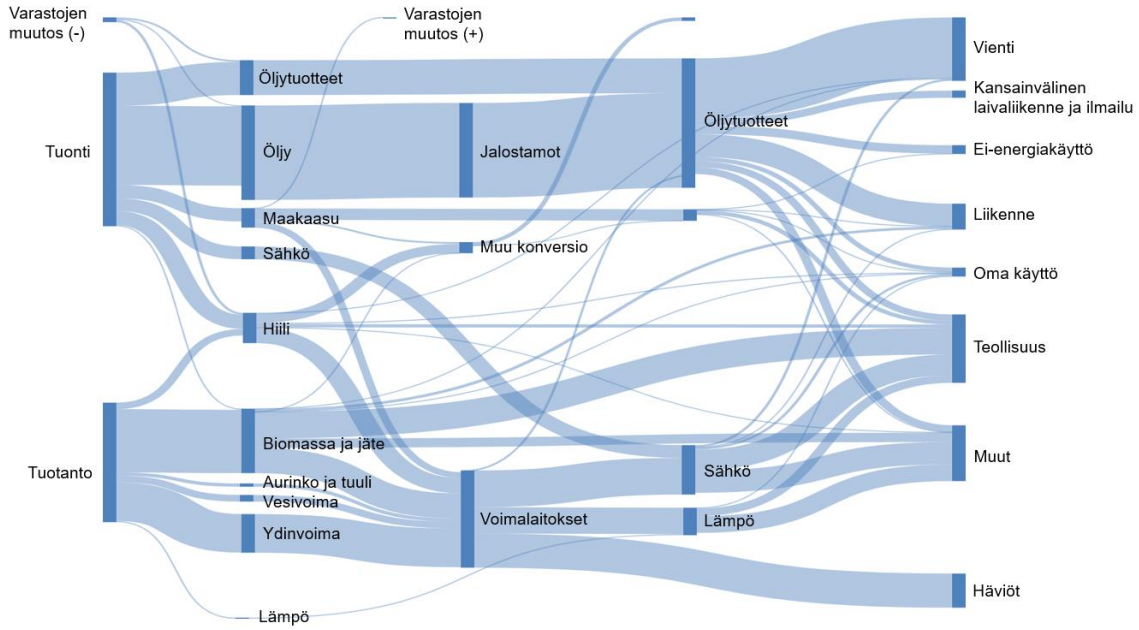
Luvussa 2.2 esitellään sähkömarkkinoita ja niihin liittyviä mekanismeja. Luvussa 2.3 tutustutaan ohjaustekijöihin, joilla pyritään vaikuttamaan tulevaisuuden energiajärjestelmän rakenteeseen. Luvussa 2.4 yhdistetään aiempien lukujen tietoja reaalimaailman esimerkkeihin sektorikytketyn energiajärjestelmän dynamiikan selventämiseksi.

2.1 Energian jalostus, siirto ja varastointi

Energian reitti primäärienergianlähteestä kuluttajan käyttöön on monivaiheinen. Jotta kuluttajat voisivat käyttää energiaa, se on ensin jalostettava primäärienergianlähteistä hyödynnettävään muotoon sopivien teknologioiden avulla. Primäärienergianlähteitä ovat esimerkiksi useimmat polttoaineet ja uusiutuvat energianlähteet kuten tuuli, auringon säteilyenergia ja vesivoima [12]. Primäärienergianlähteistä voidaan puolestaan jalostaa hyödynnettävissä olevaa sekundäärienergiaa, kuten kaukolämpöä ja sähköä. Jalostettu energia siirretään jalostuspisteestä edelleen jatkojalostettavaksi, varastoitavaksi tai kuluttajien käyttöön.

Energian jalostus

Energiantuotantoyhtiöt jalostavat muun muassa sähköä, kaukolämpöä ja polttoaineita primäärienergianlähteistä. Suomen primäärienergiankulutus oli 383,84 TWh vuonna 2019. Tästä noin 60 % on uusiutuvaa tuotantoa ja ydinvoimaa ja 40 % fossiilisia polttoaineita. Kuvassa 2 on esitetty tarkemmin Suomen energiajärjestelmän virtoja primäärienergianlähteistä loppukäyttöön. Kuten kuvasta nähdään, fossiilisilla polttoaineilla on edelleen merkittävä rooli suomalaisessa energiateollisuudessa. Voimalaitoksissa niiden käyttö on kuitenkin vähäistä verrattuna biomassaan, ydinvoimaan ja uusiutuviin energiantuotantomuotoihin. Kaikki Suomeen tuotu öljy jalostetaan edelleen öljytuotteiksi, joista suurin osa päätyy vientiin ja liikennekäyttöön. Tässä työssä mielenkiinnon kohteena ovat erityisesti sähkön- ja lämmönjalostus, sillä työssä tarkasteltavat lämpöpumput kytkevät nämä kaksi sektoria kiinteästi toisiinsa. Siksi tässä luvussa keskitytään pääosin sähkön- ja lämmönjalostukseen Suomessa.



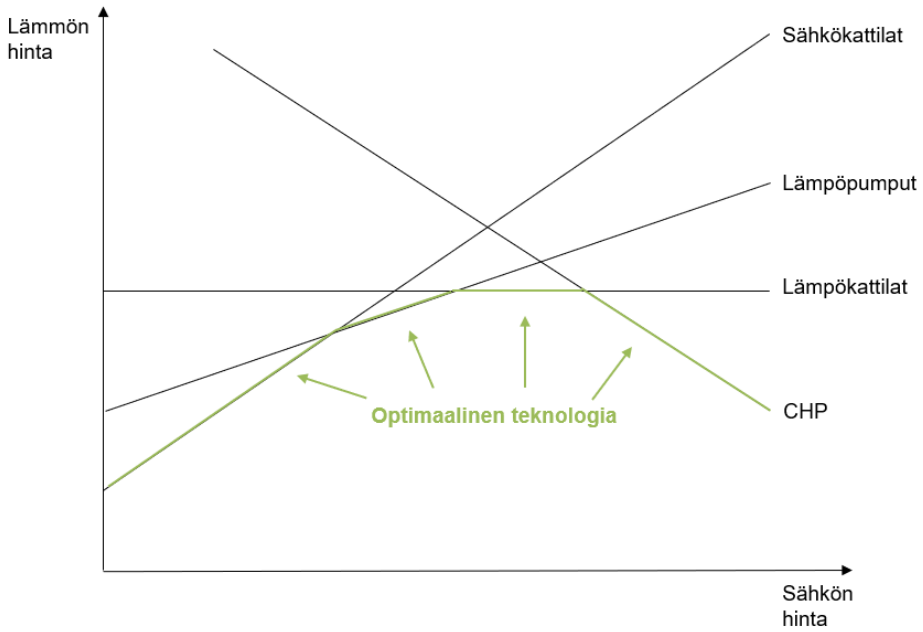
Kuva 2. *Suomen energiavirrat primäärienergianlähteistä loppukäyttöön vuonna 2019, mukailtu lähteestä* [13]*. Primäärienergiankulutus 383,84 TWh, kun tuonnista ja tuotannosta vähennetään varastojen muutos, kansainvälinen laivaliikenne ja ilmailu sekä vienti. Taseen poikkeamat johtuvat tilastollisista eroavaisuuksista.*

Suomen merkittävimmät sähköntuotantomuodot ovat ydinvoima, vesivoima, tuulivoima ja yhteistuotanto joko teollisuuslaitoksissa tai kaukolämmön sivutuotteena. Hiilidioksidivapaan tuotannon osuus kaikesta tuotetusta sähköstä on merkittävä: 87 % Suomessa tuotetusta sähköstä on tuotettu joko uusiutuvilla energianlähteillä tai ydinvoimalla. [14] Erityisesti tuulivoiman tuotanto on lisääntynyt viime vuosina voimakkaasti. Vuonna 2011 Suomen tuulivoimakapasiteetti oli noin 200 MW, kun taas vuonna 2021 Suomen kumulatiivinen tuulivoimakapasiteetti oli 3257 MW. [15] Tuulivoimatuotanto vuonna 2021 oli 8,06 TWh, mikä vastaa 11,7 % kaikesta Suomessa tuotetusta sähköstä ja 9,3 % sähkönkulutuksesta [14]. Vuonna 2022 uutta tuulivoimakapasiteettia valmistuu yli 1800 MW [16], mikä lisää entisestään tuulivoiman painoarvoa Suomen sähköntuotannossa. Uusiutuvan sääriippuvaisen tuotannon lisääntyminen sähkön tuotantoportfoliossa aiheuttaa haasteita sähköjärjestelmälle, sillä se heikentää tuotannon ennustettavuutta ja säädettävyyttä, mikä tekee kulutuksen ja tuotannon tasapainottamisesta nykyistä hankalampaa [17]. Joustavien ja säätökykyisten elementtien lisääminen energiajärjestelmään esimerkiksi sektorikytkentöjen avulla onkin ensiarvoisen tärkeää, sillä tuotannon ja kulutuksen välinen tehotasapaino on koko sähköjärjestelmän toimivuuden kannalta kriittinen tekijä.

Suomalaisten kaupunkien yleisin lämmitysmuoto on kaukolämpö. Energiantuotantoyhtiöt tuottavat kaukolämpöä pääasiallisena tuotteenaan ja teollisuuslaitokset, esimerkiksi

metsäteollisuuden alalla, prosessiensa sivutuotteena. [18] Merkittävä osa Suomen kaukolämmöstä tuotetaan yhteistuotanto- eli CHP-laitoksissa biomassaa polttamalla [19]. Lämmöntuotantorakenteen on kuitenkin arvioitu muuttuvan lähivuosina, sillä uusiutuvan energiantuotannon lisääntymisen seurauksena sähkön hinnat ovat laskeneet ja tehneet CHP-laitosten operoimisesta yhä useammin kannattamatonta. CHP-laitoksia korvataan biomassaa polttavilla lämpökattiloilla (engl. Heat-Only Boiler, HOB), minkä lisäksi lämpöpumput ja muut sähköiset ratkaisut ovat yleistymässä, kun polttamiseen perustuvien lämmöntuotantomuotojen osuutta pyritään pienentämään. [20]

Skytte ja Olsen ovat tutkimuksessaan kuvailleet, miten sähkön hinta vaikuttaa optimaaliseen lämmöntuotantoteknologian valintaan. Mikäli kaukolämpöjärjestelmässä on käytössä useita eri lämmöntuotantoteknologioita, lämpö tuotetaan tyypillisesti sillä teknologialla, jonka muuttuvat kustannukset ovat alhaisimmat. Kuva 3 esittää eri lämmöntuotantoteknologioiden lämmön tuotantokustannusta sähkön hinnan funktiona. [21]



Kuva 3. *Sähkön hinnan vaikutus lämmön tuotantokustannukseen, mukailtu lähteestä* [21]

Kuten kuvasta nähdään, CHP-laitoksen operoiminen ei ole kannattavaa alhaisilla sähkön hinnoilla, mutta korkeilla sähkön hinnoilla se on lämmöntuotantoteknologioista optimaalisin valinta. Mitä korkeampi hinta tuotetusta sähköstä saadaan, sitä alhaisemmalla hinnalla tuotettua lämpöä voidaan myydä kannattavasti. Sekä sähkökattilat että lämpöpumput käyttävät sähköä lämmön tuottamiseen, mutta lämpöpumppujen suuremman lämpökertoimen (engl. Coefficient of Performance, COP) takia lämmön ja sähkön hintojen välinen positiivinen korrelaatio on lämpöpumpuilla pienempi kuin sähkökattiloilla. Sähkö-

kattila onkin optimaalisin teknologiavalinta kaikkein edullisimpien sähkön hintojen aikana. Lämpökattila käyttää lämmön tuottamiseen polttoainetta, jonka hinta ei ole riippuvainen sähkön hinnasta. Tämän vuoksi sähkön hinta ei vaikuta lämpökattilalla tuotetun lämmön hintaan. Polttoainevalinnoilla ja verotusmalleilla voidaan vaikuttaa siihen, miten kuvan 3 viivat sijoittuvat suhteessa toisiinsa. [21]

Energian siirto

Tuotettu sähkö siirretään kuluttajille sähköverkon kautta. Kattava ja toimiva sähköverkko takaa sähkömarkkinoilla myytävän sähkön sujuvan siirron jalostuspisteestä kulutuspisteeseen. Sähköverkko voidaan jakaa jännitetason perusteella kolmeen osaan: kantaverkkoon (110, 220 tai 400 kV), alueverkkoon (110 kV) ja jakeluverkkoon (< 110 kV). Suomessa kantaverkosta vastaa kantaverkkoyhtiö Fingrid, jonka tehtävänä on varmistaa kantaverkon tekninen toimivuus ja sähkön tuotannon ja kulutuksen välinen tasapaino jokaisella ajanhetkellä [22]. Koska Fingridillä on kantaverkkoyhtiönä monopoliasema, sen toiminnan lainmukaisuutta valvoo Työ- ja elinkeinoministeriön alainen Energiavirasto. Alue- ja jakeluverkoista vastaavat puolestaan jakeluverkkoyhtiöt, joilla niin ikään on paikallinen monopoliasema. Monopoliaseman vuoksi sähkömarkkinalaissa on velvoitettu energiayhtiöitä eriyttämään jakeluverkkoliiketoiminta ja energiantuotanto toisistaan. [23]

Kaukolämpöverkko koostuu lämmöntuotantolaitoksesta, lämmönsiirtoon käytettävästä putkistosta ja asiakaskohteiden lämmönsiirtimistä. Energiankuljettajana toimii tyypillisesti kuuma vesi tai höyry. Kuuma vesi pumpataan menoputkea pitkin käyttökohteen lämmönsiirtimeen, jossa se luovuttaa osan lämpöenergiasta asiakkaan käyttöön. Jäähtynyt vesi pumpataan paluuputken kautta takaisin tuotantolaitokselle lämmitettäväksi. Kyseessä on siis suljettu vesikierto. Asiakaskohteissa lämpö käytetään ennen kaikkea huoneilman ja käyttöveden lämmittämiseen. [18]

Energian varastointi

Energian varastointi on tapa lisätä joustoa energiajärjestelmään. Varastot mahdollistavat tuotannon ja kulutuksen ”keinotekoisen” tasapainottamisen, sillä ylituotantotilanteessa kulutusta voidaan lisätä varastoja lataamalla ja vastaavasti alituotantotilanteessa paikata tuotantovajetta varastoja purkamalla [24]. Uusiutuvan energiantuotannon lisääntyminen haastaa sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitämistä, jolloin energiavarastojen rooli joustontarjoajana korostuu. On kuitenkin huomionarvoista, että kuten kaikissa energian konversioprosesseissa, myös energianvarastoinnissa tapahtuu konversiohäviöitä [5]. Tämä tarkoittaa, ettei kaikki tuotettu energia ole enää varastoinnin jälkeen hyödynnettävissä.

Pohjoismaisessa sähköjärjestelmässä norjalaisella vesivoimalla ja pumpattavilla vesivoimavarastoilla on perinteisesti ollut merkittävä rooli jouston tarjoajana. Pumpattava vesivoima perustuu energian varastoimiseen veden potentiaalienergiaksi. Kun sähköä tuotetaan ylimäärin, vettä pumpataan yläjuoksuun altaisiin, joista vesi voidaan puolestaan juoksuttaa vesiturbiinin läpi, kun sähköntuotantoa on tarvetta lisätä [5]. Pumpattava vesivoima on hyvä joustoresurssi, sillä sen säätö on nopeaa ja helppoa. Se siis pystyy vastaamaan yllättäviinkin tehontarpeen muutoksiin sähköjärjestelmässä. [25] Tästä huolimatta pumpattavaa vesivoimaa on käytetty Norjassa pääasiassa energian kausivarastointiin. Hetkittäinen taajuussäätö vesivoiman avulla on kuitenkin kasvavan kiinnostuksen kohteena sähkön hinnan vaihtelun lisääntyessä vaihtelevan uusiutuvan tuotannon lisääntymisen seurauksena. Myös potentiaali pumpattavan vesivoiman lisäämiselle on suuri. [26]

Myös akut ja lämpövarastot ovat potentiaalisia energianvarastointitekniikoita. Akkua ladattaessa sähköenergia muutetaan kemialliseksi energiaksi ja purettaessa kemiallinen energia takaisin sähköenergiaksi. Akut soveltuvat hyvin erilaisiin käyttötarkoituksiin, sillä niiden ominaisuudet vaihtelevat käytetystä akkutekniikasta riippuen. [5] Akkujen ongelmana on kuitenkin niiden lyhyt käyttöikä [26], mikä vähentää niiden houkuttelevuutta muihin energiavarastoihin verrattuna. Akut soveltuvat ennen kaikkea pienten energiamäärien varastointiin lyhytaikaisesti, sillä tekniikasta riippumatta akuilla on taipumusta itsepurkautua, mikä lisää varastoinnin häviöitä. Lisäksi niiden suorituskyky heikkenee lataus-purkaussyklien lisääntyessä. [5] Lämpövarastoissa lämpö puolestaan varastoidaan väliaineeseen, kuten veteen, josta se vapautetaan myöhemmin käytettäväksi. Lämpövarastot sopivat käytetystä tekniikasta riippuen niin pitkä- kuin lyhytaikaiseenkin varastointiin ja varastoinnin etuna voidaan pitää mahdollisuutta hyödyntää olemassa olevaa infrastruktuuria. Esimerkiksi luolia, pohjavesikerrosta ja kaukolämpöverkkoa voidaan hyödyntää lämmön varastointiin. [27] Lämpövarastoilla on mahdollista tasapainottaa myös sähköjärjestelmää, mikäli käytetään lämpöpumppuja tuottamaan ylijäämäsähköstä lämpöä varastoitavaksi [28].

Taulukko 1. *Pumpattavan vesivoimavaraston ja kaukolämpövaraston ominaisuuksien vertailua, koottu lähteistä* [29–31]

	Blåsjøn pumpattava vesivoimavarasto	Mustikkamaan kaukolämpövarasto
Sijainti	Norja	Suomi
Tilavuus (m^3)	3 150 000 000	260 000
Kapasiteetti (GWh)	7800	11,6
Teho (MW)	320 / 2100*	120
Varaston tyhjeneminen täydellä purkausteholla (d)	210–240	4

*Pumppausteho / Purkuteho. Blåsjøn varastoaltaaseen on yhdistetty neljä vesivoimalaa (Ulla-Førren vesivoimalaitokset), joista yhdessä on myös pumppuvoimalaitos.

Taulukossa 1 on vertailtu Norjassa sijaitsevan Blåsjøn pumpattavan vesivoiman varastoaltaan ja Suomessa sijaitsevan Mustikkamaan kaukolämpövaraston ominaisuuksia. Blåsjø on Norjan suurin vesivoimavarasto ja siihen kytkettyjen voimalaitosten vuosituotanto vastaa noin 3,5 % Norjan vuotuisesta sähkönkulutuksesta [29]. Energiayhtiö Helenin Helsingin Mustikkamaan vanhoihin öljyluoliin rakentama 11,6 GWh:n lämpövarasto on puolestaan Suomen suurin lämpövarasto [31]. Vaikka Mustikkamaan kaukolämpövarasto on lämpövarastoja vertailtaessa kapasiteetiltaan huomattavan suuri, nähdään taulukon 1 vertailusta, että se on niin tilavuudeltaan, teholtaan ja kapasiteetiltaan murto-osan suuriin pumpattaviin vesivoimavarastoihin verrattuna. Mustikkamaan lämpövarasto myös täyttyy ja purkautuu huomattavasti Blåsjøn vesivoimavarastoa nopeammin. Mikäli energiajärjestelmän tila siis tukisi lämpöakun pidempiaikaista yhtenäistä purkaus- tai latausjaksoa, Mustikkamaan lämpövarasto tarjoaisi tällaiseen tilanteeseen suhteellisen lyhytaikaisen ja paikallisen ratkaisun täydellä teholla operoidessaan. Norjan vesivoimavarasto sen sijaan on teholtaan niin merkittävä, että sillä voidaan joustavoittaa koko pohjoismaisen energiajärjestelmän toimintaa siirtokapasiteetin sallimissa rajoissa. Norjalainen vesivoima ja sen varastointi on myös merkittävä tekijä Pohjoismaiden maailman mittakaavassa edullisten sähkön hintojen taustalla. Toisaalta voidaan arvioida, että lämpövaraston pienempi kokoluokka tukee valtavaa vesivoiman varastoallasta paremmin hajautettua energiajärjestelmää ja sektorikytkentää. Kun energiavarasto sijaitsee lähellä kulutuskohdetta, siirtohäviöt pienenevät ja järjestelmän energiatehokkuus paranee. Tulevaisuudessa hajautetun lämpövaraston yhdistäminen lämpöpumppulaitoksen yhteyteen voisi mahdollistaa mikroverkkomaisten rakenteiden hyödyntämisen myös kaukolämpöverkon operoinnissa.

2.2 Sähkömarkkinoiden rakenne ja toiminnot

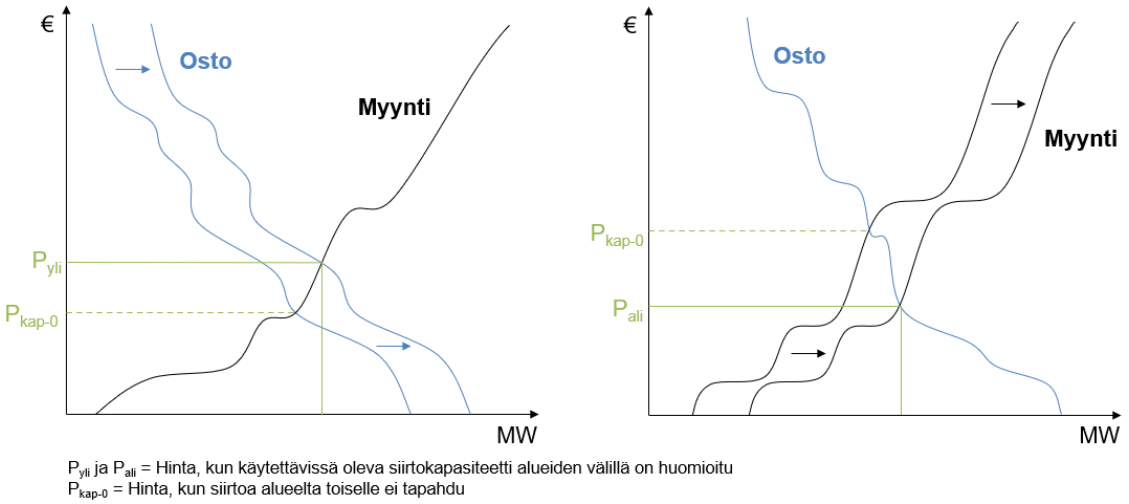
Sähköjärjestelmä on keskeisessä roolissa sektorikytketyssä energiajärjestelmässä. Se on energiajärjestelmän sektoreista herkin toimintaympäristössä tapahtuville muutoksille, sillä sähköjärjestelmän toiminta edellyttää sähköntuotannon ja -kulutuksen tasapainoa jokaisella ajanhetkellä. Sektorikytkentöjen yleistyessä sähköjärjestelmän rooli korostuu entisestään, kun sen rooli laajenee yksittäisestä sektorista myös muiden sektoreiden toiminnan mahdollistajaksi. Sähkömarkkinoiden tehtävänä on tarjota alusta, joka mahdollistaa läpinäkyvän kaupankäynnin fyysisestä sähköntoimituksesta ja tukee näin sähköjärjestelmän toimintaa. Suomessa fyysistä sähkökauppaa käydään avoimilla yhteispohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toiminnasta vastaavat kantaverkkoyhtiöt ja niiden osittain omistama sähköpörssi Nord Pool.

Pohjoismaiset sähkömarkkinat muodostuvat kuvassa 4 näkyvistä kauppapaikoista. Nasdaq OMX Commodities -finanssimarkkinoilla käydään kauppaa johdannaistuotteilla, joiden avulla markkinaosapuolet suojautuvat sähkön pörssihinnan heilahtelulta, ja näin pienentävät pitkäaikaisiin sopimuksiin liittyviä riskejä [32]. Viime aikoina vähäinen kaupankäynti sähkön finanssimarkkinoilla on heikentänyt markkinoilta saatavan hintasignaalin luotettavuutta, joten erityisesti sähkön aluehinnan ennustettavuus on muuttunut aiempaa epävarmemmaksi [33]. Sähkömarkkinaliiketoimintaan liittyvien riskien hallinta on siis muuttumassa yhä haastavammaksi. Jatkossa sähkömarkkinoiden toimintaan liittyviä riskejä pyritäänkin hallitsemaan sektorikytkentöjen avulla. Tässä työssä keskitytään kuitenkin ennen kaikkea fyysiseen sähkökauppaan ja sen vaikutuksiin energiajärjestelmän kehityskulussa. Fyysisillä sähkömarkkinainstrumenteilla ylläpidetään sähköverkon tasapainoa ja taajuutta reaaliaikaisesti joko kulutusta tai tuotantoa muuttamalla [32]. Kuvan 4 kauppapaikoista Nord Pool ylläpitää vuorokausimarkkinoita ja päivänsisäisiä markkinoita, ja Suomessa Fingrid vastaa säätösähkö- ja reservimarkkinoiden ylläpidosta [34].

Kuva 4. *Sähkömarkkinoiden markkinapaikat, kaupankäynnin ajankohta ja tuotteet, mukailtu lähteestä* [34]

Sähköpörssi Nord Pool koostuu 15 tarjousalueesta, joista viisi sijaitsee Norjassa, neljä Ruotsissa ja kaksi Tanskassa. Lisäksi Suomi ja Baltian maat muodostavat kukin oman tarjousalueensa. [35] Vuorokausimarkkinoilla käydään kauppaa seuraavan päivän jokaisen tunnin sähköntoimituksesta. Kuluttajat ja tuottajat tekevät tarjouksensa klo 13 mennessä, minkä jälkeen muodostetaan systeemihinta saatujen tarjouksien perusteella. [32] Tarjousalueiden välinen siirtokapasiteetti on rajallinen, minkä vuoksi yksittäisten tarjousalueiden välille saattaa muodostua pullonkauloja tilanteessa, jossa siirtokapasiteetti on riittämätön [34]. Pullonkaulatilanteissa tarjousalueiden hinnat eriytyvät ja muodostuu hinta-alueita [32].

Vuorokausimarkkinan sulkeuduttua sähkölle lasketaan saatujen osto- ja myyntitarjousten perusteella systeemihinta jokaiselle vuorokauden tunnille. Osto- ja myyntitarjoukset asetetaan suuruusjärjestykseen, jolloin muodostuu kaksi käyrää: kysyntäkäyrä ja tarjontakäyrä. Systeemihinta asettuu näiden kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauskohtaan. Systeemihintaa muodostettaessa siirtokapasiteetin rajoituksia eri tarjousalueiden välillä ei oteta huomioon. Todellisuudessa tarjousalueiden välinen siirtokapasiteetti on kuitenkin rajallinen, mikä huomioidaan aluehintojen avulla. Sähköä siirretään alhaisten tarjoushintojen eli korkean tarjonnan alueilta kohti alueita, joissa kysyntä ja siten myös hintatarjoukset ovat korkeampia. Jos siirtoverkon kapasiteetti ei riitä kattamaan sähkön siirtoa alueelta toiselle, alueiden hinnat alkavat eriytyä erillisiksi aluehinnoiksi. Aluehinnan muodostumista on esitetty kuvassa 5. [36]



Kuva 5. *Aluehinnan muodostuminen pohjoismaisilla vuorokausimarkkinoilla. Vasemmalla ylituotantoalueen hinta ja oikealla alituotantoalueen hinta, mukailtu lähteestä* [36]

Vuorokausimarkkinan sulkeutumisen jälkeen kaupankäynti fyysisestä sähköntoimituksesta siirtyy päivänsisäisille markkinoille. Päivänsisäisten markkinoiden tarkoituksena on

mahdollistaa reagoiminen tuotanto- ja kulutussuunnitelmien poikkeamiin, jotka myöhemmin voisivat aiheuttaa virhettä markkinaosapuolen taseeseen. Kauppaa käydään tuntitasolla jatkuvan kaupankäynnin periaattein. Kaupankäynti päivänsisäisillä markkinoilla alkaa klo 15 vuorokausimarkkinoiden sulkeutumisen jälkeen ja päättyy puoli tuntia ennen toimitushetkeä. [34]

Kantaverkkoyhtiö Fingrid vastaa sähköjärjestelmän tehotasapainon ylläpitämisestä eli tasehallinnasta Suomessa [37]. Fingrid arvioi sähköjärjestelmän säätötarvetta tasevastaavilta saatavien tuotanto- ja kulutusennusteiden pohjalta [38]. Käyttötunnin aikana joko tuotanto tai kulutus voi kuitenkin poiketa suunnitelmasta, mikä vaikuttaa koko sähköjärjestelmän tasapainoon. Reservimarkkinat ovat Fingridin ylläpitämiä markkinapaikkoja, joiden tarkoituksena on ylläpitää tuotannon ja kulutuksen välistä tasapainoa reaaliaikaisesti. Jokaisella pohjoismaisella kantaverkkoyhtiöllä on sopimuksin määritettyjä reservivelvoitteita, mutta reservien hankintamenetelmää ei ole sopimuksissa tarkemmin rajattu. Koska säätötilanteet ovat erilaisia, myös reservituotteita on useisiin eri käyttötarkoituksiin. Osa reserveistä on taajuuden vakautusreservejä, joilla hallitaan taajuutta jatkuvatoimisesti. Taajuuden palautusreservit takaavat taajuuden pysymisen 49,9–50,1 Hz:n taajuusalueella ja palauttavat sekuntitasolla toimivat taajuuden vakautusreservit takaisin käyttöön uusien vakautustarpeiden varalle. Korvaavat reservit toimivat puolestaan taajuuden palautusreservin varajärjestelmänä. [39]

Ne toimijat, joilla on säätökykyistä kulutus- tai tuotantokapasiteettia, voivat osallistua Fingridin ja muiden pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden ylläpitämille pohjoismaisille säätösähkömarkkinoille eli mFRR-markkinoille. Fingrid aktivoi säätötarjouksia järjestelmän sen hetkisen tasapainotustarpeen mukaan joko ylös- tai alassäätöinä. Ylössäätö tarkoittaa sähköntuotannon lisäämistä tai kulutuksen vähentämistä ja alassäätö puolestaan sähköntuotannon vähentämistä tai kulutuksen lisäämistä. Säätösähkön hinta määräytyy toteutuneiden säätöjen perusteella siten, että kyseisen tunnin ylössäätöhinnaksi tulee kalleimman aktivoidun ylössäätötarjouksen hinta tai vähintään Suomen aluehinta vuorokausimarkkinoilla. Alassäätöhinta on puolestaan halvimman aktivoidun alassäätötarjouksen hinta tai enintään Suomen aluehinta vuorokausimarkkinoilla. [40]

Käyttötunnin jälkeen sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitokustannukset allokoidaan tahoille, jotka aiheuttavat järjestelmän säätötarpeen. Prosessia kutsutaan taseselvitykseksi. Taseselvityksessä selvitetään, eroaako sähkömarkkinaosapuolen ennustettu kulutus tai tuotanto toteutuneesta kulutuksesta tai tuotannosta eli onko sähkötaseeseen syntynyt tasepoikkeama [34]. Mikäli tasevastaavan sähkötase on ylijäämäinen, Fingrid ostaa tasesähköä tasevastaavalta. Vastaavasti tasevastaavan sähkötaseen ollessa ali-

jäämäinen Fingrid myy tasesähköä tasevastaavalle. [37] Nykyisessä taseselvityksen yksihintajärjestelmässä tasesähkön osto- ja myyntihinta on sama: ylössäätötunnilla ylössäätöhinta, alassäätötunnilla alassäätöhinta ja Suomen aluehinta, mikäli tunnilla ei ole tehty säätöjä [41]. Tasesähköön liittyvä kustannusriski ohjaa tasevastaavia ylläpitämään järjestelmän tasapainoa. Pohjoismaissa taseselvityksestä vastaa eSett Oy, joka on pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden omistama tasepalveluyritys. [34]

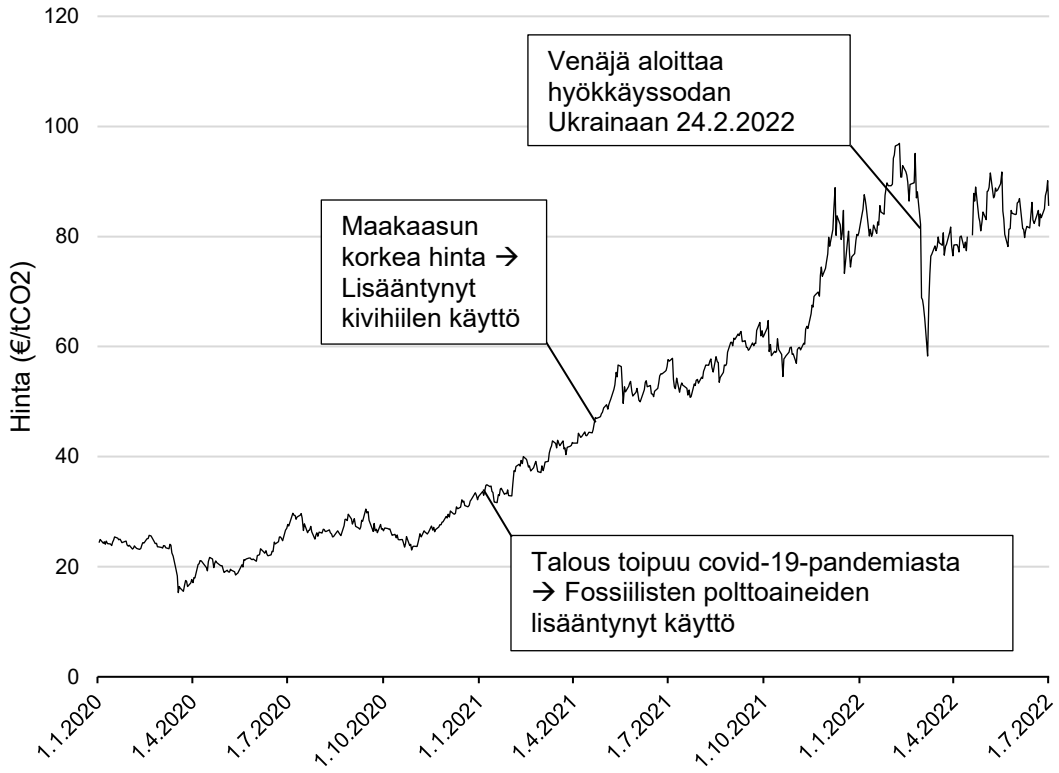
Uusiutuvan sääriippuvaisen sähköntuotannon lisääntyminen vaatii myös sähkömarkkinoita kehittymään. Vuonna 2023 pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla siirrytään tunnin taseselvitysjaksosta 15 minuutin taseselvitysjaksoon eurooppalaisen tasehallinnan suuntaviivan velvoittamana. Muutoksen tarkoituksena on mahdollistaa tasepoikkeamista aiheutuvien kustannusten aiempaa tarkempi kohdentaminen ja näin kannustaa markkinaosapuolia huolehtimaan taseessa pysymisessä. Varttiin siirtyminen myös lisää markkinaosapuolten mahdollisuuksia hyödyntää joustavan tuotanto- ja kulutuskapasiteetin osallistumista sähköjärjestelmän säätöön. [42] Näin se siis osaltaan edesauttaa joustokykyisten sektorikytkettyjen ratkaisujen yleistymistä.

2.3 Sektorikytkentöihin vaikuttavat ohjaustekijät

Ohjaustekijöillä vaikutetaan siihen, mitkä teknologiat kasvattavat rooliaan energiajärjestelmässä ja mitkä teknologiat taas poistuvat käytöstä. Näin ollen niillä on merkittävä vaikutus energiajärjestelmän joustokyvyn lisäämisessä. Investointeja voidaan ohjata joko kepeillä tai porkkanoilla. Kepit ovat menetelmiä, jotka rajoittavat yritysten toimintaa ja lisäävät kustannuksia. Energiajärjestelmän kannalta tällaisia ovat esimerkiksi energiaverotus ja päästökauppa. Porkkanoita puolestaan ovat erilaiset tuet ja kannustimet, kuten Euroopan unionin (lyh. EU) vihreän rahoituksen instrumentit tai uusiutuvan energian syöttötariffi.

Monien ohjaustekijöiden taustalla on pyrkimys hillitä ilmastonmuutosta. EU pyrkii saavuttamaan hiilineutraaliuden vuoteen 2050 mennessä [43]. Yksi tähän tavoitteeseen ohjaavista mekanismeista on EU:n päästökauppajärjestelmä. EU-alueella on jaossa kiinteä määrä päästöoikeuksia, joista hiilidioksidipäästöjä tuottavat yritykset käyvät keskenään kauppaa. Ajoittain markkinoilla olevien päästöoikeuksien määrää vähennetään, jolloin päästöoikeuksien hinnat nousevat ja yritysten kannattaa vaihtaa käyttämiään teknologioita vähäpäästöisempiin vaihtoehtoihin. [44] Energiasektorilla päästöoikeudet ohjaavat investointeja fossiilisten polttoaineiden polttoon perustuvista teknologioista uusiutuvaan energiaan. Erityisesti lämmityssektorilla polttoon perustuvien teknologioiden rooli on

edelleen merkittävä, joten päästöoikeuksien hinnan nousu tulee todennäköisesti kasvattamaan lämpöpumppujen ja sähkökattiloiden kaltaisten sektorikytkettyjen ratkaisujen suosiota lämmöntuotannossa.



Kuva 6. *Päästöoikeuden hinnan kehittyminen vuodesta 2020 lähtien, data lähteestä* [45]

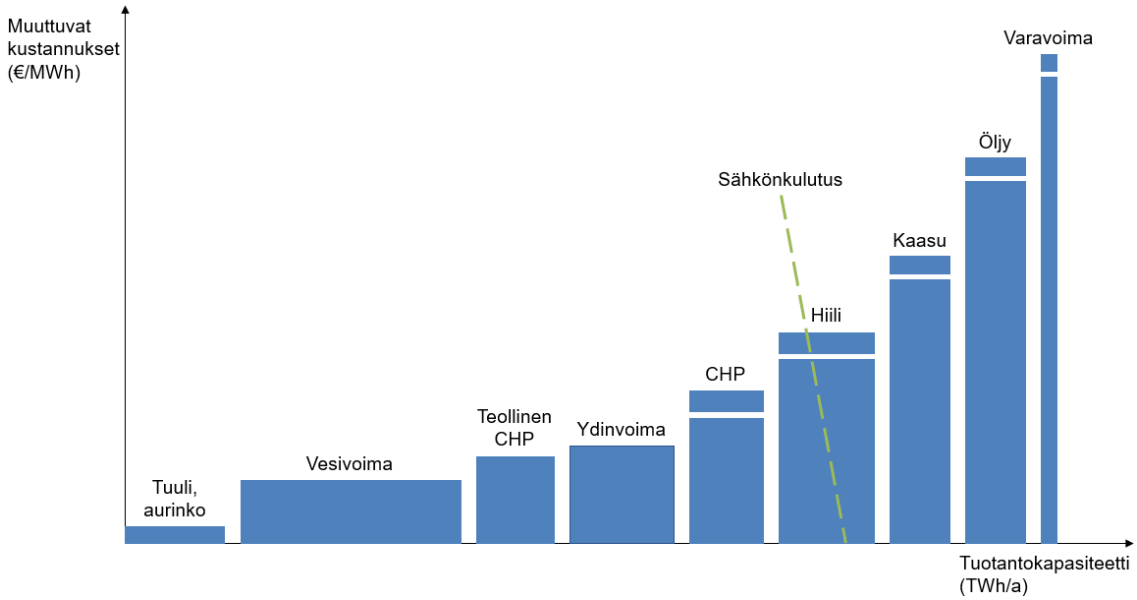
Vuoden 2008 finanssikriisin jälkeen päästöoikeuksien hinnat pysyivät useita vuosia hyvin alhaisella tasolla, sillä päästöoikeuksia oli jaossa paljon verrattuna päästöoikeuksien tarpeeseen. Tällöin päästöoikeuksien teknologinen ohjausvaikutus jäi pieneksi. [44] Maailmanpankki on arvioinut, että päästöoikeuden hinnan tulisi olla vuoteen 2030 mennessä vähintään 50–100 $/tCO_2$, jotta Pariisin ilmastosopimuksen tavoitteiden saavuttamiseksi tarvittu ohjausvaikutus toteutuu [46]. Ajan myötä päästöoikeuksien määrä markkinoilla on kuitenkin vähentynyt ja hinnat ovat kääntyneet nousuun. Kuvasta 6 nähdään, että päästöoikeuden hinta on noussut vuoden 2020 alusta lähes nelinkertaiseksi vuoden 2022 alkuun mennessä. Tämä ohjaa energiajärjestelmää kohti hiilineutraaleja energiantuotantomuotoja. Kaukolämmön tapauksessa päästöoikeuden hinnan nousu kannustaa kaukolämmöntuottajia siirtymään polttamiseen perustuvasta lämmöntuotannosta kohti lämpöpumppujen kaltaisia sektorikytkettyjä ratkaisuja, jotka toimivat uusiutuvan sähkön avulla.

Valtiotasolla energiajärjestelmän kehitystä voidaan ohjata esimerkiksi verotuksen avulla. Suomessa energiaveroiksi lukeutuvat polttoaineiden ja sähkön verotus sekä huoltovarmuusmaksut [47]. Suomen energiaveromallin takia polttoon perustuvat teknologiat ovat usein edelleen käyttökustannuksiltaan kaukolämpöverkkoon kytkettyjä lämpöpumppuja edullisempia ratkaisuja. Esimerkiksi kiinteän biomassan poltto on Suomessa verotonta, mikä tekee siitä selkeästi edullisimman lämmityspolttoaineen ja tukee siten sen osuuden kasvattamista kaukolämmöntuotannossa. Sähkön verotus on puolestaan jaettu kahteen luokkaan, sähköveroluokkaan I ja II, käyttökohteen perusteella. Sähköveron suuruus on 2,24 snt/kWh luokassa I ja 0,05 snt/kWh luokassa II. Lämmöntuotantoon kulutettu sähkö kuuluu pääsääntöisesti kalliimpaan sähköveroluokkaan I, mikä heikentää huomattavasti lämpöpumppujen ja sähkökattiloiden kilpailukykyä biomassan polttamiseen verrattuna. [20] Vuodesta 2022 alkaen sähkön verotus muuttuu kuitenkin siten, että kaukolämpöverkkoon lämpöä tuottavat lämpöpumput ja sähkökattilat siirtyvät sähköveroluokkaan II [48]. Tämä on sähköjärjestelmän joustokyvyn kannalta tärkeä muutos, sillä AFRY on raportissaan arvioinut, että sähkön edullinen markkinahinta ohjaa kaukolämmöntuotantoa joustoresurssina toimivista CHP-laitoksista lämmön erillistuotantoon [20].

Myös kannustimet ovat toimiva tapa ohjata energiajärjestelmän kehittymistä haluttuun suuntaan. Vuonna 2011 Suomessa otettiin käyttöön niin kutsuttu syöttötariffi eli uusiutuvan energian tuotantotuki. Syöttötariffijärjestelmässä tuotannon tavoitehintana on 83,5 €/MWh. Mikäli sähkön markkinahinta on tavoitehintaa alhaisempi, maksetaan hintojen erotus tukena tariffijärjestelmän piiriin kuuluville voimalaitoksille. [49] Syöttötariffin avulla voidaan tukea ja parantaa niiden tuotantomuotojen kilpailukykyä, jotka eivät ole vielä markkinaehtoisesti kannattavia, mutta joiden osuuden sähköjärjestelmässä halutaan kasvavan. Esimerkkinä syöttötariffijärjestelmän onnistumisesta voidaan pitää tuulivoimaa, jonka osuus Suomen sähköntuotantoportfoliossa oli vuonna 2011 vielä hyvin marginaalinen. Syöttötariffijärjestelmä sulkeutui uusien tuulivoimaloiden osalta vuonna 2017 [49]. Tämän jälkeen tuulivoiman osuus Suomessa on noussut merkittävästi ja uusia investointeja on suunnitteilla lähes 55 GW [50]. Tuulivoima on siis muuttunut markkinaehtoisesti kannattavaksi tuotantomuodoksi, kuten Suomen Tuulivoimayhdistyksen tilastoistakin nähdään [16]. Syöttötariffijärjestelmään kuuluvat tuulivoimaloiden lisäksi biokaasu- ja puupolttoainelaitokset sekä metsähakevoimalat. Viimeiset uudet laitokset hyväksyttiin tariffin piiriin vuonna 2021. [49] Huomionarvoista on, ettei aurinkosähkön tuotantoa ole missään vaiheessa tuettu syöttötariffilla Suomessa.

Poliittisten toimien lisäksi myös markkinamekanismit toimivat luonnollisina ohjauskeinoina energiajärjestelmälle. Esimerkiksi sähkömarkkinoilla sähköntuottajat jättävät tar-

jouksia niin sanotun tuotannon ajojärjestyksen (engl. merit order) perusteella. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että se tuotantomuoto, jonka muuttuvat kustannukset ovat pienimmät tarjotaan markkinoille edullisimpaan hintaan ja nämä tarjoukset aktivoituvat ensimmäisenä [51]. Tuotantomuodot, joiden muuttuvat kustannukset ovat suuret, aktivoituvat vain suuren kysynnän aikana, esimerkiksi kylminä talvipäivinä. Kuva 7 kuvaa eri tuotantomuotojen keskinäistä ajojärjestystä. Ajojärjestys vaikuttaa osaltaan eri tuotantomuotojen keskinäiseen kannattavuuteen. Uusiutuvan tuotantokapasiteetin lisääntymisen on arvioitu laskevan sähkön systeemihintaa, sillä näiden tuotantomuotojen muuttuvat kustannukset ovat marginaalisia [52]. Alhainen sähkön hinta yhdessä kasvavan päästöoikeuden hinnan kanssa tekee investoinnit joustaviin CHP- ja lauhdevoimalaitoksiin nopeasti kannattamattomiksi, mikä vähentää energiajärjestelmän joustokykyä.



Kuva 7. *Suomen sähköntuotannon ajojärjestys, mukailtu lähteestä* [53]

Sähkölle voidaan määrittää niin kutsuttu rajakustannus, joka kuvastaa tuotannon kannattavuutta. Rajakustannus on se sähkön hinta, jossa tuotantokustannus ja sähköstä saatava tuotto ovat yhtä suuret. Mikäli sähkön hinta on rajahintaa alhaisempi, tuotanto kyseisellä tuotantomuodolla ei ole kannattavaa. Polttoaineiden hinta, verotus ja päästökauppa vaikuttavat osaltaan kunkin tuotantomuodon kannattavuuteen. Rajahintatarkastelun avulla energiajärjestelmän operointia voidaan optimoida siten, että käytetään kulloinkin edullisinta tarjolla olevaa tuotantomuotojen yhdistelmää. Kahden tuotantomuodon keskinäinen rajahinta on se sähkön hinta, jolla tuotantomuotojen tuotantokustannukset ovat yhtä suuret.

Myös maailmantilanne vaikuttaa osaltaan energiajärjestelmän kehityssuuntaan ja -nopeuteen. Helmikuussa 2022 puhjenneen Ukrainan sodan seurauksena länsimaat ovat

asettaneet pakotteita Venäjälle ja pyrkivät vähentämään riippuvuuttaan Venäjältä tuodusta maakaasusta, kivihiilestä ja öljystä [54]. Valtioiden pyrkimys energiaomavaraisuuteen ja tuontienergian roolin pienentämiseen on omiaan tukemaan vihreää siirtymää ja sektorikytkentöjen yleistymistä, sillä uusiutuvat tuotantoresurssit ovat fossiilisia varantoja tasaisemmin jakautuneet ympäri maapallon.

2.4 Energiajärjestelmien dynamiikka ja sektorikytkentä

Käynnissä oleva energiamurros aiheuttaa kokonaisvaltaisia muutoksia energiajärjestelmän rakenteeseen ja toimintatapoihin. Energiajärjestelmä muuttuu keskitetystä hajautetummaksi, tuotantomuodot moninaistuvat ja energiankuluttajien rooli muuttuu aktiivisemmaksi. Tämän kaiken seurauksena myös energiajärjestelmien väliset ja sisäiset vuorovaikutussuhteet ja dynamiikka muuttuvat. Sektorikytkentä integroi energia-alan sektoreita aiempaa tiiviimmin toisiinsa, minkä seurauksena koko energiajärjestelmän sisäiset vuorovaikutukset luonnollisesti lisääntyvät ja monimutkaistuvat. Toimivan energiajärjestelmän kannalta onkin tärkeää selvittää, miten eri toimintadynamiikan omaavat sektorit saadaan kytkettyä toisiinsa tehokkaasti. Tässä luvussa keskitytään energiajärjestelmien dynamiikkaan erityisesti tuotantorakenteen muutoksen, järjestelmien eritahtisuuden, hinnoittelun sekä tuotannon ja kulutuksen välisen tasapainon näkökulmasta.

Yksi merkittävimmistä energiajärjestelmän dynamiikkaa muuttavista tekijöistä on vaihtelevan uusiutuvan tuotannon eli tuulivoiman ja aurinkosähkön lisääntyminen sähköntuotantoportfoliossa. Suomessa erityisesti tuulivoimalla tulee olemaan merkittävä rooli tulevaisuudessa osana vähäpäästöistä energiajärjestelmää. Suomen Tuulivoimayhdistyksen tilastojen mukaan Suomessa oli maaliskuussa 2022 julkaistu yhteensä lähes 55 GW tuulivoimahankkeita. Näistä 44,466 GW on maatuulivoimaa ja 9,905 GW merituulivoimaa. [50] On kuitenkin huomattava, että merkittävä osa suunnitelluista hankkeista jää toteutumatta. Silti jo rakenteilla olevia hankkeitakin on Suomessa käynnissä 4 GW [16]. Sekä tuulivoima että aurinkosähkö ovat sääriippuvaisia tuotantomuotoja eli niiden tuottama teho on riippuvainen paikallisista sääolosuhteista. Suomessa tuulee eniten talviaikaan, jolloin myös energiaa kulutetaan eniten [55]. Tuulivoimatuotannossa on kuitenkin sääriippuvuuden vuoksi voimakasta hetkellistä vaihtelua. Myöskään vuorokauden tai viikon sisäinen sähkönkulutusprofiili ei välttämättä kohtaa tuulivoiman tuotantoprofiilin kanssa. [1] Nämä tekijät yhdessä säätilan epävarman ennustettavuuden kanssa vaikeuttavat energia- ja ennen kaikkea sähköjärjestelmän tasapainottamista uusiutuvan tuotannon osuuden kasvaessa. Lisäämällä lämpöpumppuja ja sähkökattiloita kaukolämpöjärjestelmään vähennetään tarvetta uusiutuvien tuotantomuotojen tehon rajoittamiselle [7].

Sektorikytkentään perustuvilla teknologioilla voidaan siis parantaa uusiutuvien energiantuotantomuotojen käyttöastetta ja samalla vähentää lämmityssektorin päästöjä. Sähköntuotannon hajaantuessa myös lämmöntuotantoa on järkevää hajauttaa lähemmäs kulutuspisteitä, sillä näin saadaan pienennettyä kaukolämmön siirtoon liittyviä häviöitä ja sähkönsiirron kustannuksia. Toisaalta tuotannon hajaantuminen heikentää sen ennustettavuutta, sillä pientuotannon yhteydessä ei yleensä ole käytössä reaaliaikaista mittausta [1]. Tuotannon heikompi ennustettavuus puolestaan lisää energiajärjestelmän joustokyvyn tarvetta.

Yksi olennaisista eroista kaukolämpöverkon ja sähköjärjestelmän dynamiikassa liittyy järjestelmien tilassa tapahtuvien muutosten nopeuteen. Siinä missä sähköjärjestelmässä tuotannon ja kulutuksen täytyy olla tasapainossa reaaliaikaisesti, kaukolämpöverkko reagoi säätöihin huomattavasti hitaammin, minuuttien tai jopa tuntien viiveellä [56]. Tätä kaukolämpöverkon hitausominaisuutta voidaan hyödyntää joustontarjoajana. On kuitenkin huomattava, että kaukolämpöverkot ovat huomattavasti pienempiä kokonaisuuksia kuin sähköjärjestelmä [17]. Suomen sähköjärjestelmä on valtakunnallinen kokonaisuus, joka on yhteydessä myös muiden maiden sähköjärjestelmiin. Kaukolämpöverkko sen sijaan levittäytyy tyypillisesti yhden tai useamman lähekkäin sijaitsevan kaupungin alueelle, eivätkä kaukolämpöverkot muodosta yhtenäistä, koko Suomen kattavaa verkostoa vaan toimivat kukin itsenäisinä järjestelminä [17]. Tämä haastaa lämpömarkkinan kehittämistä, sillä sähkömarkkinoiden kaltaisen avoimen markkinapaikan luominen ei käytännössä ole mahdollista.

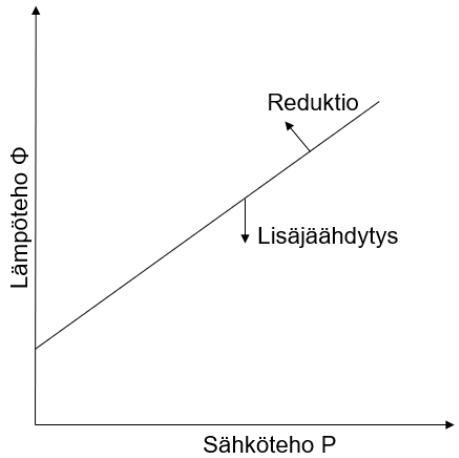
Merkittävä osa Suomen kaukolämmöstä tuotetaan CHP-laitoksilla, jotka ovat toimineet selkeänä linkkinä sähkö- ja lämmityssektoreiden välillä. Yksi CHP-laitoksen tunnusluvuista on rakennusaste (engl. Power-to-heat ratio), joka kuvaa laitoksen tuottaman sähkö- ja lämpötehon suhdetta [57]:

$$rakennusaste = \frac{P}{\Phi}, \tag{1}$$

missä P on laitoksen tuottama sähköteho ja Φ laitoksen tuottama lämpöteho. Kiinteää polttoainetta polttavan CHP-laitoksen rakennusaste on tyypillisesti 0,3–0,6 eli laitos tuottaa noin kaksinkertaisen lämpötehon verrattuna sen tuottamaan sähkötehoon [57]. Maakaasua polttoaineenaan käyttävän kombivoimalaitoksen rakennusaste on noin 1 [58], joka on sähköntuotannon kannalta ylivoimainen vastapaineturbiinia käyttävään CHP-laitokseen verrattuna. Venäjän hyökkäyssodan myötä maakaasun hinta on kuitenkin noussut voimakkaasti [59]. Venäjä on kuluneen vuoden aikana vähentänyt kaasun tuontia Eurooppaan 88 % ja tämän seurauksena maakaasun hinta on noussut 210 % saman ajanjakson aikana [60]. Nykyisessä markkinatilanteessa maakaasu ei olekaan korkeasta

rakennusasteesta huolimatta houkutteleva polttoaine käytettäväksi kaukolämmöntuotannossa.

CHP-laitos on ensisijaisesti lämmöntuotantolaitos eli sitä operoidaan lämmöntarpeen perusteella. Laitoksen tuottama sähköteho määräytyy siis suoraan rakennusasteen ja tuotetun lämpötehon perusteella. [57] Rakennusasteen ohella myös ΦP-karakteristika kuvaa laitoksen sähkö- ja lämpötehon välistä riippuvuutta. Kuvassa 8 esitetty ΦP-karakteristika on kuvaaja, jonka x-akselina on sähköteho P ja y-akselina lämpöteho Φ. Kuten kuvasta nähdään, CHP-laitoksen toimintapisteeseen ja tuotetun sähkö- ja lämpötehon suhteeseen voidaan vaikuttaa reduktiolla tai lisäjäähdytyksellä. Reduktiossa tuorehöyryä ohjataan turbiinin ohi tuotetun sähkötehon pienentämiseksi [61]. Mikäli kaikki höyry ohjataan turbiinin ohi, CHP-laitos toimii lämpövoimalaitoksena [7]. Lisäjäähdytys puolestaan mahdollistaa sähköntuotannon lisäämisen tilanteessa, jossa lämmöntuotantoa ei ole tarvetta lisätä. Nykyisin lisäjäähdytyksen sijasta käytetään usein lämpövarastoa, johon ylimääräinen lämpö voidaan ladata. [62, s.129–130]

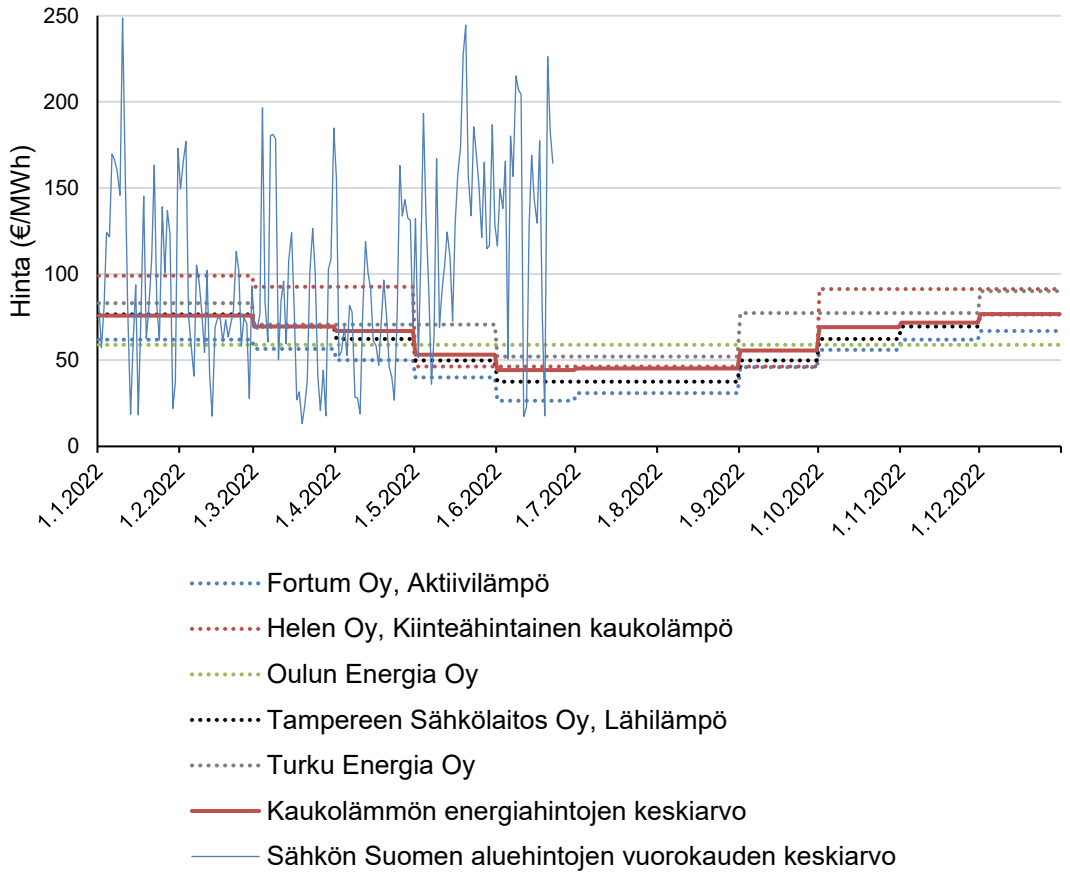


Kuva 8. *CHP-laitoksen ΦP-karakteristika, mukailtu lähteestä* [7]

Tuotantoaan suunnitellakseen kaukolämpöyhtiöt tekevät ennusteita lämmöntarpeesta. Näiden ennusteiden perusteella määräytyy myös laitoksen ennustettu sähköntuotanto, joka voidaan tarjota myytäväksi sähkön vuorokausimarkkinoille. Ennusteet ovat kuitenkin epävarmoja ja ne poikkeavat usein todellisesta kulutustarpeesta. Koska tuotettu lämpö- ja sähköteho ovat suoraan sidoksissa toisiinsa rakennusasteen mukaisesti, muutos lämpötehossa aiheuttaa muutoksen sähkötehoon. [63] Mikäli sähköteho muuttuu vuorokausimarkkinoille myydystä tehosta, aiheutuu tasepoikkeama, joka voi aiheuttaa kustannusriskin laitoksen omistajalle. Tämän kustannusriskin pienentämiseksi joustokykyisen sektorikytketyn kapasiteetin lisääminen tuotantoportfolioon on laitoksen omistajan näkökulmasta järkevää. On myös arvioitu, että tuotannon ennustettavuuden heikkeneminen siirtää kaupankäynnin painopistettä sähköpörssissä lähemmäksi käyttöhetkeä eli

vuorokausimarkkinoilta päivänsisäisille markkinoille [3]. Merkittävää muutosta päivänsisäisen markkinan kaupankäyntivolyymissa ei kuitenkaan ole vielä havaittavissa.

Puhuttaessa sektorikytketyn energiajärjestelmän hintaan liittyvästä dynamiikasta on tärkeää huomioida, että kaukolämmön ja sähkön hintojenmuodostumismekanismit ovat hyvin erilaiset. Siinä missä sähkön hinta vaihtelee tunneittain kysynnän ja tarjonnan mukaan markkinaperusteisesti, kaukolämmön hinta on kaukolämmöntuottajan määrittämä. Kaukolämpöenergian hinnoittelussa sovelletaan tyypillisesti kausihinnoittelua, jossa kaukolämmön hinta (€/MWh) vaihtuu muutaman kerran vuodessa vuodenajan perusteella [17]. Näin pyritään kattamaan suuremmasta energiankulutuksesta kaukolämmöntuottajalle aiheutuvat ylimääräiset kustannukset [17]. Kuva 9 esittää eräiden suomalaisten energiayhtiöiden kaukolämmön kausihintoja vuonna 2022. Lisäksi kuvassa on esitetty näiden kausihintojen keskiarvo sekä Suomen aluehintojen vuorokauden keskiarvo. Kuten kuvastakin nähdään, sähkön vuorokausihintojen volatiliteetti on erittäin suuri, kun taas kaukolämmön hinta pysyy erilaisesta hinnoittelumekanismista johtuen huomattavasti stabiilimpana.



Kuva 9. *Kaukolämmön ja sähkön hinta. Kaukolämpöyhtiöiden hintatiedot lähteistä* [64–68]*. Sähkön aluehinta lähteestä* [69]

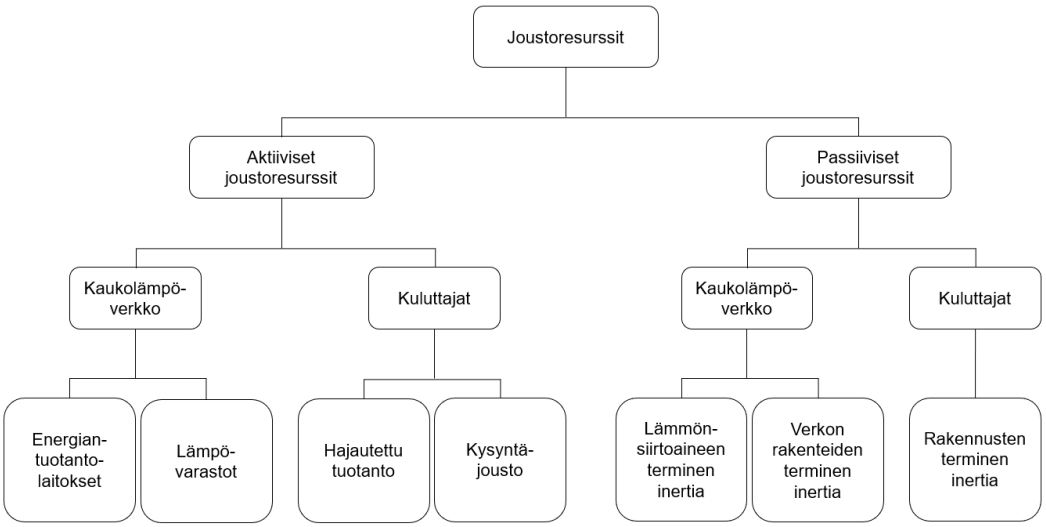
Vaihteleva sähkön hinta on merkittävä hintasignaali kaukolämmöntuotannolle. Korkea sähkön hinta kannustaa lämmöntuottajia tuottamaan kaukolämmön CHP-laitoksilla. Mitä korkeampi sähkön hinta on, sitä edullisempaa on lämmön tuottaminen CHP-laitoksella, koska sähköstä saatava tuotto kasvaa laitoksen operointiin liittyvien muuttuvien kustannusten pysyessä vakiona. Vastaavasti alhainen sähkönhinta kannustaa nykyisellä lämmöntuotantorakenteella tuottamaan lämmön lämpökattiloilla. [17] Sektorikytketyssä energiajärjestelmässä alhainen sähkön hinta voidaan hyödyntää lämmöntuotantoon lämpöpumpuilla ja sähkökattiloilla [70], jolloin polttoaineiden polttamiseen perustuvan kapasiteetin tarve vähenee. CHP-laitoksen näkökulmasta sähkön hinnan suuri ja nopea vaihtelevuus vaikeuttaa kannattavaa operoimista ja lisää toiminnan riskejä [71]. Näitä riskejä voidaan pyrkiä pienentämään tuotantoportfoliota laajentamalla.

Sähköjärjestelmän ja kaukolämpöverkon erilainen dynamiikka luo haasteen sektorikytkennän toteuttamiseen. Energiajärjestelmän toimijoiden täytyykin yhdessä pohtia, miten sovittaa yhteen kaksi keskenään hyvin erilaista järjestelmää, sillä parhaimmillaan sektorikytketty energiajärjestelmä on tehokas ja joustava ratkaisu, joka osaltaan tukee energiamurroksen taustalla vaikuttavien ilmastotavoitteiden saavuttamista.

3. KAUKOLÄMPÖVERKON JOUSTOKYKY

Uusiutuvan sähköntuotannon osuuden kasvaessa joustokyky ja sen lisääminen ovat nousseet yhä tärkeämmiksi tekijöiksi energiajärjestelmän luotettavan toiminnan varmistamiseksi. Energiajärjestelmän joustokyky on käsitteenä lavea, joten aiheesta tehdyistä tutkimuksista löytyy käsitteelle useita määritelmiä. Babatunde et al. kuvailevat joustokyvyn tarkoittavan sitä, kuinka hyvin sähköjärjestelmä pystyy säätämään kulutusta tai tuotantoaan vastauksena odotettuihin tai odottamattomiin muutoksiin järjestelmän tilassa. Joustokykyinen järjestelmä pystyy takaamaan sähköntoimituksen hetkellisistä tuotannon ja kulutuksen välisen tasapainon heittelyistä huolimatta. [72] Lannoye et al. puolestaan määrittelevät joustokyvyn seuraavasti: ”Joustokyky on tässä määritelty järjestelmän kyvyksi käyttää resurssejaan vastaamaan nettokuorman muutoksiin, missä nettokuorma on määritelty jäljelle jääväksi kuormaksi, jota vaihteleva tuotanto ei kata” [73].

Kaukolämpöverkon tarjoaman joustokyvyn käsittelyä varten määritellään tässä työssä kaksi kattotermiä: aktiiviset ja passiiviset joustoresurssit. Aktiiviset joustoresurssit osallistuvat aktiivisesti järjestelmän tehotasapainon säätöön säätämällä tuotanto- tai kulutustehoaan sähköjärjestelmän tarpeiden mukaisesti. Tällaisia joustoresursseja ovat esimerkiksi energiantuotantolaitokset, hajautettu tuotanto, lämpövarastot ja kysyntäjousto. Passiiviset joustoresurssit puolestaan pidentävät sitä aikahorisonttia, jonka ajan aktiivisia joustoresursseja voidaan hyödyntää. Passiivisiksi joustoresursseiksi luokitellaan termisestä inertiasta johtuva materiaalien lämmönvarastointikyky. Aktiiviset ja passiiviset joustoresurssit on eritelty tarkemmin kuvassa 10.



Kuva 10. *Kaukolämpöverkon joustokykyyn vaikuttavat elementit*

Tässä luvussa perehdytään tarkemmin kuhunkin kuvassa 10 esiteltyyn kaukolämpöverkon joustoresurssiin. Lisäksi selvitetään, miten energiajärjestelemän joustokykyä voidaan arvioida. Luvussa 3.1 kuvataan kaukolämpöverkon operointiperiaatteita ja CHP-laitosten ja lämpöpumppujen toimintaa osana kaukolämpöverkkoa. Luvussa 3.2 perehdytään joustokykyä kuvaaviin parametreihin ja pohditaan, miten joustokykyä voidaan mitata luotettavasti. Luvussa 3.3 keskitytään termisen inertian käsitteeseen ja kuvataan passiivisten joustoresurssien roolia aktiivisten joustoresurssien tukena. Luvussa 3.4 perehdytään tarkemmin aktiivisiin joustoresursseihin.

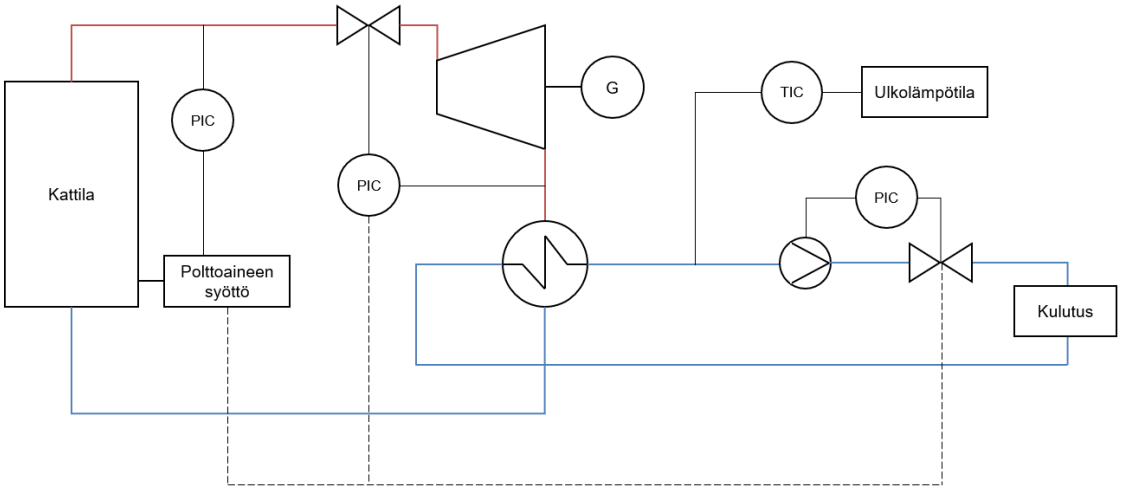
3.1 Kaukolämpöverkon operointi CHP-laitoksilla ja lämpöpumpuilla

Kaukolämpö on suomalaisten kaupunkien yleisin lämmitysmuoto [18, s.5]. Lämmitys muodostaa merkittävän osan kaupunkien päästöistä: esimerkiksi Tampereen vuoden 2020 kokonaispäästöistä ilman teollisuutta 34,2 % oli peräisin kaukolämmöstä [74]. Hiilineutraaliutta kohti pyrkiessään kaupunkien ja kaukolämmöntuottajien täytyykin kehittää uusia menetelmiä lämmön tuottamiseksi. Ilmastohyötyjen lisäksi kaukolämpöverkon operoinnin kehittäminen tuo kaupungille ja kaukolämmöntuottajalle kustannushyötyjä, kun sama määrä lämpöä tuotetaan aiempaa energiatehokkaammin ja optimaalisimmalla teknologialla kulloinenkin markkinatilanne huomioiden.

Kaukolämpöverkossa siirrettävä lämpöteho määräytyy kuluttajien lämmöntarpeen mukaan. Kaukolämpöveden mukana siirtyvä lämpöteho on

$$\Phi = c_p \dot{m} \Delta T, \tag{2}$$

missä c_p on veden ominaislämpökapasiteetti, $\dot{m}$ on massavirta ΔT on veden meno- ja paluulämpötilojen erotus. Kuten yhtälöstä 2 nähdään, siirrettävää lämpötehoa voidaan säätää joko massavirtaa tai meno- ja paluuveden välistä lämpötilaeroa muuttamalla. Näitä muuttujia voidaan säätää joko yksitellen tai yhtäaikaisesti järjestelmän kulloisenkin tarpeen mukaisesti. Fysikaaliset ominaisuudet asettavat kuitenkin rajoitteita kaukolämpöverkon operoinnille. Kaukolämpöverkon putkikoko, painetaso ja pumppujen mitoitus asettavat ylärajan lämpöteholle, joka kaukolämpöverkossa voidaan enimmillään siirtää. Virtauksen aikaansaamiseksi tarvittava paine-ero, pumppujen mitoitus ja putkikoko asettavat yhdessä raja-arvot massavirran säätöalueelle. Menolämpötilan maksimiarvoon vaikuttavat kaukolämpöverkon rakenteiden lämmönkestävyys ja verkon painetaso, alarajaan puolestaan asiakkaiden tehontarve ja etäisyys sekä käyttöveden lämmityksen mitoitus. [18, s.198–199] Massavirran ja menolämpötilan rajoitteet määräävät sen toimintaalueen laajuuden, jolla kaukolämpöverkon joustokykyä voidaan hyödyntää.



Kuva 11. *CHP-laitokseen kytketyn kaukolämpöverkon prosessikaavio*

Kuva 11 esittää kaukolämpöverkkoon kytkettyä CHP-laitosta ja kaukolämpöverkon tilan säätöön olennaisesti liittyviä mittauspisteitä. Kaukolämpöveden meno- ja paluulämpötilan erotusta säädetään yleensä menolämpötilaa muuttamalla ja menolämpötilan kulloinenkin arvo on perinteisesti määräytynyt ulkolämpötilaan perustuvan ajo-ohjeen mukaisesti. Tyypillisesti menolämpötila pyritään pitämään mahdollisimman alhaisena kaukolämpöverkon häviöiden minimoimiseksi. [18, s.198–199] Tämä toteutetaan pitämällä kaukolämpöverkossa virtaavan veden massavirta mahdollisimman suurena tietyt varmuusmarginaalit huomioiden.

Kaukolämpöveden massavirta määräytyy asiakaslaitteiden säätöjen mukaan kaukolämpöverkon paine-eroa säätämällä [18, s.198–199]. Kaukolämpöverkon paine-eron on oltava vähintään 0,6 bar jokaisessa verkon pisteessä. Näin varmistetaan riittävä paine-ero veden kierrättämiseen kaukolämpöverkossa. Verkon paine-eroa säädetään kriittisen asiakkaan eli verkon epäedullisimmassa kohdassa sijaitsevan paine-eron mittauksen perusteella, sillä tässä kohdassa verkkoa paine-ero on pienin. [18, s.340] Kriittisen pisteen paine-ero pyritään pitämään vaaditun minimiarvon yläpuolella säätämällä kaukolämpöverkon pumppauksia.

Kun asiakkaan kaukolämmöntarve muuttuu, asiakasventtiili säätyy. Lämmöntarpeen kasvaessa venttiili aukeaa, jolloin paine pumpun painepuolella laskee ja paine-ero pienenee. 0,6 barin minimipaine-eron ylläpitämiseksi säätösignaali ohjaa tällöin kaukolämpöpumppua kasvattamaan pyörimisnopeuttaan. Pumpun pyörimisnopeuden kasvun seurauksena painepuolen paine nousee ja kaukolämpöverkon paine-ero säilyy riittävällä tasolla. CHP-laitoksen lauhduttimessa lämpö siirtyy laitoksen höyrypiirissä kiertävästä höyrystä kaukolämpöveteen. Mitä enemmän lämpöä kaukolämpöverkossa tarvitaan, sitä

matalampaan paineeseen höyry pyrkii lauhtumaan lauhduttimessa. Höyryn paineen laskiessa myös sen lämpötila laskee, koska lauhduttimeen tuleva höyry on kylläistä. Samaten höyryn entalpia pienenee. Liian alhaisessa paineessa lauhduttimelle tuleva höyry ei pysty lämmittämään kaukolämpövettä tarpeeksi korkeaan lämpötilaan ja vastaamaan verkon lämmöntarpeeseen. Turbiinin höyryventtiili aukeaa, jotta höyryvirta turbiinin läpi lisääntyy ja vastapaine nousee. Höyryvirran kasvun seurauksena CHP-laitoksen tuottama sähköteho kasvaa. Höyryventtiilin auetessa tuorehöyryn paine laskee. Tuorehöyryn painetason palauttamiseksi polttoaineen syöttö kattilaan lisääntyy ja laitoksen polttoaineteho kasvaa. Lämmöntarpeen pienentyessä asiakasventtiili kuristuu, jolloin paine pumpun painepuolella nousee ja CHP-laitos säätyy päinvastoin kuin edellä on kuvattu.

Ilmastonmuutos on saanut myös kaukolämmöntuottajat pohtimaan, miten kaukolämmöntuotantoon liittyviä hiilidioksidipäästöjä saataisiin pienennettyä. Sektorikytketyt teknologiat mahdollistavat päästöttömien uusiutuvien sähköntuotantomuotojen hyödyntämisen myös lämmöntuotantoon. Yksi esimerkki tällaisesta teknologiasta on lämpöpumppu. Lämpöpumppu siirtää lämpöä matalamman lämpötilan lämpövarastosta korkeamman lämpötilan lämpövarastoon ulkoisen työn avulla. Koskelainen et al. kuvaavat lämpöpumpun koostuvan höyrystimestä, lauhduttimesta, kompressorista ja venttiileistä. Lämmönsiirtoaineena toimii lämpöpumpussa kiertävä kylmäaine. Höyrystimellä lämpö sitoutuu matalamman lämpötilan lämpövarastosta kylmäaineeseen. Kylmäaine höyrystyy alhaisen paineen ja ympäröivän väliaineen korkeamman lämpötilan vaikutuksesta. Kompressori puristaa sähköenergian avulla höyrystyneen kylmäaineen sopivaan paineeseen, jotta saadaan höyry lauhtumaan lauhduttimessa halutussa lämpötilassa. Lauhduttimelta tiivistynyt kylmäaine palaa takaisin höyrystimelle. Kylmäaineen kierron painetasoa säädellään venttiileillä. [18, s.539–540]

Sijoittamalla lämpöpumppu kaukolämpöverkossa siihen kohtaan, jossa paine-ero on epäedullisin, saadaan laskettua verkon keskimääräistä paine-eroa. Tällöin pumppaukseen kuluva energia pienenee. Matalan lämpötilan lämpövarastona voidaan käyttää hukkalämmönlähteitä, kuten jätevettä tai datakeskusten hukkalämpöä [28], jolloin koko energiajärjestelmän energiatehokkuus paranee. Lämpöpumppu soveltuu myös hyvin yhdistettyyn kaukolämpö- ja kaukojäähdytysverkkoon, sillä sen avulla voidaan paitsi nostaa kaukolämpöveden menolämpötilaa, myös alentaa kaukojäähdytysveden menolämpötilaa. Kaukojäähdytysvedestä poistettu lämpö voidaan siirtää kaukolämpöverkon paluuveteen. [18 s. 539–540]

Makrotasolla tarkasteltuna lämpöpumppujen käyttö kaukolämmöntuotantoon yhdessä CHP-laitosten kanssa monipuolistaa kaukolämmön tuotantorakennetta ja lisää kaukolämpöverkon joustokykyä [28]. CHP-laitoksen hitaasta tehonsäädöstä aiheutuvaa sähkötaseen poikkeamaa voidaan pienentää lämpöpumppujen avulla. CHP-laitoksen alkaessa laskea tehotasoaan seuraavaa tuntia varten lämpöpumpuilla voidaan hetkellisesti tuottaa lämpöä varastoon. Koska lämpöpumpun käyttö kuluttaa sähköä, saadaan sähkötaseen ylijäämää näin pienennettyä. Vastaavasti CHP-laitoksen tehon säätyessä ylöspäin voidaan sulkea lämpöpumput, mikäli ne ovat toiminnassa, ja näin pienentää sähkötaseen alijäämää. Lämpöpumpun tai CHP-laitoksen yhteydessä oleva lämpövarasto lisää kaukolämpöverkon joustokykyä entisestään, sillä tällöin lämpöä voidaan tuottaa lämpöpumpuilla varastoon sähkön ollessa edullista ja tuottaa tarvittava lämpö CHP-laitoksilla ja lämpövarastoja purkamalla sähkön ollessa kallista [17]. CHP-laitosten ja lämpöpumppujen käytön yhdistäminen optimaalisimmalla tavalla parantaa myös energiatuottajan kykyä osallistua säätösähkömarkkinoille. Lämpöpumppujen käyttö parantaa mahdollisuutta huomioida sähkön hinta myös CHP-laitoksen operoinnissa, joten kaukolämpöverkkoa voidaan ajaa aiempaa kannattavammin. [28] Kaukolämmön monipuolisen tuotantorakenteen voidaan siis sanoa lisäävän kaukolämmöntuottajan liikkumatilaa sähkömarkkinoilla.

3.2 Joustokyvyn määrittäminen

Joustokyvyn kuvaamiseen ei ole olemassa yksittäistä suuretta vaan se on ennemminkin monesta tekijästä koostuva kokonaisuus. Nakagakin mukaan järjestelmän joustokykyä lisääviä tekijöitä ovat esimerkiksi korkea tehonmuutosnopeus (engl. ramp rate), kyky käynnistää tai sulkea laitos nopeasti ja verkkoon liitetty suuri kapasiteetti alaspäin joustavaa reserviä (engl. downward spinning reserve) [75]. Babatunde et al. listaavat tutkimuksessaan myös tehokkaan operoinnin minimitehotason lähellä joustoresurssille tärkeäksi ominaisuudeksi. Mahdollisimman pienet marginaalikustannukset puolestaan takaavat joustoresurssin kilpailukykyisen aseman markkinoilla. [72]

Joustokyvyn määrittäminen on haastavaa, koska useat energiajärjestelmän ominaisuudet vaikuttavat järjestelmän joustokykyyn. Lannoye et al. esittelevät tutkimuksessaan joustokyvyn mittaamiseen tarkoitetun *IRRE*-mittarin (engl. Insufficient ramping resource expectation), joka soveltuu erityisesti energiajärjestelmän pitkäaikaiseen suunnitteluun. IRRE:n avulla voidaan arvioida joustavan kapasiteetin riittävyyttä järjestelmässä eri ajanhetkillä ja joustoresurssien lisäämisen ja operointitavan muutosten vaikutusta järjestelmään. Arvioitaessa joustokykyä IRRE:n avulla voidaan päätyä poikkeavien operointita-

pojen vuoksi erilaisiin lopputuloksiin, vaikka tutkittavat järjestelmät ja nettokuormat olisivat identtiset. Esimerkiksi jatkuva suuri reservikapasiteetti parantaa joustokykyä, sillä tällöin järjestelmä pystyy paremmin vastaamaan nettokuorman muutoksiin. [73]

Kun halutaan arvioida suuren vaihtelevan sähköntuotannon osuuden vaikutusta joustontarpeeseen, käytettyjen mittareiden tulisi täyttää tietyt ehdot. Mittarin tulisi pystyä kvantifioimaan järjestelmän kyky vastata lyhytaikaisiin muutoksiin kuormassa, vaihtelevassa tuotannossa ja mahdollisissa vikatilanteissa huomioiden kuitenkin pitkäaikaisen suunnittelun näkökulma. Mittarin tulisi pystyä huomioimaan järjestelmän operointirajoitteet riittävässä laajuudessa kohtuullisella datan käytöllä ja laskentateholla. Lisäksi tulisi varmistaa, ettei mittari ole riippuvainen reservin määritelmästä. Tällöin se on sovellettavissa erilaisiin sähköjärjestelmiin. Joustoresursseja suunniteltaessa on tärkeää huomata, että kapasiteetin tulisi sekä riittää kattamaan järjestelmän kuorma että kyetä vastaamaan lyhytaikaisiin muutoksiin nettokuormassa. Siksi myös mittareiden tulisi huomioida laskennassa kapasiteetin riittävyys ja järjestelmän operointitapa. [73] Järjestelmän nykyistä joustotasoa arvioitaessa tulisi huomioida alituotannon, tuotannon rajoittamisen, ylituotannon ja reservien soveltuvuuden vaikutukset tuotantokustannuksiin. Lisäksi verkostoanalyysin avulla voidaan vahvistaa näkemystä joustoresurssien nykytasosta. [72]

3.3 Passiiviset joustoresurssit

Passiiviset joustoresurssit ovat sellaisia kaukolämpöjärjestelmän komponentteja, jotka eivät itse osallistu tehonsäätöön mutta jotka kykenevät varastoimaan lämpöä ja siten lisäämään järjestelmän joustokykyä. Näiden komponenttien lämmönvarastointikyky perustuu materiaalien termiseen inertiaan. Allabyn mukaan *terminen inertia* kuvaa materiaalin tai väliaineen vastetta lämpötilan vaihteluihin. Korkean termisen inertian omaavien materiaalien lämpötila muuttuu hitaasti tai vain hieman vaikka tuotu lämpömäärä olisi suhteellisen suuri. [76] Tämä tarkoittaa, että korkean termisen inertian omaavat materiaalit ovat hyviä lämpövarastoja, sillä niihin pystytään varastoimaan runsaasti energiaa massayksikköä kohden. Kaukolämpöverkossa sekä lämmönsiirtoaineella että verkon rakenteilla, kuten putkilla ja lämmönsiirtimillä, on joustopotentiaalia termisen inertian muodossa. Kuluttajapuolen passiivinen joustopotentiaali puolestaan johtuu rakennusten rakenteiden ja sisäilman termisestä inertiasta.

Kaukolämpöverkossa lämmönsiirtoaineena toimii tyypillisesti vesi, jonka hyvä lämmönvarastointikyky perustuu korkeaan ominaislämpökapasiteettiin 4,19 kJ/kg°C. Korkean ominaislämpökapasiteetin ansiosta myös veden terminen inertia on korkea. Koskelainen et al. ovat arvioineet veden energianvarastointikyvyksi noin 1,16 kWh/m^3°C [18, s.386]

eli noin 1,16 Wh/kg°C. Kaukolämpöverkossa virtaa vettä jopa tuhansia kilogrammoja sekunnissa, joten verkossa virtaavan veden tarjoama joustopotentiaali voi olla lähes 5 MW/°C.

Mikäli kaukolämpöverkossa virtaavaan veteen halutaan varastoida energiaa, täytyy verkkoa akkumuloida. Akkumuloinnissa menolämpötilaa nostetaan 5–15 °C ajo-ohjeen ohjearvoa korkeammaksi, jolloin kaukolämpöverkkoon latautuu lämpöä. Latauksen kesto on tyypillisesti 2–3 tuntia. CHP-laitoksen tapauksessa verkon akkumulointi mahdollistaa hetkellisen sähköntuotannon lisäyksen, sillä ylimääräinen lämpö saadaan varastoitua kaukolämpöverkkoon. [18, s.389–391] Lämpöpumpuilla ja sähkökattiloilla verkkoa voidaan puolestaan akkumuloida silloin, kun sähköä tuotetaan ylimäärin ja sähkönkulutusta täytyy keinotekoisesti lisätä. Akkumulointia harkittaessa tulisi kuitenkin huomioida sen häviöitä lisäävä vaikutus ja arvioida akkumuloinnin hyötyjen ja haittojen yhteisvaikutusta järjestelmän näkökulmasta.

Veden ohella myös kaukolämpöverkon rakennemateriaaleilla on termistä inertiaa. Tämä tarkoittaa putkien, lämmönsiirtimien ja rakennusten materiaaleihin varastoitunutta lämpöä. Suomessa tyypillinen kaukolämpöverkossa käytetty putkityyppi on kiinnivaahdotettu johto. Se koostuu virtausputkesta ja polyeteenisuojakuoresta, joiden välissä on polyuretaanieriste. Virtausputket ovat yleensä terästä, mutta joissain tapauksissa myös muovi- tai kupariputkien käyttö on mahdollista. [18, s.138–142] Taulukkoon 2 on koottu kaukolämpöverkon rakennemateriaalien termisiä ominaisuuksia. Lämmönvarastointikyky on laskettu jakamalla ominaislämpökapasiteetti arvolla 3,6.

Taulukko 2. *Kaukolämpöverkon rakennemateriaalien termiset ominaisuudet*

Materiaali	Ominaislämpökapasiteetti (kJ/kg°C)	Lämmönvarastointikyky (Wh/kg°C)	Tiheys (kg/m^3)
Ruostumaton teräs [77]	0,2–0,85	0,056–0,236	190–9010
Kupari [78]	0,385	0,107	8930
Polyuretaani [79]	0,983–1,57	0,273–0,436	8–1390
Polyeteeni [80]	2,0–2,1	0,556–0,583	913–1000

Kuten taulukosta 2 nähdään, polyeteenin ominaislämpökapasiteetti ja siten myös lämmönvarastointikyky on tutkituista materiaaleista paras. Polyeteenikuori on kuitenkin suhteellisen ohut, minkä vuoksi sen potentiaali lämmönvarastoimiseen jää suhteellisen pieneksi. Myös polyuretaanieristeellä on kohtalainen ominaislämpökapasiteetti lämmön varastoimista ajatellen. Kaukolämpöputken ja suojakuoren halkaisijoista riippuen suositeltu

eristepaksuus vaihtelee välillä 41–176 mm [81], joka on huomattavasti enemmän kuin suojakuoren paksuus. Polyuretaanin tiheys on kuitenkin pieni, mikä heikentää lämmönvarastointikykyä paksusta eristekerroksesta huolimatta. Kaukolämpöverkon putkien lämmönvarastointikapasiteetti perustuu silti ennen kaikkea suojakuoreen ja eristekerrokseen.

Kaukolämpöverkkoon kytkettyjen rakennusten kyky varastoida lämpöä riippuu rakennusmateriaalien fysikaalisista ominaisuuksista, kuten tiheydestä ja ominaislämpökapasiteetista. Rakennusten termistä inertiaa voidaan hyödyntää sekä rakennusten sisäisten järjestelmien, kuten lämmityksen, ilmanvaihdon ja ilmastoinnin, operoinnin joustavoittamiseen että sähköjärjestelmän tasapainottamiseen. [82] Sisäilman ja rakenteiden tarjoaman termisen massan ja termisen inertian ansiosta rakennukset voivat kytkeä HVAC-järjestelmät hetkellisesti pois päältä ilman, että asumis- tai työskentelymukavuus kärsii [83]. Näitä järjestelmiä dynaamisesti operoimalla voidaan säätää energiankulutusta ja osallistua energiajärjestelmän tasapainottamiseen hetkellisesti.

Lämpöpumppuihin pohjaavassa kaukolämpöjärjestelmässä rakennusten termisestä inertiasta on hyötyä myös hieman pidemmällä aikaskaalalla. Sähkö on tyypillisesti edullisinta yöaikaan, koska kulutus on tällöin vähäisempää. Lämpöpumpun käyttö kaukolämmöntuotantoon on sitä edullisempaa, mitä edullisempaa sähkö on [21]. Kaukolämmönkulutuksen piikit ajoittuvat kuitenkin yleensä aamuun ja iltapäivään yleisen sosiaalisen käytöksen ohjaamana [84]. Lämpöpumppujen taloudellisesti kannattavin käyttöajankohta ja lämmöntarpeen huippu eivät siis kohtaa. Esimerkiksi toimistorakennuksia voitaisiin esilämmittää tai -jäähdyttää yöaikaan, sillä lämpötilan muutos tapahtuu viiveellä [83]. Päiväaikaan rakennusten käyttöaste on korkea, jolloin käyttäjistä vapautuva lämpömäärä on suurempi ja lämmityksen tarve alhaisempi. Esilämmittämällä tai -jäädyttämällä saadaan siirrettyä sähkönkulutusta hetkille, jolloin sähkönkulutus järjestelmätasolla on vähäistä [83]. Näin voidaan osallistua sähköjärjestelmän tasapainottamiseen rakennusten termistä inertiaa hyödyntäen.

Vandermeulen et al. ovat tutkimuksessaan vertailleet kaukolämpöverkossa virtaavan veden ja verkkoon kytkettyjen rakennusten termisen inertian tarjoamaa joustopotentiaalia. Tutkimuksessa havaittiin, että rakennusten joustopotentiaali on huomattavasti veden tarjoamaa joustopotentiaalia suurempi. Rakennusten tarjoaman termisen inertian arvioidaan olevan noin 1000 kertaa suurempi kuin kaukolämpöverkon putkistoissa virtaavan veden terminen inertia. Kaukolämpöveden vaikutusta järjestelmän kokonaisjoustopotentiaaliin voidaan parantaa vahvistamalla kaukolämpöveden ja rakennusten välistä kytkentää, joskin tällöinkin kaukolämpöveden tarjoaman joustopotentiaalin arvioidaan jäävän vähäiseksi rakennuksiin verrattuna. [85]

3.4 Aktiiviset joustoresurssit

Aktiivisten joustoresurssien toiminta pohjaa paitsi aktiiviseen tehonsäätöön, myös jossakin määrin passiivisten joustoresurssien tarjoamiin fysikaalisiin ominaisuuksiin. Tässä työssä aktiivisiksi joustoresursseiksi on luokiteltu energiantuotantolaitokset, lämpövarastot, hajautettu energiantuotanto ja kysyntäjousto. Perinteinen energiantuotanto polttolaitoksissa on yhä energiajärjestelmän suurin joustontarjoaja [73]. Energiantuotantorakenteen muuttuessa muiden joustoresurssien painoarvo joustontarjoajana energiajärjestelmässä tulee kuitenkin kasvamaan.

Sähköä tuottavat lauhdevoimalat ovat olleet tyypillisesti energiajärjestelmän joustokyvyn kulmakiviä yhdessä vesivoiman kanssa [17]. Koska lauhdevoimalan ainoa tuote on sähkö, sitä voidaan operoida puhtaasti sähköntarpeen mukaan, minkä vuoksi se on hyvä joustoresurssi sähköjärjestelmälle. Pöyry mainitsee Älykäs kaupunkienergia -raportissaan, että sähkön alhaiset markkinahinnat ovat ajaneet erityisesti lauhdetuotannon ahtaalle. Tämän vuoksi Suomessa ei ole enää käytännössä lainkaan toiminnassa olevaa lauhdetuotantoa. Alhainen sähkön hinta heikentää myös CHP-laitoksen kannattavuutta ja siirtää lämmöntuotannon investointeja lämpökattiloihin. [17] Lämpökattiloilla ei ole kykyä tasapainottaa sähköjärjestelmää, joten myös tämä tuotantorakenteen muutos vähentää joustokykyisten voimalaitosten osuutta energiajärjestelmässä. IRENA:n mukaan perinteisten voimalaitosten joustokykyä lisääviä ominaisuuksia ovat lyhyt käynnistysaika ja pienet käynnistyskustannukset, alhainen minimitehotaso ja hyvä osakuormahyötysuhde, suuri tehonmuutosnopeus ja lyhyt minimiajoaika. Polttoaineiden polttamiseen perustuvista tekniikoista erityisesti maakaasukäyttöiset polttomoottorit pystyvät ominaisuuksiensa puolesta tarjoamaan runsaasti joustoa energiajärjestelmälle. [86] Suomessa moottorivoimalaitosten käyttö on kuitenkin vähäistä.

Vaihtelevaa uusiutuvaa tuotantoa pidetään yleisesti syynä energiajärjestelmän joustotarpeen lisääntymiselle. Myös vaihteleva uusiutuva tuotanto on kuitenkin jossain määrin joustokykyistä. Lannoye et al. mainitsevat artikkelissaan, että vaihtelevan tuotannon lisääntyminen lisää joustopotentiaalia alassäätöön, sillä näiden tuotantomuotojen tehotaso on rajoitettavissa [73]. Tuulivoimalan tuotantotehoa voidaan rajoittaa sähköjärjestelmän tai sähköntuottajan sähkötaseen tasapainon ylläpitämisen niin vaatiessa. Tuulennopeuden noustessa liian suureksi tuulivoimala ajaa tuotantonsa kokonaan alas. [1] Tällöin ei kuitenkaan ole kyse sähköjärjestelmää tukevasta tehonsäädöstä. Honkapuron et al. mukaan tuulivoimaa voidaan käyttää myös ylössäätöön. Tämä kuitenkin edellyttää,

että tuulivoimalaa operoidaan jatkuvasti maksimitehonsa alapuolella. [1] Voidaan kuitenkin pohtia, onko jatkuva tarkoituksellinen maksimitehon alittaminen tuulivoiman tapauksessa taloudellisesti järkevää, sillä tuulivoima on muuttuvilta kustannuksiltaan yksi edullisimmista sähköntuotantomuodoista. Tuulivoimaa voimanlähteenään hyödyntävät lämpöpumput voisivat välillisesti parantaa tuulivoimalan joustokykyä tuottamalla lämpöä sähköjärjestelmän säätötarpeen mukaisesti.

Veden termistä inertiaa ja sen tarjoamaa joustokykyä voidaan hyödyntää aktiivisesti lämpövarastojen avulla. Lämpövarastoon pystytään varastoimaan lämpöä huomattavasti suurempia määriä kuin mitä verkkoon on mahdollista akkumuloida. CHP-laitoksen yhteydessä lämpövarasto joustavoittaa ajotapaa, kun sähköntuotantoa voidaan tarvittaessa lisätä tai vähentää ja samalla joko ladataan ylimääräinen lämpö varastoon tai puretaan varastoa. Lämpövarastojen käyttö myös vähentää huippukuormalaitosten tarvetta [18, s.384], sillä kulutuspiikit voidaan kattaa varastoa purkamalla. Koska nämä huippukuormalaitokset toimivat tyypillisesti fossiilisia polttoaineita polttamalla, leikkaa lämpövarastojen käyttö myös lämmöntuotannon päästöjä. Taulukkoon 3 on koottu Suomen merkittävimmät kaukolämpövarastot ja -varastohankkeet. Kuten taulukosta nähdään, Suomessa on jo huomattavasti olemassa olevaa lämpövarastokapasiteettia, minkä lisäksi Vantaalle on suunnitteilla maailman suurin energiavarasto, joka on kapasiteetiltaan 90 GWh.

Taulukko 3. *Suomen merkittävimmät kaukolämpövarastot, koottu lähteistä* [17, s.60], [18, s.396] *ja* [31,87–93]. **Suunnitteluvaiheessa olevat hankkeet*

Yhtiö	Tilavuus (m^3)	Kapasiteetti (MWh)	Teho (MW)
Helen Oy, Salmisaari	2 x 10 000	1 000	130
Helen Oy, Vuosaari	26 000	1 400	130
Helen Oy, Mustikkamaa	260 000	11 600	120
Turku Energia Oy Ab, Turku	6 000	300	60
Vantaan Energia Oy, Kuusikonmäki*	1 000 000	90 000	200
Vantaan Energia Oy, Martinlaakso	20 000	900	50
Oulun Energia Oy (kallio)	190 000	8 000	40
Oulun Energia Oy	15 000	800	80
Lahti Energia Oy, Lahti	10 000	450	40
Elenia Lämpö Oy, Hämeenlinna	10 000	320	50
Napapiirin Energia ja Vesi Oy, Rovaniemi	10 000	450	30
KSS Lämpö Oy, Kouvola	10 000	420	72
Etelä-Savon Energia Oy, Mikkeli	10 000	350	30
Hyvinkään Lämpövoima Oy	10 000	350	50
Saarijärven Kaukolämpö Oy	350	21	3
Vaasan Energia Oy, Vaskiluoto	210 000	7 000–9 000	100
Kuopion Energia Oy, Haapajärvi	15 000	800	85
Fortum Power and Heat Oy, Espoo	20 000	800	-
Vantaan Energia Oy, Martinlaakso*	20 000	-	-
Vantaan Energia Oy, Ojanko	11 000	-	-
Tampereen Sähkölaitos, Tampere	2 300	-	-
Kokkolan Energia	6 000	-	-
Rauman Energia Oy	2 000	-	-
Ekenäs Energi	700	-	-

Herrfors Oy Ab, Ylivieska	1 000	-	-
Varkauden Aluelämpö Oy, Varkaus* (porareikävarasto)	-	-	10
Yhteensä	1 885 350	124 961–126 961	1 270

Energiajärjestelmän joustoa voidaan lisätä yhdistämällä sähköjärjestelmiä toisiinsa [73]. Tämä voidaan toteuttaa maiden välisten siirtoyhteyksien avulla. Steurer et al. huomauttavat vahvojen siirtoyhteyksien vähentävän tarvetta uusiutuvan energian tuotantotehon rajoittamiseen [94]. Hajautettu tuotanto tasaa luonnostaan säätilaan liittyvää tuotannonvaihtelua, sillä tuuli- ja aurinko-olosuhteet voivat vaihdella hyvin paikallisesti [1]. Riittävän siirtokapasiteetin avulla sähköä voidaan siirtää sujuvasti sääolosuhteiden puolesta suotuisilta ylituotantoalueilta alituotantoalueille. Tämä myös vähentää sähkön aluehintojen eriytymistä.

Myös kuluttajat voivat toimia joustontarjoajina energiajärjestelmässä. Kysyntäjoustolla tarkoitetaan toimenpiteitä, joilla energiankulutusta mukautetaan tukemaan energiajärjestelmän tarpeita. Sekä sähkö- että lämmitysjärjestelmässä voidaan hyödyntää kysyntäjoustoa. Sähkön kysyntäjoustoa voidaan toteuttaa esimerkiksi ajoittamalla automaattisesti sähköauton lataaminen hetkeen, joka on sähköjärjestelmän kannalta suotuisin [1]. Lämmönkulutuksen ja kaukolämmön kysyntäjoustopotentiaali liittyy ennen kaikkea rakennusten lämmitykseen eli sisäilman ja lämpimän käyttöveden lämmittämiseen, joiden ajoittamisessa voidaan hyödyntää veden ja ilman hidasta lämpötilan muutosta. Kaukolämmön kysyntäjouston voidaankin sanoa kytkeytyvän tiiviisti termisen inertian käsitteeseen, vaikka terminen inertia onkin tässä työssä luokiteltu passiiviseksi joustoresurssiksi. On huomionarvoista, että kaukolämmön kysyntäjouston toteuttaminen on sähkön kysyntäjouston toteuttamista haastavampaa juuri termisen inertian kaukolämpöverkkoon aiheuttaman viiveen vuoksi [56].

Valor Partners Oy on Energiateollisuus ry:n tilaamassa raportissa määritellyt kaukolämmön kysyntäjouston seuraavasti: ”- - kaukolämmön kysyntäjoustolla (demand side management, DSM) tarkoitetaan kaukolämmön kulutuksen ja sitä kautta lämpötehon tarpeen ajoituksen muuttamista tavanomaiseen lämmitystarpeeseen verrattuna heikentämättä asiakkaan kokemaa palvelun laatua.” Käytännössä tämä voi tarkoittaa esimerkiksi sitä, että huippukuormatilanteessa kysyntäjoustokohteet vähentävät kulutustaan tai siirtävät sitä ajankohtiin, jolloin energiaa kulutetaan järjestelmätasolla vähemmän ja kulu-

tushuiput pienenevät. [56] Tämä on mahdollista, sillä lämmönkulutusta voidaan vähentää hetkellisesti ilman merkittävää vaikutusta asumismukavuuteen. Asuntojen lämpötila alkaa laskea vasta useita tunteja lämmitystehon pienentämisen jälkeen, vaikka ulkolämpötila olisi reilustikin pakkasen puolella. [95]

Kysyntäjousto mahdollistaa energiajärjestelmän kustannustehokkaamman operointitavan. CHP-laitosten tuotanto voidaan ajoittaa hetkille, joissa sähkön hinta on korkea ja vastaavasti edullisen sähkön hetkillä voidaan käyttää lämmön tuotantoon lämpöpumppuja tai sähkökattilaa. Lisäksi kalliita huippukuormalaitoksia tarvitaan aiempaa vähemmän, kun kulutushuippuja saadaan leikattua kysyntäjouston avulla. [56] Pienkulutuskohteiden kysyntäjouston tapauksessa kysyntäjoustokohteita on järkevää yhdistää suuremmiksi joustokokonaisuuksiksi, jotta voidaan mahdollistaa sähkömarkkinoille osallistuminen ja hyödyntää kerralla suurempi säätöteho. Tällaisten kysyntäjoustokokonaisuuksien hallinnasta vastaa aggregaattori. [1]

Tutkimusten perusteella on selvää, että kysyntäjousto tulee olemaan yksi merkittävimmistä joustonlähteistä tulevaisuuden energiajärjestelmässä. Sen laajamittainen toteuttaminen vaatii kuitenkin energiajärjestelmän ja markkinapaikkojen kehittämistä. Esimerkiksi älykkäiden energiamittareiden ja kulutuskohteiden ohjausjärjestelmien tulisi kehittyä siten, että myös pienkohteiden on vaivatonta toteuttaa kysyntäjoustoa. Markkinoiden näkökulmasta laajamittainen kysyntäjouston hyödyntäminen voi myös aiheuttaa hetkellisiä häiriöitä, sillä kysyntäjousto muuttaa kuluttajien käytöstä eivätkä vanhat kulutusennusteet enää pidä paikkaansa [1]. Järjestelmän joustotarve voi siis kysyntäjouston lisääntymisen myötä jopa kasvaa hetkellisesti.

Joustokykyisten resurssien lisääminen on koko energiajärjestelmän etu. Niiden avulla voidaan taata järjestelmän toiminta myös tulevaisuudessa toimintaympäristön muuttuessa. Monipuoliset tuotantoresurssit ja kysyntäjouston laajamittainen mahdollistaminen parantavat energian toimitusvarmuutta ja hajauttavat energialiiketoimintaan liittyviä riskejä. Energiajärjestelmän joustokykyä lisäämällä yhteiskunta varautuu kohtaamaan yllättävätkin toimintaympäristön muutokset ja turvaamaan energian saatavuuden maailman ja markkinoiden tilanteesta riippumatta.

4. TUTKIMUSMENETELMÄT JA AINEISTO

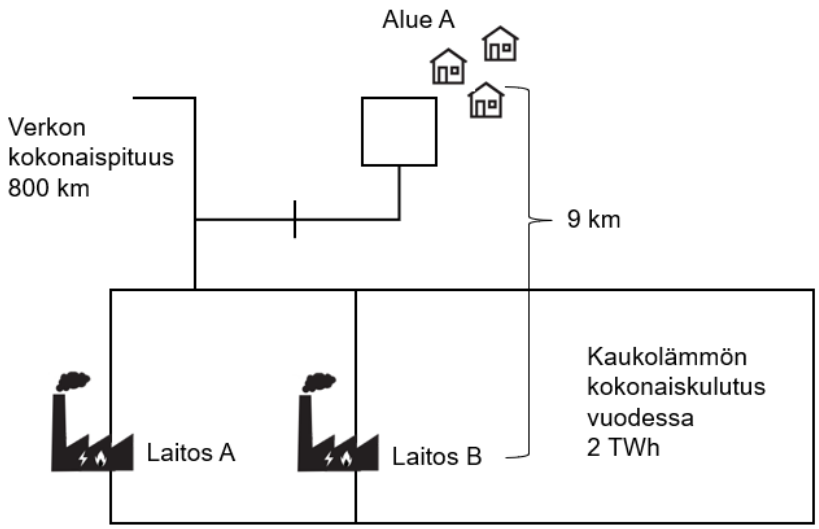
Lämpöpumput tarjoavat houkuttelevan vaihtoehdon lämmöntuotannon päästöjen leikkaamiseen ja sähköjärjestelmän toiminnan joustavoittamiseen. Osana tätä työtä tutkitaan lämpöpumppukapasiteetin lisäämisen vaikutusta suomalaisen kaupungin kaukolämpöverkon ja siten koko energiajärjestelmän joustokykyyn ja taloudelliseen kannattavuuteen. Tutkimus koostuu kahdesta laskentatapauksesta. Ensin arvioidaan lämpöpumpun kannattavuutta peruskuormalaitoksena sähkön rajahinnan avulla. Sähkön rajahinnalla tarkoitetaan tässä tapauksessa sitä sähkön markkinahintaa, jonka alapuolella lämpöpumppukapasiteetin käyttö on kannattavaa. Vastaavasti sähkön hinnan ollessa rajahintaa korkeampi on kannattavampaa käyttää kaukolämmöntuotantoon ainoastaan CHP-laitoksia. Toisessa laskentatapauksessa syvennytään lämpöpumpun joustokykyyn. Lämpöpumpun joustokykyä lisäävä vaikutus johtuu ennen kaikkea suuresta tehonmuutosnopeudesta, joka on yksi olennaisimmista suureista joustokykyä mitattaessa. Laskentaesimerkin avulla pyritään näyttämään, miten tätä ominaisuutta voidaan hyödyntää erilaisten optimointitavoitteiden saavuttamiseksi.

Tässä luvussa käydään läpi tutkimuksessa käytettävät tutkimusmenetelmät ja aineisto siten, että tutkimus on toistettavissa tämän luvun kuvauksen perusteella. Luvussa 4.1 kuvaillaan tutkimuksessa tarkasteltua energiajärjestelmää ja sen ominaisuuksia. Lisäksi perustellaan, miksi lämpöpumppukapasiteetin sijoittaminen tutkitun kaltaiseen energiajärjestelmään on mielenkiintoinen skenaario. Luvussa 4.2 kuvataan ensimmäinen tämän tutkimuksen kahdesta laskentatapauksesta eli sähkön rajahinnan laskenta vertailtaessa kahden skenaarion keskinäistä kannattavuutta. Vertailtavissa skenaarioissa tutkittavan kaupungin kaukolämpö tuotetaan joko pelkällä CHP-laitoksella tai CHP-laitoksella ja lämpöpumpulla. Luvussa 4.3 selvitetään lämpöpumpun tarjoamia joustomahdollisuuksia kahden erilaisen tavoitteen, tasepoikkeaman minimoinnin ja tuoton maksimoinnin, näkökulmista. Tämä on työn toinen laskentatapaus. Viimeisenä luvussa 4.4 käydään läpi tunnistetut epävarmuudet tutkimukseen liittyen.

4.1 Tarkasteltu energiajärjestelmä

Tarkasteltava energiajärjestelmä on keskisuuren suomalaisen kaupungin kaukolämpöverkko, joka on pituudeltaan noin 800 km ja siirtää vuosittain noin 2 TWh kaukolämpöä tuotantolaitoksilta kuluttajille. Erityisenä mielenkiinnon kohteena on alue A, joka sijaitsee noin 9 kilometriä kaupungin keskustasta pohjoiseen. Alue A on pientalovaltainen asuin-

alue ja muodostaa kaukolämpöverkkoon erillisen haaran. Kaupungin kaukolämpöverkkoon tuotetaan lämpöä kuvassa 12 näkyvillä CHP-laitoksilla A ja B sekä erillisillä lämpövoimaloilla. Alueen A ja kaukolämpöverkon tuotantolaitosten välillä ei ole erillistä pumppaamoa, vaan kaukolämpöverkon minimipaine-ero 0,6 bar alueella A on ylläpidettävä tuotantolaitosten pumppujen avulla. Kuva 12 havainnollistaa karkeasti niitä tarkasteltavan energiajärjestelmän komponentteja, jotka ovat tämän työn kannalta kaikkein olennaisimpia.



Kuva 12. *Tarkasteltava energiajärjestelmä*

Alue A on tarkastelun kannalta mielenkiintoinen, sillä se on usein ollut koko kaukolämpöverkon operoinnin kannalta kriittinen piste. Verkostoalueella on haasteita pitää paine-ero yli 0,6 barin minimiarvon. Koska alueen A ja tuotantolaitosten välillä ei ole pumppaamoa, tuotantolaitosten pumppujen täytyy tuottaa sellainen paine-ero, joka ylittää vielä pumppaus- ja verkostohäviöiden jälkeenkin 0,6 bar. Koska alue A on kriittinen piste paine-eron osalta, tuotantolaitosten pumppuja ajetaan alueen A paine-eron perusteella. Häviöiden johdosta pienikin paine-eron lisäys alueella A tarkoittaa suurta paine-eron lisäystä tuotantolaitoksen pumpuissa, mikä lisää koko energiajärjestelmän kustannuksia.

Tutkimuksen kannalta mielenkiintoinen kysymys on, miten alueelle A lisättävä lämpöpumppukapasiteetti vaikuttaisi koko kaupungin kaukolämpöverkon operointiin. Tässä tutkimuksessa hajautetulla lämpöpumppukapasiteetilla oletetaan olevan seuraavia vaikutuksia:

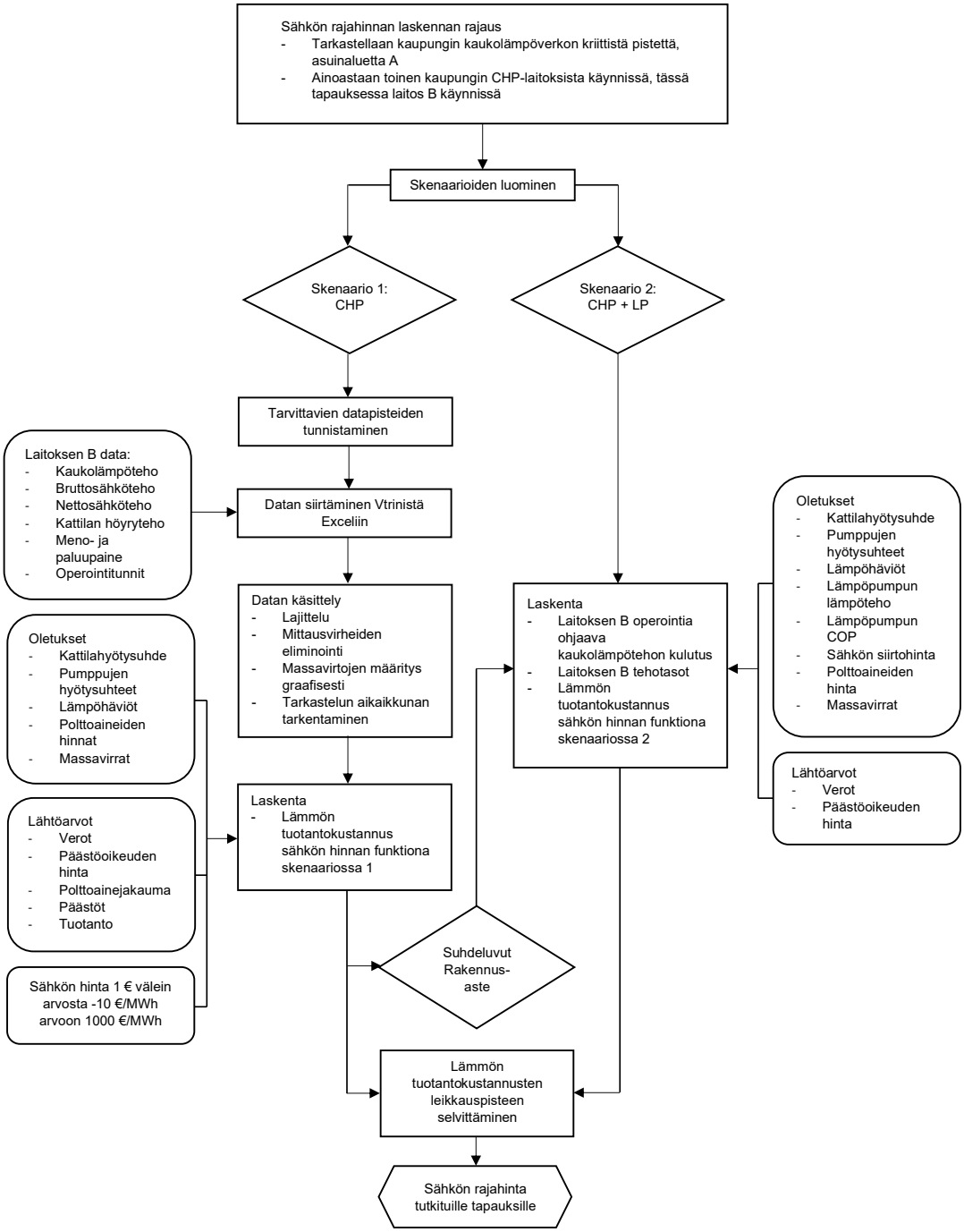
- Lämpöpumppukapasiteetin lisääminen alueelle A pienentää verkostohäviöitä, koska lämmöntuotanto hajaantuu lähemmäs kulutusta

- Tuotantolaitoksella pumppaukseen kuluva energia pienenee, koska alue A ei ole enää verkoston painetason kannalta kriittinen piste
- Pumppaukseen kuluvan sähköenergian säästö on suurempi kuin lämpöpumppukapasiteetista johtuva sähköenergian kulutuksen lisäys
- Hajautetun lämmöntuotannon lisäys vähentää CHP-laitoksen lämmöntuotantoa ja siten myös sähköntuotantoa ja vaikuttaa energiayhtiöiden toimintaan sähkömarkkinoilla

Laskennan perustana on kaupungin kaukolämpöverkosta kerätty mittausdata. Mittausdatasta pyritään löytämään korrelaatioita, jotka kuvastavat verkon dynamiikkaa.

4.2 Lämpöpumppujen kannattavuus peruskuormalaitoksena

Laskennan ensimmäisessä osassa selvitetään, mikä on se sähkön rajahinta, jonka alapuolella hajautettujen lämpöpumppujen operoiminen osana kaukolämpöverkkoa on kannattavampaa kuin pelkän CHP-laitoksen käyttäminen kaukolämmöntuotantoon. Laskennan lähtötietona käytetään todellista mittausdataa kaupungin kaukolämpöverkosta, minkä lisäksi on tehty muutamia oletuksia ja rajauksia laskennan yksinkertaistamiseksi. Kaikki oletukset ja rajaukset on pyritty tekemään niin, ettei niiden käyttäminen vääristäisi merkittävästi laskennan lopputulosta todelliseen tilanteeseen verrattuna. Lämmön tuotantokustannukseen vaikuttavina tekijöinä on huomioitu CHP-laitoksen polttoainekustannukset, tuotannosta maksetut verot, päästöoikeuden hinta, lämpöhäviöt, sähköstä saatava tuotto ja lämpöpumpun kuluttaman sähkön kustannus. Myös pumppauskustannukset huomioidaan laskennassa. Sen sijaan CHP-laitoksen ja lämpöpumpun kunnossapitokustannukset on päätetty yksinkertaistuksen vuoksi jättää huomioimatta. Lisäksi oletetaan, että kaikki lämpöpumpun kuluttama sähkö tuotetaan uusiutuvilla tuotantomuodoilla, jolloin lämpöpumpulla tuotettu lämpö ei lisää päästöoikeuksien tarvetta eikä polttoaineen kulutusta sähköntuotantolaitoksilla.



Kuva 13. *Sähkön rajahinnan laskennan vaiheet*

Kuvassa 13 näkyy laskentaprosessi, jolla sähkön rajahinta on tässä tutkimuksessa selvitetty. Laskenta koostuu kahdesta skenaariosta. Skenaariossa 1 kaikki kaupungin kaukolämpö tuotetaan CHP-laitoksella. Skenaariossa 2 asuinalueelle A on lisätty 5 MW hajautettua lämpöpumppukapasiteettia olemassa olevan CHP-kapasiteetin rinnalle. Tarkastelu on rajattu molemmissa skenaarioissa tilanteeseen, jossa ainoastaan yksi kaupungin CHP-laitoksista, laitos B, tuottaa lämpöä kaukolämpöverkkoon. Kaukolämpöverkosta kerätty mittausdata on analysoitu aikaväliltä 1.7.2021–30.6.2022. Näin on pyritty

vähentämään vuodenaikojen vaihtelun vaikutusta laskentaan ja näin lisäämään tulosten luotettavuutta. Koska tarkastelu on rajattu ainoastaan yhden CHP-laitoksen ajotapaan, datasta täytyy suodattaa pois ne tunnit, jolloin myös muut CHP-laitokset tuottavat lämpöä kaukolämpöverkkoon tai tarkasteltava laitos B ei ole toiminnassa. Suodatuksessa on oletettu, että mikäli kaukolämpöveden massavirta CHP-laitoksen mittauspisteessä on pienempi kuin 250 kg/s, laitos ei ole käynnissä. Suodatuksen perusteella tarkastelujaksolla on 4637 tuntia, jolloin ainoastaan laitos B tuottaa lämpöä kaukolämpöverkkoon.

Sekä skenaariossa 1 että skenaariossa 2 tarkastelu on tehty kolmella eri laitoksen B tehotasolla: minimiteholla, keskiteholla ja maksimiteholla. Kussakin tapauksessa laskennassa käytetyt tehon arvot on saatu laitoksen B ajodatasta. Datasta etsitään aikaikkuna, jolloin kyseisellä kaukolämpötehon tasolla on operoitu. Tämän jälkeen aikaikkunan sisällä olevista kaukolämpötehon tuntikeskiarvoista lasketaan tutkittavaa tehotasoa vastaava kaukolämpötehon keskiarvo, jota käytetään rajahinnan laskennassa. Kaukolämpötehon lisäksi samalla menetelmällä on selvitetty laitoksen B tuottama sähköntuotannon brutto- ja nettoteho sekä kattilan höyryteho vastaavissa aikaikkunoissa. Skenaarion 1 osalta laskennassa käytettäviksi laitoksen B tehoiksi saatiin taulukossa 4 esitetyt arvot. Lisäksi taulukossa on kutakin tehotasoa vastaava kaukolämpötehon kulutus, joka on laskettu vähentämällä laitoksen B kaukolämpötehosta tuotantolaitoksen ja kulutuspisteen välillä tapahtuvat lämpöhäviöt. Laitoksen B rakennusaste määritetään jakamalla taulukossa 4 esitetty bruttosähköteho kaukolämpöteholla. Laitoksen B rakennusaste on näin ollen minimiteholla 0,528, keskiteholla 0,583 ja maksimiteholla 0,588.

Taulukko 4. *Laitoksen B tehotasot skenaariossa 1*

	Minimiteho	Keskiteho	Maksimiteho
Kaukolämpöteho (MW)	56,807	79,787	121,232
Bruttosähköteho (MW)	29,977	46,505	71,267
Nettosähköteho (MW)	25,06	40,017	61,149
Kattilan höyryteho (MW)	88,931	133,497	192,974
Kaukolämpötehon kulutus (MW)	42,605	67,021	112,746

Kaupungin kaukolämpöverkossa ei todellisuudessa ole asennettua lämpöpumppukapasiteettia alueella A, joten skenaarion 1 kaltaista todellista mittausdataa ei ole skenaarion 2 tapauksessa saatavilla tarkastelua varten. Skenaarion 2 laskennassa käytetyt tehot onkin laskettu skenaarion 1 tehojen avulla. Lämpöpumppujen oletetaan olevan jatkuvasti

toiminnassa eli laitoksen B operointia määrittävä kaukolämpötehon kulutus on skenaariossa 2 aina 5 MW pienempi kuin skenaariossa 1. Skenaariossa 2 lämpöhäviöiden on oletettu pienenevän skenaarioon 1 verrattuna, joten laitoksen B tuottama kaukolämpöteho skenaariossa 2 saadaan laskettua seuraavasti:

$$\Phi_{CHP,2} = \frac{\Phi_{KL,1} - \Phi_{LP}}{1 - häviö_2}, \tag{3}$$

missä $\Phi_{KL,1}$ on kaukolämpötehon kulutus verkossa skenaariossa 1, Φ_{LP} on lämpöpumpun tuottama lämpöteho ja $häviö_2$ on kaukolämpöverkossa tapahtuvat lämpöhäviöt skenaariossa 2. Kun tiedetään laitoksen B kaukolämpöteho, voidaan laskea bruttosähköteho rakennusasteen avulla. Tässä tapauksessa rakennusasteiden skenaariossa 2 oletetaan olevan samat kuin skenaariossa 1. Vastaavasti brutto- ja nettosähkötehon suhteen oletetaan pysyvän skenaariossa 2 samana kuin skenaariossa 1, kun ei huomioida pienentyvän pumppaustehon vaikutusta. Tämän suhdeluvun avulla saadaan laskettua nettosähköteho skenaariossa 2. Myös laitoksen B kaukolämpötehon ja kattilatehon suhteen oletetaan pysyvän samana, jolloin saadaan tämän suhdeluvun avulla laskettua laitoksen B kattilatehot skenaariossa 2. Skenaarion 2 tehoarvot on koottu taulukkoon 5.

Taulukko 5. *Laitoksen B tehotasot skenaariossa 2*

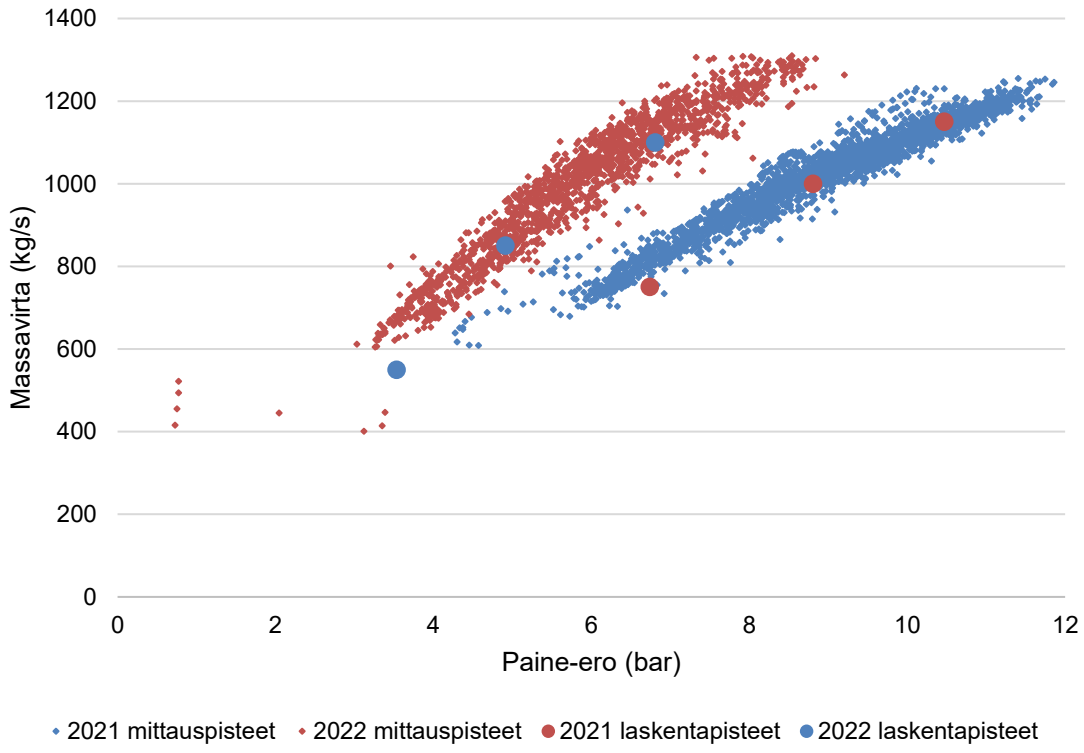
	Minimiteho	Keskiteho	Maksimiteho
Kaukolämpöteho (MW)	50,140	73,835	115,856
Bruttosähköteho (MW)	26,459	43,036	68,106
Nettosähköteho (MW)	22,146	37,032	58,437
Kattilan höyryteho (MW)	78,494	123,538	184,416
Kaukolämpötehon kulutus (MW)	42,605	67,021	112,746

Tehotasojen lisäksi tarkastelussa on huomioitu päästöoikeuden hinnan vaikutus rajahinnan muodostumiseen. Tämä on toteutettu laskemalla rajahinta kullakin tutkituista tehotasoista neljällä eri päästöoikeuden hinnalla. Laskennassa käytetyt päästöoikeuden hinnat ovat 30 €/tCO_2, 80 €/tCO_2, 100 €/tCO_2 ja 150 €/tCO_2. 30 €/tCO_2 vastaa sitä hintaa, jonka tasolla tai alapuolella päästöoikeuden hinta pysyi pitkään ennen vuotta 2021. Vuoden 2022 aikana päästöoikeuden hinta on puolestaan ollut useimmiten 80 €/tCO_2 ja 100 €/tCO_2 välillä. 150 €/tCO_2 kuvaa puolestaan todennäköistä tulevaisuutta, jossa päästöoikeuden hinta nousee entisestään, kun päästöoikeuksien määrää markkinoilla vähennetään. Laskennassa saadaan siis yhteensä 12 eri sähkön rajahintaa skenaarioiden 1 ja 2 välille taulukon 6 mukaisesti.

Taulukko 6. *Laskentatapausten kombinaatioina saatavat sähkön rajahinnat*

	Minimiteho	Keskiteho	Maksimiteho
30 €/tCO_2	*Rajahinta 1*	*Rajahinta 5*	*Rajahinta 9*
80 €/tCO_2	*Rajahinta 2*	*Rajahinta 6*	*Rajahinta 10*
100 €/tCO_2	*Rajahinta 3*	*Rajahinta 7*	*Rajahinta 11*
150 €/tCO_2	*Rajahinta 4*	*Rajahinta 8*	*Rajahinta 12*

Skenaarioiden välisen sähkön rajahinnan laskennassa otetaan huomioon hajautetun lämpöpumppukapasiteetin aiheuttama kaukolämpöveden pumppaustehon tarpeen vähentyminen laitoksessa B. Pumpun teoreettinen teho lasketaan paine-eroon perustuen. Laskettaessa pumpun todellista tehoa huomioidaan myös pumpun hyötysuhde.



Kuva 14. *Laitoksen B kaukolämpöveden massavirta meno- ja paluupaineen erotuksen funktiona*

Pumppauskustannusten huomioimiseksi tulee tietää massavirta ja paine-ero. Tässä tutkimuksessa laskennassa käytetyt massavirran ja paine-eron arvot on määritetty mittausdatasta. Suodatetusta mittausdatasta piirretään kuvan 14 mukainen kuvaaja, jossa on esitetty kaukolämpöveden massavirta paine-eron funktiona. Laitoksen on arvioitu ope-

roivan minimiteholla massavirran arvoilla 400–700 kg/s, keskiteholla massavirran arvoilla 700–1000 kg/s ja maksimiteholla yli 1000 kg/s massavirroilla. Näitä massavirta-alueita vastaaviksi paine-erokeskiarvoiksi saadaan 3,535 bar, 4,913 bar ja 6,810 bar. Koska laskentaa varten tarvitaan jokaiselle tehoalueelle yksittäinen eksakti massavirta, päädyttiin käyttämään seuraavia arvoja: minimiteholla 550 kg/s, keskiteholla 850 kg/s ja maksimiteholla 1100 kg/s. Nämä arvot on merkitty kuvaan 14 suurilla sinisillä pisteillä.

Kuten kuvasta 14 nähdään, massavirta ja paine-ero riippuvat toisistaan melko lineaarisesti. Piirrettäessä kuvaajaa kuitenkin havaittiin kaksi toisistaan selkeästi erottuvaa pistejoukkoa. Syyksi erillisiin pistejoukkoihin selvisi laitoksen B ajotavassa vuoden 2022 alussa tapahtunut muutos. Koska pistejoukkojen keskiarvon käyttäminen johtaisi epärealistiseen lopputulokseen, päädyttiin laskennassa käyttämään vuoden 2022 mukaista ajotilannetta, sillä se vastaa laitoksen nykyistä ajotapaa. Laskentaa varten selvitettiin, kuinka monta tuntia laitos B on operoinut kullakin tehotasolla vuoden 2022 aikana. Minimiteholla operointitunteja kertyi 90 h, keskiteholla 631 h ja maksimiteholla 840 h. Koska tarkastelu haluttiin edelleen kohdistaa koko vuoden operoinnille, suhteutettiin kunkin tehotason operointitunnit 4637 tuntiin, joka aiemmin laskettiin ajaksi, jonka laitos B on ainoana CHP-laitoksena käytössä vuoden aikana. Vuoden tunneiksi skaalattuna tehotasoja vastaavat operointitunnit ovat 267 h, 1874 h ja 2495 h.

Jotta rajahinta saadaan laskettua, datasta saatavien arvojen lisäksi tehdään muutamia oletuksia lähtöarvoista. Laitoksen B polttoainejakaumaksi on oletettu 70 % puuta, 15 % turvetta ja 15 % SRF:ää eli kiinteää kierrätyspolttoainetta. Puun oletetaan olevan metsähaketta ja sen hinnaksi on tilastokeskuksen tilastojen mukaisesti arvioitu 24 €/MWh. Turpeen oletetaan puolestaan olevan jyrsinturvetta, jonka hinta on arviolta 12 €/MWh. [96] SRF:n käytöstä ei aiheudu kustannuksia. Verohallinnon mukaan polttoturvetta verotetaan 5,7 €/MWh, kun taas puun polttaminen on verotonta [48]. SRF oletetaan verottomaksi polttoaineeksi. Sähkövero on 22,53 €/MWh sähköveroluokassa I ja 0,63 €/MWh sähköveroluokassa II [48]. Laskennassa käytettävä sähkön siirtohinta on 28,1 €/MWh. Lämpöpumpun lämpökertoimeksi on arvioitu 5, joka on suhteellisen korkea arvo lämpökertoimelle. Davidin et al. tutkimuksessa kartoitettujen lämpöpumppujen lämpökerroin vaihteli välillä 2,65-6,5 [10], joten arvoa 5 voidaan pitää realistisena etenkin, kun huomioidaan lämpöpumppujen tekniikan todennäköinen kehittyminen tulevaisuudessa.

Laitoksen B ominaispäästö on 0,0964 tCO2/MWh, kun kaikki päästöt on kohdistettu laitoksen B lämmöntuotannolle. Tässä esitellyt lähtöarvot on koottu taulukoihin 7 ja 8.

Taulukko 7. *Laitoksen B käyttämien polttoaineiden tiedot*

	Osuus (%)	Hinta (€/MWh)	Verotus (€/MWh)
Puu	70	24	0
Turve	15	12	5,7
SRF	15	0	0

Taulukko 8. *Laskennassa käytettyjä lähtöarvoja, [1]arvioitu datan perusteella*

	Minimiteho	Keskiteho	Maksimiteho
Skenaario 1			
Lämpöhäviöt (%)	25	16	7
Paine-ero (bar)[1]	3,535	4,913	6,810
Skenaario 2			
Lämpöhäviöt (%)	18	11	5
Paine-ero (bar)	2,535	2,913	3,810
Massavirta (kg/s)[1]	550	850	1100
Tarkastelutunnit vuodessa (h/a)[1]	267	1874	2495
Kattilahyötysuhde (-)	0,6	0,75	0,9
Pumppauksen hyötysuhde (-)	0,3	0,4	0,6

Kun tarvittavat lähtöarvot on määritetty, voidaan laskea skenaarioiden 1 ja 2 välinen sähkön rajahinta. Rajahinta on se sähkön hinta, jolla molempien skenaarioiden lämmön tuotantokustannus on yhtä suuri eli

$$k_1 = k_2, \tag{4}$$

Skenaarion 1 lämmön tuotantokustannus lasketaan yhtälön 5 mukaisesti:

$$k_1 = \frac{h_{polttoaine} + h_{verot} + h_{päästöoikeus} - h_{sähkö} \cdot E_{nettosähkö,CHP}}{(1 - häviö) \cdot E_{kaukolämpö,CHP}}, \tag{5}$$

missä $h_{polttoaine}$ on laitoksen polttoainekustannukset vuodessa (€/a), h_{verot} on laitoksen toiminnasta aiheutuvat verokustannukset vuodessa (€/a), $h_{päästöoikeus}$ on laitoksen vuoden aikana tarvitsemien päästöoikeuksien kokonaiskustannus (€/a), $h_{sähkö}$ on sähkön

hinta vuorokausimarkkinoilla (€/MWh), $E_{nettosähkö,CHP}$ on laitoksen vuoden aikana tuottama sähköenergiamäärä (MWh/a) ja vastaavasti $E_{kaukolämpö,CHP}$ on laitoksen vuoden aikana tuottaman kaukolämpöenergian määrä (MWh/a).

Skenaarion 2 lämmön tuotantokustannuksen laskenta on skenaariota 1 monimutkaisempi, koska myös lämpöpumpun käytöstä aiheutuva lämmön tuotantokustannus täytyy ottaa huomioon. Skenaarion 2 lämmön tuotantokustannus lasketaan yhtälöllä 6:

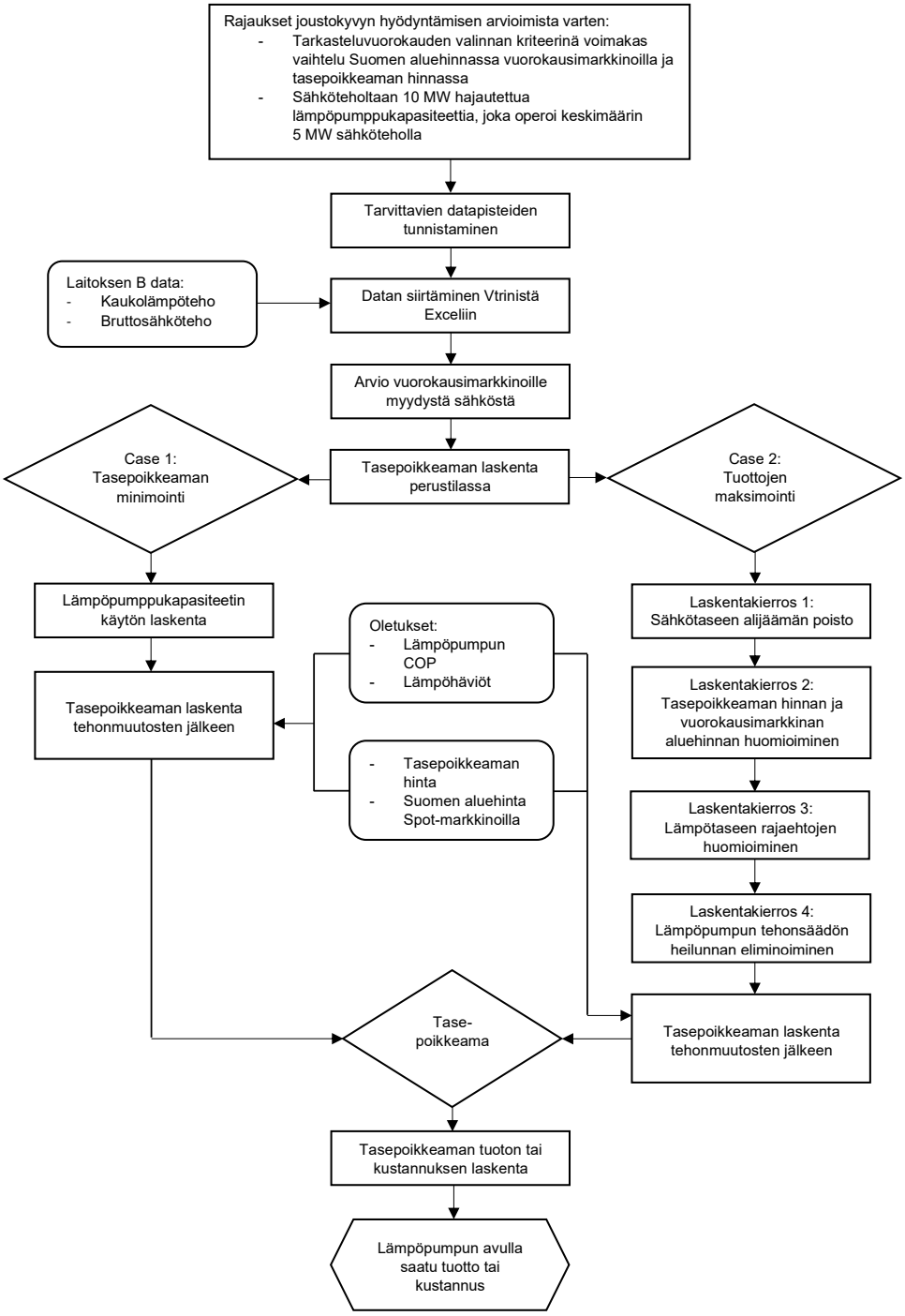
$$k_2 = \frac{h_{polttoaine}+h_{verot}+h_{päästöoikeus}-h_{sähkö}\cdot\left(E_{nettosähkö,CHP}+\left(P_{pumppu,1}-P_{pumppu,2}\right)t\right)}{(1-häviö)\cdot E_{kaukolämpö,CHP}+E_{kaukolämpö,LP}} + \frac{h_{sähkö}tP+h_{verot}+h_{sähkönsiirto}}{(1-häviö)\cdot E_{kaukolämpö,CHP}+E_{kaukolämpö,LP}}, \quad (6)$$

missä $P_{pumppu,1}$ on pumpun kuluttama sähköteho skenaariossa 1 (MW), $P_{pumppu,2}$ on pumpun kuluttama sähköteho skenaariossa 2, t kuvaa operointitunteja kyseisellä tehotasolla vuoden aikana (h/a), $h_{sähkönsiirto}$ on lämpöpumpun kuluttaman sähkön siirtokustannus (€/a) ja $E_{kaukolämpö,LP}$ on lämpöpumpun vuoden aikana tuottaman kaukolämpöenergian määrä (MWh/a).

Lämmöntuotantokustannus lasketaan molemmissa skenaariossa sähkön hinnalla -10–1000 €/MWh. Tämän jälkeen muodostetaan kummallekin skenaariolle suoran yhtälö, joka kuvaa lämmöntuotantokustannusta sähkön hinnan funktiona. Suorien leikkauskohta on sähkön rajahinta, jonka alapuolella skenaarion 2 mukainen lämmöntuotanto lämpöpumpuilla ja laitoksella B on kannattavampaa kuin lämmöntuotanto pelkällä laitoksella B.

4.3 Lämpöpumppujen joustokyvyn hyödyntäminen

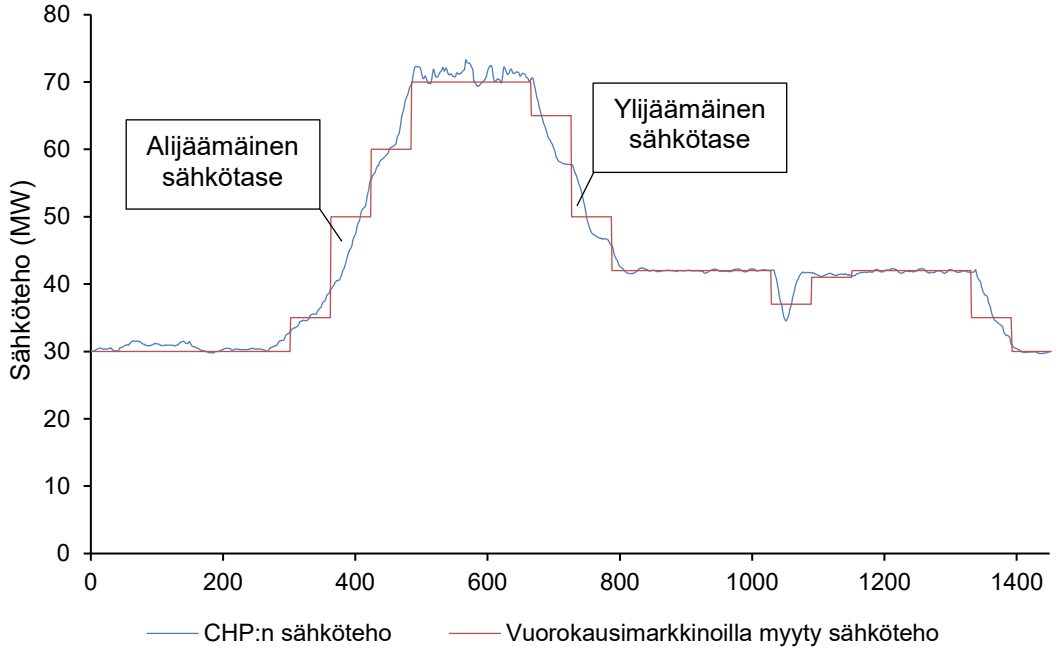
Laskennan toisessa osassa tarkastellaan, miten lämpöpumppujen joustokykyä voidaan hyödyntää, kun halutaan joko minimoida tasepoikkeama tai maksimoida CHP-laitoksella ja lämpöpumpuilla sähkömarkkinoilta saatava tuotto. Tähän laskentaan käytetyt menetelmät on esitetty tiiviisti kuvassa 15. Laskentaa varten valitaan sellainen tarkasteluvuorokausi, jonka aikana sekä Suomen aluehinta sähkön vuorokausimarkkinoilla että tasepoikkeaman hinta on vaihdellut voimakkaasti. Näin saadaan parhaiten havainnollistettua aluehintaan liittyvää CHP-laitoksen sähkötehon vaihtelua ja tasepoikkeaman hinnan vaikutusta järjestelmän tuottavuuteen. Tarkastelupäiväksi valikoitui 22.6.2022, jolloin Suomen aluehinta oli alimmillaan 7,55 €/MWh ja korkeimmillaan 374,45 €/MWh. Tasepoikkeaman hinta oli puolestaan edullisimmalla tunnilla 9,00 €/MWh ja kalleimmalla tunnilla 672,11 €/MWh.



Kuva 15. *Lämpöpumpun joustokyvyn hyödyntämisen arviointi*

Aluksi haetaan datasta minuuttikeskiarvot laitoksen B bruttosähkötehosta ja kaukolämpötehosta tarkastelupäivältä. Bruttosähkötehon arvojen perusteella arvioitiin vuorokausimarkkinoilla myyty sähkötehon määrä. Tässä laskennassa ei ole huomioitu laitoksen B omakäyttöhyötysuhdetta vaan on oletettu, että koko bruttosähköteho olisi myytävissä sähkömarkkinoilla. Kullekin vuorokauden tunnille myyty sähkötehon oletettu taso on kuvassa 16 näkyvä punainen käyrä. Sininen käyrä on puolestaan laitoksen B todellinen

bruttosähköteho. Kuvaan on merkitty esimerkinomaisesti hetki, jolloin sähkötase on alijäämäinen ja hetki, jolloin sähkötase on ylijäämäinen.



Kuva 16. *Laitoksen B tasepoikkeama*

Molemmissa laskentatapauksissa kaukolämpöverkkoon oletetaan olevan kytketty sähköteholtaan 10 MW lämpöpumppukapasiteettia, joka operoi keskimäärin 5 MW sähkötehollа. Lämpöpumppukapasiteetti pystyy siis joustamaan keskisähkötehostaan enimmillään 5 MW sekä ylöspäin että alaspäin. Lämpöpumpun toteuttaman jouston oletetaan tapahtuvan äärettömän nopeasti eli lämpöpumppu pystyy säätymään välittömästi minimiteholta maksimiteholle ja päinvastoin. Todellisuudessa lämpöpumppu käynnistyy nopeimmillaan minuuteissa ja joka tapauksessa alle tunnissa [28].

Lämpöpumpun lämpökertoimen oletetaan olevan 5. Tällöin maksimilämpöteho on 50 MW ja keskimääräinen lämpöteho 25 MW. Kaukolämpötehonkulutuksen oletetaan olevan yhtä suuri kuin lämpöpumppujen tuottaman peruslämpötehon 25 MW ja laitoksen B tuottaman kaukolämpötehon summa huomioiden laitoksen B lämpöhäviöt. Tässä laskennassa käytetään minimiteholla lämpöhäviölle arvoa 18 %, keskiteholla 11 % ja maksimiteholla 5 %.

Case 1: Tasepoikkeaman minimointi

Jotta saadaan joustokykyisen lämpöpumppukapasiteetin käyttötarve laskettua, lasketaan jokaiselle minuutille laitoksen B tuottaman sähkötehon ja vuorokausimarkkinoille myydyn sähkötehon erotus. Mikäli erotus on positiivinen, laitos B tuottaa liikaa sähköä ja

sähkötase on ylijäämäinen. Tällöin lämpöpumppu lisää lämmöntuotantoa ja siten sähkönkulutusta erotuksen verran, jolloin tasevirhe pienenee. Mikäli erotus on negatiivinen, laitos B puolestaan tuottaa liian vähän sähköä ja sähkötase on alijäämäinen. Tällöin lämpöpumppu vähentää lämmöntuotantoaan ja kuluttaa erotuksen verran vähemmän sähköä. Näin tasevirhe saadaan jälleen pienemmäksi.

Kun tiedetään sekä laitoksen B tuottama bruttosähköteho että lämpöpumppujen kuluttama sähköteho, voidaan laskea kokonaissähköteho näiden erotuksena. Kokonaissähkötehon ja vuorokausimarkkinoille myydyn sähkötehon erotus on syntynyt tasepoikkeama. Koska sähkötaseen tasapainoa tarkastellaan tuntitasolla, lasketaan jokaisen tunnin minuutin tasepoikkeamien summa ja jaetaan tämä luvulla 60, jolloin saadaan tulokseksi kyseisen tunnin tasepoikkeama yksikössä MWh. Kunkin tunnin tasepoikkeama kerrotaan tasepoikkeaman todellisella markkinahinnalla, jolloin saadaan tasepoikkeamasta aiheutuva tuotto tai kustannus kyseisellä tunnilla. Lisäksi lasketaan lämpötaseen poikkeama eli lämmöntuotannon ja -kulutuksen välinen poikkeama tarkasteluvuorokauden lopussa.

Case 2: Sähkömarkkinoilta saatavien tuottojen maksimointi

Kun pyritään maksimoimaan lämpöpumppujen avulla sähkömarkkinoilta saatava tuotto, ajoitetaan lämpöpumpun tuotanto hetkiin, jolloin sähkön hinta vuorokausimarkkinoilla on pieni ja myös tasepoikkeaman hinta on matala. Vastaavasti lämpöpumpun tuotantoa kannattaa säätää alaspäin silloin, kun tasepoikkeaman hinta on korkea, jotta saadaan säädettyä sähkötasetta ylijäämäiseksi ja näin saadaan tuottoa kalliista tunnista. Tässä työssä lämpöpumpun kuluttamaa sähkötehoa säädetään minuuttitasolla.

Laskenta koostuu neljästä laskentakierroksesta, joilla pyritään maksimoimaan tuotto ja huomioimaan kaukolämpöverkon lämpötaseelle asetetut rajaehdot:

1. Sähkötaseen alijäämän poisto
2. Tasepoikkeaman hinnan ja vuorokausimarkkinan aluehinnan huomioiminen
3. Lämpötaseen rajaehtojen huomioiminen
4. Lämpöpumpun tehonsäädön heilunnan eliminoiminen

Aluksi poistetaan sähkötaseen alijäämä, koska alijäämä aiheuttaa kustannuksia sähkömarkkinaosapuolelle. Sähkömarkkinaosapuoli joutuu maksamaan taseen alijäämän ja tasepoikkeaman hinnan tulon verran tasemaksua jokaiselta tunnilta, jonka sähkötase on alijäämäinen. Tässä tapauksessa sähkötase on alijäämäinen, mikäli markkinoille on myyty enemmän sähköä kuin laitos B tunnin aikana tuottaa. Tämä alijäämä voidaan kat-

taa lämpöpumpuilla pienentämällä lämpöpumpun tehoa. Kun lämpöpumpun sähkönkulutus vähenee, sähkötaseen alijäämä pienenee. Jos sähkötaseen alijäämä on yli 5 MW, lämpöpumppukapasiteetti kytkeytyy pois päältä, jotta saadaan minimoitu alijäämästä aiheutuvat kustannukset. Mikäli alijäämä on alle 5 MW, lämpöpumppukapasiteetti säätää kuluttamaansa sähkötehoa alijäämän verran pienemmäksi ($P_{myyty} - P_{CHP}$), jolloin sähkötase tasapainottuu. Jos alijäämää ei ole, lämpöpumppu toimii peruskuormalla eikä säätöjä tehotasoon tehdä.

Seuraavaksi huomioidaan tasepoikkeaman hinta ja vuorokausimarkkinan hinta kohdentamalla lämpöpumpun käyttöä niille tunneille, joilla lämpöpumpun käyttö on taloudellisesti kannattavinta. Koska tasepoikkeaman hintataso on tarkasteluajankohtana välillä 00–12 selvästi alhaisempi kuin välillä 12–00, suoritetaan näiden aikavälien optimoinnit erikseen. Näin saadaan kohdennettua lämpöpumpun käyttö järkevästi huomioiden samalla rajaehdot myöhemmillä laskentakierroksilla. Sekä aamupäivän tuntien että iltapäivän tuntien tasepoikkeaman hinnat on jaettu kvartiileihin. Välillä 00–12 tasepoikkeaman hinnan alakvartiili on 29,49 €/MWh, mediaani 52,14 €/MWh ja yläkvartiili 320,44 €/MWh. Vastaavat luvut välillä 12–00 ovat 296,36 €/MWh, 379,00 €/MWh ja 447,62 €/MWh. Mikäli tasepoikkeaman hinta kyseisellä tunnilla on suurempi kuin yläkvartiili, lämpöpumppu kytkeytyy pois päältä. Jos tasepoikkeaman hinta taas on pienempi kuin alakvartiili, lämpöpumppu toimii maksimiteholla. Lämpöpumppu toimii maksimiteholla myös siinä tapauksessa, että edellisen tunnin tasepoikkeaman hinta on suurempi kuin nykyinen tasepoikkeaman hinta ja Suomen aluehinta kyseisellä tunnilla on alle 60 €/MWh. Muussa tapauksessa lämpöpumpun kuluttama sähköteho on sama kuin alijäämää minimoitaessa laskettu lämpöpumpun sähköteho.

Lämpöpumpun kuluttaman sähkötehon säätö vaikuttaa luonnollisesti myös lämpöpumpun tuottamaan lämpötehoon. Lämpötase kuvaa lämmöntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa. Tässä laskennassa lämpötaseen poikkeama on määritelty seuraavasti:

$$Lämpötase = \frac{(1-häviö)\cdot\Phi_{CHP}+\Phi_{lämpöpumppu}-\Phi_{kulutus}}{60\frac{1}{h}}, \quad (7)$$

missä Φ_{CHP} on laitoksen B tuottama kaukolämpöteho (MW), $\Phi_{lämpöpumppu}$ on lämpöpumpun tuottama lämpöteho (MW) ja $\Phi_{kulutus}$ on kaukolämpötehon kulutus (MW). Vaikka kaukolämpöverkossa virtaavalla vedellä ja verkkoon liitetyillä rakennuksilla ja rakenteilla on luonnostaan kyky varastoida lämpöä, kaukolämpöverkon lämpötase ei voi jatkuvasti olla yli- tai alijäämäinen. Tässä laskennassa määritellään, että lämpötaseen poikkeama saa olla enintään $\pm$ 50 MWh. Laskennassa lämpötaseen raja-arvoissa on käytetty 0,5 MWh:n varmuusmarginaalia. Jos lämpötase on edellisellä minuutilla $\geq$ 49,5 MWh, lämpöpumppu kytkeytyy pois päältä. Jos lämpötase taas on edellisellä minuutilla

≤ -49,5 MWh, lämpöpumppu toimii maksimiteholla. Muussa tapauksessa lämpöpumpun kuluttama sähköteho pysyy samana kuin aiemmissa laskennan vaiheissa on laskettu.

Kun lämpötaseen raja-arvo saavutetaan, edellisen kohdan säätösääntö saa useissa tilanteissa lämpöpumpun tehon heilua minimi- ja maksimiarvon välillä. Lämpötaseen hallinnan kannalta tämä on sama asia kuin se, että lämpöpumppu operoisi peruskuormallaan. Tämän vuoksi viimeisessä säädössä palautetaan lämpöpumpun teho perustasolle, mikäli lämpöpumpun teho alkaa vaihtelemaan minimiteholta maksimiteholle.

Kun kaikki edellä kuvaillut ehdot on täytetty, lasketaan jokaiselle minuutille kokonaissähköteho laitoksen B tuottaman bruttosähkötehon ja lämpöpumppujen kuluttaman sähkötehon erotuksena. Tämän jälkeen voidaan laskea tasepoikkeamasta aiheutuva tuotto tai kustannus samalla tavalla kuin tasepoikkeamaa minimoitaessa.

4.4 Oletukset ja yksinkertaistukset

Tämän tutkimuksen epävarmuudet liittyvät erityisesti energiajärjestelmän dynamiikan ja vuorovaikutussuhteiden mallintamiseen. Energiajärjestelmä on monimutkainen kokonaisuus, jolla on valtava määrä sekä sisäisiä että ulkoisia vuorovaikutussuhteita. Kaikkien vuorovaikutussuhteiden mallintaminen diplomityön rajoissa on mahdotonta, joten työssä on täytynyt keskittyä niistä muutamaan, jotka ovat tämän tutkimuksen kannalta olennaisimpia.

Osa laskennassa käytetyistä tiedoista on puhtaita oletuksia. Erityisesti oletetuilla lämpöhäviöillä on suuri vaikutus lopputulokseen, kun arvioidaan lämpöpumpun kannattavuutta peruskuormana. Jo prosenttiyksikön muutoksella lämpöhäviötasossa voi vaikuttaa merkittävästi laskettuun sähkön rajahintaan. Skenaarion 1 tapauksessa käytettyjä lämpöhäviötasoja voitaisiin tarkentaa analysoimalla tarkastelukohteen dataa tarkemmin. Mikäli tarkasteltavasta energiajärjestelmästä olisi saatavissa dataa lämpöpumppujen osalta, tulisi tätä hyödyntää skenaarion 2 lähtötiedoissa tulosten oikeellisuuden tarkentamiseksi. Esimerkiksi lämpöpumpun vaikutus kaukolämpöverkon meno- ja paluupaineen erotukseen perustuu tässä työssä ainoastaan kokemusperäisiin arvioihin. Datan puutteen vuoksi skenaarioon 2 liittyy erityisiä epävarmuuksia. Laskennassa lämpöpumpun kannattavuutta parantaa myös oletus laitoksella B polttoaineena käytetyn SRF:n hinnasta. SRF:n hinnaksi on arvioitu 0 €/MWh, vaikka todellisuudessa energiantuotantoyhtiö perii poltettavasta jätteestä porttimaksua. SRF:n hinta olisi siis todellisuudessa negatiivinen, mutta yksinkertaisuuden ja SRF:n suhteellisen pienen osuuden vuoksi tämä on jätetty laskennassa huomioimatta.

Lämpöpumpun joustokyvyn arvioimisessa tasepoikkeaman hinta on merkittävässä roolissa lämpöpumpun ajotapaa määritettäessä. Työssä on oletettu tasepoikkeaman hinnan olevan etukäteen tiedossa. Todellisuudessa tasesähkön hinta tiedetään vasta käyttötunnin jälkeen ja hinnan ennustaminen etukäteen on melko haastavaa. Useissa diplomitöissä on kuitenkin kehitetty ennustemalleja, joilla pyritään koneoppimista hyödyntämällä ennustamaan säätösähkön hintoja [97–99]. Säätösähkön hintojen parempi ennustettavuus lisäisi sähkömarkkinatoimijoiden mahdollisuuksia ohjata tasettaan ylijäämäiseksi silloin, kun tasesähkön hinnan ennakoidaan nousevan korkeaksi.

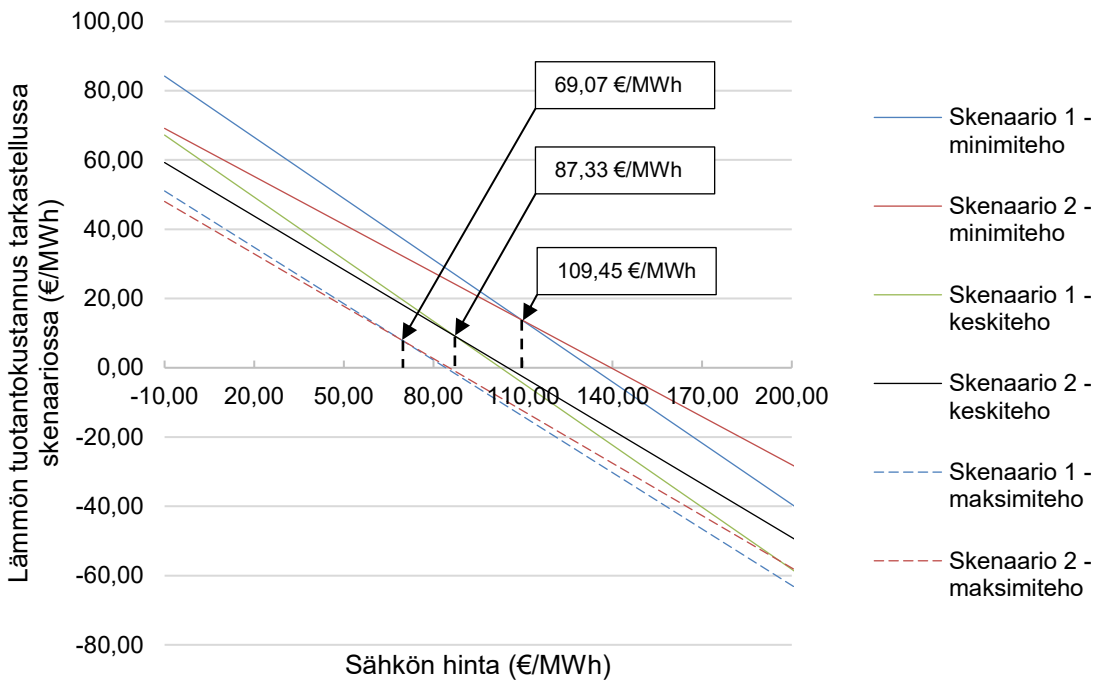
Lämpöpumpun operoinnin manuaalinen arvioiminen aiheuttaa myös laskentaan epätarkkuutta. Se riittää havainnollistamaan sektorikytkentään liittyviä ilmiöitä, mutta todellinen ajotapa yksittäistä muuttujaakin optimoitaessa olisi todennäköisesti erilainen, mikäli käytössä olisi jokin optimointityökalu tai -algoritmi. Esimerkiksi mallipredikiivisellä säädöllä voitaisiin säätää lämpöpumpun ajotapaa tarkemmin ja huomioida kerralla useita optimointitavoitteita. Tämä olisi järkevää, sillä todellisessa energiajärjestelmässä on useita muuttujia ja ristiriitaisia tavoitteita, joita tulee pyrkiä optimoimaan samanaikaisesti, jotta energiajärjestelmää voidaan operoida kokonaisuutena parhaalla mahdollisella tavalla.

5. TULOKSET

Tässä luvussa esitellään luvussa 4 esiteltyjen tutkimusmenetelmien ja aineiston avulla saadut tutkimustulokset. Saatujen tuloksien avulla arvioidaan, miten lämpöpumppujen operointi osana kaukolämmöntuotantoa vaikuttaa energiajärjestelmän joustokykyyn. Luvussa 5.1 esitellään tuloksia sähkön rajahinnan laskennasta ja lämpöpumpun käytön kannattavuudesta peruskuormalaitoksena. Luvussa 5.2 syvennytään tarkemmin lämpöpumppujen rooliin energiajärjestelmän joustontarjoajana ja arvioidaan parantaako lämpöpumppujen käyttö energiajärjestelmän joustokykyä. Luvussa 5.3 arvioidaan saatuja tutkimustuloksia ja pohditaan, miten ne kytkeytyvät energiajärjestelmän dynamiikkaan. Lisäksi esitellään tiivistetysti tämän tutkimuksen tärkeimmät havainnot.

5.1 Lämpöpumppujen kannattavuus peruskuormalaitoksena

Työssä laskettiin sähkön rajahinta 12 erilaisella päästöoikeuden ja laitoksen B tehotason kombinaatiolla. Nämä 12 sähkön rajahintaa antavat osviittaa siitä, kuinka voimakkaasti yksittäiset parametrit vaikuttavat lämpöpumpun peruskuormalaitoskäytön kannattavuuteen CHP-laitokseen verrattuna. Lisäksi saadaan arvio siitä, mikä on karkeasti se sähkön hinta, jolla lämpöpumpun käyttö peruskuormalaitoksena on kannattavaa tehotasosta riippumatta. Laskennassa vertailtiin kahta skenaariota. Skenaariossa 1 kaikki tarvittava kaukolämpöteho tuotetaan tarkasteltavaan energiajärjestelmään CHP-laitoksella, jota kutsutaan laitokseksi B. Skenaariossa 2 lämpöpumppu tuottaa tasaisesti 5 MW lämpötehoa kaukolämpöverkkoon laitoksen B lisäksi.



Kuva 17. *Lämmön tuotantokustannus sähkön hinnan funktiona päästöoikeuden hinnan ollessa 80 €/tCO_2*

Kuvassa 17 on esitetty skenaarioiden 1 ja 2 lämmön tuotantokustannuksen ja sähkön hinnan välistä riippuvuussuhdetta laitoksen B eri tehotasoilla, kun päästöoikeuden hinta on 80 €/tCO_2. Sähkön rajahinta muodostuu kullakin tehotasolla suorien leikkauskohtaan. Suorien leikkauspisteen ja vastaavan x-akselin pisteen välille on piirretty kuvassa 17 nuoli havainnollistamaan sähkön rajahinnan määräytymistä. Tarkat rajahinnat sekä päästöoikeuden hinnalla 80 €/tCO_2 että muilla tutkituilla päästöoikeuden hinnoilla on esitetty taulukossa 9. Taulukkoon on myös koottu tieto siitä, kuinka monena vuoden 2021 tuntina skenaarion 2 mukainen kaukolämmöntuotanto olisi ollut kannattavampaa kuin kaukolämmöntuotanto skenaarion 1 mukaisesti.

Taulukko 9. *Sähkön rajahinta skenaarion 1 ja skenaarion 2 välillä*

Tehotaso	Päästö-oikeuden hinta €/tCO_2	Rajahinta €/MWh	Tunnit, jolloin vuorokausihinta < rajahinta 2021 Q1–Q4 kpl	%	2022 Q1–Q2 kpl	%
Minimiteho	30	100,07	7233	82,57	2346	54,01
	80	109,45	7557	86,27	2495	57,44
	100	113,21	7657	87,41	2632	60,59
	150	122,59	7865	89,78	2817	64,85
Keskiteho	30	78,68	5858	66,87	1888	43,46
	80	87,33	6441	73,53	2055	47,31
	100	90,79	6671	76,15	2138	49,22
	150	99,44	7140	81,51	2302	52,99
Maksimiteho	30	60,48	4682	53,45	1498	34,48
	80	69,07	5263	60,08	1659	38,19
	100	72,50	5520	63,01	1752	40,33
	150	81,08	6057	69,14	1946	44,80

Kuten taulukosta 9 nähdään, lämpöpumppujen käyttö osana kaukolämpöjärjestelmää olisi vuoden 2021 sähkön vuorokausihintojen tasolla ollut kannattavaa ainakin puolet ajasta jokaisessa tutkitussa tapauksessa. Rajahinta on kaikkein korkein CHP-laitoksen operoidessa minimiteholla ja päästöoikeuden hinnan ollessa korkea. Minimiteholla operoitaessa ja päästöoikeuden hinnan ollessa 150 €/tCO_2 hajautetun lämpöpumppukapasiteetin käyttäminen lämmön tuotantoon olisi ollut kannattavaa 89,78 % vuoden 2021 tunneista. Korkea päästöoikeuden hinta kasvattaa merkittävästi CHP-laitoksella tuotetun lämmön tuotantokustannusta ja näin ollen lisää lämpöpumppujen kannattavuutta. CHP-laitoksen minimitehon rajahintaa nostava vaikutus johtuu puolestaan alhaisen tehotason suuremmista lämpöhäviöistä, heikommasta kattilahyötysuhteesta ja alhaisesta pumpun hyötysuhteesta.

Vuonna 2022 sähkön hinta vuorokausimarkkinoilla on vaihdellut vielä voimakkaammin kuin vuonna 2021. Uusiutuvan tuotannon osuuden kasvusta huolimatta sähkön hinnan

trendi on nouseva. Venäjän hyökättyä Ukrainaan länsimaat ovat asettaneet pakotteita Venäjälle ja pyrkineet nopeuttamaan irtautumista venäläisestä energiasta. Samaten Venäjä on asettanut vastapakotteita länsimaille. Maailmanpoliittisesta tilanteesta johtuen myös energiamarkkinoiden asetelma on muuttunut merkittävästi, mikä näkyy nousevina sähkön hintoina vuorokausimarkkinoilla. Kun vuonna 2021 Suomen aluehinnan keskiarvo oli 72,34 €/MWh, vuoden 2022 kahden ensimmäisen kvartaalin aluehintojen keskiarvo oli 104,39 €/MWh. Kuten taulukosta 9 nähdään, sähkön rajahinta liikkuu päästöoikeuden hinnasta ja laitoksen B tehotasosta riippuen 60,48 €/MWh ja 122,59 €/MWh välillä. Sähkön hintatason nousu vuoden 2021 ja 2022 välillä voi siis vaikuttaa hyvinkin ratkaisevasti lämpöpumppuinvestointien houkuttelevuuteen. Vuoden 2022 kahden ensimmäisen kvartaalin tunneista ainoastaan 34,48 % aikana olisi ollut kannattavampaa operoida kaukolämpöverkkoa skenaarion 2 mukaisesti kuin skenaarion 1 mukaisesti, mikäli päästöoikeuden hinta olisi 30 €/tCO_2 ja laitos B operoisi maksimitehollaan. Parhaimmassakin tapauksessa laitoksen B operoidessa minimiteholla ja päästöoikeuden hinnan ollessa 150 €/tCO_2 sähkön hinta on ollut skenaariolle 2 suotuisa 64,85 % vuoden 2022 kahden ensimmäisen kvartaalin tunneista. Lämpöpumpun käytön kannattavuus on siis heikentynyt merkittävästi. Toisaalta myös polttoaineiden hinnat ovat nousseet huomattavasti nykyisen maailmantilanteen seurauksena. Tämä nostaa CHP-laitoksen lämmön tuotantokustannuksia ja tätä myötä myös lämpöpumpun kannattavan peruskuormakäytön sähkön rajahintaa. Lämpöpumpun käytön kannattavuutta vuonna 2022 on siis todellisuudessa vaikea arvioida suorittamatta laskentaa uudelleen.

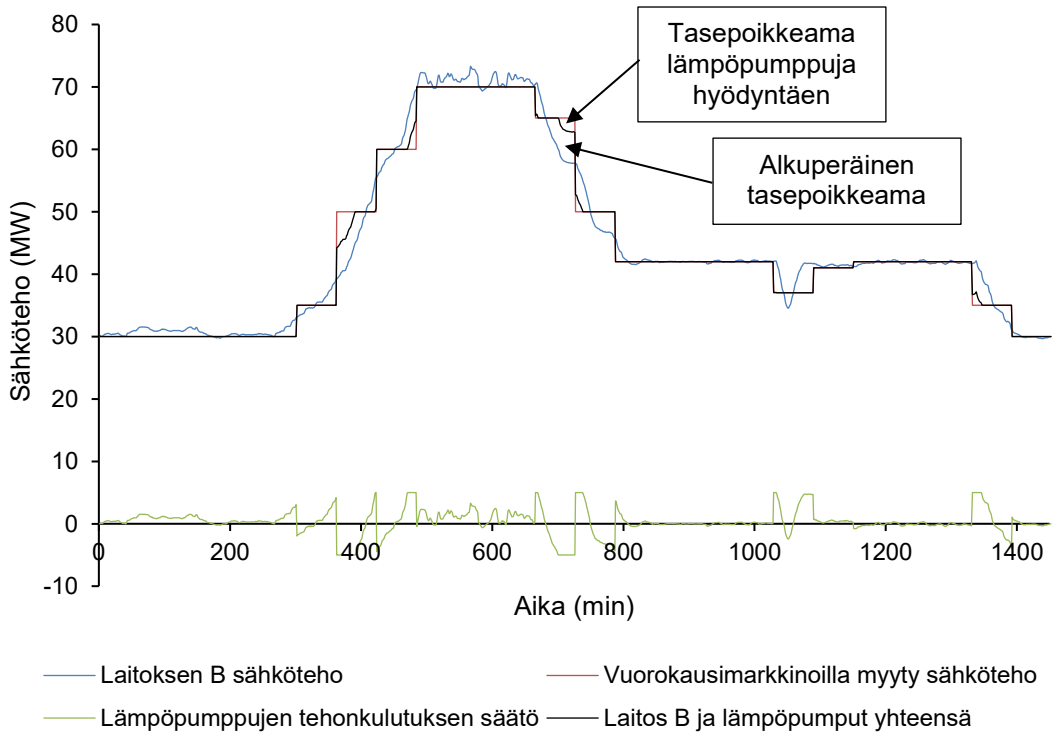
Sähkön vuorokausihinnan suuri volatiliteetti aiheuttaa myös epävarmuutta lämpöpumppuinvestoinnin kannattavuudelle, koska investoinnin takaisinmaksuaikaa on aiempaa vaikeampaa arvioida. Toisaalta CHP-laitoksen operoinnin kannattavuuden ennustaminen on yhtä lailla aiempaa vaikeampaa, sillä sähkön hinnan vaihtelu vaikuttaa myös CHP-laitoksen kannattavuuteen. Myös polttoaineiden hinta vaikuttaa luonnollisesti CHP-laitoksen kannattavuuteen, ja kuten Venäjän aloittaman hyökkäyssodan myötä on nähty, polttoaineiden hinnat voivat muuttua nopeastikin maailmantilanteen mukaan. On hyvä huomata, että CHP-laitoksen hidas säädettävyys tukee lämpöpumppuinvestointeja etenkin siinä tapauksessa, että sähkön yleinen hintataso on korkeasta volatiliteetista huolimatta alhainen. Nykyisessä sähkömarkkinatilanteessa näin ei kuitenkaan ole.

5.2 Lämpöpumppujen aiheuttama joustokyvyn muutos

Lämpöpumppujen tehonmuutosnopeus on suurempi kuin CHP-laitoksen. Tämä mahdollistaa verkon joustokykyisemmän operoinnin myös sähkömarkkinoiden kannalta, kun li-

säksi hyödynnetään kaukolämpöverkon hitautta ja lämpövarastoja. Lämpöpumput pystyvät osallistumaan huomattavasti CHP-laitosta ketterämmin sähköjärjestelmän säätöön. Tämän merkitys korostuu entisestään varttiin siirryttäessä, joten lämpöpumppukapasiteettia omistavien energiatoimijoiden voidaan arvioida olevan etulyöntiasemassa säätösähkömarkkinoilla tulevaisuudessa.

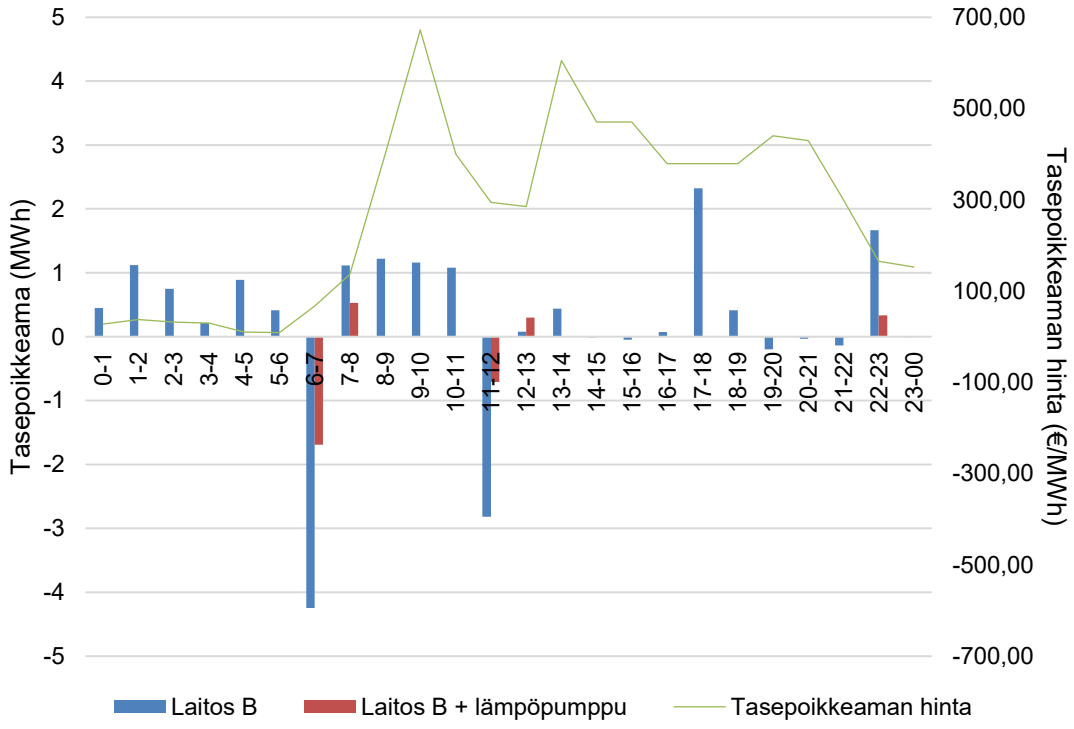
Kuvassa 18 näkyy, kuinka lämpöpumpun avulla saadaan pienennettyä laitoksen B hitaasta tehonsäädöstä johtuvaa tasepoikkeamaa. Esimerkiksi klo 6–7 sähkötase on pelkän laitoksen B tapauksessa 4,246 MWh alijäämäinen, mutta lämpöpumpun avulla sähkötaseen alijäämä on ainoastaan 1,691 MWh. Lämpöpumpun avulla merkittävä osa vuorokauden tunneista pystytään operoimaan täysin markkinoille myydyn sähkötehon mukaisesti, jolloin tasepoikkeamaa ei synny lainkaan. Kuvassa 18 tämä näkyy siten, että musta käyrä peittää markkinoille myytyä sähkötehoa kuvaavan punaisen käyrän suuren osan ajasta.



Kuva 18. *Sähköteho, kun tasepoikkeama pyritään minimoimaan lämpöpumpun avulla*

Tasepoikkeaman minimoinnista saatu kustannushyöty ei ole yhtä yksiselitteinen kuin tasepoikkeaman minimoinnin hyöty sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitämiseen. Tasepoikkeaman hinta vaihtelee voimakkaasti tunneittain. Nykyisessä yksihintajärjestelmässä tasepoikkeaman hinta on sama myydylle ja ostetulle tasesähkölle. Ylijäämäisen taseen tapauksessa tuottaja saa ylijäämän ja tasepoikkeaman hinnan tulon verran tuot-

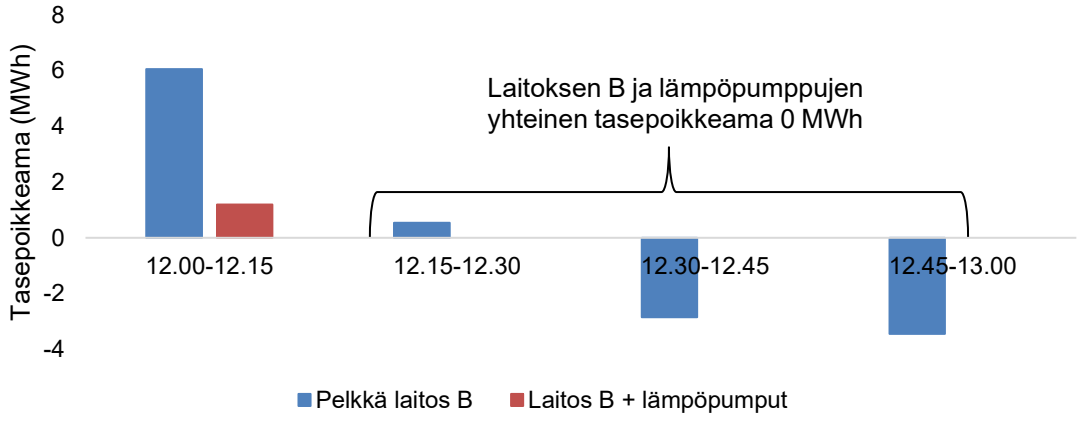
toa tasepoikkeamastaan. Alijäämäisen taseen tapauksessa tuottaja maksaa tasemaksua alijäämän ja tasepoikkeaman hinnan tulon mukaisesti. Kuvasta 19 nähdään, että 22.6.2022 tasepoikkeaman hinta on ollut korkea monena tuntina, jona laitoksen B sähkötase on ollut ylijäämäinen. Nämä tunnit ovatkin olleet hyvin tuottoisia. Vastaavasti suurimmat sähkötaseen alijäämät ovat osuneet tunneille, joina tasepoikkeaman hinta on ollut alhainen. Tasepoikkeamaan liittyvä kustannusriski ei siis ole tarkastelupäivän osalta realisoitunut. Kun ainoastaan laitos B operoi 22.6.2022, tasepoikkeamasta saadaan 2295,84 € tuottoa vuorokauden aikana. Mikäli tasepoikkeamaa minimoidaan lämpöpumppujen avulla, vuorokauden aikana aiheutuu 106,01 € kustannuksia tasepoikkeamasta. Tarkastellussa tapauksessa sähkötaseen tasapainottaminen lämpöpumpuilla ei siis näyttäydy lainkaan järkevänä.



Kuva 19. *Laitoksen B tasepoikkeama ja tasepoikkeaman markkinahinta 22.6.2022*

Sähkömarkkinat ovat siirtymässä 15 minuutin taseselvitysjaksoon eli niin sanottuun varttitaseeseen keväällä 2023. Tasepoikkeaman hinnoittelu tulee perustumaan aluksi edelleen säätösähkön hinnan mukaiseen tuntihintaan eli tunnin sisällä jokaisen vartin hinta on sama. Myöhemmin tullaan kuitenkin siirtymään varttikohtaiseen hinnoitteluun. Tämän vuoksi on mielenkiintoista tarkastella, miltä laitoksen B sähkötase näyttää varttitasolla sellaisena tuntina, jonka tasepoikkeama tuntitasolla on hyvin pieni. Kuva 20 esittää laitoksen B tunnin sisäistä tasepoikkeamaa vartin jaksoihin jaettuna 22.6.2022 klo 12–13. Ensimmäisen vartin aikana laitoksen B sähkötase on 6,057 MWh ylijäämäinen, kun taas

kolmas vartti on 2,849 MWh alijäämäinen ja neljäs vartti 3,445 MWh alijäämäinen. Tuntitasolla tarkasteltaessa tasepoikkeama näyttäytyy hyvin pienenä, koska sähkötaseen yli- ja alijäämät kumoavat toisensa. Vartin aikaikkunassa tätä niin kutsuttua nettoutumista tapahtuu tuntia vähemmän, mikä tekee sähkötaseen hallinnasta haastavaa. Tasepoikkeamaan liittyvä kustannusriski kasvaa varttihinnoitteluun siirtymisen myötä, minkä pitäisi lisätä sähkömarkkinaosapuolten intressejä sähkötaseensa tasapainottamiseen.

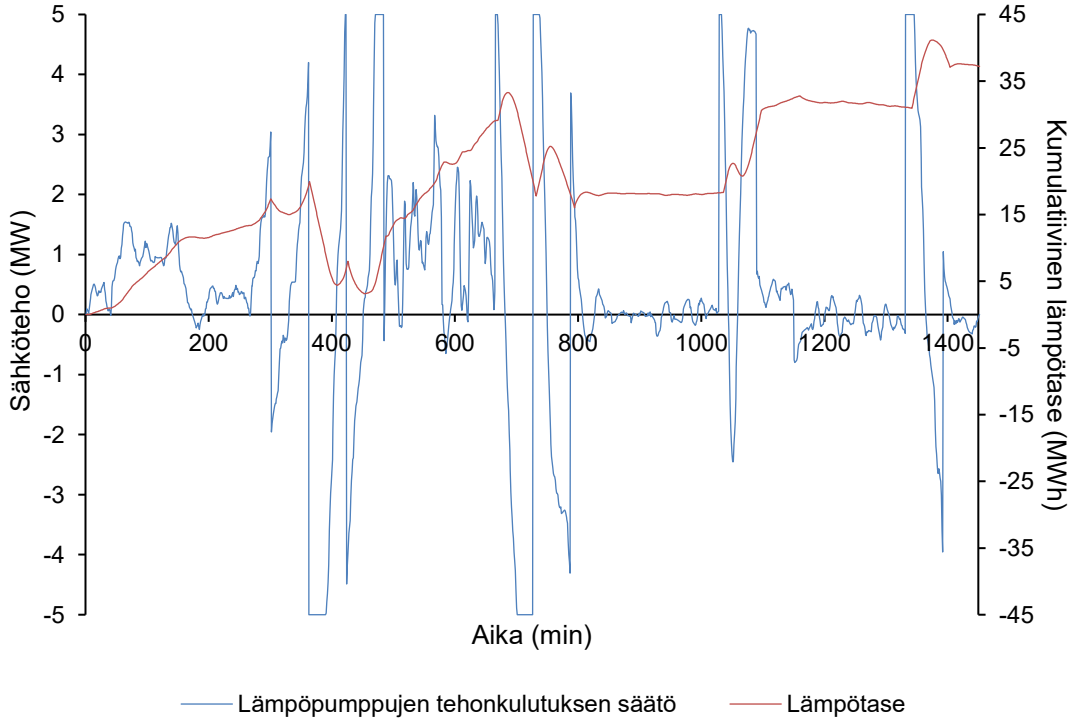


Kuva 20. *Tunnin sisäinen tasepoikkeama 22.6.2022 klo 12–13, kun pyritään minimoimaan tasepoikkeama*

Vaikka tasepoikkeaman minimointi lämpöpumpulla näyttää esitellyn laskentaesimerkin perusteella kannattamattomalta, on huomioitava, että sillä miten yli- ja alijäämätunnit sijoittuvat suhteessa tasepoikkeaman tuntihintaan on merkittävä vaikutus tasepoikkeamasta aiheutuneisiin kustannuksiin tai tuottoihin. Toistettaessa vastaava laskenta vuorokauden 22.8.2022 tuotantotiedoilla ja tasepoikkeaman hinnoilla saadaan tasepoikkeaman kustannukseksi pelkän laitoksen B operoidessa 254,05 €. Kun lämpöpumppu minimoi tasepoikkeamaa, tasepoikkeamasta aiheutuva kustannus on 95,39 €. Tässä tapauksessa tasevirheen minimoiminen lämpöpumpun avulla olisi siis kannattavaa.

Sähkötaseen tasapainottaminen lämpöpumppujen kaltaisilla sektorikytketyillä ratkaisuilla vaikuttaa luonnollisesti kaukolämpöverkon lämpötaseeseen, säätyyhän lämpöpumpun lämmöntuotanto lämpökertoimen mukaisesti säädettäessä lämpöpumpun sähkötehonkulutusta. Kuva 21 esittää tarkasteltavan kaukolämpöverkon kumulatiivista lämpötasetta, kun pyritään minimoimaan sähkötaseen tasepoikkeama lämpöpumpulla. Tutkitussa tapauksessa lämpötase on vuorokauden lopussa selkeästi ylijäämäinen ja sen trendi on nouseva. Vaikka kaukolämpöverkkoon olisi kytketty lämpövarastoja ja verkkoa akkumuloitaisiin, lämpötase ei voi olla jatkuvasti yli- tai alijäämäinen. Ylijäämäistä lämpötasetta voidaan tasata päästämällä osa tuotetusta lämmöstä esimerkiksi vesistöihin. Tällöin voidaan kuitenkin ajatella sektorikytkennän muuttuvan hyvin näennäiseksi, sillä

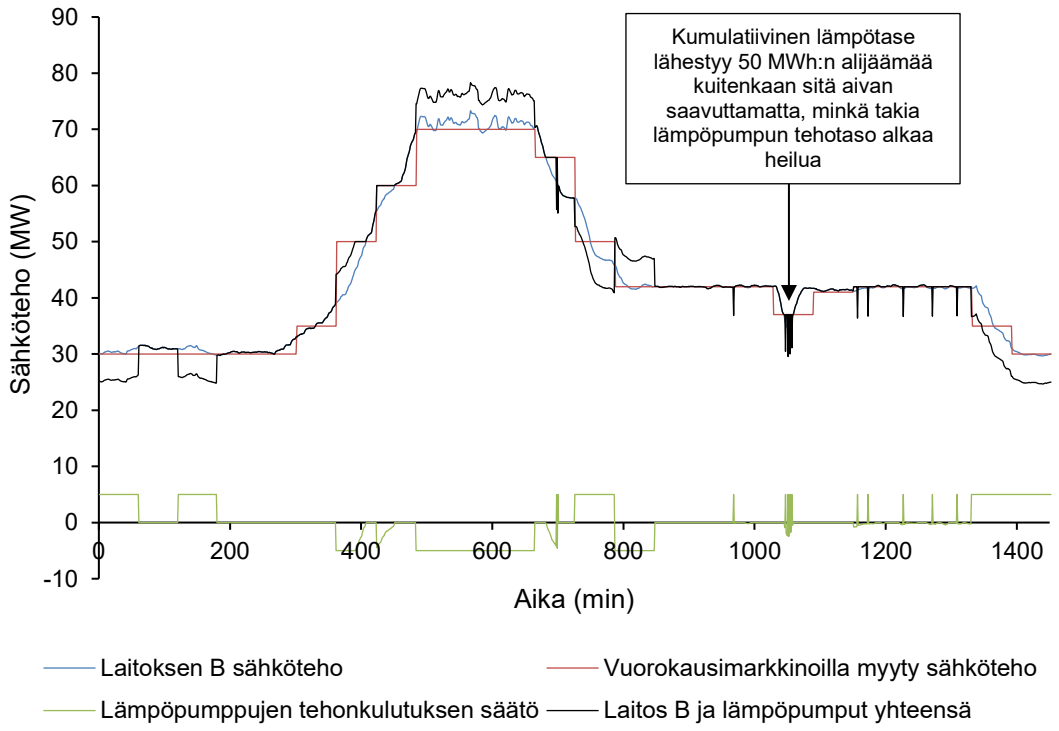
tuotettu lämpö menee hukkaan. Järkevämpää olisikin operoida lämpöpumppua siten, että optimoidaan sen tuomat hyödyt sähkö- ja lämmityssektorin kesken. On myös huomioitava, että 24 tunnin tarkastelujakso on lämpötaseen tarkastelun kannalta suhteellisen lyhyt kaukolämpöverkon viiveistä johtuen. Esimerkiksi viikon havainnointijakso antaisi paremman käsityksen siitä, kuinka lämpötase käyttäytyy pidemmällä aikavälillä. Toisaalta lämpötase on tässä tapauksessa vahvasti riippuvainen sähkötaseesta ja laitoksen B operoinnista, koska sähkötaseen tasapaino määrittää lämpöpumpun operointitavan. Lämpötaseen ja sähkötaseen yhtäaikainen tasapainottaminen onkin näin yksinkertaistetulla laskentamenetelmällä hyvin haastavaa. Koko energiajärjestelmän toiminnan kannalta sähkötaseen hetkellisen tasapainon ylläpitäminen on kuitenkin lämpötaseen hetkellisen tasapainon ylläpitämistä merkittävämpää, koska kaukolämpöverkon hitauden takia lämpötaseen poikkeamasta ei aiheudu välitöntä haittaa energiajärjestelmän toiminnalle.



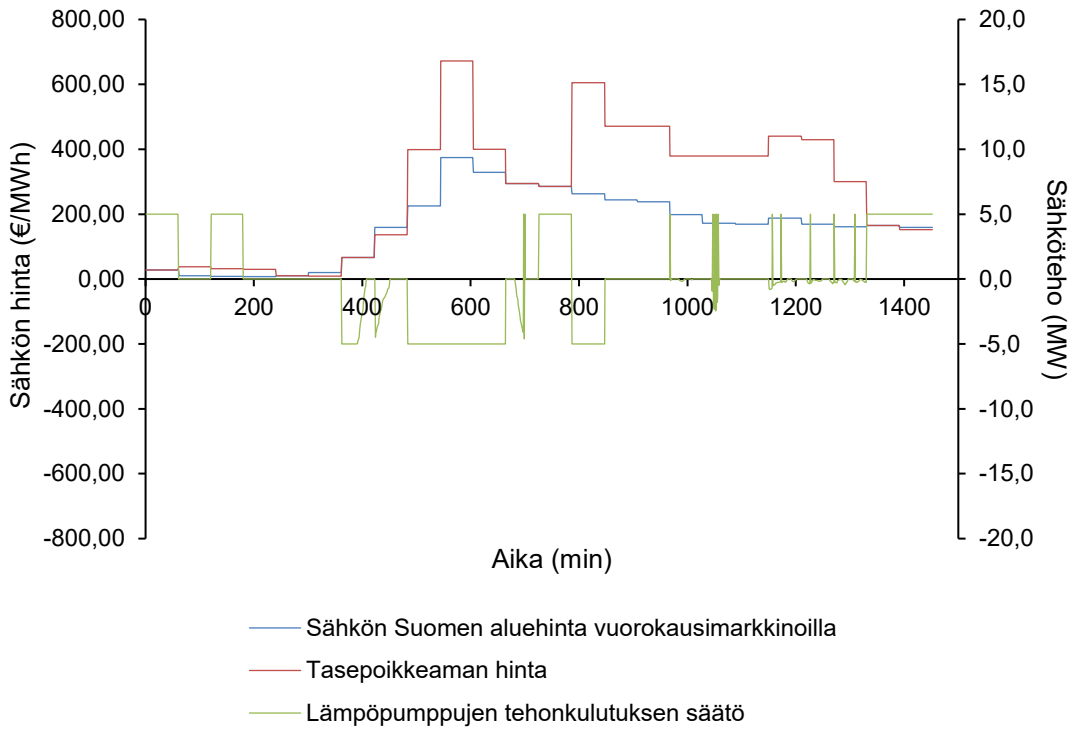
Kuva 21. *Kumulatiivinen lämpötase 22.6.2022, kun pyritään minimoimaan sähkötaseen poikkeama lämpöpumpun avulla*

Tasepoikkeaman minimointi on sähköjärjestelmän ja kantaverkkoyhtiö Fingridin näkökulmasta se tavoite, johon kaikkien sähkömarkkinaosapuolten tulisi pyrkiä. Energiayhtiöt kuitenkin tavoittelevat lähtökohtaisesti toiminnassaan myös voittoa. Tämän vuoksi toisessa laskentatapauksessa haluttiin selvittää lämpöpumpun käyttöä tuoton maksimoinnin näkökulmasta.

Huomioiden luvussa 4.3 määritellyt rajaukset sähkömarkkinoilta saatavaksi maksimituotoksi 22.6.2022 saatiin 9838,31 €. Tämä on 7542,47 € enemmän kuin tuotto, joka saadaan operoitaessa laitosta B datan mukaisesti. Kuvasta 22 nähdään, että lämpöpumppua operoidaan tuottoa maksimoitaessa hyvin eri tavalla kuin tasevirhettä minimoitaessa. Tuottoa maksimoitaessa lämpöpumppua säädetään hyppäyksittäin, kun taas sähkötasetta korjattaessa lämpöpumpun kuluttama sähköteho yleensä säätyy lineaarisemmin. Tämä johtuu ennen kaikkea siitä, että sähkötaseen korjaustarve syntyy CHP-laitoksen hitaasta lineaarisesta tehonmuutoksesta, johon voidaan vastata lämpöpumpun kuluttamaa sähkötehoa lineaarisesti säätämällä.



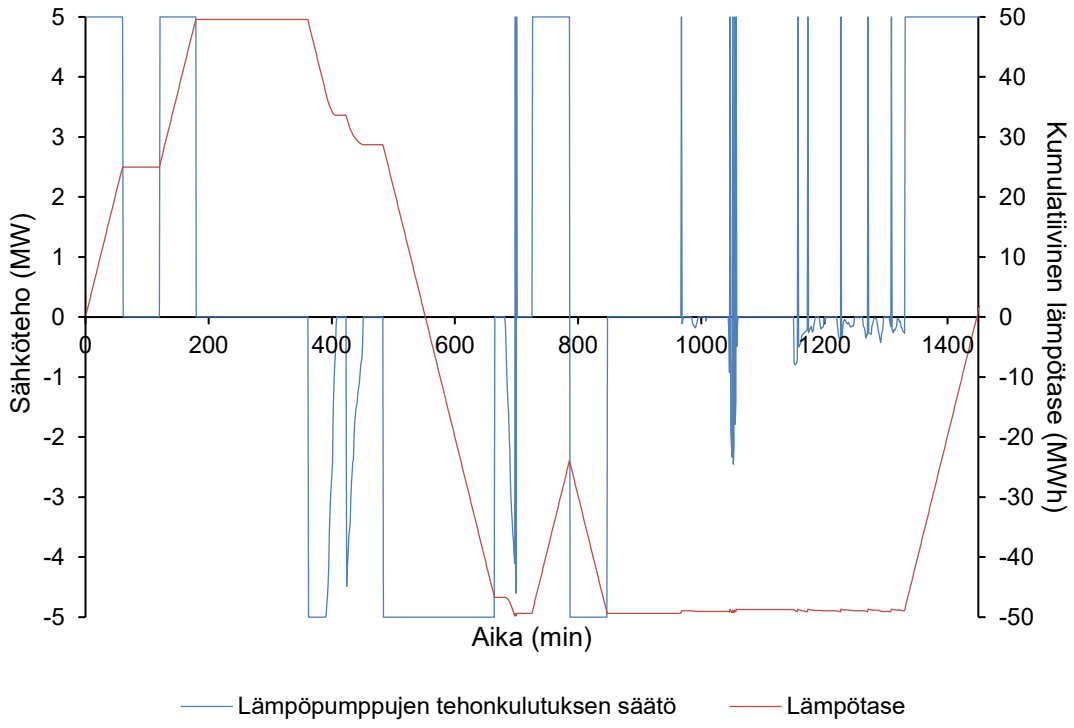
Kuva 22. *Sähköteho, kun pyritään maksimoimaan lämpöpumpulla sähkömarkkinoilta saatava tuotto*



Kuva 23. *Sähkön hinnan vaikutus lämpöpumpun operointiin tuottoja maksimoitaessa*

Kuvasta 23 nähdään, miten lämpöpumpun sähkötehon kulutus vaihtelee sähkön hinnan mukaisesti. Lämpöpumppu toimii täydellä teholla aamuyön tunneilla sähkön hinnan ollessa alhainen. Tällöin lämpötase muuttuu ylijäämäiseksi, mikä nähdään kuvasta 24. Vaikka sähkö on edullista klo 3–6, lämpöpumppu kuluttaa sähkötehoa ainoastaan 5 MW laskennassa määritellyn perustasonsa mukaisesti. Tämä johtuu laskennassa tehdystä määritelmästä, jonka mukaan lämpötase saa olla enimmillään 50 MWh yli- tai alijäämäinen. Kuten kuvasta 24 nähdään, 50 MWh:n lämpötaseen ylijäämä saavutetaan klo 3. Käytännössä kaukolämpöverkkoon yhdistetty lämpövarasto mahdollistaisi hetkittäin suuremman lämpötaseen yli- tai alijäämän, mutta tässä laskennassa haluttiin huomioida, että pitkällä tähtäimellä myös lämpötase olisi järkevää pitää lähellä tasapainoa ylimääräisten häviöiden välttämiseksi. Klo 8–11 lämpöpumppu on kokonaan pois päältä, koska tasepoikkeaman hinta on korkea. Samalla aikavälillä lämpötase kääntyy alijäämäiseksi ja lähes saavuttaa 50 MWh:n alijäämän raja-arvon. Klo 12–13 lämpöpumppu toimii täydellä teholla, vaikka tasepoikkeaman hinta onkin aamuyön tunteihin verrattuna korkea. Näin pyritään pienentämään lämpötaseen alijäämää. Aikavälillä 14–22 lämpöpumppu toimii pääsääntöisesti perusteholla säätyen kuitenkin hetkittäin maksimiteholle. Välillä lämpöpumppu säätyy maksimiteholta suoraan hyvin lähelle nollatehoa. Nämä piikit johtuvat todennäköisesti lämpötaseen hallinnasta, sillä lämpötase on koko aikavälin 14–22 hyvin lähellä 50 MWh:n alijäämän rajaa. Tällaisten piikkien vaikutus sähkömarkkinoilta

saatavaan tuottoon on todennäköisesti hyvin pieni, joten lämpötaseen hallinnan kannalta voisi olla järkevämpää operoida lämpöpumppua koko ajan perustasollaan aikavälillä 14–22. Klo 22 jälkeen tasepoikkeaman hinta laskee illan ja iltapäivän tunteja alhaisemmaksi, jolloin lämpöpumppu säätyy täydelle teholle ja lämpötase tasapainottuu.

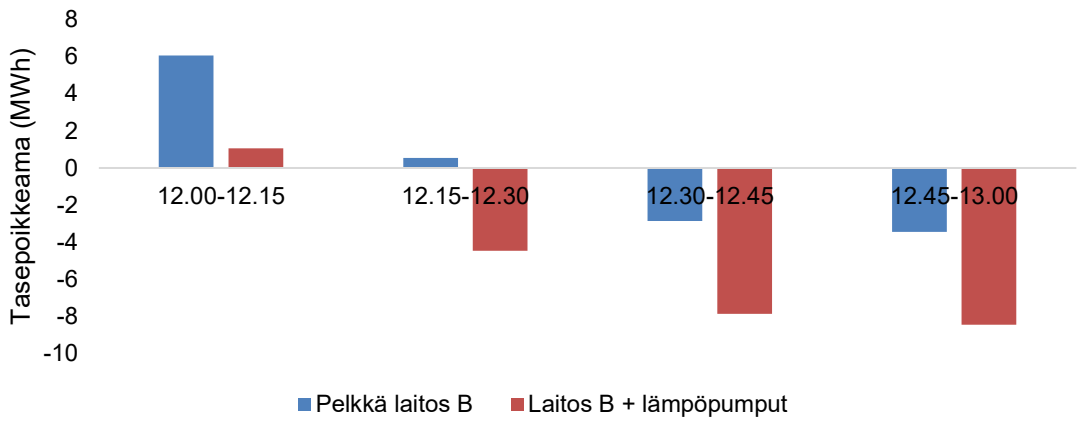


Kuva 24. *Kumulatiivinen lämpötase 22.6.2022, kun pyritään maksimoimaan sähkömarkkinoilta saatava tuotto lämpöpumpun avulla*

Pyrkimys tuoton maksimointiin kasvattaa sähkötaseen poikkeamaa. Tämä nähdään paitsi kuvasta 22, myös tarkemmin taulukosta 10. Taseen ylijäämä on suurin silloin, kun tasepoikkeaman hinta on korkea läheisiin tunteihin verrattuna. Vastaavasti tase on alijäämäisin niinä tunteina, joina tasepoikkeaman hinta on ympäröiviä tunteja edullisempi.

Taulukko 10. *Sähkötaseen poikkeama maksimoitaessa sähkömarkkinoilta saatavaa tuottoa*

Klo	Tasepoikkeaman hinta (€/MWh)	Laitos B (MWh)	Laitos B + lämpöpumppu (MWh)
0–1	27,96	0,450	-4,550
1–2	37,50	1,121	1,121
2–3	32,00	0,747	-4,169
3–4	30,00	0,215	0,215
4–5	10,00	0,889	0,889
5–6	9,00	0,412	0,412
6–7	66,78	-4,246	-1,138
7–8	136,50	1,117	2,093
8–9	399,00	1,220	6,220
9–10	672,11	1,161	6,161
10–11	400,00	1,082	6,082
11–12	294,25	-2,820	-2,284
12–13	285,43	0,077	-4,923
13–14	605,16	0,438	5,438
14–15	470,47	-0,010	-0,010
15–16	470,47	-0,047	-0,047
16–17	379,00	0,075	0,016
17–18	379,00	2,321	2,253
18–19	379,00	0,414	0,414
19–20	440,00	-0,195	-0,147
20–21	430,00	-0,033	-0,008
21–22	300,00	-0,136	-0,161
22–23	165,39	1,666	-3,334
23–00	152,50	-0,001	-5,001



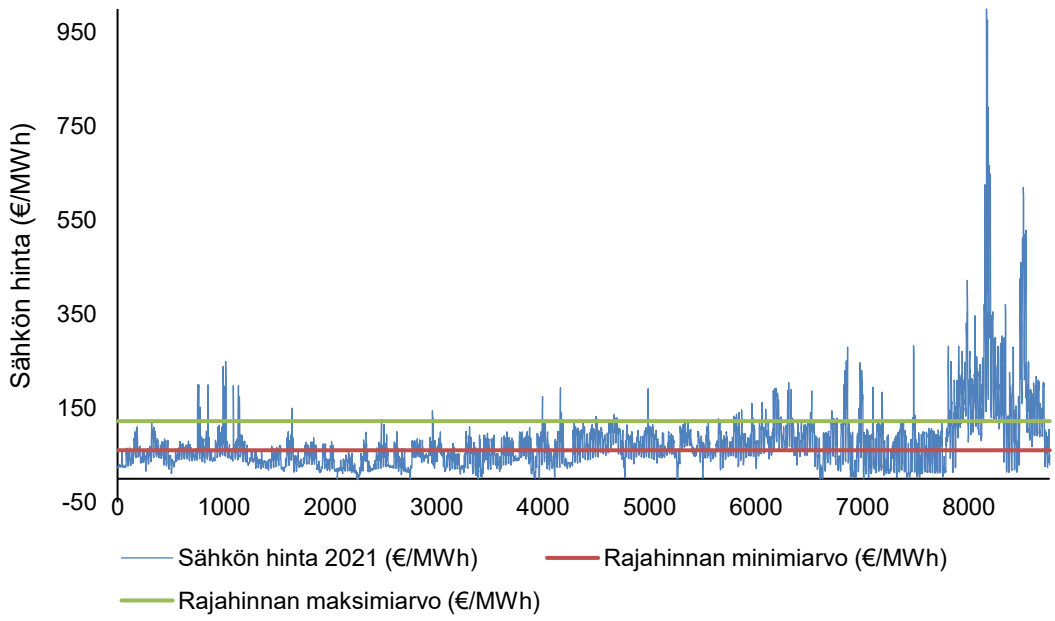
Kuva 25. *Tunnin sisäinen tasepoikkeama 22.6.2022 klo 12–13, kun maksimoidaan sähkömarkkinoilta saatavia tuottoja*

Kuvasta 25 nähdään, että klo 12–13 tunnin sisäiset vartit ovat huomattavasti enemmän alijäämäisiä kuin ne ovat pelkän laitoksen B operoidessa. Vaikka alijäämä aiheuttaa aina kustannuksia sähkömarkkinaosapuolelle, tässä tapauksessa tasepoikkeaman hinta on ympäröivillä tunneilla korkeampi. Tasepoikkeaman hinta yhdessä lämpötaseen rajaehtojen kanssa aiheuttaa sen, että tällä laskentatavalla sähkötaseen alijäämä on järkevintä ajoittaa kyseiselle tunnille, vaikka siitä kustannuksia muodostuukin. Lämpöpumppujen, kuten muunkin tuotannon, operoinnin optimoinnissa onkin ennen kaikkea kyse optimointitavoitetta parhaiten tukevan operointiajankohdan löytämisestä.

5.3 Tulosten arviointi ja pohdinta

Tämän tutkimuksen tuloksien perusteella voidaan arvioida lämpöpumppujen roolia tulevaisuuden energiajärjestelmässä ja kaukolämpöverkossa. Ilmastonmuutoksen hillitsemisen kannalta on ensiarvoisen tärkeää pyrkiä eroon fossiilisista polttoaineista ja polttamiseen perustuvista lämmöntuotantotekniikoista. Tavoite tukee lämpöpumppujen roolia kaukolämmöntuotannon peruskuormalaitoksena. Kaukolämmöntuotannon taloudellisen kannattavuuden kannalta sähkön hinnan pitäisi kuitenkin olla tällöin lämpöpumppujen käytölle suotuisa merkittävän osan vuodesta. Kuvassa 26 näkyy Suomen aluehinta jokaisena vuoden 2021 tuntina ja sitä on verrattu luvussa 5.1 esiteltyihin sähkön rajahinnan minimi- ja maksimiarvoihin. Kuten kuvastakin nähdään, etenkin vuoden lopussa sähkön hinta on käytännössä jatkuvasti ollut lämpöpumppukapasiteetin kannattavan käytön rajahintaa korkeampi. Lämpöpumppukapasiteetin käyttö ympärivuotisena peruskuormalaitoksena ei siis vaikuta vuoden 2021 tarkastelujaksolla järkevältä. Mikäli käytettäisiin sähkön hintadataa toiselta vuodelta tai pidemmältä tarkastelujaksolta, näkemys lämpöpumpun ympärivuotisen peruskuormalaitoskäytön kannattavuudesta voisi olla toisenlainen. Koska sähkön finanssimarkkinoilta saatava hintasignaali on tällä hetkellä vähäisen

futuurikaupankäynnin vuoksi varsin heikko, on vaikea ennakoida pelkästään sähkömarkkinoiden perusteella, miten lämpöpumpun peruskuormakäytön kannattavuus tulee kehittymään tulevaisuudessa.



Kuva 26. *Suomen aluehinta vuorokausimarkkinoilla vuonna 2021 vs. sähkön rajahinta*

Lämpöpumppujen käyttöä peruskuormalaitoksena voitaisiin kuitenkin tukea lämpövarastojen avulla. Riittävä lämpövarastokapasiteetti mahdollistaisi sen, että lämpöpumppujen avulla voidaan ladata lämpövarastoa silloin, kun lataaminen on taloudellisesti järkevää. Sähkön ollessa kallista kaukolämmöntarve voitaisiin kattaa aiemmin varastoon tuotetulla lämmöllä. Tämä tutkimus ei kuitenkaan ota kantaa siihen, kuinka suuri lämpöpumppu- ja lämpövarastokapasiteetti tarvittaisiin, jotta lämpöpumput voisivat yksinään vastata koko kaupungin kaukolämmöntuotannosta vuoden ympäri. Ei myöskään ole selvää, onko tällainen kaukolämmön tuotantorakenne taloudellisesti lainkaan kannattava ja säilyykö tuotantovarmuus riittävällä tasolla.

Voidaankin pitää melko todennäköisenä, että tulevaisuuden energiajärjestelmässä kaukolämpö tuotetaan useita eri lämmöntuotantoteknologioita hyödyntäen. Mikäli CHP-laitokset pysyvät myös tulevaisuudessa merkittävänä lämmöntuotantomuotona, korostuu lämpöpumppujen rooli joustokapasiteettina. Tämä johtuu ennen kaikkea siitä, että CHP-laitosten tuotannon jatkuva ylös- ja alasajaminen sähköjärjestelmän tarpeiden mukaan ei ole järkevää, saati mahdollista. CHP-laitoksilla on tietty kylmäkäynnistysaika, joka vaaditaan, että CHP-laitos saavuttaa täyden operointitehon toimintakatkon jälkeen. Ei siis

ole realistista ajatella, että lämpöpumppu toimisi tällaisessa järjestelmässä peruskuormalaitoksena ja CHP-laitoksilla katettaisiin yksittäisiä kulutushuippuja. Tätä vaihtoehtoa vastustaa myös se, että CHP-laitoksen hyötysuhde on parhaimmillaan operoitaessa lähellä maksimitehoaluetta. Mikäli lämpöpumppuja kuitenkin haluttaisiin operoida peruskuormalaitoksena, potentiaalinen vaihtoehto voisi olla lämpöpumppujen ja huippukuormalaitosten muodostama lämmöntuotantoportfolio. Kuvan 26 perusteella lämmöntuotanto edellä kuvatuin teknologioin voisi olla toteutettavissa ainakin kesäaikaan. Kesällä kaukolämmöntarve on vähäisempää, jolloin CHP-laitokset saattavat joutua operoimaan lähellä minimitehotasoaan tai jopa ajamaan ylijäämälämpöä hukkana vesistöihin. Tämä voitaisiin välttää käyttämällä kesällä lämpöpumppuja ja huippukuormalaitoksia kaukolämmöntuotantoon CHP-laitosten sijasta. Tällöin tarvittava kaukolämpö siis tuotettaisiin pääsääntöisesti lämpöpumpuilla ja yksittäiset kysyntäpiikit katettaisiin huippukuormalaitoksilla tai lämpövarastoilla. Kaukolämmöntarpeen kasvaessa ja sähkön hinnan noustessa talvea kohti mentäessä voitaisiin käynnistää CHP-laitokset peruskuormalaitoksiksi ja operoida talvikuukaudet lämpöpumppuja pääsääntöisesti joustoresurssina huippukuormalaitosten kanssa. Sähkön hinnan volatiliteetti aiheuttaa kuitenkin suurta epävarmuutta tällaiselle tuotantorakenteelle. Myös päästöoikeuksien hintakehityksen tulisi jatkua noususuuntaisena, jotta lämpöpumppujen operointi peruskuormalaitoksina olisi edes kesäisin kannattavampaa kuin CHP-laitoksen käyttö lämmöntuotannon perustana. Lämpöpumppujen roolin kasvattaminen ja CHP-laitosten muuttaminen kausittaisiksi peruskuormalaitoksiksi vaatisi syvällistä tutkimusta teknologioiden kulu- ja tuottovirroista sekä arviota teknologioiden kyvystä turvata energian toimitusvarmuus järjestelmässä myös uudenlaisessa roolissaan.

On myös pohdittava, miten massiivinen lämpöpumppukapasiteetin lisäys vaikuttaisi sähkömarkkinoihin. CHP-kapasiteetin käytön vähentäminen vähentää luonnollisesti markkinoille tarjottavan sähkötehon määrää. Lämpöpumppujen käyttö puolestaan kasvattaa sähkönkulutusta. Sähkön tarjonnan vähentymisellä ja kulutuksen lisääntymisellä pitäisi olla sähkön hintaa nostava vaikutus. Sektorikytketty lämmöntuotanto tarvitsee tuekseen merkittävän määrän uutta uusiutuvaa sähköntuotantokapasiteettia, jotta lämpö saadaan todella tuotettua päästöttömästi. Mallinnukset lämpöpumppujen vaikutuksesta sähkön hintaan sekä uusiutuvan sähköntuotantokapasiteetin lisäyksen tarpeesta nykyisen sähkön hintatason säilyttämiseksi lisäisivät ymmärrystä lämpöpumppujen vaikutuksesta koko energiajärjestelmään ja sen dynamiikkaan. Koska sähkön hinta on merkittävä tekijä lämpöpumpun kannattavuuden kannalta, voitaisiin tällaisilla mallinnuksilla myös selvittää lämpöpumppujen pitkäaikaista kannattavuutta toimintaympäristön muuttuessa.

Mikäli lämpöpumppujen halutaan kasvattavan rooliaan kaukolämmöntuotannossa, niiden kannattavuutta saatetaan joutua tukemaan alkuun poliittisin toimin. Uusiutuvan energian tuotantotuen kaltaisella tukijärjestelmällä voitaisiin tukea lämpöpumppujen käyttöä. Investointituet puolestaan kannustaisivat kaukolämmöntuottajia lisäämään lämpöpumppuja tuotantoportfolioonsa. Huomattava ohjausvaikutus voisi olla myös biomassan käytön verotuksella, joka heikentäisi CHP-laitosten ja lämpökattiloiden kilpailukykyä lämpöpumppuihin verrattuna. Koska suurin osa Suomen kaukolämmöstä tuotetaan biomassaa polttamalla, olisi yhteiskunnallisesti tärkeää selvittää, miten verotuksen muutos vaikuttaisi energiasektoriin ja metsäteollisuuteen. Verotuksen lisäksi myös päästökauppaa laajentamalla voidaan heikentää polttoon perustuvien teknologioiden kannattavuutta. Nykyisin päästömarkkinoilla katsotaan, että biomassan energiakäyttö on nollapäästöistä. Kaavailuissa on kuitenkin biomassan polton huomioiminen päästöjä tuottavana ja täten päästöoikeuksia vaativana energiantuotantona. Mikäli biomassan polttaminen vaatisi energiantuottajilta jatkossa päästöoikeuksien hankkimista, vaikuttaisi tämä CHP-laitosten kannattavuuteen sitä heikentävästi ja edistäisi lämpöpumppujen asemaa kaukolämmöntuotannossa.

Tämä tutkimus osoittaa myös sähkötaseen ja lämpötaseen yhtäaikaiseen hallintaan liittyvät haasteet. Sähkötaseen tasapainottaminen lämpöpumpuilla ajaa lämpötaseen herkästi epätasapainoon. Lämmön ja sähkön kulutushuiput osuvat melko samoihin ajankohtiin, mutta lämpöpumppu kuluttaa sähköä ja tuottaa lämpöä, minkä vuoksi lämpö- ja sähkötase säätyvät eri suuntiin lämpöpumppua käytettäessä. Sähkötaseen hetkellinen tasapaino on koko energiajärjestelmän toiminnan kannalta olennaisempi tekijä. Lämpötase voi termisen inertian ja väliaineen lämmönvarastointikyvyn vuoksi olla joskus jopa tarkoituksellisesti epätasapainossa. Pitkällä tarkasteluajanjaksolla myös lämpötaseen olisi kuitenkin hyvä olla ainakin lähellä tasapainotilaa. Lämpövarastot ovat yksi keino lisätä lämpötaseen joustavuutta. Varaston ollessa tyhjä kumulatiivinen lämpötase voi olla enimmillään varastokapasiteetin ja kaukolämpöverkon varastointikyvyn verran ylijäämäinen. Vastaavasti lämpövaraston ollessa täynnä alijäämistä lämpötasetta voidaan paikata lämpövarastoa purkamalla. Lämpövarastoiden lisääminen kaukolämpöverkkoon siis tehostaa myös lämpöpumppujen tarjoamaa joustokykyä. Lämpötaseen ja sähkötaseen välisen tasapainon tarkastelu tämän tutkimuksen tarkastelujaksoa pidemmällä ajanjaksolla ja laveammilla rajaehdoilla voisi olla mielenkiintoista. Näin voitaisiin selvittää, vaihteleeko sähkön hinta vuorokausi- ja säätösähkömarkkinoilla niin voimakkaasti, että lämpöpumpun tehotason sähkömarkkinaperusteinen vaihtelu riittää tasoittamaan lämpötaseen poikkeaman itsestään.

Vaikka osana tätä tutkimusta laskettiin tasepoikkeaman tuomia tuottomahdollisuuksia, tasepoikkeamaan liittyy aina hintariski. Hintariskin toteutumisessa ajoitus on avainasemassa. Mikäli tasepoikkeaman hinta on alijäämäisen tunnin aikana hyvin korkea, sähkömarkkinaosapuolelle tasepoikkeamasta aiheutuva kustannus nousee korkeaksi. Toisaalta hintariski ei realisoidu tasepoikkeaman hinnan ollessa alijäämäisellä tunnilla alhainen. Minimoimalla oman taseensa poikkeaman ja myymällä ylimääräisen joustokykyisen kapasiteettinsa säätösähkömarkkinoille sähkömarkkinaosapuoli voi eliminoida tasepoikkeamaan liittyvän hintariskin ja tehdä tarkoituksellisella sähkötaseen poikkeuttamisella tuottoa. Samalla koko sähköjärjestelmän tehotasapaino paranee. Säätösähkömarkkinoilta saatavat tuottomahdollisuudet parantuvat, kun säätösähkön hintakatto nousee nykyisestä maksimihinnasta 5000 €/MWh uuteen kattohintaan 10 000 €/MWh [100]. Samalla tasepoikkeamaan liittyvä hintariski kasvaa merkittävästi. Säätösähkömarkkinoiden kaupankäyntivolyymin kasvattaminen olisi sähköjärjestelmän sujuvan toiminnan kannalta tärkeää, joten markkinoiden tulisi sähkömarkkinaosapuolen näkökulmasta tarjota houkuttelevia tuotto- ja riskinhallintamahdollisuuksia. Lisäksi volyymiä voidaan lisätä laskemalla säätösähkömarkkinoiden minimitarjouskokoa ja mahdollistamalla näin yhä useamman toimijan osallistuminen markkinoille. Nykyinen 5 MW:n minimitarjouskoko heikentää mahdollisuutta hyödyntää esimerkiksi lämpöpumppuja ja kaukolämpöverkkoa maksimaalisesti sähköjärjestelmän tasapainottamiseen.

Tämän työn merkittävimpänä havaintona voidaan pitää energiajärjestelmän optimoinnin haastavuuden todentamista. Energiajärjestelmän toimijoilla voi olla keskenään hyvin erilaisia tavoitteita. Fingrid pyrkii pitämään sähköjärjestelmän toiminnassa, joten järjestelmän tehotasapainon ylläpitäminen on sen tärkein tavoite. Tätä tukee tasepoikkeamien minimointi. Energiantuotanto- ja energiansiirtoyhtiöt puolestaan pyrkivät jalostamaan energiaa hyödynnettävään muotoon ja toimittamaan sen sujuvasti asiakkaille. Yhtiöiden toiminnan ytimessä on liiketaloudellinen kannattavuus ja yksityisten yritysten tapauksessa voiton tavoittelu. Näiden lisäksi energiajärjestelmässä on lukuisia muitakin toimijoita, joilla on omat intressinsä järjestelmän optimaalista toimintaa ajatellen. Tulevaisuuden yhä hajaantuneemman ja vuorovaikutteisemman energiajärjestelmän haasteena tuleekin olemaan optimaalisen operointitavan löytäminen ja risteävien tavoitteiden yhteensovittaminen koko järjestelmää ja sen dynamiikkaa parhaiten tukevalla tavalla.

6. JOHTOPÄÄTÖKSET

Ilmastonmuutos ja pyrkimys sen hillitsemiseen aiheuttavat suuria muutoksia energiajärjestelmässä: energiasektorin toimijoiden roolit muuttuvat, uusiutuvan energian tuotanto lisääntyy, energiantuotanto hajaantuu ja energiajärjestelmä monimutkaistuu. Uusiutuvat energiantuotantomuodot haastavat erityisesti sähköjärjestelmän toimintaa, sillä niiden tuotantoteho riippuu säästä ja vaihtelee voimakkaasti. Sääriippuvuus tekee tuotannon ennustamisen aiempaa haastavammaksi, mikä puolestaan vaikeuttaa sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitämistä. Jotta sähköjärjestelmän luotettava toiminta voidaan taata myös tulevaisuudessa, tarvitaan energiajärjestelmään yhä enemmän joustokykyisiä resursseja, jotka voivat säätää omaa tehoaan sähköjärjestelmän tarpeen mukaisesti. Yksi ratkaisu joustokyvyn lisäämiseen on sektorikytkentä, joka tarkoittaa energiajärjestelmän sektoreiden kytkentää toisiinsa siten, että ne tukevat toistensa toimintaa ja energiajärjestelmä toimii kokonaisuutena tehokkaasti. Tässä työssä tutkittiin, miten sähkö- ja lämmityssektorin yhdistävää hajautettua lämpöpumppukapasiteettia voidaan hyödyntää joustontarjoajana energiajärjestelmässä.

Tämä tutkimus rakennettiin neljän tutkimuskysymyksen ympärille. Ensimmäinen tutkimuskysymys pyrki selvittämään energiajärjestelmän rakennetta ja sen toimintaan vaikuttavia vuorovaikutussuhteita. Kysymykseen vastattiin kirjallisuuskatsauksen keinoin perehtymällä Suomen energiantuotantorakenteeseen, sähkö- ja kaukolämpömarkkinoiden toimintaan ja energiajärjestelmän ohjaustekijöihin. Näiden tekijöiden välisiä yhteyksiä tunnistamalla pyrittiin lisäämään ymmärrystä sektorikytketyn energiajärjestelmän dynamiikasta. Sähköjärjestelmän ja kaukolämpöverkon havaittiin olevan dynamiikaltaan varsin erilaisia. Sähkön ja kaukolämmön hinnoittelumekanismit ovat myös erilaiset, mikä näkyy sähkön hinnan suurempana volatiliteettina. Kaukolämpöverkon toimintaan liittyy viivettä, kun taas tuotannon ja kulutuksen reaaliaikainen tasapaino on sähköjärjestelmän toiminnan edellytys.

Toinen tutkimuskysymys etsi vastausta sektorikytkentöjen mahdollisuuksiin kaukolämmön kannalta. Tähän kysymykseen pyrittiin vastaamaan tutkimusartikkelien ja tilausraporttien avulla. Kaukolämmön näkökulmasta sektorikytkentöjen merkittävä hyöty on päästöttömän tai vähäpäästöisen kaukolämmöntuotannon mahdollistaminen tuottamalla lämpöä sähköstä lämpöpumppujen tai sähkökattiloiden avulla. Käyttämällä uusiutuvilla energialähteillä tuotettua sähköä kaukolämmöntuotantoon lämpöpumpuilla saadaan leikattua kaukolämmöntuotannon päästöjä. Sektorikytkentöjen hyödyntäminen laajentaa

CHP-laitoksen liikkumatilaa sähkömarkkinoilla ja parantaa mahdollisuuksia operoida laitosta markkinatilanteen muutosten mukaan. Tämä johtuu lämpöpumppujen ja -varastojen kaukolämpöverkolle tarjoamasta joustosta. Myös kaukolämmöntuottajan mahdollisuudet osallistua säätösähkömarkkinoille paranevat sektorikytkentöjen myötä. Sektorikytkennät parantavat koko kaukolämpöverkon toiminnan taloudellisuutta, mikäli eri tuotantomuotojen käyttöä optimoidaan markkinoiden kannalta suotuisimpiin hetkiin.

Kolmannen tutkimuskysymyksen tavoitteena oli selvittää, mitkä parametrit kuvaavat parhaiten energiajärjestelmän joustokykyä. Tutkimuksessa havaittiin, että mikään yksittäinen suure ei kuvaa järjestelmän joustokykyä tarkasti vaan joustokyky on ennemminkin useiden suotuisien parametrien yhdistelmänä muodostuva ominaisuus. Kirjallisuuden perusteella energiajärjestelmän joustokykyä lisääviksi tekijöiksi tunnistettiin joustoresurssin suuri tehonmuutosnopeus ja alhainen minimitehotaso, joustoresurssin lyhyt käynnistysaika ja vaadittu minimiajoaika sekä korkea osakuormahyötysuhde. Esimerkiksi vesivoima ja lauhdetuotanto on tunnistettu joustokykyisiksi energiantuotantomuodoiksi, minkä lisäksi energiavarastot pystyvät ominaisuuksiensa puolesta tarjoamaan lisäjoustoa energiajärjestelmälle. Tämän työn tulokset tukevat ajatusta monipuolisen tuotantorakenteen roolista joustokyvyn kasvattamisen mahdollistajana ainakin kaukolämpöverkon osalta.

Neljäs tutkimuskysymys pyrki selvittämään, miten kaukolämpöverkon toiminta-alue muuttuu, jos käytetään hajautettua lämpöpumppukapasiteettia CHP-laitoksen tukena kaukolämmöntuotannossa. Neljänteen tutkimuskysymykseen vastattiin kahden laskentatapauksen avulla. Ensimmäisessä osassa selvitettiin lämpöpumpun käytön kannattavuutta peruskuormalaitoksena laskemalla sellainen sähkön rajahinta, jonka alapuolella lämpöpumpun ja CHP-laitoksen yhdistetty lämmön tuotantokustannus on pienempi kuin pelkän CHP-laitoksen lämmön tuotantokustannus. Laskennassa käytetyt lähtöarvot perustuvat CHP-laitoksen osalta keskisuuren suomalaisen kaupungin kaukolämpöverkosta saatuun mittausdataan. Lämpöpumppujen osalta lähtöarvot oletettiin kirjallisuuden perusteella. Laskennassa huomioitiin päästöoikeuden hinnan kehitys ja CHP-laitoksen tehotason vaikutus laitoksen operointiparametreihin. Näin saatiin tulokseksi 12 sähkön rajahintaa erilaisilla päästöoikeuden hinnan ja CHP-laitoksen tehotason kombinaatioilla. Tulosten perusteella kaukolämmöntuotanto lämpöpumpuilla on kannattavinta päästöoikeuden hinnan ollessa korkea ja CHP-laitoksen toimiessa minimiteholla, sillä tällöin polttoaineiden polttaminen on kallista ja CHP-laitoksen hyötysuhde on heikoimmillaan. Lämpöpumppujen käyttö peruskuormalaitoksena olisi ollut kannattavaa vähintään puolet ajasta kaikissa tarkastelutapauksissa, kun verrataan rajahintoja vuoden 2021 sähkön tuntihintoihin vuorokausimarkkinoilla. Huomattavan korkeat sähkön hinnat vuoden 2022

kahdella ensimmäisellä kvartaalilla heikentävät lämpöpumppujen peruskuormalaitoskäytön kannattavuutta merkittävästi. Toisaalta vallitsevassa markkinatilanteessa myös polttoaineiden hinnat ovat nousseet huomattavasti, mikä nostaa CHP-laitoksen lämmön tuotantokustannusta ja siten myös sähkön rajahintaa. Lämpöpumpun käytön kannattavuuden arvioiminen vuoden 2022 markkinatilanteessa onkin todellisuudessa hankalaa, ellei laskentaa suoriteta uudelleen.

Tutkimuksen toisessa osassa tutkittiin lämpöpumppujen käyttöä joustoresurssina käyttäen kahta optimointitavoitetta: sähkötaseen poikkeaman minimointia ja sähkömarkkinoilta saatavan tuoton maksimointia. Molemmissa tapauksissa lämpöpumppukapasiteetti toimii 5 MW:n perussähköteholla ja pystyy toteuttamaan 5 MW ylös- tai alassäätöä tästä perustasosta. Tuottoa maksimoitaessa asetetaan kumulatiiviselle lämpötaseelle raja-arvoksi 50 MWh:n yli- tai alijäämä.

Tulokset osoittavat, että lämpöpumppujen avulla pystytään merkittävästi pienentämään sähkötaseen poikkeamaa ja näin tasapainottamaan sähköjärjestelmää. Tarkastelutapauksessa tasepoikkeaman minimointi kuitenkin aiheuttaa sähkömarkkinaosapuolelle 106,01 € kustannuksia vuorokauden aikana tasemaksujen muodossa. Ennen minimointia sähkömarkkinaosapuoli olisi saanut tasepoikkeamastaan 2295,84 € tuottoa tarkasteluvuorokauden aikana. Tasepoikkeaman suunnan, suuruuden ja hinnan ajoituksella on suuri vaikutus tasepoikkeamaan liittyvän kustannusriskin realisoitumiseen. Varttitaseeseen ja -hinnoitteluun siirtyminen kasvattaa kustannusriskiä, koska vartin sisällä sähkötaseen yli- ja alijäämän nettoutumista tapahtuu vähemmän kuin tunnin sisällä. Sähkömarkkinoilta saatavaksi maksimituotoksi saadaan tämän tutkimuksen laskentamenetelmällä 9838,31 € tarkasteluvuorokauden aikana. Lämpöpumpun operointi tarkastelutapauksissa poikkesi merkittävästi toisistaan, sillä optimointitavoitteet asettavat lämpöpumpulle erilaisia säätötarpeita. Lämpötaseen rajaehto vaikuttaa selkeästi lämpöpumpun käytökseen tuottoa maksimoitaessa. Lisäksi havaitaan, että tuoton maksimoinnilla on sähkötaseen poikkeamaa lisäävä vaikutus sekä tunti- että varttitasolla.

Tämän työn merkittävimmät havainnot liittyvät haasteisiin täyttää energiajärjestelmän toiminnan risteävät tavoitteet, jotka liittyvät ilmastotavoitteisiin, sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitoon ja maksimaalisen voiton tavoitteluun. Kullakin energiajärjestelmän toimijalla on omat intressinsä pohdittaessa järjestelmän parasta operointitapaa. Kantaverkkoyhtiön tärkein tehtävä on varmistaa sähköjärjestelmän toiminta tehotasapainoa ylläpitämällä, kun taas energiayhtiöiden toiminnan ytimessä on sujuva energiantoimitus asiakkaille liiketoiminnallisesti kannattavalla tavalla. Myös lämpö- ja sähkötaseen yhtäaikainen tasapainottaminen sektorikytketyssä energiajärjestelmässä havaittiin haastavaksi tehtäväksi, koska lämpöpumpun käyttö säätää lämpö- ja sähkötasetta eri suuntiin siinä

missä CHP-laitoksen vaikutus taseisiin on samansuuntainen. Tulevaisuudessa kokonaisvaltaisen optimoinnin rooli energiajärjestelmän sujuvan toiminnan takaajana tulee olemaan merkittävä ja optimointi tarjonnee merkittäviä liiketoimintamahdollisuuksia energia-alalla toimiville yrityksille.

LÄHTEET

[1] Honkapuro S., Sihvonen V., Partanen J., Harsia P., Kallioharju K., Kortetmäki A., ym. Jousto 2035 visio: Energiajärjestelmän jouston tarpeet ja toteutuspotentiaali 2035. LUT; 2020. s. 60.

[2] Butler N. CER Insight: The impact of the Ukraine war on global energy markets [Internet]. 2022 heinä (viitattu 27. syyskuuta 2022). Saatavissa: https://www.cer.eu/sites/default/files/insight_NB_14.7.22.pdf

[3] Spodniak P., Ollikka K., Honkapuro S. The impact of wind power and electricity demand on the relevance of different short-term electricity markets: The Nordic case. Applied Energy. 2021;283 s.116063.

[4] International Energy Agency. The power of transformation: wind, sun and the economics of flexible power systems. Paris, France: OECD; 2014. s. 238 s.

[5] Lund P.D., Lindgren J., Mikkola J., Salpakari J. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. Renewable & Sustainable Energy Reviews. 2015;45 s.785–807.

[6] Bloess A., Schill W.-P., Zerrahn A. Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials. Applied energy. 2018;212 s.1611–26.

[7] Dimoulkas I., Amelin M., Levihn F. District heating system operation in power systems with high share of wind power. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2017;5(6) s.850–62.

[8] Helin K., Syri S., Zakeri B. Improving district heat sustainability and competitiveness with heat pumps in the future Nordic energy system. Energy Procedia. 2018;149 s.455–64.

[9] Pilpola S., Lund P.D. Different flexibility options for better system integration of wind power. Energy Strategy Reviews. 2019;26 s.100368.

[10] David A., Mathiesen B.V., Averfalk H., Werner S., Lund H. Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems. Energies (Basel). 2017;10(4) s.578.

[11] Energy Systems Integration [Internet]. University of Twente. (viitattu 17. toukokuuta 2022). Saatavissa: https://www.utwente.nl/en/et/tfe/research-groups/TE/research/research/Energy_Systems_Integration/

[12] Sanastokeskus TSK. Energiaan ja päästöihin liittyviä tilastokäsitteitä. Helsinki: Tilastokeskus; 2018. s. 19.

[13] International Energy Agency. IEA Sankey Diagram [Internet]. 2019 (viitattu 15. elokuuta 2022). Saatavissa: https://www.iea.org/sankey/#?c=Finland&s=Balance

[14] Energiateollisuus ry. Energiavuosi 2021 - Sähkö. 2022.

[15] Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Tuulivoima Suomessa 2021. Suomen

Tuulivoimayhdistys ry; 2022.

[16] Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Rakenteilla olevat hankkeet [Internet]. 2022 (viitattu 13. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/rakenteilla-olevat-hankkeet

[17] Pöyry Management Consulting Oy. Älykäs kaupunkienergia. 2018.

[18] Koskelainen L., Saarela R., Sipilä K. Kaukolämmön käsikirja. Helsinki: Energiateollisuus ry; 2006. s. 566 s.

[19] Energiateollisuus ry. Energiavuosi 2020 - Kaukolämpö. 2022.

[20] Patronen J., Takala J. Lämpöpumput ja konesalit energiaverotuksessa - Raportti valtiovarainministeriölle. 2021.

[21] Skytte K., Olsen O.J. Regulatory barriers for flexible coupling of the Nordic power and district heating markets. Teoksessa: 2016 13th International Conference on the European Energy Market, EEM. Porto: IEEE; 2016. s. 1–5.

[22] Fingrid. Esittely [Internet]. (viitattu 20. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.fingrid.fi/sivut/yhtio/esittely/

[23] Partanen J., Annala S., Lassila J., Honkapuro S. Sähkömarkkinat - opetusmoniste. Lappeenranta: Lappeenrannan-Lahden Teknillinen Yliopisto; 2020.

[24] United States Environmental Protection Agency. Electricity Storage [Internet]. 2021 (viitattu 15. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.epa.gov/energy/electricity-storage

[25] Frantti A. Miksi vesivoima on hyvää reserviä? Fingrid-lehti [Internet]. 2018; Saatavissa: https://www.fingridlehti.fi/vesivoima-hyvaa-reservia/

[26] Pitorac L., Vereide K., Lia L. Technical Review of Existing Norwegian Pumped Storage Plants. Energies (Basel). 2020;13(18) s.1.

[27] Alva G., Lin Y., Fang G. An overview of thermal energy storage systems. Energy (Oxford). 2018;144 s.341–78.

[28] Valor Partners Oy. Suuret lämpöpumput kaukolämpöjärjestelmässä. 2016.

[29] Electricity production [Internet]. Energifakta Norge. 2021 (viitattu 14. elokuuta 2022). Saatavissa: https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftproduksjon/

[30] Vinjar A., Rosvold K.A. Ulla–Førre kraftanleggStore norske leksikon [Internet]. Store norske leksikon. 2021 (viitattu 14. elokuuta 2022). Saatavissa: https://snl.no/Ulla–Førre_kraftanlegg

[31] Galkin-Aalto M. Jättimäinen luolalämpövarasto toteutetaan Helsingin Mustikkamaalle [Internet]. Helen Oy. 2018 (viitattu 15. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.helen.fi/uutiset/2018/mustikkamaa_toteutus

[32] Khodadadi A., Herre L., Shinde P., Eriksson R., Soder L., Amelin M. Nordic Balancing Markets: Overview of Market Rules. Teoksessa: 2020 17th

International Conference on the European Energy Market, EEM. IEEE; 2020. s. 1–6.

[33] Kankare M. Sähköfutuurien hintasignaali ei toimi - sähkönhintaa ei pystytä ennustamaan juuri lainkaan. Kauppalehti [Internet]. 2022; Saatavissa: https://www.kauppalehti.fi/uutiset/sahkofutuurien-hintasignaali-ei-toimi-sahkonhintaa-ei-pystyta-ennustamaan-juuri-lainkaan/0763af3c-415c-42e2-9fe7-50b677de2fb2

[34] Fingrid. Johdanto sähkömarkkinoihin [Internet]. (viitattu 20. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyys/johdanto-sahkomarkkinoihin/

[35] Nord Pool. Bidding areas [Internet]. (viitattu 20. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Bidding-areas/

[36] Nord Pool. Price calculation [Internet]. (viitattu 2. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/

[37] Fingrid. Tasepalvelut [Internet]. (viitattu 20. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/

[38] Fingrid. Taseselvitysmallin muutos [Internet]. (viitattu 24. huhtikuuta 2022). Saatavissa: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyys/pohjoismainen-tasehallinta/taseselvitysmallin-muutos/

[39] Fingrid. Reservimarkkinat [Internet]. (viitattu 15. huhtikuuta 2022). Saatavissa: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/

[40] Fingrid. Säätösähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat [Internet]. (viitattu 15. huhtikuuta 2022). Saatavissa: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/saatosahko--ja-saatokapasiteettimarkkinat/

[41] Fingrid. Yksihintajärjestelmä [Internet]. (viitattu 20. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/tasemallin-kuvaus/Yksihinta-jarjestelma/

[42] Fingrid. Varttitase eli 15 minuutin taseselvitysjakso [Internet]. (viitattu 20. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyys/pohjoismainen-tasehallinta/varttitase/

[43] Eurooppa-neuvosto. EU:n viimeisimmät ilmastopoliittiset toimet [Internet]. 2021 (viitattu 13. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.consilium.europa.eu/fi/policies/climate-change/eu-climate-action/

[44] European Commission. EU ETS Handbook [Internet]. 2015. s. 138. Saatavissa: http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/ets_handbook_en.pdf

[45] Trading Economics. EU Carbon Permits [Internet]. 2022 (viitattu 15. heinäkuuta 2022). Saatavissa: https://tradingeconomics.com/commodity/carbon

[46] Carbon Pricing Leadership Coalition. Report of the High-Level Commission on Carbon Prices. Washington DC; 2017.

[47] Tilastokeskus. Energiavero [Internet]. (viitattu 2. kesäkuuta 2022). Saatavissa:

https://www.stat.fi/meta/kas/energiavero.html

[48] Verohallinto. Sähkön ja eräiden polttoaineiden vero [Internet]. 2021 (viitattu 5. toukokuuta 2022). Saatavissa: https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/verot-ja-maksut/valmisteverotus/sahkovero/

[49] Työ- ja elinkeinoministeriö. Uusiutuvan energian tuet [Internet]. (viitattu 13. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://tem.fi/uusiutuvan-energian-tuet

[50] Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Suunnittelussa olevat hankkeet [Internet]. 2022 (viitattu 13. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/sunnittelussa-olevat-hankkeet

[51] Schnellmann M.A., Chyong C.K., Reiner D.M., Scott S.A. Deploying gas power with CCS: The role of operational flexibility, merit order and the future energy system. International Journal of Greenhouse Gas Control. 2019;91 s.102838.

[52] Macedo D.P., Marques A.C., Damette O. The Merit-Order Effect on the Swedish bidding zone with the highest electricity flow in the Elspot market. Energy Economics. 2021;102 s.105465.

[53] Fingrid. Electricity market needs fixing – What can we do ? 2016. s. 28.

[54] Energiateollisuus ry. Vihreällä siirtymällä irti Venäjä-riippuvuudesta [Internet]. 2022 (viitattu 13. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://energia.fi/energiapolitiikka/ukrainan_sota/vihrealla_siirtymalla_irti_venaja-riippuvuudesta

[55] Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Talvella tuulee eniten [Internet]. (viitattu 13. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoimatuotanto/talvella-tuulee-eniten

[56] Valor Partners Oy. Kaukolämmön kysyntäjousto. 2015.

[57] Majanne Y., Vázques Seisdedos L. Sliding Back Pressure Control in Industrial CHP Plants. IFAC Proceedings Volumes. 2012;45(21) s.639–44.

[58] Fahl U., Dobbins A. Chapter 29 - District Heating in Europe: Opportunities for Energy Savings, Business, and Jobs. Teoksessa: Europe’s Energy Transition. Elsevier Inc; 2017. s. 249–59.

[59] Tollefson J. What the war in Ukraine means for energy, climate and food. Nature (London). 2022;604(7905) s.232–3.

[60] Horton J., Palumbo N. Russia sanctions: How can the world cope without its oil and gas? - BBC News [Internet]. BBC. 2022 (viitattu 3. lokakuuta 2022). Saatavissa: https://www.bbc.com/news/58888451

[61] Korpela T., Kaivosoja J., Majanne Y., Laakkonen L., Nurmoranta M., Vilkko M. Utilization of District Heating Networks to Provide Flexibility in CHP Production. Energy Procedia. 2017;116 s.310–9.

[62] Raiko R., Kirvelä K., Tolvanen H., Pääkkönen A. Energiatekniikan perusteet - luentomoniste [Internet]. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto; 2016. Saatavissa: https://tuppu.fi/wp-content/uploads/2017/02/Energiatekniikan-perusteet.pdf

[63] Kozadajevs J., Boreiko D. District Heating System Flexibility Studies Using Thermal Inertia of Buildings. Teoksessa: 2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). IEEE; 2020. s. 1–5.

[64] Fortum Oyj. Kaukolämmön hinnat taloyhtiöille ja yrityksille [Internet]. 2022 (viitattu 21. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.fortum.fi/yrityksille-ja-yhteisoille/lammitys-ja-jaahdytys/kaukolampo/kaukolammon-hinnat-taloyhtioille-ja-yrityksille

[65] Helen Oy. Kaukolämmön hinnat [Internet]. 2022 (viitattu 21. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.helen.fi/lammitys-ja-jaahdytys/kaukolampo/hinnat

[66] Oulun Energia Oy. Kaukolämmön energia- ja perusmaksut [Internet]. 2022 (viitattu 21. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.oulunenergia.fi/palvelumme/lampopalvelut/hinnastot/kaukolammon-energia--ja-perusmaksut/

[67] Tampereen Sähkölaitos Oy. Lähilämpö - hinnoittelu ja sopimusehdot [Internet]. 2022 (viitattu 21. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.sahkolaitos.fi/yrityksille-ja-taloyhtioille/lamporatkaisut/hinnat-ja-sopimusehdot/

[68] Turku Energia Oy. Kaukolämpöhinnasto - Kilpailukykyistä lämpöä läheltä [Internet]. 2022 (viitattu 21. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.turkuenergia.fi/asiakaspalvelu/kaukolampohinnasto/

[69] Nord Pool. Day-ahead prices [Internet]. (viitattu 13. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table

[70] Schweiger G., Rantzer J., Ericsson K., Lauenburg P. The potential of power-to-heat in Swedish district heating systems. Energy (Oxford). 2017;137 s.661–9.

[71] Benalcazar P., Kaszyński P., Kamiński J. Assessing the Effects of Uncertain Energy and Carbon Prices on the Operational Patterns and Economic Results of CHP Systems. Energies (Basel). 2021;14(24) s.8216.

[72] Babatunde O.M., Munda J.L., Hamam Y. Power system flexibility: A review. Energy Reports. 2020;6 s.101–6.

[73] Lannoye E., Flynn D., O'Malley M. Evaluation of Power System Flexibility. IEEE Transactions on Power Systems. 2012;27(2) s.922–31.

[74] Sitowise. Tampereen kasvihuonekaasupäästöt 1990, 2010 – 2020 ennakkotieto vuodelta 2021. Tampere; 2021.

[75] Nakagaki T. Issues in power generation and future prospects. Fundamentals of Thermal and Nuclear Power Generation. 2021; s.275–88.

[76] Allaby M. A Dictionary of Earth Sciences. 3rd. editi. Oxford: Oxford University Press; 2008.

[77] MatWeb LLC. Overview of materials for Stainless Steel [Internet]. (viitattu 30. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.matweb.com/search/DataSheet.aspx?MatGUID=71396e57ff5940b7

91ece120e4d563e0

[78] MatWeb LLC. Copper, Cu; Annealed [Internet]. (viitattu 30. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.matweb.com/search/DataSheet.aspx?MatGUID=9aebe83845c04c1db5126fada6f76f7e

[79] MatWeb LLC. Overview of materials for Thermoset Polyurethane Foam, Unreinforced [Internet]. (viitattu 30. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.matweb.com/search/DataSheet.aspx?MatGUID=91d44cae736e4b36bcba94720654eeae

[80] MatWeb LLC. Overview of materials for High Density Polyethylene (HDPE), Pipe Grade [Internet]. (viitattu 30. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.matweb.com/search/DataSheet.aspx?MatGUID=c305addb2e1c4a58a3dece14122acfde

[81] Energiateollisuus ry. Kiinnivaahdotetut kaukolämpöjohdot - Suositus L1/2020 [Internet]. 2020. Saatavissa: https://energia.fi/files/593/20200831_SuositusL1_Kiinnivaahdotetut_kaukolampojohdot_2020.pdf

[82] Verbeke S., Audenaert A. Thermal inertia in buildings: A review of impacts across climate and building use. Renewable & Sustainable Energy Reviews. 2018;82 s.2300–18.

[83] Xu P. Peak Demand Reduction from Pre-cooling with Zone Temperature Reset in an Office Building [Internet]. 2004. Saatavissa: https://escholarship.org/uc/item/1205612d

[84] Gadd H., Werner S. Daily heat load variations in Swedish district heating systems. Applied Energy. 2013;106 s.47–55.

[85] Vandermeulen A., Reynders G., van der Heijde B., Vanhoudt D., Salenbien R., Saelens D., ym. Sources of Energy Flexibility in District Heating Networks: Building Thermal Inertia Versus Thermal Energy Storage in the Network Pipes. Teoksessa: Urban Energy Simulation 2018. Glasgow; 2018.

[86] International Renewable Energy Agency. Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants [Internet]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency; 2019 (viitattu 4. lokakuuta 2022). Saatavissa: www.irena.org

[87] Vantaan Energia. Lämmön kausivarasto [Internet]. 2022 (viitattu 28. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.vantaanenergia.fi/fossiiliton-2026/lammon-kausivarasto/

[88] Jurkko K. Lämpöakku lämmittää koteja talvella [Internet]. Oulun Energia. 2021 (viitattu 27. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.oulunenergia.fi/ajankohtaista/blogi/lampoakku-lammittaa-koteja-talvella/

[89] Remes M. Etelä-Savon Energia Oy: Sijoitus voimalaitoksen lämpöakkuun kannatti [Internet]. Energiatehokkuussopimukset 2017–2025. 2019 (viitattu 28. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://energiatehokkuussopimukset2017-2025.fi/etela-savon-energia-oy-sijoitus-voimalaitoksen-lampoakkuun-kannatti/

[90] STT. Tulevaisuuden lämpöenergiavarasto otettiin käyttöön Vaasassa [Internet]. Vaasan sähkö Oy. 2020 (viitattu 27. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.sttinfo.fi/tiedote/tulevaisuuden-lampoenergiavarasto-otettiin-kayttoon-vaasassa?publisherId=58661976&releaseId=69889641

[91] Wuolio T. Kaukolämpöakku tuottanut miljoonan jo ensimmäisenä vuonna [Internet]. Sähköviesti. 2021 (viitattu 27. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.sahkoviesti.fi/paikalliset/kaukolampoakku-tuottanut-miljoonan-jo-ensimmaisena-vuonna.html

[92] Fortum Oyj. Fortum rakentaa Suomen suurimman kaukolämpöakun Espoon Suomenojalle [Internet]. 2015 (viitattu 28. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.fortum.fi/media/2015/03/fortum-rakentaa-suomen-suurimman-kaukolampoakun-espoon-suomenojalle

[93] Varkauden Aluelämpö. Varkauden Aluelämpö valmistelee kansallisesti ainutlaatuista lämpövarastoinvestointia [Internet]. 2021 (viitattu 27. kesäkuuta 2022). Saatavissa: https://www.varkaudenaluelampo.fi/fi/ajankohtaista/varkauden-aluelampo-valmistelee-kansallisesti-ainutlaatuista-lampovarastoinvestointia/

[94] Steurer M., Fahl U., Voß A., Deane P. Chapter 15 - Curtailment: An Option for Cost-Efficient Integration of Variable Renewable Generation? Teoksessa: Europe's Energy Transition. Elsevier Inc; 2017. s. 97–104.

[95] Ruohola A. Kaukolämpöverkon asiakaskohteiden karakterisointi kysyntäjouston näkökulmasta: Lämpöyhtiön kysyntäjoustoon pohjautuvan energiatehokkuustuotteen ja sen kannattavuuden arviointi Lämpöyhtiön kysyntäjoustoon pohjautuvan energiatehokkuustuotteen ja sen kannat. Tampere University; 2021.

[96] Energian hinnat [Internet]. Tilastokeskus. 2022 (viitattu 8. elokuuta 2022). Saatavissa: https://www.stat.fi/julkaisu/cktydqubc244b0c58pl9g8qbh

[97] Petäjä I. Säätösähköhinnan ennustaminen Suomen hinta-alueella. Aalto University; 2021.

[98] Hamfelt T. Forecasting the Regulating Price in the Finnish Energy Market using the Multi-Horizon Quantile Recurrent Neural Network. Lund University; 2020.

[99] Lesturgie J. Approaches for Long-term Regulating Prices Modeling in the Nordics. KTH Royal Institute of Technology; 2017.

[100] Fingrid. Fingrid esittää säätösähkön hintakaton korotuksen siirtämistä talven yli [Internet]. 2022 (viitattu 7. lokakuuta 2022). Saatavissa: https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/fingrid-esittaa-saatosahkon-hintakaton-korotuksen-siirtamista-talven-yli/