



Vetyä, virtaa Kaakkoon – hukkalämmön hyödyntämis- potentiaali

Paulus Kiviranta, Jaakko Hyypiä, Eero Inkeri,
Mika Keski-Luopa, Sirpa Rahiala & Tero Tynjälä

Paulus Kiviranta, Jaakko Hyypiä, Eero Inkeri,
Mika Keski-Luopa, Sirpa Rahiala & Tero Tynjälä

Vetyä, virtaa Kaakkoon – hukkalämmön hyödyntämispotentiaali



XAMK TUTKII 28

KAAKKOIS-SUOMEN AMMATTIKORKEAKOULU
KOTKA 2023



© Tekijät ja Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu
Kansikuva tehty Adobe Firefly -tekoälyllä
Taitto: Grano Oy
ISBN 978-952-344-569-7 (PDF)
ISSN 2489-4575 (verkko)

julkaisut@xamk.fi

LUKIJALLE

Vetyä, virtaa Kaakkoon – hukkalämmön hyödyntämispotentiaali-hanke toteutettiin LUT-yliopiston, LAB-ammattikorkeakoulun sekä Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulun yhteishankkeena. Hanketta rahoittivat Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson maakuntaliitot Euroopan aluekehitysrahaston (EAKR) REACT-EU-rahoituksesta sekä Lappeenrannan kaupunki, LUT-yliopisto, Lab-ammattikorkeakoulu ja Xamk. Hankkeen virallinen hankenumero on A78830, EURA 2014/13615/09 02 01 01/2023/UML.

Hukkalämmön hyödyntämispotentiaali -hanke oli osa hankekokonaisuutta, johon kuuluvat edellä mainitun hankkeen lisäksi Lappeenrannan kaupungin vetämä Vetyä, virtaa Kaakkoon -hanke sekä LUT-yliopiston vetämä Vetyä, virtaa Kaakkoon – mallinnuksesta markkinoihin -hanke. Hanketoteuttajia oli hankkeissa laajasti alueen kehitysyhtiöistä (Kouvola Innovation Oy, Cursor Oy, Imatran Seudun Kehitysyhtiö Oy), kaupungeista (Lappeenrannan ja Imatran kaupunki) sekä korkeakouluista (LUT-yliopisto, Xamk, LAB-ammattikorkeakoulu). Hankekokonaisuuden tavoitteena oli edistää vetytalouteen pohjautuvien uusien ratkaisujen ja tuotteiden syntyminen edellytyksiä sekä vahvistaa niihin pohjautuvan liiketoiminnan kehittymistä yhteistyössä eri toimijoiden kanssa.

Vetyä, virtaa Kaakkoon – hukkalämmön hyödyntämispotentiaali -hankkeen toteutusaika oli 1.3.2023–31.12.2023. Hanketta toteuttivat Jaakko Hyypiä, Eero Inkeri ja Tero Tynjälä LUT-yliopistosta, Mika Keski-Luopa Lab-ammattikorkeakoulusta sekä Paulus Kiviranta ja Sirpa Rahiala Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulusta. Hanketyön etenemistä ohjasi ja valvoi ohjausryhmä, jossa edustajia oli Lappeenrannan kaupungilta, Imatran kaupungilta, alueiden kehitysyhtiöistä, Cursor Oy:stä ja Kouvola Innovation Oy:stä, sekä alueen korkeakouluista, LUT-yliopistosta ja Xamkista. Hankkeen ohjausryhmän kokouksiin on rahoittajan edustajana osallistunut Etelä-Karjalan maakuntaliitto.

Vetyä, virtaa Kaakkoon – hukkalämmön hyödyntämispotentiaali -hankkeen tavoitteena oli selvittää vedyntuotannossa syntyvän hukkalämmön hyödyntämispotentiaali tekniseltä ja taloudelliselta näkökannalta Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson maakunnissa. Loppuraportti avaa tätä kokonaisuutta lukijalle ja esittelee hankkeessa tehtyjä mallinnuksia erityisesti alueellisten kaukolämpöverkkojen osalta sekä tuloksia hukkalämmön hyödyntämisen vaikutuksesta vedyn tuotannon kannattavuuteen. Hankkeen tulokset ovat käytettävissä erityisesti Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson alueilla mutta myös kansallisesti. Julkaisun tulokset tarjoavat lisätietoa varsinkin alueiden kaupungeille ja kunnille, niiden päättäjille, teollisuus- ja energia-alan toimijoille sekä tutkimuslaitoksille. Tekijät kiittävät hankkeen rahoittajia kehittämistyön mahdollistamisesta sekä ohjausryhmää ja muita hankkeeseen osallistuneita aktiivisesta ja kehitysmyönteisestä osallistumisesta hanketyöhön.

15.12.2023

Tekijät

TIIVISTELMÄ

Kaakkois-Suomeen suunnitellaan useita vedyntuotanto- tai Power-to-X (PtX) -laitoksia, ja etenkin alueen suuret biogeeniset hiilidioksidipäästöt ovat nousseet erityispiirteeksi. Vety on hyvä energiankantaja, ja se soveltuu käytettäväksi sellaisenaan monilla eri teollisuudenaloilla. Siitä voidaan myös jatkojalostaa esimerkiksi polttoaineita tai kemikaaleja. Sekä EU:ssa että Suomessa on asetettu strategisia tavoitteita vetytaloudelle, erityisesti vihreän vedyn tuotannolle. Vihreän vedyn avulla voidaan vähentää hiilidioksidipäästöjä merkittävästi monilla päästöintensiivisillä aloilla. Vihreää vetyä tuotetaan elektrolyysiprosessissa uusiutuvien energianlähteiden avulla. Elektrolyysiprosessissa noin kolmannes käytetystä sähköenergiasta muuntuu lämmöksi. Tämän sivutuotteen, hukkalämmön, hyödyntäminen voi auttaa vähentämään vihreän vedyn tuotantokustannuksia.

Vetyä, virtaa Kaakkoon – hukkalämmön hyödyntämispotentiaali -hankkeessa selvitettiin vedyn tuotantoon liittyvän hukkalämmön potentiaalia ja siihen liittyviä teknisiä ja taloudellisia näkökulmia Etelä-Karjalassa ja Kymenlaaksossa. Vedyn tuotannon kokoluokkaa Kymenlaakson ja Etelä-Karjalan alueilla tarkasteltiin useasta lähestymisnäkökulmasta. Hankkeessa arvioitiin julkaistujen vetyprojektien kokoluokkaa sekä kartoitettiin alueellisia hiilidioksidipäästöjä, myös pienten biogeenisten hiilidioksidilähteiden osalta. Näiden kartoitusten perusteella voitiin havaita, että alueilla julkaistujen elektrolyyserihankkeiden hukkalämmöntuotanto on pienempää kuin alueellisten kaukolämpöverkkojen lämmön kysyntä. Sitä vastoin hiilidioksidipäästöihin perustuvista hukkalämmön tuotantomääristä havaittiin, että vedyntuotannon hukkalämmön määrät olisivat huomattavasti suuremmat kuin esimerkiksi alueen kaukolämpöverkkojen lämmöntarve on.

Kaukolämpöverkot valikoituivat tarkemmaksi selvityskohteeksi suuren lämmöntarpeen ja valmiin lämmönsiirtoinfrastruktuurin vuoksi. Hankkeessa tehtyjen mallinnusten avulla havaittiin, että hukkalämmön tehokkaalla hyödyntämisellä on suuri potentiaali edistää hiilineutraalia lämmöntuotantoa. Vihreän vedyn tuotannon hukkalämmön tehokkaassa hyödyntämisessä kaukolämpöverkoissa on kuitenkin myös haasteita. Esimerkiksi lämmöntarve sekä lämpötilatasot lämpöverkoissa vaihtelevat voimakkaasti vuoden aikana, ja tämä asettaa haasteita lämpöpumpun mitoitukselle, hukkalämmön käytettävyydelle ja siten myös investoinnin kannattavuudelle. Hankkeessa tehdyssä kannattavuustarkastelussa esitetään elektrolyysilaitoksessa tuotetun vihreän vedyn tuotantokustannuksen herkkyytarkastelu ja hukkalämmön hyödyntämisen kannattavuustarkastelu elektrolyysitoimijan sekä kaukolämpötoimijan näkökulmista. Kannattavuustarkastelu osoitti, että elektrolyysilaitoksen hukkalämmön hyödyntäminen aiheuttaa merkittävän tulonlähteen elektrolyysitoimijalle ja laskee tuotetun vedyn tuotantokustannusta, mutta tarkastelu on herkkä laskennassa valituille parametreille.

Asiasanat: vetytalous, elektrolyyseri, hukkalämpö

ABSTRACT

Several hydrogen production or Power-to-X (PtX) plants are currently being planned for South-Eastern Finland, and the region's high biogenic carbon dioxide emissions have become a particular feature. Hydrogen is a good energy source and can be used as such in many different industries or processed into fuels or chemicals, for example. Both the EU and Finland have set strategic goals for a hydrogen economy, especially for the production of green hydrogen, which can significantly reduce carbon dioxide emissions in many emission-intensive sectors. Green hydrogen is produced by electrolysis using renewable energy sources. Approximately one-third of the electrical energy used in the electrolysis process is converted into heat. Using this by-product (waste heat) can help reduce the cost of producing green hydrogen.

The project investigated the technical and economic aspects and potential of using waste heat from hydrogen production in South Karelia and Kymenlaakso. The scale of hydrogen production in these regions was investigated from several perspectives. The project assessed the scale of published hydrogen projects and mapped regional carbon dioxide emissions, including small biogenic carbon dioxide sources. These mapping exercises showed that the waste heat production of the published electrolysis projects in the regions is lower than the heat demand of the regional district heating networks. However, with waste heat production based on CO₂ emissions, the amount of waste heat from hydrogen production would be significantly higher than, for example, the heat demand of the district heating networks in the region.

District heating networks were selected for further investigation due to their high heat demand and existing heat transfer infrastructure. The modelling carried out in the project showed that the efficient use of waste heat has a high potential to contribute to carbon-neutral heat production. However, there are challenges to efficiently using waste heat from green hydrogen production in district heating networks. For example, heat demand and temperature levels in district heating networks vary greatly throughout the year, which poses challenges for heat pump sizing, waste heat availability and, thus, return on investment. The feasibility study carried out in this project presents a sensitivity analysis of the production costs of green hydrogen produced in the electrolysis plant and a feasibility analysis of the use of waste heat from the perspective of the electrolysis operator and the district heating operator. The feasibility analysis showed that the recovery of waste heat from the electrolysis plant provides a significant revenue source for the electrolysis operator and reduces the production cost of hydrogen, but the analysis is sensitive to the parameters chosen for the calculation.

Keywords: hydrogen economy, electrolyser, waste heat

SISÄLTÖ

LUKIJALLE	5
TIIVISTELMÄ.....	6
ABSTRACT.....	7
1 JOHDANTO	10
2 VETYTALOUS LYHYESTI.....	12
2.1 Vedyn tuotantotavat.....	12
2.2 Euroopan unionin ja Suomen vetystrategia.....	13
3 VEDYN TUOTTAMINEN ELEKTROLYYSILLÄ.....	15
3.1 Eri elektrolyysiprosessit.....	16
3.2 Elektrolyysin jäähdytys.....	17
3.3 Vetylaitosten sijoituspaikkojen reunaehdot ja vaatimukset	17
4 ELEKTROLYYSIPROSESSIN HUKKALÄMMÖN HYÖDYNTÄMINEN	19
4.1 Hukkalämmön hyödyntäminen kaukolämpöverkossa.....	19
4.2 Hukkalämmön kytkentä kaukolämpöverkkoon	22
4.3 Kaukolämpöverkkomalli	25
4.4 Lämpövarastomalli	28
4.5 Case-esimerkki Luleån kaukolämpöverkosta.....	29
4.6 Hukkalämmön hyödyntäminen muutoin kuin kaukolämpönä.....	30
5 HUKKALÄMMÖN HYÖDYNTÄMISMAHDOLLISUUDET KAUKOLÄMPÖVERKOISSA	31
5.1 Alueellinen kaukolämpöverkkojen energiantarve.....	31
5.1.1 Skenaario 1: Elektrolyysereitä käytetään nimellisteholla	33
5.1.2 Skenaario 2: Elektrolyysereitä käytetään tuuli- ja aurinkovoimatuotannon perusteella.....	38
5.1.3 Skenaario 3: Lämpövarasto sekä tuuli- ja aurinkovoimatuotanto.....	42
5.2 Kymenlaaksoon ja Etelä-Karjalaan suunnitteilla olevien elektrolyysilaitosten hukkalämmön hyödyntäminen.....	45
5.3 Talteen otettavissa olevat hiilidioksidipäästöt ja synteettisten polttoaineiden valmistus	48
6 ENERGIAJÄRJESTELMÄN ENERGIASTRATEGIA ENERGYPLAN- OHJELMISTOLLA.....	56
7 EHDOTUS POTENTIAALISISTA VIHREÄN VEDYN TUOTANTOLAITOSTEN SIJOITUSPAIKOISTA	59
7.1 Kymenlaakso.....	59
7.2 Etelä-Karjala.....	63

8 KANNATTAVUUSTARKASTELU ELEKTROLYYSIN HUKKALÄMMÖN HYÖDYNTÄMISESTÄ.....	65
8.1 Elektrolyysitoimija myy elektrolyysissä syntyvän hukkalämmön sellaisenaan kaukolämpötoimijalle	66
8.2 Elektrolyysitoimija myy hukkalämmön tarvittavassa kaukolämmön menoveden lämpötilassa kaukolämpötoimijalle	73
9 JOHTOPÄÄTÖKSET.....	75
LIITE 1. EnergyPLAN-mallinnuksen tulokset).....	84

1 JOHDANTO

Kaakkois-Suomeen on suunnitteilla tällä hetkellä useita vedyntuotanto- tai Power-to-X (PtX) -laitoksia, ja alueen erityspiirteiksi vetytalouden kannalta ovat nousseet suuret biogeeniset hiilidioksidipäästöt, vahva sähköverkko sekä potentiaali uusiutuvan energian tuotantoon. Tässä loppuraportissa on keskitytty vedyn tuotantolaitoksessa syntyvän hukkalämmön hyödyntämisen mahdollisuuksiin erityisesti Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson alueella.

Tutkimuksessa on laadittu kolme lähestymistapaa, joiden pohjalta aihetta on käsitelty. Ensimmäinen lähestymistapa on alueelle suunnitteilla olevissa vedyntuotantolaitoksissa syntyvä hukkalämpö. Toinen on alueella syntyvien hiilidioksidipäästöjen perusteella laskettu hiilidioksidin hyötykäyttöpotentiaali, sen tarvitsema vety ja prosesseissa syntyvä hukkalämpö. Näiden perusteella laskettuja lämpömääriä on kuvattu luvuissa 5.2 ja 5.3.

Kolmantena lähestymistapana on ollut tarkastella asiaa alueen kaupunkien kaukolämpöverkkojen näkökulmasta. Lämmön hyödyntämismahdollisuuksiin kaukolämpöverkossa ja sen kannattavuuteen vaikuttavat esimerkiksi elektrolyyseriprosessin lämpötila ja ajotapa sekä nykyisen kaukolämmön tuotannon joustavuus, alueellinen lämmöntarve sekä lämmöntarpeen ajallinen profiili. Kaukolämpöverkkoja sekä elektrolyyserilämmön käyttöä on mallinnettu MATLAB-ohjelmiston avulla, ja eri skenaarioiden tuloksia esitellään luvussa 5.1. Menetelmää on kuvattu tarkemmin luvuissa 4.2–4.3. Luvussa 6 on esitelty EnergyPLAN-ohjelmalla tehtyjä simulointeja vetylaitosten vaikutuksesta alueelliseen energiajärjestelmään.

Luvussa 8 on esitelty hukkalämmön hyödyntämisen vaikutusta vetylaitoksen kannattavuuteen, ja laskennoissa on hyödynnetty luvun 5 tuloksia hyödynnettävän hukkalämmön osuksista erilaisissa skenaarioissa eri kaupunkien osalta. Kannattavuutta on tarkasteltu kahden lähestymistavan kautta: ensimmäisessä kaukolämpöverkon omistaja ostaa matalalämpöisen hukkalämmön suoraan ja toisessa vetylaitoksen toimija investoi myös lämpöpumppuun ja myy hukkalämmön korkeammassa lämpötilassa. Luvussa 7 on esitelty potentiaalisia vedyn sijoittumispaikkoja teknisestä näkökulmasta.

Edellisten tulosten perusteella saadaan kattava näkemys hukkalämmön todellisesta hyödyntämispotentiaalista ja sen merkityksestä vetylaitosten sijoittumisessa Kaakkois-Suomeen. Raportti ei ole kuitenkaan täysin tyhjentävä. Raportin analyysit on tehty julkisista





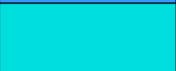

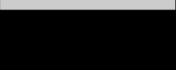
lähteistä saatujen tietojen perusteella, eikä tarkasteluissa ole otettu huomioon tarkempia laitos- tai kaukolämpöverkkokohtaisia tietoja. Myös sijoittumispaikkahahmotelmat on tehty julkisten lähteiden perusteella ottamatta huomioon kaavoitusta, omistussuhteita tai mahdollisia muita rajoitteita laitosten sijoittumiselle. Myös tehdyt oletukset esimerkiksi lämpötilasta tai kustannusparametreista vaikuttavat suuresti tuloksiin. Raportissa ei ole tarkemmin kartoitettu muita lämmön käyttökohteita kuin yleisenä listauksena luvussa 4.6. Näissä suurimpana haasteena voi olla lämmön siirtämisen kannattavuus, sillä vetylaitoksen tulisi sijaita suhteellisen lähellä hyödyntämiskohdetta.

2 VETYTALOUS LYHYESTI

Vedyllä on potentiaalia olla iso osa ratkaisua nykyisissä energiahaasteissa ja vihreässä siirtymässä, koska vihreän vedyn avulla voidaan korvata monia päästöintensiivisiä toimialoja huomattavasti pienemmällä hiilijalanjäljellä. Vetyä voidaan käyttää raaka-aineena monen eri teollisuudenalan tarpeisiin, esimerkiksi kemianteollisuudessa lannoitteiden valmistuksessa ja terästeollisuudessa hiilidioksidipäästöttömän teräksen valmistuksessa. Vety on hyvä energiankantaja, koska sillä on erittäin hyvä energiansisältö suhteessa massaansa. Vetyä voidaan käyttää polttoaineena monissa eri sovelluksissa sellaisenaan, tai siitä voidaan jatkojalostaa haluttuja synteettisiä polttoaineita ja kemikaaleja. Vetyä voidaan myös siirtää ja varastoida myöhemmin käytettäväksi. Näin vetyä tai sen jatkojalostetta voidaan hyödyntää energiajärjestelmän tasapainoittavana tekijänä. Tuuli- ja aurinkovoimatuotannon lisääntyessä tarve energiantuotannon joustavuudelle ja energianvarastoinnille kasvaa. (Valtioneuvoston kanslia 2022.)

2.1 Vedyn tuotantotavat

Vedyn tuotantotavat voidaan jakaa kahteen ryhmään, jotka ovat sähköenergian avulla tuotettu vety ja fossiilisilla energianlähteillä tuotettu vety. Erilaisille vedyntuotantomuodoille on määritetty omat värikoodinsa. Vihreää vetyä tuotetaan pääosin elektrolyysillä, jossa vesi muutetaan vedyksi ja hapeksi sähköenergian avulla. Vihreäksi vedyksi määritellään vety, joka on tuotettu uusiutuvilla energianlähteillä. Vetyä voidaan tuottaa myös fossiilisista polttoaineista irrottamalla vetymolekyylit hiilivedyn rakenteesta. Erilaisia tekniikoita tähän ovat höyryreformointi (steam-methane reforming, SMR), pyrolyysi (thermal decomposition of methane, TDM) ja kaasutus (Motiva 2020). Kuvassa 1 on esitetty vedyn eri tuotantotavat. Vetyä voidaan tuottaa myös biomassasta esimerkiksi kaasuttamalla, jolloin voidaan saavuttaa jopa negatiivisia CO₂-päästöjä, kun prosessin hiilidioksidi otetaan talteen (Cormos 2023).

	Väri	Tuotantotapa	Energianlähde
Tuotanto sähköenergialla		Elektrolyysi, valokatalyyysi	Uusiutuvat energianlähteet
		Elektrolyysi	Ydinvoima
		Elektrolyysi	Määrittelemätön verkkosähkö
Tuotanto fossiilisilla energianlähteillä		Höyryreformointi hiilidioksidin talteenotolla ja hyötykäytöllä	Maakaasu, hiili, öljy
		Pyrolyysi	Maakaasu
		Höyryreformointi	Maakaasu
		Kaasutus	Hiili

Kuva 1. Vedyn tuotantotavat ja värikoodit eri tekniikoille (Energiaa 2022)

Nykyään suurin osa maailman vedystä tuotetaan erottamalla se maakaasusta höyryreformoinnilla. Noin 48 % maailman vedystä tuotetaan maakaasusta, 30 % öljystä, 18 % hiilestä ja ainoastaan 4 % elektrolyysillä (IRENA 2018). Tulevaisuudessa vedyn tärkein tuotantotapa on elektrolyysi. Vedyn tuotannon ja käytön odotetaan kasvavan merkittävästi tulevina vuosina.

2.2 Euroopan unionin ja Suomen vetystrategia

Euroopan unionin tavoitteena on edistää vetytaloutta osana päästöjen vähentämistä ja kestäväää energiakäyttöä. Vetyä pidetään keskeisenä osana energiasektoria, koska se voi toimia puhtaana energiavarastona ja polttoaineena monilla aloilla, erityisesti lento- ja meriliikenteessä sekä raskaassa maantiiliikenteessä. Lisäksi vety tarjoaa mahdollisuuden vähentää päästöjä myös teollisuudessa, kuten teräs- ja kemianteollisuudessa. EU keskittyy erityisesti uusiutuvalla energialla tuotettavaan vihreään vetymarkkinaan. EU pyrkii investoimaan vetyinfrastruktuurin kehittämiseen, ja strategiassa keskeisiä ovat myös tutkimus ja innovaatiot, jotta teknologiat kehittyvät edelleen kustannustehokkaammiksi. EU:n asettamana tavoitteena on tuottaa 10 miljoonaa tonnia (40 GW) vihreää vetyä vuosittain vuoteen 2030 mennessä. Etusijalle on asetettu vedyn toimitusketjun kehittäminen EU:ssa, mutta myös kansainvälistä yhteistyötä vetytalouden kehittämisessä ja jakamisessa on tehtävä. Tavoitteena on turvata EU:n strategiset edut ja sekä EU:n että sen kumppaneiden energiaturvallisuus. (Euroopan parlamentti 2021.)

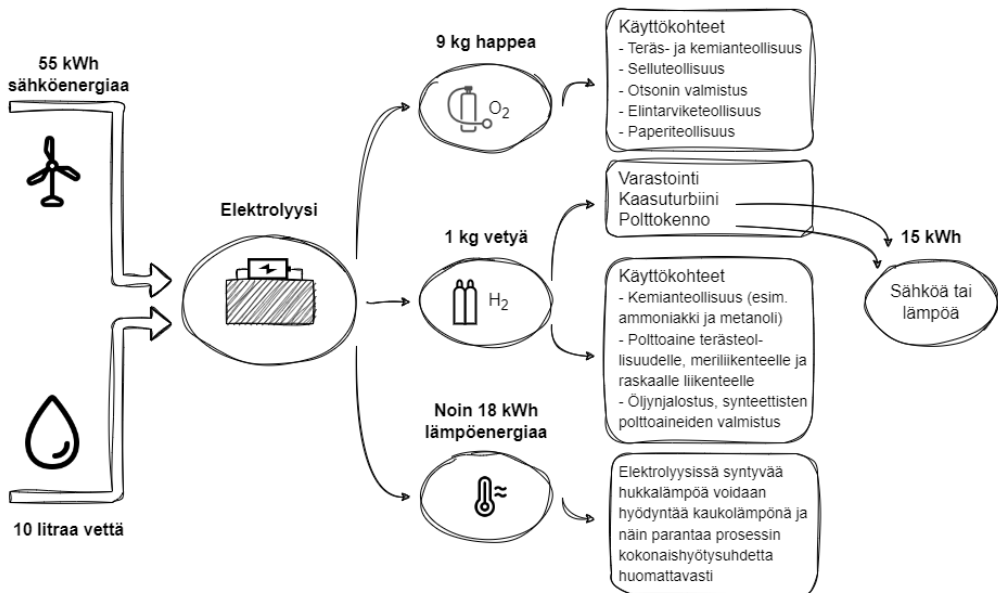
Suomen hallituksen 9.2.2023 hyväksymän periaatepäätöksen mukaan Suomen vetytalouden kehittämisessä on suuri potentiaali, ja hallitus on asettanut tavoitteen kehittää kilpailukykyinen vetytalous osana ilmasto- ja energiastrategiaa. Suomessa on myös viireillä yli 20 vetyhanketta eri vaiheissa, ja Suomen vahvuuksiksi katsotaan vetytaloudessa esimerkiksi edullinen uusiutuvan energian tuotanto ja vahva teollinen osaaminen. Hallituksen tavoitteena on luoda kilpailukykyinen vetytalouden investointiympäristö ja saavuttaa johtava asema vetytaloudessa Euroopassa. Tavoitteena on myös tuottaa vähintään kymmenen prosenttia EU:n päästöttömästä vedystä vuoteen 2030 mennessä. Tämä edellyttää runsasta kilpailukykyisen puhtaan sähkön saatavuutta. Lisäksi vakaa ja ennustettava toimintaympäristö edistää Suomen asemaa investointikohteena. Ministeriöillä on erilaisia toimia ja rahoitusohjelmia vetytalouden edistämiseksi, ja Suomi on osallistunut Euroopan vetymanifestiin ja vety-IPCEI (Important Project of Common European Interest) -prosessiin. Turvallisuusnäkökulmaa korostetaan uusien vetyteknologioiden kehityksessä, ja sähköpolttoaineet otetaan mukaan liikennepolttoaineiden jakeluvaihtoteeseen vuoden 2023 alussa. (Työ- ja Elinkeinoministeriö 2023.)

Euroopan komission 2/2023 julkaiseman vetysäätelyn perusteella uusiutuvaksi (vihreäksi) vedyksi luokiteltaisiin vetylaitos, joka on yhdistetty sähköverkkoon, jossa sähköntuotannon päästöt ovat alle 18 g CO₂-ekv. /MJ (65 g CO₂-ekv. /kWh) (Business Finland 2023). Suomen kannalta tämä uutinen on erittäin hyvä, ja se asettaa Suomen houkuttelevaksi vaihtoehdoksi uusien vihreiden vetylaitosten investointipaikkana. Vuonna 2022 Suomen sähköntuotannon hiilidioksidipäästöt olivat 64 g CO₂-ekv. /kW (Energiateollisuus ry 2022a), ja päästöt ovat entisestään vähenemässä uusien tuulivoimainvestointien ja Olkiluoto 3:n ansiosta. Elektrolyysilaitoksen käyttämän sähkön alkuperätakuuta ei vaadita tämän ehdon täytyessä, mikä lisää vaihtoehtoja vihreän vedyn tuotantolaitosten sijainneille. Myös hukkalämmön hyödyntäminen helpottuu, kun laitoksen sijoituspaikka voi periaatteessa olla lähes missä vain eikä niin sanotussa vetylaaksossa, missä uusiutuvan sähkön ja vedyn tuotanto on eristetty kantaverkosta ja missä ei todennäköisesti ole kaukolämpöverkkoa lähettyvillä. Puhtaan sähköntuotannon lisäksi muita Suomen kilpailuetuja vetytalouden kannalta ovat vahva sähköverkko koko maanlaajuisella alueella, säätövoiman saatavuus ja vedyn jatkojalostamiseen tarvittavan biogeenisen hiilidioksidin saatavuus.

Haasteita voivat kuitenkin tuoda uudet EU:n ajamat energiatehokkuusvaatimukset, jos ne toteutuvat. Uuden energiatehokkuusdirektiivin mukaan energian loppukäytön Suomessa tulisi olla vuonna 2030 enintään 241 TWh, joka on noin 50 TWh nykyistä vähemmän ja myös vähemmän kuin Suomen ilmasto- ja energiastrategiassa on arvioitu hiilineutraalisuuspolun energiankulutukseksi (275 TWh). (YLE 2023b.)

3 VEDYN TUOTTAMINEN ELEKTROLYYSILLÄ

Elektrolyysissä vesi erotetaan alkuaineisiinsa vedyksi ja hapeksi sähköenergian avulla. Yhden vety kilon tuottamiseen elektrolyysillä tarvitaan 55 kWh sähköenergiaa ja 10 litraa vettä. Sivutuotteena prosessista syntyy 9 kg happea ja hukkalämpöä, jonka hyödyntämiseen tässä selvityksessä keskitytään (kuva 2). Elektrolyysin hyötysuhde on 60–70 %, eli noin kolmasosa käytetystä sähköenergiasta muuttuu lämmöksi. Kun vety poltetaan kaasuturbiinissa tai polttokennossa sähköksi tai lämmöksi, prosessin kokonaishyötysuhde on 40–55 % ilman hukkalämmön talteenottoa. Puolestaan kun elektrolyysiprosessin hukkalämpö otetaan talteen, saadaan kokonaishyötysuhteeksi 60–80 %. (Fortum 2020.)



Kuva 2. Elektrolyysiprosessin havainnekuva (mukaiillen Fortum 2020)

Vetyä voidaan käyttää polttoaineena polttamalla se kaasuturbiinissa tai muuntamalla se polttokennossa sähköksi tai lämmöksi. Vihreän vedyn polttamisesta ei synny päästöjä, vaan palamistuotteena on ainoastaan vettä. Vety voidaan myös varastoida myöhemmin käytettäväksi ja näin tasapainottaa uusiutuvan energian, kuten tuulivoiman tuotannon vaihteluja. (Fortum 2020.)

Vaihtoehtoisesti vetyä voidaan käyttää raaka-aineena monella eri teollisuudenalalla. Kemianteollisuudessa vetyä käytetään etenkin valmistettaessa ammoniakkia, josta tehdään lannoitteita. Myös metanolin valmistukseen tarvitaan vetyä, joka on tärkeä raaka-aine kemianteollisuudelle. Lisäksi vetyä käytetään muun muassa öljynjalostuksessa parantamaan polttoaineiden ominaisuuksia ja terästeollisuudessa polttoaineena hiilidioksidipäästöttömän teräksen tuotannossa. Vedystä voidaan myös valmistaa päästöttömiä hiilineutraaleja polttoaineita, kuten metaania, dieseliä tai lentopolttoaineita (Helen 2021). Tulevaisuudessa vetyä tai vetyperusteisia polttoaineita mahdollisesti hyödynnetään lento- ja meriliikenteen sekä raskaan liikenteen käytössä (Yle, 2023a; Navigator magazine 2022; Skal 2023). Mahdollisuuksia ja eri toimijoita vihreän vedyn käyttäjiksi on varsin monia.

Elektrolyysin sivutuotteena lämmön lisäksi syntyy happea, jolle on myös monia käyttötarkoituksia eri teollisuudenaloilla. Happea käytetään esimerkiksi teräs- ja kemianteollisuudessa hapettimena, paperi- ja selluteollisuudessa valkaisuaineena, otsonin valmistuksessa ja elintarviketeollisuudessa suojakaasuna (Woikoski). Hapen talteenotto elektrolyysiprosessista ja hyötykäyttö parantavat elektrolyysilaitosten kannattavuutta.

3.1 Eri elektrolyysiprosessit

Elektrolyysilaitteisto koostuu yksinkertaistettuna anodista (elektrodi, jolla hapetusreaktio tapahtuu), katodista (elektrodi, jolla pelkistyminen tapahtuu) ja elektrolyytistä. Elektrolyysi voidaan toteuttaa kolmella eri tekniikalla (Sankir & Sankir 2017, 244, 251):

1. Alkalinen elektrolyysi

Alkalinen elektrolyysi on käytetyin elektrolyysiprosessi kaupallisissa sovelluksissa. Prosessissa anodi ja katodi ovat upotettuina elektrolyyttiin, joka on tavallisesti alkalinen liuos, kuten natrium- tai kaliumhydroksidi. Tähän johdetaan tasajännitettä, jonka vaikutuksesta vetyä muodostuu katodilla ja happea anodilla. Alkalisen elektrolyysiprosessin käyttölämpötila on tyypillisesti 60–80 °C, maksimissaan 90 °C.

- Anodireaktio: $4[\text{OH}]^- \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 + 4\text{e}^-$
- Katodireaktio: $4[\text{H}_2\text{O}] + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2 + 4[\text{OH}]^-$

2. Polymeerielektrolyysi (Proton Exchange Membrane, PEM)

Polymeerielektrolyysissä elektrolyyttinä toimii kiinteä polymeerikalvo. Vetyionit liikkuvat polymeerikalvon läpi ja elektronit ulkoista reittiä pitkin katodille, jossa nämä yhdistyvät muodostaen vetykaasua. Prosessi vaatii toimiakseen jalometalleja ja on siksi kalliimpi sekä tekniseltä käyttöajaltaan lyhytikäisempi vedyn tuotantotapa verrattuna alkaliseen elektrolyysiin. Käyttölämpötila PEM-elektrolyysissä on tyypillisesti 80–95 °C.

- Anodireaktio: $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$
- Katodireaktio: $4\text{H}^+ + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2$

3. Korkean lämpötilan elektrolyysi tai vesihöyryelektrolyysi

Prosessissa vesihöyry johdetaan katodille, jossa vesi hajoaa ja happi kulkeutuu anodille muodostaen happikaasua. Reaktio on sama kuin alkalisessa elektrolyysissä, mutta reaktiolämpötila on huomattavasti korkeampi jopa 700–1000 °C. Vesihöyryelektrolyysi on uudehko vedyn tuotantotapa ja vielä kehitysvaiheessa, eikä se ole kaupallisesti saatavilla.

- Anodireaktio: $2\text{O}^{2-} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{e}^-$
- Katodireaktio: $2\text{H}_2\text{O} + 4\text{e}^- \rightarrow 2\text{H}_2 + 2\text{O}^{2-}$

3.2 Elektrolyysin jäähdytys

Elektrolyysiprosessia pitää jäähdyttää, jotta sen käyttölämpötila pysyy suunnitteluarvojen sisällä. Jäähdytysvesipiiri on erotettu elektrolyysipiiristä. Jäähdytysvesi poistaa jatkuvasti prosessista lämpöä ja johtaa sen lämmönvaihtimien kautta lämpönieluun, joka ilman lämmön talteenottoa on esimerkiksi ulkoilma tai vesistö. Lämmön talteenotto tästä prosessista on teknisesti suhteellisen yksinkertaista toteuttaa. Tarvittava lämmöntalteenottolaitteisto riippuu elektrolyysin jäähdytyslämpötilavaatimuksista. Jos hukkalämpö hyödynnetään kaukolämmöksi, on elektrolyysin jäähdytyksessä huomioitava myös kaukolämpöverkon vaatimukset esimerkiksi tarvittavan virtauksen ja lämpötilojen osalta. Tarvittaessa hukkalämmön lämpötilaa voidaan nostaa lämpöpumpun avulla ennen sen syöttämistä kaukolämpöverkkoon. Korkeammassa lämpötilassa toimiva elektrolyysi vähentää tarvittavia lämmöntalteenottolaitteiston investointeja samoin kuin uudet matalalämpöiset kaukolämpöverkot. (Ramboll 2021, 5.)

3.3 Vetylaitosten sijoituspaikkojen reunaehdot ja vaatimukset

Koko energiajärjestelmän kannalta on hyödyllisintä, kun vedyntuotantolaitokset sijoitetaan niin, että prosessissa syntyvät sivuvirrat saadaan hyödynnettyä mahdollisimman tehokkaasti. Elektrolyysilaitosten sijoituspaikkaa määrääviä tekijöitä voidaan ajatella olevan seuraavat:

- Sähköverkon kapasiteetin riittävyys: Elektrolyysilaitosten sijoituspaikka on valittava siten, että laitoksen tarvitsema sähkö saadaan siirrettyä laitoksen käyttöön. Tarvittaessa sähkönsiirtoverkkoa voidaan vahvistaa.
- Veden saatavuus: Sijoituspaikkaa valitessa on varmistettava, että riittävä määrä vettä on saatavilla ja että sen laatu on sopiva elektrolyysiprosessin tarpeisiin. Elektrolyysi vaatii puhdistettua demineralisoitua vettä.
- Vedyn tai maakaasun jakeluverkko: Jos vetylaitoksessa tuotettua vetyä ei ole tarkoitus jatkojalostaa laitoksen yhteydessä, on vedyn jakeluverkon läheisyys tärkeää,

jotta vety saadaan siirrettyä käyttökohteeseensa. Vedyn siirtämiseksi tarkoitettua infrastruktuuria ei vielä juuri ole olemassa.

- Kaukolämpöverkon sijainti: Jos vedyn tuotantolaitos on suunniteltu tuottamaan lämpöä kaukolämpöverkkoon, on sen sijoituspaikka valittava siten, että se on riittävän lähellä kaukolämpöverkkoa. Tällöin hukkalämmön lämmönsiirto kaukolämpöverkkoon on helpompaa ja taloudellisesti järkevää.
- Ympäristövaikutukset: Elektrolyysilaitokset voivat aiheuttaa melua, lämpökuormaa ja muita ympäristövaikutuksia, joten sijoituspaikka on valittava niin, että sen ympäristövaikutukset ovat mahdollisimman vähäiset ja että se täyttää ympäristölainsäädännön vaatimukset.
- Biogeenisten hiilidioksidilähteiden läheisyys vedyn jatkojalostamista varten.

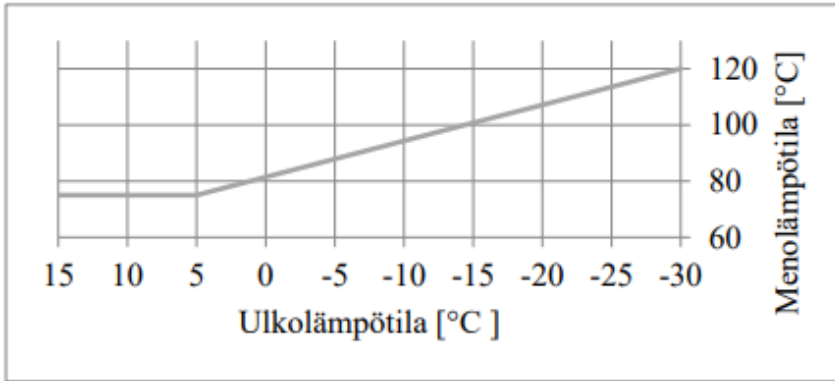
4 ELEKTROLYYSIPROSESSIN HUKKALÄMMÖN HYÖDYNTÄMINEN

Elektrolyysiprosessin hyötysuhde on 60–70 %. Toisin sanoen noin kolmasosa elektrolyysiin käytetystä sähköenergiasta muuttuu lämmöksi, joka voidaan hyödyntää kaukolämpönä tai muulla tavoin (Fortum 2020). Todellisuudessa hyödynnettävissä olevan hukkalämmön määrä on 17–22 % elektrolyysiin syötetyn sähköenergian määrästä, elektrolyysiprosessin tyypin sekä käyttölämpötilan mukaan. Myös hukkalämmön lämpötila vaihtelee eri elektrolyysitekniikoissa ja elektrolyysin jäähdytysjärjestelmän mukaan. Tyyppillisesti elektrolyysin tuottaman hukkalämmön lämpötila-alue on 40–80 °C. (Ramboll 2021, 4–5.) Nesteen uusiutuvan vedyn asiantuntijan Suvi Veräjänkorvan mukaan elektrolyysin hukkalämmön hyödyntäminen parantaa laitoksen kannattavuutta keskimäärin vuosittain 10–30 % (Tekniikka & talous 2022).

4.1 Hukkalämmön hyödyntäminen kaukolämpöverkossa

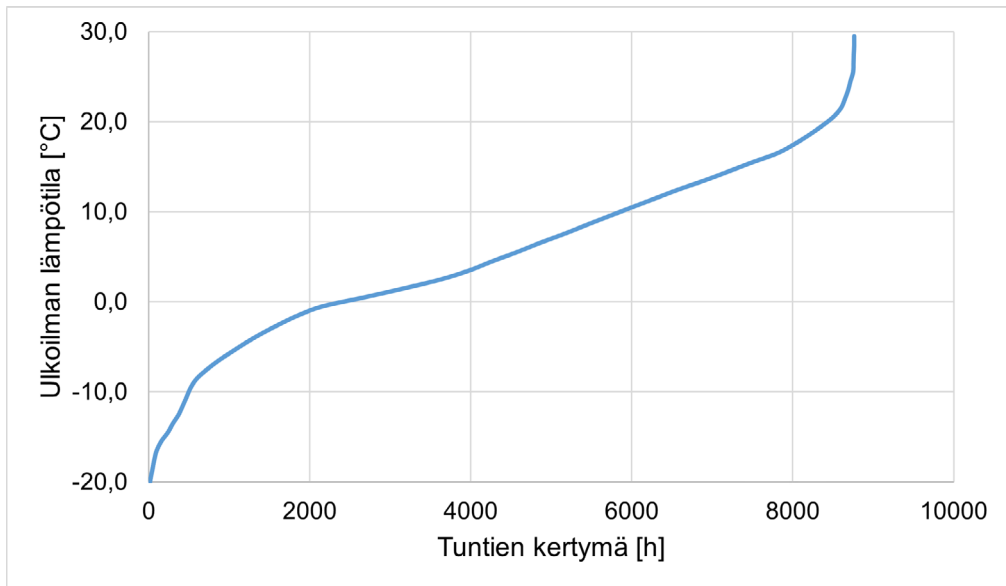
Elektrolyysin tuottaman hukkalämmön käyttökelpoisuus riippuu voimakkaasti prosessin lämpötilasta, joka määräytyy elektrolyysin käyttölämpötilan mukaan. Alkalisen elektrolyysin käyttölämpötila on 60–80 °C ja PEM-elektrolyysin 80–95 °C. Lisäksi kaukolämpöverkkojen piirteet tulee tuntea. Kaukolämpöverkkojen lämmöntarve ja lämpötila vaihtelevat vuoden aikana lämmönkuluttajien tarpeiden mukaan.

Suomessa kaukolämpöverkon menoveden lämpötila määräytyy pääsääntöisesti ulkolämpötilan perusteella. Kuvassa 3 on esitetty Energiategollisuuden laatima ohjeellinen säätökäyrä kaukolämmön menolämpötilalle ulkolämpötilan funktiona. Todellinen tilanne saattaa hieman poiketa tästä ohjeesta sen perusteella, millaisia ovat kaukolämpöverkon yksilölliset ominaisuudet (sijainti, lämmönkysyntä, tarvittava virtaama) ja kokemusperäiset havainnot kaukolämpöverkon toiminnasta.



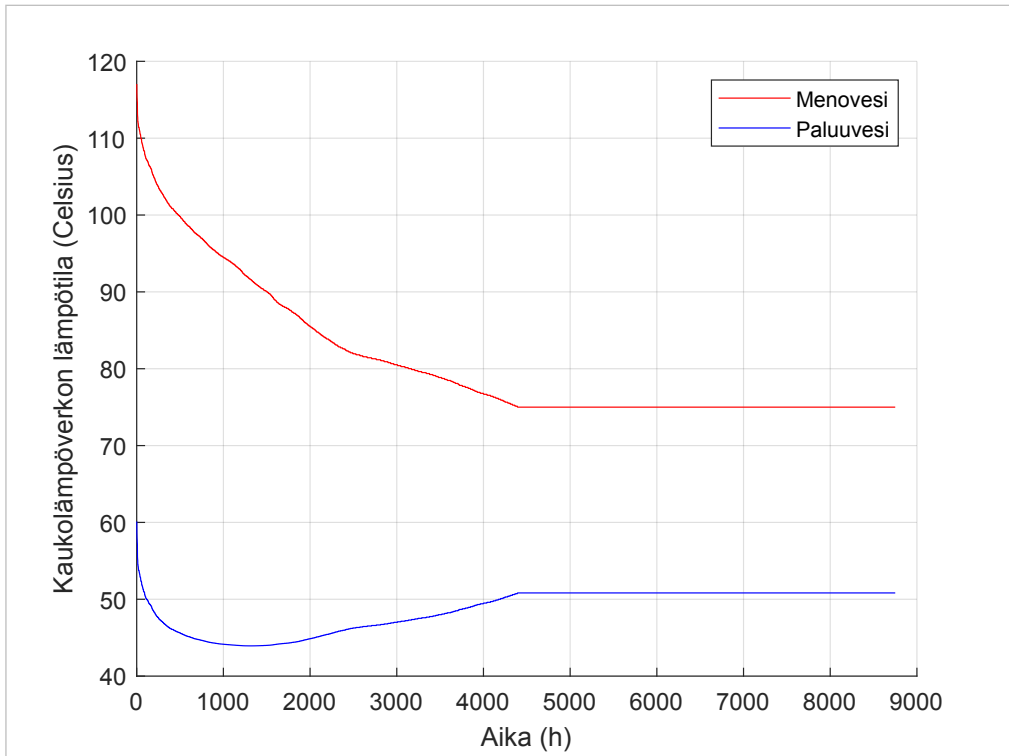
Kuva 3. Kaukolämmön menoveden lämpötilan ohjeellinen säätökäyrä (Energiateollisuus ry 2021)

Täten ulkoilman lämpötila ja sen pysyvyys ovat määrääviä tekijöitä tarvittavan kaukolämpöveden lämpötilaan ja energiantarpeen kannalta. Ilmatieteen laitoksen mukaan Kymenlaakson ja Etelä-Karjalan alueiden ulkolämpötilojen pysyvyysarvot vuoden aikana ovat kuvan 4 mukaiset.



Kuva 4. Ulkoilman lämpötilojen pysyvyys vyöhykkeillä I ja II (Ilmatieteen laitos)

Kuvaajien 3 ja 4 perusteella voidaan määrittää tarvittava kaukolämmön menoveden lämpötilan pysyvyyskäyrä koko vuoden ajalle, joka on esitetty kuvassa 5. Kuvaajaan on lisätty myös laskennallinen kaukolämmön paluuv veden lämpötila, jota tarvitaan tarkemmassa kaukolämpöverkon mallissa.



Kuva 5. Kaukolämmön menoveden ja paluueden lämpötilojen pysyvyyskäyrä tyypillisen vuoden aikana

Kuvan 5 mukaan kaukolämpöverkkoon tarvitaan korkeimmillaan 120 °C ja matalimmillaan 75 °C menoveden lämpötila. Kaukolämpöverkon paluueden lämpötila vaihtelee välillä 40 °C ja 60°C ja on matalimmillaan, kun menovesilämpötila on 90–100 °C. Paluueden lämpötilan käyttäytyminen on monimutkainen ilmiö, ja sovite on luotu empiirisesti saatavilla olevasta kaukolämpödatasta (Viander 2014). Sovite on kuvattu yhtälössä 1. Kaukolämmön paluueden lämpötilaa tarvitaan, jotta voidaan arvioida muun muassa osuus lämmityksestä, joka voidaan tehdä suoraan lämmönvaihtimella, ilman tarvetta lämpöpumpulle.

$$T_{paluu} = 0,025 \cdot T_{meno}^2 - 4,6 \cdot T_{meno} + 254 \quad (1)$$

jossa T_{meno} on menovesilämpötila [°C]
 T_{paluu} on paluuesilämpötila [°C]

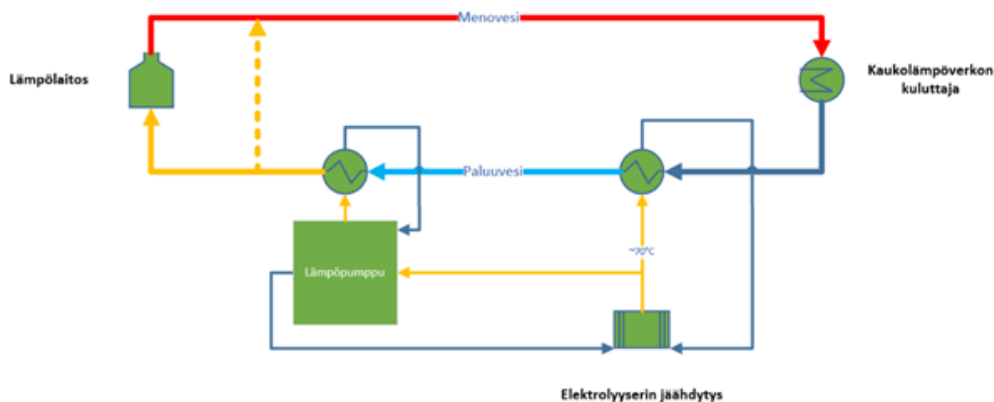
Elektrolyysin hukkalämpöä ei ole mahdollista hyödyntää suoraan ainoana kaukolämmönlähteenä ilman lämpöpumpua, ellei elektrolyysin käyttölämpötila ole vähintään 75 °C. Elektrolyysin hukkalämmön lämpötilaa voidaan nostaa lämpöpumpun avulla vastaamaan kaukolämmön menoveden vaatimustasoa. Soveltuvin tapa tähän on kaskadikytkentä.

Elektrolyserin hukkalämpöä voidaan kuitenkin yleensä käyttää suoraan kaukolämpöverkon paluuveden osittaiseen lämmittämiseen, sillä paluuveden lämpötila on matalampi kuin elektrolyserin käyttölämpötila. Tällöin loppu kaukolämpöveden lämpötilannosto menoveden lämpötilaan saakka tehdään lämpölaitoksessa, lämpöpumpun avulla, tai esimerkiksi sähkövastuksilla lämmittämällä. Tätä kutsutaan priimaukseksi.

4.2 Hukkalämmön kytkentä kaukolämpöverkkoon

Käytännössä eri kytkentävaihtoehdoista ja hukkalämmön hyödyntämismahdollisuuksista muodostuu monta eri variaatiota, ja järkevin vaihtoehto riippuu voimakkaasti sekä kaukolämpöverkon että elektrolyserin hukkalämmön lämpötiloista.

Esimerkki elektrolyserin kytkemisestä kaukolämpöverkkoon on esitetty kuvassa 6. Kaukolämpöverkon paluuvettä lämmitetään ensiksi lämmönvaihtimella, mikäli paluuveden lämpötila on riittävän matala, jotta suora lämmitys on mahdollista. Loppu lämpötilan nosto tehdään lämpöpumpulla käyttäen elektrolyserin hukkalämpöä. Kaukolämpöverkossa on myös lämpölaitoksia ja yhteistuotantolaitoksia, joita voidaan tarvittaessa käyttää lämpötilan nostoon. Mikäli lämpöpumpun tuottama lämpötila riittää menovesilämmöksi, voidaan lämpöpumpun tuottamaa vettä käyttää suoraan kaukolämmön menovetenä.



Kuva 6. Esimerkki elektrolyserin kytkemisestä kaukolämpöverkkoon suoralla lämmityksellä ja lämpöpumpulla

Kytkenän perusteella on tunnistettavissa ainakin kolme erilaista lämpötiloista riippuvaa vaihtoehtoa elektrolyserin hukkalämmön käyttämiseen lämpöverkossa:

1. Suora kaukolämmön paluuveden lämmitys. Mikäli kaukolämpöverkon paluuvetilämpötila on matalampi kuin elektrolyserin lämpötila, voidaan paluuvettä lämmittää lähelle elektrolyserin lämpötilaa lämmönvaihtimella. Mikäli saavutettu lämpötilataso riittää menovesilämpötilaksi sillä ajanhetkellä, ei tarvita lisälämmitystä.

2. Suora lämmitys ja lämpöpumppu. Elektrolyserin hukkalämmöllä lämmitetään ensin paluuvettä suoraan lähelle elektrolyserin lämpötilaa. Lopuksi lämpötilaa nostetaan lämpöpumpun avulla. Jälleen mikäli lämpöpumpun tuottama lämpötila riittää menovedenlämpötilaksi ajanhetkellä, lisälämmitystä ei tarvita.
3. Suora lämmitys, lämpöpumppu ja lämpölaitos. Lämpötilaa nostetaan ensin suoralla lämmityksellä, sitten lämpöpumpun tuottamalla lämmöllä ja lopuksi lämpölaitoksessa. Esimerkiksi 40 °C:n lämpöinen paluovesi lämmitetään ensin lämmönvaihtimessa 70 °C:een ja sen jälkeen lämpöpumpulla 95 °C:een, ja lopuksi saavutetaan 120 °C:n lämpötila lämpölaitoksen kattilassa tai sähkövastuksilla.

Tässä työssä mallinnus tehdään vaihtoehdon 2 perusteella. Kaukolämpöveden lämmitys jaetaan kahteen osaan, suoraan lämmitykseen ja lämpöpumpulla tehtävään lämmitykseen. Kaukolämpöverkon lämpöteho Φ_{DH} voidaan jakaa kahteen osaan lämpötilan perusteella. Kun oletetaan vakio-ominaislämpökapasiteetti, ja ideaaliset lämmönvaihtimet, voidaan matalan lämpötilan tehontarve laskea yhtälöllä 2.

$$\Phi_{low} = \frac{T_{electrolyser} - T_{DH,low}}{T_{DH,high} - T_{DH,low}} \cdot \Phi_{DH} \quad (2)$$

jossa $T_{electrolyser}$ on elektrolyserin lämpötilataso
 $T_{DH,low}$ on kaukolämpöverkon paluovesilämpötila
 $T_{DH,high}$ on kaukolämpöverkon menovesilämpötila

Φ_{low} on se osuus kaukolämpöverkon lämpötehosta, joka voidaan siirtää elektrolyserin jäähdytyspiiristä lämmönvaihtimen kautta suoraan kaukolämpöverkkoon. Vastaavasti $\Phi_{high} = \Phi_{DH} - \Phi_{low}$ on osuus lämmityksestä, joka täytyy tuottaa lämpöpumpulla.

Elektrolyserin tuottama lämpöteho voidaan laskea yhtälöllä 3.

$$\Phi_{elektrolyseri} = P_{sähkö} \cdot \eta_{lämpö} \quad (3)$$

Koska elektrolyserin kytkentä kaukolämpöverkkoon vaatii lämpöpumpun käyttöä, jotta tarvittava menovesilämpötila voidaan saavuttaa, tarkasteltiin kirjallisuuslähteistä kaupallisten lämpöpumppujen lämpötilatasoja. Kaukolämpöverkon korkein menovesilämpötila, 120 °C, ylittää tavanomaisten lämpöpumppujen lämpötila-alueen, ja tällä lämpötila-alueella puhutaan korkealämpötilaisista lämpöpumpuista. Arpagaus C. ym. (2018) esittää yhteenedon markkinoilla olevista korkealämpötilaisista lämpöpumpuista. Yhteenedon perusteella markkinoilla on olemassa korkealämpötilaisia lämpöpumppuja, joilla voidaan saavuttaa 120 °C lämpötilataso.

Andrei, D. ym. (2017) on esittänyt toteutettujen kaukolämpöpumppuhankkeiden lämpötilatasoja. Korkein lämpöpumpuilla tuotettava lämpötilataso on ollut 90 °C vuoden 2017 yhteenedon perusteella. On kuitenkin huomattava, että yhteenedossa esitetyistä to-

teutetuista lämpöpumpuista valtaosa on toiminut huomattavasti 70°C:sta matalammalla lämmönlähteen lämpötilatasolla. Elektrolyysin käyttö-lämpötila on siis lämpöpumpun käytettäessäkin tärkeä parametri, joka vaikuttaa tehokertoimeen, ja siten lämpöpumpun kannattavuuteen.

Elektrolyysin hukkalämpö syötetään kaukolämpöverkon paluuveteen kuvan 6 mukaisella kytkennällä suorana lämmityksenä sekä lämpöpumpun avulla. Lämpöpumpun jälkeisen lämpötilan oletetaan olevan kaukolämmön menovesilämpötila, eli lämpöpumpulla tuotetaan korkeimmillaan 120 °C:n lämpötila, eikä lämpölaitoksia käytetä lämpötilan nostoon, paitsi mikäli elektrolyysin hukkalämpöteho ei riitä lämpöverkon lämmöntarpeen täyttämiseksi. Lämpöpumpun tehokerroin lasketaan lämpötilojen, Carnot-tehokertoimen ja taulukossa 2 esitetyn hyötysuhteen mukaisesti. Lämpöpumpun tehokerroin voidaan määrittää yhtälöllä 4 (Grassi 2018).

$$COP = \frac{Q}{W} \quad (4)$$

jossa Q on luovutettu lämpöenergia [J]
 W on kompressorin käyttämä energia [J]

Tehokerroin riippuu voimakkaasti lämpötiloista. Ideaalisen lämpökoneen Carnot-hyötysuhde määritetään yhtälöllä 5.

$$\eta = \frac{W}{Q} = 1 - \frac{T_m}{T_k} \quad (5)$$

jossa T_m on matala lämpötila [K]
 T_k on korkea lämpötila [K]

Ideaalisen lämpöpumpun tehokerroin voidaan laskea tämän käänteislukuna yhtälöllä 6.

$$COP_{carnot} = \frac{1}{1 - \frac{T_m}{T_k}} \quad (6)$$

4.3 Kaukolämpöverkkomalli

Kaukolämpöverkon kokonaislämmöntuotanto jaettiin mallissa yhteistuotantoon ja pelkkää lämpöä tuottavien lämpölaitosten tuotantoon. Yhteistuotantoa kussakin kaukolämpöverkossa kuvattiin kahdella luvulla: maksimilämpöteho $\Phi_{\max, \text{chp}}$ ja minimilämpöteho $\Phi_{\min, \text{chp}}$. Maksimilämpöteho määritettiin kaukolämpötilastojen perusteella (Energiateollisuus ry. 2022b). Mallissa oletetaan yhteistuotannon lämmöntuotannolle tietty minimiteho, jonka jälkeen tuotanto loppuu. Minimilämpöteho määritettiin iteratiivisesti, niin että yhteistuotannon vuosituotanto täsmää kaukolämpötilastojen lukuihin (Energiateollisuus

ry. 2022b). Tarkastelluissa verkoissa yhteistuotannon minimiteho oli 40–45 % yhteistuotannon huippulämpötehosta. Oletuksilla on pyritty kuvaamaan yhteistuotannon piirteitä kaukolämpöverkoissa.

Tyypillisesti lämpölaitoksia käytetään talvisin huippukuorman tuottamiseen, sekä kesäisin kaiken lämmöntarpeen kattamiseksi, kun suuria yhteistuotantolaitoksia ei kannata pienen lämmöntarpeen ja minimikuormarajoitusten vuoksi käyttää. Lisäksi tyypillisesti kesäisin suoritettavat huoltoseisokit vaikuttavat osaltaan yhteistuotantolaitosten saatavuuteen.

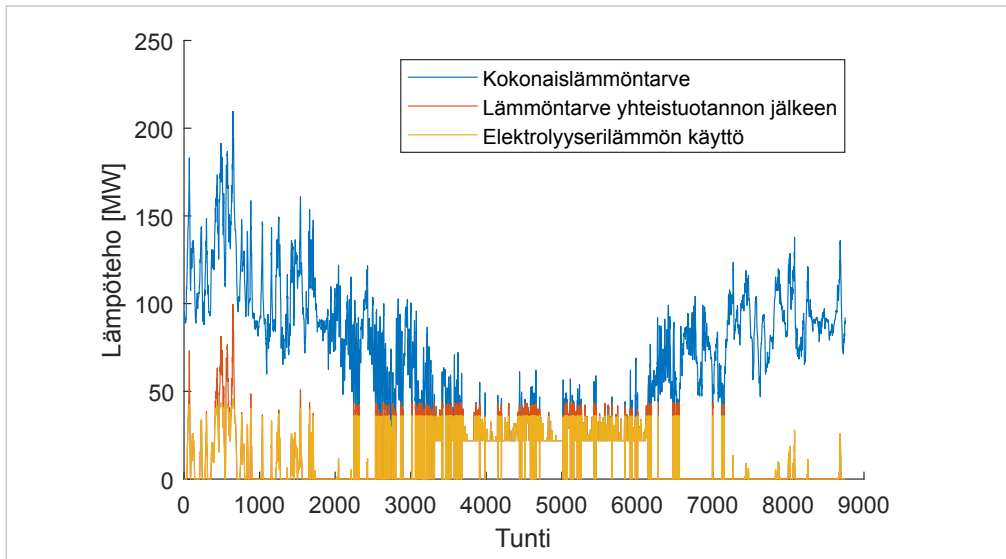
Eri skenaarioissa korvattiin joko koko lämpöverkon lämmöntuotanto tai pelkästään lämpölaitosten tuotanto elektrolyysin hukkalämmöllä.

Taulukkoon 1 on koottu tärkeimmät mallinnuksessa käytetyt oletukset. Elektrolyysin lämpötilataso on lukittu 70 °C:seen, ja lämmönvaihtimet on ajateltu ideaalisiksi, jolloin asteisuuksia ei huomioida laskennassa. Lämpöpumpun tehokerroin on rajoitettu arvoon 10,0, jottei laskenta tuota epärealistisen korkeita tehokertoimia (Coefficient of Performance, COP). Lisäksi malleissa, joissa käytetään tuuli- ja aurinkovoimatuotantoa elektrolyysin tehoprofiilin laskemiseksi, käytetään taulukossa 1 esitettyjä mitoituskerroimia uusiutuvan energian kapasiteetin laskemiseksi.

Taulukko 1. Elektrolyysin, lämpöpumpun ja uusiutuvan energian tuotannon tekniset tiedot

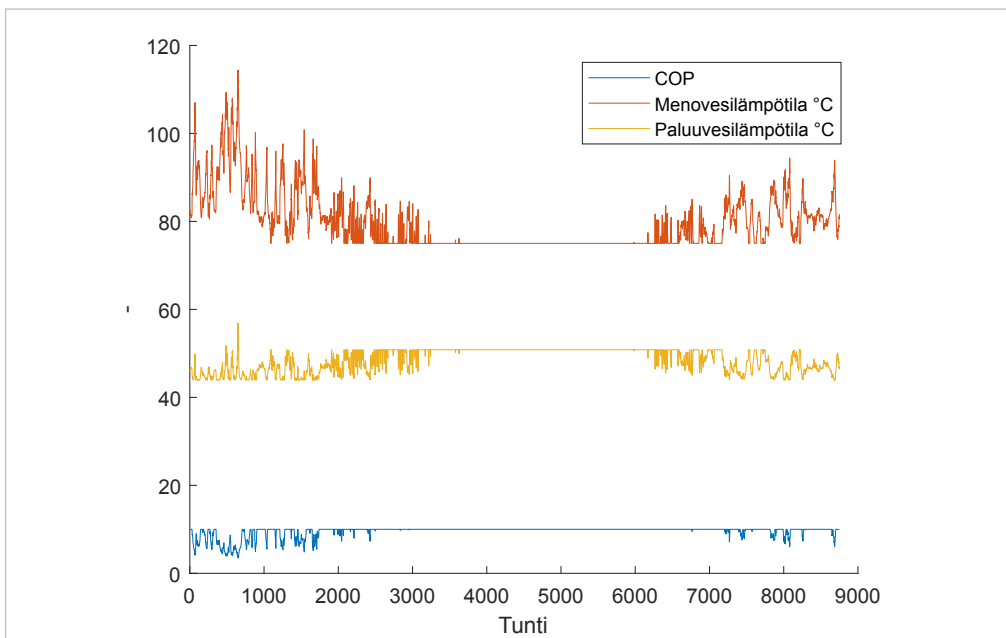
Tekniset tiedot	Lähtöarvo
Elektrolyysin hukkalämmön lämpötilataso	70 °C
Hyötysuhde	65 % (LHV), 77 % (HHV)
Hukkalämmön osuus	22 % sähkötehosta
Lämpöpumpun tehokerroin (COP)	40 % Carnot-tehokertoimesta
Maksimitehokerroin (COP)	10,0
Tuulivoiman mitoituskerroin	2,0 x elektrolyysiteho
Aurinkovoiman mitoituskerroin	2,0 x elektrolyysiteho

Kuvassa 7 esitetään esimerkki kaukolämpöverkkomallista, yhteistuotannosta sekä elektrolyysin hukkalämmön käytöstä. Esimerkissä oletetaan, että yhteistuotannon lämmöntuotantoa ei muuteta, eli hukkalämpöä voidaan hyödyntää vain lämmönkulutukseen, jota ei tuoteta yhteistuotannolla. Yhteistuotannon tuottama lämpö kattaa pitkälti suurimman osan kevät- ja syksyajan lämmönkulutuksesta. Kylmänä vuodenaikana yhteistuotannolla tuotettu lämpö ei riitä vastaamaan kaikkeen lämmöntarpeeseen, joten elektrolyysin hukkalämpöä käytetään talviaikaan huippukuormiin.



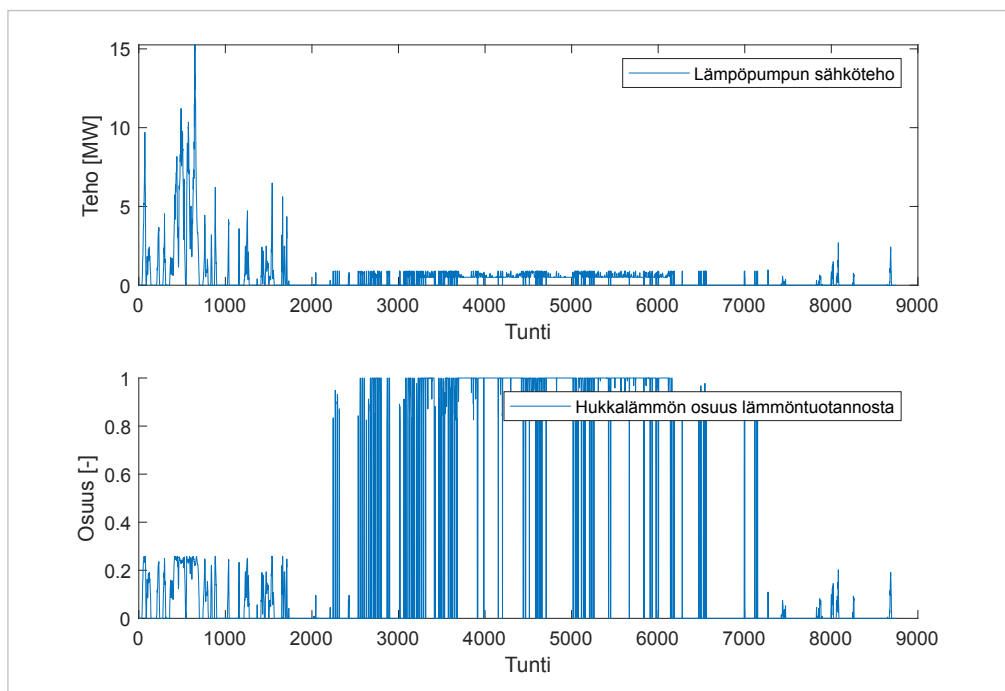
Kuva 7. Esimerkki kaukolämpöverkkomallista: 100 % elektrolyyserikuorma, yhteistuotantoa ei korvata, 160MWe:n elektrolyysi

Kuva 8 esittää kaukolämpöverkkomallin lämpötilatasoja vuoden aikana. Lisäksi kuvaajaan on laskettu lämpöpumpun tehokerroin (Coefficient of Performance, COP). Kylmänä vuodenaikana lämpöpumpun tehokerroin laskee sillä lämpötilaero elektrolyysin lämpötilan ja kaukolämpöverkon menolämpötilan välillä kasvaa. Kuitenkin suuren osan lämmintä vuodenaikaa tehokerroin on korkea ja rajoittuu lähinnä asetettuun rajaan.



Kuva 8. Esimerkki kaukolämpöverkkomallin lämpötilatasoista ja lämpöpumpun tehokerroimesta

Kuva 9 esittää kaukolämpöpumpun sähkötehoa ja hukkalämmön osuutta lämmöntuotannosta samassa tapauksessa kuin aiemmissa kuvaajissa. Lämpöpumpun sähköteho on kesäaikaan pieni, pienen lämpötilannoston ja siten korkean tehokertoimen vuoksi. Lisäksi kesällä lämmöntarve on suhteellisen vähäinen. Vastaavasti talvella lämpöpumpun tehossa on korkeita piikkejä, kun maksimilämmöntarve tarkoittaa samalla korkeinta lämpötilatasoa ja siten matalinta tehokerrointa. Valittu 160 MWe:n elektrolyyserikoko kykenee tässä esimerkissä tuottamaan suuren osan kesäaikaisesta kaukolämpöverkon lämmöntarpeesta.



Kuva 9. Esimerkki kaukolämpöverkkomallin lämpöpumpun kompressoritehosta sekä hukkalämmön osuudesta kokonaislämmöntarpeesta: 160 MWe:n elektrolyyseri täydellä teholla, yhteistuotantoa ei korvata.

4.4 Lämpövarastomalli

Malliin sisällytettiin yksinkertainen lämpövarasto, jotta pystytään tutkimaan lämpövaraston vaikutusta hukkalämmön hyödynnettävyyteen. Lämpövaraston lataaminen tehtiin aina ylimääräisellä elektrolyyserin hukkalämmöllä, jota ei voitu suoraan hyödyntää kaukolämpöverkossa. Vastaavasti lämpövarastoa purettiin, jos elektrolyyserin hukkalämpö ei riittänyt pelkästään sillä hetkellä tarvittavaan lämmöntarpeeseen kaukolämpöverkossa. Lämpövaraston lämpötilaksi oletettiin lämpöpumpun tehokertoimen laskemiseksi edellisen 7 vuorokauden korkein kaukolämpöverkon menovedenlämpötila. Mikäli hetkellisiä

arvoja olisi käytetty, olisi malli antanut liian optimistisen kuvan lämpöpumpun tehoker-toimesta, sillä varastoa ladataan useimmiten ajanhetkillä, jolloin lämmöntarve ja lämpö-tilataso ovat matalampia.

Lämpövaraston lämpötilatasoja ei mallinnettu mallin yksinkertaistamiseksi. Lämpövarasto mallinnettiin energiavarastona, ja lämpötilatasoa käytettiin ainoastaan varastoa lataavan lämpöpumpun tehokertoimen laskemiseksi.

Lämpövarastomallin oletukset:

- Lämpötilatasoja ei mallinnettu. Lämpövarasto mallinnettiin energiavarastona.
- Lämpövarastosta ei tapahdu lämpöhäviöitä.
- Lämpövarastoa ladataan ainoastaan elektrolyysin hukkalämmöllä, silloin kun yli-määräistä hukkalämpöä on käytettävissä (kaukolämpöverkkoon ei mahdu elektro-lyysin kaikkea lämmöntuotantoa).
- Lämpövarastoa ladataan lämmönvaihtimen ja lämpöpumpun avulla. Lämmönvaihti-mella tapahtuvan lataamisen oletetaan tapahtuvan kaukolämpöverkon senhetkises-tä paluuesilämpötilasta elektrolyysin operointilämpötilaan asti. Lämpövaraston lämpöpumpulla tapahtuvaan lataamiseen käytettävä tehokerroin lasketaan olet-taen, että varaston lämpötila on kaukolämpöverkon korkein menovesilämpötila edellisen 7 vuorokauden ajalta.
- Lämpövaraston kooksi on valittu varastokoko, jolla saadaan maksimaalinen elekt-rolyysin lämmön hyödyntäminen (varasto ei mene vuoden aikana kertaakaan täysin tyhjäksi).
- Aloitus- ja lopetusvaraus aikasarjassa on iteroitu vastaamaan toisiaan (varaston energiatase vuoden aikana on nolla).

4.5 Case-esimerkki Luleån kaukolämpöverkosta

Lähteessä Mälarden University (2022) on esitetty tarkastelu 100 MWe:n elektrolyysin kytkennästä Luleån kaukolämpöverkkoon Ruotsissa. Tarkastelussa on verrattu alkalista elektrolyyseriä ja polymeerielektrolyyseriä. Luleå on pohjoisruotsalainen noin 48 000 asukkaan kaupunki, jonka kaukolämpöverkon piirissä on noin 31 000 kotitaloutta (Luleå Energi). Case-tutkimuksessa ei paljasteta kaukolämpöverkon kokonaislämmöntarvetta, mutta lämpöverkon asiakasmäärän ja sijainnin puolesta voitaneen olettaa sen olevan samaa kokoluokkaa mutta hieman pienempi kuin suurimmat Kaakkois-Suomen lämpö-verkot. Esimerkiksi Lappeenrannan kaukolämpöverkon piirissä on noin 60 000 asukasta (Energiateollisuus ry 2022b).

Tutkimuksessa oletettiin elektrolyysin hukkalämmön lämpötilaksi noin 80 °C. Lisäksi lämpötilaa korotettiin käyttämällä lämpöpumppua, ja tarvittaessa kaukolämpövettä pys-

tyttiin lämmittämään myös suoraan lämmönvaihtimella. Polymeerielektrolyysierillä vuodessa tuotettiin 230 GWh lämpöä, josta hyödynnettiin kaukolämpöverkossa 172 GWh. Vastaavasti alkalisella elektrolyysierillä luvut olivat 311 GWh, josta hyödynnettiin 226 GWh. Tutkimuksen mukaan hukkalämmön hinta (LCOH) oli 19–20 €/MWh. Erot alkalisen ja polymeerielektrolyysierin lämmöntuotannossa johtuivat polymeerielektrolyysierille oletetusta korkeammasta hyötysuhteesta.

4.6 Hukkalämmön hyödyntäminen muutoin kuin kaukolämpönä

Tässä selvityksessä tarkastellaan vihreän vedyn tuotannossa syntyvän hukkalämmön hyödyntämistä pääasiassa kaukolämmöksi. Tämän lisäksi on kuitenkin olemassa myös muita mahdollisuuksia elektrolyysin hukkalämmön hyödyntämiseen.

Hukkalämpöä voidaan hyödyntää teollisuudessa erilaisissa lämpöä tarvitsevista prosesseista, kuten: kuivausprosesseista, keittämisestä, jäähdytyksestä, lämmityksestä, esilämmityksestä ja sulatuksessa. Eri teollisuudenaloja, jotka voisivat potentiaalisesti olla kiinnostuneita elektrolyysiprosessin hukkalämmöstä, ovat esimerkiksi paperiteollisuus, kemianteollisuus, elintarviketeollisuus tai rakennusteollisuus. Hukkalämpöä voidaan myös hyödyntää hiilidioksidin talteenotossa joko amiinipesurin tarvitseman höyryn esilämmityksessä tai hiilidioksidin talteenotossa suoraan ilmasta (DAC). Lisäksi elektrolyysin hukkalämpöä voitaisiin hyödyntää kohteissa, jotka käyttävät paljon lämmintä vettä ja joidenka lämpötilan ei tarvitse olla erityisen korkea. Tällaisia kohteita ovat esimerkiksi kylpylät, uimahallit, kasvihuoneet sekä elintarvike- ja meijeriteollisuus. Myös katujen ja ulkoalueiden sulanapito voisi olla yksi hukkalämmön hyödyntämiskohde.

Kaiken kaikkiaan potentiaalisia hukkalämmön hyödyntämiskohteita on monia. Erityisen mielenkiintoisia hukkalämmön hyödyntämismahdollisuuksia ovat sovellukset, joissa vaadittu lämpötilataso on elektrolyysierin lämpötilatason alapuolella, jolloin lämpöpumppua ei tarvita lämpötilan nostoon. Tämä poistaa tarpeen kalliille lämpöpumppuinvestoinnille.

5 HUKKALÄMMÖN HYÖDYNTÄMISMAHDOLLISUUDET KAUKOLÄMPÖVERKOISSA

Tässä selvityksessä esitetään kolme eri tapaa arvioida vedyntuotannossa käytettävien elektrolyyserien hukkalämmön hyödyntämispotentiaalia kaukolämpöverkoissa. Ensimmäisessä skenaariossa selvitetään kaukolämmön tarve Kymenlaakson ja Etelä-Karjalan maakuntien suurimmissa kaukolämpöverkoissa Lappeenrannassa, Kouvolassa, Kotkassa, Imatralla ja Haminassa. Lämmöntarpeen perusteella arvioidaan minkälaisella elektrolyyserikapasiteetilla tuotetaan riittävästi hukkalämpöä, jotta alueellinen kaukolämmön tarve pystytään tuottamaan. Tämä skenaario on jaettu eri variaatioihin sen mukaan, miten yhteistuotannolla tuotettuun kaukolämpöön suhtaudutaan, toimivatko elektrolyysarit nimellisteholla vai uusiutuvan energian vaihteluiden perässä ja onko lämpövarastoa käytettävissä.

Toisessa skenaariossa käydään läpi nykyisten suunnitteilla olevien vetylaitosten tuottaman hukkalämmön potentiaali kaukolämmöntuotannossa ja verrataan sitä ensimmäisen skenaarion kaukolämmöntarpeeseen. Kolmannessa skenaariossa esitetään, kuinka paljon synteettisiä polttoaineita olisi valmistettavissa Kymenlaakson ja Etelä-Karjalan maakunnissa syntyvistä hiilidioksidipäästöistä, sekä kuinka suurta vedyntuotannon ja sähköenergian tarvetta vedyn jatkojalostaminen vaatii. Lisäksi esitetään syntyvän hukkalämmön määrät ja verrataan niitä ensimmäisessä skenaariossa laskettuihin lämmöntarpeisiin.

5.1 Alueellinen kaukolämpöverkkojen energiantarve

Elektrolyysilaitosten mitoittamisessa kaukolämmön alueellisen energiantarpeen mukaan on huomioitava, mitä lämmöntuotantoa vetylaitosten hukkalämmöllä olisi mahdollista korvata. On mahdollista, että olemassa olevien suurten teollisuuslaitosten yhteyteen sijoitettujen yhteistuotantovoimalaitosten tuottamaa kaukolämpöä ei tulla korvaamaan vedyn tuotantolaitosten hukkalämmöllä. Kaukolämpöverkkoon syötettävän lämmön määrä voi joissain tilanteissa muodostua rajoittavaksi tekijäksi, kun mietitään vedyn tuotantolaitosten tai muun hukkalämmön hyödyntämismahdollisuuksia. Taulukossa 2 on esitetty Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson maakuntien merkittävimpien kaukolämpöverkkojen lämmöntarve vuoden aikana.

Taulukko 2. Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson maakuntien merkittävimpien kaukolämpöverkkojen lämmöntarve vuoden aikana (Energiateollisuus ry 2022b)

Kaukolämpöverkko	Kaukolämmön tarve [GWh]
Lappeenranta	590
Kouvola	510
Kotka	420
Imatra	180
Hamina	40

Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson alueilla sellutehtaiden yhteydessä toimivia suuria yhteistuotantovoimalaitoksia on Lappeenrannassa Kaukaan Voima Oy:n biovoimalaitos, joka tuottaa jopa 85 % Lappeenrannan vuotuisesta kaukolämpöenergian tarpeesta. Kouvolaan UPM Kymin tehdasintegraatin yhteydessä toimiva Kymin Voiman biovoimalaitos tuottaa Kouvolan kaupungin kaukolämpöenergian tarpeesta noin 80 %. Kotkan kaukolämpöverkossa ei selluteollisuuden yhteydessä toimivia yhteistuotantovoimalaitoksia ole, mutta kaukolämpöä toimittavia yhteistuotantovoimalaitoksia on kaksi: Hovinsaaren voimalaitos ja Hyötyvoimalaitos. Nämä kaksi voimalaitosta tuottavat yhteensä noin 60 % Kotkan alueen kaukolämpöenergian tarpeesta. Imatran ja Haminan kaukolämpöverkoissa ei ole yhteistuotantolaitoksia. (Energiateollisuus ry 2022b.)

Elektrolyyserien hukkalämmön hyödynnettävyyteen kaukolämpönä vaikuttaa voimakkaasti se, miten olemassa oleva yhteistuotanto huomioidaan. Mikäli nykyistä yhteistuotantoa ei korvata vedyn tuotannon hukkalämmöllä, monissa kaukolämpöverkoissa ei ole paljon korvattavaa kaukolämmöntuotantoa. Sen vuoksi skenaariot on jaettu kahteen yhteistuotannon huomioinnin osalta:

1. Nykyistä yhteistuotantoa ei korvata elektrolyyserien hukkalämmöllä. Hukkalämpö voi korvata lämpölaitosten tuottamaa lämpöä.
2. Myös yhteistuotantolaitosten tuotanto voidaan korvata elektrolyyserien hukkalämmöllä. Koko kaukolämpöverkon lämmöntarve voidaan kattaa elektrolyyserien hukkalämmöllä.

Euroopan unionin direktiivi uusiutuvasta energiasta asettaa sääntöjä muuta kuin biologista alkuperää olevien polttoaineiden tuotannolle (Renewable Fuels Non Biological Origin, RFNBO). Tällaisten polttoaineiden tuotannossa käytettävän sähkön alkuperä on kyettävä varmentamaan (Euroopan parlamentti 2023).

Vedyn tuotantolaitosten ajotapa eli se milloin vetyä tuotetaan, vaikuttaa suoraan hukkalämmön syntymiseen ja sen hyödynnettävyyteen kaukolämpönä. Tässä selvityksessä esitetään kaksi eri vaihtoehtoa vetylaitosten ajotavoille:

1. Elektrolyysilaitoksia ajetaan nimellisteholla koko vuoden ajan.
2. Elektrolyysilaitoksia ajetaan tuuli- ja aurinkovoimatuotannon mukaan.

Esitetyt ajotavat kuvastavat ääriesimerkkejä elektrolyyserien ajotapavaihtoehtoista – ei joustoa ollenkaan tai hyvin joustava, suoraan tuuli- ja aurinkovoimatuotannosta riippuva ajotapa. Todellinen ajotapa voi olla jotakin näiden välistä. Tuuli- ja aurinkovoimatuotannon perusteella elektrolyysiä käytettäessä lämmön varastoinnin tarve nousee esiin, sillä lämmöntuotanto ja kulutus eivät usein kohtaa ajallisesti. Lämpövaraston vaikutusta hukkalämmön hyödynnettävyyteen on tarkasteltu yhtenä variaationa.

Kullekin alueelliselle kaukolämpöverkolle luotiin malli, joka kuvaa lämpöverkon lämmöntarvetta ulkolämpötiladatan perusteella. Mallin sovituksessa käytettiin kaukolämpötilastojen tietoja vuotuisesta lämmöntuotannosta, yhteistuotannon ja lämpölaitoksien lämmöntuotannosta sekä huipputehoista kussakin lämpöverkossa (Energiateollisuus ry. 2022b). Lämpöverkoille luotiin tuntitason aikasarjat lämmöntarpeesta ja meno- sekä paluuveden lämpötilatasosta luvussa 4.1 kuvatulla menetelmällä.

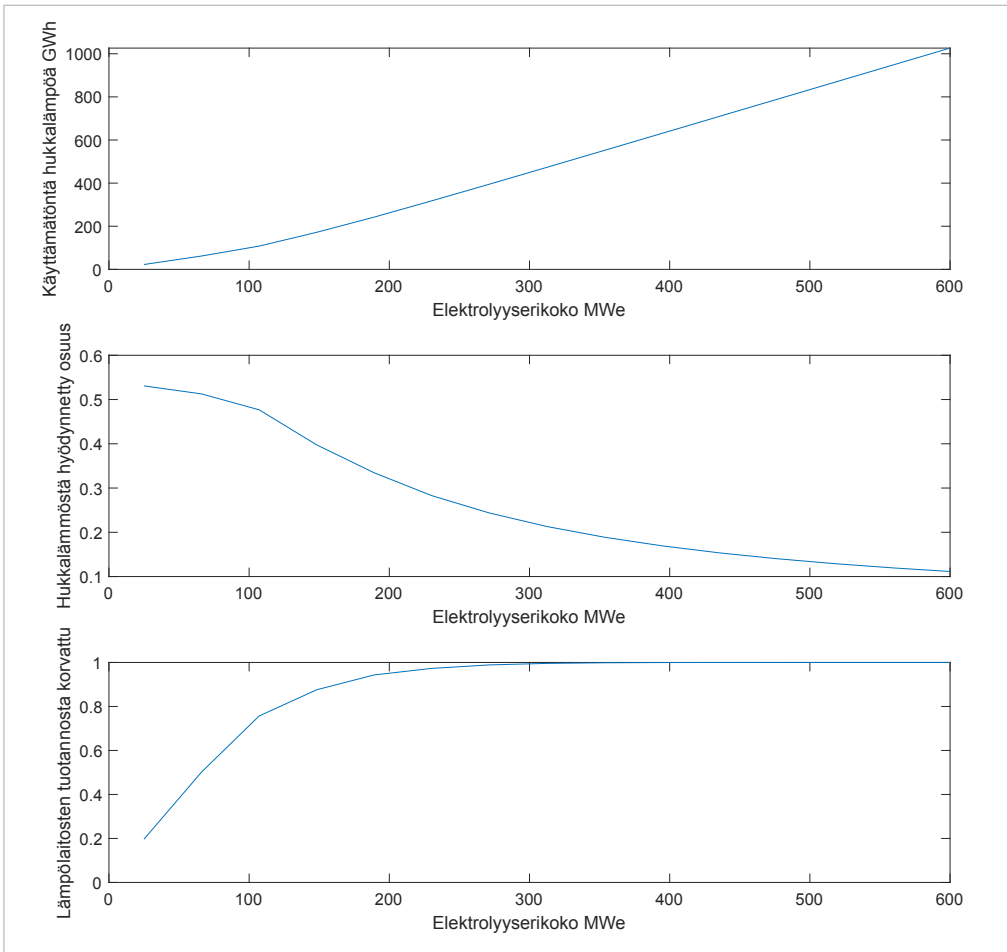
5.1.1 Skenaario 1: Elektrolyysereitä käytetään nimellisteholla

Ensimmäisessä skenaariossa tarkastellaan hukkalämmön hyödynnettävyyttä, mikäli elektrolyysereitä käytetään täydellä teholla koko vuoden ajan. Elektrolyyserin käyttöprofiili riippuu todellisuudessa muun muassa sähkön saatavuudesta ja hinnasta, joten tämä on ääriesimerkki, jossa elektrolyyserin hukkalämpöä on aina saatavilla.

Skenaario jakautuu kahteen vaihtoehtoon sen mukaan, miten yhteistuotantolaitosten lämmöntuotantoon suhtaudutaan. Mikäli nykyisten yhteistuotantolaitosten ajoprofiilia ei muuteta, vedyn tuotantolaitosten hukkalämmöllä korvataan vain lämpölaitosten tuottamaa lämpöä.

5.1.1.1 Skenaario 1A: Yhteistuotannon lämmöntuotantoa ei korvata

Kuvassa 10 on esitetty yhden kaupungin perusteella, miten elektrolyyserikoko vaikuttaa hukkalämmön hyödynnettävyyteen. Käyrästä nähdään, että mikäli yhteistuotantoa ei korvata hukkalämmöllä, voidaan noin 90 % lämpölaitosten lämmöntuotannosta korvata elektrolyyserikoon ollessa noin 160 MWe. Tällöin elektrolyyserin hukkalämmöstä käytetään noin 38 %. Kuvaaja osoittaa, että mikäli yhteistuotanto ei joustaa, jää hyödynnetyn hukkalämmön osuus pieneksi jo pienilläkin elektrolyyserikapasiteeteilla.



Kuva 10. Skenaario 1A. Elektrolyysin hukkalämmön hyödynnettävyys elektrolyyserikoon funktiona. Esimerkkinä Lappeenranta 2021 ja yhteistuotantoa ei korvata. Elektrolyyseriä käytetään nimellisteholla koko vuoden ajan.

Taulukkoon 3 on valittu kullekin kaukolämpöverkolle elektrolyyserikapasiteetti, jolla korvataan 90 % lämpölaitosten lämmöntuotannosta. Tällä elektrolyyserikoolla kuitenkin jopa kaksi kolmasosaa hukkalämmöstä jää hyödyntämättä joissakin verkoissa. Tämä johtuu muun muassa yhteistuotantolaitosten lämmöntuotannosta, jota ei skenaariossa voitu korvata, ja siitä, että hukkalämpöä syntyy kesäaikaan huomattavasti enemmän kuin kesäajan lämmönkulutus on. Kaukolämpöverkoissa, joissa yhteistuotantoa ei ole, hyödynnetään hukkalämmöstä huomattavasti suurempi osa.

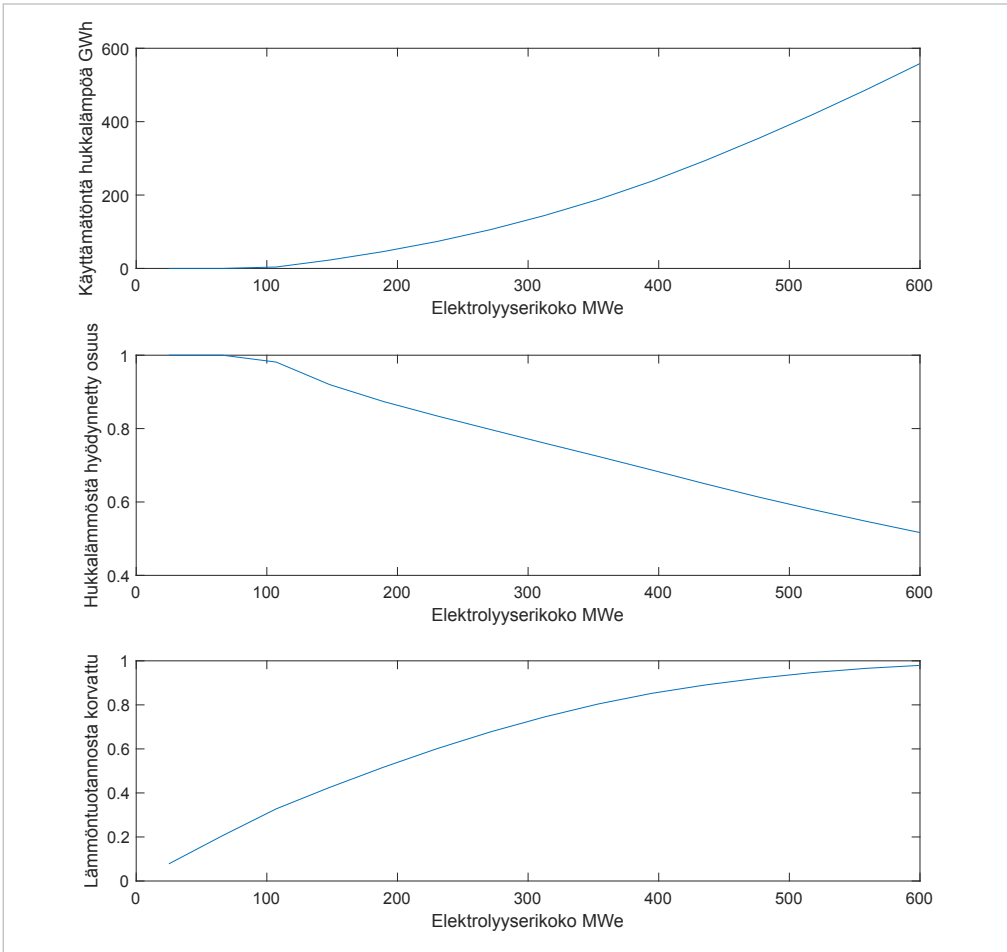
Taulukko 3. Skenaario 1A. Elektrolyyserien hukkalämmön hyödyntäminen, kun elektrolyysiä käytetään 100 %:n kuormalla ja olemassa olevaa yhteistuotantoa ei korvata. Vuosi 2021.

Kauko- lämpö- verkko	Kokonais- lämmön- kulutus [GWh]	Lämpö- laitokset [GWh]	Elektrolyyse- rikoko, jolla korvataan 90 % lämpölai- tosten tuotan- nosta [MWe]	Elektro- lyyserin lämmön- tuotanto [GWh]	Hyödyn- netty %	Lämpö- pumpun lämmön- tuotanto [GWh]	Lämpö- pumpun sähkön- kulutus [GWh]
Lappeen- ranta	646	138	160	308	38 %	45	9,1
Kouvola	508	133	180	347	33 %	49	10,1
Kotka	415	140	160	308	41 %	28	3,3
Hamina	41	41	30	58	61 %	13	1,9
Imatra	188	188	140	270	59 %	64	11,4

5.1.1.2 Skenaario 1B: Kaikki lämmöntuotanto korvataan

Teknillistaloudellisesti optimaalisen ratkaisun löytäminen muuttuu monimutkaiseksi, ja riippuu monista kustannusparametreista, kuten laitosten investointikustannuksista ja muuttuvista kustannuksista, mikäli yhteistuotantolaitosten tuottama lämpö kilpailee elektrolyyserin hukkalämmön kanssa. Yksinkertaisuuden vuoksi tarkasteltiin vain tapausta, jossa yhteistuotanto on kuviteltu korvattavan vapaasti hukkalämmöllä. Tarkempaa taloudellista optimointia eri tuotantomuotojen välillä ei ole tehty.

Kuvassa 11 on esitetty elektrolyyserien hukkalämmön hyödynnettävyys esimerkkitapauksessa. Kuten kuvaaja osoittaa, kaukolämpöverkkoon mahtuu paljon enemmän hukkalämpöä, mikäli yhteistuotannolla tuotettu lämpö voidaan korvata. Noin 90 % koko kaukolämpöverkon lämmöntuotannosta voidaan korvata 450 MWe:n elektrolyyserillä, ja tällöin hukkalämmöstä hyödynnetään noin 64 %.



Kuva 11. Skenaario 1B. Elektrolyysin hukkalämmön hyödynnettävyys elektrolyyserikapasiteetin funktiona. Esimerkkinä Lappeenranta, 2021. Elektrolyyseriä käytetään nimellisteholla koko vuoden ajan.

Eri kaukolämpöverkkojen tulokset on koottu taulukkoon 4. Taulukko esittää tapausta, jossa koko kaukolämpöverkon lämmöntuotantoa voidaan korvata elektrolyysin hukkalämmöllä. Elektrolyyserikapasiteetti on valittu niin, että 90 % kaukolämpöverkon lämmönkulutuksesta pystytään tuottamaan elektrolyyserien lämmöntuotannolla.

Taulukko 4. Skenaario 1B. Elektrolyyserien hukkalämmön hyödyntäminen, kun elektrolyysiä ajetaan 100 %:n kuormalla ja koko kaukolämpöverkon tuotanto voidaan korvata elektrolyyserien hukkalämmöllä. Vuosi 2021.

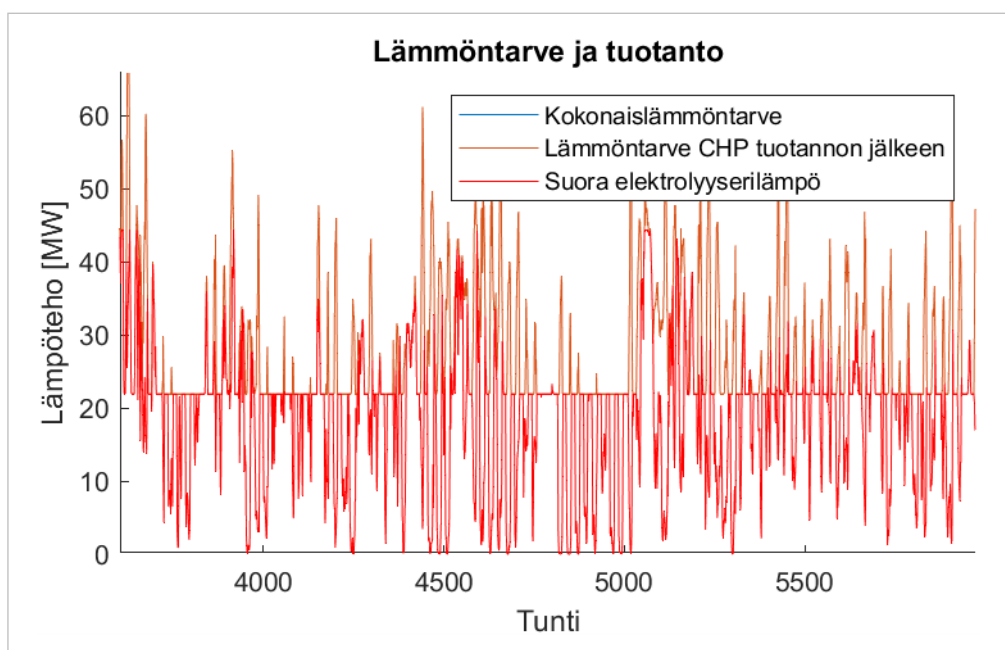
Kaukolämpöverkko	Kokonaislämmönkulutus [GWh]	Elektrolyyserikoko, jolla korvataan 90 % lämmöntuotannosta [MWe]	Elektrolyyserin lämmöntuotanto [GWh]	Hyödynnetty %	Lämpöpumpun lämmöntuotanto [GWh]	Lämpöpumpun sähkönkulutus [GWh]	Lämpöpumpun sähkönkulutus [GWh]
Lappeenranta	646	450	866	64 %	216	37,5	9,1
Kouvola	508	360	693	63 %	168	28,7	10,1
Kotka	415	290	558	64 %	126	18,9	3,3
Hamina	41	30	58	61 %	13	1,9	1,9
Imatra	188	140	270	59 %	64	11,4	11,4

Haminan ja Imatran kaukolämpöverkoissa ei ole yhteistuotantoa, joten taulukoiden 3 ja 4 tulokset ovat näiden kaukolämpöverkkojen osalta samat. Tuloksista nähdään, että kaukolämpöverkkojen vaihtelevan lämmitystehontarpeen vuoksi elektrolyyserin vuotuinen lämmöntuotanto on lähes kaksinkertainen korvattuun kaukolämpöverkon tuotantoon verrattuna, ja silti korvatun lämmön osuus on vain 90 %. Suuri osa elektrolyyserien hukkalämmöstä hukataan, koska lämmöntuotanto ja lämmöntarve eivät täsmää. Esimerkiksi kesällä hukkalämpöä syntyy enemmän kuin kaukolämmöntarve on. Vastaavasti talvikaudella hukkalämpö ei riitä kattamaan kaikkea lämmöntarvetta. Mikäli elektrolyyserikoko on pienempi kuin edellä esitetty, suurempi osuus hukkalämmöstä on hyödynnettävissä kaukolämpöverkossa. Tämä asettaa investoinnin optimoinnille mielenkiintoisen ongelman – mikä on kannattava mitoitusteho elektrolyyserin hukkalämmön talteenotolle ja lämpöpumpulle?

5.1.2 Skenaario 2: Elektrolyysereitä käytetään tuuli- ja aurinkovoimatuotannon perusteella

Tuuli- ja aurinkovoimapotentiaali on kuvattu tuntisarjoina, jotka on rakennettu perustuen PVGIS-tietokantaan sekä ERA5-säädataan. Valikoidut kuvitteelliset tuuli- ja aurinkovoimapuistojen sijainnit on valittu Etelä-Karjalan alueelta. Vuoden 2021 aurinkovoiman huipunkäyttöaika aikasarjassa oli 890 h ja tuulivoiman huipunkäyttöaika 2 430 h. Tuuli- ja aurinkovoimaloiden tehot on valittu kaksinkertaiseksi verrattuna elektrolyyserin sähkötehoon – tällä mitoituksella saadaan elektrolyyserin huipunkäyttöajaksi noin 5 200 h.

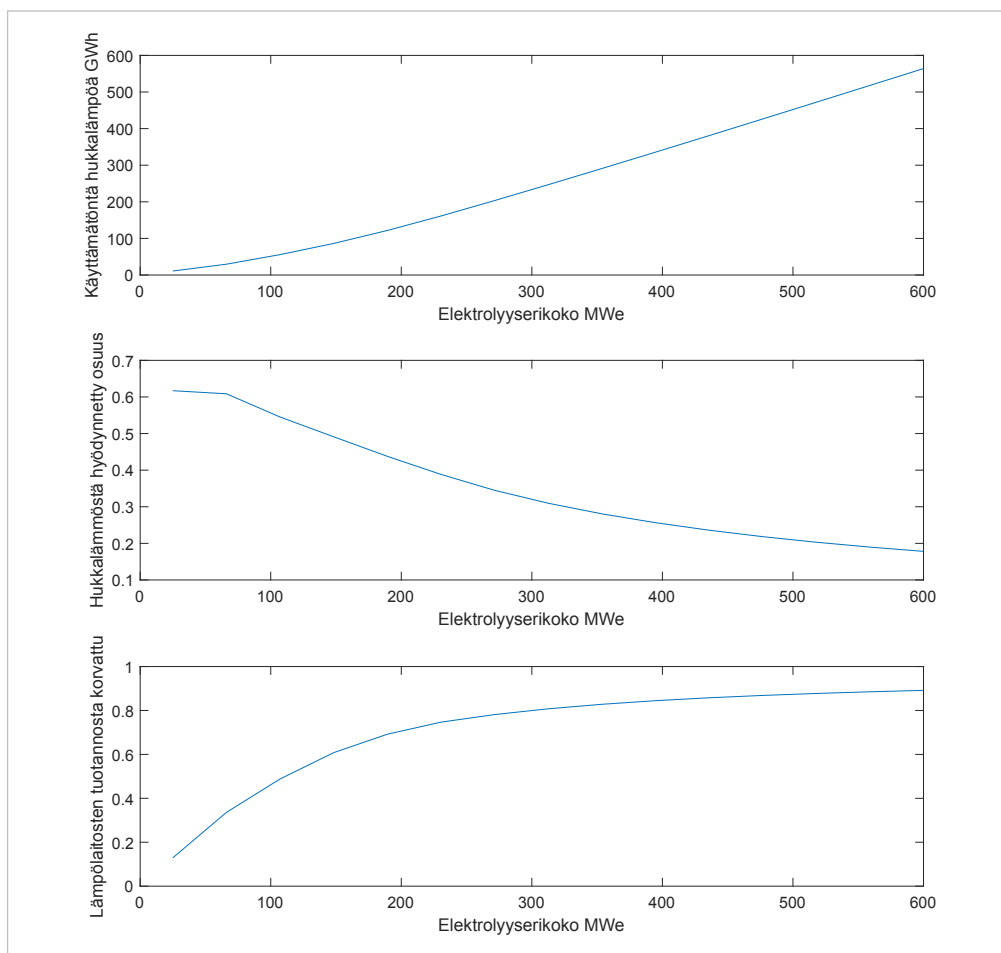
Kuvassa 12 on esitetty esimerkki elektrolyyserin lämmöntuotannosta kesäaikana. Aurinkosähkön tuotannon päivittäinen sykli aiheuttaa elektrolyyseritehossa säännöllistä vaihtelua vuorokausitasolla.



Kuva 12. Esimerkki elektrolyyserin hukkalämmöntuotannosta tuuli- ja aurinkovoimatuotannon perässä kesäkaudella. Uusiutuvan energian tuotannonvaihtelu aiheuttaa elektrolyyseritehon vaihtelua vuorokauden sisällä.

5.1.2.1 Skenaario 2A: Yhteistuotannon lämmöntuotantoa ei korvata

Kuvassa 13 on esitetty elektrolyyserien hukkalämmön hyödynnettävyys esimerkkitapauksessa, kun yhteistuotannon lämpöä ei korvata elektrolyysin hukkalämmöllä.



Kuva 13. Skenaario 2A. Esimerkki hukkalämmön hyödynnettävyydestä, kun elektrolyyseri käyttää aurinko- ja tuulivoimatuotantoa. Kotka 2021. Yhteistuotannon lämmöntuotantoa ei korvata.

Tuuli- ja aurinkovoimatuotannon vaihtelevuuden takia lämpölaitosten lämmöntuotannosta ei pystytä korvaamaan 90 %:a kuin erittäin suurella elektrolyyserikapasiteetilla. Syy on nähtävissä kuvasta 9. Vaihteleva uusiutuvan energian sähköntuotanto johtaa siihen, että elektrolyysin lämmöntuotanto ja lämmöntarve eivät ajallisesti kohtaa.

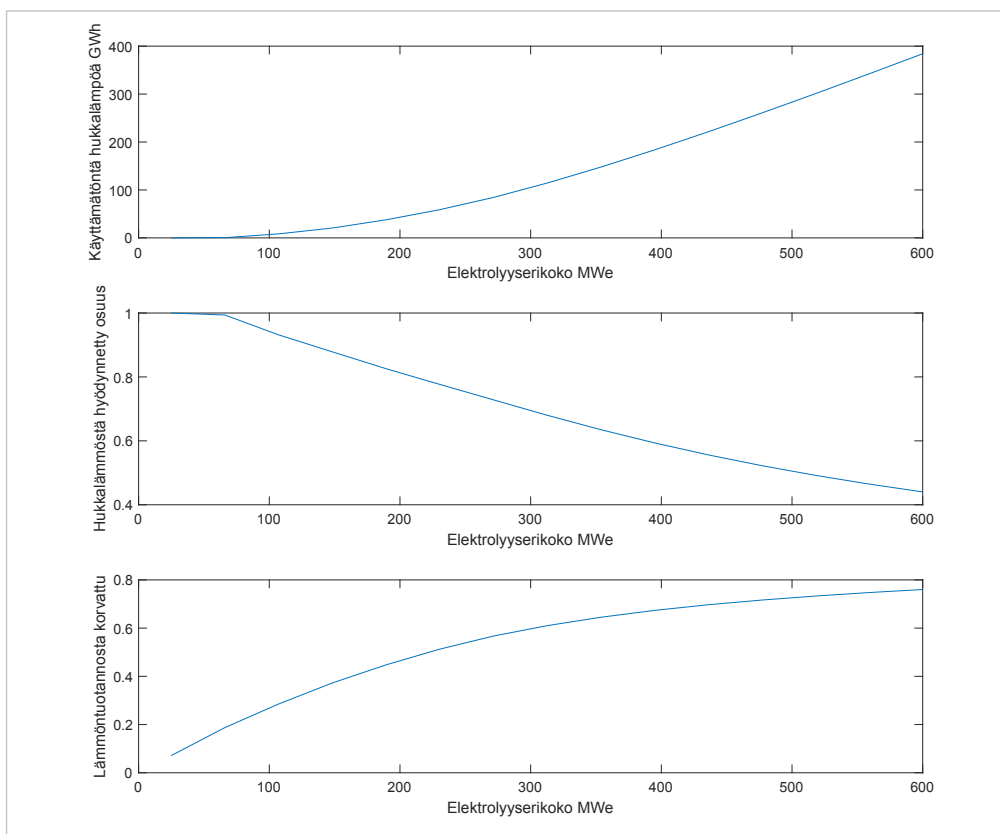
Taulukossa 5 on esitetty tulokset lämmön hyödynnettävyydestä, kun elektrolyyseriä käytetään tuuli- ja aurinkovoiman sähköntuotannolla. Yhteistuotantoa ei korvata, ja elektrolyysin vedyntuotanto on pidetty samana kuin skenaariossa 1, eli elektrolyyserikokoa on kasvatettu elektrolyysin huipunkäyttöaikojen suhdeluvun verran. Siten myös elektrolyysin hukkalämmöntuotanto on sama kuin skenaariossa 1.

Taulukko 5. Skenaario 2A. Elektrolyyserien hukkalämmön hyödyntäminen, kun elektrolyysi toimii tuuli- ja aurinkovoimatuotannolla ja olemassa olevaa yhteistuotantoa ei korvata. Vuosi 2021.

Kauko- lämpö- verkko	Kokonais- lämmön- kulutus [GWh]	Lämpö- laitokset [GWh]	Elektrolyse- rikoko, jolla sama vedyn- tuotanto kuin skenaariossa 1 [MWe]	Elektro- lyyserin lämmön- tuotanto [GWh]	Hyödyn- netty %	Lämpö- pumpun tuotanto [GWh]	Lämpö- pumpun sähkön- kulutus [GWh]
Lappeen- ranta	646	138	270	309	30 %	34	6,6
Kouvola	508	133	300	343	26 %	37	7,4
Kotka	415	140	270	308	35 %	24	2,7
Hamina	41	41	50	57	49 %	10	1,5
Imatra	188	188	240	274	47 %	49	8,5

5.1.2.2 Skenaario 2B: Kaikki lämmöntuotanto korvataan

Kuva 14 esittää tapausta, jossa elektrolyyseriä käytetään tuuli- ja aurinkovoimatuotantoprofiilien perusteella ja kaikki kaukolämpöverkon lämmöntuotanto voidaan korvata. Esimerkkiin on valittu Kotkan kaukolämpöverkko ja malli on rakennettu vuoden 2021 datan pohjalta. Koska elektrolyyserin lämmöntuotanto ja lämmönkulutus eivät ajallisesti aina kohtaa, ei ilman lämpövarastoa saada koko lämmöntuotantoa korvattua edes 600 MWe:n elektrolyyserikoolla.



Kuva 14. Skenaario 2B. Esimerkki hukkalämmön hyödynnettävyydestä, kun elektrolyyseri käyttää aurinko- ja tuulivoimatuotantoa. Kotka 2021. Kaikki kaukolämpöverkon lämmöntuotanto voidaan korvata hukkalämmöllä.

Lämmöntuotannon ja kulutuksen ajallisen kohtaamisen ongelma näkyy myös taulukosta 6. Skenaariossa 1 eli nimellisteholla elektrolyyseriä käytettäessä lämmöstä hyödynnettiin 59–64 %, nyt vain 47–51 %. Vuosilämmöntuotanto on molemmissa tapauksissa sama, vaikka elektrolyyserikoko on skenaariossa 2 suurempi.

Taulukossa 6 on esitetty tulokset lämmön hyödynnettävyydestä eri kaupunkien kaukolämpöverkoissa, kun elektrolyyseriä käytetään tuuli- ja aurinkovoiman sähköntuotannolla ja kaikki lämmöntuotanto korvataan elektrolyysin hukkalämmöllä.

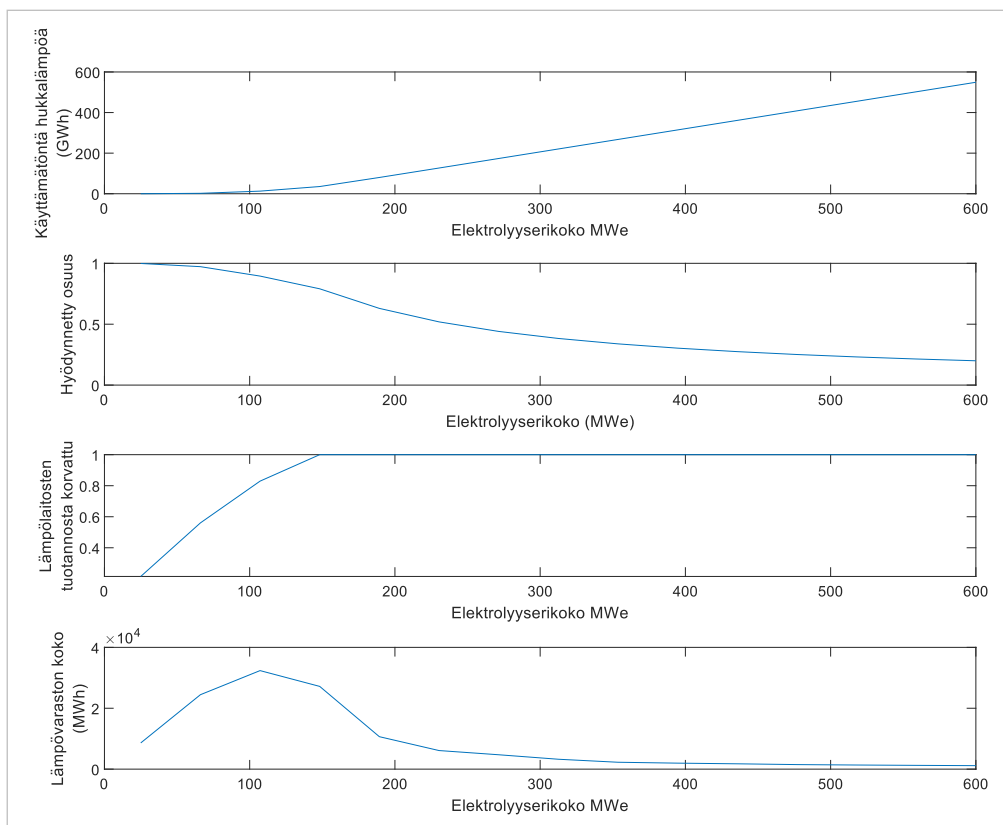
Taulukko 6. Skenaario 2B. Elektrolyyserien hukkalämmön hyödyntäminen, kun elektrolyysi toimii tuuli- ja aurinkovoimatuotannolla ja kaikki lämmöntuotanto voidaan korvata. Vuosi 2021.

Kauko-lämpö-verkko	Kokonais-lämmön-kulutus [GWh]	Elektrolyyseririkoko, jolla sama vedyn-tuotanto kuin skenaariossa 1 [MWe]	Elektro-lyyserin lämmön-tuotanto [GWh]	Hyödyn-netty %	Lämpö-pumpun tuotanto [GWh]	Lämpö-pumpun sähkön-kulutus [GWh]	Lämpö-pumpun sähkön-kulutus [GWh]
Lappeen-ranta	646	760	869	51 %	165	28,1	9,1
Kouvola	508	610	698	50 %	129	21,6	10,1
Kotka	415	490	560	51 %	98	14,6	3,3
Hamina	41	50	57	49 %	10	1,5	1,9
Imatra	188	240	274	47 %	49	8,5	11,4

5.1.3 Skenaario 3: Lämpövarasto sekä tuuli- ja aurinkovoimatuotanto

Edellä olevat skenaariot osoittavat, että kun elektrolyyseriä käytetään vaihtelevan uusiutuvan energian tuotannon perusteella, vähenee hyödynnettävissä oleva hukkalämmön osuus, sillä lämmöntuotanto ja -kulutus eivät kohtaa ajallisesti. Käyttämällä lämpövarastoa voidaan lämpöä varastoida myöhempään kulutukseen. Luvussa 4.4 kuvattu lämpövarastomalli lisättiin mukaan mallinnukseen.

Kuva 15 esittää esimerkkiä tuloksista lämpövarastomallin kanssa. Kuvaa 15 voi verrata kuvaan 13 ainoa ero on lämpövaraston lisääminen. Lämpövarasto lisäämällä voidaan jo 200 MWe:n elektrolyyserillä korvata kaikki lämpölaitosten tuottama lämpö, kun ilman lämpövarastoa korvaaminen ei ollut mahdollista. Tarvittava lämpövaraston koko on myös esitetty kuvassa 15. Tarvittava lämpövaraston koko pienenee tietyn elektrolyyserikoon jälkeen, koska hukkalämmöntuotantoa on ylimäärin suhteessa lämmöntarpeeseen.



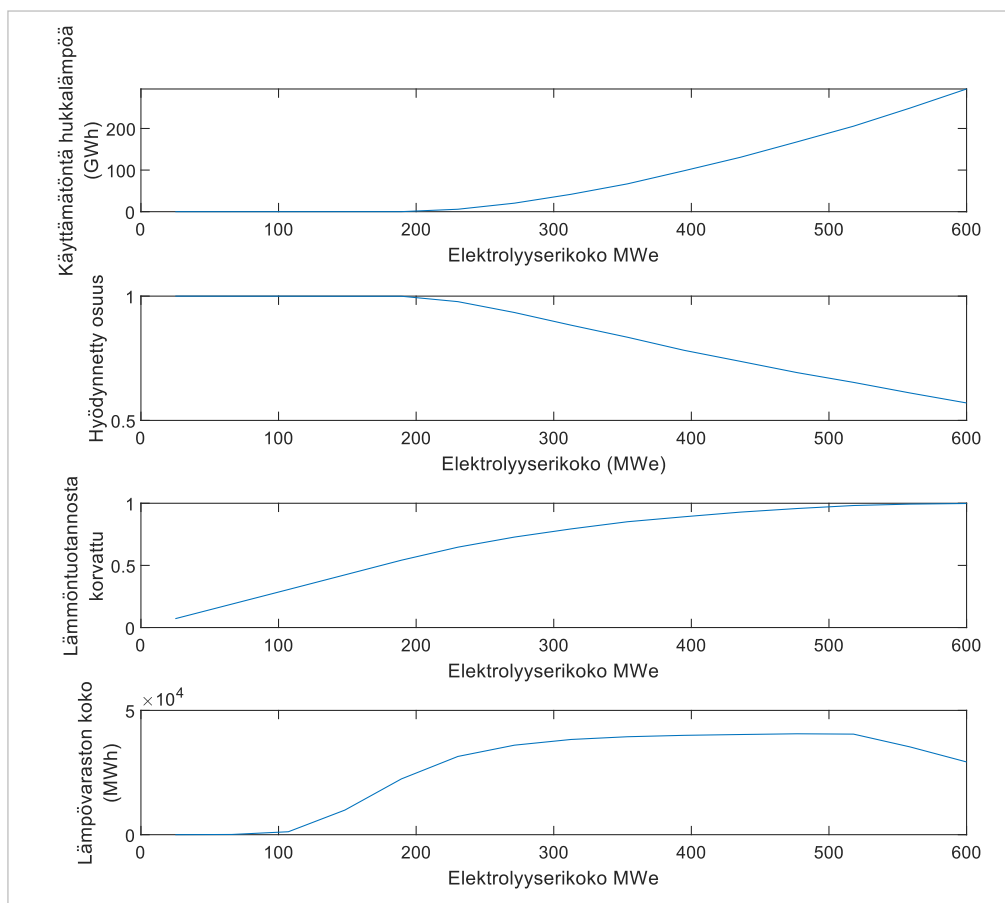
Kuva 15. Skenaario 3A. Esimerkki hukkälämmön hyödynnettävyydestä, kun elektrolyyseri käyttää aurinko- ja tuulivoimatuotantoa ja järjestelmässä on lämpövarasto. Kotka 2021. Yhteistuotannon lämmöntuotantoa ei korvata.

Taulukkoon 7 on koottu laskennalliset elektrolyyserikoot ja lämpövaraston koot, joilla pystytään korvaamaan 90 % lämpölaitosten lämmöntuotannosta.

Taulukko 7. Skenaario 3A. Elektrolyyserien hukkälämmön hyödyntäminen, kun elektrolyysi toimii tuuli- ja aurinkovoimatuotannolla ja olemassa olevaa yhteistuotantoa ei korvata. Lämpövarasto mallinnettu. Vuosi 2021.

Kauko-lämpö-verkko	Kokonais-lämmön-kulutus [GWh]	Lämpö-laitokset [GWh]	Elektrolyyserikoko, jolla korvataan 90% lämpölaitosten tuotannosta [MWe]	Elektrolyyserin lämmön-tuotanto [GWh]	Lämpö-varaston koko [MWh]	Hyödyn-netty %	Lämpö-pumpun tuotanto [GWh]	Lämpö-pumpun sähkön-kulutus [GWh]
Lappeen-ranta	646	138	100	114	21000	100 %	50	7,7
Kouvola	508	133	100	114	36000	100 %	48	6,8
Kotka	415	140	100	114	43000	100 %	42	6,3
Hamina	41	41	30	34	8500	100 %	11	1,3
Imatra	188	188	140	160	39000	100 %	57	7,4

Kuvassa 16 on esitetty esimerkki hukkalämmön käytöstä, kun koko Kotkan kaukolämpöverkon lämmönkulutus voidaan korvata hukkalämmöllä. Vaadittu varastokoko pienillä elektrolyyserikapasiteeteilla on pieni, sillä hukkalämpö voidaan aina käyttää suoraan kaukolämpöverkossa. Kun elektrolyyserikoko kasvaa, syntyy tarve varastoinnille ylimääräisen lämmöntuotannon vuoksi, ja suurimmat varastot siirtävät lämpöä vuodenaikojen välillä.



Kuva 16. Skenaario 3B. Esimerkki hukkalämmön hyödynnettävyydestä, kun elektrolyyseri käyttää aurinko- ja tuulivoimatuotantoa ja järjestelmässä on lämpövarasto. Kotka 2021. Kaikki kaukolämpöverkon lämmöntuotanto voidaan korvata hukkalämmöllä.

Taulukossa 8 on koottu tulokset skenaariolle, jossa elektrolyyseri toimii tuuli- ja aurinkovoimatuotannolla, jossa käytetään lämpövarastoa, ja jossa koko lämpöverkon lämmöntuotanto korvataan hukkalämmöllä. Vaadittu varastokoko on iteroitu taulukkoon 8.

Taulukko 8. Skenaario 3B. Elektrolyyserien hukkalämmön hyödyntäminen, kun elektrolyysi toimii tuuli- ja aurinkovoimatuotannolla ja kaikki lämmöntuotanto voidaan korvata. Lämpövarasto mallinnettu. Vuosi 2021.

Kauko-lämpö-verkko	Kokonais-lämmön-kulutus [GWh]	Elektrolyyserikoko, jolla korvataan 90% koko lämmöntuotannosta [MWe]	Elektrolyyserin lämmöntuotanto [GWh]	Lämpövaraston koko [MWh]	Hyödynnetty %	Lämpöpumpun tuotanto [GWh]	Lämpöpumpun sähkönkulutus [GWh]
Lappeenranta	646	480	549	120000	100 %	194	25,5
Kouvola	508	380	435	95000	100 %	151	19,5
Kotka	415	320	366	87000	100 %	116	13,8
Hamina	41	30	34	8500	100 %	11	1,3
Imatra	188	140	160	39000	100 %	57	7,4

5.2 Kymenlaaksoon ja Etelä-Karjalaan suunnitteilla olevien elektrolyysilaitosten hukkalämmön hyödyntäminen

Tällä hetkellä julkisuuteen on tuotu yhteensä kuuden vihreän vedyn tuotantolaitoksen hankesuunnitelma Kymenlaakson ja Etelä-Karjalan maakuntien alueella. Kymenlaaksoon on suunnitteilla neljä ja Etelä-Karjalaan kaksi vihreän vedyn tuotantolaitosta. Kymenlaaksoon suunnittelut laitokset sijaitsevat Kouvolassa, Kotkassa, Haminassa ja Pyhtäällä. Etelä-Karjalaan on suunnitteilla kaksi vihreän vedyn tuotantolaitosta, molemmat Lappeenrantaan. Kuvassa 17 on esitetty suunnitteilla olevien vetyhankkeiden sijainnit. Tiedot suunnitteilla olevista hankkeista on kerätty Suomen Vetyklusterin (H2 Cluster Finland) ja Elinkeinoelämän keskusliiton sivuilta. (Suomen vetyklusteri 2023a; Elinkeinoelämän keskusliitto 2023.)



Kuva 17. Suunnitteilla olevat vihreän vedyn tuotantolaitokset Etelä-Karjalassa ja Kymenlaaksossa esitettynä kartalla.

Kotkaan Mussaloon on suunnitteilla Nordic Ren-Gas Oy:n vihreän vedyn tuotantolaitos. Tuotetusta vedystä jatkojalostetaan samalla tontilla synteettistä metaania raskaan liikenteen tarpeisiin. Hankkeen suunniteltu elektrolyysiteho on 150 MW, ja laitos tuottaa arviolta 18 000 t vetyä vuodessa. Synteettistä metaania valmistetaan 35 000 t vuodessa. Elektrolyysiprosessista otetaan hukkalämpö talteen ja se syötetään Kotkan Energian kaukolämpöverkkoon. Hanketta on edistetty tiiviissä yhteistyössä Kotkan Energian kanssa nimenomaan hukkalämmön hyödyntämiseksi kaukolämpönä. Laitoksen tuottama hukkalämpö vuoden aikana on noin 200 GWh, mikä vastaa noin puolta Kotkan kaukolämpöverkon energiantarpeesta. Tämä Kotkan hanke on tarkasteltavien maakuntien alueella pisimmälle edennyt vihreän vedyn tuotantohanke. Laitoksen rakentaminen on määrä aloittaa vuonna 2024 ja vedyntuotannon odotetaan alkavan vuonna 2026. (Ren-Gas, 2023) Hankkeen ensimmäisessä vaiheessa rakennetaan elektrolyysiteholtaan 50 MW:n suuruinen vihreän vedyn tuotantolaitos ja 20 MW:n suuruinen metanoilaitos (Afry Finland Oy 2023). Tuotantolaitoksia laajennetaan tulevaisuudessa vastaamaan edellä esitettyjä tunnuslukuja.

Kouvolan Voikkaalla sijaitseva Solvay Chemicals valmistaa vetyperoksidia teollisuudelle pääasiassa valkaisutarkoitukseen. Vetyperoksidin valmistukseen tarvittava vety tehdään tällä hetkellä Voikkaan tehtaalla maakaasusta. Tavoitteena on siirtyä harmaan vedyn tuotannosta kohti vihreän vedyn tuotantoa, mikä tarkoittaa elektrolyysilaitoksen rakentamista. Solvay Chemicals Finland Oy:n tehtaanjohtaja Teppo Myöhäsen mukaan selvitysprosessi elektrolyysilaitoksen rakentamisesta on ollut käynnissä jo muutaman vuoden ajan. Vielä hankkeesta ei ole kuitenkaan julkisuuteen kerrottu enempää suunnitellun laitokseen tai muiden yksityiskohtien osalta. Tavoitteena olisi vuoteen 2028 mennessä saada valmiiksi elektrolyysilaitos, josta saadaan vety vihreän vetyperoksidin valmistukseen. (Kauppalehti 2022.)

Haminaan on suunnitteilla STR Tecoil Oy:n öljynregenerointitehtaan yhteydessä toimivan vihreän vedyn tuotannon laajennus. Tecoil tuottaa jäteöljyistä uudelleen käytettävää laadukasta perusöljyä. Öljyn regeneroinnissa tärkeänä osana prosessia on vety. Nykyisellään Tecoilin käyttämä vety on jo elektrolyysillä tuotettua vihreää vetyä, mutta tarkoituksena lähivuosina on laajentaa nykyistä vedyntuotantoa. Tietoa nykyisestä tai suunnitteilla olevasta lisäelektrolyysikapasiteetista ei ole. (STR Tecoil Oy 2023)

Lappeenrantaan suunnitteilla olevista vedyntuotantolaitoksista vastaavat St1 ja UPM. St1:n vihreän vedyn ja synteettisen metanolin tuotanto hanke sijoittuu Lappeenrannan Ihalaisiin Finnsementin tehtaan yhteyteen. Vedyntuotantolaitos on sähköteholtaan noin 40 MW. Tuotetusta vedystä on tarkoitus jatkojalostaa synteettistä metanolia 25 000 tonnia vuodessa hyödyntäen Finnsementin sementtitehtaan hiilidioksidipäästöjä. Synteettinen polttoaine on tarkoitus hyödyntää St1:n oman jakeluverkoston kautta meriliikenteen käyttöön tai liikennepolttoaineeksi korvaamaan fossiilisia komponentteja. Elektrolyysilaitoksessa ja metanoinnin yhteydessä syntyy yhteensä noin 144 GWh hukkalämpöä, joka voidaan hyödyntää kaukolämpönä Lappeenrannan alueen kaukolämpöverkossa. (Ramboll 2022.) St1:n hanke on kuitenkin tällä hetkellä keskeytetty.

Suomen Vetyklusterin mukaan Lappeenrannan UPM Kaukaan sellutehdasintegraatin yhteyteen on suunnitteilla suurusluokaltaan 20 MW:n vihreän vedyn tuotantolaitos. UPM itse ei ole mahdollisesta hankkeesta kertonut julkisuuteen mutta oletettavaa on, että suunnitelmia vihreän vedyn tuotantoon on tehty. UPM:llä on hyvät lähtökohdat lähteä vetytalouteen liittyviin investointeihin mukaan suuren oman sähköntuotantokapasiteetin ja nykyisessä toiminnassa syntyvän biogeenisen hiilidioksidin ansiosta. UPM haluaa kuitenkin seurata vielä markkinoiden ja sääntelyn kehittymistä ennen investointipäätösten tekemistä. (Suomenvetyklusteri 2023b.)

Pyhtäällä sijaitsevan Helsinki-East Aerodome -lentokentän yhteyteen on suunniteltu pientä, elektrolyysiteholtaan yhden megawatin vedyntuotantolaitosta ja 50 MW:n aurinkovoimalaa. Hankkeen ovat julkaisseet lentoasemaa isännöivä yhtiö Redstone Aero yhdessä saksalaisen sähköisen ilmailualan yrityksen Evia Aero:n kanssa. Hankkeen tar-

koituksena on valmistaa sähköä ja vetyä ilmailun tarpeisiin sekä myydä ylijäämäenergiaa sähköverkkoon. Tavoitteena on tuoda Pyhtään lentokentälle kolme vetykäyttöistä polttokennolentokonetta ja aloittaa liikennöinti Suomen maakuntiin ja lähimaihin. (Tekniikka & Talous 2023.)

Yhteensä suunnitteilla olevaa elektrolyyseritehoa Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson maakuuntiin on 191 MW, kun Kotkan hankkeen osalta huomioidaan täysin valmis tuotantolaitos. Esimerkiksi 6 000 tunnin huipunkäyttöajalla tuotetun vihreän vedyn määrä näissä laitoksissa olisi noin 21 000 kt. Hukkalämpöä puolestaan syntyisi noin 250 GWh. Edellä esitetyt vedyn ja hukkalämmön määrät eivät sisällä Kouvolan, Haminan eivätkä Lappeenrannan UPM:n vetyhankkeita, koska näiden elektrolyserikapasiteettia ei ole ilmoitettu julkisuuteen.

5.3 Talteen otettavissa olevat hiilidioksidipäästöt ja synteettisten polttoaineiden valmistus

Synteettisillä polttoaineilla tarkoitetaan polttoaineita, joita valmistetaan synteettisesti vedystä ja hiilidioksidista eikä perinteisesti raakaöljypohjaisista yhdisteistä. Synteettisten polttoaineiden pääraaka-aineet ovat (talteen otettu) hiilidioksidi ja elektrolyysillä tuotettu vety. Yleisimmin ja helpoiten valmistettavissa olevat synteettiset polttoaineet ovat metaani ja metanoli, mutta mikä vain polttoaine on valmistettavissa synteettisesti.

Tässä luvussa on selvitetty Kymenlaakson ja Etelä-Karjalan maakuntien teollisuuslaitosten hiilidioksidin päästölähteitä, joiden perusteella lasketaan synteettisten polttoaineiden valmistamiseen tarvittava vedyn tuotanto ja vedyn tuotannon vaatima sähköenergian määrä.

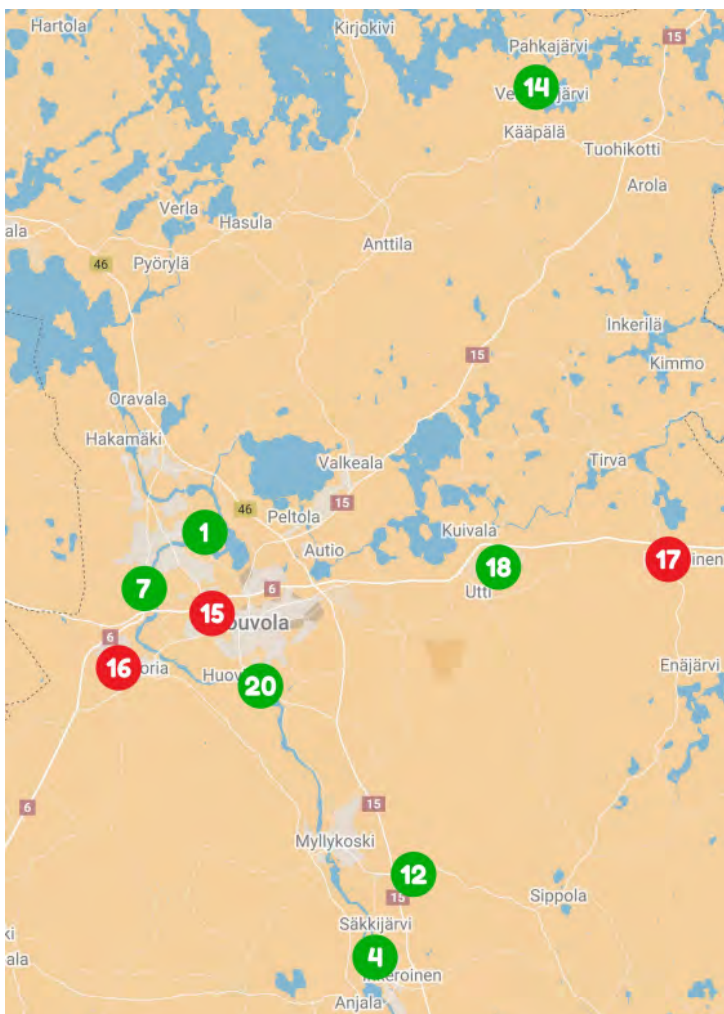
Taulukoissa 9 ja 10 on esitetty Kymenlaakson ja Etelä-Karjalan alueiden hiilidioksidin päästölähteet tuotantolaitoksittain. Tiedot on kerätty avoimista lähteistä, ja ne ovat peräisin pääsääntöisesti vuodelta 2021 tai ne vastaavat laitoksen tyypillistä energiankäyttöä. Hiilidioksidipäästöt on jaettu biogeenisiin ja fossiilisiin päästöihin. Biogeenisellä hiilidioksidilla tarkoitetaan hiilidioksidipäästöjä, jotka syntyvät biomassan polttamisesta tai hajoamisesta. Biogeenisen hiilidioksidin talteenotto ja hyödyntäminen esimerkiksi juuri synteettisten polttoaineiden valmistuksessa pidentää biomassan sisältämän hiilen luonnollista kiertoa ja näin hiilen varastointi tehostuu. Lisäksi synteettisillä polttoaineilla voitaisiin korvata yleisesti käytettyjä fossiilisia polttoaineita, jolloin hiilidioksidipäästöt vähenevät.

Taulukko 9. Kymenlaakson alueen hiilidioksidipäästölähteet tuotantolaitoksittain (EEA 2021; Energiavirasto 2021; Jaakkola & Pulkkinen 2021; Afry Finland Oy 2023; Leca 2022; Aluehallintovirasto 2016; Aluehallintovirasto 2017; Aluehallintovirasto 2020; Aluehallintovirasto 2021; Aluehallintovirasto 2022; Aluehallintovirasto 2023)

Tehdas	Toimiala	Biogeeninen CO ₂ [kt]	Fossiilinen CO ₂ [kt]	Yhteensä CO ₂ [kt]	Tunniste kartalla
Päästölähteet yli 100 kt CO₂					
UPM-Kymmene Oy, Kymi	Sellu- ja paperiteollisuus	1501,2	88,8	1590,0	1
Stora Enso Oy, Sunilan tehdas*	Sellu- ja paperiteollisuus	711,4	47,6	759,0	2
Kotkamills Oy, Kotkan tehtaot	Sellu- ja paperiteollisuus	251,0	240,0	491,0	3
Kymin Voima Oy, Energiantuotanto	Energiantuotanto	362,8	45,2	408,0	1
Stora Enso Oy, Anjalankosken tehtaot	Sellu- ja paperiteollisuus	160,0	103,0	263,0	4
Kotkan Energia Oy, Hovinsaaren voimalaitos	Energiantuotanto	141,1	54,9	196,0	5
Päästölähteet alle 100 kt CO₂					
Kotkan Energia Oy, Hyötyvoimalaitos	Energiantuotanto	97,0	0,0	97,0	6
Leca Finland Oy, Kuusankosken soratehdas	Mineraalituotteiden valmistus	24,2	15,0	39,2	7
Kotkan Energia Oy, Karhulan biolämpökeskus	Energiantuotanto	37,1	0,0	37,1	8
Södra Wood Oy, Haminan saha	Puun sahaus ja käsittely	22,6	0,0	22,6	9
MCM Timber Oy, Haminan sahalaite	Puun sahaus ja käsittely	17,8	0,0	17,8	10
Haminan Energia Oy, Haminan kaukolämpölaite	Energiantuotanto	13,7	0,0	13,7	11
Kymenlaakson Jäte Oy, Keltakankaan lämpölaite	Energiantuotanto	12,1	0,0	12,1	12
Dongwha Finland Oy, Kotkan impregnointitehdas	Paperin valmistus ja jalostus	0,0	11,4	11,4	3
STR Tecoil Oy, Haminan regenerointilaitos	Jalostettujen öljytuotteiden valmistus	0,0	11,1	11,1	13
Basf Oy, Haminan tehdas	Kemianteollisuus	0,0	10,9	10,9	13
Fintoil Hamina Oy, Haminan jalostamo	Bioöljyn valmistus	0,0	10,0	10,0	13
Nevel Oy, Vekaranjärven varuskunnan lämpölaite	Energiantuotanto	8,1	0,0	8,1	14
KSS Energia Oy, Hinkismäen voimalaitos	Energiantuotanto	0,0	5,9	5,9	15
Wienerberger Oy Ab, Korian tiilitehdas	Rakennusmateriaalien valmistus	0,0	4,9	4,9	16
Läntmännen Agro Oy, Kaipiaisten höyrylämpökeskus	Prosessilämmön ja -höyryn tuotanto	0,0	4,3	4,3	17
Adven Oy, Haminan lämpölaite	Energiantuotanto	0,0	4,1	4,1	13
Nevel Oy, Utin lämpökeskus	Energiantuotanto	3,2	0,0	3,2	18
Pousin Puutarha Oy, Tikkamäen hakelämpölaite	Energiantuotanto	3,2	0,0	3,2	19
Gasum Oy, Mäkikylän biokaasulaitos	Biokaasun valmistus	2,7	0,0	2,7	20
Prefere Resins Finland Oy, Haminan formaliinilaitos	Kemianteollisuus	0,0	2,2	2,2	21
Nevel Oy, Pyhtään aluelämpölaite	Energiantuotanto	1,7	0,0	1,7	22
Yhteensä [kt]		3 370,8	659,2	4 030,0	
Yhteensä [Mt]		3,37	0,66	4,03	

* Lakkauttamispäätös tehty

Taulukkoa 9 vastaavat päästölähteet Kymenlaakson maakunnassa on esitetty kuvassa 18.



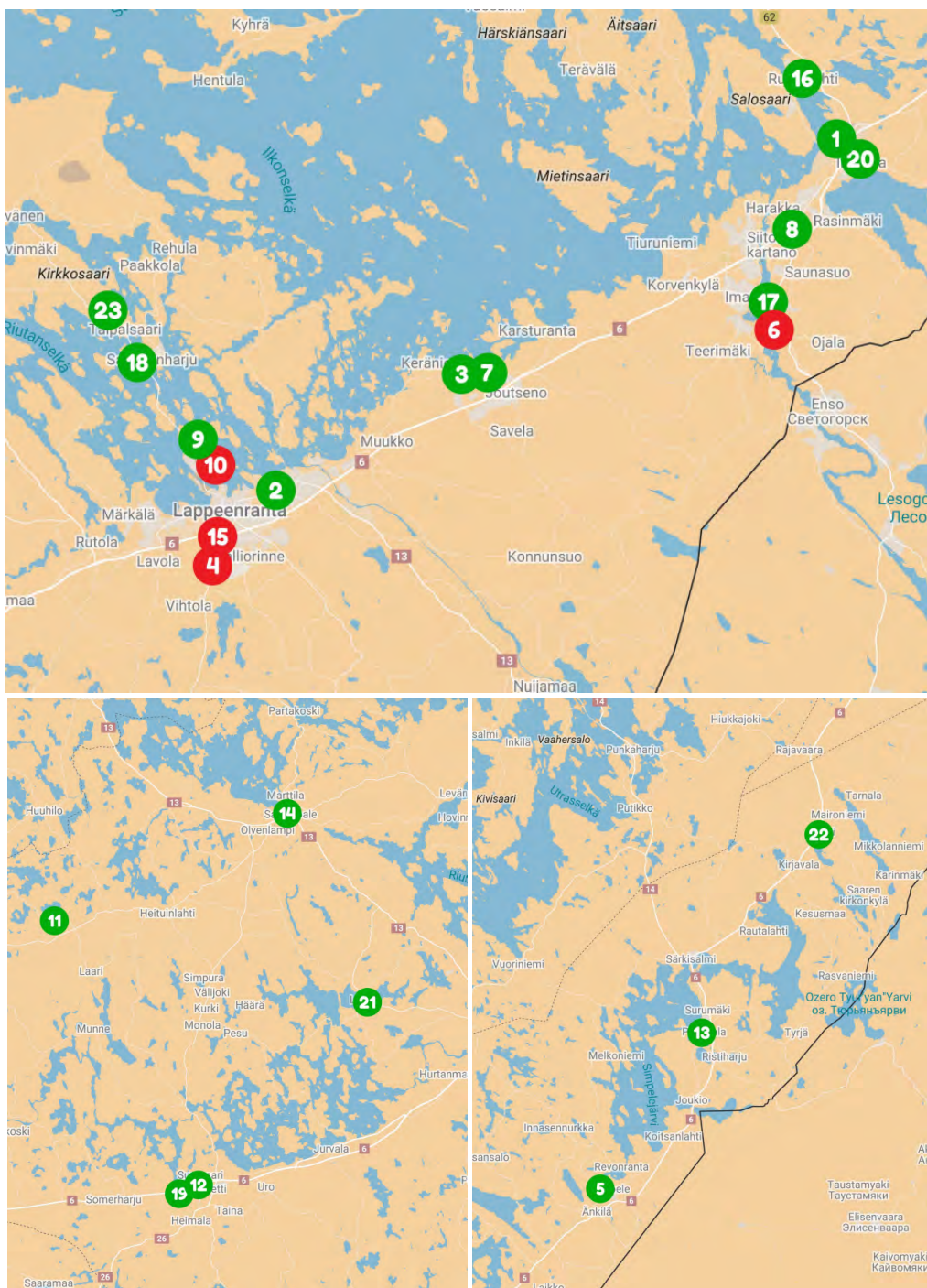
Kuva 18. Kymenlaakson alueen hiilidioksidin päästölähteet esitettynä kartalla. Numerot vastaavat taulukossa 9 esitettyjä tuotantolaitoksia.

Kymenlaakson alueella hiilidioksidipäästöt keskittyvät pääasiassa Kouvolan ja Kotkan alueille. Kouvolan UPM Kymin tehdasintegraatti on Kymenlaakson maakunnan suurin yksittäinen hiilidioksidin päästölähde. Kotkan alueella suurimmat hiilidioksidin päästölähteet puolestaan ovat Stora Enson Sunilan sellutehtaan lakkauttamisen myötä Kotkamillsin sellu- ja paperiteollisuuden laitokset ja Kotkan Energian Hovinsaaren voimalaitos. Haminassa hiilidioksidipäästöt muodostuvat useista pienistä lähteistä. Yhteensä Kouvolan alueen hiilidioksidipäästöt ovat noin 2,1 Mt (1,9 Mt bio), Kotkassa 830 kt (530 kt bio) ja Haminassa 88,2 kt (54,1 kt bio).

Taulukko 10. Etelä-Karjalan alueen hiilidioksidipäästölähteet tuotantolaitoksittain (EEA 2021; Energiavirasto 2021; Jaakkola & Pulkkinen 2021; Stora Enso 2022; Metsä Fibre 2022)

Tehdas	Toimiala	Biogeeninen CO ₂ [kt]	Fossiilinen CO ₂ [kt]	Yhteensä CO ₂ [kt]	Tunniste kartalla
Päästölähteet yli 100 kt CO₂					
Stora Enso Oyj, Imatran tehtaat	Sellu- ja paperiteollisuus	2141,0	189,0	2330,0	1
UPM-Kymmene Oyj, Kaukaan tehtaat	Sellu- ja paperiteollisuus	1581,6	88,4	1670,0	2
Metsä Fibre Oy, Joutsenon tehdas	Sellu- ja paperiteollisuus	1473,9	16,1	1490,0	3
Kaukaan Voima Oy, Energiantuotanto	Energiantuotanto	564,3	43,7	608,0	2
Finnsementti Oy, Lappeenrannan sementtitehdas	Sementin valmistus	0,0	368,0	368,0	4
Päästölähteet alle 100 kt CO₂					
Metsä Board Oyj, Simpeleen kartonkitehdas	Paperin ja kartongin valmistus	52,4	0,0	52,4	5
Ovako Imatra Oy Ab, Imatran terästehdas	Terästeollisuus	0,0	49,6	49,6	6
Stora Enso Wood Products Oy, Honkalahden saha	Puun sahaus ja käsittely	39,0	0,0	39,0	7
Imatran Lämpö Oy, Virasojan biolämpökeskus	Energiantuotanto	34,3	0,0	34,3	8
Metsä Fibre Oy, Lappeenrannan saha	Puun sahaus ja käsittely	29,0	0,0	29,0	9
Lappeenrannan Lämpövoima Oy, Mertaniemen voimalaitos	Energiantuotanto	0,0	14,8	14,8	10
Tiaisen Saha Oy, Tiaisen saha	Puun sahaus ja käsittely	7,1	0	7,1	11
Luumäen Energia Oy, Taavetin biolämpölaitos	Energiantuotanto	5,8	0,0	5,8	12
Adven Oy, Parikkalan lämpölaitos	Energiantuotanto	5,4	0,0	5,4	13
Savitaipaleen Lämpö Oy, Kirkonkylän lämpölaitos	Energiantuotanto	4,8	0,0	4,8	14
Lappeenrannan Lämpövoima Oy, Ihalaisen lämpölaitos	Energiantuotanto	0,0	4,0	4,0	15
Ruokolahden kunta, lämpölaitos	Energiantuotanto	4,0	0	4,0	16
Imatran Lämpö Oy, Rajapatsaan biolämpökeskus	Energiantuotanto	4,0	0,0	4,0	17
Adven Oy, Saimaanharjun lämpölaitos	Energiantuotanto	3,2	0,0	3,2	18
Lujabetoni Oy, Taavetin tehtaan lämpölaitos	Betonituotteiden valmistus	2,6	0,0	2,6	19
Imatran Lämpö Oy, Immolan biolämpökeskus	Energiantuotanto	2,0	0,0	2,0	20
Lemin Lämpö Oy, Kirkonkylän lämpölaitos	Energiantuotanto	1,6	0,0	1,6	21
Adven Oy, Saaren lämpölaitos	Energiantuotanto	1,6	0,0	1,6	22
Taipalsaaren Lämpö Oy, Kirkonkylän lämpölaitos	Energiantuotanto	1,4	0,0	1,4	23
Yhteensä [kt]		5 959,1	773,6	6 732,7	
Yhteensä [Mt]		5,96	0,77	6,73	

Taulukkoa 10 vastaavat päästölähteet Etelä-Karjalan maakunnassa on esitetty kuvassa 19.



Kuva 19. Etelä-Karjalan alueen hiilidioksidin päästölähteet esitettyinä kartalla. Numerot vastaavat taulukossa 10 esitettyjä tuotantolaitoksia.

Etelä-Karjalan alueella syntyvät hiilidioksidipäästöt aiheutuvat enimmäkseen Imatran Stora Enson, Lappeenrannan UPM Kaukaan ja Metsä Fibren Joutsenon sellu- ja paperiteollisuuden laitoksista. Imatran Stora Enson tehdasintegraatti on Etelä-Karjalan maakunnan suurin yksittäinen hiilidioksidin päästölähde. Yhteensä Lappeenrannan ja Joutsenon alueen hiilidioksidipäästöt ovat noin 4,2 Mt (3,7 Mt bio) ja Imatralla 2,4 Mt (2,2 Mt bio).

Taulukossa 11 on esitetty Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson maakunnissa syntyvän hiilidioksidin hyödyntämispotentiaali synteettisten polttoaineiden (metaanin ja metanolin) valmistukseen erilaisilla hiilidioksidin talteenottoskenaarioilla. Metaanin ja metanolin tuotantoon tarvittava hiilidioksidin ja vedyn tarve määritettiin lähteistä, joissa vastaavien laitosten synteettisten polttoaineiden tuotantomääriä on esitetty (Ramboll 2022). Lisäksi laskennassa käytettiin sähköenergian kulutukseksi 55 kWh / 1 kg tuotettua vetyä ja tuulivoiman vuotuisesti huipunkäyttöajaksi 3 000 h.

Taulukko 11. Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson maakuntien synteettisten polttoaineiden tuotantopotentiaali paikallisten hiilidioksidipäästöjen perusteella eri skenaarioin

	Kaikki CO ₂ -päästöt	Bio-geeniset CO ₂ -päästöt	Sellu- ja paperiteollisuuden biogeeniset CO ₂ -päästöt	Sellu- ja paperiteollisuuden biogeeniset CO ₂ -päästöt (25 %)
CO ₂ hyödyntäminen [Mt]	10,8	9,3	8,6	2,2
Vedyn tarve [Mt]	1,9	1,7	1,5	0,4
Metaanin tuotanto [Mt]	3,9	3,4	3,2	0,8
Vedyntuotantolaitosten sähkön tarve [TWh]	105,0	91,0	84,3	21,1
Sähkön tarvetta vastaava tuulivoimakapasiteetti [MW]	34 991	30 333	28 088	7 022
Hukkalämmön määrä [TWh]	31,5	27,3	25,3	6,3
CO ₂ hyödyntäminen [Mt]	10,8	9,3	8,6	2,2
Vedyn tarve [Mt]	1,4	1,2	1,2	0,3
Metanolin tuotanto [Mt]	7,5	6,5	6,0	1,5
Vedyntuotantolaitosten sähkön tarve [TWh]	78,9	68,4	63,4	15,8
Sähkön tarvetta vastaava tuulivoimakapasiteetti [MW]	26 309	22 806	21 119	5 280
Hukkalämmön määrä [TWh]	17,4	15,1	13,9	3,5

Taulukon 11 mukaan Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson maakunnissa syntyvistä hiilidioksidipäästöistä olisi valmistettavissa 3,9 Mt metaania tai 7,4 Mt metanolia. Jos hyödynnettäisiin vain maakuntien sellu- ja paperiteollisuuden biogeeniset hiilidioksidipäästöt, voitaisiin metaania valmistaa 3,2 Mt tai metanolia 6,0 Mt. Metaanilla voitaisiin korvata maakaasun käyttöä teollisuus- ja tuotantolaitoksissa.

Etelä-Karjalan ja Kymenlaakson maakunnissa biogeenistä hiilidioksidia syntyy niin paljon, että se ei ole rajoittava tekijä synteettisten polttoaineiden valmistuksessa. Synteettisten polttoaineiden valmistus vaatii paljon sähköä, mikä on tällä hetkellä rajoittava tekijä sekä määrällisesti että hinnaltaan. Sähkön hinnan pitäisi olla erittäin halpaa, jotta synteettisiä polttoaineita voitaisiin valmistaa. Suomen kansantaloudelle olisi tärkeää, että vety pystyttäisiin jatkojalostamaan korkeamman jalostusarvon tuotteiksi, kuten metaaniksi, metanoliksi tai niiden jatkojalostustuotteiksi Suomessa ennen vientiä ulkomaille.

6 ENERGIAJÄRJESTELMÄN ENERGIASTRATEGIA ENERGYPLAN- OHJELMISTOLLA

EnergyPLAN on ohjelmisto, joka mallintaa kansallisten energiajärjestelmien toimintaa tuntitasolla ja joka kattaa sähkö-, lämmitys-, jäähdytys-, teollisuus- ja liikennesektorit. Ohjelmiston on kehittänyt ja sitä ylläpitää kestävä energiasuunnittelun tutkimusryhmä Aalborgin yliopistossa Tanskassa. EnergyPLAN on laajalti käytössä tutkijoiden, konsulttien ja päättäjien keskuudessa maailmanlaajuisesti. EnergyPLAN mahdollistaa tarkan analyysin eri energiantuotantomuotojen toiminnasta ja niiden vuorovaikutuksesta. (Aalborg University.)

EnergyPLAN auttaa suunnittelemaan kestäviä energiaratkaisuja ja arvioimaan eri skenaarioita energiatarpeen tyydyttämiseksi. Tässä tutkimuksessa EnergyPLAN-ohjelmistoa käytettiin simuloitaessa vedyntuotannon ja sivutuotteena syntyvän hukkalämmön hyödyntämistä Lappeenrannan, Kouvolan, Kotkan, Haminan ja Imatran energiajärjestelmissä. Simuloinnissa vedyntuotantolaitoksissa syntyvällä hukkalämmöllä korvataan kaukolämmöntuotantoa, mikä vähentää lämmöntuotannossa tarvittavien polttoaineiden käyttöä. Tuotetulla vedyllä puolestaan korvataan henkilöautoliikenteen tarvitsemää polttoainetta liikennesektorilla joko suoraan vetyautojen polttoaineena tai synteettisenä polttoaineena polttomootoriautoissa. Tiivistettynä simulointi mallintaa, kuinka paljon uusi energiajärjestelmä vähentää polttoaineiden käyttöä ja siten myös hiilidioksidipäästöjä. Lähtötietoina käytettiin tutkimuksessa esitettyä skenaariota 2 (luku 5.1.2). Skenaariossa elektrolyysereitä käytettiin tuuli- ja aurinkosähkön tuotannon mukaisesti kahdella eri vaihtoehdolla: 1) yhteistuotannon (CHP) lämmöntuotantoa ei korvata 2) kaikki lämmöntuotanto korvataan.

EnergyPLAN-ohjelmisto toimii ennalta laadittujen tuntisarjojen perusteella. EnergyPLAN-simulaatiossa päädyttiin käyttämään vain maalle sijoitettua tuulivoimaa. Siten saataisiin selville arvio energiajärjestelmän tarvitsemasta tuulivoiman rakennustarpeesta eri järjestelmätapauksissa. Vuonna 2019 kaukolämmöstä 29,9 % tuotettiin fossiilisilla polttoaineilla (Motiva 2022). Ohjelmiston sisältämiin polttoaineisiin ei kuulu turve. Jokaisessa simulaatiossa käytettiin kaukolämmön tuotannossa polttoainejakoa 70,1 % biomassaa ja 29,9 % fossiilisia polttoaineita, jotta tulokset pysyisivät vertailukelpoisina keskenään. Koska EnergyPLAN-ohjelmistossa synteettisen polttoaineen valmistus ja käyttö vähentävät

energiajärjestelmässä tarvittavan maakaasun määrää, niin kaukolämmön tuotannossa käytettäväksi fossiiliseksi polttoaineeksi valittiin maakaasu.

EnergyPLAN- ohjelmisto sisältää muutettavia lähtöarvoja ja ladattavia maakohtaisia profiileja ja tuntisarjoja. Ohjelmiston ladattavia profiileja ja tuntisarjoja ei päivitetä jatkuvasti. Tässä tutkimuksessa olivat käytössä tuntisarjat FIN District Heat 2014 ja FIN Weighted Wind hourly. Ohjelmiston sisältämiä käyttäjän itse muutettavissa olevia lähtöarvoja käytettiin sellaisinaan. Taulukossa 12 on esitetty simulaatiossa käytetyt lähtöarvot.

Taulukko 12. Simulaatiossa käytetyt lähtöarvot

Tekniset tiedot	Lähtöarvo	Yksikkö
Tuulivoiman kapasiteettikerroin	0,32	
Bensiinihenkilöauton energiankulutus	1,5	km/kWh
Vetyauton energiankulutus	3	km/kWh
Synteettisen polttoaineen valmistus	0,252	CO ₂ kton/SynGas GWh
Synteettisen polttoaineen valmistus	1,15	H ₂ GWh/SynGridGas GWh
Hiiildioksidin talteenotto	0,289	Elec GWh/CO ₂ kton

Energiajärjestelmän eri tilanteiden (nykytilanne, CHP-tuotantoa ei korvata, kaikki lämmöntuotanto korvataan) ajetus kilometrit on määritelty siten, että elektrolyysin koon, hyötysuhteen ja huipunkäyttöajan perusteella on saatu selville vuosittainen vedyntuotanto (GWh/vuosi). EnergyPLAN-ohjelmiston lähtöarvojen mukaan saadaan selville eri energianlähteillä ajettavissa olevat kilometrit. Esimerkiksi vetyauton energiankulutus on 3 km/kWh. Nykytilanteen bensiiniautolla ajetus kilometrit muutettiin mallissa lähtöarvojen perusteella joko vetyautolla ajetuiksi kilometreiksi tai vedystä tuotetulla synteettisellä polttoaineella ajetuiksi kilometreiksi.

Vedyn tapauksessa energiajärjestelmän öljynkulutus korvaantuu kokonaan vedyllä. EnergyPLANin laskennassa oletetaan synteettistä polttoainetta valmistettavan maakaasusta. Siksi synteettisen polttoaineen tapauksessa synteettisen polttoaineen käyttö liikennepolttoaineena vähentää käytetyn öljyn ja maakaasun määrää. Kumminkin muutokset lisäävät tuulivoiman määrää. Tarvittavan tuulivoiman määrän erot syntyvät siitä, että synteettisen polttoaineen valmistus tarvitsee myös sähköä.

Lappeenrannan, Kouvolan ja Kotkan energiajärjestelmät sisältävät CHP-tuotantoa. Näistä energiajärjestelmistä tehtiin kolme simulaatiota: nykytilanne, lämmön CHP-tuotantoa ei korvata ja lämmön CHP-tuotanto korvataan. Haminan ja Imatran energiajärjestelmät eivät sisällä CHP-tuotantoa. Näissä energiajärjestelmissä simulaatiot olivat nykytilanne ja lämmön CHP-tuotantoa ei korvata.

EnergyPLAN-simuloinnin mukaan Lappeenrannassa, Kouvolassa, Kotkassa ja Imatralla energiajärjestelmien synteettisen polttoaineen valmistuksessa tarvittava hiilidioksidi saadaan paikallisista olemassa olevista lähteistä. Haminassa hiilidioksidipäästöt eivät riitä synteettisen polttoaineen valmistukseen. Lisäksi Haminassa suurimmat päästölähteet jakaantuvat usean eri toimijan kesken, mikä hankaloittaa talteen otetun hiilidioksidin jatkojalostusta.

Simulointien perusteella ensimmäisessä skenaariossa, kun yhteistuotannon lämpöä ei korvata elektrolyyserien hukkalämmöllä, lisätuulivoimaa tarvitsee rakentaa noin 1,9 GW, jos kaikkien edellä kuvattujen kaupunkien energiajärjestelmissä tuotettu vety käytetään suoraan vetyautojen polttoaineena. Hiilidioksidipäästöt vähenevät tässä skenaariossa vuosittain noin 2 000 kt, ja maakaasun käytön vähenemä on noin 270 GWh. Jos tuotettu vety jatkojalostetaan synteettiseksi polttoaineeksi, lisätuulivoimaa tarvitaan noin 2,2 GW. Hiilidioksidipäästöjen vähenemä puolestaan tässä skenaariossa vuositasolla on noin 1 600 kt ja maakaasun käytön vähenemä noin 3 000 GWh. Liitteessä 1 on esitetty kaupunkikohtaiset EnergyPLAN-simulaatioiden tulokset kokonaisuudessaan.

EnergyPLAN tarjoaa käyttäjilleen mahdollisuuden simuloida erilaisia skenaarioita ja analysoida päätösten vaikutuksia kansalliseen energiasektoriin. EnergyPLAN soveltuu myös maakunnallisen energiastrategian pohjaksi. Ohjelmistoa ei ole suoraan tarkoitettu pienien energiajärjestelmien simulointiin, mutta suuruusluokka saadaan selville. Edellä kuvattuja EnergyPLAN-simulaatioita ei tule käyttää investointipäätöksiä pohjana ilman tarkempia laskelmia.

7 EHDOTUS POTENTIAALISISTA VIHREÄN VEDYN TUOTANTOLAITOSTEN SJOITUSPAIKOISTA

Tässä luvussa esitetään Kymenlaakson ja Etelä-Karjalan alueelta kolme potentiaalista vihreän vedyn tuotantolaitosten sijoituspaikkaa. Määräviä tekijöitä potentiaalisille sijoituspaikoille olivat seuraavat kriteerit:

- vahva sähköverkko alueella ja voimalinjan riittävä läheisyys
- kaukolämpöverkon läheisyys hukkalämmön hyödyntämistä varten, kaukolämmön nykyinen tarve ja kasvupotentiaali
- hiilidioksidin lähteiden läheisyys
- maakaasun tai suunnitteilla olevan vedyn siirtoverkoston läheisyys
- teollisuustontille potentiaalisesti soveltuva sijainti alueelta

Valitut kriteerit olivat vihreän vedyn tuotannon ja siinä syntyvän hukkalämmön hyödyntämisen kannalta teknisiä tekijöitä, eikä esimerkiksi asiaan liittyviä ympäristönäkökohtia huomioitu. Myös esitetyt potentiaaliset teollisuustonttien sijainnit ovat vain kriteeristön täyttävä ehdotus soveltuvasta sijainnista vedyntuotantolaitokselle, eikä niissä ole huomioitu maanomistajan näkemystä, kaavaa tai muita tekijöitä.

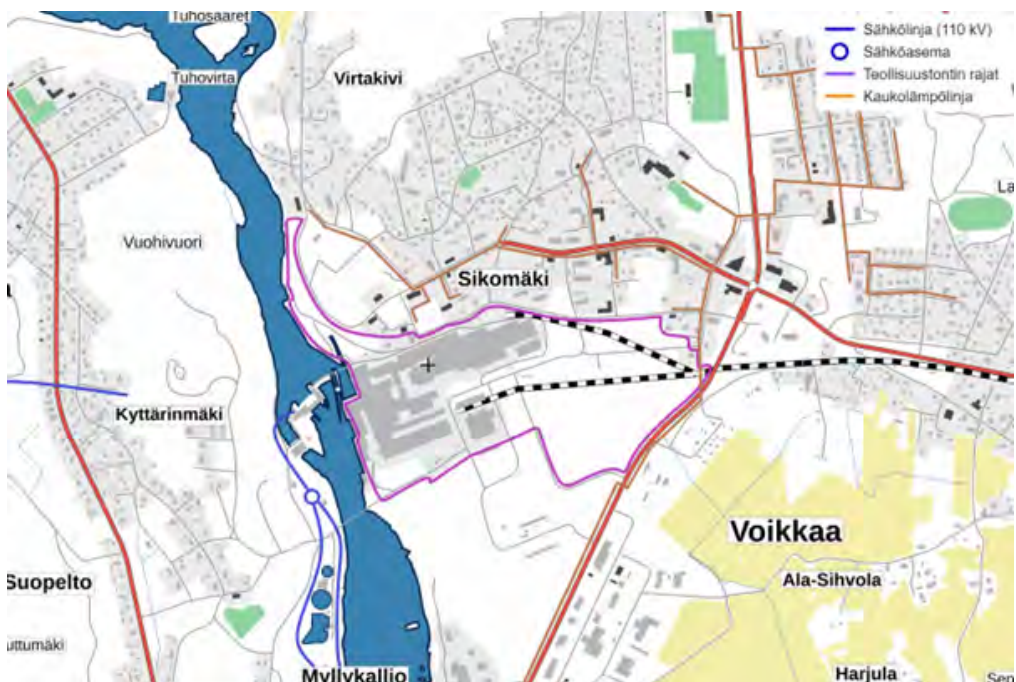
7.1 Kymenlaakso

KOUVOLA, VOIKKAA

Voikkaan yritysalue voisi olla potentiaalinen sijoituspaikka vihreän vedyn tuotannolle. Voikkaa on Kouvolan kaupunginosa, ja se sijaitsee Kymijoen varressa Kouvolan pohjoispuolella. Voikkaan yritysalue on kokonaispinta-alaltaan noin 60 hehtaaria ja valmista rakennuskantaa on noin 100 000 m². Alue on perustettu entisen paperitehtaan tiloihin ja alueelta löytyy valmiina monenlaisia tuotantotiloja eri tarpeisiin kuten isoja varastohalleja ja paperikonesaleja. (Redeve 2020a.)

Alueelle tuleva suurjännitesähköliittymä on suuruusluokaltaan 110 kV, mikä mahdollistaa suurenkin vedyntuotantolaitoksen liittymisen alueen sähköverkkoon (max. 250 MWe) (Fingrid 2023). Alue ei ole liitettyä KSS Lämpö Oy:n omistamaan Kouvolan alueen pääkaukolämpöverkkoon, vaikka kaukolämpöverkko teollisuusalueen lähialueelle tulee. Hukkalämmön hyödyntämistä varten tulisi teollisuusalue liittää kaukolämpöverkkoon ja

varmistaa riittävän suuri kaukolämpöverkon lämmönsiirtokapasiteetti muualle verkkoon. Kaukolämpöverkko kattaa Voikkaan kaupunginosan lisäksi myös Kuusankosken ja Kouvolan keskustan alueen (KSS Lämpö Oy). Kaukolämpöverkon vuotuinen energiantarve on noin 510 GWh. Kuvassa 20 on esitetty kartalla vedyntuotannon potentiaalinen sijoituspaikka Voikkaan teollisuusalueella sekä kaukolämpöverkon ja sähköverkon läheisyys.



Kuva 20. Potentiaalinen vedyntuotantolaitoksen sijoituspaikka Voikkaan alueella

Luvussa 5 on kuvattu erilaisin lämmön hyödyntämisen skenaarioin, kuinka suuri vedyn tuotantolaitos olisi soveltuva hukkalämmön hyödyntämisen kannalta Kouvolan kaukolämpöverkkoon. Esimerkiksi kun elektrolyysilaitosta käytetään nimellisteholla ja lämmön- ja sähkönyhteistuotannon kaukolämpöä ei korvata Kouvolan alueen kaukolämpöverkossa, 180 MW:n vedyn tuotantolaitos voisi tuottaa puuttuvan tarvittavan kaukolämmön.

Yksi soveltuva kohde vihreän vedyn käyttäjäksi voisi olla Kouvolan Voikkaalla sijaitseva Solvay Chemicals Oy. Solvay tuottaa vetyperoksidia, jonka valmistamiseen tarvitaan vetyä. Laitoksen pääraaka-aineena vedyn tuotannolle on tällä hetkellä maakaasu. (Yle 2022.)

Voikkaan teollisuusalueelta on yhteys valtakunnalliseen rautatieverkkoon. Rautatieyhteyttä voitaisiin hyödyntää vedyn siirtämiseen esimerkiksi HaminaKotkan sataman kautta ulkomaanvientiin. Gasgridin suunnitteilla oleva vedyn siirtoverkosto kulkee Kouvolan kautta, jonne Voikkaan teollisuusalueelta on noin 10 kilometriä. Teollisuusalueelle tulee nykyisin maakaasun alueellinen jakeluverkko ja Gasgridin maakaasuverkko, jota voitai-

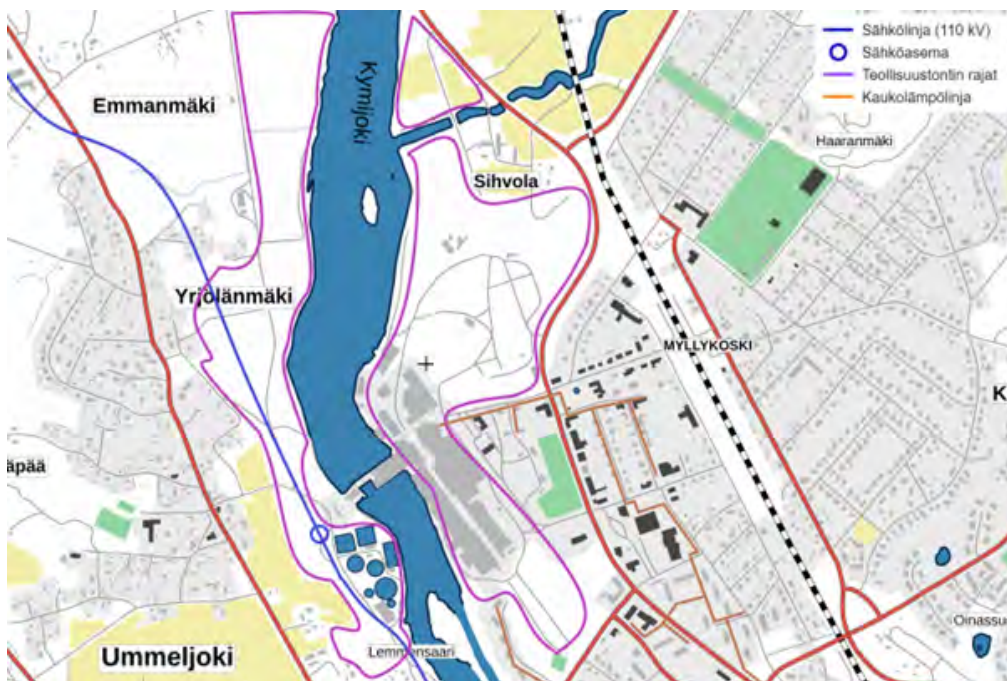
siin hyödyntää synteettisen metaanin jakelukanavana, mikäli tuotettu vety jatkojalostet-
tisiin synteettiseksi metaaniksi.

Vedyn jatkojalostamista varten tarvittavaa biogeenistä hiilidioksidia olisi saatavilla Voik-
kaan alueen läheisyydestä esimerkiksi Kuusankosken UPM Kymen tehdasintegraatista,
jossa tuotetaan paperia, sellua ja bioenergiaa. Tehtaan biogeeniset hiilidioksidipäästöt
ovat noin 1 500 kt vuodessa. Jos tästä määrästä hyödynnettäisiin 20 % (300 kt) synteet-
tisen metaanin valmistamiseen, olisi tuotettavissa noin 110 kt synteettistä metaania. Tä-
män synteettisen metaanin määrän tuottamiseksi tarvittaisiin vihreää vetyä noin 53 kt,
mikä vastaa noin 480 MW:n elektrolyyserikapasiteettia 6 000 tunnin huipunkäyttöajalla.
Hukkalämpöä puolestaan edellä kuvatun kaltaisesta elektrolyyseristä syntyisi noin 640
GWh. Laskelma kuvaa hyvin, kuinka paljon hyödynnettävissä olevaa biogeenistä hiili-
dioksidia esiintyy Kaakkois-Suomessa.

KOUVOLA, MYLLYKOSKI

Kouvolan Myllykosken teollisuusalue voisi olla potentiaalinen sijoituspaikka vihreälle ve-
dyntuotannolle. Myllykoski sijaitsee noin 15 kilometriä Kouvolan eteläpuolella Kymijoen
varressa. Alue on teollisuuskaavoitettu yritysalue, jossa on useita vapaita teollisuus-
tontteja. Vanhasta toiminnasta alueelle on jäänyt tyhjilleen paljon erilaista tuotantotilaa
moniin tarpeisiin, kuten teollisuushalleja, varastoja ja entisen paperitehtaan konesaleja.
Yhteensä alueella on 100 000 kerrosneliometriä rakennettua ja peruskunnostettua kiin-
teistötalaa ja toiset 100 000 neliometriä kaavoitettua rakennusoikeutta. Lisäksi alueen
teollisuuskaava mahdollistaa uuden toiminnan ja tarvittaessa lisärakentamisen aloitta-
misen nopealla aikataululla. (Redeve 2020b.)

Alueella on suurjännitesähköliittymä suuruusluokaltaan 110 kV, mikä mahdollistaa suuren-
kin vedyntuotantolaitoksen liittymisen alueen sähköverkkoon (max. 250 MWe) (Fingrid
2023). Lisäksi alueella on toiminnassa oleva vesivoimalaitos. Alue on liitettyä KSS Läm-
pö Oy:n omistamaan kaukolämpöverkkoon. Kaukolämpöverkko kattaa Myllykosken lisäk-
si Anjalankosken ja Inkeröisen taajama-alueet Kouvolassa. Kaukolämmön tarve alueella
on tyypillisesti noin 35 000 MWh vuodessa, josta 25 000 MWh tuotetaan biomassalla ja
lopun maakaasulla. Vedyntuotantolaitoksen hukkalämmön hyödyntäminen tähän kauko-
lämpöverkkoon on mahdollista mutta kaukolämpöverkon pienen koon vuoksi vähäistä
korvattavissa olevan lämmöntuotannon osalta. Kuvassa 21 on esitetty kartalla vedyntuo-
tannon potentiaalinen sijoituspaikka Myllykosken teollisuusalueella sekä kaukolämpö-
verkon ja sähköverkon läheisyys. (KSS Lämpö Oy.)



Kuva 21. Potentiaalinen vedyntuotantolaitoksen sijoituspaikka Myllykosken alueella

Jos Myllykosken alueen vedyntuotannossa syntyvää hukkalämpöä halutaan hyödyntää laajemmalti, se vaatisi Myllykosken alueen kaukolämpöverkon yhdistämistä Kouvolan alueen suurempaan kaukolämpöverkkoon. Kaukolämpöverkkojen etäisyys toisistaan on noin 15 kilometriä, joten kaukolämpöverkkojen yhdistäminen voisi olla kannattava vaihtoehto, etenkin jos Myllykosken alueelle sijoittuva vedyntuotantolaitos olisi kokoluokaltaan niin suuri, että sen tuottama hukkalämmön määrä ylittäisi Myllykosken alueen kaukolämmön tarpeen. Esimerkiksi kooltaan 100 MW:n elektrolyysilaitos tuottaa 6 000 tunnin huipunkäyttöajalla hukkalämpöä noin 130 GWh, jolloin siirtoyhteyden rakentaminen Kouvolan kaukolämpöverkkoon on oletettavasti jo järkevää, mikäli hukkalämpö pystytään hyödyntämään Kouvolan alueen kaukolämpöverkossa.

Myllykosken teollisuusalueella on myös valmius maakaasuverkkoon liittymiselle. Esimerkiksi jos Myllykoskella tuotettu vety jatkojalostetaan metaaniksi, voidaan se syöttää alueen kaasuverkkoon ja edelleen Gasgridin kaasun kantaverkon kautta jaeltavaksi käyttäjille. Myös Gasgridin suunnitteilla oleva vedyn siirtoverkosto kulkee Myllykosken alueen kautta, ja valmistuessaan mahdollistaa pelkän vedyn siirtämisen. Myllykosken teollisuusalueen läheisyydessä on myös raideliikenneyhteys, joka ei tällä hetkellä tule aivan teollisuusalueelle asti, mutta mahdollisuus siihen on olemassa (Redeve 2020b). Raideyhteyttä voisi hyödyntää nesteytetyn vedyn tai vedyn jatkojalosteen siirtämisessä raiteita pitkin muualle Suomeen tai esimerkiksi HaminaKotkan sataman kautta ulkomaanvientiin.

Myllykosken alueen läheisyydessä esiintyviä hiilidioksidin lähteitä ovat Anjalankosken Stora Enson paperitehdas 263 kt (biogeeninen CO₂ 160 kt) ja Keltakankaalla sijaitseva Kymenlaakson Jätteen lämpökeskus 12,1 kt (biogeeninen CO₂). Huomioitavaa on, että vuoden 2023 viimeisellä neljänneksellä Stora Enso sulki Anjalankosken paperitehtaalta toisen paperikoneen, minkä takia mainitut hiilidioksidipäästöt eivät kuvaa enää nykyistä tilannetta (Yle 2023c). Kun arvioidaan, että Anjalankosken paperitehtaan hiilidioksidipäästöt puolittuvat tulevaisuudessa, olisi Myllykosken lähialueella syntyvistä biogeenisen hiilidioksidin lähteistä (90 kt) valmistettavissa noin 33 kt synteettistä metaania. Tämän synteettisen metaanin määrän tuottamiseksi tarvittaisiin vihreää vetyä noin 16 kt, mikä vastaa noin 145 MW:n elektrolyyserikapasiteettia 6 000 tunnin huipunkäyttöajalla. Hukkalämpöä puolestaan edellä kuvatun kaltaisesta elektrolyyseristä syntyisi noin 190 GWh.

7.2 Etelä-Karjala

Etelä-Karjalan maakunnan alueella potentiaalinen vedyntuotannon sijoituspaikka voisi olla Lappeenrannan pohjoispuolella Voisalmensaarella sijaitseva Mertaniemen teollisuusalue. Teollisuusalueella sijaitsee tällä hetkellä Lappeenrannan Energian omistama Mertaniemen voimalaitos, jonka kaukolämpökattiloita käytetään talvikautena ja Kaukaan Voiman huoltoseisokkien aikaan. Voimalaitoksen kaksi kaasuturbiinia ovat nykyisin Fingridin häiriöreservikäytössä (Lappeenrannan energia 2021). Voimalaitoksen pohjoispuolella sijaitsee Metsä Groupin Lappeenrannan saha. Voimalaitoksen ja sahan väliin jäävä alue voisi olla soveltuva sijainti vedyntuotantoon.

Mertaniemen teollisuusalueelle tulee nykyisellään voimalaitoksen ansiosta vahva kaukolämpö- ja sähköverkko. Sähköverkko on suuruusluokaltaan 110 kV (Fingrid 2023), ja kaukolämpöverkko on yhteydessä Lappeenrannan alueen pääverkkoon (Vainikka 2020). Kaukolämpöverkon vuotuinen energiantarve on noin 590 GWh. Kuvassa 22 on esitetty kartalla vedyntuotannon potentiaalinen sijoituspaikka Mertaniemen teollisuusalueella sekä kaukolämpöverkon ja sähköverkon läheisyys.



Kuva 22. Potentiaalinen vedyntuotantolaitoksen sijoituspaikka Lappeenrannan Voisalmen alueella

Luvussa 5 on kuvattu erilaisin lämmön hyödyntämisen skenaarioin, kuinka suuri vedyntuotantolaitos olisi soveltuva hukkalämmön hyödyntämisen kannalta Lappeenrannan kaukolämpöverkkoon. Esimerkiksi kun elektrolyysilaitosta käytetään nimellisteholla ja lämmön- ja sähkönyhteistuotannon kaukolämpöä ei korvata Lappeenrannan alueen kaukolämpöverkossa, 160 MW:n vedyntuotantolaitos voisi tuottaa puuttuvan tarvittavan kaukolämmön.

Gasgridin suunnittelema vedyn siirtoverkosto kulki Lappeenrannan kautta, mikä mahdollistaa vedyn siirtämisen Mertaniemestä käyttäjille. Potentiaalisen sijoituspaikan lähetyviltä menee myös rautatieyhteys Metsä Groupin sahalle. Rautatieyhteyttä voisi mahdollisesti hyödyntää myös vedyn siirrossa.

Mertaniemen lähetyvillä biogeenisiä hiilidioksidipäästöjä syntyy naapuritontilla, Metsä Groupin sahalla 29 kt. Tästä biogeenisen hiilidioksidin määrästä olisi valmistettavissa synteettistä metaania 11 kt. Tällöin tarvittava vedyn määrä vuosittain olisi 5 kt, mikä voitaisiin tuottaa noin 45 MWe:n elektrolyyserikapasiteetilla ja 6 000 tunnin huipunkäyttöajalla. Hukkalämpöä syntyisi tällöin noin 60 GWh. Jos aikeissa olisi tuottaa vielä enemmän synteettisiä polttoaineita, voitaisiin hyödyntää myös muita lähialueen hiilidioksidipäästöjä, kuten Kaukaan tehtailla syntyvää biogeenistä hiilidioksidia (1 580 kt).

8 KANNATTAVUUSTARKASTELU ELEKTROLYYSIN HUKKALÄMMÖN HYÖDYNTÄMISESTÄ

Tässä luvussa esitetään elektrolyysilaitoksessa tuotetun vihreän vedyn tuotantokustannuksen herkkyytarkastelu ja hukkalämmön hyödyntämisen kannattavuustarkastelu elektrolyysitoimijan sekä kaukolämpötoimijan näkökulmista. Tuotetun vihreän vedyn hintaan vaikuttaa moni eri tekijä, kuten elektrolyysilaitoksen huipunkäyttöaika, elektrolyysilaitoksessa käytettävän sähkön hinta, tuotannossa syntyvän hukkalämmön myyntihinta ja se, kuinka suuri osuus hukkalämmöstä saadaan myytyä.

Aiemmin raportissa esitettiin lämmön hyödyntämisen kannalta eri skenaarioita. Myös investointitarkastelun osalta on olemassa eri skenaarioita, miten hukkalämpö hyödynnetään eri toimijoiden välillä. Tässä raportissa esitetään investointitarkastelun kannalta kaksi eri vaihtoehtoa hukkalämmön hyödyntämisestä.

1. Elektrolyysitoimija myy elektrolyysissä syntyvän hukkalämmön sellaisenaan kaukolämpötoimijalle.
2. Elektrolyysitoimija myy hukkalämmön tarvittavassa kaukolämmön menoveden lämpötilassa kaukolämpötoimijalle.

Ensimmäisessä vaihtoehdossa elektrolyysitoimija investoi ainoastaan elektrolyysilaitokseen ja toisessa vaihtoehdossa elektrolyysilaitokseen sekä lämpöpumppulaitokseen. Ensimmäisessä vaihtoehdossa esitetään investointitarkastelu sekä elektrolyysitoimijan että kaukolämpötoimijan näkökulmasta.

Muita mahdollisia vaihtoehtoja hukkalämmön hyödyntämiseen ja investointitarkasteluun vaikuttavia tekijöitä ovat esimerkiksi tilanne, jossa elektrolyysitoimija investoi elektrolyysilaitoksen ja mahdollisen lämpöpumppulaitoksen lisäksi vielä hiilidioksidin talteenottolaitteistoon ja esimerkiksi metanointilaitokseen tuotetun vihreän vedyn jatkojalostamiseksi korkeampiarvoiseen tuotteeseen. Tämä lisää kokonaisuuden investointikustannuksia. Lopputuote on vedyn sijaan synteettinen metaani, ja metanointilaitoksessa syntyy lisää hukkalämpöä systeemiin, mikä muuttaa kokonaisuutta. Näitä vaihtoehtoja ei kuitenkaan tässä raportissa tarkastella.

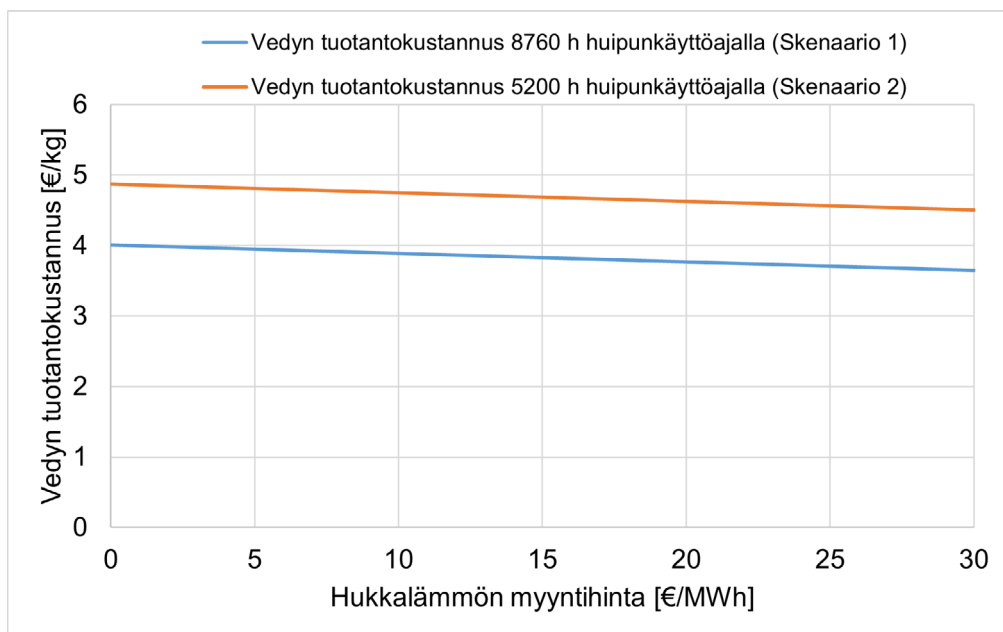
Laskenta tehtiin elektrolyysilaitoksen investointikustannuksella 750 €/kW ja käyttöiällä 20 vuotta. Todellisuudessa elektrolyserin käyttöikä voi olla pidempikin, kunhan elektrolyserin kennoja uusitaan säännöllisesti. Kennojen käyttöikä on tyypillisesti 7–10 vuotta ja niiden uusiminen muodostaa sähkön käytön jälkeen elektrolyserin suurimman käyttökustannuksen. Kennojen uusimisen hinnaksi käytettiin 32,5 €/kW/a ja muiden operointikustannusten (mm. vesi, pumput ja muiden oheislaitteiden käyttö) hinnaksi 2 % investointikustannuksista. Yhteensä elektrolyserin operointikustannuksiksi arvioitiin ilman sähkön käyttöä 47,5 €/kW/a. Laskennassa käytetyt lähtöarvot saattavat hieman poiketa todellisista arvoista. Lisäksi on oletettavaa, että esimerkiksi elektrolyserin investointikustannukset alenevat tulevina vuosina, kun laitoksia alkaa rakentua yhä enemmän. Kaikki laskennassa käytetyt lähtöarvot on esitetty taulukossa 18.

Taulukko 18. Investointi- ja kustannuslaskennan lähtöarvot (European Commission 2020; Schmidt ym. 2017; Ovako, 2021; Arpagaus ym. 2018; Christensen 2020)

Investointitiedot	Lähtöarvo
Elektrolyserin investointikustannus	750 €/kW
Elektrolyserin käyttökustannus (pl. sähkö)	47,5 €/kW/a
Elektrolyserin sähkön hinta	50 €/MWh
Elektrolyysilaitoksen käyttöikä	20 v
Elektrolyysin huipunkäyttöaika (skenaario 1)	8760 h
Elektrolyysin huipunkäyttöaika (skenaario 2)	5200 h
Elektrolyysin käyttöikä	20 v
Diskonttokorko	8 %
Lämpöpumpun investointikustannus	700 €/kW
Lämpöpumpun käyttämän sähkön hinta	50 €/MWh
Matalalämpötilaisen hukkalämmön myyntihinta	10 €/MWh
Korkealämpötilaisen hukkalämmön myyntihinta	37,5 €/MWh
Tuotetun vedyn myyntihinta	4,75 €/kg
Kaukolämmön omakustannushinta	45 €/MWh

8.1 Elektrolyysitoimija myy elektrolyysissä syntyvän hukkalämmön sellaisenaan kaukolämpötoimijalle

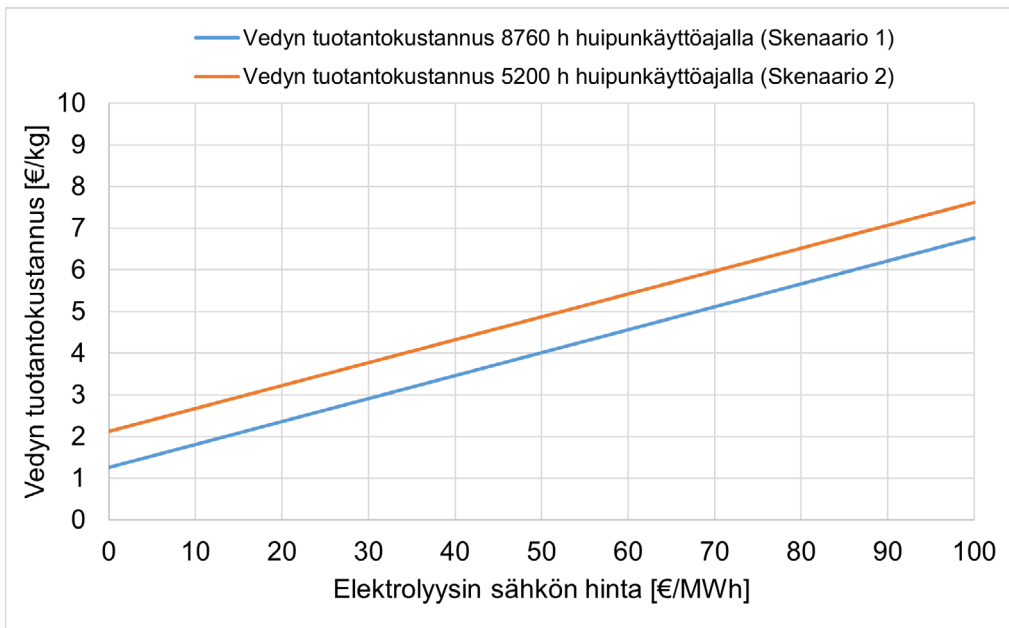
Kuvassa 23 on esitetty esimerkkitapaus 160 MWe:n elektrolyysilaitoksessa tuotetun vedyn tuotantokustannuksen muutoksesta hukkalämmön myyntihinnan funktiona. Kuvassa on esitetty luvussa 5 esitettyjä skenaarioita 1 ja 2 vastaavat elektrolyysin huipunkäyttöajat. Laskenta on tehty elektrolyysin sähkön hinnalla 50 €/MWh ja oletuksella, että kaikki prosessissa syntyvä hukkalämpö myydään.



Kuva 23. Elektrolyysilaitoksessa tuotetun vedyn tuotantokustannus hukkalämmön myyntihinnan funktiona

Kuvasta voidaan havaita, että elektrolyysilaitoksessa syntyvän hukkalämmön myynti parantaa laitoksen kannattavuutta. Tämä kannattaa pyrkiä hyödyntämään laitosten suunnitteluvaiheessa. Esimerkiksi kun kaikki elektrolyysiprosessissa syntyvä hukkalämpö myydään hintaan 10 €/MWh, tuotetun vedyn tuotantokustannus alenee ensimmäisessä skenaariossa 4,01 €/kg:sta 3,89 €/kg:aan ja toisessa skenaariossa 4,87 €/kg:sta 4,75 €/kg:aan. Tämä tarkoittaa vuositasolla absoluuttisesti tarkasteltuna 2,99 %:n (skenaario 1) ja 2,46 %:n (skenaario 2) vedyn tuotantokustannuksen alenemista. On hyvä huomioida, että kuva esittää tilannetta, jossa kaikki syntyvä hukkalämpö saadaan myytyä. Todellisuudessa näin ei välttämättä ole, kuten luvussa 5 esitetyissä hukkalämmön hyödyntämisen malleissa todettiin.

Vedyn tuotantokustannukseen vaikuttaa lisäksi olennaisesti elektrolyysissä käytettävän sähkön hinta. Kuvassa 24 on esitetty vedyn tuotantokustannus elektrolyysin käyttämän sähkön hinnan funktiona. Kuvaajassa on myös esitetty, kuinka elektrolyysin huipunkäyttöaika vaikuttaa vedyn tuotantokustannukseen (skenaariot 1 ja 2).



Kuva 24. Elektrolyysilaitoksessa tuotetun vedyn tuotantokustannus elektrolyysin käyttämän sähkön hinnan funktiona

Kuvasta voidaan havaita, että elektrolyysissä käytettävän sähkön hinta vaikuttaa voimakkaasti vedyn tuotantokustannukseen. Elektrolyysin huipunkäyttöajan ollessa 8 760 tuntia on vedyntuotantokustannuksen pohjataso (kun sähkö ei maksa mitään) 1,26 €/kg ja 5 200 tunnin huipunkäyttöajalla 2,12 €/kg. Vedyntuotantokustannus kasvaa lineaarisesti 0,55 €/kg suhteessa sähkön hinnan kasvuun 10 €/MWh. Sähkön hinnan ollessa 50 €/MWh on vedyntuotantokustannus ensimmäisessä skenaariossa 4,01 €/kg ja toisessa skenaariossa 4,87 €/kg. Kuvan 17 laskennassa ei ole huomioitu elektrolyysissä syntyvän hukkalämmön myyntiä. Lisäksi kuvaan 17 verrattuna elektrolyysitoimija voi saada lisätuloja esimerkiksi osallistumalla Fingridin reservisähkemarkkinoille tai hyötyä ajoittaisista halvoista tai jopa negatiivisista pörssisähkön hinnoista tai halvasta sähkösovimuksesta ja näin alentaa vedyn tuotantokustannuksia.

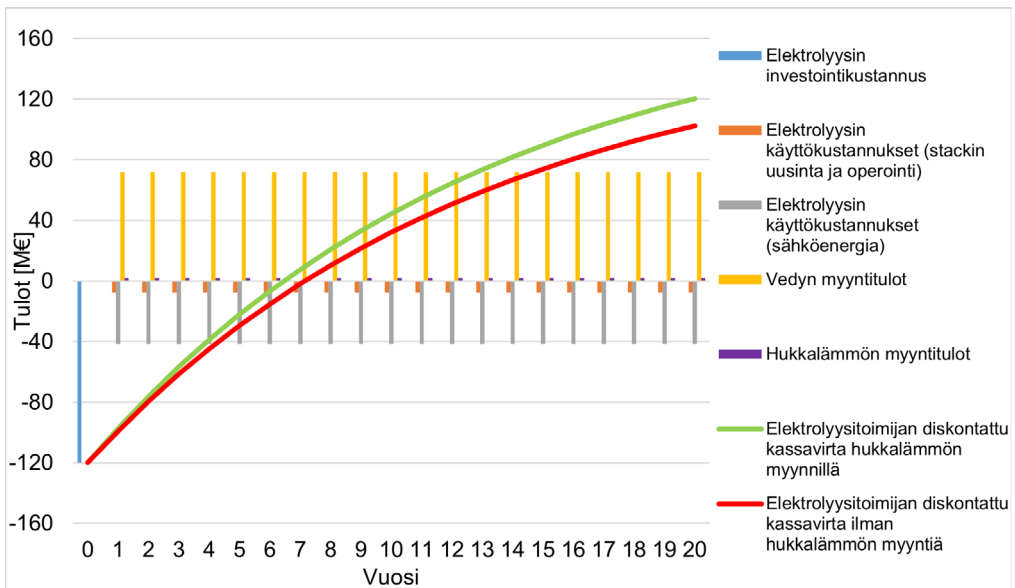
Taulukossa 19 on esitetty elektrolyysilaitoksessa tuotetun vedyn tuotantokustannus tarkasteltavien kaupunkien kaukolämpöverkkojen alueella, kun prosessissa syntyvä hukkalämpö myydään luvussa 5 esitettyjen skenaarioiden mukaisesti. Vertailuarvo eli vedyn tuotantokustannus, jossa hukkalämpöä ei myydä on ensimmäisessä skenaariossa 4,01 €/kg ja toisessa skenaariossa 4,87 €/kg.

Taulukko 19. Elektrolyysilaitoksessa tuotetun vedyn tuotantokustannus, joka vastaa luvussa 5 esitettyjä hukkalämmön hyödyntämisen skenaarioita

	Skenaario 1: Elektrolyysereitä käytetään 100 %:n teholla		Skenaario 2: Elektrolyysereitä käytetään tuuli- ja aurinkovoima- tuotannon perusteella	
	Yhteistuotan- non lämmön- tuotantoa ei korvata [€/kg]	Kaikki läm- möntuotanto korvataan [€/kg]	Yhteistuotan- non lämmön- tuotantoa ei korvata [€/kg]	Kaikki läm- möntuotanto korvataan [€/kg]
Lappeenranta	3,96	3,93	4,83	4,81
Kouvola	3,97	3,93	4,84	4,81
Kotka	3,96	3,93	4,83	4,81
Hamina	3,93	3,93	4,81	4,81
Imatra	3,94	3,94	4,81	4,81

Taulukosta voidaan havaita, että kun myös sähkön- ja lämmönyhteistuotannon lämpöä korvataan elektrolyysilaitosten hukkalämmöllä, vedyntuotannon tuotantokustannus halpenee, koska saadaan enemmän hukkalämpöä myydyksi. Toisaalta kun elektrolyysilaitoksia ajetaan tuuli- ja aurinkovoimatuotannon perusteella, kannattavuus heikkenee. Tämä johtuu siitä, että toisessa skenaariossa elektrolyysilaitosten investointikustannukset ovat suurempia, jolloin myös suurempi osuus syntyvästä hukkalämmöstä jää myymättä, kun kaukolämpöverkkoon hyödynnettävissä olevan hukkalämmön raja tulee vastaan. Suurimmissa kaupungeissa Lappeenrannassa, Kouvolassa ja Kotkassa kannattavuuden paranemiseen vaikuttaa se, korvataanko elektrolyysien hukkalämmöllä olemassa olevaa yhteistuotannon lämpöä vai ei.

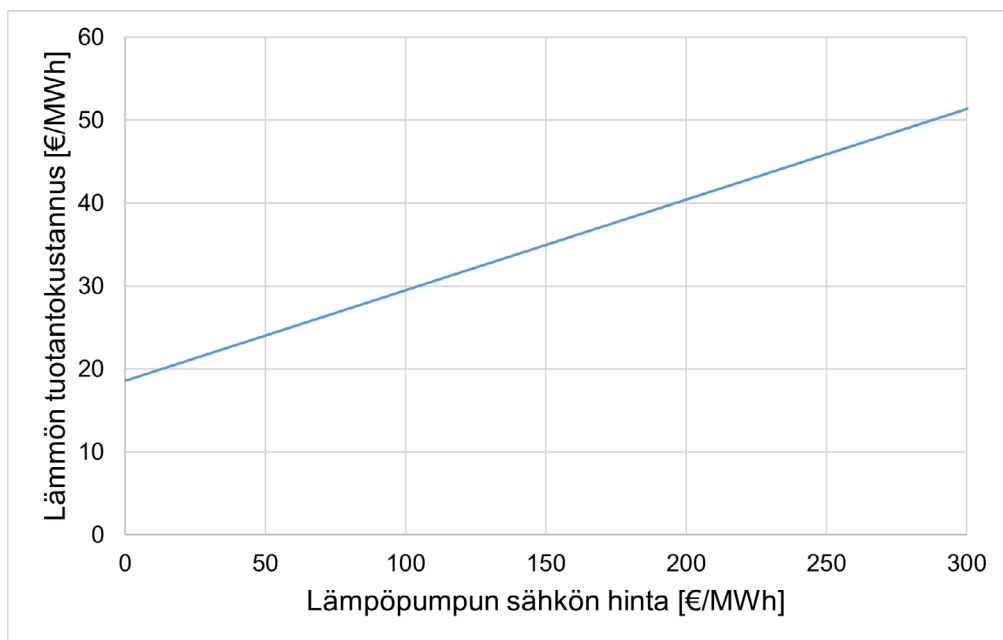
Kun tarkastellaan elektrolyysissä syntyvän hukkalämmön myynnin merkitystä vedyn tuotannon kannattavuuteen 20 vuoden ajalta, voidaan samassa kuvaajassa esittää merkittävimmät elektrolyysitoimijan tulot ja menot tältä ajalta. Tämä on esitetty kuvassa 25. Kuvaajassa on verrattu tilannetta, jossa tuotannon hukkalämpö myydään tilanteeseen, jossa hukkalämpöä ei myydä. Kuvan laskenta on tehty elektrolyyserikoolle 160 MWe ja oletuksella, että kaikki hukkalämpö myydään. Lisäksi laskennassa on käytetty elektrolyysilaitoksen huipunkäyttöajaksi skenaarion 2 arvoa, 5 200 tuntia vuodessa, koska tämän oletetaan olevan lähempänä todenmukaista laitoksen käyttöä kuin se, että elektrolyysilaitosta käytetään koko ajan nimellisteholla. Vihreän vedyn myyntihinnaksi arvioitiin 4,75 €/kg, mikä perustuu edellä esitettyyn laskentaan vedyn tuotantokustannuksista.



Kuva 25. Elektrolyysitoimijan kassavirtalaskelma 20 vuoden ajalta, kun prosessissa syntyvä hukkalämpö myydään verrattuna tilanteeseen, kun hukkalämpöä ei myydä

Kuvasta 25 voidaan havaita, että laskennassa käytetyillä alkuarvoilla ja oletuksilla vedyn tuotannossa syntyvän hukkalämmön myynnillä voidaan saavuttaa lähes 20 M€:n lisätulot 20 vuoden ajalta verrattuna tilanteeseen, kun tuotannon hukkalämpöä ei myydä. Tämä vastaa noin 15 %:n kannattavuuden paranemista. Laskentaan vaikuttaa voimakkaasti elektrolyysin käyttämä sähkön hinta. Jos sähkön hintana laskennassa käytetään 60 €/MWh, parantaa se hukkalämmön myynnin kannattavuutta prosentuaalisesti. Tällöin kassavirta 20 vuoden ajanjakson jälkeen on noin 39 M€ hukkalämmön myynnillä ja noin 21 M€ ilman hukkalämmön myyntiä. Jos taas sähkön hintana käytetään 70 €/MWh, elektrolyysilaitos ei maksa itseään takaisin 20 vuoden aikana. Laitoksen tuottama kassavirta on noin -43 M€ hukkalämmön myynnillä ja noin -61 M€ ilman hukkalämmön myyntiä.

Kun oletetaan kaukolämpöverkot suurimmiksi elektrolyysin hukkalämmön hyödyntäjiksi, on kaukolämpötoimijan kannalta oleellista tietää elektrolyysissä syntyvän hukkalämmön ja lämpöpumpun yhdistelmällä tuotetun lämmön tuotantokustannus. Tämä on esitetty kuvassa 26. Lämmön tuotantokustannus sisältää elektrolyysin hukkalämmön hinnan, lämpöpumpun investoinnin ja lämpöpumpun käyttämän sähkön hinnan. Laskennassa on käytetty hukkalämmön hinnaksi 10 €/MWh ja oletettu x-akselilla esitetty lämpöpumpun käyttämä sähkön hinta vakioksi koko vuoden jokaiselle tunnille. Lämpöpumppua käytetään siten, että sillä saadaan aina tuotettua tarvittava kaukolämmön menoveden lämpötila (esitetty kuvassa 5).

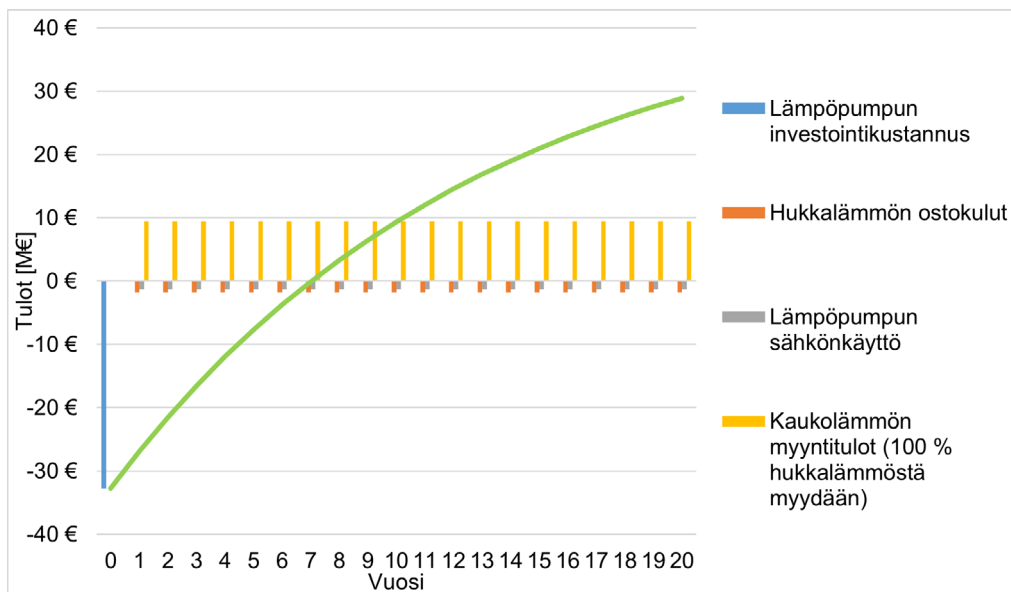


Kuva 26. Elektrolyysin hukkalämmön ja lämpöpumpun yhdistelmän tuottama kaukolämpöverkkoon soveltuvan lämmön tuotantokustannus vuoden aikana lämpöpumpun käyttämän sähkön hinnan funktiona

Kuvasta voidaan havaita, miten lämpöpumpun käyttämä sähkön hinta vaikuttaa tuotetun kaukolämmön tuotantokustannuksiin. Esimerkiksi sähkön hinnan ollessa 50 €/MWh voidaan kaukolämpöä tuottaa hintaan 24,01 €/MWh. Laskennan tulokset antavat taloudellisessa mielessä kannattavan kuvan vedyntuotannon hukkalämmön hyödyntämisestä kaukolämmöntuotannossa myös kaukolämpötoimijalle, etenkin kun sähkön hinta on alhainen.

Verrattuna voimalaitospolttoaineiden hintoihin lämmöntuotannossa kaukolämpöä voidaan tuottaa todennäköisesti pienemmin kustannuksin elektrolyysissä syntyvää hukkalämpöä ja lämpöpumppua hyödyntäen. Vuonna 2021 voimalaitospolttoaineiden hinnat olivat metsähakkeen osalta noin 20 €/MWh, kivihien osalta noin 40 €/MWh ja maa-kaasun osalta noin 50 €/MWh (Tilastokeskus 2021). Kaukolämmöntuottajalle kaukolämmön omakustannushinta riippuu eri tekijöistä, kuten käytetystä polttoaineesta ja lämmöntuotantotyyppistä. Omakustannushinnan voidaan arvioida olevan polttoainehintojen perusteella korkeampi, kun kaukolämpö tuotetaan perinteisesti lämpölaitoksessa tai lämmön- ja sähkönyhteistuotantolaitoksessa verrattuna vedyntuotannossa syntyvän hukkalämmön hyödyntämiseen. Laskennan ja käytettyjen oletuksien perusteella voidaan sanoa, että elektrolyysin hukkalämmön hyödyntäminen kaukolämmön tuotannossa on kustannusten puolesta kaukolämpötoimijalle kiinnostava vaihtoehto osaksi lämmöntuotantoa.

Kun tarkastellaan elektrolyysissä syntyvän hukkalämmön hyödyntämistä kaukolämmöksi ainoastaan kaukolämpötoimijan näkökulmasta, voidaan tilanteesta esittää vastaava kuvaaja tulojen ja menojen osalta 20 vuoden aikajaksolla kuin kuva 25. Tämä on esitetty kuvassa 27.



Kuva 27. Kaukolämpötoimijan kassavirtalaskelma 20 vuoden ajalta hukkalämmön ja lämpöpumpun tuottamalla kaukolämmöllä, kun 100 % hukkalämmön määrästä myydään

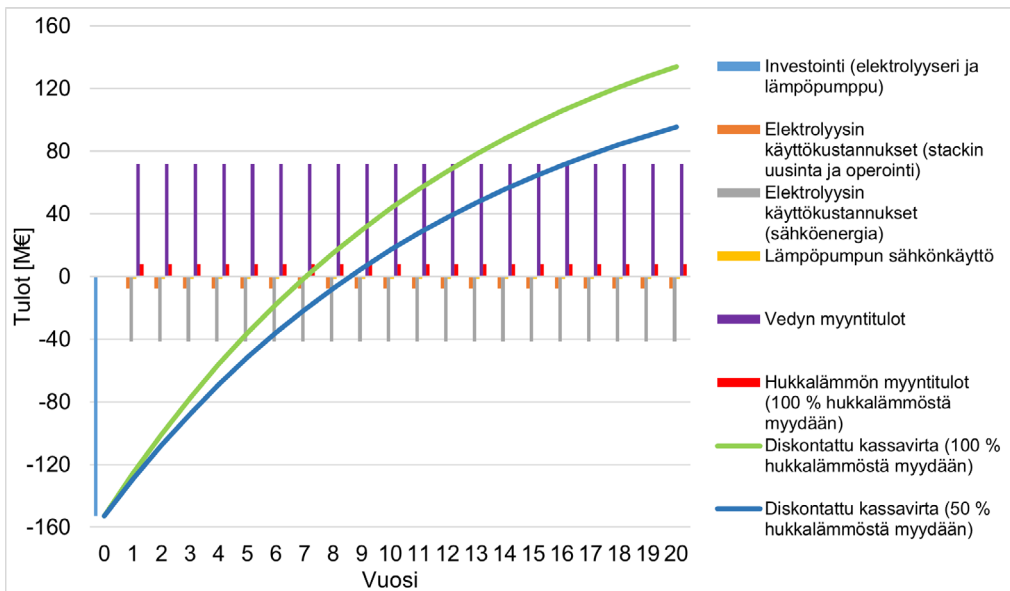
Kuvassa 27 esitetystä laskelmasta on oletettu, että kaukolämpötoimija ostaa elektrolyysissä syntyvän hukkalämmön hintaan 10 €/MWh, investoi lämpöpumpulaitokseen, jolla nostetaan hukkalämmön lämpötila tarvittavaan kaukolämmön menoveden lämpötilaan ja saa kaiken syntyvän lämmön myytyä kaukolämpönä. Laskennan mukaan 5 200 tunnin huipunkäyttöajalla 160 MW:n elektrolyysilaitos tuottaa hukkalämpöä noin 183 GWh. Kun hukkalämmön lämpötilaa nostetaan lämpöpumpulla vastaamaan kaukolämmön menoveden lämpötilan vaadetta, on prosessissa syntyvän hukkalämmön kokonaismäärä yhteensä noin 209 GWh. Laskennassa on käytetty kaukolämmön myyntitulon hintana 45 €/MWh, jonka on arvioitu voimalaitospolttoainehintojen (Tilastokeskus, 2021) perusteella vastaavan kaukolämmön omakustannushintaa, kun kaukolämpö tuotetaan perinteisesti voimalaitospolttoaineilla. Laskennan perusteella voidaan sanoa, että hukkalämmön hyödyntäminen on kaukolämpötoimijalle kannattava ratkaisu osaksi lämmöntuotantoa ja tällä voidaan potentiaalisesti myös alentaa asiakkaan kaukolämmön energiamaksua.

8.2 Elektrolyysitoimija myy hukkalämmön tarvittavassa kaukolämmön menoveden lämpötilassa kaukolämpötoimijalle

Elektrolyysitoimija voi myös itse investoida elektrolyysilaitoksen lisäksi lämpöpumppulaitokseen ja myydä prosessissa syntyvän hukkalämmön korkeammassa lämpötilassa kaukolämpötoimijalle. Tällöin elektrolyysitoimijan investointikustannukset kasvavat, mutta vastaavasti myydystä hukkalämmöstä saa paremman hinnan ja vedyn tuotantokustannus potentiaalisesti alenee. Hukkalämmön myynti korkeammassa lämpötilassa vaatii elektrolyysitoimijan ja kaukolämpötoimijan välistä sopimusta, jossa on määritetty muun muassa myytävän hukkalämmön määrä, hintatasot ja tarvittava lämpötila.

Hukkalämmön myyntihinta vaihtelee hukkalämmön lämpötilan lisäksi myös vuodenaikojen mukaan – kesäisin halvempaa – ja paikallisesti alueella vallitsevan hukkalämpöjen kysynnän ja tarjonnan sekä kaukolämmön tuotantokustannuksen mukaan. Jos alueella on esimerkiksi selluteollisuuden yhteydessä toimivia lämmön- ja sähkönyhteistuotantolaitoksia tai paljon muita hukkalämmön lähteitä, se vaikuttaa hukkalämmöstä saatavaan hintaan negatiivisesti. Tässä työssä arvioitiin matalalämpöisen hukkalämmön hintatasoksi 10 €/MWh ja lämpötilaltaan kaukolämpöverkkoon sopivan hukkalämmön hintatasoksi keskiarvolta 37,5 €/MWh, mikä perustuu Helenin avoimen kaukolämmön ostohintoihin. Helenin mukaan lämpötilaltaan kaukolämpöverkon menopuolelle soveltuvan hukkalämmön ostohinta vaihtelee ulkolämpötilan perusteella ja on halvimmillaan kesäkaudella 15,98 €/MWh ja kalleimmillaan talvikaudella 64,09 €/MWh. Kun lasketaan keskiarvo vuoden ajalta Helenin avoimen kaukolämmön ostohinnoista, saadaan lämmön keskimääräiseksi ostohinnaksi 37,55 €/MWh. (Helen 2023.)

Kuvassa 28 on esitetty tilanne elektrolyysitoimijan kassavirtalaskelmasta 20 vuoden ajalta tilanteessa, jossa elektrolyysitoimija investoi elektrolyysilaitoksen lisäksi myös lämpöpumppulaitokseen hukkalämmön lämpötilan nostamiseksi kaukolämpöverkkoon sopivaksi.



Kuva 28. Elektrolyysitoimijan kassavirta 20 vuoden ajalta, kun elektrolyysitoimija myy hukkalämmön korkeammassa lämpötilassa

Verrattuna kuvaan 25, jossa hukkalämpö myytiin ilman lämpöpumppua, kuvan 28 mukainen investointi maksaa itsensä takaisin nopeammin huolimatta korkeammasta alkupääoman tarpeesta. Tämä tarkoittaa sitä, että vihreän vedyn tuotantokustannus on hieman alhaisempi verrattuna ensimmäiseen vaihtoehtoon, jossa hukkalämpö myytiin ilman lämmönkorotusta lämpöpumpulla. Myös tämän skenaarion laskennan tuloksiin vaikuttaa voimakkaasti elektrolyysin käyttämä sähkön hinta. Esimerkiksi sähkön hinnan ollessa 70 €/MWh investointi ei maksa itseään takaisin 20 vuoden kuluessa.

Laskelmat elektrolyysilaitoksessa syntyvän hukkalämmön hyödyntämisestä osoittautuivat hyvin varianssiherkiksi etenkin elektrolyysin käyttämän sähkön hinnan osalta sekä sen perusteella, kuinka paljon syntyvää hukkalämpöä pystytään hyödyntämään kaukolämpöverkkoon. Esitetyt laskelmien tulokset saattavat poiketa todellisesta tilanteesta. Kuitenkin vedyn tuotannossa syntyvää hukkalämmön hyödyntämistä kaukolämmöksi voidaan pitää kannattavana molemmissa tarkastelluissa vaihtoehdoissa.

9 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tutkimuksessa tarkasteltiin vedyn tuotannon sivutuotteena syntyvän hukkalämmön hyödynnettävyyttä Kaakkois-Suomen alueella. Vedyn tuotannon kokoluokkaa tarkasteltiin useasta lähestymisnäkökulmasta: Julkaistujen vetyprojektien kokoluokkaa arvioitiin, alueellisten kaukolämpöverkkojen lämmöntarvetta arvioitiin, sekä alueellisia hiilidioksidipäästöjä kartoitettiin, ja näin arvioitiin elektrolyysin kokoluokkaa, jos hiilidioksidipäästöt hyödynnettäisiin P2X-prosesseissa. Tarkastelu tehtiin Kymenlaakson ja Etelä-Karjalan maakuntien alueilla, mutta tarkastelun tulokset ovat hyödynnettävissä myös kansallisesti.

Kaukolämpöverkkoja tarkasteltiin tarkemmin kaukolämpöverkkojen suuren lämmöntarpeen ja valmiin lämmönsiirtoinfrastruktuurin vuoksi. Hukkalämmön hyödyntäminen kaukolämpöverkoissa asettaa kuitenkin myös haasteita: Elektrolyysin hukkalämmön lämpötila on usein liian matala suoraan lämmön hyödyntämiseen, joten lämpöpumpun tarvitaan lämpötilan nostamiseksi. Lämpöpumpun tarve lisää hukkalämmön hyödyntämisen investointikustannuksia. Lisäksi lämmöntarve sekä lämpötilatasot lämpöverkoissa vaihtelevat voimakkaasti vuoden aikana, ja tämä asettaa haasteita lämpöpumpun mitoitukselle, hukkalämmön käytettävyydelle ja siten myös investoinnin kannattavuudelle. Hukkalämmön tehokkaalla hyödyntämisellä on kuitenkin suuri potentiaali edistää hiilineutraalia lämmöntuotantoa.

Vedyn tuotanto elektrolyysillä ei välttämättä ole tasaista vuoden aikana, vaan mikäli käytetty sähkö tuotetaan aurinko- ja tuulivoimalla, vaihtelee elektrolyysiterho ja siten myös elektrolyysin lämmöntuotanto sähköntuotannon mukana. Tämä osaltaan pahentaa ongelmaa lämmöntarpeen ja lämmöntuotannon ajallisesta kohtaamisesta. Tämä näkyy myös tuloksissa siten, että elektrolyysin hukkalämmöstä hyödynnetään pienempi osuus verrattuna elektrolyysin käyttöön täydellä teholla. Lämpövarasto auttaa tasoittamaan kysynnän ja tuotannon ajallisia eroja ja mahdollistaa suuremman hukkalämmön hyödynnettävyyden.

Lisäksi lämmön hyödyntämistä tarkasteltiin Kymenlaakson ja Etelä-Karjalan maakunnissa syntyvien hiilidioksidipäästöjen perusteella, jos ilmaan päätyviä nykyisiä hiilipäästöjä otettaisiin talteen ja hyödynnettäisiin P2X-prosesseissa. Hiilidioksidipäästöjen hyödyntäminen sähköpoltoaineiden ja synteettisten kemikaalien valmistamisessa mahdollistaisi merkittävän edistysaskeleen kohti hiilineutraalimpaa energiajärjestelmää vähentämällä riippuvuutta perinteisistä fossiilisista energianlähteistä. Vetytaloudella ja sähköisten polt-

toaineiden valmistuksella on potentiaalia tuoda merkittäviä alueellisia hyötyjä luomalla uusia työpaikkoja ja edistämällä uutta liiketoimintaa.

Saatavilla olevien hiilidioksidipäästöarvioiden perusteella voidaan todeta, että mikäli kaikki hiilidioksidipäästöt hyödynnettäisiin synteettisten polttoaineiden tai kemikaalien tuotannossa, vedyntuotannon hukkalämmön määrät olisivat niin suuria, ettei edes alueellisissa kaukolämpöverkoissa riitä kysyntää tuotetulle lämpöenergialle. Kuitenkin tällä hetkellä julkaistujen elektrolyyserihankkeiden hukkalämmöntuotanto on pienempää kuin alueellisten kaukolämpöverkkojen kysyntä.

Kannattavuustarkastelu osoitti, että elektrolyysilaitoksen hukkalämmön hyödyntäminen aiheuttaa merkittävän tulonlähteen elektrolyysitoimijalle ja laskee tuotetun vedyn tuotantokustannusta. Hukkalämmön hyödyntäminen ei kuitenkaan ole ehdottoman tärkeää tuotantokustannusten alenemisen kannalta, vaan tuotetun vedyn hintaan vaikuttavat enemmän halpa sähkön hinta ja elektrolyysilaitoksen mahdollisimman korkea käyttöaste. Kaukolämpötoimijalle elektrolyysiprosessissa syntyvä halpa, määrällisesti suuri ja lämpötilaltaan korkeahko hukkalämpö on mielenkiintoinen vaihtoehto, jolla voidaan vähentää kaukolämmön tuotantokustannuksia. Vaihtoehtoisesti jos elektrolyysitoimija investoi lämpöpumppulaitokseen, se saa hukkalämmöstä paremman myyntihinnan ja näin vedyn tuotantokustannus alenee.

LÄHTEET

Aalborg University. EnergyPLAN – Advanced energy system analysis computer model. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.energyplan.eu/> [viitattu 16.11.2023].

Afry Finland Oy. 2023. Ren-Gas Oy Kotkan P2X-laitos – ympäristövaikutusten arviointi, YVA-ohjelma. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/Arviointiohjelma%20Nordic%20Ren-Gas%20Oy%20P2X-hanke%20Kotka.pdf> [viitattu 10.11.2023].

Aluehallintovirasto. 2016. Korian tiilitehtaan ympäristöluvan lupamääräysten tarkistaminen. Päätös 262/2016. Hakija Wienerberger Oy Ab. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://ylupa.avi.fi/fi-FI/asia/923139> [viitattu 5.5.2023].

Aluehallintovirasto. 2017. Sahalaitoksen toiminnan muuttaminen. Päätös 204/2017. Hakija MCM Timber Oy. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://ylupa.avi.fi/fi-FI/asia/1190011> [viitattu 5.5.2023].

Aluehallintovirasto. 2020. Haminan satama-alueelle sijoittuvan mäntyöljytislaamon ympäristölupa ja toiminnan aloittamislupa. Päätös 400/2020. Hakija Fintoil Hamina Oy. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://ylupa.avi.fi/fi-FI/asia/1797892> [viitattu 5.5.2023].

Aluehallintovirasto. 2021. Termööljykattilan ympäristölupa ja toiminnan aloittamislupa. Päätös 133/2021. Hakija Dongwha Finland Oy. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://ylupa.avi.fi/fi-FI/asia/1788158> [viitattu 5.5.2023].

Aluehallintovirasto. 2022. Kouvolan biokaasulaitoksen toiminnan muuttaminen, hakemus jätteeksi luokittelun päättämiseksi sekä toiminnan aloittamislupa. Päätös 304/2022. Hakija Gasum Oy. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://ylupa.avi.fi/fi-FI/asia/1967253> [viitattu 5.5.2023].

Aluehallintovirasto. 2023. Käytetyn voiteluöljyn regenerointilaitoksen toiminnan muuttaminen sekä toiminnan aloittamislupa. Päätös 182/2023. Hakija STR Tecoil Oy. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://ylupa.avi.fi/fi-FI/asia/2330074> [viitattu 17.8.2023].

Arpagaus, C., Bless, F., Uhlmann, M., Schiffmann, J. & Bertsch, S. S. 2018. High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544218305759> [viitattu 15.9.2023].

Business Finland. 2023. Uusiutuvalle vedylle säännöt Euroopan komissiolta – hyviä uutisia Suomen vientiteollisuudelle. WWW-dokumentti. Saatavissa: https://www.businessfinland.fi/ajankohtaista/uutiset/horisontti-eurooppa/2023/uusiutuvalle-vedylle-saannot-euroopan-komissiolta?utm_campaign=uutiskirje_02032023&utm_medium=email&utm_source=bf_customer_letter&utm_content=uusiutuva-vety#msdyntrid=8n-QK-PTnqTqgExq085yU68Lu4zr5J80UASPaaWNc2LM [viitattu 20.11.2023].

Christensen, A. 2020. Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe. PDF-dokumentti. Saatavissa: https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/final_icct2020_assessment_of_hydrogen_production_costs-v2.pdf [viitattu 15.10.2023].

Cormos, C.-C. 2023. Green hydrogen production from decarbonized bio-mass gasification: An integrated techno-economic and environmental analysis. *Energy* 270, 126926. Saatavissa: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126926> [viitattu 20.4.2023].

David, A., Vad Mathiesen, B., Averfalk, H., Werner, S. & Lund, H. 2017. Heat roadmap Europe: Large-scale electric heat pumps in district heating systems. *Review. Energies* 10(4), 578. Saatavissa: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/4/578> [viitattu 16.9.2023].

Elinkeinoelämän keskusliitto. 2023. Vihreän siirtymän investoinnit Suomessa, Vety. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://ek.fi/tutkittua-tietoa/vihreat-investoinnit/> [viitattu 15.11.2023].

Energiaa. 2022. Vedyn haasteet ja rajoitteet energiantuotannossa. Verkkolehti. Saatavissa: <https://energia.vamk.fi/tulevaisuus/vedyn-haasteet-ja-mahdollisuudet-energiantuotannossa/> [viitattu 20.4.2023].

Energiateollisuus ry. 2021. Kaukolämmön menolämpötilan optimointi. PDF-dokumentti. Saatavissa: https://energia.fi/wp-content/uploads/2023/08/Kaukolam-mon_menolampotilan_optimointi_2021.pdf [viitattu 15.11.2023].

Energiateollisuus ry. 2022a. Energiavuosi 2022 Sähkö. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://energia.fi/tilastot/energiavuosi-2022-sahko/> [viitattu 17.8.2023].

Energiateollisuus ry. 2022b. Kaukolämpötilastot. WWW-dokumentti. Saatavissa <https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/kaukolampotilasto.html#material-view> [viitattu 18.8.2023].

Energiavirasto. 2021. Laitoskohtaiset todennetut päästöt [t CO₂] vuosilta 2013–2021. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/115455006/Laitoskohtaiset+tiedot+vuosien+2013-2021+p%C3%A4%C3%A4st%C3%B6ist%C3%A4.pdf/3467319f-49bd-6170-2225-bb31a6f51a64/Laitoskohtaiset+tiedot+vuosien+2013-2021+p%C3%A4%C3%A4st%C3%B6ist%C3%A4.pdf?t=1648813929223> [viitattu 12.4.2023].

Euroopan parlamentti. 2021. Euroopan parlamentin päätöslauselma 19.5.2021 Euroopan vetystrategiasta. WWW-dokumentti. Saatavissa: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2021-0241_FI.html [viitattu 15.11.2023].

Euroopan parlamentti. 20.9.2023. Direktiivi uusiutuvasta energiasta. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-36-2023-INIT/fi/pdf> [viitattu 15.11.2023].

European Commission. 2020. Directorate-General for Energy. Cihlar, J., Villar Lejarreta, A., Wang, A., Melgar, F., Jens, J. & Rio, P. Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://data.europa.eu/doi/10.2833/122757> [viitattu 16.11.2023].

European Environment Agency. 2022. Industrial Reporting under the Industrial Emissions Directive 2010/75/EU and European Pollutant Release and Transfer Register Regulation (EC) No 166/2006. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.eea.europa.eu/en/datahub/datahubitem-view/9405f714-8015-4b5b-a63c-280b82861b3d> [viitattu 12.4.2023].

Fingrid. 2023. Fingridin karttapalvelut. Suomen kantaverkko. WWW-dokumentti. Saatavissa: https://karttapalaute.fingrid.fi/?link=hDzo&_gl=1*ai1nyz*_ga*MTE2NDc5ODU-4My4xNjQ1NTI-wNzk4*_ga_F21VJ04FKJ*MTY4MTE5MDk4OS4xNy4wLjE2ODExO-TA5ODkuMC4wLjA [viitattu 25.10.2023].

Fortum. 2020. Vetytalous tulee – ennemmin tai myöhemmin. Blogi. Saatavissa: <https://www.fortum.fi/tietoa-meista/blogi/forthedoers-blogi/vetytalous-tulee-ennemmin-tai-myohemmin> [viitattu 20.4.2023].

Grassi, W. 2018. Heat pumps: Fundamentals and applications. Springer International. Kirja. Saatavissa: <http://www.springer.com/series/8059> [viitattu 18.8.2023].

Helen. 2021. Mullistaako vety maailman energijärjestelmän? WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.helen.fi/ajankohtaista/arjessa/ilmi%C3%B6t/vety> [viitattu 20.5.2023].

Helen. 2023. Open district heat prices. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.helen.fi/en/companies/heating-for-companies/lammitysratkaisut-eri-tarpeisiin/open-district-heat> [viitattu 15.11.2023].

Ilmatieteen laitos. Energialaskennan testivuodet nykyilmastossa. Ulkoilman lämpötilan pysyvyyssarvot. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/energia-laskennan-testivuodet-nyky> [viitattu 18.8.2023].

IRENA. 2018. Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. Kuva 4. WWW-dokumentti. Saatavissa: https://www.researchgate.net/publication/339788785_Hydrogen_from_renewable_power_Technology_outlook_for_the_energy_transition [viitattu 20.4.2023].

Jaakkola, J. & Pulkkinen, A. 2021. Metsähaketta käyttävät voimalaitokset Kaakkois-Suomessa. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://storymaps.arcgis.com/stories/c18bd-42b997944a99f66a16cdb1019c4> [viitattu 25.10.2023].

Kauppalehti. 2022. Vihreä vety ja kiertotalouden maksimointi: Näin kouvolaalaiset yritykset taistelevat ilmastonmuutosta vastaan. Verkkolehti. Saatavissa: <https://www.kauppalehti.fi/kumppanisallot/kouvola-innovation/vihrea-vety-ja-kiertotalouden-maksimointi-nain-kouvolaalaiset-yritykset-taistelevat-ilmastonmuutosta-vastaan/> [viitattu 10.11.2023].

KSS Lämpö Oy. Kaukolämpö. Kaukolämpöverkko kartalla. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://kartta.ksslampo.fi/lampo-kartta-blank> [viitattu 25.5.2023].

Lappeenrannan energia. 2021. Mertaniemen voimalaitoksella historiaa yli 40 vuotta. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.lappeenrannanenergia.fi/ajankohtaista/mertaniemen-voimalaitoksella-historiaa-yli-40-vuotta> [viitattu 27.11.2023].

Luleå Energi. Fjärrvärme av sådant som blir över. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.luleaenergi.se/produktion-och-infrastruktur/fjarrvarme/> [viitattu 18.8.2023].

Metsä Fibre. 2022. Vuosikatsaus. Päästöt ilmaan, sahat s.17. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://annualreview.metsafibre.com/Metsa-Fibren-vuosikatsaus-2022.pdf> [viitattu 5.5.2023].

Motiva. 2020. Energianlähteet. Vety. WWW-dokumentti. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/kestava_liikenne_ja_liikkuminen/valitse_auto_viisaasti/energialahteet/vety [viitattu 20.4.2023].

Motiva. 2022. Kaukolämpö. WWW-dokumentti. Saatavissa: https://www.motiva.fi/koti_ja_asuminen/rakentaminen/lammitysjarjestelman_valinta/lammitysmuodot/kaukolampo [viitattu 16.11.2023].

Mälardalen University. 2022. Jonsson, F. & Miljanovic, A. Utilization of waste heat from hydrogen production. PDF-dokumentti. Saatavissa: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1670187/FULLTEXT01.pdf> [viitattu 16.9.2023].

Navigator magazine. 2022. Mikä on merenkulun tulevaisuuden polttoaine? WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://navigatormagazine.fi/uutiset/mika-on-merenkulun-tulevaisuuden-polttoaine/> [viitattu 16.9.2023].

Ovako. 2021. Fossil-free hydrogen initiative by Ovako, Volvo Group, Hitachi ABB Power Grids Sweden, H2 Green Steel and Nel Hydrogen. Lehdistöiedote. Saatavissa: <https://www.ovako.com/en/newsevents/news--press-releases/ovako-press-re-lease-detail/?releaseld=B4ADD5355036AA5F> [viitattu 16.11.2023].

Ramboll. 2021. Heat recovery from hydrogen production. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://storbritannien.um.dk/en/the-trade-council/projects/district-heating/heat-recovery-from-hydrogen-production> [viitattu 16.9.2023].

Ramboll. 2022. St1 Lappeenrannan metanolin tuotantolaitoksen ympäristövaikutusten arviointiohjelma. PDF-dokumentti. Saatavissa: https://www.ymparisto.fi/sites/default/files/documents/St1_Metanolin_tuotantolaitos_YVAohjelma_31102022.pdf [viitattu 10.11.2023].

Redeve. 2020a. Voikkaan yritysalue. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.re-deve.fi/vapaat-toimitilat/voikkaan-yritysalue/> [viitattu 25.10.2023].

Redeve. 2020b. Myllykosken yritysalue – tuleva biotalouden keskus. Saatavissa: <https://www.redeve.fi/vapaat-toimitilat/myllykosken-yritysalue/> [viitattu 25.10.2023].

Ren-Gas. 2023. Projektit, Kotka. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://rengas.com/projekti/kotka/> [viitattu 12.11.2023].

Sankir, M. & Sankir, N. D. 2017. Hydrogen production technologies. Wiley.

Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J. & Few, S. 2017. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy* 42(52), 30470–30492. Saatavissa: <https://www.science-direct.com/science/article/pii/S0360319917339435> [viitattu 16.11.2023].

Skal. 2023. Akkuteknologia ratkaisee, miten raskas liikenne kuljettaa jatkossa – myös biokaasu ja vety ovat tulevaisuutta. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://skal.fi/tiedotteet/akkuteknologia-ratkaisee-miten-raskas-liikenne-kuljettaa-jatkossa-myo-biokaa-sa-ja-vety-ovat-tulevaisuutta/> [viitattu 16.9.2023].

Stora Enso. 2022. Vuosiraportti, Annual report. Sustainability data by unit s.87. WWW-dokumentti. Saatavissa: https://www.storaenso.com/-/media/documents/download-center/documents/annual-reports/2022/storaenso_annual_report_2022.ashx [viitattu 5.5.2023].

STR Tecoil Oy. 2023. Yrityksen kotisivut. Saatavissa: <https://tecoil.fi/fi/> [viitattu 10.11.2023].

Suomen vetyklusteri. 2023a. Projects. Project map. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://h2cluster.fi/projects/> [viitattu 15.11.2023].

Suomen vetyklusteri. 2023b. UPM has what it takes to produce synthetic fuels: Biogenic CO2 and electricity. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://h2cluster.fi/upm-synthetic-fuels-biogenic-co2-and-electricity/> [viitattu 10.11.2023].

Tekniikka & talous. 2022. Laatikainen, T. Asiantuntija varoittaa uusiutuvasta vedystä – lämmittää vesistöjä, jos suunnitellaan huonosti. Verkkolehti. Saatavissa: <https://www.tekniikkatalous.fi/uutiset/asiantuntija-varoittaa-uusiutuvasta-vedysta-lammittaa-vesistoja-jos-suunnitellaan-huonosti/5ea7d15d-5cdc-4eca-b83e-d558869be31d> [viitattu 20.4.2023].

Tekniikka & talous. 2023. Pyhtään lentokentälle kaavaillaan 50 MW:n aurinkovoimalaa, omaa vedyntuotantoa sekä liikennettä polttokenno- ja sähkölentokoneilla. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.tekniikkatalous.fi/uutiset/pyhtaan-lento-kentalle-kaavaillaan-50mwn-aurinkovoimalaa-omaa-vetytuotantoa-seka-liikennetta-polttokenno-ja-sahkolentokoneilla/53d70b0a-788c-4bb2-853b-51b20c482678> [viitattu 10.11.2023].

Tilastokeskus. 2021. Voimalaitospolttoaineiden hinnat lämmöntuotannossa. WWW-dokumentti. Saatavissa: https://www.stat.fi/til/ehi/2021/02/ehi_2021_02_2021-09-09_kuv_003_fi.html [viitattu 8.11.2023].

Työ- ja elinkeinoministeriö. 2023. Valtioneuvoston periaatepäätös vedystä. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://tem.fi/paatos?decisionId=0900908f8080db83> [viitattu 15.4.2023].

Vainikka, J. 2020. Kaukolämpöverkon kunnan tutkiminen ja korjaussuunnitelma. Kuva 5. Opinnäytetyö. Saatavissa: https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/144878/Vainikka_Jani.pdf?sequence=1 [viitattu 25.5.2023].

Valtioneuvoston kanslia. 2022. Vetytalous – mahdollisuudet ja rajoitteet. Valtioneuvoston julkaisusarja. Saatavissa: https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/163901/VNTEAS_2022_21.pdf?sequence=1&isAllowed=y [viitattu 15.11.2023].

Viander, T. 2014. Kaukolämpöverkon käytön optimointi. Diplomityö. Lappeenrannan Teknillinen yliopisto. Saatavissa: <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/102299> [viitattu 18.8.2023].

Woikoski. Happi. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://www.woikoski.fi/hitsaus/hitsaus-kaasut/happi.html> [viitattu 20.4.2023].

Yle. 2022. Kouvolan Sanomat: Kouvolan vetyperoksiditehtaalla vaikea vuosi – valmistuksen tärkein raaka-aine oli maakaasu: ”Se on raaka-aineena menetetty”. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://yle.fi/a/3-12474255> [viitattu 25.10.2023].

Yle. 2023a. Läpimurto päästöttömässä lentämisessä on hyvin lähellä – testilennot todistavat, että vety sopii lentokoneiden polttoaineeksi. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://yle.fi/a/74-20020143> [viitattu 16.9.2023].

Yle. 2023b. EU jyrää läpi lain, joka voi vaarantaa Suomen nykyiset ilmastotavoitteet – polku puhtaan energian vetysuurvallaksi saattaa jäädä haaveeksi. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://yle.fi/a/74-20023410> [viitattu 15.4.2023].

Yle. 2023c. Stora Enso sulkee Anjalan tehtaan toisen paperikoneen – potkut 50 työntekijälle. WWW-dokumentti. Saatavissa: <https://yle.fi/a/74-20033985> [viitattu 27.11.2023].

Liite 1. (1)

EnergyPLAN-mallinnuksen tulokset

	Yksikkö	Nykytilanne – CHP:n lämmön- tuotantoa ei korvata	Nykytilanne – Kaikki lämmön- tuotanto korvataan	Skenaario 1 – CHP:n läm- möntuotantoa ei korvata		Skenaario 2 – Kaikki läm- möntuotanto korvataan	
				Vety- auto	E-polt- toaine	Vety- auto	E-polt- toaine
Lappeenranta							
Hiilidioksidipäästöt	kt	530	1 412	31	144	0	317
Polttoaine (sis. biomassa, pl. muu uusiutuva energia)	GWh/vuosi	2 543	5 855	514	1 741	1	3 463
Polttoaine (sis. vety)	GWh/vuosi	2 543	5 855	2 834	4 122	6 551	10 173
Öljyn kulutus	GWh/vuosi	1 825	5 137	0	1 032	0	2 903
Maakaasun kulutus	GWh/vuosi	215	215	153	-640	1	-2 234
Biomassan kulutus	GWh/vuosi	503	503	359	359	1	0
Tuulivoiman kapasiteetti	MW	0	0	501	522	1 414	1 471
Liikenne	Milj. km. / vuosi	2 738	7 706	2 738	2 738	7 706	7 706
Kouvola							
Hiilidioksidipäästöt	kt	575	1 885	22	148	0	255
Polttoaine (sis. biomassa, pl. muu uusiutuva energia)	GWh/vuosi	2 592	7 511	366	1 733	6	2 780
Polttoaine (sis. vety)	GWh/vuosi	2 592	7 511	2 947	4 378	5 256	8 167
Öljyn kulutus	GWh/vuosi	2 028	6 946	0	1 146	0	2 331
Maakaasun kulutus	GWh/vuosi	169	169	110	-773	0	-1 793
Biomassan kulutus	GWh/vuosi	396	396	257	257	1	0
Tuulivoiman kapasiteetti	MW	0	0	557	579	1 134	1 181
Liikenne	Milj. km. / vuosi	3 042	6 185	3 042	3 042	6 185	6 185
Kotka							
Hiilidioksidipäästöt	kt	514	911	14	127	0	205
Polttoaine (sis. biomassa, pl. muu uusiutuva energia)	GWh/vuosi	2 286	3 773	224	1 455	1	2 333
Polttoaine (sis. vety)	GWh/vuosi	2 286	3 773	2 046	3 931	4 220	6 557
Öljyn kulutus	GWh/vuosi	1 825	3 313	0	1 032	0	1 873
Maakaasun kulutus	GWh/vuosi	138	138	67	-726	0	-1 440
Biomassan kulutus	GWh/vuosi	323	323	158	158	1	0
Tuulivoiman kapasiteetti	MW	0	0	324	555	910	947
Liikenne	Milj. km. / vuosi	2 738	4 969	2 738	2 738	4 969	4 969

Liite 1. (2)

EnergyPLAN-mallituksen tulokset

Ei korvattavaa CHP-tuotantoa		Hamina			Imatra		
		Nykytilanne	Vety-auto	E-polttoaine	Nykytilanne	Vety-auto	E-polttoaine
Hiilidioksidipäästöt	kt	93	0	21	445	0	100
Polttoaine (sis. biomassa, pl. muu uusiutuva energia)	GWh/vuosi	384	0	228	1831	0	1094
Polttoaine (sis. vety)	GWh/vuosi	384	431	669	1831	2068	3213
Öljyn kulutus	GWh/vuosi	338	0	191	1623	0	917
Maakaasun kulutus	GWh/vuosi	14	0	-147	62	0	-706
Biomassan kulutus	GWh/vuosi	32	0	0	146	0	0
Tuulivoiman kapasiteetti	MW	0	93	97	0	446	464
Liikenne	Milj. km. / vuosi	507	507	507	2434	2434	2434

Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu

- 1 *Srujal Shah – Kari Dufva: CFD modeling of airflow in a kitchen environment. Towards improving energy efficiency in buildings. 2017.*
- 2 *Elias Altarriba: Öljyn leviämisen estimointi arviointitaulukoiden avulla osana operatiivista öljyntorjuntatyötä Saimaalla. 2017.*
- 3 *Elina Havia – Jari Käyhkö (toim.): Fotoniikkasensori- ja korkean teknologian kuvantamisen demonstrointi metsäbiojalostamon hallintaan (FOKUDEMO). 2017.*
- 4 *Justiina Halonen – Emmi Rantavuo – Elias Altarriba: Öljyntorjuntakoulutuksen ja -osaamisen nykytila. SCAROIL-hankkeen selvitys öljyntorjunnan koulutustarpeista. 2017.*
- 5 *Veli Liikanen – Arto Pesola: Physical fun: exercise, social relations and learning in SuperPark. 2018.*
- 6 *Timo Hantunen – Petri Janhunen (toim.): Sote-alan videoneuvottelujärjestelmien käytettävyys ja käyttöönotto. 2018.*
- 7 *Pekka Turkki: Selluloosa ja selluloosajohdannaiset elintarvikkeissa. 2018.*
- 8 *Elias Altarriba – Minna Pelkonen – Jukka-Pekka Bergman: Laadullinen tapaus-tutkimus opetusresurssien nopean ja voimakkaan vähenemisen vaikutuksista korkeakouluopetukseen. 2018.*
- 9 *Sari Tuuva-Hongisto: Nuorten syrjäytyminen ja alueellisen eriytymisen vähentäminen. Tutkimuskirjallisuuteen ja –raportteihin pohjautuva kartoitus. 2019.*
- 10 *Susan Eriksson: Digitalisaatio nuorisotyön opetuksessa. 2019.*
- 11 *Susan Eriksson – Sari Tuuva-Hongisto: Nuorisotyön digitalisaatio 2030. ”Meidän tulisi osata tarjota nuorille työkaluja maailmaan, jota me emme vielä itse tunne.” 2019.*
- 12 *Susan Eriksson: Digital applications in youth employment services. 2019.*
- 13 *Hilla Sumanen – Jaakko Harkko – Jouni Lahti – Eeva-Leena Ketonen – Olli Pietiläinen – Anne Kouvonen: Nuorten työntekijöiden työkyky ja työterveys-huollon palvelujen käyttö. 2020.*
- 14 *Marja Moisala (toim.): Paikkariippumattomuus nuorten tulevaisuuden palveluis-sa maaseudulla. 2020.*

- 15 *Hilla Sumanen*: Experiences and impacts of the post critical incident seminar among rescue and emergency medical service personnel. 2020.
- 16 *Marja-Liisa Neuvonen-Rauhala (ed.)*: XAMK BEYOND 2020. At Your Service – Business Development, Co-operation and Sustainability. 2020.
- 17 *Mikhail Nemilentsev, Jarmo Kujanpää & Jan Kettula (eds.)*: Research on current and development needs in the automotive and motorsport industry. 2021.
- 18 *Vesa Tuomala*: Maritime cybersecurity. Before the risks turn into attacks. 2021.
- 19 *Jaana Poikolainen, Vappu Myllärinen & Ilari Salomaa (eds.)*: Mentoring needs in theory and practice. 2021
- 20 *Hilla Nordquist (toim.)*: MENTALFIREFIT: Tutkimusta mielenterveydestä ja jälkipurkukäytännöistä pelastusalailla. 2021.
- 21 *Marja-Liisa Neuvonen-Rauhala – Cai Weaver (eds.)*: XAMK BEYOND 2021. Sustainable Development and Social Responsibility. 2021.
- 22 *Marja-Liisa Neuvonen-Rauhala – Cai Weaver (eds.)*: XAMK BEYOND 2022. Impacts. 2022.
- 23 *Ilkka Vanttaja, Mikko Nykänen ja Eetu Huttunen*: Materiaalia lisäävän valmistuksen laitteet ja sovellukset alueellisessa teknologiaklusterissa. 2022.
- 24 *Elias Altarriba (toim.)*: Meriliikenteen päästövähennysratkaisut. MEPTEK-hankkeen loppuraportti. 2022.
- 25 *Matti Kilpiäinen, Kai Möller, Tarja Andersson & Pirjo Jokinen*: Pintakäsittelimättömän puupinnan puhdistettavuus. Puusta hyvinvointi-innovaatioita. 2023.
- 26 *Kirsi Purhonen (toim.)*: Maaseudun yritykset tietotaloudessa – Mahdollisuuksia ja kehittämiskohteita. 2023
- 27 *Pia Jääskeläinen & Cai Weaver (eds.)*: Xamk Beyond 2023. Digitalization. 2023.

