

Uudet energiateknologiat – yhteenvedo polttamisen vaihtoehtoista

RAPORTTI ENERGIAEOLLISUUS RY:N YMPÄRISTÖPOOLILLE

Vastuuvapauslauseke

ÅF-Consult Oy ("ÅF") on laatinut raportin Energiateollisuus ry:n ("Asiakas") käyttöön ja halutessaan julkaistavaksi. Raportti on laadittu noudattaen ÅF:n ja asiakkaan välisen sopimuksen ehtoja. ÅF:n tähän raporttiin liittyvä tai siihen perustuva vastuu määräytyy yksinomaan kyseisten sopimusehtojen mukaisesti.

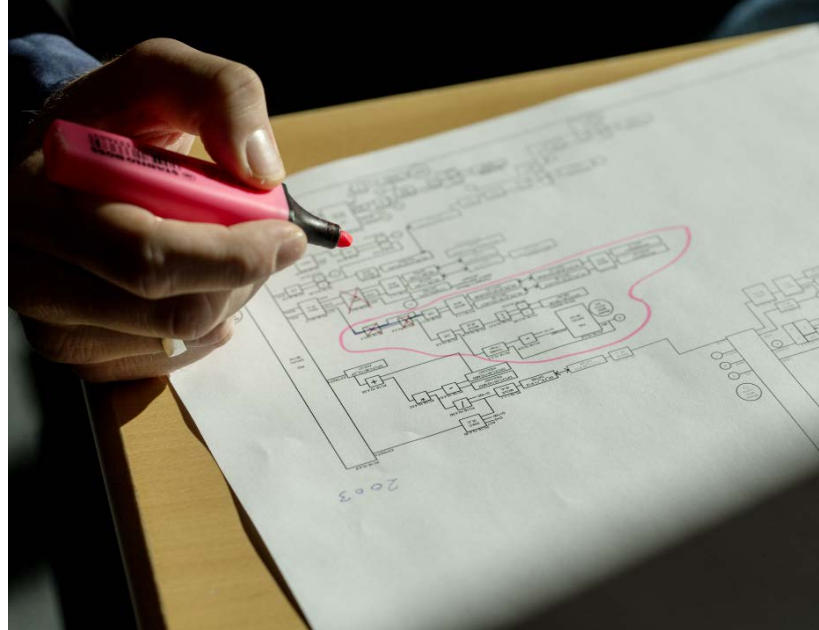
Raportin sisältämät tulkinnat ja johtopäätökset perustuvat osittain ÅF:n kolmansilta osapuolilta tai ulkopuolisista lähteistä saamiin tietoihin. ÅF ei ole tarkistanut kolmansilta osapuolilta tai ulkopuolisista lähteistä saadun ja raportin laatimiseen käytetyn tiedon oikeellisuutta tai täydellisyyttä. ÅF ei vastaa raportin sisältämien tietojen ja arvioiden virheettömyydestä.

ÅF ei vastaa kolmannelle osapuolelle tämän raportin käyttämisen tai siihen luottamisen perusteella aiheutuneesta haitasta taikka mistään välittömästä tai välillisestä vahingosta



Sisältö

1. Johdanto.....	4
2. Lämpöpumput.....	8
3. Geoterminen lämpö.....	18
4. Aurinkoenergia.....	26
5. Energiavarastot ja kysyntäjousto.....	40
6. Yhteenveto.....	55



Tausta ja tavoitteet

Tarve ilmastopäästöjen vähentämiseen on siirtänyt poliittisen keskustelun kaikkien polttamalla tuotettuun energiaan. Fossiilisten polttoaineiden ja turpeen lisäksi myös biomassapolttoaineiden asemaa on kyseenalaistettu. Samalla kiinnostus polttamalla tuotetun lämmön ja sähkön korvaamiseen muilla tuotantotavoilla on lisääntynyt.

Biomassapolttoaineiden haasteina pidetään erityisesti vaikutuksia hiilinieluihin ja luonnon monimuotoisuuteen. Lisäksi kotimaisen ja ulkomaisen biomassan saatavuuteen ja toimitusvarmuuteen liittyy haasteita. Siksi polttamisen vaihtoehtoisille tavoille tuottaa sähkö ja lämpö kestävästi on kysyntää.

Tämä selvitys muodostaa yleiskuvan ratkaisuista, joilla polttamiseen perustuvaa energiantuotantoa voidaan vähentää sekä sähkön että lämmön tuotannossa. Selvitys kokoaa tietoa potentiaalisista teknologioista, niiden kehityksestä, kustannuksista ja soveltuvuudesta erilaisiin käyttötarkoituksiin. Tässä selvityksessä tarkastellut vaihtoehdot ovat lämpöpumput, geoterminen lämpö, aurinkoenergia, energiavarastot ja kysyntäjousto. Koska selvitys käsittelee sekä sähkön että lämmön tuotantoa, on aurinkoenergiasta tarkasteltu sekä aurinkolämpöratkaisuja että aurinkosähköpaneeleja. Vastaavasti varastoinnissa ja kysyntäjoustopuolella on tarkasteltu sekä sähkön että lämpöön liittyviä ratkaisuja. Tämä selvitys ei kata kaikkia mahdollisia teknologioita polttamisen korvaamiseksi. Esimerkiksi tuulivoima ja ydinvoima mukaan lukien pienreaktorit eivät sisälly tähän selvitykseen tilaajan toiveesta.

Teknologioita vertailtaessa tulee muistaa, että käsitellyistä vaihtoehdoista lämpöpumput, geoterminen lämpö ja aurinkoenergia tuottavat energiaa, kun taas energiavarastot ja kysyntäjousto eivät tuota energiaa. Energiavarastoja ja kysyntäjoustoja hyödynnettäessä energia pitää tuottaa muulla tavoin, mutta nämä teknologiat tuovat joustoa energijärjestelmään ja mahdollistavat tuotantoteknologioiden optimaalisempaa käyttöä.

Teknologioita vertailtaessa on myös huomioitava, että teknologian sopivuus tiettyyn käyttökohteeseen tai lämpöverkkoon on monen osatekijän summa. Esimerkiksi riippuen nykyisestä tuotantorakenteesta ja kulutusprofiilista voi toiseen kaukolämpöverkkoon sopia jokin ratkaisu toista paremmin. Eri teknologioilla on erilaisia mahdollisia rooleja ja ne voivat tarjota erilaisia osaratkaisuja polttamisen vähentämiseksi.



Teknologioiden potentiaalin arviointi ja vertailu

Eri teknologioiden potentiaali arvioidaan ja kuvataan kuudella kriteerillä ja yhteenveto tuloksista esitetään graafisessa muodossa. Kriteerit ovat:

1. Kustannukset: teknologian kustannustaso ja kilpailukyky verrattuna polttamiseen perustuviin energiantuotantomuotoihin. Pieni luku tarkoittaa korkeaa kustannustasoa.

Eri tuotantomuotojen kustannusrakenteet eroavat toisistaan. Toiset vaativat suurempia alkuinvestointeja, kun taas toisilla on suuremmat käytönaikaiset kustannukset. Kustannusten tarkastelussa käytetään kunkin teknologian tasoitettua tuotantokustannusta (LCOE, Levelized Cost of Energy). Menetelmässä elinkaaren aikaiset kustannukset (investointi- ja käyttökustannukset) jaetaan elinkaaren aikana tuotetulla energialla laskentakorko huomioiden. Tietyn teknologian sisälläkin hankekohtaiset kustannukset voivat vaihdella suuresti. Lasketut kustannukset (LCOE) ovat esimerkkejä, jotka perustuvat kirjallisuudesta löytyvään ja konsultin kokemukseräiseen kustannustietoon. Tässä raportissa tasoitetut energiantuotantokustannukset on esitetty kyseisellä teknologialla tuotettua energiamäärää kohti. Laskelmissa ei huomioida mahdollisesti tarvittavan varakapasiteetin tai varastointikapasiteetin kustannuksia.

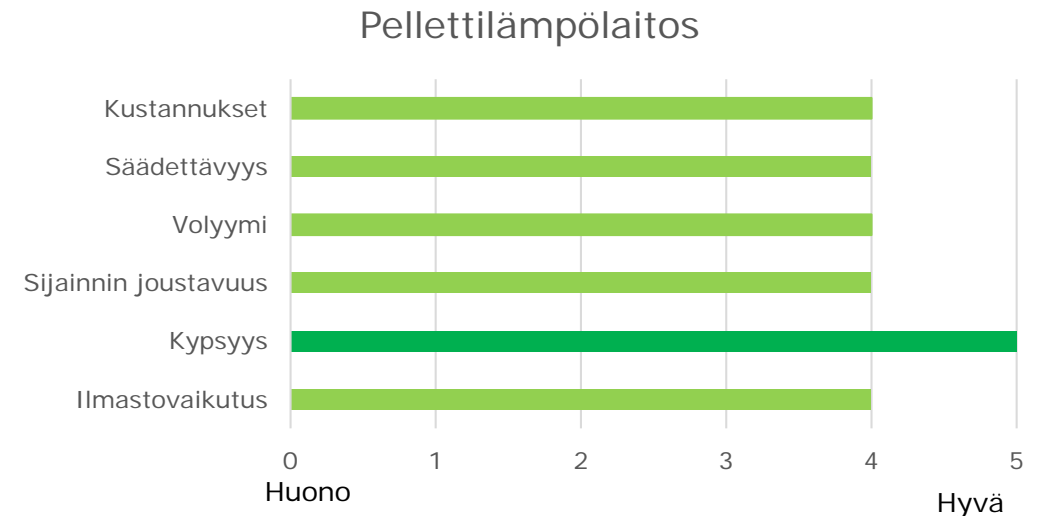
2. Säädettyvyys: Mahdollisuus säätää tuotantoa tarpeen mukaan. Suuri luku tarkoittaa hyvää säädettyvyyttä. Säädettyvyyteen liittyy kaksi tekijää: säädön nopeus sekä saatavilla oleva säätökyky (kapasiteetti) ja sen kesto.
3. Volyymi: Volyymi kuvaa potentiaalista roolia energijärjestelmässä tulevaisuudessa. Iso luku tarkoittaa merkittävää roolia. Lisäksi huomioidaan teknologian tuotannon vaihtelua eri vuodenaikoina.
4. Sijainnin joustavuus: Sijainnin joustavuudella kuvataan kriteereitä, jotka laitoksen sijaintipaikassa pitää huomioida. Suuri luku tarkoittaa, että sijaintipaikan valintaan liittyy vain vähän rajoitteita.
5. Kypsyys: Kypsyys kuvaa teknologian kypsyyttä. Suuri luku tarkoittaa kypsää teknologiaa.
6. Ilmastovaikutus: Ilmastovaikutus kuvaa teknologian potentiaalia edistää energiantuotannon päästöjen vähentämistä. Suuri luku tarkoittaa merkittävää päästöjen vähennystä.



Teknologioiden potentiaalin arviointi ja vertailu

Oheinen kuva esittää pellettilämpölaitosta arvioituna tämän selvityksen kriteereillä.

Pellettilaitos on tuotantokustannuksiltaan yksi edullisimmista tavoista tuottaa lämpöä. Laitos säätyy melko nopeasti ja sitä voidaan ajaa lämmöntarpeen vaihteluiden mukaan. Pellettilaitoksilla voitaisiin tuottaa paljon energiaa, mutta volyymia rajoittaa polttoaineen saatavuus. Laitos tarvitsee tarpeeksi ison tontin, johon sopii polttoaineen vastaanotto ja varastointi. Lisäksi laitokselle tuodaan paljon polttoainetta. Polttoainetoimitusten liikennejärjestelyt täytyy huomioida sijaintipaikan valinnassa. Laitoksen tulee sijaita sopivan kokoisen kaukolämpöputken lähistöllä, jotta lämmön siirto kaukolämpöverkkoon onnistuu. Pellettikattilalaitos on kypsää teknologiaa. Sen ilmastovaikutus on hyvä, sillä pellettikattiloita käytetään tyypillisesti korvaamaan fossiilisten polttoaineiden polttoa. Toisaalta metsien hiilinieluista on huolehdittava hiilineutraaliuden saavuttamiseksi.



Pellettilämpölaitos arvioituna tämän selvityksen kriteereillä

Lämpöpumput

Lämpöpumppuja käytetään sekä lämmitykseen että jäähdytykseen. Lämpöpumpulla siirretään lämpöä matalamman lämpötilan lämpövarastosta korkeamman lämpötilan lämpönieluun ulkoisen työn (yleensä sähkön) avulla. Lämpöpumpuissa kiertää kylmäaine, jonka painetta säädetään siten, että se höyrystyy matalassa paineessa sitoen lämpöä matalan lämpötilan lämpövarastosta ja lauhtuu takaisin nesteeksi korkeammassa paineessa luovuttaen lämpöä korkeamman lämpötilan lämpönieluun. Kiertoaineen pumppaamiseen käytetään sähköä. Lämpöpumppujen suorituskyky määritetään lämpökertoimen, eli COP:n (coefficient of performance) avulla. Lämpöpumpun COP kertoo, kuinka moninkertaisesti lämpöpumpusta saadaan lämpöä suhteessa sen kuluttaman käyttöenergian määrään. Teollisten lämpöpumppujen COP-kertoimet vaihtelevat välillä 0,4-30 sen mukaan, millaista lämpöpumppuprosessia käytetään, mikä on lämmönlähteen lämpötila ja miten paljon lämpötilaa nostetaan lämpöpumpulla. ^{1,2}

Lämpöpumppujen avulla voidaan hyödyntää erilaisia matalan lämpötilan hukkalämpöjä sekä ympäristöstä saatavaa lämpöä. Usein lämpöpumppuja jaotellaan niiden lämmönlähteen mukaan: vesi, ilma, tai maalämpö. Toisaalta lämpöpumppuja voidaan luokitella myös lämmönlähteen tyypin mukaan. Erilaisia lämmönlähteitä ovat teollisuuden hukkalämmöt, kiinteistöjen ja datakeskusten jäähdytys, jäteveden lämpö, savukaasut ja ympäristöstä saatava lämpö (meri, järvi, joki, maaperä, ilma). Lämpöpumppujen lämmöntuotantotehot vaihtelevat lämmönlähteen koon mukaan yleensä sadoista kilowateista noin 10-25 MW:n kokoluokkaan. Lämpöpumppujen yleistymisen haasteena on lämmönlähteiden saatavuus ja niiden hyödyntämisen kannattavuus.

Lämpöpumpputyypit

Lämpöpumpputyyppejä on useita: mm. mekaaniset lämpöpumput, absorptiolämpöpumput, absorptiolämpömuuntajat, höyryn mekaaninen komprimointi ja termokompressori. Eri lämpöpumpputyypit sopivat ominaisuuksiensa perusteella osaksi erilaisia prosesseja ja käyttötilanteita. Eri lämpöpumpputyypeillä on erilaiset COP:t, lämpötilan nostomahdollisuudet, käyttöenergiat ja kiertoaineet. Mekaanisissa lämpöpumpuissa ja höyryn mekaanisissa komprimoinnissa käyttöenergiana käytetään sähköä ja muissa sovelluksissa lämpöenergiaa. Yleisin lämpöpumpputyypin on mekaaninen kompressorilämpöpumppu ja yleensä lämpöpumpuista puhuttaessa tarkoitetaan näitä lämpöpumppuja. Mekaaninen kompressiolämpöpumppu on suljettu prosessi eli lämpöpumpun kiertoaine on suljetussa kierrossa erillään muusta prosessista. Lämpöpumpun kiertoaine valitaan sovelluskohteen lämpötilatasojen, kiertoaineen vaaditun ominaistilavuuden, lämpöpumppuprosessin painetason ja käyttökohteen muiden vaatimusten (esim. kemikaalivaatimukset) perusteella. Mekaanisen lämpöpumpun COP on tyypillisesti 2,5-7,5. Niissä käytetään kylmäaineina halogenoituja hiilivetyjä, ammoniakkaa, hiilivetyjä ja CO₂:a. ^{1,2,3}

Mekaaniset lämpöpumput sopivat hyvin erilaisiin käyttötarkoituksiin, kuten polttoaineiden ja raaka-aineiden kuivaamiseen ja kaasujen ja nesteiden lämmittämiseen ja lämmön hyödyntämiseen kaukolämmön ja jäähdytyksen tuotannossa. Lämpöpumppujen tuottaman veden lämpötila sekä lämmönlähteen ja tuotetun lämmön välinen lämpötilaero määrittävät laitteen COP:n. Mitä pienempi lämpötilaero on, sitä parempi COP saavutetaan. ³



Lämpöpumput

Mekaanisilla lämpöpumpuilla saadaan tuotettua noin 85-90-asteista vettä niin, että COP pysyy hyvänä (>3). Tämä kuitenkin edellyttää noin 20-30 °C:n lämmönlähteen lämpötilaa. Kohtuullisen COP:n (>2,5) voi kuitenkin saavuttaa jopa alle 10-asteisia lämmönlähteitä hyödynnettäessä. Hiilivety pohjaisilla kylmäaineilla voidaan taas päästä korkeampiin kaukolämpöveden lämpötiloihin (noin 115 °C) kohtuullisella COP-arvolla (>2,5). Kuitenkin tällaisten lämpöpumppujen investointikustannus on selvästi suurempi kuin halvempia kylmäaineita hyödyntävien lämpöpumppujen investointikustannukset. ^{2,3}

Yleensä noin 90 °C lämpötila on riittävä kaukolämpöveden lämpötila kevästä syksyyn. Talvella kaukolämpöveden lämpötila on korkeampi, mutta tyypillisesti 115 °C:n lämpötilaa tarvitaan vain muutamina kylmimpinä talvipäivinä. Lämpöpumpulta saatavan veden lämpötilaa voidaan myös nostaa toisella lämmöntuotantolaitoksella. Tämä edellyttää, että lämpöpumppu sijaitsee toisen laitoksen vieressä ja näitä laitoksia käytetään yhtä aikaan. ^{2,3}

Kuumalämpöpumput

Uuden teknologian teollisilla kuumalämpöpumpuilla voidaan tuottaa jopa 130°C vettä 15-20 °C hukkalämmönlähteestä. Esimerkki tällaisesta sovelluksesta on Calefa Oy:n kehittämä kuumalämpöpumppu. Calefan toimittamien kuumalämpöpumppujen tehot ovat 100 - 1000 kW ja ne

tuottavat 90-130-asteista vettä, kun lämmönlähde on 20-90 °C. Kuumalämpöpumppujen hyödyntäminen mahdollistaa kaukolämmön tuotannon ympäri vuoden ilman tarvetta lämpötilan nostolle toisella tuotantolaitoksella. ³

Lämpöpumppujen kehitysnäkymät

Lämpöpumput, niissä hyödynnettävät kylmäaineet ja COP-arvot kehittyvät jatkuvasti. Kylmäaineiden kehitys kohdistuu ilmastoneutraalien kylmäaineiden käyttöönottoon (kylmäaineet, joilla on pieni GWP-luku (global warming potential)) sekä lauhdutuslämpötilan nostamiseen. Yhä kuumemmat lämpötilat mahdollistaisivat lämpöpumppujen hyödyntämisen kaukolämmön tuotannossa ilman lisälämmityskapasiteetin tarvetta, jolloin polttamista voitaisiin korvata merkittävästi. Tämä mahdollistaisi myös lämpöpumppujen käytön joissakin teollisuusprosesseissa, joissa tarvitaan kuumaa vettä tai höyryä. Lisäksi lämpöpumppuja pyritään kehittämään niin, että entistä kylmempää lämmönlähteitä voitaisiin hyödyntää. Tämä edistäisi myös ilma-vesilämpöpumppujen käyttöönottoa suuressa kokoluokassa. Lämpöpumppujen COP-lukua pyritään nostamaan ja optimoimaan moniportaisilla kytkennöillä ja kylmäaineiden valinnalla.



Lämpöpumppujen lämmönlähteet

Lämpöpumpun lämmönlähteenä käytetään tyypillisesti matalalämpöistä vesivirtaa, kuten esimerkiksi jätevesi, merivesi, teollisuuden jätelämpövirta tai jäädytyksestä syntyvä hukkalämpö. Lämmönlähteen optimaalinen sijainti on kaukolämpöverkon lähellä, jotta verkkoon kytkennän kustannukset ja lämpöhäviöt pysyisivät pieninä. Lämmönlähteen tulee olla lämpötilaltaan soveltuva, pysyvä, saatavuudeltaan tasainen ja käytettävissä ympäri vuoden. Lisäksi, jos tuotettava lämpö tarvitsee lämpötilatason nostoa, pitäisi lämmönlähteen sijaita lähellä laitosta, jolla lisälämmitys voidaan tehdä.

Luonnonvesien lämpö

Luonnonvesien lämpöjen alueellinen saatavuus on Suomessa hyvä, mutta meri-, järvi-, jokivesien lämpötila on Suomessa talvisin yleensä liian alhainen tuottaakseen ainoana lämmönlähteenä tarpeeksi kuumaa kaukolämpöä. Luonnonvesien lämmön hyödyntämisen haasteena on veden jäätyminen talvisin. Jotta lämpöpumppu ei jäädy, tulisi lämmönlähteen olla vähintään 2-4 °C. Kuitenkin, mitä kylmempi lämmönlähde, sitä suurempi virtaus tarvitaan saman lämpömäärän talteen ottamiseksi ja sitä heikompi lämpöpumpun COP on. Yleisesti merivesi on Suomen rannikkoalueilla tarpeeksi lämmintä jäätyksen välttämisen kannalta toukokuusta marraskuuhun. Merialueilta löytyy syvänteitä, joissa lämpötila pysyy myös talvella tarpeeksi korkeana, mutta nämä syvänteet sijaitsevat tyypillisesti kaukana rannasta ja niiden hyödyntäminen vaatisi mahdollisesti pitkän, jopa usean tai usean kymmenen kilometrin, ja kalliin siirtoputken tai -tunnelin rakentamisen meren pohjaan. ^{1,4}

Helsingissä on ryhdytty toteuttamaan hybridikonseptia, jossa lämpöpumppujen tarvitsema lämpöenergia otetaan merivedestä kevästä syksyyn ja talvella hyödynnetään voimalaitoksen hukkalämpöjä. Tämä konsepti parantaa lämpöpumpun vuotuista käyttöaikaa, mutta vaatii suuremman investoinnin kuin yhteen lämmönlähteeseen perustuva lämpöpumppuinvestointi. ⁵

Puhdistettujen jätevesivirtojen lämpö

Yhteiskunnan puhdistetut jätevesivirrat ovat tasalämpöisiä ja saatavilla ympäri vuoden. Lisäksi puhdistetun jäteveden jäädyttäminen ennen vesistöön laskua on yleensä myös hyvä ympäristön kannalta. Jäteveden lämpötila on tyypillisesti korkeimmillaan noin 20 °C kesäisin ja voi olla alhaisimmillaan alle 10 °C talvisin⁶. Näitä hukkalämpöjä hyödyntäen keskimääräinen COP on tyypillisesti noin 3. Jätevedenpuhdistamoita on paljon, joten ne tarjoavat laajan hukkalämpöpotentiaalin, mutta osa sijaitsee kaukana kaukolämpöverkon alueelta. Lisäksi jätevesivirtojen lämpötila ei välttämättä ole ympäri vuoden riittävä lämmön hyödyntämiseen vaan lämpötilaa täytyy nostaa toisella tuotantolaitoksella. Haasteena lämmön hyödyntämisessä on myös vesivirran vaihtelut: jäteveden määrä vaihtelee vuorokauden sisällä ja tämä aiheuttaa vaihtelua lämmön tuotantomäärään. Helsingissä, Espoossa ja Turussa hyödynnetään jätevesivirtojen hukkalämpöjä lämmönlähteenä kaukolämmön tuotannossa. Pienempiä jätevesistä lämpöä talteenottavia lämpöpumppuja on myös käytössä usealla paikkakunnalla.¹



Lämpöpumppujen lämmönlähteet

Teollisuuden hukkalämmöt

Teollisuudesta löytyy myös hukkalämpövirtoja, joilla on selkeästi korkeampi lämpötilataso kuin ympäristön lämmönlähteillä (noin 20-50 °C), mikä parantaa lämpöpumpun COP:ia^{1,3}. Motivan mukaan teollisuuden ylijäämälämmön tekninen potentiaali vuonna 2017 oli noin 16 TWh³. Hukkalämpöjen hyödyntämisen haasteena on, miten paljon sopivia hukkalämpöjä on lähellä kaukolämpöverkkoa. YIT:n selvityksen mukaan vuonna 2010 tekninen potentiaali teollisuuden kaikkien hukkalämpöjen hyödyntämiseksi kaukolämpöverkoissa oli noin 4-5 TWh, joista lämpöpumpulla hyödynnettävä osuus on noin 2,8 TWh³. Tätä arviota ei ole päivitetty, mutta kokonaisuudessaan teollisuuden hukkalämpöjen määrän on arvioitu pienentyneen hieman vuodesta 2010 vuoteen 2017 (19 TWh-> 16 TWh)³.

Teollisuuden hukkalämpöjen määrä saattaa vaihdella ajallisesti eikä niiden syntyminen sovi aina yhteen kaukolämmöntarpeen kanssa. Toisaalta teollisuuden lämpöjen saatavuus ja sopimusehtojen kehittyminen voi asettaa haasteita pidemmällä aikavälillä. Näiden syiden takia teollisuuden hukkalämpöjen hyödyntämispotentiaali on todellisuudessa huomattavasti esitettyä maksimipotentiaalia pienempi.

Savukaasujen lämmön talteenotto

Yksi lämmönlähde on myös voimalaitosten savukaasut. Useimmissa kosteita polttoaineita käyttävissä laitoksissa on jo nyt käytössä savukaasulauhdutin, jolla savukaasun lämpöä otetaan talteen. Lämpöpumpulla lämmöntalteenottoa voisi vielä lisätä. Savukaasut ovat prosessin sisäinen lämmönlähde ja yleensä niiden saaminen käyttöön on yksinkertaisempaa kuin ulkoisen lämmönlähteen hyödyntäminen. Tässä haasteena on lämmönlähteen riippuvuus kattilalaitoksesta, jonka savukaasuja se hyödyntää.¹

Ilman lämpö

Viime vuosina myös ilma-vesilämpöpumput ovat yleistyneet rakennuskohtaisissa järjestelmissä ja niillä voi tulevaisuudessa olla roolia myös kaukolämmöntuotannossa. Näiden potentiaali on laaja, sillä niitä voisi sijoitella vapaasti kaukolämpöverkon alueelle. Toistaiseksi isoja ilma-vesilämpöpumppuja ei kuitenkaan ole käytössä. Ilma-vesilämpöpumppujen kannattavuuden haasteena on niiden alhainen COP, joka on keskimäärin noin 2. Kylmillä ilmoilla lämpöpumpun energiantuotanto laskee ja kovilla pakkasilla (yleensä noin -20 °C) lämpöpumppua ei voi käyttää. Näin ilma-vesilämpöpumppu tuottaa vähiten energiaa silloin, kun lämmitystarve on suurimmillaan ja se tarvitseekin rinnalleen toisen lämmitysjärjestelmän. Yleensä yksittäisissä kiinteistöissä käytetään ilmavesilämpöpumpun lisänä suoraa sähkölämmitystä.⁷



Lämpöpumppujen lämmönlähteet

Jäähdytyksen tuotanto

Jäähdytyksen tuotannossa syntyvä hukkalämpö voidaan siirtää kaukolämpöverkkoon hukkalämmön avulla. Jäähdytyksestä saadaan lämpöä talteen sekä yksittäisistä jäähdytyskohteista, jotka sijaitsevat kaukolämpöverkon läheisyydessä että kaukojäähdytysverkon jäähdytyksen tuotannosta.

Kaukojäähdytysjärjestelmä tarjoaa merkittävän hukkalämmön lähteen ja myös mahdollisuuden yhdistää lämmityksen ja jäähdytyksen tuotanto ja siten parantaa lämpöpumpun kannattavuutta. Kaukojäähdytystä tuotetaan Suomessa tällä hetkellä hieman yli 200 GWh/a lähinnä suurimmissa kaupungeissa. VTT (Teknologian Tutkimuskeskus Oy) on arvioinut, että asuinrakennusten kaukojäähdytystarve kasvaa 500 GWh/a tasolle vuoteen 2030 mennessä⁹. Tämä tarjoaa myös pienen lisäpotentiaalilämmöntuotannolle jäähdytyksen hukkalämmöstä. Koska kaukojäähdytyksen kysyntä on suurimmillaan silloin, kun kaukolämmön kysyntä on alhaisimmillaan, voi kaukojäähdytyksen hukkalämpöjen merkitys jäädä vähäiseksi kaukolämmön tuotannossa.

Kaukolämpöverkkojen piiristä voi löytyä yksittäisiä kohteita, jotka tarvitsevat jäähdytystä ja joiden hukkalämmöt voisi hyödyntää kaukolämmön tuotannossa. Tällaisia kohteita voivat olla esimerkiksi datakeskukset, sairaalat ja kaupan toimipiteet.

Datakeskukset ovat merkittäviä jäähdytyksen kuluttajia ja niiden määrän ja siten jäähdytystarpeen arvioidaan kasvavan tulevaisuudessa. Kaikkien Suomessa toimivien datakeskusten yhteenlaskettu sähköteho on noin 190 MW tällä hetkellä⁹. Datakeskusten käyttämästä sähköenergiasta noin 80 % muuttuu lämmöksi. Niiden jäähdytystarve on tasainen ympäri vuoden ja lisäksi niistä saatava hukkalämmön lämpötila on tyypillisesti noin 30 °C (jos koneet jäähdytetään nestekierrolla), mikä mahdollistaa tasaisen kaukolämmöntuotannon ja hyvän COP:n lämpöpumpulle.

Datakeskusten sijoittuminen on tapauskohtaista ja hukkalämpöjen hyödynnettävyys riippuu sijainnin lisäksi muun muassa sopimusehdoista. Datakeskusten tarjoamaa hukkalämpöpotentiaalia on haasteellista arvioida, koska kilpailu isojen datakeskusten sijoittumista on kansainvälistä. Datakeskusten lämpöä hyödynnetään nyt esimerkiksi Fortumin Espoon ja Kirkkonummen verkossa, Helsingissä ja Mäntsälässä.



Lämpöpumppujen lämmönlähteet

Maalämpö

Maalämpöpumput hyödyntävät maaperän pintakerrokseen varastoitunutta lämpöä. Tätä lämpöä kutsutaan maalämmöksi, geolämmöksi, geoenergiaksi tai matalaksi geotermiseksi energiaksi ja Suomessa sen yleensä määritellään olevan noin 100-500 metrin syvyydestä saatavaa lämpöä. Tavallisimmin käytetyt maalämmön sovellukset ovat maalämpöputkistot ja kalliolämpö- eli energiakaivot. Maalämpöputkisto on maaperään horisontaalisesti asennettu lämmönkeräysputkisto ja energiakaivo on kallioperään pystysuoraan porattu pystyputki, joka porataan noin 100-500 m syvyyteen. Kaivon syvyyteen vaikuttavat lämpöenergian tarve, kiinteistön maantieteellinen sijainti, pohjaveden virtaukset sekä kallioperän tyyppi. Kaivot mitoitetaan aina tapauskohtaisesti.^{10,11}

Lämpökaivosta saatava maksimilämpöteho vaihtelee Pohjois- ja Etelä-Suomen välillä 30–45 W/m. Jatkuvana tehona lämpökaivosta saadaan 10–30 W/m. Eniten geolämpöä on Etelä- ja Lounais-Suomessa, joissa parhaimmilla alueilla yhden maalämpökaivon tuotanto on noin 4,5 gigawattituntia¹⁰. Maalämpöpumppujen COP:n vuosikeskiarvo on yleensä noin 2,5-3,5. Maalämpöpumppuja käytetään kiinteistöjen lämmittämiseen erityisesti kaukolämpöverkojen ulkopuolisilla alueilla.^{10,11, 12,13}

Maalämpöpumpun lämpökaivo on tärkeä mitoittaa oikein. Jos kaivo on liian pieni, se viilenee liikaa. Lämmönlähteen viilentyessä lämpöpumpun

hyötysuhde heikkenee vuosien aikana. Jos energiakaivosta otetaan jatkuvasti enemmän energiaa kuin se ottaa vastaan, kaivo voi pahimmassa tapauksessa jopa jäätyä. Lisäksi maalämpökenttien yleistyessä haasteeksi voi muodostua niiden vaikutus toisiinsa. Jos maalämpökenttiä sijoitetaan liian lähelle toisiaan, ne voivat jäädyttää toisiaan.¹⁰

Energiakaivojen poraustekniikka on kehittynyt viime vuosina nopeasti ja sen ansiosta kaivoista voidaan tehdä entistä syvempiä. Pientaloa varten riittää yksi lämpökaivo, mutta suuret kiinteistöt tarvitsevat jopa useita kymmeniä kaivoja. Suurissa järjestelmissä kaivojen väli pitää olla noin 15 m.^{10, 12}

Kaukolämmön tuotannon näkökulmasta maalämmön haaste on maaperän lämpötilan ja tarvittavan kaukolämpöveden lämpötilan välinen iso ero, mikä heikentää lämpöpumpun COP:ia ja siten nostaa lämmöntuotantokustannuksia. Jotta päästäisiin kaukolämpöveden lämpötiloihin (80-90 °C), pitäisi lämpöpumppuja kytkeä useita sarjaan. Lisäksi talvisin saatetaan tarvita veden lisälämmitystä. Maalämpö ei ole toistaiseksi ollut kilpailukykyistä kaukolämmön tuotannossa.

Maalämpö voisi sopia paremmin matalalämpötilaverkon lämmönlähteeksi. Matalalämpötilaverkot ovat kaukolämpöverkkoja, joissa menoveden lämpötila on mitoitettu nykyisiä verkkoja selkeästi alhaisemmaksi ja verkon kulutuspuolen laitteet on mitoitettu alhaisemman lämpötilan ja siitä seuraavan suuremman vesivirtauksen mukaan. Matalalämpötilaverkkoja voidaan rakentaa uusille asuinalueille, joissa on tasainen, pysyvä ja edullinen lämmönlähde saatavilla.



Lämpöpumppujen potentiaali ja rooli lämmöntuotannossa

Lämpöpumpputeknologiat ja niiden lämmönlähteet kehittyvät nopeasti ja niiden roolia vuoden 2030 järjestelmässä on haasteellista arvioida. Valor¹⁴ on selvittänyt suurten lämpöpumppujen potentiaalia kaukolämmöntuotannossa. Selvityksen mukaan pienissä kaukolämpöverkoissa lämmöstä 20-90 % voitaisiin tuottaa lämpöpumpuilla ja lämmönlähteinä käyttää teollisuuden hukkalämpöjä, maaperän, merien ja vesistöjen lämpöjä sekä savukaasujen lämpöjä. Yhteensä lämpöpumpuilla voitaisiin tuottaa noin 200 – 500 GWh/a pienten verkkojen lämmöntarpeesta. Keskisuurissa verkoissa taas lämpöpumpuilla voitaisiin tuottaa 5-30 % lämmöntarpeesta ja lämmönlähteinä voisi käyttää yllä mainittujen lisäksi jätevedenpuhdistamoiden hukkalämpöjä. Kokonaispotentiaali lämpöpumppujen hyödyntämiselle keskikokoisissa verkoissa on noin 400-700 GWh/a. Isoissa verkoissa lämpöpumppujen hyödyntämisepotentiaali on suurin. Näissä verkoissa lämpöpumpuilla voitaisiin kattaa 5-20 % lämmöntuotannosta ja lämmönlähteinä toimisivat kiinteistöjen hukkalämmöt sekä puhdistettu jätevesi. Yhteensä isojen verkkojen potentiaali on noin 2400-3000 GWh/a. Kaikkien verkkojen lämpöpumppujen tuotantopotentiaali on yhteensä 3000-4200 GWh/a, joka vastaa 9-13 % Suomen kaukolämmön tuotannosta.

Valorin selvityksessä lämpöpumppujen potentiaali määriteltiin tutkimalla, miten lämpöpumppujen tuottama energia mahtuu kaukolämpöverkkoon ja miten lämpöpumput mahtuvat taloudellisesti toimimaan yhdessä CHP-laitosten (CHP, Combined Heat and Power, lämmön ja sähkön yhteistuotanto) kanssa kaukolämpöverkoissa. Selvityksen rajoitteet eivät enää kaikissa tapauksissa

päde ja siten lämpöpumppujen potentiaali on nykyisin todennäköisesti selvityksessä esitettyä suurempi.

Lämpöpumput mitoitetaan usein tuottamaan kaukolämmön pohjakuormaa, mutta niitä voidaan hyödyntää myös kaukolämmöntuotannon optimoinnissa. Pienissä kaukolämpöjärjestelmissä lämpöpumpuilla korvataan yleensä fossiililla polttoaineilla tuotettua energiaa. Keskikokoisissa ja suurissa kaukolämpöverkoissa, joissa on myös CHP-tuotantoa, voidaan fossiilisten polttoaineiden korvaamisen lisäksi optimoida tuotantoa lämpöpumpun avulla. Lämpöpumpun avulla saadaan joustavuutta sähköntuotantoon, kun sähköä voidaan tuottaa tai kuluttaa lämmön tuotantoon markkinatilanteen mukaan. Lisäksi lämpöpumppujen avulla voidaan optimoida CHP-laitoksen käyttöastetta erityisesti, jos käytössä on myös lämpövarastoja, joihin lämpöpumpun tuottamaa lämpöä voidaan varastoida käytettäväksi korkean lämmönkulutuksen aikaan. Tämä vähentää myös huippukattilalaitosten tarvetta. Isoissa verkoissa, joissa tuotetaan myös jäähdytystä, lämpöpumppu mahdollistaa lämmön siirron jäähdytysverkosta lämmitysverkkoon ja samalla voidaan optimoida koko systeemin toimintaa sähkön markkinatilanteen ja jäähdytys- ja lämmitystarpeiden mukaisesti. Lämpöpumput käynnistyvät nopeasti ja niitä voidaan ajaa monipuolisesti markkinatilanteen mukaan. Toisaalta kunnossapidon kannalta lämpöpumppuja on optimaalisinta ajaa tasaisella kuormalla. Lämpöpumppuinvestoinnin kannattavuus riippuu monista verkkokohtaisista seikoista, kuten sopivan lämmönlähteen saatavuudesta ja verkon tuotantorakenteesta.¹⁴



Lämpöpumppujen kustannukset

Lämpöpumpuilla tuotetun lämmön kustannukset vaihtelevat tapauskohtaisesti. Kustannukset riippuvat mm. tekniikasta, hyödynnettävän lämmönlähteen lämpötilasta, sähkön hinnasta ja siitä, kuinka tasaista täyttä kuormaa lämpöpumpulla pystytään tuottamaan huomioiden lämmöntarve.

Esimerkki LCOE erilaisille lämpöpumppuratkaisuille (6% korko, pitoaika 15 vuotta, jätevesilämpöpumpun käyttöaika 8000 h/a, merivesilämpöpumpun 5000h/a, sähkö 80€/MWh sisältäen sähköveron ja siirtomaksun, keskimääräinen COP 3, lämmönlähde maksuton):

- 10 MW lämmön lähteenä jätevesi: noin 40 €/MWh
- 20 MW merivesilämpöpumppu: noin 50-60 €/MWh

Pöyry (2017)¹⁵ on tutkinut hajautettua uusiutuvan energian tuotantoa. Tarkasteluja on tehty olemassa olevalle rakennuskannalle tilanteessa, jossa lämmitysjärjestelmä vaatii uusimista, sekä uudisrakennuksille. Tarkastellut kiinteistöt käsittävät pientalot, rivitalot ja kerrostalot. Maalämmön hinta asettui noin tasolle 80-115€/MWh ja ilma-vesilämpöpumpuilla noin 85-110 €/MWh (halvimmat hinnat kerrostaloissa, kalleimmat pientaloissa) vuonna 2016. Molempien lämmitystapojen hinnoissa on ennakoitua nousua vuoteen 2030 mutta selvästi maltillisemmin kuin sähkö-, öljy- tai kaasulämmityksellä. Pelletin ja kaukolämmön kanssa kilpailuasetelma on tasaisempi. Maalämpöpumpuilla tuotetun energian hinta kerrostaloissa ja liikekiinteistöissä on noin 80-120 €/MWh.



LÄMPÖPUMPUT

Lämpöpumput: arviointi

Eri lämpöpumpputeknologioiden ja sovelluskohteiden kustannustaso vaihtelee. Tuotantokustannuksiltaan edullisimpia ovat ratkaisut, joissa voidaan hyödyntää teollisuudesta ja jäteveden puhdistamoilta saatavaa hukkalämpöä. Lämpöpumppujen tuotanto on joustavaa, ja ne saadaan nopeasti käyttöön ja pois käytöstä.

Lämpöpumpuilla on merkittävä potentiaali korvata kaikkea polttamalla tuotettua lämpöä kaukolämmön tuotannossa. Saatavilla oleva volyyymi riippuu hyödynnettävästä lämmönlähteestä. Esimerkiksi teollisuuden hukkalämpöjä on rajallisesti tarjolla. Ympäristön lämpöjä on runsaasti saatavilla, mutta niiden hyödyntämiseen liittyy kausittaisia rajoitteita. Lämpöpumppujen COP pienenee lämmön lähteen lämpötilan laskiessa ja lämmitettävän nesteen lämpötilaeron kasvaessa. Kun lämmönlähteen lämpötila laskee riittävästi, lämpöpumppua ei voi käyttää (esim. vesistöjen jäähtyminen ja kireä pakkasen talvella).

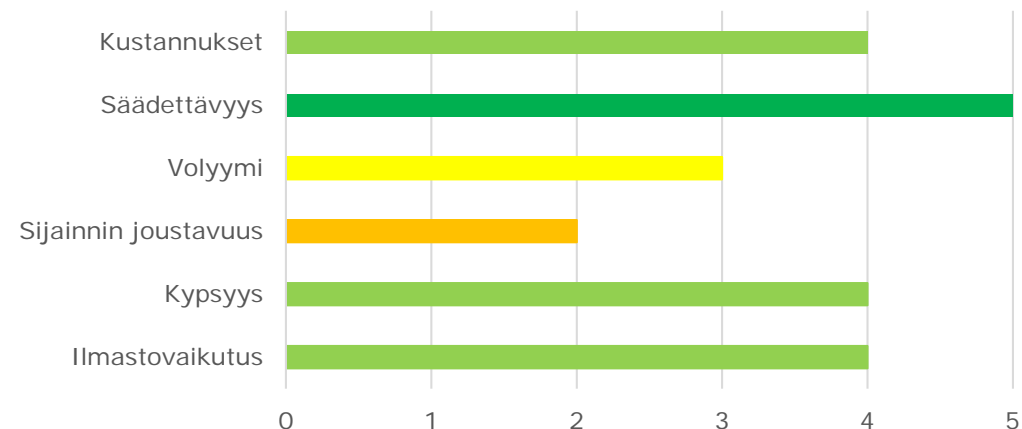
Lämpöpumput kannattaa sijoittaa lämmönlähteen ja kaukolämpöverkon läheisyyteen, jotta rakennuskustannukset ja lämpöhäviöt eivät kasva liikaa. Isot lämpöpumput vaativat suuren sähkötehon, joten sähköverkon tulee olla tarpeeksi vahva liityntäpisteessä. Myös lämpöpumppulaitteistolle tulee olla tarpeeksi tilaa.

Lämpöpumput ovat kaupallista teknologiaa. Lämpöpumppuja kuitenkin kehitetään edelleen tuottamaan yhä korkeampaa lämpötilaa (kuumalämpöpumput) yhä matalammasta lämmönlähteestä. Lämpöpumpputeknologian kehitys mahdollistaa tulevaisuudessa yhä kylmempien lämmönlähteiden hyödyntämisen. Tällöin lämpöpumppujen sijaintia rajoittaisi enää tilan ja vahvan sähköverkkoliitynnän tarve.

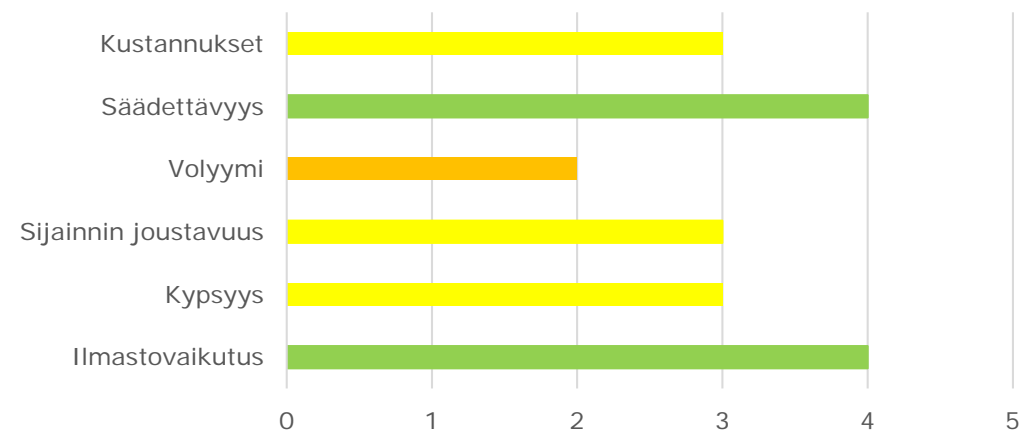
Yleensä lämpöpumppujen avulla vähennetään fossiilisten polttoaineiden käyttöä, joten niillä on positiivinen ilmastovaikutus. Lämpöpumppujen kylmäaineita kehitetään yhä ilmastoneutraaleimmiksi.

8.11.2019

Lämpöpumput, hukkalämmöt, 8000 h/a



Lämpöpumput, vesistön lämpö, 5000 h/a



Geoterminen lämpö

Geoterminen lämpö (tai geoterminen energia) tarkoittaa syvälle maakuoreen varastoitunutta lämpöä. Tämä lämpö on maapallon ytimestä johtuvaa lämpöä, sekä maankuoren radioaktiivisten isotooppien hajoamisesta ja maan ytimen rajalla tapahtuvasta mineraalien faasimuutoksesta syntyvää lämpöä, jota johtuu myös lähelle maanpintaa. Geoterminen energia jaetaan syvään ja matalaan geotermiseen energiaan ja Suomessa näiden määritelmien välinen rajapinta on vakiintunut noin 300-500 metriin. Matalasta geotermisestä energiasta käytetään termejä maalämpö tai geolämpö (/energia). Tässä raportissa käsitellään syvää geotermistä energiaa.

Geotermistä lämpöä hyödynnetään poraamalla maahan syviä reikiä, joissa sinne pumpattu vesi lämpenee. Tätä lämpöä voidaan hyödyntää kaukolämmön ja mahdollisesti myös sähkön tuotannossa. Veden lämpeneminen reiässä riippuu poraussyvyydestä: mitä syvempi reikä sitä lämpimämmäksi vesi lämpenee. Vähintään noin 70-asteista vettä voidaan hyödyntää suoraan lämmitykseen, sähkön tuotantoon tarvitaan noin 200-asteista vettä. Geotermisen lämmön hyödyntämisen haasteena on energialähteen saavutettavuus, joka johtuu Suomen geologisista olosuhteista. ¹¹



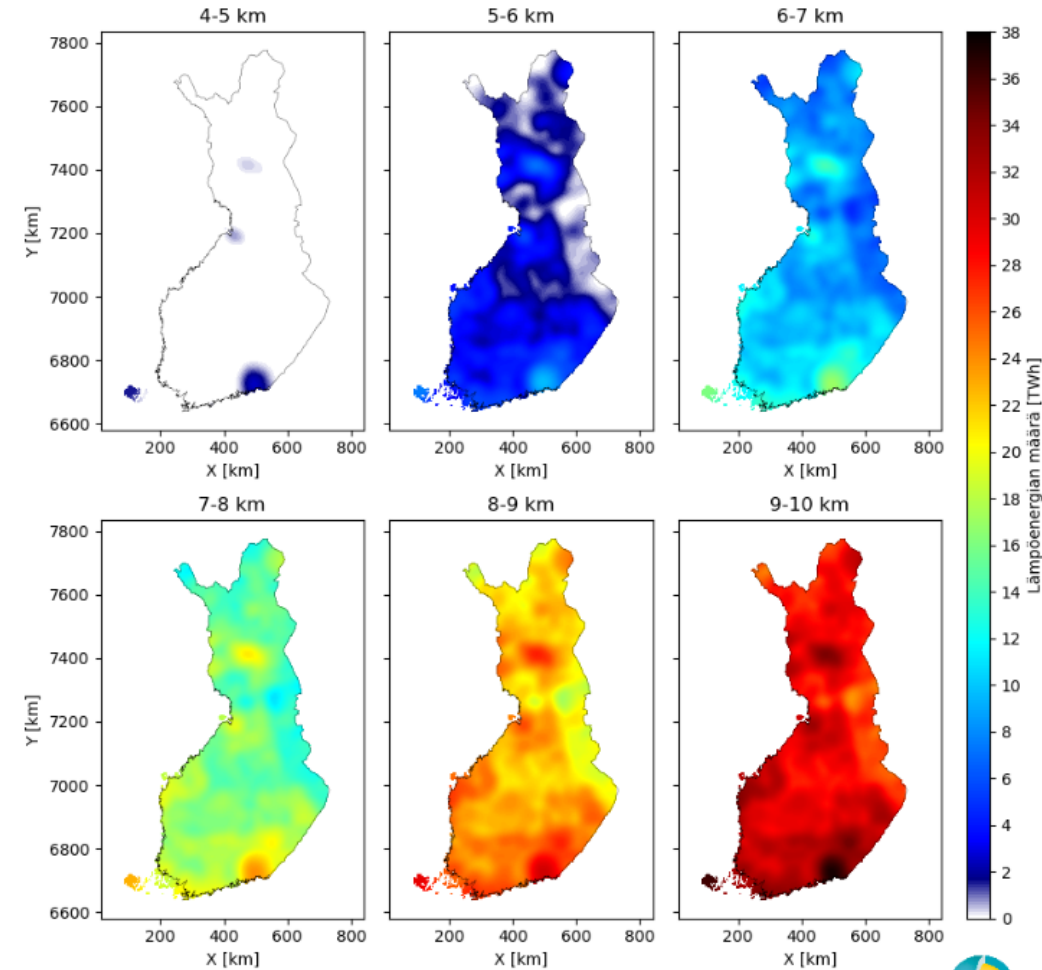
GEOTERMINEN LÄMPÖ

Geotermisen lämmön potentiaali Suomessa

GTK on julkaissut geotermisen energian potentiaalikartan, jonka mukaan Suomen kallioperässä 4-10 kilometrin syvyydessä on valtava potentiaali geotermistä energiaa. GTK:n mukaan geotermistä lämpöä on lähinnä maan pintaa Kouvolan ja Lappeenrannan lähellä sijaitsevalla rapakivialueella, sekä Muhoksen savikivialueella ja nämä alueet olisivat parhaat geotermisen lämmön hyödyntämiselle. Kaakkois-Suomen alueella on runsaimmin radioaktiivista lämmöntuotantoa ja Muhoksen alueella lämpöä on varastoitunut lämpöä huonosti läpäisevän pintakerroksen alle.¹⁶

Maan kuoren geotermisen lämpötilagradientti määrittää, miten syvälle tiettyssä paikassa pitää porata, että haluttu lämpötila saavutetaan. Geotermisen gradientti vaihtelee merkittävästi alueellisesti. Etelä-Suomen maaperässä lämpötilagradientti on noin 2 °C/100 m ja Pohjois- ja Itä-Suomessa se on alimmillaan 1,2 °C/100 m. Tämä tarkoittaa, että 100 °C lämpötila saavutetaan sijainnista riippuen 6-9 km syvyydessä.¹⁶

Kallioperän mineraalikoostumus vaikuttaa kiven lämpötekniisiin ominaisuuksiin. Tyypillisesti lämmönjohtavuusarvot ovat Suomessa luokkaa 2,5-4 W/m²K. Kallion mekaaniset, lämpötekniiset ja hydrologiset ominaisuudet ovat keskeisiä suureita geotermisen laitoksen sijainnin valinnalle ja sen paikkakohtaisen soveltuvuuden sekä ympäristöturvallisuuden arvioinnille.¹¹



Suomen syvän geotermisen energian potentiaalikartta, lähde: Geologian tutkimuskeskus (2019)

Geotermisen lämmön sovellukset

Geoterminen lämpö luokitellaan usein kahteen kategoriaan: syvät reiät ja keskisyvät reiät. Syvät reiät ulottuvat 6-8 km syvyyteen ja keskisyvät reiät noin 1-4 km syvyyteen. Näissä sovelluksissa hyödynnetään erilaista teknologiaa poraamiseen. Geoterminen energia on kehittyvä ala, ja useita erilaisia hyödyntämissovelluksia on kehitteillä. Yleisimmät käytössä olevat sovellukset, jotka ovat mahdollisia myös Suomen oloissa, ovat seuraavat (syvyydet arvioituja syvyyksiä Suomessa):

- Lämpöpumpulla tehostettu geoterminen systeemi, yksi tai useampi kaivo, syvyys noin 1-4 km
- Tehostettu geoterminen systeemi (enhanced geothermal system, EGS), kaksi kaivoa, syvyys noin 6-7 km
- Yksi syvä lämpökaivo, syvyys noin 7-8 km

Syvissä rei'issä vesi lämpenee niin kuumaksi (90-120 C), että lämpö voidaan siirtää suoraan kaukolämpöverkkoon lämmönvaihtimen kautta. Keskisyvistä rei'istä saatava vesi on noin 15-40-asteista ja sitä hyödynnetään kaukolämmön tuottamiseen lämpöpumpuilla. ¹¹

ST1:n pilottihanke Espoossa on esimerkki EGS-sovelluksesta¹⁷. Hankkeessa porataan kaksi reikää noin 6,5 km:n syvyyteen. Syöttöreistä pumpataan vettä kallioperään, jossa se kuumenee noin 120 asteeseen. Kuuma vesi nousee ylös tuotantoreiästä. Tärkeä osa projektia on saada aikaan veden virtaus reiästä toiseen, joka on toteutettu stimuloinnilla eli pumppaamalla vettä porattuun reikään. Stimuloinnin tarkoituksena on avartaa kivessä olemassa olevia rakoja. Stimulointivaiheessa veden virtausta kallioperässä seurataan, jotta toisen reiän loppuosa voidaan sijoittaa optimaalisesti veden virtaukseen nähden. Reiät sijaitsevat maan alla noin 1-2 km päässä toisistaan. Espoon laitoksen arvioitu teho on 25-30 MW ja se toimii vakioteholla vuoden ympäri. Laitoksen käyttöiäksi arvioidaan on noin 30-40 vuotta. Kuitenkin, laitoksen tuottomäärä hieman pienenee ajan myötä. ST1:n arvion mukaan 20 vuoden päästä reiästä saadaan 10 astetta kylmempää vettä kuin toiminnan alussa. Mikäli pilottiprojekti onnistuu, samaa teknologiaa voisi hyödyntää lämmön pohjakuorman tuottamiseen myös muissa Etelä- ja Keski-Suomen isoissa kaupungeissa.

EGS-sovellusta olisi mahdollista hyödyntää myös poraamalla matalampia reikiä ja hyödyntämällä saatua lämpöä lämpöpumpun avulla kaukolämmön tuottamiseen.



Geotermisen lämmön sovellukset

EGS-tyyppisiä laitoksia on runsaasti maailmalla, mutta niistä suurin osa sijaitsee alueilla, joissa maaperän veden läpäisevyys on useita kertaluokkia parempi suomalaisen kallioperään verrattuna. Suomen geologisen ympäristön kanssa verrannollisia kohteita on vain muutamia. Näistä laitoksista kaksi on toiminnassa (Soultz-sous-Forêts, Ranska ja Landau, Saksa), kahden toiminta on keskeytetty laitosten aiheuttamien maanjäristysten takia (Basel, Sveitsi ja Pohang, Etelä-Korea) ja yksi laitos on suljettu, koska laitoksen tuotanto ei vastannut tavoitetta (Cooper Basin, Australia). ST1:n Otaniemen laitos on valmistuessaan maailman syvin geotermisen energian tuotantolaitos.¹¹

Tampereelle on suunniteltu geotermistä laitosta, joka hyödyntäisi yhtä syvää reikää.¹⁸ Tämä tekniikka vastaa maalämmön lämpökaivoja, jossa viileää vettä johdetaan lämpökaivoon koaksiaaliputkessa ja kaivossa lämmennyt vesi imetään reiästä ja käytetään kaukolämmön tuotantoon. Hankkeessa on tarkoitus porata noin 7-8 km syvä lämpökaivo, jonka vuosituotannoksi on arvioitu noin 30 GWh. Laitoksen rakennusajaksi on ilmoitettu 1,5 vuotta ja porauksen alkamisajankohdaksi talvi 2019. Hankkeen etenemisestä ei ole päivitettyä tietoa saatavilla.

Qheatin kehittämä geotermisen laitoksen konsepti perustuu keskisyvien reikien hyödyntämiseen¹⁹. Qheatin konseptissa porataan yksi noin kahden kilometrin reikä. Kahden kilometrin syvyydessä on noin 40 astetta lämmintä.

Lämpökaivossa käytetään koaksiaaliputkea, joka eristää lämmenneen veden niin, ettei se merkittävästi viilene, kun se pumpataan ylös kaivosta.

Lämpökaivosta saatava vesi on noin 20-25-asteista ja siitä tuotetaan lämpöä kiinteistölle lämpöpumpun avulla lämpökertoimella 4-5. Yhdestä kahden kilometrin kaivosta saadaan lämpöenergiaa noin 1,5 GWh/a. Lämpökaivoa voidaan käyttää siten, että sillä tuotetaan energiaa tasaisesti vuoden ympäri tai niin, että osa vuodesta lämpöä tuotetaan suuremmalla teholla ja osan vuodesta kaivo palautuu, jolloin keskimääräinen teho on suurempi. Näin lämpökaivon tuotantoa voidaan optimoida sähkön hinnan mukaan. Lämpökaivoa voidaan myös käyttää siten, että sillä tuotetaan lämpöä lämmityskaudella ja kesällä sitä ladataan hukkalämmöllä. Tällaista konseptia Qheat on suunnitellut Salon kaukolämpöverkkoon.

Yhden kaivon poraaminen kestää noin 4 kuukautta, mutta tämän ajan odotetaan lyhenevän ensimmäisistä laitoksista saatujen kokemusten myötä. Qheatin mukaan tekniikka sopii parhaiten suurien kiinteistöiden (yli 10 000 kerrosneliötä) tai pienten alueen kaukolämpöverkon lämmöntuotantoon. Konseptia voi hyödyntää myös erikokoisten kaukolämpöverkkojen piirissä. Usealla lämpökaivolla saataisiin muodostettua voimalaitoskokoluokan lämmöntuotantoratkaisu. Nimellisteholtaan noin 10 MW:n laitos vaatisi 25 reikää ja sen vuotuinen tuotto olisi noin 40 GWh.



Geotermisen lämmön kustannukset

Valtaosan geotermisen laitoksen kustannuksista muodostaa poraaminen. Sekä poraamisen keston että kustannuksiin liittyy suuria epävarmuuksia. Keskisyvien reikien poraus on lähempänä kaupallista toimintaa. Toinen epävarmuuden aiheuttaja on laitoksen tuottama lämpömäärä. Toistaiseksi laitoksista ei ole käyttökokemusta.

Keskisyvien ja syvien reikien investointikustannukseksi on esitetty 1500-4000 EUR/kW. Käyttökustannuksista merkittävimmät kustannukset liittyvät veden pumppaukseen sekä mahdollisen lämpöpumpun sähkönkulutukseen ja käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin. Geotermisten järjestelmien LCOE voidaan arvioida olevan suuruusluokkaa (pitoaika 30 vuotta, reaalikorko 6 %, käyttöaika 8000 h/a, sähkön kokonaishinta 80 €/MWh):

- Keskisyvä: noin 70 – 120 €/MWh
- Syvä: noin 30 – 50 €/MWh

Tässä esitetty hinta-arvio vastaa eri toimijoiden näkemyksiä kaupallisen laitoksen hinnasta. Myös laitoksesta todellisuudessa saatava teho on epäselvää. Toisaalta, jos esitettyyn kustannustasoon sekä energiantuotantoon päästään, on syvä geotermisen energia kilpailukykyinen tapa tuottaa kaukolämmön pohjakuormaa. Keskisyvä geotermisen energia kilpailee tässä esitetyllä kustannustasolla vaihtoehtoisten lämmöntuotantomuotojen kanssa. Lisäksi, poraustekniikan kehitys voi laskea investointikustannuksia tulevaisuudessa, jolloin laitosten kilpailukyky paranisi myös kaukolämmöntuotannossa.



Geotermisen energian hyödyntäminen energiajärjestelmässä

Keskisyviin reikiin perustuvia hankkeita on ryhdytty toteuttamaan käytännössä ja tällä hetkellä useampi laitos on rakenteilla tai suunnitteilla Suomessa. Ensimmäiset kahden kilometrin reikiä hyödyntävät laitokset valmistuvat Suomeen vuoden 2019 aikana. Toistaiseksi keskisyvien reikien teknistaloudellisesta potentiaalista ei ole julkisia arvioita.

Koska geotermisen lämmön sovelluksissa investointikustannus on korkea, muuttuvat tuotantokustannukset ovat olemattomat lämpöpumppua lukuunottamatta ja tuotanto tasaista ympäri vuoden, sopivat ne parhaiten käytettäväksi lämmön pohjakuormalaitoksina ympäri vuoden. Laitokset pyritäänkin mitoittamaan niin, että niille saadaan mahdollisimman pitkä vuotuinen käyttöaika. Tällöin kaukolämpöverkon kesäajan pieni kuorma voi rajoittaa kannattavaa laitoskokoa. ST1:n EGS-tyyppisessä sovelluksessa laitoksen suunniteltu teho on 40 MW ja se sopii siksi parhaiten isoihin kaupunkeihin, joissa myös kesäisin on tarpeeksi lämmön tarvetta. Muut julkisuudessa esitellyt laitoskonseptit ovat merkittävästi pienempiä, ja niille löytyisi lämpökuormaa myös keskikokoisista ja pienistä kaukolämpöverkoista.

Toinen käyttötapa erityisesti keskisyvälle geotermiselle lämmölle on ajotapa, jossa kaukolämpöä tuotetaan talvisin ja lämpökaivoihin varastoidaan lämpöä kesäaikana saatavalla hukkalämmöllä. Tämä ajotapa soveltuu verkkoihin, joissa on kesäaikaan hukkalämpöä saatavilla esimerkiksi jäähdytyksen tuotannosta.

Geotermisen lämpö korvaisi kaukolämmön tuotannossa CHP-tuotantoa tai muuta pohjakuormaa tuottavaa kapasiteettia. Talven suuren lämmönkulutuksen aikaan geotermisen lämpö vähentäisi huippukapasiteetin tarvetta. Kesäaikana taas geotermisen lämpö voisi korvata pienten kattilalaitosten tai CHP-laitosten tuotantoa riippuen verkon tuotantorakenteesta. Näin geotermisellä lämmöllä korvattaisiin kaikkea polttamiseen perustuvaa lämmöntuotantoa. Koska geotermisen laitoksen tarvitsee pitkän huipunkäyttöajan ollakseen kannattavaa, voisi sillä tuottaa noin 10-20 % kaukolämpöverkon vuotuisesta lämpömäärästä. Keskisyvää geotermistä energiaa voidaan käyttää myös lämpövarastona: lämpökaivoja voidaan ladata kesäajan ylijäämälämmöllä ja lämpö voidaan käyttää talvella.



Geoterminen lämpö: arviointi

Syvä geoterminen lämpö olisi kustannuksiltaan kilpailukykyistä polttamiseen nähden, jos se saavuttaa tavoitteiden mukaiset investointikustannus- ja energiantuotantotasot. Keskisyvä geoterminen energia on vielä kallista halvempiin polttamiseen perustuviin vaihtoehtoihin nähden, mutta sen kustannukset voivat laskea, kun poraustekniikka vielä kehittyy.

Geotermisen lämmön tuotanto on yleensä tasaista ympäri vuoden, mutta tehoa voi tarvittaessa säätää. Keskisyvien reikien ja yhden syvän reiän tapauksessa lämpöä voidaan tuottaa hetkellisesti enemmän, mutta sen jälkeen reikää pitää ladata ja tuotanto pienenee. Keskisyviä reikiä voidaan käyttää myös lämpövarastona.

Geoterminen lämpö vaatii pitkän vuosittaisen käyttöajan, jotta edullinen tuotantokustannus saavutetaan. Tekniikka soveltuu lämmön pohjakuorman tuottamiseen ja kesäajan lämmöntarve rajoittaa laitosten kokoa. Noin 10-20% kaukolämpöverkon lämmöntarpeesta voidaan tuottaa geotermisellä energialla.

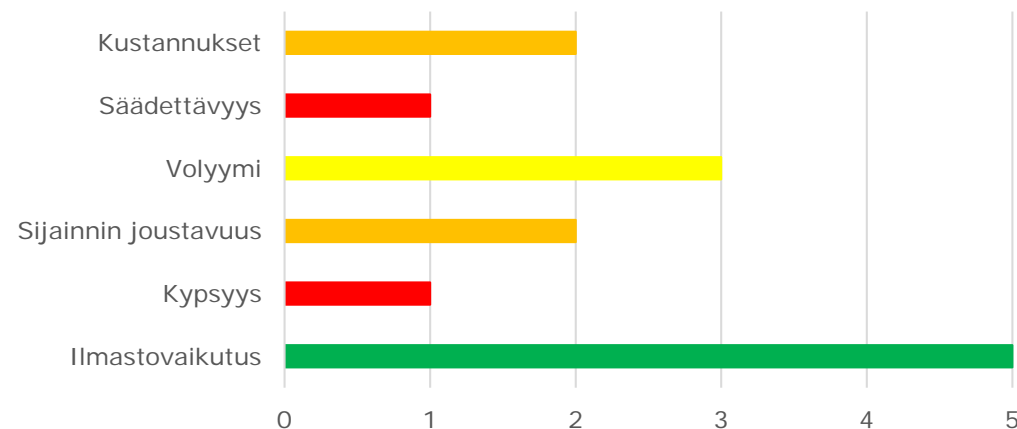
Geotermisen energian paras potentiaali on GTK:n mukaan Etelä-Suomessa ja Oulun seudulla, mutta teknologiaa voidaan hyödyntää muuallakin (jolloin tarvitaan syvämpi reikä tai lämmöntuotantomäärä on pienempi).

Keskisyvien reikien konsepti on lähellä kaupallista teknologiaa. Ensimmäiset laitokset ovat rakenteilla ja useita hankkeita on suunnitelmissa. Pilottihankkeiden jälkeen kustannustason voi olettaa laskevan.

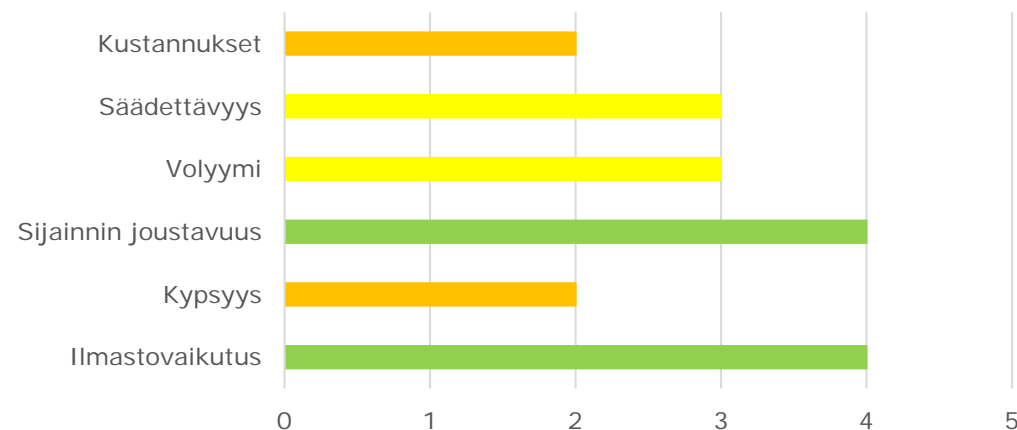
Geoterminen energia on uusiutuvaa ja päästötöntä energiaa (olettaen, että energiantuotanto on merkittävästi suurempi kuin lämpöpumppujen

⁸ käyttämiseen tarvittavan primäärienergian määrä). Tekniikalla korvataan polttamalla tuotettua kaukolämpöä.

Geoterminen (syvä)



Geoterminen (keskisyvä)



Yleistä aurinkoenergiasta

Aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää sekä sähkön että lämmön tuotannossa eri tavoin. Erilaisia tapoja hyödyntää aurinkoenergiaa ovat mm.:

Sähkö	Lämpö
Aurinkopaneelit (PV)	Aurinkokeräimet
Keskittävät ratkaisut (CSP)	Passiivinen hyödyntäminen
	Keskittävät ratkaisut (CSP)

Kaikki edellä mainitut vaihtoehdot ovat käytössä olevaa tekniikkaa. Keskittävät ratkaisut eivät ole yleistyneet Suomessa. Muista vaihtoehdoista on ainakin joitain eri kokoluokkien ratkaisuja Suomessa jo käytössä.

Lisäksi on olemassa myös hybridiaurinkopaneeleja (PV-T), jotka tuottavat sekä sähköä että lämpöä. Teknologiaa on käytössä ulkomailla esimerkiksi Tanskassa ja Isossa-Britanniassa.

Aurinkoenergian tuotantopotentiaaliin vaikuttaa auringon säteily määrä. Etelä-Suomessa auringon kokonaissäteilyn määrä on vuositasolla lähes yhtä suuri kuin Pohjois-Saksassa. Johtuen pohjoisesta sijainnista Suomessa säteily keskittyy kuitenkin selvemmin kevästä syksyyn kestäväälle jaksolle. Näin ollen tuotanto vaihtelee Suomessa voimakkaammin vuodenaikojen mukaan. Vuotuinen säteily määrä laskee Suomessa siirryttäessä Etelä-Suomesta kohti Pohjois-Suomea. Vuotuinen säteily määrä Jyväskylässä on noin 7 % pienempi kuin Helsingissä ja Utsjoella noin 15 % pienempi kuin Helsingissä.²⁰

Auringon kokonaissäteily koostuu auringosta suoraan tulevasta säteilystä sekä hajasäteilystä, joka on ilmakehän ja pilvien heijastamaa säteilyä sekä maasta heijastuvaa hajasäteilyä. Suomessa hajasäteilyn osuus kokonaissäteilystä on merkittävä, mikä osaltaan vaikuttaa mahdollisuuksiin hyödyntää eri teknologioita Suomessa.²⁰

Johtuen aurinkoenergian tuotannon voimakkaasta vuodenaikavaihtelusta sopii aurinkoenergia Suomessa parhaiten osaksi hybridijärjestelmää. Ainoaksi energianlähteeksi aurinkoenergia soveltuu huonosti (ainakin ympärivuotisissa käyttökohteissa) kausivaihtelusta johtuvan varastointitarpeen takia, mikä nostaisi kustannuksia. Toistaiseksi sekä sähkön että lämmön laajamittainen varastointi on kallista. Varastointiteknologioiden kehittyminen ja varastoinnin mahdollinen kustannusten lasku voi mahdollisesti muuttaa myös aurinkoenergian roolia energijärjestelmässä.



Aurinkopaneelit (PV)

Aurinkopaneelit (PV, Photo Voltaic) muuttavat auringon säteilyenergian sähköenergiaksi. PV-teknologioita on useita, joista osa on kaupallisia ja osa kehitysasteella. Tällä hetkellä valtaosa aurinkokennoista perustuu yksi- ja monikiteisiin piikennoihin. Aurinkopaneelijärjestelmät koostuvat PV-moduulista, invertteristä ja muuntajasta. Järjestelmät voidaan asentaa joko maanvaraisiksi tai rakennuksiin (tyypillisesti katolle). Mekaaninen asennus on yksinkertaista eikä massiivisia perustuksia tarvita. Asennus voi olla kiinteä tai kallistettava, aurinkoa seuraava. Kiinteistökokoluokassa käytetään tyypillisesti kiinteää asennusta.

Aurinkopaneelit tuottavat sähköä sekä suorasta auringon säteilystä että hajasäteilystä. Tämä on Suomessa tärkeää, koska Suomessa merkittävä osa auringon säteilystä on hajasäteilyä. Saatuun aurinkoenergian tuotantomäärään vaikuttaa maantieteellisen sijainnin lisäksi paneelin asennuskulma. Suomessa optimaalinen asennuskulma on 35°-45°. Tuotantoon vaikuttaa myös pilvisuus. Pilvisen sään tuotto riippuu pilvikerroksen paksuudesta.

Aurinkovoiman osuus Suomen sähköntuotannosta on hyvin pieni. Asennettu kapasiteetti vuoden 2017 lopussa oli noin 70 MWp*, josta valtaosa oli pienen kokoluokan järjestelmiä (<100 kWp järjestelmien osuus 78%, 100-1000 kWp osuus 17%, >1 MWp osuus 5%). Vuoden 2015 jälkeen kapasiteetin kasvu on kuitenkin ollut suhteellisesti nopeaa.²¹ Eri tahojen arviot aurinkosähkökapasiteetin tulevasta kehityksestä vaihtelevat suuresti.

Osaltaan aurinkovoimajärjestelmien kilpailukykyyn vaikuttavat veroratkaisut. Järjestelmät, joiden nimellisteho on enintään 100 kVa tai vuosituotanto enintään 800 000 kWh, ja tuottaja kuluttaa sähkön siirtämättä sitä sähköverkkoon, ovat vapautettuja sähköverosta ja huoltovarmuusmaksusta²². Lisäksi tuottajakuluttaja säästää sähkön siirtomaksun verrattuna ostosähköön. Veroedun ja säästyneiden siirtomaksujen vaikutus kannattavuuteen on selkeästi positiivinen. Suuremmilla, sähköä verkkoon syöttävillä aurinkovoimalaitoksilla ei ole vastaavaa sähköveroetua.

Myös erilaisten aurinkosähköjärjestelmien kiinteistöveroitus eroaa paneelien sijainnin mukaan: rakennuksen seinään tai katolle asennettu aurinkovoimala ei vaikuta perittävän kiinteistöveron määrään, mutta itsenäiset maanpinnalle kiinteästi asennetut aurinkovoimalat ovat kiinteistöveron piirissä.²³

Aurinkovoimajärjestelmien kilpailukykyyn vaikuttavat myös investointituet, joita Suomessa voivat saada yritykset, maatilat sekä kotitalousvähennyksen muodossa myös kotitaloudet.

**) Wp on yksikkö, jota käytetään kuvaamaan paneeleista saatavaa huipputehoa tietyissä standardiolosuhteissa*



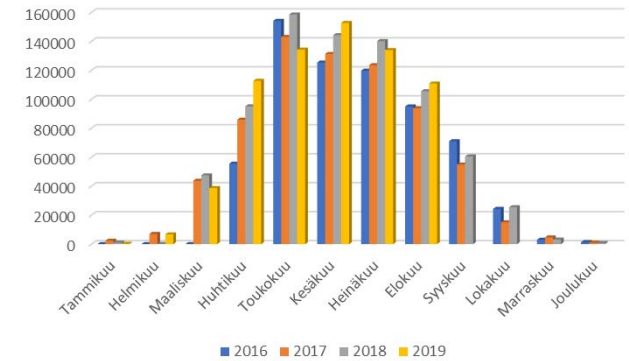
Esimerkki aurinkosähkön (PV) tuotannosta

Oheiset esimerkkikuvat havainnollistavat aurinkosähkön tuotannon vaihtelua. Kuvat esittävät Helenin Kivikon aurinkovoimalan mitattua sähkön tuotantoa.

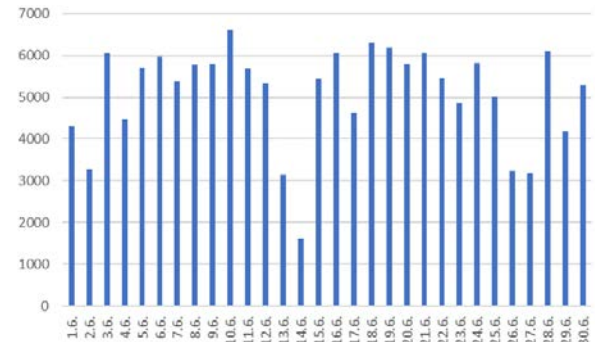
Kuvista havaitaan selvästi sekä tuotannon painottuminen vuositasolla kesäkaudelle että tuotannon painottuminen vuorokausitasolla päiväaikaan. Lisäksi nähdään selvää tuotannon päivätason vaihtelua myös peräkkäisinä päivinä.

Kuvista havaitaan myös, että kuukausi-, päivä- ja tuntitason lisäksi aurinkosähkön tuotanto vaihtelee myös vuositasolla. Vuonna 2018 tuotanto oli noin 10% suurempi kuin vuonna 2017.

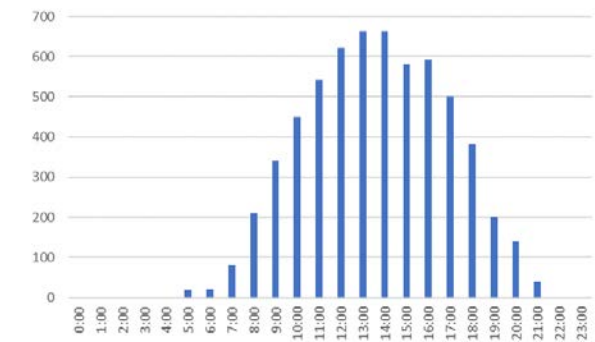
Kuvien datan lähde: <https://www.helen.fi/aurinko/kodit/aurinkosahko/kivikko>



Kivikon aurinkovoimalan tuotanto 4/2016 – 8/2019, kWh (data: Helen)



Kivikon aurinkovoimalan tuotanto päivätasolla kesäkuussa 2019, kWh (data: Helen)



Kivikon aurinkovoimalan tuotanto tuntitasolla 16.6.2019, kWh (data: Helen)



Aurinkopaneelien kustannukset kansainvälisesti

Aurinkovoiman kustannukset ovat laskeneet merkittävästi viime vuosina ja laskun odotetaan jatkuvan myös lähitulevaisuudessa.

Kansainvälisesti suuren kokoluokan aurinkovoimaloiden LCOE (painotettu keskiarvo) on laskenut 77 % vuodesta 2010 vuoteen 2018 tasolle 85 USD/MWh. Laskuun ovat vaikuttaneet alentuneet investointikustannukset (paneelien hinnat ja muut järjestelmän kustannukset) ja osin kapasiteettikertoimien kehitys. LCOE:n kehitys on vaihdellut ja taso vaihtelee maittain, mutta suunta on joka tapauksessa ollut laskeva. Vuoteen 2020 painotetun kansainvälisen keskiarvo LCOE:n odotetaan voivan laskea tasolle 48 USD/MWh. Voimalaitoskokoluokan aurinkovoiman investointikustannusten globaali painotettu keskiarvo vuonna 2018 oli 1210 USD/kW (1389 USD/kW vuonna 2017) mutta vaihtelee selvästi maittain. ²⁴

IEA:n World Energy Outlook 2018 - julkaisun (New Policies Scenario) mukaan PV:n investointikustannukset EU:ssa vuonna 2017 olivat 1300 USD/kW ja vuonna 2040 niiden odotetaan olevan 760 USD/kW. Vastaavasti LCOE (8 % korolla laskettuna) oli 160 USD/MWh vuonna 2017 ja arvio vuodelle 2040 on 85 USD/MWh. ²⁵

Kansainväliset LCOE-luvut eivät ole täysin verrannollisia Suomeen johtuen mm. auringon säteilytehojen alueellisista eroista ja sen vaikutuksesta sähkön tuotantoon sekä paneelien asennuksen työkustannusten paikallisuudesta. Ne kuvaavat kuitenkin aurinkovoiman yleistä kustannuskehitystä ja odotettuja trendejä.



Aurinkopaneelien hinnat ja kannattavuus (voimalaitos)

Isompien aurinkovoimalaitosten suhteelliset investointikustannukset (€/Wp) ovat edullisempia kuin pienten kiinteistökokoluokan aurinkojärjestelmien. Laitoskoon kasvaessa aurinkopaneelissa ei kuitenkaan ole vastaavaa suuruusluokkaetua kuin joissain voima- tai teollisuuslaitoksissa. Sen sijaan suuruusluokkaetua voi tulla muista aurinkovoimalan kustannuksista (kuten projektin hallinta, invertterit, kaapelointi). Toisaalta suurissa, ei-kattoasenteisissa järjestelmissä perustamis- ja vuokratkustannukset voivat nostaa hintaa. Hankekohtaiset erot voivat olla merkittäviä.

Voimalaitoskokoluokassa (> 1 MW) järjestelmän investointikustannukset ovat noin 900 – 1300 €/MWp. Tästä laskettu esimerkki **LCOE on noin 110 €/MWh** Suomessa. Tämä ei ole kilpailukykyinen hinta verkkoon syötettävälle tuotannolle.

- Laskentaoletukset: 25 v. tekninen pitoaika (tekninen käyttöikä voi olla pidempikin), 6 % laskentakorko, 950kWh/kWp vuosituotanto, huomioitu myös arvioidut invertterin vaihtokustannukset sekä vuotuiset käyttö- ja kunnossapitokulut, sekä paneelien vuosittainen sähkötuotannon vähenemä, ei investointitukia
- Mikäli alkuinvestoinnille saataisiin 40% investointituki olisi LCOE samoilla laskentaoletuksilla noin 70 €/MWh

IEA:n vuodelle 2040 arvioimalla investointikustannuksella 760 USD/kWp²⁵, ja olettaen USD/EUR vaihtokurssi 0,9, vastaavasti laskettu (ol. 25 v., 6 %, 950 kWh/kWp, ei investointitukea, sis. käyttö- ja kunnossapitokulut ja invertterin vaihto) LCOE olisi **noin 75 €/MWh**.

- Tämäkään ei olisi nykyisillä sähkönhintaennusteilla kilpailukykyinen hinta ilman investointitukia tai esim. säästöjä siirtomaksuissa.

Case Atrian Aurinko

Nurmossa otettiin vuonna 2018 käyttöön Suomen tähän asti suurin aurinkovoimala, joka tuottaa sähköä läheiselle Atrian tehtaalle. Voimalan teho on lähes 6 MWp ja vuosituotanto 5 600 MWh. Voimalan tuotanto vastaa noin viittä prosenttia tehtaan vuotuisesta sähkökulutuksesta. Yhteensä paneelit kattavat lähes yhdeksän jalkapallokentän kokoisen alueen.

Voimalahankkeen kustannusarvio oli 6,8 M€ ja TEM myönsi hankkeelle 2,72 M€ investointituen. Paneelita sijoitettiin sekä katoille että maahan. Tehtaalla oli tyhjilleen jäänyt asfaltoitu alue, jota pystyttiin hyödyntämään paneelien sijoittelussa. ²⁶



Aurinkopaneelien hinnat ja kannattavuus (kiinteistö)

Aurinkosähkijärjestelmien hankekohtaiset kustannukset voivat vaihdella merkittävästikin. Alla olevassa taulukossa on esitetty keskimääräisiä investointikustannuksia kiinteistökokoluokan aurinkosähkijärjestelmille.

Taulukko Aurinkosähkijärjestelmien keskimääräiset avaimet käteen -asennushinnat vuonna 2016 (FinSolar)²⁷

Kategoria / koko kW	Tyypillisiä sovelluskohteita ja lisätietoja	Hinnat €/kWp (ALV 0%)
Verkkoon kytketyt yli 250 kW järjestelmät, kattoasennus	Aurinkosähköä tuotetaan teollisuustai isoissa kaupan alan kiinteistöissä omaan kulutukseen.	1 300 – 950
Verkkoon kytketyt 10 – 250 kW järjestelmät, kattoasennus	Aurinkosähköä tuotetaan toimisto- ja kaupparakennuksissa ja kuntakiinteistöissä omaan kulutukseen.	1 350 – 1 050
Verkkoon kytketyt alle 10 kW järjestelmät	Aurinkosähköä tuotetaan omakotitaloissa ja muissa pienissä rakennuksissa omaan kulutukseen.	2 000 – 1 300

Esimerkki LCOE eri kokoisille kiinteistökokoluokan järjestelmille. Laskentaoletukset ovat: 25 v. tekninen pitoaika, 6 % laskentakorko, 950kWh/kWp vuosituotanto, laskennassa huomioitu arvioidut invertterin vaihtokustannukset sekä vuotuiset käyttö- ja kunnossapitokulut ja paneelien vuosittainen sähkötuotannon vähenemä mutta ei investointitukia.

- 10 kWp – yli 250 kWp: 120 €/MWh
- Alle 10 kWp: 170 €/MWh

Mikäli alkuinvestoinnille saadaan investointitukea, laskee se LCOE:ta. Samoin mm. laitoksen oletettu pitoaika vaikuttaa kustannuksiin. Myös käytetyllä laskentakorolla on suuri vaikutus. Tässä kaikkien koko luokkien esimerkkitapaukset on laskettu samaa laskentakorkoa (6 %) käyttäen. Erityisesti pienimpien järjestelmien osalta hankintoja tehtäessä ei välttämättä oleteta näin korkeaa korkoa.

Pienet järjestelmät (nimellisteho enintään 100 kVA tai vuosituotanto enintään 800 000 kWh), joissa tuottaja käyttää sähköä, ovat vapautettuja sähköverosta, mikä parantaa kannattavuutta verrattuna ostosähköön. Kun tuottaja pystyy käyttämään tuottamansa sähköä, säästyvät siirtomaksut, mikä osaltaan parantaa aurinkovoiman kilpailukykyä verrattuna ostosähköön. Näin ollen pienet kiinteistökohtaiset järjestelmät, joilla korvataan ostosähköä, voivat olla verkkoon syöttäviä suurempia aurinkovoimaloita kannattavampia, vaikka pienempien yksiköiden LCOE olisi jonkin verran korkeampi.



Aurinkopaneelit (PV): arviointi

Isommat verkkoon syöttävät laitokset eivät ole vielä Suomessa kannattavia käytetyillä sähkön hintaennusteilla. Pienempien, kiinteistön omaan käyttöön tuottavien järjestelmien, kannattavuutta parantaa siirtomaksujen säästäminen sekä pienimmillä lisäksi sähköveroetu. Mahdolliset investointituet parantavat myös kannattavuutta.

Tuotanto ei ole säädettävää. Tuotanto painottuu vuositasolla kesäkaudelle ja vuorokausitasolla päiväaikaan. Lisäksi tuotannolla on selkeää päivätason vaihtelua lyhyenkin aikavälin sisällä. Aurinkovoima edellyttää joustoa muulta sähköjärjestelmältä.

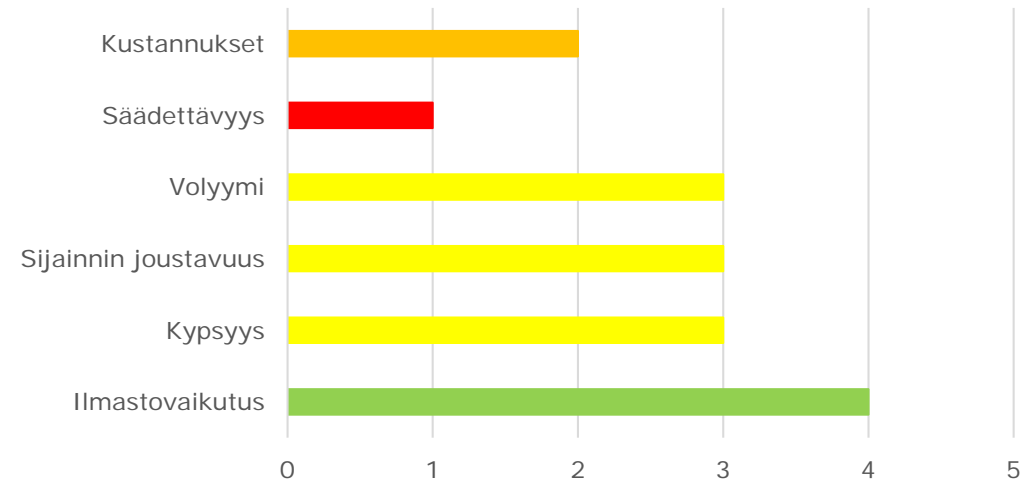
Asennettu aurinkosähkökapasiteetti Suomessa on toistaiseksi hyvin pientä. Eri tahojen arviot aurinkosähkökapasiteetin kehityksestä vaihtelevat suuresti välillä 0,5-15 GWp. Kapasiteetin kehitykseen tulevaisuudessa vaikuttaa lukuisia tekijöitä, kuten esimerkiksi aurinkosähköjärjestelmien ja kilpailevien teknologioiden kustannuskehitys sekä valitut ohjauskeinot, kuten verotus ja investointituet. Myös varastointi- ja joustomahdollisuuksien kehitys voi vaikuttaa aurinkoenergian yleistymiseen.

Voimalan tulee sijaita sähköverkon tai käyttökohteen lähellä. Pienten, omaan käyttöön tuottavien tulee sijaita ko. kiinteistöllä. Paneelit tarvitsevat tilaa maasta tai esim. rakennuksen katolta. Suomessa 1 MWp aurinkosähköjärjestelmän tarvitsema paneelien pinta-ala on noin 5700 m² ja saatava tuotanto 700-1000 MWh/a.

Aurinkopaneelit ovat kaupallista tekniikka ja aurinkosähköjärjestelmiä on jo käytössä Suomessa. Myös uusia paneeliteknologioita kehitetään.

Paneeleista ei synny käytönaikaisia ilmastopäästöjä. Valmistuksen aikaiset päästöt vaihtelevat mm. paneeliteknologian, valmistusmaan ja kuljetustarpeen mukaan. Hiilidioksidin elinkaaripäästöiksi on esitetty 35-110 g/kWh, jossa piikkennoilla pienimmät (35-45 g/kWh)²⁸. Tämä on selvästi vähemmän kuin fossiililla polttoaineilla energiantuotannossa syntyvät hiilidioksidipäästöt.

Aurinkosähkö



Aurinkolämpö

Aurinkolämpöä voidaan hyödyntää aktiivisesti ja passiivisesti. Passiivinen hyödyntäminen tarkoittaa, että auringon lämpöä hyödynnetään ilman erillisiä aurinkokeräimiä tai laitteita ja aurinkolämpö varastoituu suoraan talon rakenteisiin. Kertymiseen vaikuttaa mm. rakennuksen sijainti ympäristössä, suuntaus ja ikkunoiden koko. Passiivisella aurinkolämmön hyödyntämisellä voidaan pienentää rakennuksen muuta lämmitysenergian tarvetta. Aurinko voi aiheuttaa myös jäähdytystarvetta. Rakennusten keräämää yllämpöä voidaan myös kierrättää kaukolämpö- ja jäähdytysverkossa. Ns. SunZEB konseptissa suurilla ikkunapinnoilla ja julkisivurakenteilla pyritään tuomaan auringon valo ja lämpö rakennuksen sisälle optimaalisesti eri vuodenaikoina sekä keräämään aurinkoenergia ja muut hukkaenergiat kaukojäähdytyksen avulla talteen^{29, 30}.

Aurinkolämpöä voidaan hyödyntää aktiivisesti aurinkokeräinten avulla. Tasokeräimissä ja tyhjiöputkikeräimissä lämpö otetaan talteen järjestelmässä kiertävään nesteeseen. Lisäksi on olemassa ilmakeräimiä. Ilman lämmönsiirto-ominaisuudet ovat nestettä heikkommat ja käyttöveden lämmittäminen on ilmakeräimellä hankalampaa kuin taso- ja tyhjiöputkikeräimillä. Tässä työssä keskitytään aurinkolämmön hyödyntämiseen taso- tai tyhjiöputkikeräinten avulla.

Tyhjiöputkikeräinten hyötysuhde on parempi kuin tasokeräimillä, erityisesti kylmällä ilmalla ja matalan auringon säteilytehon aikaan ero on selvä. Tyhjiöputkikeräimillä saadaan siis energiaa paremmin talteen myös kevättalvella ja syksyllä. Tasokeräinten investointikustannukset ovat kuitenkin tyhjiöputkikeräimiä matalammat. Sopivin keräinratkaisu täytyy valita tapauskohtaisesti.

Aurinkolämpöä voidaan tuottaa hajautetusti (kiinteistökohtaisesti asennetut keräimet) tai keskitetysti, jolloin isommalla keräinalueella tuotetaan lämpöä kaukolämpöverkkoon.

Saadun aurinkolämmön määrä riippuu mm. auringon säteilytehosta ja lämpötilasta. Keskitalvella aurinkolämpöä ei käytännössä saada hyödynnettyä aurinkokeräimillä. Myös keväällä ja syksyllä tuotanto on kesää pienempi. Lämmön kulutus on matalimmillaan kesällä, jolloin aurinkolämpökeräimet tuottavat parhaiten. Lämmön kulutuksen puolesta kiinteistöllä aurinkolämpö soveltuukin parhaiten läpi vuoden melko tasaisena pysyvään kuormaan kuten käyttöveden lämmitykseen. Aurinkokeräimillä voidaan myös korvata muuta kesäaikaista kaukolämmöntuotantoa. Aurinkoenergia ei siis sovellu ainoaksi lämmitysjärjestelmäksi mutta soveltuu osaksi hybridilämmitysjärjestelmää.

Järjestelmän mitoituksessa ja suunnittelussa tulee huomioida, että järjestelmä ei saa ylikuumentua ja kiehua myöskään kuumina kesäpäivinä. Syntyvä lämpö pitää pystyä siirtämään joko kulutukseen, varaajaan tai lämpövarastoon tai järjestelmää täytyy pystyä jäähdyttämään. Käytävissä olevan varaajan tai lämpövaraston koko vaikuttaa mahdollisuuksiin hyödyntää aurinkolämpöä.

Aurinkolämmön lisäksi tarvitaan myös toinen lämmitysjärjestelmä, jonka talviaikaista kapasiteettia ei voida pienentää huolimatta aurinkokeräinten hyödyntämisestä. Aurinkoenergia vie kesäaikana kuormaa toiselta tai muilta lämmitysmuodoilta hybridijärjestelmässä, jolloin myös niille lasketut energian yksikkökustannukset ja LCOE muuttuvat. Näin ollen energian yksikkötuotantokustannuksen vertaaminen ei anna koko kuvaa aurinkolämmön kannattavuudesta. Kannattavuustarkastelussa on tärkeää huomioida kokonaisuus, jonka osana aurinkolämpö toimii, ja energia jota aurinkolämmöllä korvataan.



AURINKOENERGIA

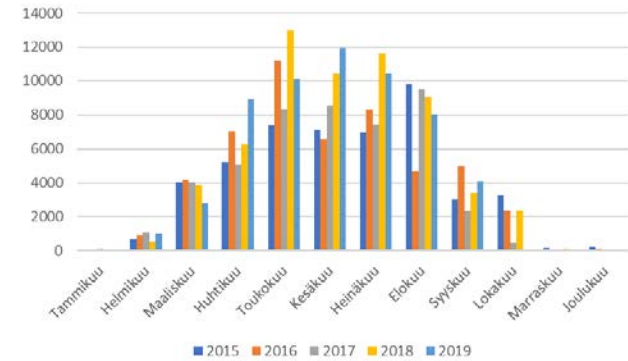
Esimerkki aurinkolämmön tuotannosta

Oheiset esimerkkikuvat havainnollistavat aurinkolämmön tuotannon vaihtelua. Kuvat esittävät aurinkolämmön tuotantoa Sakarinmäen koulukeskuksella Helsingissä. Sakarinmäki on pilottikohte, jossa Helen on toteuttanut uusiutuvan energian lämmitysratkaisun, jonka osana on aurinkolämpö.

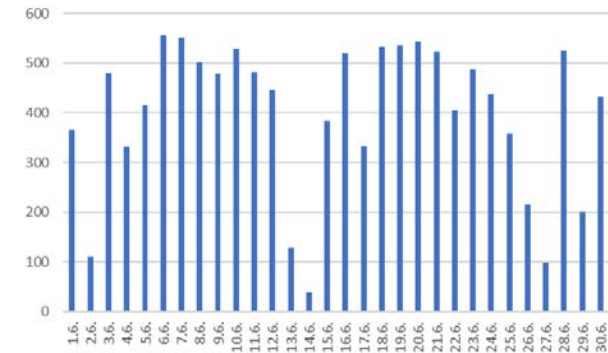
Kuvista havaitaan selvästi sekä aurinkolämmön tuotannon painottuminen vuositasolla kesäkaudelle että tuotannon painottuminen vuorokausitasolla päiväaikaan. Lisäksi nähdään selvää tuotannon päivätason vaihtelua myös peräkkäisinä päivinä.

Kuvien datan lähde:

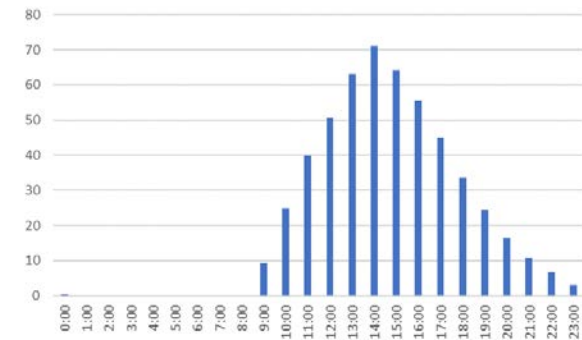
<https://www.helen.fi/yritys/energia/kehityshankkeet/sakarinmaki>



Sakarinmäen koulun aurinkolämmön tuotanto 1/2015 – 9/2019, kWh (data: Helen)



Sakarinmäen koulun aurinkolämmön päivätuotanto kesäkuussa 2019, kWh (data: Helen)



Sakarinmäen koulun aurinkolämmön tuotanto tuntitasolla 16.6.2019, kWh (data: Helen)



Aurinkolämpö – kannattavuus hajautetussa tuotannossa

Tyypillisesti energiantuotannossa tuotantokustannukset energiayksikköä kohti laskevat kun järjestelmän koko kasvaa, olettaen että kaikki tuotettu energia pystytään hyödyntämään. Alla oleva taulukko esittää tyypillisten aurinkolämpöjärjestelmien keskimääräisiä hintoja ja tuotantohintoja. Taulukosta nähdään myös aurinkolämmön yksikkökustannusten laskevan järjestelmän koon kasvaessa.

Yksikkökustannusta olennaisempaa on aurinkolämmön kannattavuus päälämmitysmuodon rinnalla (ainakin ympärivuotista lämmön saatavuutta edellyttävissä kohteissa). Pöyry (Pöyry, 2017)¹⁵ on tutkinut aurinkolämmön kannattavuutta pien-, rivi- ja kerrostaloissa eri päälämmitysmuotojen kanssa. Tarkastellut päälämmitysmuodot olivat maalämpö, pelletti, I-V lämpöpumppu ja kaukolämpö.

Taulukko Tyypillisten (4-15000 m²) aurinkolämpöjärjestelmien keskimääräisiä hankintahintoja v. 2014-2015 ja tuotantohintoja 30 v. ajalle ilman veroja (alv 0%), korkoja, kotitalousvähennyksiä ja investointitukia (FinSolar)³¹ sekä investointikustannusarvio 5000-20000 m² järjestelmälle (konsultin arvio)

Järjestelmän koko keräin-m ²	Laitteiston ja asennuksen hankintahinta €/keräin-m ²	Ylläpitokulut käyttöajan aikana % alkuinvestoinnista; per	Tuotantohinta €/MWh, kun tuotto 0,4 MWh/m ²	Tuotantohinta €/MWh, kun tuotto 0,5 MWh/m ²
Pienet 4-20 m ²	500-1000	10 %, 50-100 €/keräin-m ²	46-92	37-73
Keskikokoiset 20-100 m ²	500-750	8 %, 40-60 €/keräin-m ²	45-68	36-54
Suuret 100-1000 m ²	400-500	5 %, noin 20-25 €/keräin-m ²	35-44	28-35
Teolliset 15000 m ²	280-340	Noin 20 €/keräin-m ²		20-24
Suuret 5000-20000 m ²	200-350			

Em. tarkastelussa aurinkolämmön liittämisen todettiin nostavan kustannuksia pien- ja rivitaloissa mutta vuoteen 2030 mennessä aurinkolämmön liittämisen tulisi kannattavaksi kaikissa tarkastelluissa tapauksissa, paitsi pientaloissa, joissa on kaukolämpö. Kerrostaloissa aurinkolämpö näytti jo nykyisellään kannattavalta lisältä lämmitysjärjestelmään ja vuoteen 2030 eron odotetaan kasvavan. Erityisesti lämpöpumppujen rinnalle aurinkolämpö näytti soveltuvan hyvin. Aurinkolämmön tuomat hyödyt ovat kuitenkin melko pieniä ja kannattavuus voi vaihdella tapauskohtaisesti. Kaukolämmön rinnalla aurinkolämmön hyödyt olivat kaikkein pienimmät ja tilanne säilyi vuonna 2030. Aurinkolämmön kannattavuus kaukolämmön rinnalla riippuu voimakkaasti paikallisesta kaukolämmön hintatasosta.

Öljylämmitys tai vesikiertoinen sähkölämmitys ovat tyypillisesti edellä mainittuja lämmitysmuotoja kalliimpia, joten niiden korvaamisessa aurinkolämmön kannattavuus on parempi.



Aurinkolämpö – kannattavuus keskitettyssä tuotannossa

Aurinkolämmön hyödyntäminen kaukolämmöntuotannossa Suomessa on vielä vähäistä. Ison mittakaavan ratkaisuja ei ole vielä toteutettu. Pienempiä aluelämpöratkaisuja on jo toteutettu.

Aurinkolämmön kannattavuus keskitettyssä tuotannossa riippuu siitä, mitä tuotantoa ja polttoainetta sillä korvataan sekä mm. käytettävissä olevasta varaajasta tai varastointikapasiteetista. Mikäli kesän yllämpöä on mahdollista varastoida maaperään, voisi sitä hyödyntää maalämpönä talvella. Kannattavuus, soveltuvuus ja mitoitus on arvioitava verkkokohtaisesti. Tällöin tulee huomioida myös mm. muiden kaukolämpöverkkoon syöttävien kattiloiden minimikuormat. Esimerkiksi kesäaikaisen öljykattilatuotannon korvaaminen aurinkolämmöllä voisi olla kannattavaa. Jos taas aurinkolämmön tuotanto tiputtaa lämpökuorman alle kiinteän polttoaineen kattilan minimikuorman ja pakottaa siirtymään osin öljykäyttöisille huippukattiloille, ei edullinenkaan aurinkolämpö välttämättä parantaisi kokonaiskannattavuutta eikä vähentäisi päästöjä.

LCOE esimerkkilaskelma 10 000m² keräinjärjestelmälle

Tämä esimerkkilaskelma on tehty 6 % laskentakorolla ja olettaen järjestelmälle 25 vuoden käyttöikä. Kokoluokaltaan 5 000-20 000 m² aurinkolämpöjärjestelmän investointikustannus on 200 – 350 €/m². Vuosituotanto vaihtelee riippuen tekniikasta, sijainnista, järjestelmässä käytetyistä lämpötiloista jne. Tässä laskelmassa käytetty vuosituotanto on 4200 MWh. Lisäksi on huomioitu vuotuisia käyttö- ja kunnossapitokustannuksia. Laskelma on tehty ilman investointitukea ja 40 % investointituella alkuinvestoinnille.

- LCOE ilman investointitukea noin 50 €/MWh
- LCOE 40% investointituen kanssa noin 30 €/MWh

Aurinkolämmön LCOE voi vaihdella tapauskohtaisesti. Myös edullisempia esimerkkilaskelmia löytyy julkisesta materiaalista esimerkiksi pidemmällä laskenta-ajalla, korkeammalla tuotannolla tai matalammalla laskentakorolla.



Aurinkolämpö (keräimet): arviointi

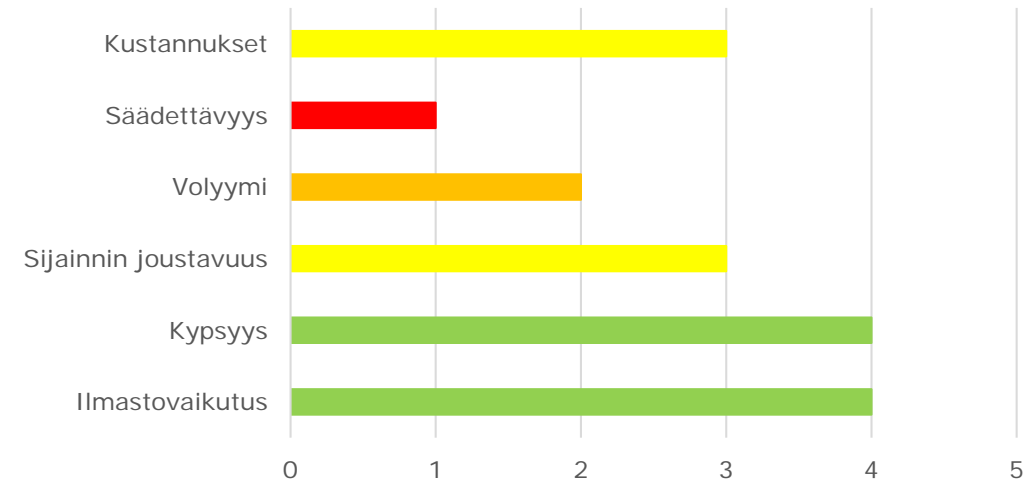
Aurinkolämmön kannattavuus riippuu kohteesta ja aurinkolämmöllä korvattavasta energiasta. Kannattavuustarkasteluissa tulee huomioida kokonaisuus, jonka osana aurinkolämpö toimii, ei pelkkää aurinkolämmön yksikköhintaa.

Tuotanto ei ole säädettävää vaan riippuu mm. ulkolämpötilasta ja auringon säteilytehosta. Suomessa ympärivuotisessa käytössä aurinkolämpö toimii vain osana hybridilämmitysjärjestelmää. Kesällä, jolloin aurinkolämmön tuotanto on suurinta, on lämpökuorma pienimmillään. Vastaavasti talvisin, kun olisi enemmän polttoaineita korvattavaksi, ei juurikaan saada aurinkolämpöä.

Aurinkolämpökeräinten tulee sijaita kiinteistön yhteydessä tai kaukolämpöverkon varrella, jotta kerätty lämpö saadaan hyötykäyttöön. Lisäksi aurinkolämpökeräimille täytyy olla saatavilla tilaa, kiinteistökohtaisissa järjestelmissä esim. katolla, jossa se tosin saattaa kilpailla tilasta aurinkosähköpaneelien kanssa. Suuremmissa kaukolämpöratkaisuissa tarvitaan enemmän tilaa (maanpinnalta). Aurinkolämpöjärjestelmien pumput tarvitsevat sähköä mutta kulutus on pientä. Aurinkolämpökeräimet ovat kaupallista tekniikkaa. Käyttöön otettuja aurinkolämmön sovelluskohteita löytyy jo.

Aurinkolämmön ilmastovaikutus on yleisesti ottaen positiivinen mutta vaikutuksen suuruus riippuu korvattavasta tuotannosta (esim. maalämpö, öljykattila).

Aurinkolämpö



Keskittävät järjestelmät (CSP)

Keskittämissä järjestelmissä (CSP, Concentrating Solar Power) auringonvalo kerätään peilien avulla ja siirretään lämmittämään nestettä. Kerätystä energiasta voidaan tuottaa sähköä perinteisillä höyryturbiineilla tai sitä voidaan hyödyntää lämpönä. Suuriin CSP-laitoksiin voidaan liittää lämpövarasto, mikä mahdollistaa sähkön tai lämmön toimituksen myös yöllä ja pilvisellä säällä.

Suomessa CSP-ratkaisut eivät ole yleistyneet. CSP tekniikat vaativat paljon suoraa auringon säteilyä, joten Suomen sijainti ei ole ihanteellinen CSP-tekniikalle. Suomessa aurinkoenergian hyödyntämisen odotetaan perustuvan vuoteen 2030 kestäväällä tarkastelujaksolla ensisijaisesti muihin tekniikoihin.

Maailmanlaajuisesti CSP-kapasiteetti on lisääntynyt vuodesta 2010 vuoteen 2018 yli nelinkertaiseksi, ollen noin 5 500 MW vuonna 2018. Samalla kustannukset ovat laskeneet. CSP:n maailmanlaajuinen painotettu keskimääräinen LCOE vuonna 2018 oli 190 USD/MWh, mikä on noin 46% vähemmän kuin vuonna 2010. Tulevien neljän vuoden aikana hinta voisi mahdollisesti laskea luokkaan 60 – 100 USD/MWh. Vertailun vuoksi, PV-paneeleilla tuotetun aurinkosähkön maailmanlaajuinen painotettu keskiarvo LCOE:lle oli 90 USD/MWh vuonna 2018 ja sen odotetaan voivan laskea tasolle 48 USD/MWh vuoteen 2020 mennessä.²⁴

Keskittävien järjestelmien LCOE:n laskuun viime vuosina on vaikuttanut sekä investointikustannusten lasku että kapasiteettikertoimen kasvu. Varaston liittäminen CSP-laitokseen lisää mahdollisuuksia hyödyntää laitoksen sähköntuotantokapasiteettia ja vaikuttaa LCOE:hen. Vuonna 2018 käyttöönotetuissa CSP-laitoksissa keskimääräinen varaston koko (8,3 tuntia) on yli kaksinkertainen verrattuna vuoteen 2010 (3,6 tuntia). Auringon suoran normaalisäteilyn (DNI, direct normal irradiation) määrä vaikuttaa osaltaan laitoksen kapasiteettikertoimeen. Vuosina 2010-2013 käyttöönotetuissa CSP-projekteissa DNI oli 2000-2200 kWh/m²/vuosi (Espanja), myöhemmin käyttöönotetuissa pääosin 2500-3000 kWh/m²/vuosi.²⁴ Vertailun vuoksi, Hangossa DNI on noin 1100 kWh/m²/vuosi³².

CSP-ratkaisut ovat kiinnostava vaihtoehto aurinkovyöhykkeellä, joka ulottuu noin 40° etelään ja 40° pohjoiseen päiväntasaajasta³³. Eteläinen 40° leveyspiiri kulkee mm. Australian, Chilen ja Argentiinan läpi. Pohjoinen 40° leveyspiiri kulkee mm. Espanjan, Italian, Kreikan ja Turkin läpi. Kuitenkin myös pohjoisemmassa (Tanska) on pienen kokoluokan CSP:tä³⁴.



Suuret litiumakut

Akkuteknologioita on olemassa useampia. Tässä työssä keskitytään litiumakkuihin. Litiumakut ovat tällä hetkellä yleisin suuren kokoluokan sähkövarasto Suomessa. Maailmalla ne ovat myös lukumäärällisesti yleisin sähkövarasto.

Litiumakkuja on useita eri tyyppisiä, ja tyyppien jaottelu perustuu akun navoissa käytettyihin metalleihin. Toisin sanoen litiumakkutyyppi saa nimensä käytetyistä alkuaineista. Katodeissa tyypillisimmät metallit ovat litiumin lisäksi alumiini, fosfori, koboltti, mangaani, nikkeli ja rauta. Näiden yleisimmät yhdistelmät ovat suuren kokoluokan akuissa litiumnikkelimangaanikobalttioksidi (NMC), litiummangaanioksidi (LMO), litiumnikkelikobalttialumiinioksidi (NCA) ja litiumrautafosfaatti (LFP). Anodi on tyypillisesti grafiittia. Litium-titanaatti (LTO) on yksi vaihtoehtoinen anodimateriaali.

Akkukemialla on merkittävä vaikutus litiumakun suorituskykyyn. Suuren kokoluokan litiumakuissa esimerkiksi syklinen elinikä voi vaihdella parista tuhannesta syklistä kymmeniin tuhansiin sykleihin. Akkujen hyötysuhde (purettu energia/ladattu energia) on eri lähteiden perusteella noin 80-96%. Vuoteen 2030 mennessä hyötysuhteen arvioidaan nousevan 85-98 %:iin.³⁵

Yksinkertaistettuna suuren kokoluokan litiumakku sisältää useita rinnakkain ja sarjaan kytkettyä sähköautokokoluokan akkua. Lisäksi tarvitaan mm. tehoelektroniikkaa, esimerkiksi invertteri, ja LVI-laitteet akkukonttiin.

Litiumakkujen etuna on erittäin nopea reagoitokyky. Käytännössä sekunnin murto-osissa pystytään vaihtamaan täydestä latauksesta täyteen purkaustehoon. Nopean reagoitokyvyn ansiosta litiumakut soveltuvat hyvin sähköjärjestelmän taajuudensäätöön, eli Fingridin taajuusohjatun käyttöreservin markkinalle (FRC-N). Akustolle saadaan kuitenkin paras liikevaihto, jos toiminta pystytään optimoimaan monelle markkinapaikalle ja sovellukselle samanaikaisesti. Näitä sovelluksia voivat olla esimerkiksi jännitteen laatu ja uusiutuvan energiantuotannon tasehallinta.³⁵

Runsas joustamaton tai vaihteleva tuotanto, esimerkiksi tuulivoima, lisää tarvetta säätävälle kapasiteetille, kuten litiumakuille. Litiumakut saattavat siten osaltaan edesauttaa joustamattoman, mutta puhtaan sähköntuotannon yleistymistä Suomessa. Litiumakkujen kapasiteetti ei kuitenkaan riitä pitkäaikaiseen säätöön tai tarjoa suurta volyymin markkinoille.

Myös akkujen valmistuksen kestävyys ja materiaalit voivat aiheuttaa haasteita akkujen käytön laajalle kasvulle: alkuaineiden riittävyys on rajallista ja niiden käytön kestävyteen liittyy epävarmuuksia. Erityisesti kobolttin saatavuuden arvioidaan olevan este akkujen tuotannon nopealle kasvulle ja kobolttin tuotantoon liittyy myös suuria ympäristöongelmia. Toisaalta joissakin tutkimuksissa on esitetty myös päinvastaisia arvioita akkumetallien saatavuudesta. Lisäksi korvaavia materiaaleja etsitään ja tutkitaan jatkuvasti. Sekä litiumia että kobolttia on saatavilla myös Suomen kallioperästä; näistä kobolttin tuotanto on käynnissä.³⁶



Suuret litiumakut

Suurien litiumakkujen laaja yleistyminen sähkömarkkinoilla on mahdollista, kun investointikustannukset laskevat tarpeeksi. Myös sähkön hinnan vaihtelun kehitys sekä akkumateriaalien riittävyys ja materiaalien kehitys vaikuttavat akkujen yleistymiseen. Muuten laajamittaisen yleistymisen rajoitteena on edellisellä sivulla mainitun taajuusohjatun käyttöreservin koko. Taajuusohjatun käyttöreservin vuosimarkkinalle hankittiin kapasiteettia 79 MW vuodelle 2019, ja tuntimarkkinoilta on toistaiseksi keskimäärin hankittu 36 MW. Siten koko markkinan koko noin 110 – 120 MW vuonna 2019.³⁷

Tuuliwatin Viinamäen tuulipuisto sisältää syksyllä valmistuessaan Suomen suurimman verkkoon kytketyn akun³⁸. Akku on nimellisteholtaan 6 MW, investointikustannuksen ollessa 3,5 M€. Suuren kokoluokan akkujen investointikustannukset ovat laskeneet reilusti parissa vuodessa, sillä esimerkiksi Fortumin Järvenpään akku maksoi 1,6 M€ ja on teholtaan 2 MW. Fortumin akku otettiin käyttöön vuonna 2017³⁹. Sekä Tuuliwatin että Fortumin akut ovat ranskalaisen SAFTin valmistamia. Euroopan toistaiseksi suurin akku on Eneconin 48 MW / 50 MWh –kokoinen akku, jonka investointikustannus oli noin 30 M€ (2017). Tällä hetkellä suuren kokoluokan akun investointikustannuksesta noin 30 – 40 % muodostuu itse litiumakustosta.

Bloomberg New Energy Finance (BNEF) on arvioinut, että sähköautokokoluokan litiumakku maksaa 160 €/kWh, jossa kWh viittaa akun varastokapasiteettiin. Nykyisen kustannuskehityksen perusteella sähköauton akku maksaa 56 €/kWh vuonna 2030⁴⁰. Kun sähköautokokoluokan akku halpenee, myös suuren kokoluokan litiumakun hinta laskee nykyisestä. On kuitenkin huomioitava, että suuren kokoluokan litiumakussa muut osat ovat kohtalaisen kypsiä teknologiaa (esim. invertterit), joten on oletettavissa, että vaikka itse akuston hinta laskisi reilusti, suuren kokoluokan akun hinta ei välttämättä laskisi yhtä nopeasti.

Arvioidaan edellä mainitun perusteella suuren litiumakun maksavan 200 €/kWh, eli 200 000 €/MWh vuonna 2030, jolloin akuston osuus sähkövaraston investointikustannuksesta olisi noin neljänneksen. Arvio on linjassa IRENAN kanssa, jonka mukaan NCA-, LMC-, LMO- ja LFP-kemioiden akut maksaisivat noin 50 – 300 €/kWh vuonna 2030⁴¹.

Jos 200 €/kWh maksava akku tekee päivässä yhden syklin ja akku kestää 10 vuotta, yhden syklin hinnaksi tulee ilman korkoa 55 €/MWh. Toisin sanoen puretun sähkön tulisi säännöllisesti olla 55 €/MWh kalliimpaa, kuin ladattu sähkö. Suomessa ei toistaiseksi ole tällaista hintaeroa sähkön vuorokausimarkkinalla. Mikäli lisääntyvä vaihteleva tuotanto ei merkittävästi nosta sähkön hinnan volatilitteettia, tai akkujen investointikustannukset merkittävästi laske, suuria litiumakkuja käytetään pääasiassa taajuudenhallintaan liittyvissä käyttökohteissa ainakin vuoteen 2030 asti.



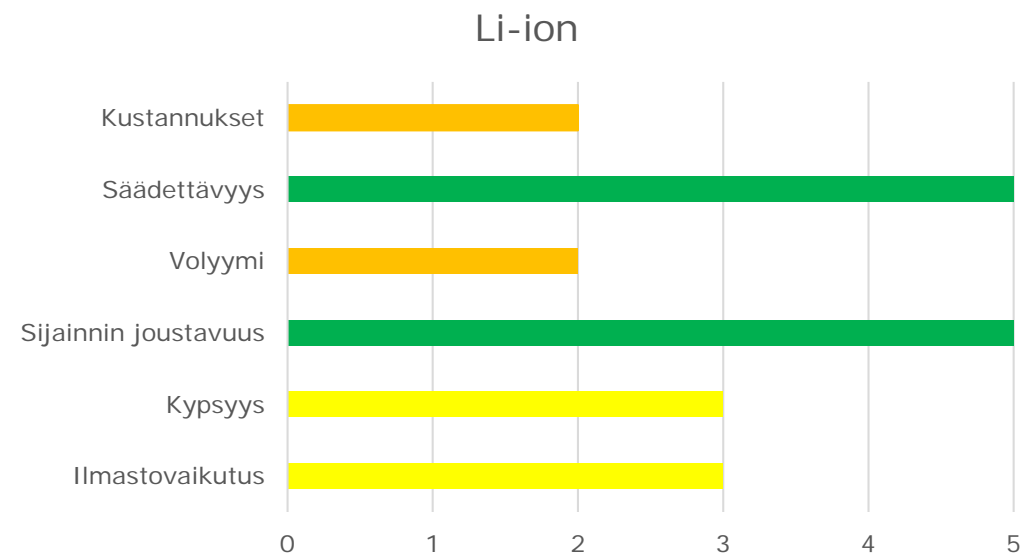
Suuret litiumakut: arviointi

Akku voidaan käytännössä sijoittaa minne tahansa sähköverkon ulottuville, joten sijainti tai koko ei rajoita akkujen yleistymistä.

Litiumakkuja voidaan käyttää hyvin nopeaan säätöön. Toisaalta niiden koot eivät toistaiseksi riitä pidempiaikaiseen tai suuren volyymin säätöön.

Suuren kokoluokan litiumakuissa on vielä kehitettävää. Laajan yleistymisen esteenä on toistaiseksi liian korkeat investointikustannukset. Massatuotanto tulee kuitenkin laskemaan hintoja.

Ilmastovaikutus on positiivinen, koska akut osaltaan edistävät uusiutuvien energiatekniikoiden yleistymistä. Samalla akkujen elinkaaripäästöihin kuitenkin liittyy huomattavia epävarmuuksia. European Environment Agency (EEA)⁴² on arvioinut, että Euroopassa sähköautojen akkujen ilmastopäästöistä noin 1/3 syntyy akkujen valmistuksesta ja 2/3 akkujen lataukseen käytetyn sähkön tuotannosta. Akkujen elinkaaripäästöihin vaikuttaa, miten raaka-aineiden louhintaan ja akkujen valmistukseen käytetty energia on tuotettu. Joidenkin akkumetallien riittävyteen ja käytön ympäristövaikutuksiin liittyy myös epävarmuuksia.



Power-to-gas

Power-to-gas (P2G) on termi menetelmille, joissa sähköllä tuotetaan polttoaineita. Polttoaineet voivat soveltua esimerkiksi teollisuus- ja liikennekäyttöön. Tässä työssä keskitytään kuitenkin P2G:hen energiavarastona tarkoittaen, että sähköllä tuotettu kaasulla muutetaan edelleen sähköksi (myös ns. power-to-power). Työssä käsiteltävät kaasut ovat vety ja metaani.

P2G:ssa sähköllä tuotetaan vetyä elektrolyysillä silloin, kun sähköstä on ylitarjontaa. Vety on potentiaalinen energiavarasto, sillä sen energiasisältö massayksikköä kohti on poikkeuksellisen suuri. Vedyn heikkous on alhainen tiheys, minkä takia varastointi vaatii kohtuuttoman suuren tilan. Vety säilötäänkin kaasumaisena usein suurissa metallitankeissa. Vety voidaan varastoida myös nesteytettynä, mutta se vaatii noin -250 asteen lämpötilan ja jäähdytyksen ylläpito kuluttaa paljon energiaa. Vety on mahdollista muuttaa takaisin sähköksi polttokennossa, tai metanoida vety metaaniksi (metanointiprosessissa vety reagoi CO/CO₂:n kanssa) ja myöhemmin polttaa metaani kaasuturbiinissa.^{43,44}

Energiavarastona P2G sopii erilaisiin sovelluksiin kuin litiumakut. Niiden odotetaan yleistyvän suuren kokoluokan energiavarastoina siten, että varastoon ladataan runsaasti energiaa suhteessa tehoon⁴⁵. Sähköjärjestelmän kannalta tämä tarkoittaa, että tuulisina jaksoina varastoja ladattaisiin ja tuulettomina purettaisiin. Kauempana tulevaisuudessa voisi olla mahdollista, että kesän runsasta aurinkosähkön tuotantoa varastoitaisiin vedyksi tai metaaniksi, ja kaasusta tehtäisiin talvella sähköä.

Vedyn varastoinnin ja koko vetytalouden suurin haaste on sen korkeat kustannukset. Merkittävien taloudellisten haasteiden takia vedyn kustannustehokas varastointi ei näytä todennäköiseltä vielä 2020-luvulla. Useista maailmalla tehdyistä pilottilaitoksista huolimatta markkinaehtoiseen toimimiseen on vielä matkaa. Weidner ym. (2018)⁴⁶ arvoivat, että P2G:lla tuotettu sähkö olisi maksanut Saksassa noin 550 €/MWh vuonna 2015. Vastaava hinta vuonna 2030 olisi noin 330 €/MWh. Heidän ennuste on kuitenkin hyvin konservatiivinen verrattuna esimerkiksi tuuliturbiinien, aurinkopaneelien tai litiumakkujen historialliseen kustannuskehitykseen.

Toisen selvityksen mukaan P2G:llä tuotettujen polttoaineiden tasoitettu tuotantokustannus olisi vedylle noin 110 €/MWh vuonna 2030 ja 50 €/MWh vuonna 2050. Maakaasun tuotannolle kustannukset olisivat 180 €/MWh ja 90 €/MWh vastaavasti. Selvityksessä on oletettu sähkön hinnaksi 15 €/MWh vuonna 2050.⁴⁷

Teknologiaan kuitenkin panostetaan edelleen, ja esimerkiksi jotkin autonvalmistajat ovat ilmoittaneet tuovansa markkinoille polttokennoajoneuvoja lähivuosina. DNV GL's selvityksen mukaan vedyn taloudellinen läpimurto tapahtuu Euroopassa vuosien 2035-2050 aikaikkunassa. Läpimurron taustalla on arvion mukaan kolme avaintekijää: elektrolyysien ja tuotekehityskustannusten lasku, hyvin edullisen ja nollahintaisen sähkön määrän lisääntyminen ja hiilidioksidipäästöjen hinnan kasvu.^{43,44} Toisissa arvioissa taas P2G-tekniikan käyttöönoton uskotaan tarvitsevan yhteiskunnan taloudellista tukea ja teknologiaa tukevia strategisia päämääriä ja sääntelyä.⁴⁷



Power-to-gas

Korkeiden investointikustannusten lisäksi huono sähkö–sähkö-hyötysuhde on merkittävä este laajalle markkinaehtoiselle yleistymiselle. Kun kokonaishyötysuhde on alle 0,3, myydyn sähkön tulisi olla yli kolme kertaa kalliimpaa kuin ladatun sähkön, jotta lataussyklin tulot kattaisivat kustannukset. Kokonaishyötysuhdetta ja siten kannattavuutta voidaan kuitenkin parantaa, jos sähköntuotannossa syntyvä lämpö voidaan hyödyntää. Seuraavalla kalvolla on esitetty IEA:n (2015) arvio P2G-hyötysuhteista⁴⁸.

Taulukossa oikealla on esitetty toinen arvio P2G:n hyötysuhteista ja niiden kehityksestä⁴⁷. Nykyisin vedyn valmistamisen hyötysuhde P2G-teknologioilla on noin 50-75 %. Jos vety edelleen metanoidaan, hyötysuhde alenee noin 10 %-yksikköä ja tällöin maakaasun valmistamisen hyötysuhde on noin 40-65 %. Loppukäytön hyötysuhde riippuu sovelluksesta. P2G-teknologioiden hyötysuhteen uskotaan paranevan tulevaisuudessa tekniikkaan kohdistuvien merkittävien tutkimus- ja kehityspanosten myötä.

Sovellus	Nykyinen hyötysuhde	Hyötysuhde pidemmällä aikavälillä
Vedyn valmistus, varastointi matalassa paineessa, syöttö maakaasuverkkoon	59 - 83 %	64 – 86 %
Vedyn valmistus, varastointi matalassa paineessa, syöttö maakaasuverkkoon, sähköntuotanto kaasuturbiinissa	18 – 26 %	23 – 31 %
Vedyn valmistus, varastointi matalassa paineessa, syöttö maakaasuverkkoon, sähköntuotanto polttokennolla	17 – 40 %	27 – 43 %
Vedyn valmistus, metanointi, maakaasun syöttö maakaasuverkkoon	40 – 63 %	45 – 65 %
Vedyn valmistus, metanointi, maakaasun varastointi, syöttö maakaasuverkkoon	34 – 60 %	43 – 60 %



Power-to-gas - hyötysuhteita

Power-to-power



Power-to-gas (blending)



Power-to-gas (methanation)



P2G-hyötysuhteita IEA:n (2015) arvion mukaisesti, kun 100 yksikköä sähköenergiaa varastoidaan ja muutetaan takaisin sähköksi. Kahdessa ylimmässä kaasuna on vety, joista ylemmässä vety paineistetaan säiliöön ja alemmassa sekoitetaan maakaasuverkkoon. Alimmassa vety metanoidaan ja syntyvä metaani syötetään maakaasuverkkoon.⁴⁸ Kokonaishyötysuhde paranee, jos sähköntuotannossa vapautuva lämpö voidaan hyötykäyttää (esim. CCGT-laitos kaukolämpöverkossa)



Power-to-gas: arviointi

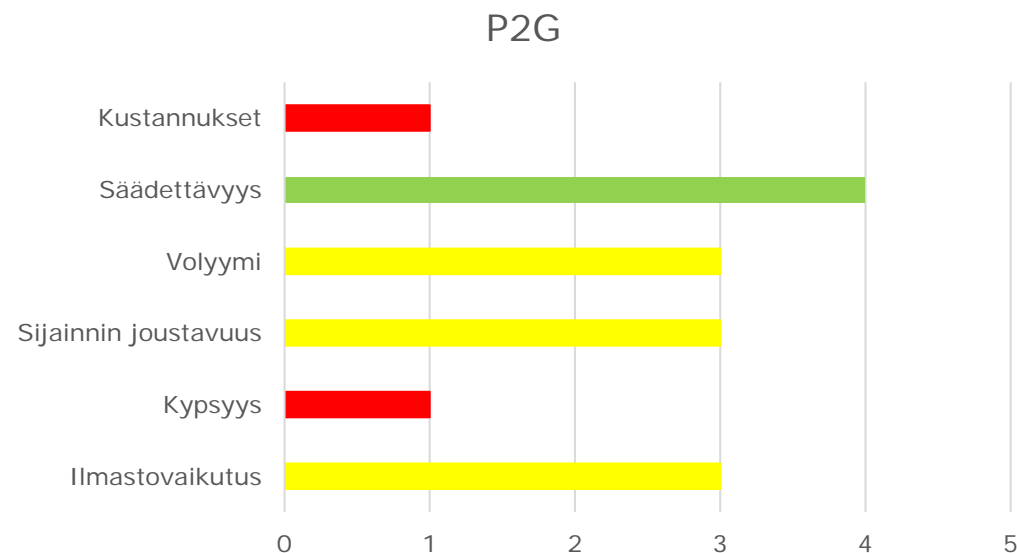
Teknologiana power-to-gas on vielä tutkimus- ja kehitysasteella. Kehitystä tarvitsee erityisesti suuren kokoluokan elektrolyysi, suuret polttokennot ja vetyä käytettäessä sen varastointi sekä hyötysuhteen parantaminen.

P2G-varastot voidaan käytännössä sijoittaa hyvin vapaasti sähköverkon alueelle. Jos valmistettu kaasu halutaan syöttää maakaasuverkkoon, tulee P2G-laitoksen sijaita maakaasuverkon vieressä.

P2G-tekniikalla on potentiaalia toimia tulevaisuudessa suuren kokoluokan sähkövarastona ja sähkön kausivarastona. Tämä kuitenkin edellyttää kustannusten merkittävää laskua ja ylimääräisen sähkön tuotannon merkittävää lisääntymistä. P2G-tekniikoiden käyttöönotto tarvitsee kuitenkin sitä tukevaa säätelyä ja tukimekanismeja.

P2G-laitoksen säädettävyys riippuu prosessin välivarastojen kapasiteetista sekä laitoksesta, jolla tuotettu kaasu kulutetaan. Polttokennon käynnistysaika vaihtelee kennotyypin mukaan kymmenistä sekunneista tunteihin⁴⁹. Maakaasukäyttöisen moottori- tai kaasuturbiinilaitoksen käynnistysaika on noin 10-15 minuuttia. Suurempien maakaasukäyttöisten CHP-laitosten käynnistysaika on tätä pidempi.

P2G:n ilmastovaikutus on positiivinen, edellytyksenä tietenkin, että käytetty sähkön on puhdasta. Toisaalta prosessin kokonaishyötysuhde on toistaiseksi heikko muihin energiavarastoihin verrattuna. Muissa sovelluksissa ylimääräistä sähköä voidaan varastoida paremmalla hyötysuhteella (esim. lämpövarastot, litiumakut).



Kaukolämpöakku

Pienen kokoluokan, kapasiteetiltaan muutaman tunnin kaukolämpöakut ovat jo kypsää ja yleistä teknologiaa. Tässä työssä kaukolämpöakulla viitataan erityisesti suuren kokoluokan kaukolämpöakkuun, jota voidaan purkaa täydellä teholla useita päiviä tai joita voi käyttää lämmön kausivarastona.

Yksinkertaisimmillaan suuri kaukolämpöakku saadaan tehtyä käytöstä poistettuun kallioluolaan, joka täytetään vedellä. Ladattaessa sen vettä lämmitetään, ja vastaavasti purettaessa vesi jäähtyy. Muita lämpövarastotyyppisiä ovat säiliöakut, kaivantovarastot, porareikävarastot ja pohjavesivarastot. Tanskassa on käytössä useita kaivantovarastoja, joita käytetään aurinkolämmön varastointiin. Eri varastotyypeillä on erilaiset hyötysuhteet sekä varastosta otettavan lämmön lämpötilat.

Yleisesti lämpöakuilla voidaan parantaa ilmastopäästöjen kannalta parhaiden teknologioiden hyödyntämistä. Kaikilla kaukolämpöakuilla on mahdollista vähentää huippulämpölaitosten energiantuotantoa. Korvaaminen on mahdollista esimerkiksi siten, että biomassakäyttöistä lämpökattilaa ajetaan tasaisella teholla vastaten kaukolämmön kysynnän keskimääräistä tarvetta. Kun kaukolämmön kysyntä on pienempi kuin tuotantoteho, akku ladataan ja päinvastoin. Akulla voidaan myös optimoida CHP-tuotannon sähkön tuotantoa siten, että sähkön hinnan ollessa korkealla laitosta ajetaan, vaikka kaukolämpöä ei sillä hetkellä tarvittaisi niin paljon. Joissakin tapauksissa akulla saadaan myös optimoitua peruskuormalaitosten ajoaikaa esim. kesällä, kun lämmöntarve on ajoittain laitoksen minimikuormaa pienempi tai keväisin ja syksyisin, kun akulla voidaan vaikuttaa mahdollisen toisen laitoksen

⁸ käynnistysajankohtaan.

Suuret kaukolämpöakut myös edistäisivät lämpöpumppujen käyttömahdollisuuksia ja kannattavuutta kaukolämpöverkoissa. Suuren kaukolämpöakun ja lämpöpumpun yhdistelmä toimisi siten, että lämpöpumppua voitaisiin matalan lämmöntarpeen aikoina ajaa täydellä teholla, vaikka tuotantoteho ylittäisi lämmön kulutuksen. Lämpöakun avulla voidaan myös hyödyntää paremmin vaihtelevasti saatavilla olevia hukkalämpöjä.

Suuren kokoluokan kaukolämpöakuista toivotaan apua tukemaan uusiutuvien käyttöönottoa. Akku voitaisiin ladata sähkökattilalla tai lämpöpumpulla silloin, kun sähköä tuotetaan yli kysynnän, esimerkiksi tuulisen sään aikana. Vastaavasti akku voidaan päivisin ladata aurinkolämmöllä tai sähköllä ja yöllä purkaa.

Lämpöakkujen hyötysuhteisiin vaikuttavat akkujen lämpöhäviöt, jotka ovat tapauskohtaisia ja riippuvat varaston koosta ja varastoinnin kestosta. Energiforskin⁵⁰ julkaisemassa tutkimuksessa on koottu erilaisten olemassa olevien lämpövarastojen toteuneita hyötysuhteita:

- Pieni kaukolämpöakku: 81 %
- Pieni kaukolämpöakku, paineistettu, 99%
- Kaivantovarastot 64-86 %
- Kalliovarastot 65 %



Kaukolämpöakku

Helenin Mustikkamaan lämpöakku on Suomen suurin valmistuessaan vuonna 2021. Akku toteutetaan käytöstä poistettuun öljyn kalliovarastoon. Akun 260000 m³:n tilavuuteen pystytään varastoimaan maksimissaan 11,6 GWh lämpöä. Energiämäärä riittää täydellä purkausteholla (120 MW) noin neljäksi päiväksi. (Helen, 2018)

Mustikkamaan akun kustannusarvio on noin 15 M€, joka vastaa yksikkökustannusta 1300 €/MWh. (Helen, 2018) Mustikkamaan lämpöakku tehdään kuitenkin valmiiseen kallioluolaan, eli tämä kustannus ei sisällä itse louhimistyön kustannuksia. Hinta olisi merkittävästi suurempi, jos luola pitäisi tehdä koskemattomaan kallioon.

Vaasan Sähkö ja EPV ovat myös rakentamassa vanhasta öljyvarastosta kaukolämpövarastoa. Tulevan kaukolämpövaraston tilavuus on 210 000 m³ ja se otetaan käyttöön kesällä 2020. Varaston lataus- ja purkuteho on 100 MW ja varastoitava energiämäärä on 7 – 9 GWh. Yhtiöiden mukaan tämä on tuhat kertaa suurempi kuin Pohjoismaiden suurimman rakenteilla olevan sähköakun varastointikapasiteetti. Varaston energiämäärällä voidaan kattaa Vaasan kaukolämmön tarve neljä päivää kylmällä säällä. Varaston avulla pystytään vähentämään kivihiilen käyttöä ja hyödyntämään alueen hukkalämmöt paremmin lämmöntuotannossa.⁵¹

Vanhoja öljyvarastoja on muutettu ja suunnitellaan muutettavan kaukolämpövarastoiksi myös muualla Suomessa. Investointikustannukset riippuvat varaston kunnosta ja paikallisista olosuhteista ja kustannukset vaihtelevat suuresti. Tilavuus vaikuttaa vain vähän hintaan näissä tapauksissa.

Energiforskin kokoamien kustannustietojen mukaan kalliovaraston kustannus on noin 20 000 SEK/MWh eli 1900 €/MWh (vain yksi kohde raportoitu) ja kaivantovaraston kustannus noin 5 000 - 55 000 SEK/MWh eli 500 - 5000 €/MWh.⁵⁰

Pienehköissä kaukolämpöverkoissa noin 12 GWh:n määrä voisi merkittävästi lisätä peruskuormalaitoksen vuotuisia käyttötunteja ja samalla pienentää huippulämpölaitosten käytön minimiin. Toisaalta suuri akku saattaisi mahdollistaa lämpöpumppuinvestoinnin pienessä verkossa, jossa kesällä ei lämpöpumpulle olisi riittävästi kuormaa.

Sen sijaan suurissa kaukolämpöverkoissa suhteellisesti merkittävä polton vähentäminen vaatisi satojen gigawattituntien tai terawattituntien varastokapasiteetin. Nykyisillä, vesitäytteisillä akuilla tilantarve kuitenkin muodostuu ongelmaksi. Mustikkamaan akkuun verrattaessa 100 GWh vaatisi noin 2,2 Mm³:n kallioluolan.



Kaukolämpöakku

Lämpöakkujen suureen tilantarpeeseen pyritään vastaamaan faasimuutosvarastoilla, joissa lämpöä varastoidaan olomuodon muutoksiin. Faasimuutosvarastot ovat potentiaalinen tutkimuskohde, koska faasimuutoksissa vapautuu tai sitoutuu huomattavia määriä energiaa verrattuna lämpötilan vaihteluun. Esimerkiksi kun kuutio vettä jäätyy, se luovuttaa noin 93 kWh energiaa. Yhden vesikuution jäähtyminen yhdellä asteella taas vapauttaa noin 1,2 kWh energiaa.

Suuren kokoluokan faasimuutosvarastot ovat kuitenkin vasta kehitysasteella. Esimerkiksi heikko lämmönjohtokyky on haasteena suurissa sovelluksissa. Tällaisessa varastossa siis varaston ydin saattaisi olla kiinteä purkaustilanteessa samalla, kun reunoilla sula aine jo lämpenee. Lisäksi monien suolojen sulamispisteet ovat liian korkeita kaukolämmön lämpötilaan verrattuna, ja toisaalta korkean lämpötilan ylläpito edellyttäisi merkittäviä eristeitä kalliiluolaan. Myös merkittävät tiheyden muutokset haittaavat käyttöä. Pelkällä vedellä taas on niin hyvä ominaislämpökapasiteetti, että veden lämmittämistä ja jäädyttämistä on toistaiseksi hankala voittaa kustannustehokkuudessa.

Taulukossa on esitelty tyypillisten faasimuutosvarastoihin tutkittavien materiaalien ominaisuuksia (materiaalikategoriat sisältävät useita eri yhdisteitä ja siksi sulamispiste ja –lämpö vaihtelevat kunkin kategorian sisällä).⁵²

Materiaali	Sulamispiste (°C)	Sulamislämpö (kWh/m ³)
Suolavesiliuokset	-100 – 0	60 – 80
Vesi	0	93
Klatraatit	-50 – 0	60 – 80
Parafiinit	-20 – 100	40 – 70
Suolahydraatit	-20 – 80	60 – 170
Sokerialkoholit	20 – 450	60 – 130
Nitraatit	120 – 300	60 – 190
Hydroksidit	150 – 400	140 – 190
Kloridit	350 – 750	150 – 220
Karbonaatit	400 – 800	170 – 280
Fluoridit	700 – 900	> 280



Kaukolämpöakku: arviointi

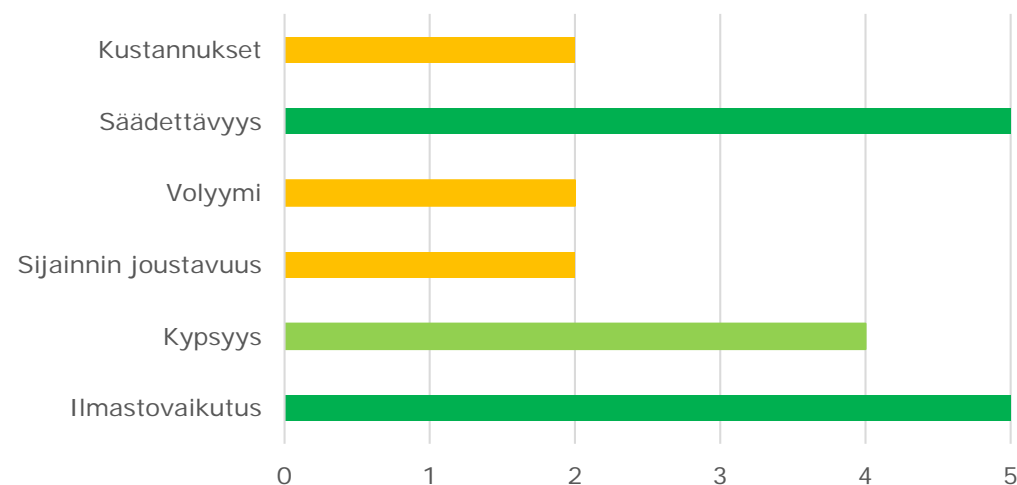
Suuret kaukolämpöakut ovat toistaiseksi kalliita ja vievät tilaa. Toisaalta monien kaukolämpöverkkojen piiristä löytyy käytöstä poistettuja luolavarastoja, joita suunnitellaan muutettavaksi kaukolämpöakuiksi.

Kaukolämpöakun purkaus ja lataus voidaan tarvittaessa aloittaa hyvin nopeasti. Edellytyksenä on tietenkin, että purkaminen tai lataaminen on akun lataustilanteen kannalta mahdollista (eli akku ei ole aivan täynnä tai tyhjä).

Toimiessaan kaukolämpöakun ilmastovaikutus on hyvä, koska kuten aiemmin todettiin, pienessäkin kokoluokassa akut vähentävät tarvetta huippulämpölaitoksille. Suuressa kokoluokassa ne edistävät uusiutuvilla energialähteillä tuotetun ylimääräisen sähkön hyödyntämistä lämmön tuotannossa lämpöpumppujen tai sähkökattiloiden avulla. Akkujen avulla voidaan myös saada aurinkolämmön vaihteleva tuotanto paremmin hyödyksi. Akkuilla voidaan vähentää polttamista ympäri vuoden.

Sijainti on kohtalaisen rajattu suuren tilantarpeen takia. Toistaiseksi suurten lämpöakkujen toteutus on Suomessa rajoittunut olemassa oleviin kalliovarastoihin. Luonnollisesti, varaston tulee olla kiinni kaukolämpöverkossa eli lähellä kulutusta.

Suuri kaukolämpöakku



Kysyntäjousto

Perinteisessä energiajärjestelmässä energian tuottajat muuttavat tuotantotehoaan energian kulutustehon perusteella. Toisin sanoen tuotantoa vaihdellaan kulutuksen mukaan. Kysyntäjoustopaikassa lämmön tai sähkön käyttäjä siirtää kulutustaan toiseen ajankohtaan jonkin kannusteen takia. Kulutuksen siirron tulisi kuitenkin tapahtua automaattisesti siten, että energian käyttäjän, esimerkiksi asunnon, mukavuus ei muutu.

Kysyntäjoustopaikan kannusteena on tyypillisesti rahallinen hyöty asiakkaalle. Vastaavasti energian tuottajat pystyvät tuottamaan energiaa tasaisemmalla teholla kysyntäjoustopaikan ansiosta. Toisaalta energiayhtiö voisi käyttää kysyntäjoustopaikkaa vaihtelevan uusiutuvan tuotannon tasehallintaan. Jakelu- ja siirtoyhtiöt taas hyötyvät sähkön kysyntäjoustopaikan mahdollistamasta tehopiikkien leikkaamisesta.

Sähkön kysyntäjoustopaikkaan soveltuvia teknologioita ovat esimerkiksi sähkölämmitys (ml. lämpöpumput), ilmanvaihto ja valaistus. Esimerkiksi sähkölämmityksen voi kytkeä muutamien minuuttien ajaksi pois päältä ilman, että huoneiston lämpötilassa tunnetaan eroa. Tarkoitus on, että esimerkiksi taloyhtiön kaikki sähkölämmittimet eivät olisi samaan aikaan täydellä teholla. Vastaava toimii esimerkiksi ilmanvaihdon kanssa. Valaistusta on taas mahdollista portaattomasti ja hitaasti himmentää ja kirkastaa siten, että tilan käyttäjät eivät huomaa eroa.

Yllä mainituissa tapauksissa kuluttaja saisi joustopaikastaan rahallisen korvauksen. Joustopaikan ostaja taas hyötyisi esimerkiksi omassa tasehallinnassaan tai sähkön kulutuspiikkien leikkaamisesta.

Suomessa suurin julkinen sähkön kysyntäjoustopaikka on Siemensin virtuaalivoimalaitoshanke. Virtuaalivoimalaitokseen on tarkoitettu koota 10 MW hajasijoitettuja sähkövarastoja ja 22 MW rakennusten kysyntäjoustopaikkaa.⁵³ Investoinnin kokonaiskustannukseksi on arvioitu 24,5 M€, josta 14 M€ on varattu akuille ja 10,5 M€ kysyntäjoustopaikkaan. Toisin sanoen, joustopaikan kulutustehon yksikkökustannus on noin 500 €/kW. Tehoa kohden yksikkökustannus on samaa luokkaa Tuulivoiman uuden akun kanssa (~600 €/kW).

Kaukolämmön kysyntäjoustopaikkaan ei ole yhtä vahva tarve kuin esimerkiksi sähkön kysyntäjoustopaikkaan. Kaukolämpöverkko on itsessään muutaman tunnin kaukolämpöakku, puskuri kaukolämpöjärjestelmässä.

Käytännössä kaukolämmön kysyntäjoustopaikka tarkoittaa lämmitystehon ohjausta, mikä voidaan toteuttaa eri tavoin (kuten menoveden lämpötilaohjaus, ilmanvaihtokoneiden ohjaus, mahdollisesti kiinteistökohtaiset varaajat käyttöveden aiheuttamien huippujen tasaamiseen). Lämmön kysyntäjoustopaikan avulla voidaan esimerkiksi vähentää jonkin verran pakkasjaksojen aikaista huippulämpötilojen käyttöä. Haluttu joustopaikka voi osua myös muuhun tilanteeseen kuin pakkasjaksoon. Joissain kaukolämpöverkoissa tämä tilanne voi olla esimerkiksi ulkolämpötilan ollessa 0 °C tai 5 °C, ennen siirtymistä seuraavalle tuotantotavalle (kuten esimerkiksi fossiiliselle polttoaineelle).

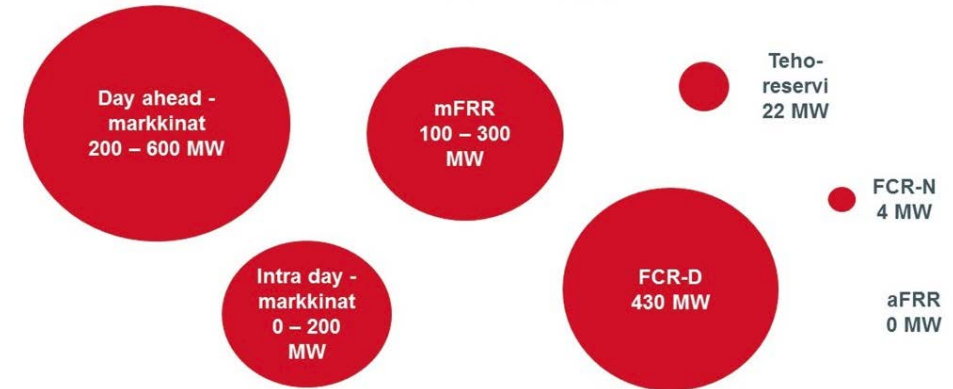


Sähkön kysyntäjousto

Kysyntäjouaston saatavilla olevaan määrään vaikuttaa siltä vaadittava aktivoitumisaika ja jouston kesto. Pöyry (2018)⁵⁴ on arvioinut 1-3 tuntia kestävänsä sähkön kysyntäjouaston potentiaaliksi Suomen kemian-, metalli- ja paperiteollisuudessa yhteensä noin 1000 MW. Datakeskusten kysyntäjouaston potentiaaliksi on arvioitu 200 MW, mutta kestoiltaan niiden jousto on vain 3 minuuttia. Kysyntäjouaston hintataso vaihtelee eikä sille ole määriteltävissä tiettyä hintatasoa. Teollisuuden tarjoama kysyntäjousto riippuu mm. teollisuuden tuotantotilanteesta. Osa teollisuuden kysyntäjoudesta on jo käytössä eri reservimarkkinoilla (kuva oikealla).

Muilla sektoreilla kysyntäjouaston tekniseksi ohjauspotentiaaliksi arvioidaan yhteensä jopa yli 5000 MW⁵⁵. Arvion mukaan tällä hetkellä aikaohjauksen piirissä on noin 1000 MW pienasiakkaiden kuormia ja teho-ohjauksen piirissä noin 800 MW. Tarjolla olevan jouston määrään vaikuttaa voimakkaasti vuoden- ja vuorokaudenajat. Kestoltaan tunnin mittainen jousto koostuu lähinnä sähkölämmityksistä ja lämminvesivaraajista.⁵⁵ Siten potentiaaliksi arvioidaan talvisin enintään 1000-3000 MW ja kesäisin 600-1800 MW (kesto 2 h). On huomattava, että tässä on esitetty teoreettiset potentiaalit ja todellisuudessa käytettävissä olevan kysyntäjouaston määrä voi olla tätä huomattavasti vähäisempää. Jos sähkön kysyntäjoustopotentiaali valjastetaan tehokkaaseen käyttöön, kysyntäjoudesta voi olla merkittävää hyötyä samalla, kun joustava CHP-tuotanto vähenee. Kysyntäjousto turvaisi sähköjärjestelmän toimintaa.

Kysyntäjouaston tilanne Suomessa status 18.1.2018



*Fingrid arvioi tämän hetken yli tunnin mittaisen kysyntäjouaston (eli Day ahead- ja Intra day -markkinat) määräksi sähkömarkkinoilla 0-600 MW.**

Tunnin-kolmen tunnin kestoista kysyntäjoustopotentialiaalisesti saatavilla käyttöön kemian-, metalli- ja paperiteollisuudesta sekä lämmitysjärjestelmistä ja kasvihuoneiden valaistuksista.^{54,55}

Teollisuuden ala tai sektori	Kysyntäjouaston potentiaali	Jouston kesto	Tällä hetkellä markkinoilla
Kemianteollisuus	75-150	1-3 h	0
Metalliteollisuus	300	1-3 h	0
Paperiteollisuus	600-650	1-3 h	60-70%
Muut (kotitaloudet, kasvihuoneet, palvelusektori...)	Kesä: 600-1800 MW Talvi: 1000-3000 MW	1 h	0

*Kuvan lyhenteet:

FCR-N - taajuusohjattu käyttöreservi

FCR-D - taajuusohjattu häiriöreservi

mFRR - manuaalinen taajuuden palautusreservi

aFRR - automaattinen taajuudenhallintareservi



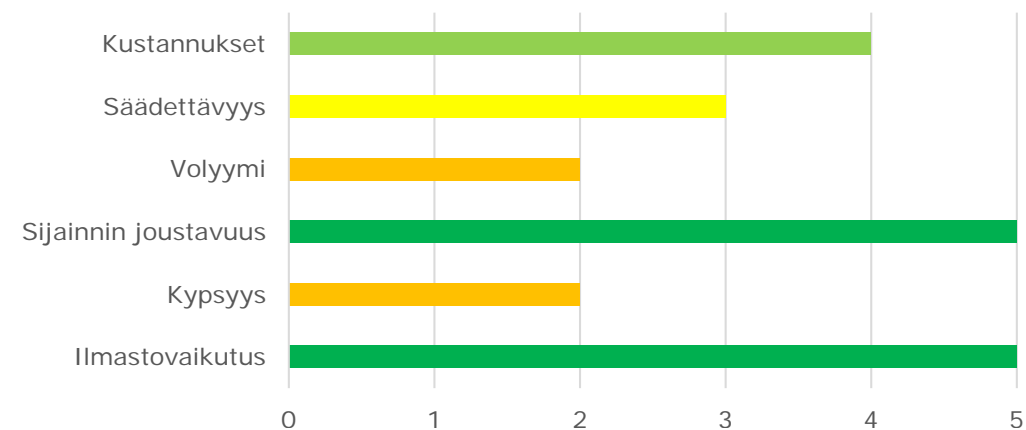
Kysyntäjousto: arviointi

Teollisuudessa ja kotitalouksissa on suuri sähkön kysyntäjoustopotentiaali, josta erityisesti kotitalouksien potentiaali on suurelta osin vielä käyttämättä. Kysyntäjousto on hinnaltaan hyvin vaihtelevaa.

Kysyntäjousto on tarpeen vaatiessa hyvin nopeaa ja säätökykyistä. Toisin sanoen esimerkiksi sähkölämmitys voidaan kytkeä pois päältä ilman viivettä. Säädettävyyden ongelmana on se, että kysyntäjousto ei ole aina saatavilla. Esimerkiksi kylmän pakkasjakson aikana lämmitystä ei voi pitää pois päältä kovin pitkiä aikoja. Samasta syystä kuvissa kaukolämmön kysyntäjouaston volyyymi on pieni. Toisaalta erityisesti teollisuuden kysyntäjouaston saatavuuteen vaikuttaa myös siitä saatava tuotto. Kysyntäjoustolla ei ole sijaintirajoitteita, vaan kysyntä voisi joustaa kaikkialla, missä on energian kulutusta, kunhan kuorma itsessään on joustavaa.

Kysyntäjouaston ilmastovaikutus on hyvin positiivinen. Lämmön kysyntäjoustolla voidaan optimoida tuotantokapasiteetin käyttöä, esimerkiksi vähentää öljyä polttavien huippulämpölaitosten käyttöä. Sähkön kysyntäjoustolla voidaan taas tukea puhtaan, mutta joustamattoman kapasiteetin lisäämistä sähköjärjestelmään.

Kysyntäjousto, kaukolämpö



Kysyntäjousto, sähkö



Yhteenveto

Tässä raportissa on esitelty teknologioita, joilla voidaan korvata polttamalla tuotettua lämpöä ja sähköä. Esitellyillä teknologioilla on erilaisia mahdollisia rooleja tulevaisuuden energiajärjestelmässä ja ne kaikki voivat tarjota erilaisia osaratkaisuja polttamisen vähentämiseksi. Osaa vaihtoehtoista käytetään lämmön pohjakuorman tuotannossa, osaa taas tasapainottamaan sähkön ja lämmön tuotannon ja kulutuksen välisiä eroja sekä mahdollistamaan joustamattomien uusiutuvien energiantuotantomuotojen laajempi hyödyntäminen energiajärjestelmässä. Esimerkiksi energiavarastojen ja kysyntäjoustop rooli on mahdollistaa uusiutuvien energialähteiden mahdollisimman laaja hyödyntäminen niin sähkön kuin kaukolämmön tuotannossa. Kunkin teknologian tuleva rooli riippuu myös muiden teknologioiden yleistymisestä. Esimerkiksi aurinkoenergian kasvu tarvitsee tuekseen energiavarastoja tai muuta joustoa.

Lisäksi on huomioitava, että teknologian sopivuus tiettyyn käyttökohteeseen tai lämpöverkkoon on monen osatekijän summa. Riippuen nykyisestä tuotantorakenteesta ja kulutusprofiilista voi toiseen kaukolämpöverkkoon sopia jokin ratkaisu paremmin kuin toiseen verkkoon. Myös teknologioiden ilmastovaikutus riippuu kokonaisuudesta, jonka osana ne toimivat (kuten mitä tuotantoa teknologialla korvataan ja mitä järjestelmämuutoksia teknologia edesauttaa). Yleisesti ottaen kaikkien tässä työssä tutkittujen teknologioiden ilmastovaikutukset nähdään positiivisina.

Lämpöpumput ovat esitellyistä teknologioista laajimmin käytössä ja niiden tuotantokustannukset ovat edullisimmat. Lämpöpumppujen hyödyntämiseen vaikuttavat saatavilla olevat lämmönlähteet ja niiden kausittaiset vaihtelut. Teollisuudesta, datakeskuksista ja jäteveden puhdistamoilta on saatavilla tasaisia hukkalämpövirtoja, kun taas ympäristön lämpöjen hyödyntäminen talvisin on haastavaa lämmönlähteiden alhaisen lämpötilan ja lämpöpumpun jäätymisriskin takia. Lämpöpumpuilla on merkittävä potentiaali korvata polttamalla tuotettua lämpöä ja edistää uusiutuvien ja päästöttömien energialähteiden käyttöä lämmöntuotannossa. Lämpöpumppuja kehitetään tuottamaan yhä kuumempaa vettä ja hyödyntämään yhä kylmempää lämmönlähteitä. Näin lämpöpumpuilla voitaisiin tulevaisuudessa hyödyntää erilaisia lämmönlähteitä nykyistä paremmin ja lämpöpumppujen potentiaalisten sovelluskohteiden voikin olettaa lisääntyvän. Myös kylmäaineiden ilmastovaikutuksesta kertovan GWP-luvun pienentämiseen ohjataan kehityspanoksia.

Geotermisen lämmön tekniikoista keskisyvien reikien sovellukset ovat lähempänä kaupallista tekniikkaa, mutta se ei vielä ole kustannuksiltaan kilpailukykyistä korvaamaan pohjakuormalaitoksia kaukolämmön tuotannossa. Kustannusten voi kuitenkin olettaa alenevan poraustekniikan kehityksen myötä. Syviä reikiä hyödyntävällä EGS-konseptilla taas on merkittävä potentiaali korvata polttamalla tuotettua lämpöä, jos kustannus- ja energiantuotantoennusteet toteutuvat. Geotermisen lämmön hankkeisiin liittyy kuitenkin vielä suuria epävarmuuksia sekä tuotantokustannusten että maaperästä saatavan energiamäärän osalta. Geotermisen lämpö on päästötöntä ja uusiutuvaa energiaa.



Yhteenveto

Aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää sekä sähkönä että lämpönä. Kaupallisia ratkaisuja on jo tarjolla. Yhteisenä haasteena on aurinkoenergian saatavuuden painottuminen vuositasolla kesäkaudelle ja vuorokausitasolla päiväaikaan, mikä edellyttää aurinkoenergian rinnalle muita järjestelmiä. Aurinkosähköjärjestelmien (PV) hinnat ovat laskeneet viime vuosina ja hintojen odotetaan laskevan edelleen. Suomessa asennettujen aurinkosähköpaneelien kapasiteetti on vielä pieni. Arviot aurinkosähkökapasiteetin kehityksestä vaihtelevat suuresti.

Litiumakkujen etuna on niiden nopea säätökyky, mutta niiden tarjoaman säädön kapasiteetti on pieni ja kestoaltaan lyhyt. Litiumakut sopivatkin parhaiten taajuudensäätöön, jännitteen ylläpitoon ja pienten laitosten tasehallintaan. Litiumakkujen kustannuksen oletetaan laskevan merkittävästi tulevaisuudessa, mutta niiden arvioidaan silti olevan liian kalliita vuorokausimarkkinalla toimimiseen vuoteen 2030 mennessä. Akut osaltaan edesauttaa joustamattomien uusiutuvien sähköntuotantomuotojen yleistymistä Suomessa. Akkujen valmistuksen kestävyys ja materiaalit voivat aiheuttaa haasteita akkujen käytön laajalle kasvulle: alkuaineiden riittävyys on rajallista ja niiden käytön kestävyys liittyy epävarmuuksia kuin myös akkujen elinkaaripäästöihin.

Power-to-gas teknologialla on potentiaalia toimia suuren kokoluokan sähkövarastona ja siten mahdollistaa uusiutuvien ja vaihtelevien sähköntuotantomuotojen merkittävä lisääntyminen. Toistaiseksi tekniikka on kuitenkin vielä kehitysasteella, sen kustannukset ovat todella korkeat ja hyötysuhteet alhaiset.

Suuret kaukolämpöakut ovat toistaiseksi kalliita ja vaativat paljon tilaa. Toisaalta monien kaukolämpöverkkojen piiristä löytyy käytöstä poistettuja luolavarastoja, joita suunnitellaan muutettavaksi kaukolämpöakuiksi. Kaukolämpöakun kannattavuus perustuu siihen, että sen avulla voidaan optimoida kaukolämmön tuotantoa ja eri tuotantomuotojen käyttöä. Pienessäkin kokoluokassa akut vähentävät tarvetta huippulämpölaitoksille. Suuressa kokoluokassa ne myös edistävät tuuli- ja aurinkoenergian käyttöä nykyistä joustavammin ja laajemmin myös lämmöntuotannossa sekä kausittain vaihtelevien hukkalämpöjen hyödyntämisen lämmöntuotannossa. Akuilla voidaan vähentää polttamalla tuotetun energian käyttöä ympäri vuoden.

Teollisuudessa ja kotitalouksissa on suuri sähkön kysyntäjouston potentiaali, josta erityisesti kotitalouksien potentiaali on suurelta osin vielä käyttämättä. Kysyntäjousto on tarpeen vaatiessa hyvin nopeaa ja säätökykyistä, mutta todennäköisesti lyhytkestoista (muutamia tunteja). Lämmön kysyntäjoustolla voidaan optimoida tuotantokapasiteetin käyttöä, esimerkiksi vähentää öljyä polttavien huippulämpölaitosten käyttöä. Sähkön kysyntäjoustolla voidaan taas tukea puhtaan, mutta joustamattoman kapasiteetin lisäämistä sähköjärjestelmään. Kysyntäjouston määrän uskotaan lisääntyvän tulevaisuudessa, jolloin sitä voi olettaa olevan myös ajallisesti nykyistä useammin käytössä.



Yhteenveto

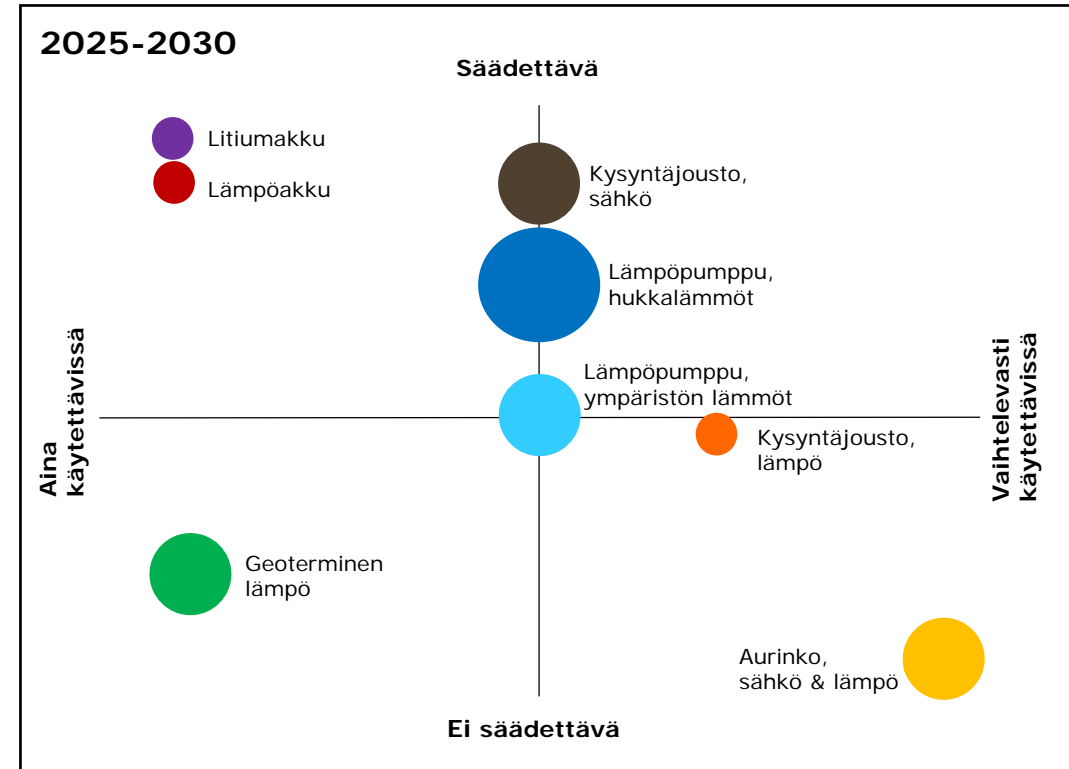
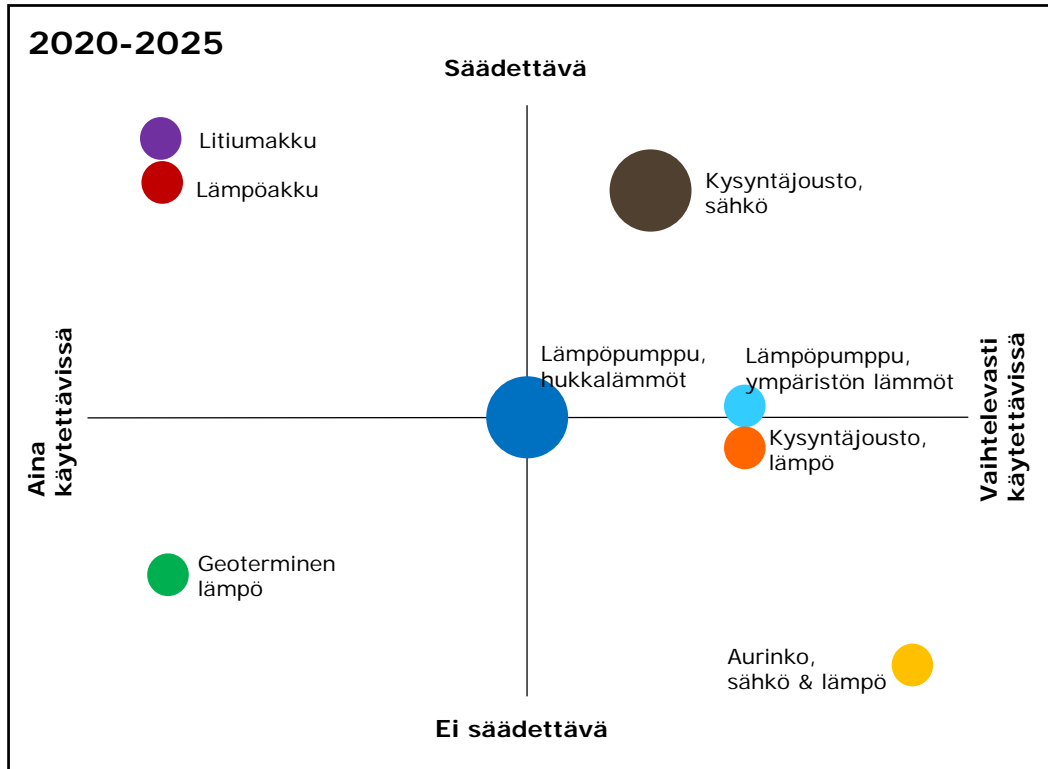
Seuraavalla sivulla on esitetty yhteenveto teknologioiden ominaisuuksista käytettävyyden suhteen sekä suuntaa-antava arvio niiden mahdollisesta roolista kaupallisessa käytössä kahdella eri aikavälillä. Kunkin teknologian roolin kokoa on pyritty arvioimaan pallon koolta. Käytettävyyden osalta on arvioitu, miten kukin teknologia on käytettävissä vuoden aikana, ja miten sen tuotanto on säädettävissä.

Käsitellyistä teknologioista sähkö- ja lämpöakut ja geoterminen energia ovat käytettävissä vuodenajasta riippumatta. Näiden käyttöä rajoittaa ainoastaan akkujen koko ja maaperästä kulloinkin saatava lämpöteho. Näistä tekniikoista akut ovat helposti säädettävissä, geotermistä energiaa taas pyritään ajamaan tasaisella kuormalla. Muiden teknologioiden käyttöön vaikuttavat vuodenaajat tai muu ajallinen vaihtelu. Ilman, meren ja vesistöjen lämpöjen sekä erilaisten hukkalämpöjen saatavuus vaihtelee vuodenajasta tai esimerkiksi teollisuusprosessin tai jäähdytystarpeen vaihteluista riippuen. Myös aurinkoenergian tuottamismahdollisuus riippuu vuoden- ja vuorokaudenaajasta. Lämpöpumppujen tehoa voidaan joustavasti säädellä, aurinkoenergian tuotanto taas on joustamatonta. Kysyntäjousto on myös hyvin säätävää, mutta sen saatavuus on hyvin vaihtelevaa ja riippuu lämmön tarpeesta, jouston hinnasta, teollisuusprosessien vaihteluista ja sääolosuhteista.

Esitellyistä teknologioista kaupallisessa käytössä ovat jo lämpöpumput, aurinkolämpö- ja sähkö, kaukolämpövarastot, kysyntäjousto sekä litiumakut. Kuitenkin kaikilla esitellyillä teknologioilla on vielä sekä teknistä kehityspotentiaalia että potentiaalia kasvattaa rooliaan energiamarkkinoilla. Teknologia- ja kustannuskehityksen lisäksi eri ratkaisujen yleistymiseen vaikuttavat myös mm. ohjauskeinot kuten verotus ja investointituet. Teknologioiden kilpailukykyä parantaa myös polttamisen kallistuminen.



Teknologioiden vertailu



Yhteenveto teknologioiden ominaisuuksista sekä suuntaa-antava arvio mahdollisesta roolista kaupallisessa käytössä kahdella eri aikavälillä (pallon koko kuvaa potentiaalisen roolin kokoa).



Lähteet

1. Luoranen (2017), Teollisen kokoluokan lämpöpumppukoneikon tekniikka ja talous
2. Motiva (2017), Ylijäämälämmön taloudellinen hyödyntäminen, lämpöpumppu- ja ORC-sovellukset
3. Motiva (2019), Esiselvitys – ylijäämälämmön potentiaali teollisuudessa
4. Rauhamäki (2019), Merivesilämpöpumput kiinnostava mahdollisuus myös Helsingissä (<https://www.helen.fi/yritys/vastuullisuus/ajankohtaista/blogi/2019/merivesilampopumput>)
5. Helen (2019), Vuosaaren uusi, ainutlaatuinen meriveden lämpöä hyödyntävä lämpöpumppu (<https://www.helen.fi/uutiset/2019/merivesilampopumppu>)
6. HSY (2018), Jätevedenpuhdistus pääkaupunkiseudulla 2017
7. Sulpu (2019), Ulkoilma-vesilämpöpumppu (UVLP) (<https://www.sulpu.fi/ilma-vesilampopumput>)
8. VTT (2015), Rakennusten jäähdytysmarkkina.
9. Kauppalehti 4.4.2019
10. Leasegreen (2019), Vuosikertomus 2018
11. Helsingin yliopisto (2019), Selvitys geotermisen energian syväreikäporaamisesta, siihen liittyvistä ympäristönäkökohdista ja riskienhallinnasta
12. FCG (2016), Geoenergiapotentiaaliselvitys Kuopion Savilahden alueelle
13. Motiva (2019), Maalämpöpumppu, MLP (https://www.motiva.fi/koti_ja_asuminen/rakentaminen/lammitysjarjestelman_valinta/lammitysmuodot/maalampopumppu_mlp)
14. Valor (2016), Suuret lämpöpumput kaukolämpöjärjestelmässä
15. Pöyry Management Consulting Oy (2017), Hajautetun uusiutuvan energiantuotannon potentiaali, kannattavuus ja tulevaisuuden näkymät Suomessa
16. Geologian tutkimuskeskus (2019), Syvällä Suomen kallioperässä on aiemmin määrittämätön valtava puhtaan energian varasto
17. ST1 (2019), Puhdasta geolämpöä maan syvyyksistä
18. Aamulehti (28.12.2018), Tampereen Nekalaan porataan 7–8 kilometriä syvä lämpökaivo, jossa on 140 astetta lämpöä – Jos hanke onnistuu, niitä voi tulla lisää eri puolille kaupunkia
19. Helsingin Sanomat (2019), Kehä III:n varteen Espooseen alettiin porata kahden kilometrin syvyistä reikää
20. Motiva, https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa
21. Julkiset tilastotiedot, ÅF, 2018, ÅF perustuen julkisiin tietoihin (Energiavirasto, Aurinkoenergia.fi, Tilastokeskus)
22. Syventävät vero-ohjeet, energiaverotus, <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56206/energiaverotu/>
23. FinSolar (2016), Aurinkoenergian markkinat kasvuun Suomessa, Aalto-yliopisto, Auvinen et al. ISBN 978-952-60-6767-4 (pdf)



Lähteet

24. IRENA (2019), Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-126-3
25. IEA (2018), World Energy Outlook 2018, International Energy Agency. ISBN 978-92-64-06452-2
26. Atria (2018), <https://www.atria.fi/konserni/yritys/strategia/ainutlaatuinen-atrian-aurinko/>
27. FinSolar, <https://finsolar.net/kannattavuus/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/>
28. Korhonen (2018), Himmi Korhonen, Aurinkoenergian hiilidioksidipäästöt, Opinnäytetyö, OAMK
29. VTT (2015), SunZEB – Plusenergiaa Kaupungissa, Shemeikka et al. ISBN 978-951-38-8296-9
30. Helen (2017), <https://www.helen.fi/uutiset/2017/ensimm%C3%A4iseen-sunzeb-kortteliin-suunnitellaan-energiatehokkaita-kaupunkikoteja>
31. FinSolar, <http://finsolar.net/kannattavuus/aurinkolampojarjestelmien-hintatasot-ja-kannattavuus-suomessa>
32. Global Solar Atlas, <https://globalsolaratlas.info/>
33. IEA-ETSAP & IRENA (2013), Concentrating Solar Power Technology, IEA-ETSAP and IRENA© Technology Brief E10 – January 2013
34. Aalborg CSP, <https://www.aalborgcsp.com/projects/project-overview/>
35. Riikonen (2018), The present profitability of grid-scale lithium-ion batteries in Finland and future prospects
36. Turun Sanomat (2017) Sähköautojen nopea yleistymisen voi johtaa pulaan akkujen raaka-aineista
<https://www.ts.fi/uutiset/talous/3715485/Sahkoautojen+nopea+yleistyminen+voi+johtaa+pulaan+akkujen+raakaaineista>
37. Fingrid (2019), Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi (FCR-N ja FCR-D), vuosimarkkinahankinta ja toteutuneet tuntikaupat,
<https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/reservimarkkinainformaatio/Taajuusohjattu-kaytto-ja-hairioreservi-vuosimarkkinahankinta-ja-toteutuneet-tuntikaupat/>
38. Tuuliwatti (2019), <http://www.tuuliwatti.fi/tiedotteet/tuuliwatti-rakentaa-jattiakun-viinamaen-tuulipuistoon>
39. Fortum (2017) <https://www.fortum.fi/media/2017/03/pohjoismaiden-suurin-akku-otettiin-kayttoon-jarvenpaassa>
40. BNEF (2019) A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices, <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>
41. IRENA (2017) Electricity storage costs, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
42. EEA (2018) Electric vehicles from life cycle and circular economy perspectives
43. Korpela (2018), Suuren kokoluokan energianvarastointitekniologioiden teknis-taloudelliset näkymät
44. Energiauutiset (2019), Vedystä vetoapua energiamuutokseen, <https://www.energiiauutiset.fi/kaukolampo/vedysta-vetoapua-energiamuutokseen.html>
45. Blanco et al. (2018), A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage
46. Weidner et al. (2018), Feasibility study of large scale hydrogen power-togas applications and cost of the systems evolving with scaling up in Germany, Belgium and Iceland
47. Oxford Institutes for Energy Studies (2018), Power-to-Gas: Linking electricity and gas in a decarbonizing world?



Lähteet

47. Oxford Institutes for Energy Studies (2018), Power-to-Gas: Linking electricity and gas in a decarbonizing world?
48. Otto Pesonen & Tuomas Alakunnas (2017), Energy Storage, Publication series B: Research reports and Compilations Publication series 14/2017, A Missing Piece of the Puzzle for the Self-Sufficient Living
49. Nikola (2013), Polttokennojen kaupallinen potentiaali Suomessa
50. Energiforsk (2019), Teknoekonomisk jämförelse av olika tekniker för termiska lager i fjärrvärmenät
51. YLE (2019), Yli 210 000 kuutiometrin maanalaisesta luolastosta tulee Suomen suurin lämpöenergiavarasto Vaasassa, <https://yle.fi/uutiset/3-10980939>
52. Luisa F. Cabeza (2014), Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications
53. TEM (2018), https://tem.fi/artikkeli/-/asset_publisher/energiakarkihanketukea-siemensille-gasumille-ja-pirkanmaan-jatehuolto-oy-lle
54. Pöyry (2018). Demand and supply of flexibility.
55. Järventausta et al (2015). Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli) – Loppuraportti



Making Future.

