



ENERGIATEHOKKUUSDIREKTIIVIN
MUKAINEN SELVITYS
HUKKALÄMMÖN POTENTIAALISTA
JA KUSTANNUSHYÖTYANALYYSI
TEHOKKAASTA LÄMMITYKSESTÄ

Raportti työ- ja
elinkeinoministeriölle

9/2020





Yhteystiedot

	Sähköposti	Puhelin
Jenni Patronen	jenni.patronen@afry.com	0407544922
Heidi Uimonen	heidi.uimonen@afry.com	0406619229

AFRY is an international engineering, design and advisory company. We support our clients to progress in sustainability and digitalisation. We are 17,000 devoted experts within the fields of infrastructure, industry and energy, operating across the world to create sustainable solutions for future generations.

AFRY Management Consulting provides leading-edge consulting and advisory services covering the whole value chain in energy, forest and bio-based industries. Our energy practice is the leading provider of strategic, commercial, regulatory and policy advice to European energy markets. Our energy team of over 250 specialists offers unparalleled expertise in the rapidly changing energy markets across Europe, the Middle East, Asia, Africa and the Americas.

Copyright © 2020 Pöyry Management Consulting Oy /

AFRY Management Consulting

All rights reserved

Tämä raportti on tehty AFRY Management Consulting Oy:n (AFRY) toimesta työ- ja elinkeinoministeriön käyttöön ("Asiakas"). Raportti on laadittu noudattaen AFRYn ja Asiakkaan välisen sopimuksen ehtoja. AFRYn tähän raporttiin liittyvä tai siihen perustuva vastuu määräytyy yksinomaan kyseisten sopimusehtojen mukaisesti. AFRYn näkemyksen mukaan tämän julkaisun sisältämät tiedot ovat paikkansapitäviä ja perusteltuja. Tästä huolimatta raporttia tulkitsevien tai käyttävien osapuolten tulee käyttää omaa harkintaansa sekä ammattitaitoaan julkaisun tietojen soveltamisessa. Tämä julkaisu sisältää osittain informaatiota, joka ei ole AFRYn hallittavissa. Näin ollen AFRY ei anna julkaisun perusteella tai siihen liittyen mitään vakuutusta, nimenomaista tai konkludenttista, eikä vastaa sen sisältämien tietojen ja arvioiden oikeellisuudesta. Pöyry ei vastaa kolmansille osapuolille tämän julkaisun käyttämisen tai siihen luottamisen perustella aiheutuneesta haitasta taikka mistään välittömästä tai välillisestä vahingosta.



SISÄLTÖ

TIIVISTELMÄ	1
1. JOHDANTO	3
1.1 Työn tausta ja tavoite	3
1.2 Raportin rakenne	4
2. LÄMMITYS SUOMESSA	5
2.1 Lämmitysteknologiat ja energianlähteet	5
2.2 Jäähdytys	8
3. HUKKALÄMMÖN MÄÄRÄ JA POTENTIAALI	9
3.1 Selvityksen rajaukset	9
3.2 Lauhdelaitosten hukkalämpöpotentiaali	12
3.3 Jätteenpolttolaitosten hukkalämpöpotentiaali	14
3.4 Teollisuuslaitosten hukkalämpöpotentiaali	16
3.5 CHP-laitosten hukkalämpöpotentiaali	22
3.6 Uusiutuvan energian lämpökattiloiden hukkalämpöpotentiaali	24
3.7 Konesalien hukkalämpöpotentiaali	27
3.8 Muut laitokset	28
3.9 Yhteenvedo hukkalämmön tuotannosta ja hyödyntämisestä	30
4. KUSTANNUSHYÖTYANALYYSI LÄMMITYKSEN TALOUDELLISISTA TEHOSTAMISMAHDOLLISUUKSISTA	34
4.1 Eri lämmitysmuotojen taloudellinen kannattavuus nykyisin	34
4.2 Skenaariomallinnuksen lähtökohdat	36
4.2.1 Lämmön kysynnän perusskenaariot	37
4.2.2 Skenaarioiden yleiset oletukset teknologioista ja kustannuksista	38
4.2.3 Lämmöntuotannon skenaariot	40
4.3 Skenaariomallinnuksen tulokset	41
4.3.1 Lämmöntuotanto	41
4.3.2 Skenaarioiden vaikutus päästöihin	48
4.3.3 Vaikutus primäärienergian käyttöön	49
4.3.4 Vaikutus uusiutuvan energian osuuteen	52
4.4 Lämmitysjärjestelmien kustannustehokkuus ja taloudellinen potentiaali	52
4.4.1 Lähestymistapa	53
4.4.2 Kustannus-hyötyanalyysin tulokset	55
4.5 Kustannus-hyötyanalyysin yhteenvedo ja johtopäätökset	58
5. MUITA MAHDOLLISIA TOIMIA LÄMMITYSJÄRJESTELMÄN TEHOSTAMISEKSI	60



5.1	Kaukolämpöverkkojen lämpötilatason laskeminen	60
5.2	Lämmitysjärjestelmän joustavuuden lisääminen	61
LIITE A – KUSTANNUSOLETUKSET		63



TIIVISTELMÄ

EU:n energiatehokkuusdirektiivin artikla 14(1) edellyttää jäsenvaltioilta kattavaa arviointia, joka koskee tehokkaan yhteistuotannon ja tehokkaan kaukolämmityksen ja -jäähdytyksen hyödyntämismahdollisuuksia. Arviointiin sisältyy selvitys kaukolämpönä hyödynnettävän hukkalämmön potentiaalista sekä kustannushyötyanalyysin tehokkaista lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmistä. Tämän selvityksen tavoitteena on tuottaa tietoa kansallista raportointia varten ja se on tehty mukaillen direktiivin vaatimuksia niin hukkalämmön hyödyntämisen arvioinnin kuin taloudellisen tehokkuusarvioinnin osalta.

Selvityksen ensimmäisessä osassa hukkalämmön määrää ja kaukolämpönä hyödyntämisen potentiaalia arvioitiin tunnistamalla direktiivin mukaisille laitoskategorioille tyypilliset hukkalämmön lähteet, hukkalämmöntuotannon kokonaismäärä sekä näistä lähteistä jo hyödynnetyn hukkalämmön ja vielä hyödyntämättömän hukkalämpöpotentiaalilin määrä. Kokonaisuudessaan hukkalämpöä arvioitiin syntyvän noin 130 TWh, josta nykyisin kaukolämpönä hyödynnettävän hukkalämmön määrä on noin 3 TWh. Vielä hyödynnettävissä olevan, teknisesti kohtuullisesti hyödynnettävissä olevan hukkalämmön potentiaalilin arvioitiin olevan noin 35 TWh. Monilta osin tähän teknisesti hyödynnettävissä olevaan potentiaaliin liittyy kuitenkin haasteita esimerkiksi taloudellisen kannattavuuden tai liiketoiminnallisten riskien osalta. Koko potentiaalia ei myöskään voida välttämättä hyödyntää yhtä aikaa tai täysimääräisesti, koska kaukolämmön kysyntä hukkalämmön lähteiden lähialueilla on rajallinen ja se vaihtelee vuodenaikojen mukaan.

Teknisestä näkökulmasta arvioiden eniten hukkalämmön lisähyödyntämispotentiaalia löytyy teollisuudesta ja lauhdelaitoksista. Lauhdelaitosten hyödynnettävissä oleva potentiaali muodostuu käytännössä Loviisan ydinvoimalaitoksen hukkalämmön hyödyntämispotentiaalista. Loviisan voimalaitoksella hukkalämpöä syntyy enimmillään noin 16 TWh, josta voitaisiin hyödyntää merkittävä osa kaukolämpönä, mutta tämä edellyttäisi mittavia investointeja. Teollisuuslaitosten teknisesti hyödynnettävissä olevaksi hukkalämpöpotentiaaliksi arvioitiin noin 15 TWh. Jätteenpolttolaitokset lauhduttavat ympäristöön noin 0,5 TWh hukkalämpöä. Kaukolämpöä tuottavista CHP- ja lämpölaitoksista eniten lisäpotentiaalia löytyy biomassaa ja turvetta polttavien laitosten savukaasuista. Näiden kattiloiden yhteenlasketun, vielä hyödyntämättömän hukkalämpöpotentiaalilin on arvioitu olevan yhteensä noin 1,1 TWh.

Selvityksen toisessa osassa Suomen lämmitysjärjestelmien tehokkuutta arvioitiin primäärienergian käytön, CO₂-päästöjen, uusiutuvan energian osuuden sekä kustannusten osalta neljän eri skenaarion avulla: 1) nykyisen kaltainen lämmöntuotantorakenne, 2) CHP-kattiloiden korvautuminen uusiutuvaa energiaa käyttävillä lämpökattiloilla, 3) geotermisen ja maalämmön hyödyntäminen, sekä 4) hukkalämmön hyödyntämisen voimakas lisääminen. Koska Suomessa ollaan joka tapauksessa vähentämässä voimakkaasti fossiilisten polttoaineiden ja turpeen käyttöä, lämmöntuotannon CO₂-päästöt kaikissa skenaarioissa ovat yhtä suuret. Samoin uusiutuvan energian osuuksissa on vain pieniä eroja skenaarioiden välillä. Merkittävimmät erot skenaarioiden vaikutuksissa syntyvät lämmityssektorin sähkön käytön ja



sähkön tuotannon osalta, sekä polttoaineiden (lähinnä biomassa) käytössä. Maalämpö- ja hukkalämpöskenaariossa sähkön kulutus on suurempaa ja polttoaineiden kulutus pienempää kuin CHP- ja lämpökattilaskenaariossa.

Taloudellista tehokkuutta arvioitiin nettohyötylaskennalla, jossa huomioitiin lämmitysteknologioiden investointikustannukset, polttoainekustannukset veroineen ja siirtomaksuineen, lämmityksen käyttökustannukset sekä lämmitysjärjestelmän oletetut positiiviset kassavirrat. Positiivisena kassavirtana käytettiin vakiona pidettyä hintaoletusta lämmölle, sekä valitun skenaarion mukaisesti kehittyvää sähkömarkkinahintaa CHP-sähköntuotannolle. Analyysin perusteella kustannustehokkain järjestelmä oli järjestelmä, jossa maksimoidaan hukkalämpöjen hyödyntäminen, mutta hukkalämpöjen todelliseen hyödyntämismahdollisuuteen liittyy merkittäviä epävarmuuksia. Herkkyystarkastelu toteutettiin sähkönhinnan ja laskentakorkokannan osalta, mikä ei muuttanut lopputulosta. Kokonaisuudessaan tarkastelu on kuitenkin erittäin karkean tason yleistys, jossa käytettyihin oletuksiin liittyy merkittävää epävarmuutta. Esimerkiksi hukkalämmön hyödyntämisen arviointi on tehtävä aina tarkasti tapauskohtaisesti, eikä tästä tarkastelusta voida vetää selkeitä johtopäätöksiä siitä, että se on aina kustannustehokkain vaihtoehto.

Työssä arvioitiin myös laadullisesti muita lämmitysjärjestelmien tehostamismahdollisuuksia. Kaukolämpöverkon lämpötilan laskeminen sekä lämmön varastointi tunnistettiin olennaisimmiksi keinoiksi tehostaa kaukolämpöjärjestelmien tehokkuutta, sillä matalampi lämpötila mahdollistaa hukkalämpöjen paremman hyödyntämisen. Menolämpötilan laskua rajoittaa ensisijaisesti nykyisten asiakaslaitteiden mitoituslämpötila, sekä osin myös kaukolämpöverkon siirtokyky. Kaukolämpövarastojen avulla taas voidaan pienentää huippukattiloiden tarvetta, mikä voi vähentää fossiilisten polttoaineiden käytön tarvetta. Lisäksi sähköön perustuvat lämmitysteknologiat voivat toimia sähköjärjestelmälle jouston lähteenä, millä on yhä suurempi merkitys sähköjärjestelmän kannalta.



1. JOHDANTO

1.1 Työn tausta ja tavoite

Euroopan unionin energiatehokkuusdirektiivin (2012/27/EU, "EED") tavoitteena on edistää EU:n ilmastotavoitteita edistämällä energiatehokkuutta energiankäytön tuotannossa, siirrossa, jakelussa ja kulutuksessa. Energiatehokkuudella tarkoitetaan suoritteen, palvelun, tavaran tai energian tuotoksen ja energiapanoksen välistä suhdetta¹. Energiatehokkuuden parantaminen vähentää primäärienergian kulutusta.

EED edellyttää jäsenvaltioilta säännöllistä 14 artiklan mukaista kattavaa arviointia tehokkaan yhteistuotannon ja tehokkaiden lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmien hyödyntämismahdollisuuksista. Direktiivin mukaiseen kattavaan arviointiin kuuluu selvitys hukkalämmön hyödyntämismahdollisuuksista sekä kustannushyötyanalyysi tehokkaiden lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmien hyödyntämisestä. Kattava arviointi on toimitettava EU komissiolle viiden vuoden välein.

Direktiivi määrittelee tehokkaat lämmitysjärjestelmät seuraavasti:

- Tehokkaalla kaukolämmitys- ja jäähdytysjärjestelmällä tarkoitetaan järjestelmää, jossa käytetään vähintään 50-prosenttisesti uusiutuvaa energiaa, 50-prosenttisesti hukkalämpöä, 75-prosenttisesti yhteistuotannosta saatavaa lämpöä tai 50-prosenttisesti tällaisen energian ja lämmön yhdistelmää.
- Tehokkaalla käyttäjäkohtaisella lämmityksellä ja jäähdytyksellä tarkoitetaan sellaista lämmitysratkaisua, joka vähentää uusiutumattoman primäärienergian käyttöä enemmän verrattuna tehokkaisiin kaukolämpöjärjestelmiin tai joka on kustannustehokkaampi saman primäärienergiankäytön osalta.
- Tehokkaalla lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmällä tarkoitetaan tietyn alueen kattavaa järjestelmää, joka perusskenaarioon verrattuna vaatii vähemmän primäärienergian käyttöä kustannushyötyanalyysin mukaisesti todetulla kustannustehokkaalla tavalla.

Tehokas lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmä siis tasapainoilee kustannustehokkuuden, energiatehokkuuden ja ympäristöystävällisyyden välillä, ja tehokas lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmä voi koostua sekä kaukolämmityksestä ja -jäähdytyksestä että kiinteistökohtaisista ratkaisuista. Tehokkain lämmitysratkaisu on käytännössä hyvin tapauskohtaista.

Energiatehokkuusdirektiivin kustannushyötyanalyysin ja siihen liittyvien ohjeistusten lähtökohtana on Suomen nykyiseen lämmitysjärjestelmään verrattuna hyvin erityyppinen lämmityssektori. Direktiivi pyrkii edistämään sähkön ja lämmön tehokasta yhteistuotantoa, sillä useassa Euroopan maassa käytetään laajasti maakaasuun perustuvaa rakennuskohtaista lämmitystä ja sähköä on tyyppillisesti tuotettu lauhdelaitoksissa. Suomessa yhteistuotannolla tuotettua kaukolämpöä on hyödynnetty laajassa mittakaavassa jo pitkään.

¹ Finlex, Energiatehokkuuslaki, <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2014/20141429>



Tästä johtuen selvityksen oletukset ja johtopäätökset direktiivin mukaisista tehokkaammista järjestelmistä voivat poiketa direktiivin oletuksista.

Tämä selvitys työ- ja elinkeinoministeriölle tuottaa tietoa tätä EU komissiolle vuoden 2020 aikana toimitettavaa arviointia varten. Selvityksellä oli kaksi pääasiallista tavoitetta:

- 1) Selvittää käytettävissä olevan sellaisen hukkalämmön määrä, jota jo hyödynnetään kaukolämpönä ja sellaisen hukkalämmön määrä, jota ei toistaiseksi hyödynnetä, mutta jota voitaisiin hyödyntää kaukolämmityksessä tai kaukojäähdytyksessä.
- 2) Arvioida skenaariotarkastelun avulla tehokkaampien ja uusiutuviin perustuvien lämmitys- ja jäähdytystekniikoiden potentiaalia ja kustannustehokkuutta rakennusten lämmityksessä sekä vaikutuksia yhteiskunnalle, ilmastolle ja primäärienergiankäytölle.

Työ toteutettiin pääosin itsenäisenä konsulttiselvityksenä kesän 2020 aikana. Työssä on hyödynnetty AFRYn kattavaa kattilatiekanta, AFRYn asiantuntijoiden toimialatuntemusta, saatavilla olevia julkisia raportteja sekä valittujen toimijoiden haastatteluja siltä osin kuin tietoa ei muulla keinoin ollut saatavissa. Skenaariotarkastelut on pääosin tehty työ- ja elinkeinoministeriön lämmityksen perusskenaarioiden ja EU:n komission polttoainehintaskenaarioita hyödyntäen. Jollei toisin ole ilmaistu, kaikkien taulukkojen, kuvien ja kaavioiden lähde on AFRY Management Consulting.

1.2 Raportin rakenne

Raportti rakentuu seuraavalla tavalla:

- Luvussa 2 on kuvattu Suomen lämmitys- ja jäähdytysjärjestelmien nykytilaa EU:n energiatehokkuusdirektiivin määritelmien ja tavoitteiden näkökulmasta. Raportin pääpaino on lämmitysjärjestelmissä, sillä lämmitykseen käytetään Suomessa huomattavasti enemmän energiaa kuin jäähdytykseen.
- Luvussa 3 on tarkasteltu hukkalämmön tuotantoa, hyödyntämistä ja hyödyntämispotentiaalia kaukolämmityksessä eri laituskategorioittain perustuen EED liitteen VIII jaotteluun.
- Luvussa 4 on esitetty tehokkaiden lämmitysjärjestelmien kustannushyötyanalyysin toteutustapa ja skenaariot sekä analysoitu skenaariomallinnuksen tuloksia hiilidioksidipäästöjen, primäärienergiankäytön, uusiutuvan energian osuuden sekä taloudellisen tehokkuuden näkökulmista.
- Luvussa 5 on arvioitu laadullisesti muita lämmitysjärjestelmän tehokkuuden parantamismahdollisuuksia.



2. LÄMMITYS SUOMESSA

2.1 Lämmitysteknologiat ja energianlähteet

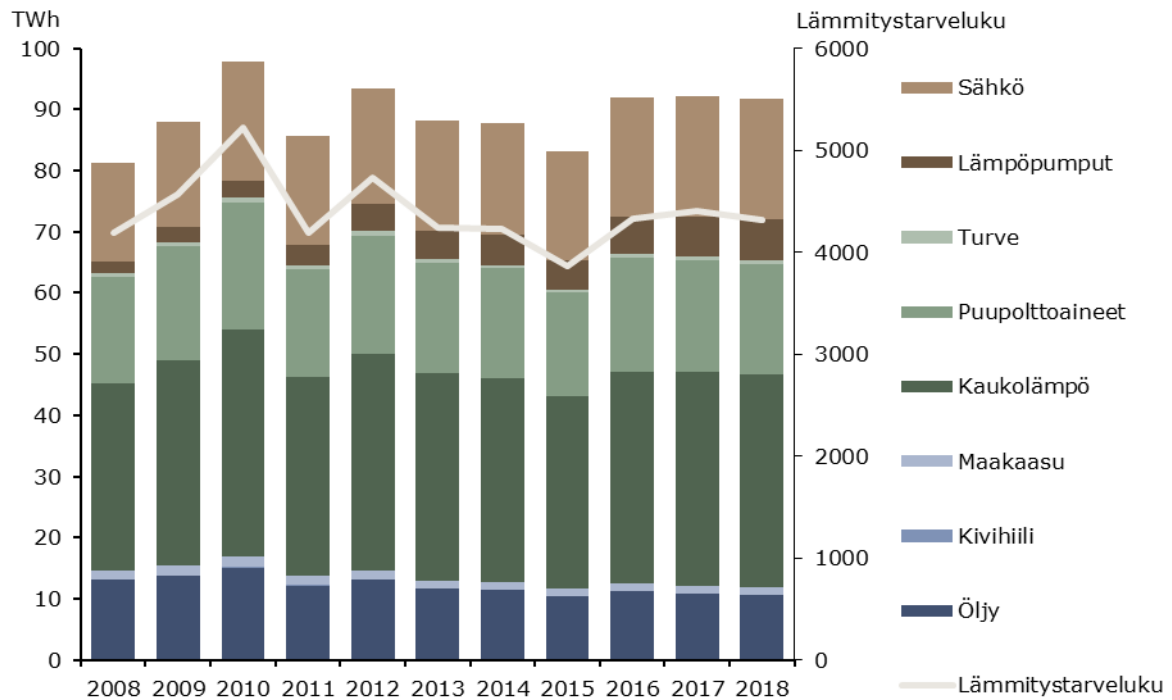
Lämmitystarve muodostuu tilojen ja veden lämmityksestä. Lämpimän veden kulutus ei juurikaan vaihtele vuosittain, mutta tilojen lämmitykseen vaadittu energia riippuu ulkolämpötilasta, mistä johtuen lämmönkulutus vaihtelee vuosittain. Vuonna 2018 tilojen ja veden lämmittäminen Suomessa kulutti 92 TWh energiaa. 57 % kulutetusta energiasta käytettiin asuinrakennuksissa, 21 % julkisissa ja liikerakennuksissa, 13 % teollisuusrakennuksissa, 3 % maatalouteen liittyvissä rakennuksissa sekä 3 % vapaa-ajan rakennuksissa kuten mökeissä. Kuva 1 esittelee energianlähteet, joita Suomessa käytettiin tilojen ja veden lämmitykseen vuosien 2008-2018 välisenä aikana. Kuvassa esiintyvä lämmitystarveluku kuvaa rakennusten lämmitysenergian tarvetta ja se korreloi lämmitysenergian kulutuksen kanssa.

Lämmitysjärjestelmän voi jakaa karkeasti kahteen osaan: kaukolämpöön ja kiinteistöjen erillislämmitykseen. Kaukolämpö on ollut pitkään yleisin lämmitysmuoto Suomessa vastaten vajaata puolta rakennusten lämmitystarpeesta, ollen noin 37,1 TWh vuonna 2018. Kaukolämmön lämpötilakorjattu käyttö on kasvanut keskimäärin 0,8 % vuodessa vuosien 2008 ja 2018 välillä. Sähkön ja lämmön yhteistuotanto kattavat yhdessä lämpökattiloiden kanssa suurimman osan kaukolämmön tuotannosta. Kaukolämpöverkkoja on Suomessa rakennettu pieniinkin taajamiin, eikä Suomessa täten ole nähtävissä merkittävää potentiaalia kokonaan uusille kaukolämpöverkoille esimerkiksi kaupungistumisen myötä.

Kiinteistöjen erillislämmityksessä yleisimpiä lämmitystapoja ovat suora sähkölämmitys, puupolttoaineiden hyödyntäminen ja öljylämmitys, sekä kasvavissa määrin erilaiset lämpöpumput. Lämpöpumpuilla tuotettu energia on kasvanut merkittävästi, keskimäärin 13,9 % vuodessa vuosien 2008 ja 2018 välillä. Fossiilisten polttoaineiden käyttö on vähentynyt keskimäärin 2,0 % vuodessa, mutta öljyä käytettiin rakennusten lämmitykseen edelleen noin 10,5 TWh vuonna 2018.



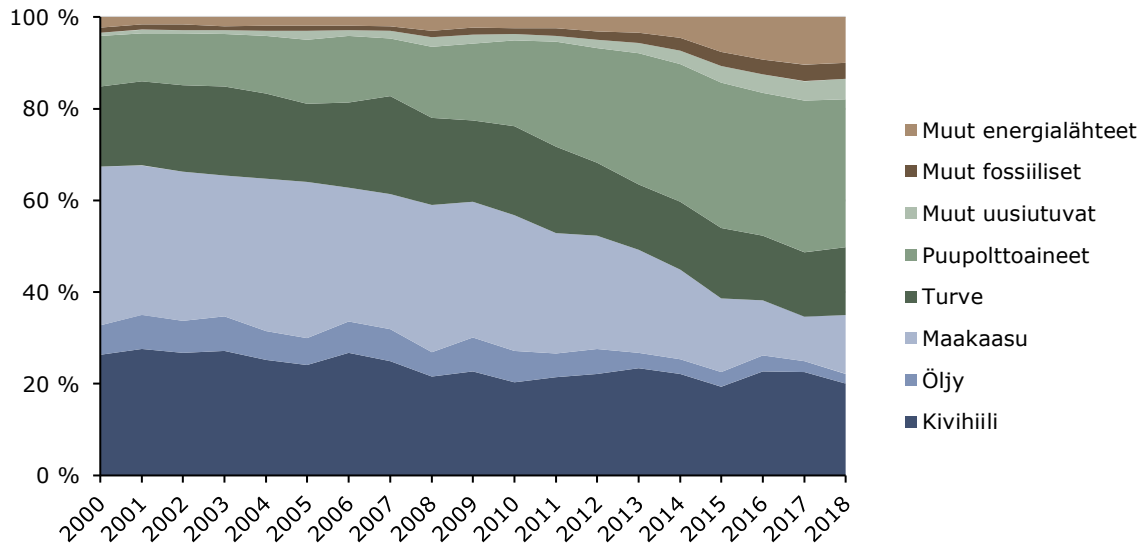
Kuva 1 – Energianlähteet tilojen ja veden lämmitykselle 2008-2018



Lähde: Tilastokeskus, Ilmatieteenlaitos

Kuva 2 esittää kaukolämmön tuotantoon käytettyjen energianlähteiden osuudet vuosien 2000-2018 välisenä aikana. Uusiutuvan energian osuus kaukolämmön tuotannossa oli noin 36 % vuonna 2018. Puupolttoaineiden ja kierrätyspolttoaineiden osuus tuotetusta kaukolämmöstä on kasvanut selvästi 2000-luvulla, keskimäärin 4,7 % vuodessa 2010-2018. Fossiilisilla polttoaineilla tuotettiin noin 39 % kaukolämmöstä vuonna 2018. Sekä fossiilisten polttoaineiden että turpeen osuus tuotetusta kaukolämmöstä on laskenut. Tätä kehitystä on ajanut muun muassa fossiilisten polttoaineiden ja turpeen kiristynyt verotus ja päästöoikeuksien hinnan nousu. Fossiilisia polttoaineita verotetaan niiden energiasisällön ja CO₂-päästöjen mukaan, kun taas lämmöntuotannossa käytetyt uusiutuvat polttoaineet ovat olleet verottomia.

Kivihiilen energiakäytön kieltö vuodesta 2029 alkaen lisää myös tarvetta korvata kivihiili uusiutuvilla energianlähteillä. Tällä hetkellä kivihiiltä käytetään enää lähinnä suurissa kaupungeissa (Helsinki, Espoo, Vantaa, Turku ja Vaasa).

Kuva 2 – Kaukolämmön tuotannon energialähteet 2000–2018


Muut uusiutuvat -kategoria sisältää mm. biokaasun ja sekapolttoaineiden bio-osuuden, muut fossiiliset -kategoria sisältää mm. masuuni- ja koksikaasun, kaksin, muovi- ja ongelmajätteen sekä sekapolttoaineiden fossiilisen osuuden ja muut energialähteet sisältävät vedyn, rikin, sähkökattiloilla ja lämpöpumpuilla tuotetun lämmön sekä teollisuuden ja reaktio- ja sekundäärilämmön.

Lähde: Tilastokeskus

Laskemalla verkkokohtaisia polttoaineosuuksia CHP-tuotannon ja lämmön erillistuotannon Energiateollisuus ry:n vuoden 2018 kaukolämpötilastoista voidaan päätellä, että yli 60% Suomen kaukolämpöverkoista voitaisiin määritelmällisesti lukea energiatehokkuusdirektiivin mukaisesti tehokkaisiin kaukolämmitysjärjestelmiin jo pelkästään uusiutuvan energian osuuden perusteella tällä hetkellä. Tilasto ei kuitenkaan ole täydellinen kaikkien tietojen ja verkkojen osalta, eikä polttoaineissa ole huomioitu ostoenergian tuotantoa.

Vuonna 2018 hieman yli puolet kaukolämmöstä tuotettiin lämmön ja sähkön yhteistuotantona. Niissä kaukolämpöverkoissa, joissa on CHP-laitoksia, suurin osa lämmöstä tuotetaan tyypillisesti yhteistuotantona. Energiateollisuus ry:n tilastojen perusteella arvioituna energiatehokkuusdirektiivin tehokkaan kaukolämmitysjärjestelmän määrittämän yli 75 % yhteistuotannon osuus saavutettiin 79 %:ssa niistä 61 kaukolämpöverkosta, joissa oli CHP-tuotantoa ja joista tilastoissa oli tietoa saatavilla. CHP-laitoksia on tyypillisesti suuremmissa kaukolämpöverkoissa. Teknisen käyttöikänsä päähän tulleita CHP-laitoksia on korvattu viime vuosina erillisen lämmöntuotannon kattiloilla mm. matalien sähkönhintaodotusten takia, kun sähköntuotannon kannattavuus on ollut epävarmaa.

Kun huomioidaan energiatehokkuusdirektiivin tehokkaan kaukolämmitysjärjestelmän määritelmiin sisältyvä yhdistelmävaihtoehto, jossa kaukolämmitysjärjestelmän on käytettävä uusiutuvan energiaa, hukkalämpöjä tai yhteistuotannolla tuotettua lämpöä vähintään 50-prosenttisesti, suurin osa Suomen kaukolämpöverkoista täyttää vaatimuksen tehokkaista kaukolämmitysjärjestelmistä. Energiateollisuus ry:n vuoden 2018 kaukolämpötilastojen mukaan kaukolämpöverkoista ainakin 92 % täytti yhdistelmävaihtoehdon omassa tuotantopaletissaan. Luvussa on huomioitu



ostolämmön myyjien tuotanto. On kuitenkin huomioitava, että käytetystä tilastosta puuttuu tietoja joidenkin kaukolämpöverkkojen osalta. Määritelmän täyttävien kaukolämpöverkkojen osuus tulee todennäköisesti kasvamaan turpeen oletetun käytön vähenemisen myötä, sillä monet niistä verkoista, jotka eivät täyttäneet tehokkaan kaukolämmitysjärjestelmän määritelmää, käyttivät merkittävästi turvetta polttoaineenaan. Turpeen käytön vähenemiseen ajaa kohoava päästöoikeuden hinta ja esillä ollut turveveron korotus, mikä tekee uusiutuvasta polttoaineesta edullisemmän vaihtoehdon monille laitoksille.

Suomen lämmitysjärjestelmien tehokkuutta eri skenaarioiden avulla arvioidaan luvussa 4.

2.2 Jäähdytys

Suomen jäähdytysmarkkina voidaan jakaa kaukojäähdytykseen ja kiinteistökohtaisiin lämpöpumppuihin. Lämpöpumppujen suosio on kasvanut Suomessa 2000-luvulla voimakkaasti. Suomen lämpöpumppuyhdistyksen mukaan Suomessa on yli miljoona lämpöpumppua, joista suurin osa on ilmalämpöpumppuja². Lämpöpumppuja käytetään kiinteistöjen lämmitykseen ja jäähdytykseen. Jäähdytykseen käytettäviä ilmalämpöpumppuja käytetään myös asunnoissa, jotka ovat kaukolämmön piirissä.

Suomen kaukojäähdytysmarkkina on kooltaan pieni, mutta se on kasvanut tasaisesti koko 2000-luvun ajan. Energiateollisuuden kaukojäähdytystilaston mukaan vuonna 2019 kaukojäähdytystä tarjosi 11 energiayritystä ja ne myivät yhteensä 281 GWh kaukokylmää kyseisenä vuonna³. Energiateollisuus ry:n mukaan yli 90 % kaukojäähdytyksestä tuotetaan energianlähteillä, jotka muuten menisivät hukkaan. Vuonna 2019 67 % kaukojäähdytysenergian tuotannosta tehtiin lämpöpumppujen avulla ja 9 % kompressorien avulla. Lukumäärällisesti neljä yhdestätoista kaukojäähdytysverkosta tuottaa tarjoamansa kaukokylmän yli 50-prosenttisesti muuten hukkaan menevän energian avulla, ja täyttää siten energiatehokkuusdirektiivin määritelmän tehokkaasta jäähdytysjärjestelmästä.

Lämpöpumpuilla kiinteistökohtaisesti tuotetun jäähdytyksen määrästä ei ole saatavilla tarkkaa tietoa. Jäähdytystarpeen ennakoidaan kasvavan ilmaston lämmitessä ja rakennusten energiatehokkuuden parantuessa.

² Sulpu ry, tiedote. https://www.sulpu.fi/-/lampopumpuilla-huippuvuosi-myynti-hipoi-jo-100-000-pumppua-miljoonan-pumpun-rajapyykki-rikottiin-?redirect=https%3A%2F%2Fwww.sulpu.fi%2Fhome%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_WAsJkpJJYIq7%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3D_118_INSTANCE_F80iMVThU0Yx_column-1%26p_p_col_count%3D1

³ Energiateollisuus ry, kaukojäähdytystilasto 2019



3. HUKKALÄMMÖN MÄÄRÄ JA POTENTIAALI

3.1 Selvityksen rajaukset

Lainsäädännön määritelmiä hukkalämmölle

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi (EU) 2018/2001 määrittelee hukkalämmön ja -kylmän seuraavanlaisesti:

'hukkalämmöllä ja -kylmällä' tarkoitetaan teollisuus- tai sähköntuotantolaitoksissa tai palvelualalla sivutuotteena väistämättä syntyvää lämpöä tai kylmää, joka katoaisi käyttämättömänä ilmaan tai veteen, jos sitä ei johdettaisi kaukolämmitys- tai jäähdytysjärjestelmään, jos on käytetty tai käytetään yhteistuotantoprosessia tai jos yhteistuotanto ei ole mahdollista.

Uusiutuvan energian direktiivin määritelmässä keskeistä on hyödynnettävyys kaukolämpönä tai kaukokylmänä. Teollisuuslaitosten sivutuotteena syntyvän lämmön hyödyntäminen itse laitoksella luetaan energiatehokkuuden piiriin eikä sitä luokitella hukkalämmön hyödyntämiseksi. Energiatehokkuutta ei ole analysoitu tässä selvityksessä, vaikka rajausta energiatehokkuuspotentiaalin ja hukkalämmön hyödyntämispotentiaalin välille voi olla haastava vetää. Kaikki teollisuuslaitoksella energiantuotantoon käytetty polttoaine muuttuu lopulta lämmöksi ja se joko johdetaan tai se johtuu ympäristöön jäähdytysvesien, savukaasujen, poistoilmanvaihdon, jätevesien tai koneellisen jäähdytyksen mukana.

Hukkalämmöksi määriteltävä energia saattaa vaihdella muissakin yhteyksissä muun muassa laitoksesta riippuen, vaikka prosessin sivutuotteena syntyvän lämmön hankintaan käytettäisiin samaa tekniikkaa. Eroja voi olla uusien laitosten energiatehokkaamman suunnittelun ja rakentamisen sekä jälkiasennuksena tehtävien lämmön talteenottojärjestelmien välillä. Luokittelukäytännöt saattavat vaihdella myös eri EU-maiden välillä. Hukkalämmön epäselvät ja vaihtelevat määritelmät vaikeuttavat hukkalämmön hyödyntämisen tilastointia. Hukkalämmön määritelmistä voi lukea lisää muun muassa VTT:n Energiateollisuus ry:lle ja TEMille tekemästä raportista⁴.

Selvityksessä tarkastellut laitoskategoriat ja niiden rajaukset

Tässä selvityksessä on selvitetty EED:n liitteen VIII osan I(2b) mukaisesti teollisen kokoluokan laitosten hukkalämpöjä siltä osin kuin ne ovat hyödynnettävissä kaukolämpöverkoissa. Kaukolämpönä hyödynnettävä hukkalämpö voidaan hyödyntää myös kaukojäähdytyksessä lämpöpumppujen tai lämmönvaihtimien avulla. Kaukojäähdytysverkkoja on kaukolämpöverkkojen yhteydessä, eikä kaukojäähdytystä ole siten analysoitu erikseen.

⁴ VTT, Hukkalämpö kaukolämpöjärjestelmässä, 2020
https://energia.fi/files/4831/Hukkalampo_kaukolampojarjestelmissa_-_maarittely_ja_luokittelu_VTT_2020.pdf



Tarkasteltavat hukkalämmön lähteet on jaoteltu pääosin EED:n liitteen VIII osan I(2b) mukaisesti ottaen huomioon kuitenkin myös jotkin sitä pienemmät laitokset. Selvityksessä käytetty luokittelu on esitetty alla Taulukko 1. Hukkalämmön lähteet ovat pääasiassa erityyppisiä energiantuotantolaitoksia ja teollisuuslaitoksia. Selvitys ei siten kata kaikkia hyödynnettäviä hukkalämmön lähteitä. Esimerkiksi jätevedenpuhdistamoilta saatavissa oleva lämpöenergia jää tässä luvussa kuvatus arvioinnin ulkopuolelle, sillä jätevesistä saatava lämpö luetaan EU:n uusiutuvan energian direktiivin ("REDII") mukaan uusiutuvaksi energiaksi eikä hukkalämmöksi. EED:n liitteen mukainen ohjeistus kattaa teollisuuslaitokset, joilla on tiettyä kynnysarvoa suurempi lämpöteho ja jotka tuottavat hukkalämpöä, eivätkä jätevedenpuhdistamot itse varsinaisesti tuota hukkalämpöä. Myös liike- ja toimistorakennusten ja kaukolämmityksen ja -jäähdytyksen paluuedet jäävät selvityksen ulkopuolelle.

Taulukko 1 – Hukkalämpöä tuottavien laitosten luokittelu selvityksessä

Laitostyyppi	Kapasiteetti	Tarkennus määritelmästä
Lauhdelaitokset	> 50 MW	Kaikki kokoluokkavaatimukset täyttävät lauhdelaitokset mukaan lukien ydinvoimalat.
Jätteenpolttolaitokset	Kaikki	Kaikki laitokset, jotka polttavat yhdyskuntajätettä riippumatta siitä, mihin niiden tuottama energia käytetään (kaukolämpö tai prosessihöyry).
Teollisuuslaitokset	>20 MW 5-20 MW	Kaikki laitokset, joiden energiantuotannosta suurin osa hyödynnetään teollisuuden prosesseissa. Katteoria sisältää myös CHP-laitoksia, jotka syöttävät teollisuuden lisäksi myös kaukolämpöverkkoon lämpöä.
CHP-laitokset	>20 MW 10-20 MW	Kaikki CHP-laitokset pois lukien teollisuuden CHP-laitokset, CHP-jätteenpolttolaitokset sekä CHP-laitokset, jotka eivät täytä kokoluokkavaatimusta. CHP-laitoksiksi on laskettu kaikki laitokset, joiden lämmöntuotannosta suurin osa on kaukolämpöä.
Uusiutuvan energian lämpökattila	>20 MW 10-20 MW	Kaikki lämpökattilat, joiden polttoaineista vähintään 90 % on uusiutuvia ja jotka täyttävät kokoluokkavaatimuksen.
Konesalit	>5 MW 0,5-5 MW	Arvioidut tiedot suurista ja keskikokoisista konesaleista.
Muut		Muut lämmöntuotantoon käytettävät laitokset, jotka eivät täytä yllä mainittuja kokoluokka- tai polttoainekriteereitä. Tarkempi kuvaus on esitetty kappaleessa 3.8.

Laitosmäärien arviointi perustuu AFRYn kattilatiekantaan lukuun ottamatta konesaleja. Useat laitokset voisivat periaatteessa kuulua useampaan laitostyyppikategoriaan, mutta tässä selvityksessä jokainen laitos on luokiteltu vain yhteen kategoriaan, jotta vältetään tuplalaskenta. Selvityksessä jätteenpolttolaitokset on ensimmäisenä erotettu omaksi ryhmäksi. Tämän jälkeen on tehty jako teollisuuden lämpöä ja kaukolämpöä tuottavien laitosten välille. Teollisuuslaitosten alle kuuluvat kaikki kattilat, joiden päätehtäväksi voidaan nähdä energian tuottaminen teollisuuden laitoksille, vaikka ne tuottaisivat myös kaukolämpöä. Kaukolämpölaitokset on jaettu ensiksi CHP-laitoksiin ja muihin laitoksiin. Jäljelle jääneistä muista kattiloista on erotettu uusiutuvan energian lämpökattilat. Uusiutuvien lämpökattiloiden ryhmän kriteeriksi valittiin, että uusiutuvien osuus polttoaineesta on vähintään 90 %.



90 % valittiin rajaksi, koska kattiloiden polttoaineosuudet saattavat vaihdella vuosittain esimerkiksi polttoaineiden hintojen ja saatavuuden mukaan. Yli 90 % uusiutuvien osuudella laitosten on helppo käyttää 100 % uusiutuvia tekemättä merkittäviä muutoksia polttoaineiden hankintaan. Jäljelle jäävä 10 %:n osuus on tyypillisesti turvetta, mutta kattiloissa ei polteta välttämättä turvetta lainkaan. Polttoainesuhteiden kattilakohtaiset arviot perustuvat AFRYn keräämiin tietoihin mm. päästötiedoista, ympäristöluvista, Energiategollisuus ry:n tilastoista sekä muista lähteistä. Loput jäljelle jääneet kattilat muodostavat muut laitokset -kategorian. Muissa laitoksissa merkityksellisiä laitoksia hukkalämmön hyödyntämisen kannalta ovat erityisesti turvetta ja puuta seoksena polttavat laitokset.

Jokaiselle yllämainitulle laitosryhmälle on arvioitu

- kategoriaan kuuluvien laitosten määrä,
- laitosten jäljellä oleva tekninen käyttöikä,
- hukkalämmön tuotannon määrä,
- uusiutuvan energian osuus energiatuotannosta,
- jo nykyisin kaukolämpönä hyödynnettävän hukkalämmön määrä sekä
- hukkalämmön määrä, jota ei vielä toistaiseksi hyödynnetä, mutta voitaisiin hyödyntää kaukolämmityksessä tai kaukojäähdytyksessä.

CHP-laitosten, uusiutuvan energian lämpölaitosten ja muiden laitosten osalta selvityksessä on arvioitu olemassa olevien laitosten savukaasupesureista jo nykyisin hyödynnettävä energiamäärä sekä energiamäärä, joka voitaisiin hyödyntää, mikäli olemassa oleviin laitoksiin asennettaisiin savukaasupesuri. Lisäksi selvityksessä on arvioitu, miten paljon CHP-laitoksissa, uusiutuvan energian lämpölaitoksissa ja muissa laitoksissa hukkalämpöä otetaan ja saataisiin talteen LTO-järjestelmien lämpöpumpuilla.

Muiden kuin kaukolämmöntuotantoon tarkoitettujen laitosten eli teollisuuslaitosten ja konesalien osalta hukkalämmön hyödynnettävyyteen vaikuttaa monia teknisiä ja taloudellisia seikkoja, sillä tuotantoprosessissa syntyvän lämmön tuotanto ei ole laitoksen pääasiallinen tarkoitus eikä hukkalämmön hyödyntämistä ole tyypillisesti huomioitu laitoksen suunnittelussa. Pääasialliset huomioitavat asiat on kuvattu alla taulukossa (Taulukko 2).

Usein teollisuusprosessin sivutuotteena syntyvää lämpöä on helpompi ja tehokkaampi käyttää paikallisesti teollisuuslaitoksella, jolloin kyseessä on energiatehokkuustoimi eikä energiatehokkuusdirektiivin mukainen hukkalämmön hyödyntäminen.



Taulukko 2 – Hukkalämpöjen hyödynnettävyyteen vaikuttavat tekijät

Hyödynnettävyyteen vaikuttava tekijä	Kuvaus
Hukkalämmön lämpötila	Kaukolämpöverkkojen menolämpötila on nykyisin noin 75-95 °C. Mitä korkeampi hukkalämmön lämpötila on, sitä parempi teknistaloudellinen hyödynnettävyys sillä on kaukolämpönä. Matalan lämpötilan hukkalämpöjä voi hyödyntää lämpöpumppujen avulla. Lämpöpumput nostavat investointikustannuksia.
Kaukolämpöverkon läheisyys	Mitä kauempana kaukolämpöverkko on, sitä enemmän kaukolämpöverkkoa pitää rakentaa, mikä vaikuttaa hukkalämmön hyödyntämisen kustannuksiin.
Kaukolämmön kysyntä	Kaukolämmöllä tulee olla tarpeeksi kysyntää esimerkiksi toiminnan kannattavuuden varmistamiseksi.
Hukkalämmön saatavuus lyhemmällä aikavälillä	Hukkalämmön tasainen tai lämmön kysyntää mukaileva saatavuus vuorokauden ja vuoden ympäri parantaa hukkalämmön hyödynnettävyyttä.
Hukkalämmön varateho	Hukkalämmön lähteet tarvitsevat varatehoa, ja vaadittavan varakapasiteetin rakentaminen nostaa hukkalämmön hyödyntämisen kustannuksia.
Hukkalämmön saatavuus pidemmällä aikavälillä	Kaukolämpöyhtiöt suunnittelevat lämmönhankintaansa ja siihen tarvittavia investointeja pitkällä aikavälillä. Epävarmuus teollisuuslaitosten hukkalämpöjen saatavuudesta nostaa hyödyntämiseen vaadittavien investointien riskiä ja edellyttää investointeja varakapasiteettiin, ja siten vaikeuttaa hukkalämpöjen hyödyntämistä.
Osaaminen ja vaatimukset	Tietoisuus hukkalämmön mahdollisuuksista ei välttämättä ole riittävällä tasolla. Teollisuustoimijoille tuotantoprosessin toimivuus on ensisijainen prioriteetti, jolloin prosessin monimutkaistaminen voidaan nähdä riskinä pääprosessille. Hukkalämmön hyödyntämiseen vaadittavat investoinnit eivät välttämättä ole kannattavia toimijan investointikriteerien perusteella, vaikka ne voidaan sopia maksettavan myös hukkalämmön vastaanottajan toimesta. Myös sopimuksen teko voi asettaa omat haasteensa.
Hintataso ja verotus	Hukkalämmöstä saatava (maksettava) hinta voi olla liian matala (korkea), jolloin sopimusta ei synny. Erityisesti sähkön korkea verotus ja CHP:n polttoaineverotuksen laskeminen energian tuotannosta eikä polttoaineiden kulutuksesta voi myös pienentää hukkalämmön hyödyntämisen kannattavuutta. Usein hukkalämpöä on kannattavampaa hyödyntää itse esimerkiksi teollisuuslaitoksella.

Lähde: AFRY

Selvityksessä käytetyt oletukset on esitetty tarkemmin kyseenomaisen kategorian kohdalla seuraavissa luvuissa.

3.2 Lauhdelaitosten hukkalämpöpotentiaali

Lauhdelaitosten lukumäärä

Suomessa sähköä tuottavia lauhdelaitoksia ovat ainoastaan Meri-Porin hiilivoimalaitos sekä Loviisan ja Olkiluodon ydinvoimalat. Osa Meri-Porin hiilivoimalaitoksesta (308 MW) kuului Fingridin ylläpitämään tehoreserviin vuoteen 2020 asti. Vuonna 2020 laitoksen koko kapasiteetti siirtyi tehoreserviin. Koska tehoreservissä oleva voimalaitos on suljettu pois

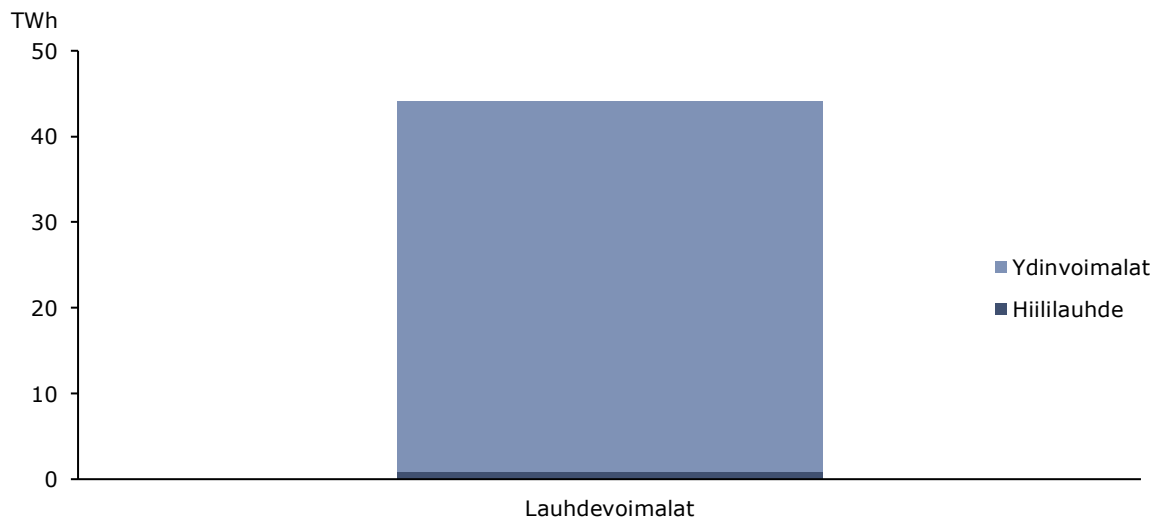


sähkömarkkinoilta ja se käynnistetään vain tarvittaessa, laitoksen ei odoteta tuottavan merkittävästi energiaa tulevien vuosien aikana⁵. Tästä syystä Meri-Porin voimalaitosta ei ole huomioitu hukkalämpöpotentiaalia arvioitaessa, mutta se on huomioitu syntyvän hukkalämmön määrässä.

Lauhdelaiteiden hukkalämmön määrä ja hyödyntämispotentiaali

Laitosten hukkalämmön määrä on arvioitu perustuen laitosten keskimääräiseen hyötysuhteeseen sekä niiden polttoaineiden kokonaiskulutukseen. Kivihiilen kulutus Meri-Porin voimalaitoksessa oli päästötietojen perusteella noin 1,4 TWh vuonna 2018⁶. Määrän odotetaan laskevan merkittävästi laitoksen siirtyessä kokonaan tehoreserviin. Uraanin kulutus Olkiluodon ja Loviisan ydinvoimalaitoksissa oli 66,3 TWh⁷. Lauhdevoimalaitosten tuottaman hukkalämmön määrä on yhteensä 44 TWh, josta 43 TWh muodostuu ydinvoimalaitosten hukkalämmöstä (Kuva 3). Uusiutuvan energian osuus lauhdevoimaloiden tuotannosta on 0 %.

Kuva 3 – Lauhdevoimaloiden tuottaman hukkalämmön määrä 2018



Lähde: AFRYn kattilatiekanta, AFRY Management Consulting

Lauhdelaiteiden tuottamaa hukkalämpöä ei tällä hetkellä hyödynnetä lainkaan kaukolämmön tai -jäähdytyksen tuotantoon. Ydinvoimalaitosten tapauksessa hukkalämmön hyödynnettävyyteen vaikuttaa laitosten sijainti suhteessa lämmönkäyttäjiin. Loviisan ydinvoimalan hukkalämpöpotentiaali on sijaintinsa puolesta parhaiten hyödynnettävissä. Karkeasti arvioituna noin 100 km etäisyydellä samalla suunnalla tai lähellä ydinvoimalaa sijaitsevat kaukolämpöverkoista Helsinki, Espoo, Vantaa, Kirkkonummi, Porvoo, Sipoo ja

⁵ Fortum verkkouutinen, 2019, Fortumin Meri-Porin voimalaitos valittu tehoreservijärjestelmään ajalle 1.7.2020 – 30.6.2022. <https://www.fortum.fi/media/2019/12/fortumin-meri-porin-voimalaitos-valittu-tehoreservijarjestelmaan-ajalle-172020-3062022>

⁶ Energiavirasto, laitoskohtaiset päästötiedot 2018

⁷ Tilastokeskus taulukko 3.4.2 Sähkön ja lämmön tuotanto, energialähteet ja hiilidioksidipäästöt 2000–2018 (energiamenetelmä)



Loviisa. Näiden alueiden yhteenlaskettu kaukolämmön kysyntä oli noin 12,5 TWh vuonna 2018⁸. Loviisan ydinvoimalan tuottaa hukkalämpöä arviolta 15,8 TWh. Teknisessä mielessä hukkalämmöstä voitaisiin hyödyntää koko osuus, mikäli kysyntää lämmölle olisi. Täten ydinvoimalan hukkalämmön teoreettinen maksimihyödyntämispotentiaali on lämmön kysynnän suuruinen. Hukkalämmön hyödyntäminen edellyttäisi lämmönsiirtoinfrastruktuurin rakentamista pääkaupunkiseudun ja Loviisan ydinvoimalaitoksen välille sekä muutoksia itse ydinvoimalaitoksella. Koska lämmön kysyntä vaihtelee vuoden ajan mukaan ollen kesällä pienimmillään, kaikkea hukkalämpöä ei voitaisi hyödyntää, koska ydinvoimalaa ajetaan tasaisesti vuoden ympäri pois lukien muutaman viikon huoltotauko kesällä. Tämä tarkoittaa, että hukkalämpöä muodostuu lämpimään aikaan enemmän kuin sille on kysyntää. Siirtokapasiteettia ei toisaalta yleensä kannata mitoittaa kattamaan talven suurimpia kysyntäpiikkejä, mikä vähentää hyödynnettävän hukkalämmön määrää. Pääkaupunkiseudulla myös sijaitsee tuotantokapasiteettia, jota todennäköisesti hyödynnettäisiin ydinkaukolämmöstä huolimatta, kuten lämpöpumppuja ja Vantaan jätteenpolttolaitosta. Ottaen huomioon yllä mainitut rajoitukset, ei kaikki laitoksessa syntyvä hukkalämpö ole hyödynnettävissä. Perustuen Pöyryn vuonna 2010 tekemään selvitykseen Loviisan ydinvoimalaitoksen potentiaalista kaukolämmön tuotannossa, arvioitiin hyödynnettävissä olevan hukkalämmön määräksi 6-9 TWh riippuen lämmönsiirtokapasiteetista.⁹

Olkiluodon sekä tulevan Hanhikiven ydinvoimalaitoksen lähistöltä puuttuvat vastaavat suuret lämpökuormat, mikä vaikeuttaa hukkalämmön tehokasta hyödyntämistä.

Koska Meri-Porin voimalaitos ajaa tehoreservilaitoksena erittäin vähän, eikä lauhdesähköntuotannon kannattavuudesta ole tehoreservikauden jälkeen ole takeita muun muassa päästöoikeuden hinnan takia, hukkalämmön hyödyntämistä varten ei ole kannattavaa tehdä investointeja. Näin ollen Meri-Porin voimalaitoksen hyödynnettävissä olevan hukkalämpöpotentiaalilin on arvioitu olevan nolla.

3.3 Jätteenpolttolaitosten hukkalämpöpotentiaali

Jätteenpolttolaitosten lukumäärä

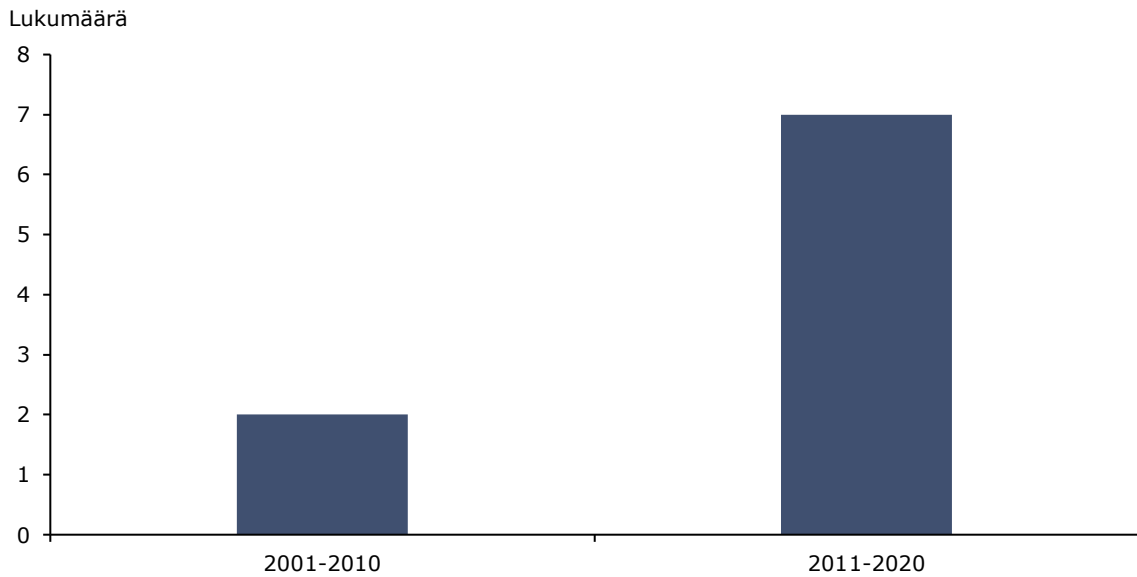
Jätteenpolttolaitosten kategoriaan kuuluvat kaikki laitokset, jotka polttavat yhdyskuntajätettä riippumatta siitä, mihin niiden tuottama energia käytetään (kaukolämpö tai prosessihöyry). Suomessa on yhdeksän jätteenpolttolaitosta. Suomen jätteenpolttolaitoksista kaksi voitaisiin luokitella myös teollisuuslaitosten alle, sillä ne tuottavat pääosan energiastaan teollisuuslaitosten käyttöön, mutta tässä selvityksessä kaikki jätettä polttavat laitokset kuuluvat jätteenpolttolaitosten kategoriaan. Kaikki nykyisin käytössä olevat jätteenpolttolaitokset ovat suhteellisen uusia. Pääosa Suomen jätteenpolttolaitoksista on valmistunut 2010-luvulla ja ne ovat kaikki sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksia. Kuva 4 esittää jätteenpolttolaitosten lukumäärän arvioidun rakentamisajankohdan mukaan.

⁸ Energiateollisuus ry, Kaukolämpötilastot 2018

⁹ Pöyry, Selvitys kaukolämmön johtamisesta Loviisa 3 -ydinvoimalaitosyksiköstä pääkaupunkiseudulle vuosina 2020-2080, <http://mb.cision.com/Public/15253/2212341/95a71499ef895506.pdf>



Kuva 4 – Jätteenpolttolaitokset rakentamisvuosiluokan mukaan



Lähde: AFRYn kattilatiekanta

Jätteenpolttolaitosten hukkalämmön määrä ja hyödyntämispotentiaali

Jätteenpolttolaitosten hukkalämpö muodostuu savukaasujen mukana ympäristöön poistuvasta lämmöstä sekä sellaisesta lämmön tuotannosta, joka joudutaan lauhduttamaan ympäristöön. Koska jätteenpolttolaitokset polttavat yhdyskuntajätettä täydellä teholla lähes koko vuoden ajan, voivat ne kesällä matalan lämmönkysynnän aikana joutua lauhduttamaan lämpöä ympäristöön.

Jätteenpolttolaitosten hukkalämmön määrää on arvioitu laitosten tuottaman sähkön ja lämmön määrän sekä polttoainekulutuksen suhteen avulla. Jätteenpolttolaitosten hukkalämmön määrä arvioitiin vuosittaisten ympäristöraporttien avulla, jossa laitoksille on ilmoitettu energian tuotantomäärät sekä polttoaineenkulutus. Näiden avulla on arvioitu laitoksen hyötysuhde. Jätteenpolttolaisten LTO-järjestelmien tuotantoluvut on saatu Energiateollisuus ry:n kaukolämpötilastoista. Vuonna 2018 vain kahdessa jätteenpolttolaitoksessa ei ollut savukaasujen lämmön talteenottojärjestelmää ja toiseen näistä laitoksista sellainen asennettiin vuoden 2019 aikana¹⁰. Tästä johtuen suurin osa helposti hyödynnettävästä potentiaalista on jo hyödynnetty.

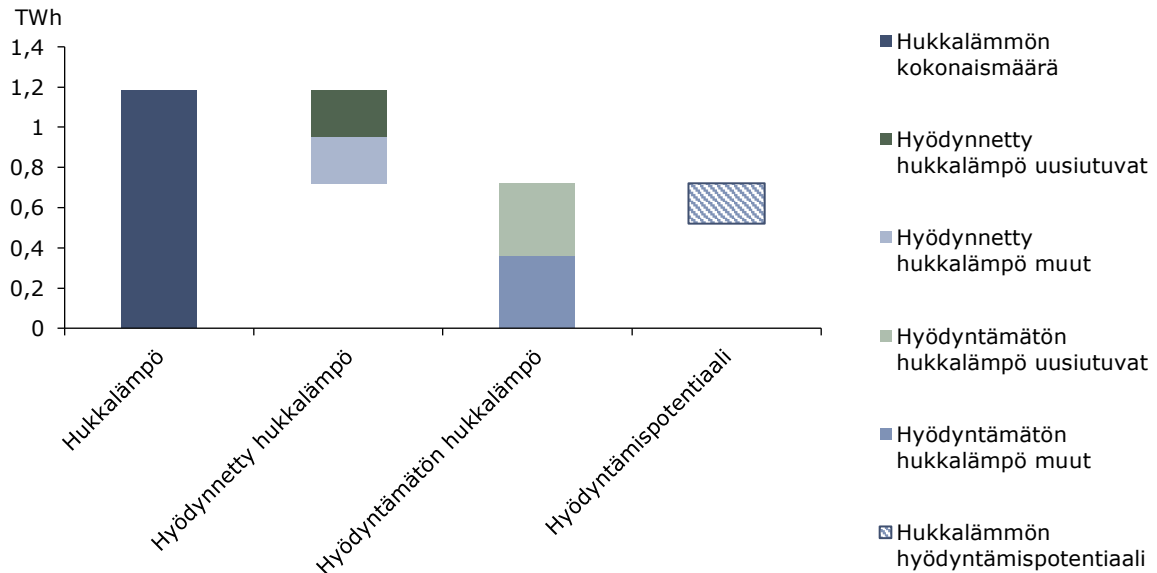
Kuva 5 esittää jätteenpolttolaitoksissa syntyvän hukkalämmön määrän sekä jo hyödynnetyn hukkalämmön määrän. Arvion mukaan hukkalämmön kokonaismäärä oli 1,2 TWh, josta hyödynnettiin noin 0,5 TWh eli 39 %. Hyödyntämätön hukkalämpöpotentiaali on siis 0,7 TWh, josta 0,2 TWh olisi hyödynnettävissä asentamalla LTO-pesurit laitoksiin, joissa niitä ei ole. 0,5 TWh hyödyntämättömästä hukkalämmöstä on peräisin matalan lämmönkysynnän aiheuttamasta lauhdutustarpeesta.

¹⁰ Westenergy, vuosikertomus 2019, <https://2019.westenergy.fi/tuotanto-ja-kunnossapito/>



Jätteenpolttolaitosten tuottamasta hukkalämmöstä noin puolet ovat syntyneet uusiutuvien polttoaineiden käytön yhteydessä. Arvio perustuu Tilastokeskuksen tilastoissa käytettävään yhdyskuntajätteen bio-osuuteen, joka vuonna 2020 oli 50 %¹¹.

Kuva 5 – Jätteenpolttolaitosten hyödyntämätön ja hyödynnetty hukkalämpö (2018)



Lähde: AFRYn kattilatietokanta, AFRY Management Consulting

Jätteenpolttolaitosten lauhdutustarpeesta johtuvan hukkalämmön voisi saada talteen lämmön kausivarastoilla. Toisena vaihtoehtona olisi jätteiden varastoinnin parantaminen, jolloin jätteitä voitaisiin polttaa lämmönkysynnän sitä vaatiessa, mutta jätteiden varastointi on haastavaa eikä jätteenpolttolaitoksella välttämättä ole kapasiteettia lisätä jätteenpoltoa kaukolämmön huippukysynnän aikana.

3.4 Teollisuuslaitosten hukkalämpöpotentiaali

Energiaa tuottavien teollisuuslaitosten määrä

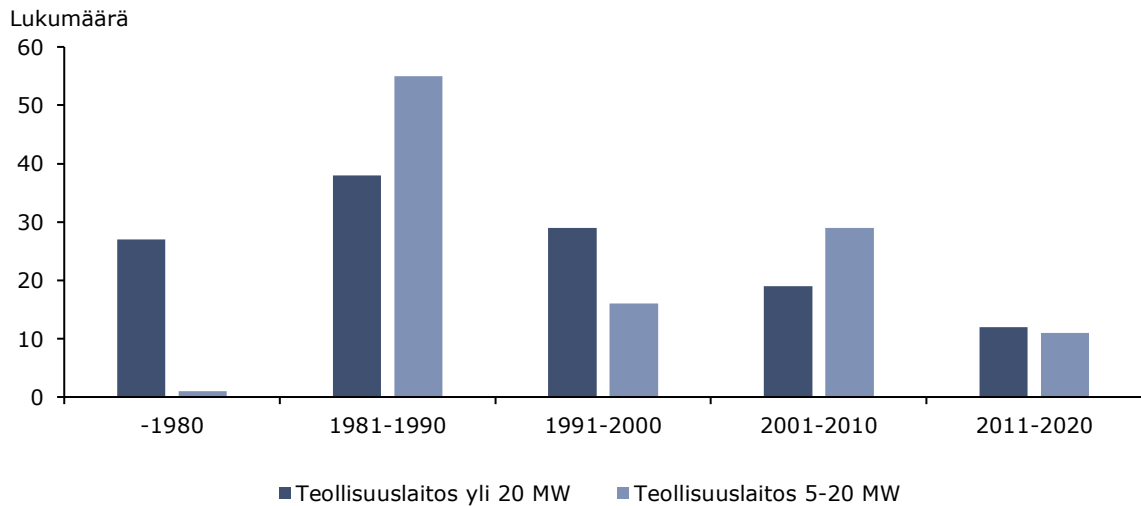
AFRYn kattilatietokannan perusteella Suomessa on kokonaislämpöteholtaan yli 20 MW:n teollisuuslaitoksia noin 80 kappaletta. Lukuun sisältyy myös sellaiset CHP-laitokset, joiden tuotannosta suurin osa menee teollisuuskäyttöön, vaikka sama laitos tuottaisi myös kaukolämpöä. 5-20 MW:n laitoksia on tietokannassa myös noin 80 kappaletta, mutta oletettavasti tästä määrästä puuttuu joitain laitoksia. Teollisuuslaitoksella voi olla useita kattiloita, mutta pääsääntöisesti yhdeltä teollisuusalueelta löytyy yksi pääkattila, jonka tuottamaa lämpöä voisi hyödyntää lopulta hukkalämpönä. Hukkalämmön hyödyntämisen kannalta sillä ei ole suurta merkitystä onko lämpö peräisin useammasta kattilasta kuin yhdestä. Suurissa teollisuuslaitoksissa on AFRYn kattilatietokannan perusteella keskimäärin 1,7 kattilaa ja 5-20 MW:n laitoksissa 1,4.

¹¹ Tilastokeskuksen polttoaineluokitus 2020



Kattilatietokannan perusteella arvioituna teollisuuslaitosten kattiloiden mediaaninen valmistumisvuosi oli 1991. Kuva 6 esittää kattiloiden ikäjakaumaa. Laitosten jäljellä oleva todellinen käyttöikä voi olla monessa tapauksessa pidempi kuin niiden alkuperäinen tekninen käyttöikä antaisi ymmärtää erilaisten ylläpito- ja päivitysinvestointien seurauksena.

Kuva 6 – Teollisuuden energiantuotantolaitosten lukumäärä rakentamivuosi- ja teholuokan mukaan jaoteltuna



Lähde: AFRYn kattilatietokanta

Teollisuuden energiantuotanto ja hukkalämmön lähteet

Kattilatietokannassa mukana olevien teollisuuslaitosten yhteenlaskettu polttoaineenkulutus on noin 90 TWh. Suurin osa (95 %) tästä kulutuksesta tapahtuu yli 20 MW:n laitoksissa. Tilastokeskuksen mukaan vuonna 2018 teollisuuden kokonaisenergiankäyttö oli 149 TWh. Tästä polttoaineiden osuus oli 102 TWh. Polttoaineita käytetään sekä sähkön että lämmön tuotantoon teollisuudessa. AFRYn arvion mukaan noin 70 % polttoaineenkulutuksesta jää hukkalämmön teoreettiseksi potentiaaliksi (kokonaiskulutuksesta on poistettu arvio sähkön tuotantoon kuluneesta ja teollisuuden tuotteiden sitomasta energiasta). Tämä vastaa noin 70 TWh. Teollisuuden energiatehokkuustoimilla hukkalämmön hyödyntämispotentiaali kaukolämmössä laskee entisestään.¹²

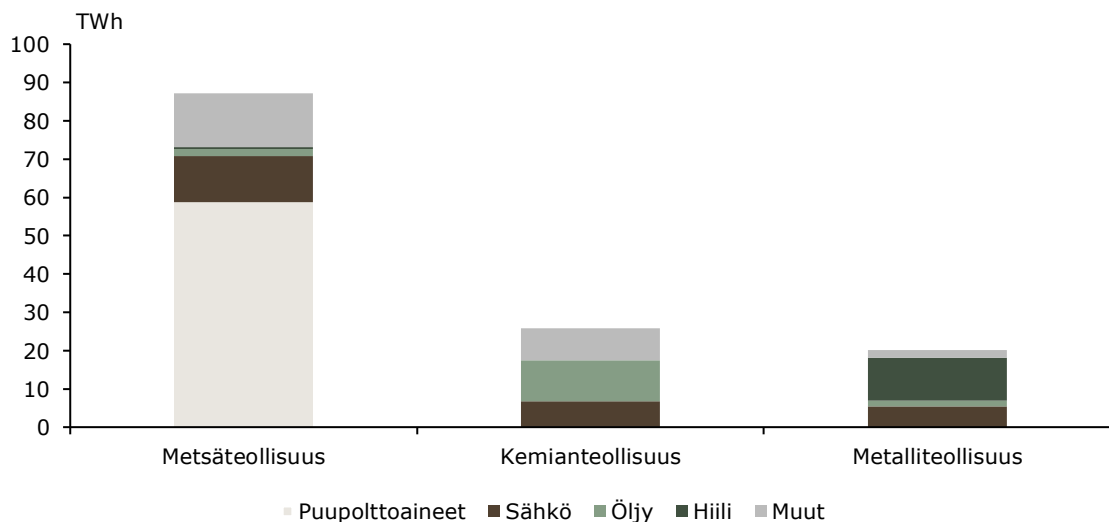
Teollisuuden energiankäyttöön sisältyvä sähkö muuttuu myös lopulta lämmöksi, joka voidaan teoriassa nähdä hukkalämpönä. Sähkön kulutuksen vaikutusta ei kuitenkaan tässä analyysissä huomioida, koska sillä ei nähdä olevan vastaavaa potentiaalia hyödyntämiselle kuin polttoaineenkulutuksesta saatavalla hukkalämmöllä. Vuonna 2018 teollisuuslaitokset kuluttivat teollisuuslaitoksen ulkopuolella tuotettua sähköä 32 TWh.

Energiankäytön perusteella kolme suurinta teollisuustoimialaa vuonna 2018 olivat metsäteollisuus (87 TWh), kemianteollisuus (26 TWh) ja metallien

¹² Tilastokeskus, Teollisuuden energiankäyttö toimialoittain, 2020
http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_ene_tene/statfin_tene_pxt_001.fi.px/

jalostus (20 TWh). Yhdessä nämä kolme toimialaa kattoivat 89 % teollisuuden energiankäytöstä, jolloin myös hukkalämpöpotentiaalia kannattaa tarkastella erityisesti näillä toimialoilla. Muita energiankulutuksen kannalta merkittäviä teollisuuden toimialoja ovat muun muassa elintarviketeollisuus, kone- ja metallituoteteollisuus, kaivosteollisuus ja tekstiiliteollisuus, mutta näiden yhteenlaskettu energiankäyttö on vähemmän kuin esimerkiksi pelkästään metalliteollisuuden energiankäyttö. Vuonna 2018 teollisuuden polttoaineenkulutuksesta 60 % oli uusiutuvaa ja 40 % fossiilista (sisältäen turpeen). Metsäteollisuuden energiankäytöstä 59 TWh oli peräisin puupolttoaineista. Kemianteollisuus kuluttaa merkittävästi öljyä energiankäytössään (11 TWh). Myös sähkön (7 TWh) ja lämmön (5 TWh) osuudet ovat korkeat kemianteollisuuden energiankäytöstä. Metalliteollisuuden energiankäytössä korostuvat erityisesti hiili (11 TWh) ja sähkö (5 TWh). Kuva 7 esittää energiankäytön jakauman näillä teollisuuden aloilla.¹³

Kuva 7 – Metsä-, kemian- ja metalliteollisuuden energiankäyttö



Lähde: Tilastokeskus

Metsä-, kemian- ja metalliteollisuuden esimerkkilaitoksina voi pitää sellutehdasta, öljynjalostamoja ja terästehdasta vastaavassa järjestyksessä. Sellutehtaasta löytyy tyypillisesti kaksi höyrykattilaa, joiden pääpolttoaineet ovat puuperäisiä. Niin kutsuttu kuorikattila on usein joko kierto- tai leijupetikattila, joka hyödyntää pääpolttoaineenaan puun kuorta. Kuorikattila pystyy vastaamaan kuorman muutoksiin, koska se ei ole yhtä sidottu tehtaan prosesseihin kuin soodakattila. Soodakattila on osa kemiallisen sellun tuotantoprosessia ja se hyödyntää polttoaineenaan mustalipeää, joka on myös puuperäinen polttoaine. Tehtaan kahden kattilan tuottamalla höyryllä tehdään sähköä, prosessihöyryä ja lämpöä tehtaan, ja usein myös sen ulkopuolen, energian tarpeeseen. Suurimmat yksittäiset energian kuluttajat kemiallisen sellun sellutehtaassa ovat pääsääntöisesti sellun keittämiseen ja kuivaamiseen ja mustalipeän haihduttamiseen liittyvät prosessit. Ne kuluttavat

¹³ Tilastokeskus, Teollisuuden energiankäyttö toimialoittain, 2020
http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_ene_tene/statfin_tene_pxt_001.fi.px/



prosessihöyryä. Tällöin myös potentiaalisen hukkalämmön suurimmat lämpövirrat liittyvät näihin prosesseihin. Lämpöä päätyy kyseisistä prosesseista esimerkiksi laitoksen jätevesiin, joista olisi mahdollista ottaa lämpöä talteen. Jätevesistä joudutaan jopa joissain tapauksissa jäähdyttämään lämpöä ympäristöön, jotta jätevesien käsittelyn biologiset prosessit pysyvät käynnissä, ja jotta alueen vesistöön ei siirry liikaa lämpöä.

Öljynjalostamossa voidaan hyödyntää polttoaineena öljyn jalostuksen sivuvirtoina syntyviä tuotteita. Esimerkiksi Kilpilahden öljynjalostamon uudessa voimalaitoksessa tullaan hyödyntämään jalostuksen sivutuotteena syntyvää asfalteenia¹⁴. Terästehdas vuorostaan hyödyntää teräksen tuotannossa tarvittavaa hiiltä myös energian tuotannossaan. Lisäksi teräksen tuotanto kuluttaa tyypillisesti myös paljon sähköä.

Tämän selvityksen muissa kategorioissa hukkalämpöjen hyödyntämistä kaukolämpönä on tehostettu kattiloiden LTO-järjestelmillä, mutta teollisuuden kohdalla hukkalämpö oletetaan otettavan ennemmin talteen teollisuusprosessien jälkeisistä lämpövirroista eikä savukaasuista.

Teollisuuden hukkalämmön hyödyntäminen ja potentiaali

Pöyryn vuonna 2019 Motivalle laatimassa *Ylijäämälämmön potentiaali teollisuudessa* -esiselvityksessä teollisuuden vuoden 2017 tekniseksi hukkalämpöpotentiaaliksi arvioitiin noin 16 TWh. Sen mukaan muissa aikaisemmissa selvityksissä tekninen potentiaali on arvioitu 6–23 TWh:iin. Uusiutuvien ja fossiilisten polttoaineiden osuudet voi olettaa hukkalämmön kohdalla samoiksi kuin polttoaineenkulutuksessa.¹⁵

Suuret teollisuusyksiköt ovat usein kaukana suurista kaupungeista ja kaukolämpöverkoista, jolloin hukkalämmölle ei ole kuluttajaa. Teollisuuden hukkalämpöön pohjautuvilla lämmitysratkaisuilla on myös teknisiä haasteita. Kaukolämmön tuotanto ei saa vaarantaa teollisuusprosessia ja toisaalta kaukolämpö tarvitsee tasaista lämmön tuotantoa lämmityskaudella, kun taas teollisuustuotanto voi olla katkonaista. Aiemmin raportissa (Taulukko 2) on kuvattu myös muita hukkalämmön hyödynnettävyyden rajoittavia tekijöitä.

Arvion mukaan teollisuus toimittaa kaukolämpöverkkoon nykyisin noin 1-2 TWh sellaista lämpöä, joka voitaisiin todennäköisesti luokitella hukkalämmöksi. Energiateollisuus ry:n kaukolämpötilaston mukaan teollisuuden vuonna 2018 toimittama lämpö kaukolämpöyhtiöille oli noin 1,2 TWh. Määritelmästä riippuen kaikkea tätä lämpöä ei voi kuitenkaan välttämättä määritellä hukkalämmöksi. Toisaalta tilastoon ei ole tilastoitu kaikkea teollisuuden myymää kaukolämpöä.¹⁶

Suomessa on joitain kaukolämpöverkkoja, joissa kaukolämmön hankinnasta yli 70 % on peräisin teollisuudesta. Vuoden 2018 tilastotietojen perusteella

¹⁴ Enertec, Kilpilahden voimalaitos on kansainvälinen yhteishanke, 2017

<https://www.enertec.fi/natiivi/534/kilpilahden-voimalaitos-on-kansainvalinen-yhteishanke>

¹⁵ Pöyry, Esiselvitys – Ylijäämälämmön potentiaali teollisuudessa, 2019

https://www.motiva.fi/ajankohtaista/julkaisut/esiselvitys_-_ylijaamalammon_potentiaali_teollisuudessa.10705.shtml

¹⁶ Energiateollisuus ry, Kaukolämpötilasto, 2019

<https://energia.fi/julkaisut/materiaalipankki/kaukolampotilasto.html#material-view>



tunnistettiin kuusi tällaista, noin 20 tuhannen asukkaan kaupunkia: Raahe, Valkeakoski, Jämsä, Heinola, Pietarsaari ja Uusikaupunki. Vuoden 2018 jälkeen esimerkiksi Siilinjärvellä on alettu hyödyntämään teollisuuden hukkalämpöä. Siilinjärvellä tavoitteena on kattaa jopa 96-97 % kaukolämmön tarpeesta hukkalämmöllä¹⁷.

Tällä hetkellä on käynnissä myös esiselvityksiä Kilpilahden teollisuusalueen hukkalämmön hyödyntämisestä pääkaupunkiseudulla. AFRYn tietokannasta tunnistettiin Kilpilahden lisäksi kolme merkittävää teollisuusalueen ja kaupungin mahdollista yhdistelmää, joissa kytkentää teollisuuden ja kaukolämmön kanssa ei ole tehty: Naantalın öljynjalostamo Turun seudulla, Kantvikin teollisuusalue Kirkkonummella ja metsä- ja metalliteollisuusalueet Imatralla. Kaikissa kyseisissä kohteissa hukkalämmön ja kaukolämmön yhdistämistä on oletettavasti tarkasteltu, mutta ne eivät ole johtaneet lämpökaupan aloittamiseen.

Taulukkoon 3 on koottu teollisuusalueita, joiden vuosittainen polttoainekulutus on vähintään 100 GWh, ja joiden lähellä on mahdollisia kulutuskohteita: vähintään 20 000 asukkaan kaupunkeja, jotka ovat verrattain lähellä teollisuuslaitosta. Etäisyyden ylärajaksi on asetettu sata metriä uutta kaukolämpöverkkoa per 1 GWh:n hukkalämmön myyntipotentiali vuodessa (100 m/GWh). Teollisuuslaitokset sijaitsevat usein joko kaupunkien läheisyydessä (enintään noin 10 km etäisyys) tai selkeästi kauempana asutuksesta. Analyysissa on huomioitu vain nämä asutuksen lähellä sijaitsevat tai potentiaaliltaan suuret teollisuuslaitokset, jolloin etäisyyden yläraja myynnin suhteen asettuu edellä mainitulle tasolle. Referenssejä hukkalämmön toimittamisesta pidemmän matkan yli Suomessa ei toistaiseksi ole. Valtaosassa taulukon kohteista käydään jo lämpökauppaa, mutta kaupan osuus on enintään 25 % alueen lämmön hankinnasta (keskimäärin noin 10 %).

¹⁷ Adven, 1.7.2020, <https://www.adven.fi/fi/ uutishuone/uutiset/siilinjarvi-siirtyy-moderniin-kaukolampon/>

**Taulukko 3 – Tunnistettuja teollisuuden hukkalämmön lähteitä ja mahdollisia kuluttajia**

Teollisuusalue	Arvio teollisuusalueen polttoaineenkulutuksesta [GWh/v]	Mahdollinen lämmön hyödyntämisen paikkakunta	Paikkakunnan kaukolämmön myynti 2018 [GWh/v]
Kilpilahti	4800	PK-seutu (Porvoo)	11000
Tako	350	Tampere	2100
Nuottasaari ja Laanila	4400	Oulu	1500
Jalostamo	850	Turku (Naantali)	1900
Sorsasalo	720	Kuopio	950
Kuusankoski	4200	Kouvola	420
Sunila ja Kotkansaari	4200	Kotka	380
Industrial park	310	Kokkola	310
Kirkniemi	1200	Lohja	120
Kantvik	150	Kirkkonummi	110
Sellutehtaat ja terästehdas	6200	Imatra	160
Pajusaari ja Veitsiluoto	7000	Kemi	160
Päiviönsaari	2200	Varkaus	180

Lähde: AFRY, Energiateollisuus ry

Jos yllä olevan taulukon polttoaineenkulutuksesta muodostuvasta lämmöstä olisi 25 % hyödynnettävissä hukkalämpönä kaukolämmössä ja hukkalämmön osuus olisi enintään 90 % alueen lämmön hankinnasta, taulukon yhteenlaskettu hukkalämmön potentiaali olisi noin 4,2 TWh. Realistista kokonaismäärää on haasteellista arvioida tarkasti, koska määrä riippuu voimakkaasti yksittäisistä suurista kohteista kuten Kilpilahdesta. Kilpilahdesta on julkisesti mainittu, että sen tuottama hukkalämpö voisi kattaa jopa neljänneksen pääkaupunkiseudun lämmön tarpeesta. Tämä vastaisi lähes 3 TWh lämpöä.

Hukkalämmön teknisen hyödynnettävyyden eroja eri teollisuuden alojen välillä ei analysoitu tarkemmin tässä selvityksessä. Eri teollisuusalojen kaukolämpönä hyödynnettävään potentiaaliin vaikuttavia eroja ovat esimerkiksi hukkalämmön lämpötilataso teollisuudessa. Erot hyödynnettävyydessä alojen sisäisestikin voivat olla suuria. Kaikki polttoaineenkulutus muuttuu lopulta lämmöksi, mutta toistaiseksi hukkalämpöä hyödynnetään vähän. Esimerkiksi lämpöpumppujen sähkönkulutuksen verokohtelulla voi olla vaikutusta hukkalämmön hyödyntämisen kannattavuuteen.

Huomionarvoista on myös, että teollisuus tehostaa omaa toimintaansa jatkuvasti, jolloin lämmön käyttäminen teollisuuden omissa prosesseissa voi olla kannattavampaa kuin myydä lämpö hukkalämpönä kaukolämpöverkkoon. Tällöin toimet menevät teollisuuden energiatehokkuuden määritelmän alle eikä niitä lasketa hukkalämmön hyödyntämiseksi. Siihen, mihin lämpö lopulta päätyy, vaikuttaa muun muassa verokohtelu ja esimerkiksi lämmön hyödyntämisen ehdoista voi olla helpompi päästä sopimukseen sisäisesti kuin toisen toimijan kanssa.

Toisaalta lämpöpumpputeknologian kehittyessä entistä suurempi osuus hukkalämmöstä voidaan saada talteen tulevaisuudessa. Myös kaukolämmön



lämpötilatasolla on vaikutusta mahdollisuuksiin hyödyntää hukkalämpöä kaukolämpönä. Lämpötilatason laskun mahdollisuuksia ja vaikutuksia on kuvattu tarkemmin luvussa 5.1.

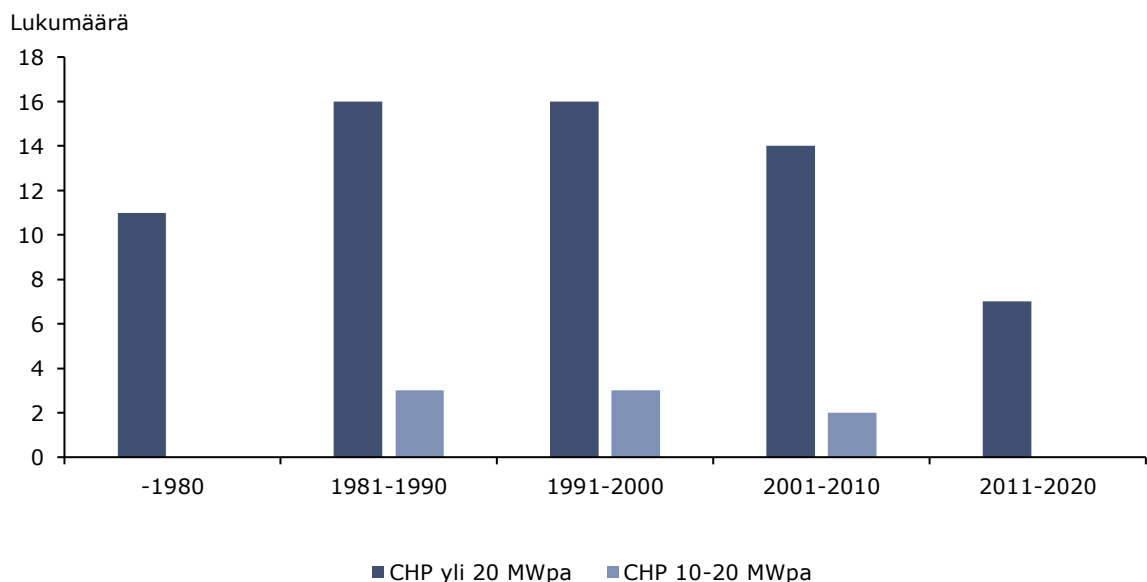
3.5 CHP-laitosten hukkalämpöpotentiaali

CHP-kattiloiden lukumäärä

Tähän kategoriaan kuuluvat kaikki CHP-laitokset pois lukien teollisuuden CHP-laitokset, CHP-jätteenpolttolaitokset sekä CHP-laitokset, jotka eivät täytä kokoluokkavaatimusta. CHP-laitoksiksi on siis laskettu kaikki laitokset, joiden tuotannosta suurin osa on kaukolämpöä, ja jotka eivät polta yhdyskuntajätettä. Pääosin teollisuuteen energiaa tuottavat CHP-kattilat eivät kuulu tähän kategoriaan, vaan ne sisältyvät lukuun 3.4 kuvattuihin teollisuuden hukkalämmön tietoihin. Tässä selvityksessä CHP-kattilat on jaettu polttoainetehon mukaan 10-20 MW_{pa} laitoksiin ja yli 20 MW_{pa} laitoksiin.

Kuva 8 esittää CHP-laitosten kategoriaan kuuluvien kattiloiden lukumäärän niiden kapasiteetin ja rakentamisvuosiluokan mukaan. Rakentamisvuosiluokan avulla voi karkeasti arvioida, milloin laitokset tulevat teknisen käyttöikänsä päähän ja poistuvat. Laitosten keskimääräinen tekninen käyttöikä on noin 40 vuotta, mutta on mahdollista että niihin tehdään käyttöikää pidentäviä suurempia kunnostustöitä ja että laitoksia käytetään pitempään. Suurin osa yli 20 MW_{pa} laitoksista on rakennettu vuosien 1980-2000 välisenä aikana. 66 % suuremman kategorian laitoksista on rakennettu ennen vuotta 2000. Pienemmän kategorian CHP-laitokset ovat selvästi harvinaisempia ja niitä on yhteensä vain kahdeksan. Suurempia laitoksia on yhteensä 64 (Kuva 8).

Kuva 8 – CHP-kattiloiden lukumäärä rakentamisvuosi- ja teholuokan mukaan jaoteltuna

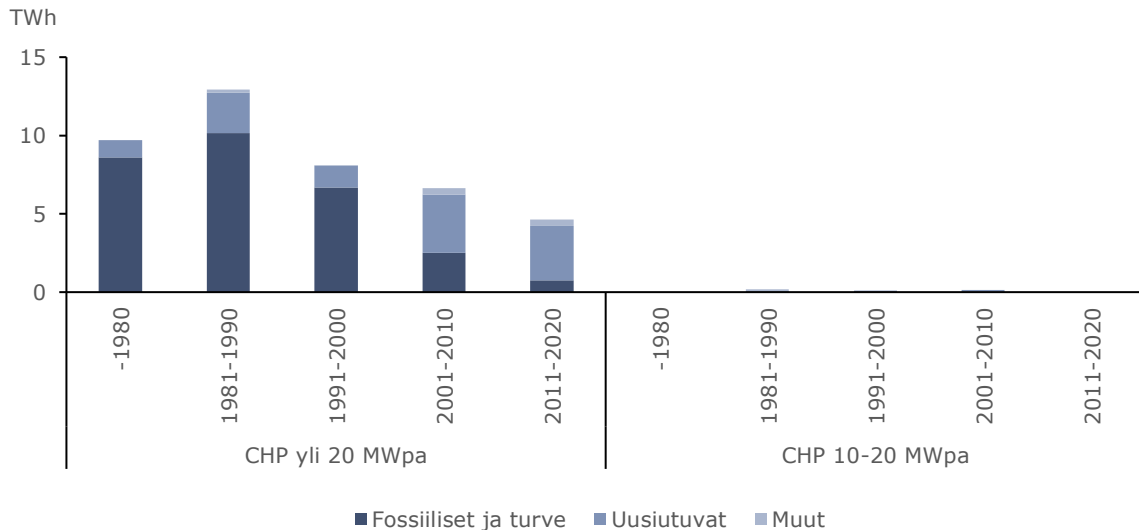


Lähde: AFRYn kattilatiekanta

Tällä hetkellä suurin osa CHP-laitoksissa käytetyistä polttoaineista on fossiilisia, mutta suuri osa fossiilisia polttoaineita käyttävistä CHP-laitoksista on tulossa

käyttöikänsä päähän 2020-luvulla. Kuva 9 esittää CHP-laitosten polttoainejakauman laitoskapasiteetin ja rakentamisvuoden mukaan.

Kuva 9 – CHP-laitosten polttoainejakauma rakentamisvuosi- ja teholuokan mukaan



Lähde: AFRYn kattilatiekanta

CHP-laitosten hukkalämmön määrä ja hyödyntämispotentiaali

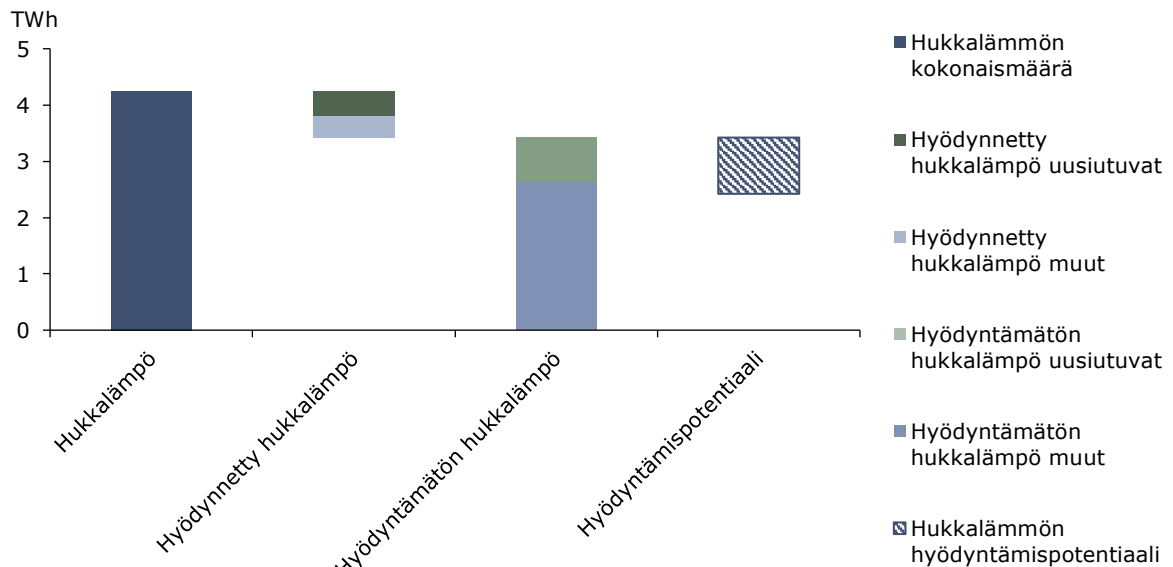
CHP-laitosten hukkalämpö muodostuu pääosin laitosten savukaasujen mukana poistuvasta lämmöstä, ja hukkalämmön hyödyntäminen perustuu savukaasujen lämmön talteenottojärjestelmiin sekä näihin mahdollisesti asennettaviin lämpöpumppuihin. Lämpöpumput ovat vielä harvinaisia savukaasujen lämmön talteenottojärjestelmissä.

CHP-laitosten hukkalämmön määrä on arvioitu laitosten polttoaineen kulutuksen perusteella siten, että 10 % laitosten kokonaispolttoaineesta saatavasta energiasta menee savukaasujen mukana hukkaan. Työssä on arvioitu hukkalämmön vielä hyödynnettävissä olevaa määrää perustuen sellaista CHP-kattiloiden hukkalämmön yhteenlaskettuun määrään, joissa poltettiin pääosin kosteita polttoaineita, ja joiden poistovuosi on aikaisintaan 2030. Kosteita polttoaineita ovat turve ja biomassa. Arvion perustana on laitosten vuoden 2018 polttoainekulutus. Ennen vuotta 2030 poistuviin laitoksiin pesureita ei oletettu enää asennettavaksi, koska laitoksen jäljellä oleva käyttöikä jää lyhyeksi.

Yllä mainittujen oletusten ja lähtötietojen perusteella CHP-laitokset tuottavat yhteensä noin 4,2 TWh hukkalämpöä, joka voitaisiin hyödyntää. Tästä 3 TWh on tuotettu muilla kuin uusiutuvilla polttoaineilla ja 1,2 TWh on tuotettu uusiutuvilla polttoaineilla. Syntyneestä hukkalämmöstä hyödynnetään jo 0,8 TWh. Tästä noin puolet on tuotettu uusiutuvilla polttoaineilla. Hyödyntämätöntä hukkalämpöä on jäljellä siis noin 3,4 TWh. Jäljellä olevaksi helpoiten hyödynnettävissä olevaksi hukkalämmön hyödyntämispotentiaalin on arvioitu olevan noin 1 TWh, huomioiden mm. laitosten jäljellä olevat käyttöiät.

Uusiutuvien polttoaineiden osuus on 29 % kaikesta muodostuneesta hukkalämmöstä. 54 % hyödynnettävästä hukkalämmöstä on tuotettu uusiutuvilla polttoaineilla, joka muodostaa 10 % koko hukkalämpömäärästä. Kuva 10 esittää arvioidun hukkalämmön kokonaismäärän, jo hyödynnetyn hukkalämmön sekä arvion hyödyntämättömästä hukkalämpöpotentiaalista kaukolämmön tuotannon CHP-laitoksista.

Kuva 10 – Kaukolämmöntuotannon CHP-laitosten hukkalämpö sekä hukkalämmön jo hyödynnettävä osuu (2018 polttoainekulutuksen perusteella)



Huomio: Hyödyntämispotentiaalilla viitataan vielä hyödyntämättömään hukkalämpöön, jota olisi mahdollista hyödyntää

Lähde: AFRYn kattilatietokanta, AFRY Management Consulting

3.6 Uusiutuvan energian lämpökattiloiden hukkalämpöpotentiaali

Uusiutuvan energian lämpökattiloiden lukumäärä

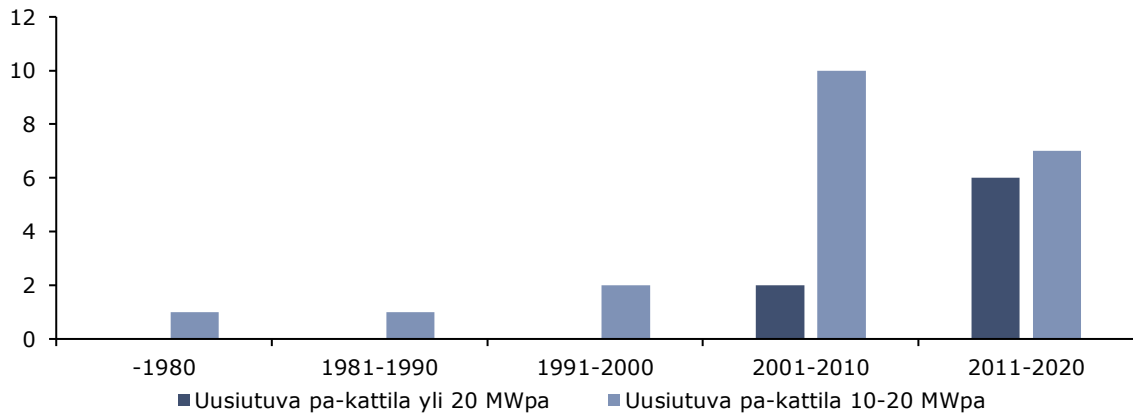
Uusiutuvan energian lämpökattiloiksi on tässä selvityksessä laskettu kattilat, joiden uusiutuvan energian osuus on vähintään 90 %, pääasiallinen tehtävä on kaukolämmön tuotanto, täyttävät kokoluokkavaatimukset ja jotka eivät ole CHP-kattiloita. 90 % valittiin rajaksi, koska yli 90 % uusiutuvien osuudella laitosten on tyypillisesti helppo käyttää 100 % uusiutuvia tekemättä merkittäviä muutoksia polttoaineiden hankintaan. Jäljelle jäävä 10 %:n osuus on tyypillisesti turvetta, mutta kattiloissa ei polteta välttämättä turvetta lainkaan. Kattiloiden polttoaineosuudet saattavat vaihdella vuosittain esimerkiksi polttoaineiden hintojen ja saatavuuden mukaan.

Uusiutuvan energian lämpökattiloiden määrä on kasvanut tasaisesti viime vuosikymmeninä ja niiden keskimääräinen koko on kasvanut alla olevan kuvan

(Kuva 11) mukaisesti. Polttoaineteholtaan yli 20 MW_{pa} kattiloita on tehty erityisesti 2010-luvun jälkeen, mutta uusiutuvan energian lämpökattiloiden kokonaismäärä on edelleen suhteellisen pieni. Kategorian kokovaatimukset täyttäviä kattiloita on yhteensä 29.

Kuva 11 – Uusiutuvan energian lämpökattilat rakentamivuosi- ja teholuokan mukaan jaoteltuna

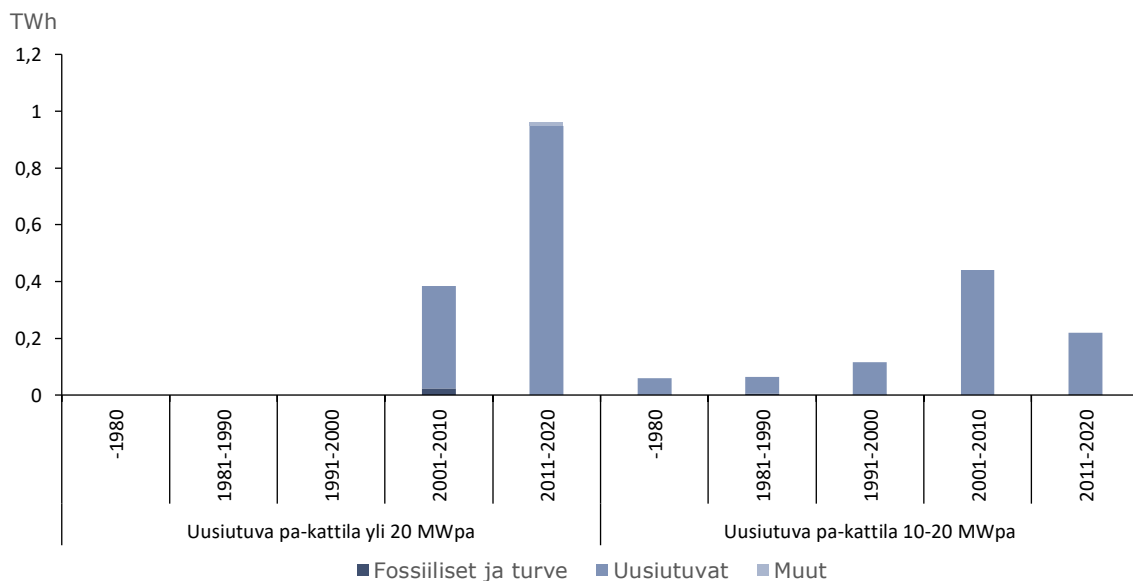
Lukumäärä



Lähde: AFRYn kattilatietokanta

Kuva 12 esittää uusiutuvan energian kattiloiden polttoaineiden kulutuksen kapasiteetin ja rakentamivuosiluokan mukaan jaoteltuna. Kapasiteetiltaan suuremmat 20 MW_{pa} kattilat muodostavat suurimman osan kategorian puupolttoaineiden kulutuksesta. Puupohjaisten polttoaineiden lisäksi kattiloissa voidaan polttaa pieni määrä turvetta.

Kuva 12 – Uusiutuvan energian lämpökattiloiden polttoainekulutus rakentamivuosi- ja teholuokan mukaan jaoteltuna



Lähde: AFRYn kattilatietokanta

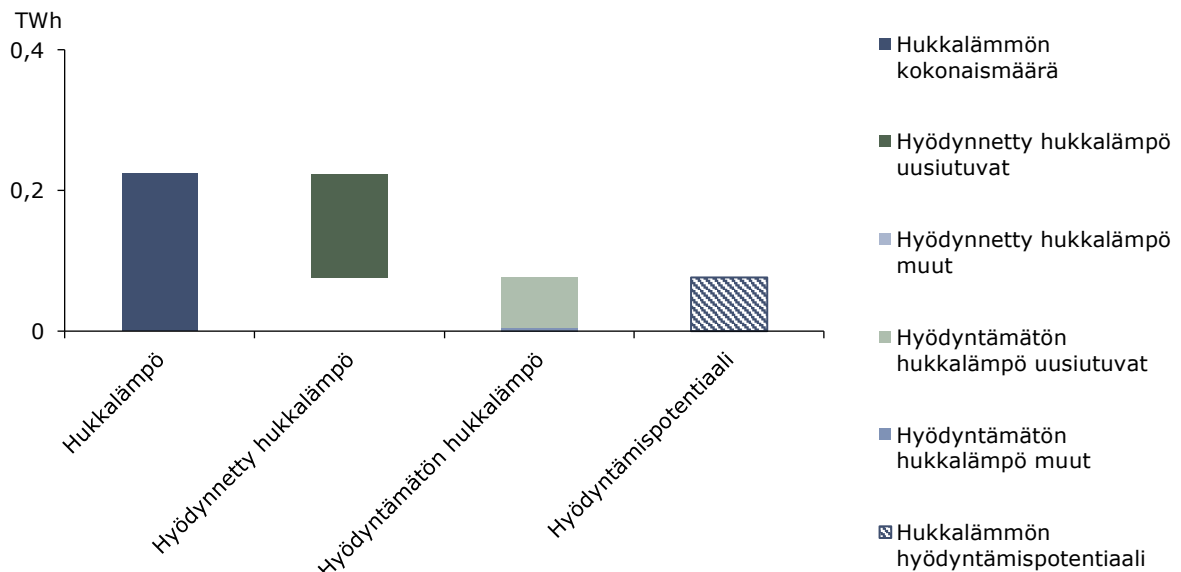


Uusiutuvan energian lämpökattiloiden hukkalämmön määrä ja hyödyntämispotentiaali

Uusiutuvan energian lämpökattiloiden hukkalämpö on savukaasujen mukana poistuvaa lämpöä. Hukkalämpö voidaan hyödyntää asentamalla savukaasupesuri lämmöntalteenotolla. Kuva 13 esittää tällä hetkellä hyödynnetyn ja hyödyntämättömän hukkalämmön määrän uusiutuvan energian lämpökattiloissa. Hukkalämmön hyödynnetty osuus on arvioitu savukaasupesurien tuotannon määrästä. Mikäli savukaasupesureiden lisäksi asennetaan lämpöpumppu, hyödynnettävissä oleva määrä on suurempi.

Uusiutuvan energian lämpökattiloiden hukkalämmön määrä on yhteensä 0,22 TWh. Tästä on hyödynnetty noin 0,15 TWh. Jäljelle jäävä hyödynnettävissä oleva osuus on noin 0,07 TWh. Ennen vuotta 2030 poistuvia kattiloita ei ole laskettu mukaan hyödynnettävissä olevaan hukkalämpö potentiaaliin, sillä talteenottojärjestelmän tekninen käyttöikä jäisi vähäiseksi. Tämän kategorian hukkalämmön hyödyntämisosuus on merkittävä verrattuna muihin kategorioihin, sillä 66 % tuotetusta hukkalämmöstä on jo hyödynnetty ja loput olisi varsin helposti hyödynnettävissä. Uusiutuvien polttoaineiden polttamisen seurauksena syntyvän hukkalämmön osuus on 98 %. Jäljelle jäävä osuus hukkalämmöstä syntyy pääosin turpeen poltosta. Hyödynnetty hukkalämpö on tuotettu käytännössä kokonaan uusiutuvilla polttoaineilla.

Kuva 13 – Uusiutuvan energian lämpökattiloiden hyödynnetyn ja hyödyntämättömän hukkalämmön määrä



Lähde: AFRYn kattilatietokanta, AFRY Management Consulting



3.7 Konesalien hukkalämpöpotentiaali

Konesalien lukumäärä

Konesaleja koskevaa tietoa ei ole kattavasti julkisesti saatavilla, sillä tieto pidetään usein salaisena tietoturvan ja kilpailun vuoksi. AFRYn kokoamien tietojen perusteella yli 5 MW:n kokoluokan konesaleja on Suomessa alle kymmenen. Suuria yli 5 MW:n konesaleja on Suomessa ainakin seuraavilla toimijoilla: Google (Hamina), Equinix (useita kohteita PK-seudulla), Telia (Helsinki, Pitäjänmäki), Hetzner (Tuusula, Vantaa), Yandex (Mäntsälä) ja Microsoft (salainen sijainti Uudellamaalla). Keskikokoisia 0,5–5 MW:n konesaleja on asiantuntija-arvion mukaan noin 50. Konesalien lukumäärän arvioidaan edelleen lisääntyvän tulevaisuudessa.

Hukkalämmön tuotanto

Konesaleissa syntyy hukkalämpöä niiden sähköä käyttävien laitteiden toiminnan seurauksena. Lämpö on siirrettävä konesaleista pois ja laitteita voi olla tarpeen myös erikseen jäähdyttää. Konesalien hukkalämpöpotentiaali on tyypillisesti merkittävä ja usein lähes kaikki lämpö on teknisesti mahdollista hyödyntää.

AFRY arvioi nykyisten hukkalämmön kannalta otollisten konesalien kokonaissähkötehon olevan noin 300 MW. Huipunkäyttöajalla 6000 h/a tämä vastaa noin 2 TWh lämmöntuotantoa, josta suurin osa olisi teknisesti hyödynnettävissä kaukolämpönä. Wahlroos ym. (2018) on arvioinut, että konesalien sähkönkulutus voisi olla tulevaisuudessa jopa 5 % Suomen sähkönkulutuksesta eli noin 5 TWh, josta valtaosa olisi teknisesti hyödynnettävissä lämmöksi.¹⁸

Uusiutuvan energian osuus konesalien hukkalämmöstä riippuu niiden käyttämän sähkön alkuperästä. Konesalien omistajat saattavat ostaa niihin alkuperätakuilla todennettua sähköä, jolloin tietyn konesalin hukkalämpö on syntynyt täysin uusiutuvan energian käytön seurauksena. Näin on tehnyt esimerkiksi Google. Jos sähkö ei ole sertifioitua, sähkөөn voidaan käyttää Energiaviraston vuosittain laskeman jäännösjakauman mukaista osuutta. Vuonna 2019 jäännösjakaumassa uusiutuvien energianlähteiden osuus oli 6,24 %, ydinvoiman osuus oli 51,42 % ja fossiilisia energiankäynteitä ja turvetta loput 43,34 %.

Hukkalämmön hyödyntäminen

Mäntsälässä konesali toimittaa tällä hetkellä vuodessa noin 30 GWh lämpöä paikalliseen kaukolämpöverkkoon. Pääkaupunkiseudulla toimitetaan myös konesalien hukkalämpöä kaukolämpöön. AFRYn arvion mukaan suurimpien yksittäisten konesalien myymän hukkalämmön määrä liikkuu toistaiseksi vielä enemmän kymmenissä kuin sadoissa gigawattitunneissa vuositasona. Hyödyntämätön potentiaali olisi näin ollen huomattava.

Konesalien tuottaman hukkalämmön hyödyntämisessä on paljon samoja haasteita kuin muun teollisuuden hukkalämmön hyödyntämisessä: konesalit

¹⁸ Wahlroos, M. ym., Future views on waste heat utilization – Case of data centers in Northern Europe, 2018 <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117314314?>

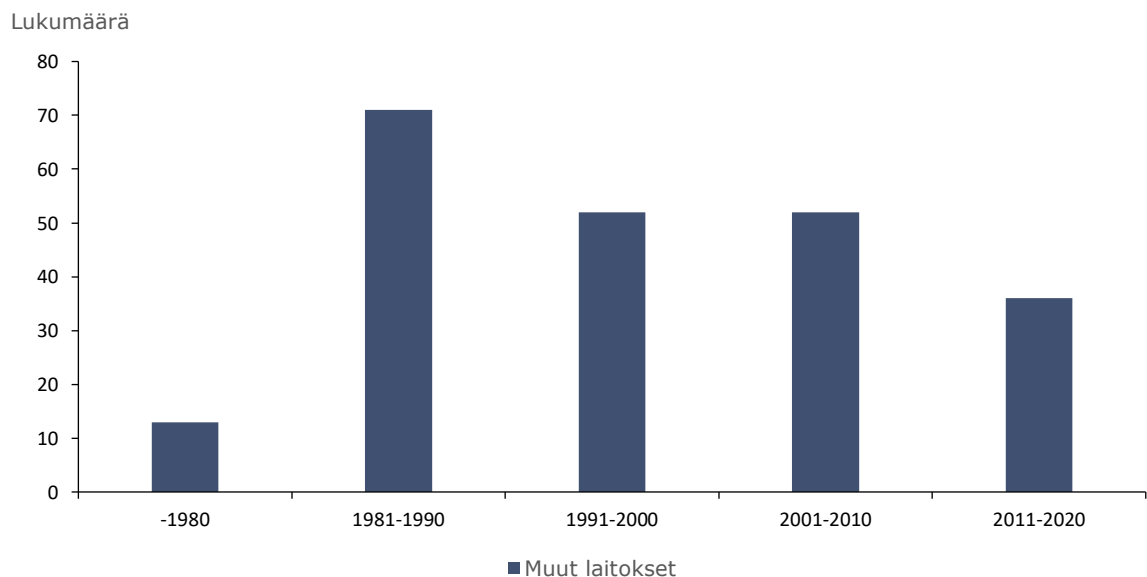
saattavat sijaita kaukana lämmön kulutuksesta ja lämmön tuottajan ensisijainen liiketoiminta ei ole energiasektorilla. Vaadittavat investoinnit eivät välttämättä myöskään täytä konesalien omistajien tuottovaatimuksia.

3.8 Muut laitokset

Muiden laitosten lukumäärä

Tässä selvityksessä muiden laitosten kategoriaan on sisällytetty ne laitokset, jotka eivät täytä aiempien kategorioiden kriteerejä koon ja/tai polttoaineiden suhteen. Kuva 14 esittää selvityksessä kategoriaan muut laitokset laskettujen kattiloiden lukumäärän niiden arvioidun käytöstä rakentamisajankohdan mukaisesti jaoteltuna. Muiden laitosten määrästä on poistettu öljykäyttöiset apu-, vara- ja huipputehon kattilat näiden hyvin pienten käyttötuntien ja epäsäännöllisen käytön takia. Öljykäyttöisiä kattiloita on Suomessa noin 370. Kattiloita on yhteensä 224 tässä kategoriassa, kun öljykattiloita ei huomioida. Vuosina 2030-2039 teknisen käyttöikänsä päähän tulevat kattilat muodostavat suurimman osuuden tässä kategoriassa (öljykäyttöisiä kattiloita ei ole huomioitu tässä luvussa).

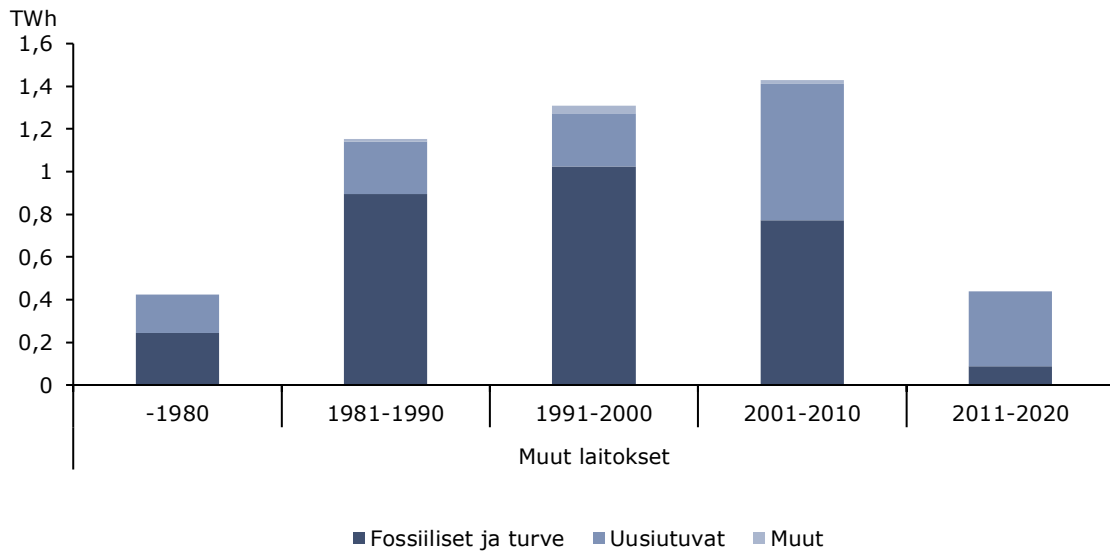
Kuva 14 – Muiden laitosten lukumäärä rakentamisvuosiluokan mukaan



Lähde: AFRYn kattilatietokanta

Kuva 15 esittää kategoriaan muut laitokset kuuluvien kattiloiden polttoaineen kulutuksen ja polttoainejakauman. Uusimmissa kattiloissa uusiutuvan energian osuus on selvästi suurempi kuin vanhemmissa laitoksissa. Keskimääräinen polttoaineen kulutus per kattila on pieni, ainoastaan 21 GWh. Tämä vaikuttaa merkittävästi hukkalämmön hyödyntämispotentiaaliin. Vuosina 1981-2000 rakennettujen kattiloiden polttoainejakauma muodostuu pääosin fossiilisista polttoaineista. Uusiutuvien polttoaineiden osuus on huomattavasti suurempi vuoden 2000 jälkeen rakennetuissa kattiloissa.

Kuva 15 – Muiden laitosten polttoaineen kulutus ja polttoainejakauma rakentamisvuosiluokan mukaan



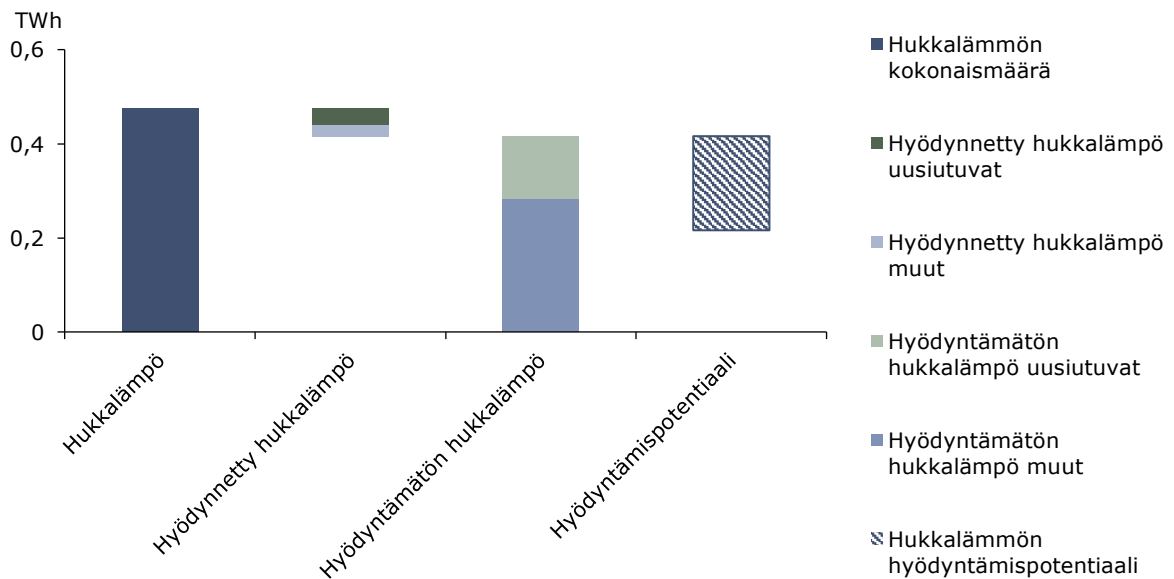
Lähde: AFRYn kattilatietokanta

Muiden laitosten hukkalämmön määrä ja hyödyntämispotentiaali

Muiden laitosten hukkalämpö on savukaasujen mukana poistuvaa lämpöä. Hukkalämpö voidaan hyödyntää asentamalla savukaasupesuri lämmöntalteenotolla laitoksiin, joissa käytetään kosteita polttoaineita.

Kuva 16 esittää kategorian muut laitokset laitosten hukkalämmön määrän sekä sen tällä hetkellä hyödynnettävän osuuden. Hukkalämpöä syntyi muissa laitoksissa yhteensä noin 0,48 TWh ja siitä on hyödynnetty noin 0,06 TWh. Perustuen kategoriassa turvetta ja puuta seospolttavien laitosten hukkalämmön määrään, kategorian hukkalämpöpotentiaali on noin 0,2 TWh. Vielä hyödynnettävissä olevaan potentiaaliin ei ole laskettu mukaan ennen vuotta 2030 poistuvia kattiloita. Uusiutuvien polttoaineiden käytön seurauksena syntyvän hukkalämmön osuus on yhteensä 35 %.

Kuva 16 – Muiden laitosten hukkalämpö sekä hukkalämmön jo hyödynnettävä osuus polttoaineluokittain



Lähde: AFRYn kattilatietokanta

3.9 Yhteenveto hukkalämmön tuotannosta ja hyödyntämisestä

Tässä luvussa analysoitiin EU:n energiatehokkuusdirektiivin liitteen VIII laitosten luokittelua mukaillen hukkalämmön tuotantoa ja hukkalämmön hyödyntämistä. Jokaiselle laitoskategorialle selvitettiin ensin lukumäärä jaoteltuna kapasiteetin ja rakennusvuoden mukaan. Tulokset on koottu alle taulukkoon (Taulukko 4).

**Taulukko 4 – Yhteenveto hukkalämpöä tuottavien kattiloiden ja konesalien lukumäärästä**

Laitostyyppi	Kapasiteetti	Kokonais- luku- määrä	Rakennettu ennen 1980	1981- 1990	1991- 2000	2001- 2010	2011- 2020
Lauhe- laitokset	>50 MW	5	2	2	1	0	0
Jätteenpoltto- laitokset	Kaikki	9	0	0	0	2	7
Teollisuus- laitokset	>20 MW	125	27	38	29	19	12
	5-20 MW	112	1	55	16	29	11
CHP-laitokset	>20 MW	64	11	16	16	14	7
	10-20 MW	8	0	3	3	2	0
Uusiutuvan energian lämpö- laitokset	>20 MW	8	0	0	0	2	6
	10-20 MW	21	1	1	2	10	7
Konesalit	>5 MW	<10					
	0,5-5 MW	50					
Muut laitokset	Kaikki	224	13	71	52	52	36

Lähde: AFRY

Seuraavaksi jokaiselle laitoskategorialle arvioitiin hukkalämmön kokonaistuotanto, uusiutuvien osuus hukkalämmön tuotannosta sekä kaukolämpönä jo nykyisin hyödynnetty ja teknisesti kohtuullisesti hyödynnettävissä oleva potentiaali. Hukkalämpöanalyysin tulokset on koottu seuraavaan taulukkoon (Taulukko 5).



Taulukko 5 – Yhteenvedo hukkalämmön tuotannosta ja hyödyntämismahdollisuuksista

Laitos- tyyppi	Kapasiteetti	Hukka- lämmön tuotanto	Uusiutuvan energian osuus hukka- lämmön tuotannosta	Nykyisin kaukolämpönä hyödynnettävä hukkalämpö	Arvio vielä hyödynnettävissä olevasta hukkalämpö- potentiaali
Lauhde- laitokset	>50 MW	44 TWh	0 %	0 TWh	16 TWh
Jätteenpoltto- laitokset	Kaikki	1,2 TWh	50 %	0,5 TWh	0,2 TWh
Teollisuus- laitokset	>20 MW	70 TWh	60 %	1 TWh	15 TWh
	5-20 MW	4 TWh		<<1 TWh	1 TWh
CHP- laitokset	>20 MW	4,2 TWh	29 %	0,8 TWh	0,8 TWh
	10-20 MW	<<1 TWh	39 %	<<1 TWh	<<1 TWh
Uusiutuvan energian lämpö- laitokset	>20 MW	0,1 TWh	97 %	0,1 TWh	0,1 TWh
	10-20 MW	0,1 TWh	99 %	0,1 TWh	0,1 TWh
Konesalit	>5 MW	2 TWh	80 %	0,2 TWh	2 TWh
	0,5-5 MW	1 TWh	60 %	-	
Muut laitokset	Kaikki	0,5 TWh	34 %	<<1 TWh	0,2 TWh
Yhteensä		n. 127 TWh	36 %	n. 3 TWh	n. 35 TWh

Huom: Kaikkia hukkalämmön lähteitä ei voi välttämättä hyödyntää yhtä aikaa tai täysimääräisesti, koska kaukolämmön kysyntä lähialueilla on rajallinen ja se vaihtelee vuodenaikojen mukaan. Näitä rajoitteita ei ole huomioitu yllä esitettyissä luvuissa.

Lähde: AFRY

Eniten hukkalämmön lisähyödyntämispotentiaalia löytyy teollisuudesta ja lauhdelaitoksista. Teollisuuden hukkalämpöjä voi olla kannattavampaa käyttää paikallisesti teollisuuslaitoksella kuin kaukolämpönä, mikä tuo haastetta kaukolämpönä hyödynnettävän potentiaalın arviointiin. Vaikka ydinvoimalaitosten hukkalämmön hyödyntäminen voisikin jossain tapauksessa olla taloudellisesti kannattavaa, hyödyntämiseen liittyy muita haasteita, kuten esimerkiksi sosiaalinen ja poliittinen hyväksyttävyyys ja varatuotantokapasiteetin mitoitus ja investointitarpeet. Tästä syystä luvun 4 kustannushyötyanalyysissä lauhdelaitosten hukkalämpöä ei ole oletettu hyödynnettäväksi sen potentiaalista huolimatta. Loviisan ydinvoimalan hukkalämpö on teknisesti mahdollista hyödyntää lämmönkysyntää vastaavalla määrällä. Potentiaaliseksi lämpökuorman suuruudeksi arvioitiin noin 12,5 TWh. Käytännön rajoitteiden vuoksi (luku 3.2) hyödyntämispotentiaaliksi arvioitiin 6-9 TWh.

CHP-, uusiutuvan energian - ja muiden kattiloiden hukkalämpöpotentiaalın arvioitiin muodostuvan savukaasujen lämmöstä. Savukaasuhäviöiden suuruudeksi arvioitiin 10 % kattilan polttoaineen kulutuksesta. CHP-laitoksilla



epävarmuutta aiheuttaa pelkän lauhdeajon määrä, joka tarkoittaa, että energiantuotannossa syntyy ylimääräistä hukkalämpöä. Tätä hukkalämmön määrää ei ole huomioitu arvioissa. Lisäksi kaikissa laitoksissa on pienempiä hukkalämmön lähteitä, mutta näiden on oletettu olevan pieniä suhteessa savukaasun häviöihin sekä huonosti hyödynnettävissä. CHP-laitosten hukkalämpöpotentiaalin hyödyntämättömyyteen voivat vaikuttaa lämmön tarpeen ajoittuminen sekä muun muassa savukaasujen kosteus, joka riippuu käytetyistä polttoaineista.

Jo nykyisin kaukolämpönä hyödynnettävä hukkalämmön määrä on noin 3 TWh kaikkiaan noin 130 TWh:n määrästä hukkalämpöä, joita tarkastellut laitosryhmät tuottavat. Teknisesti kaukolämpönä hyödynnettävissä oleva potentiaali arvioitiin olevan noin 35 TWh, mutta potentiaalin hyödyntämiseen liittyy erilaisia haasteita. Seuraavaa kymmentä vuotta ajatellen suurin hukkalämpöpotentiaali olisi todennäköisesti saatavissa tehostamalla nykyisiä suuria yhteistuotannon biokattiloita LTO-järjestelmillä ja hyödyntämällä teollisuuden hukkalämpöä entistä enemmän kaukolämmössä. Hukkalämmön hyödyntämistä edistäisi muun muassa lämpöpumppujen kuluttaman sähkön veron laskeminen ja LTO- ja lämpöpumpputekniikoiden kehittyminen.

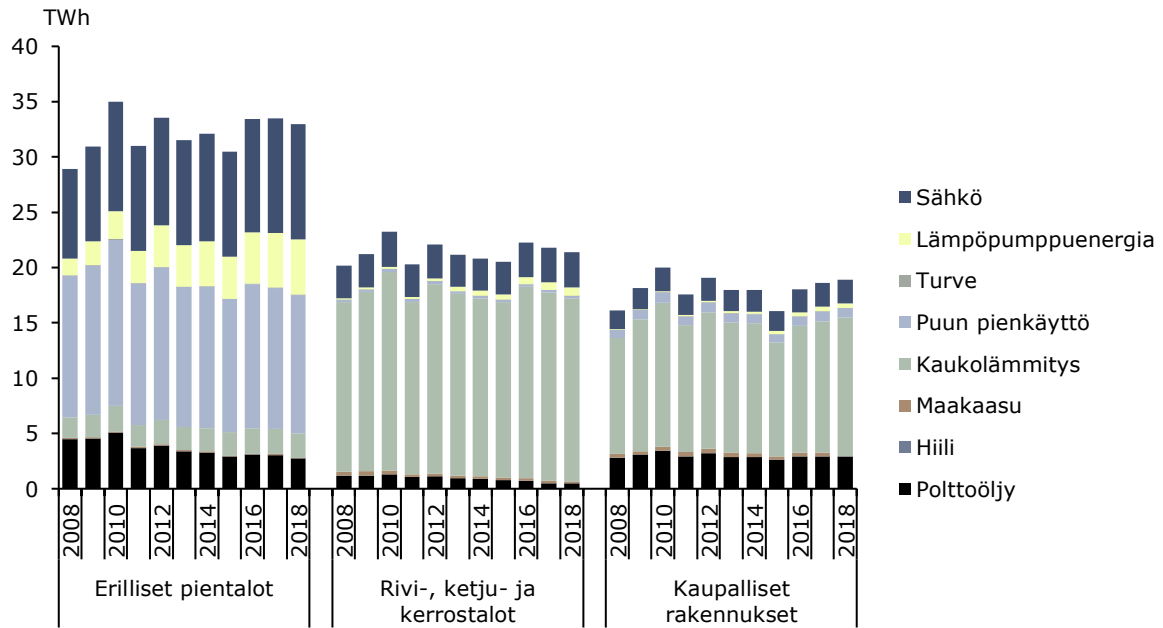


4. KUSTANNUSHYÖTYANALYYSI LÄMMITYKSEN TALOUDELLISISTA TEHOSTAMISMAHDOLLISUUKSISTA

4.1 Eri lämmitysmuotojen taloudellinen kannattavuus nykyisin

Suomessa rakennusten lämmityksen energialähteet vaihtelevat rakennustyypeittäin. Kuva 17 kuvaa muutosta energialähteiden hyödyntämisessä rakennustyypeittäin vuodesta 2008 vuoteen 2018. Vuonna 2018 kaukolämpö oli yleisin lämmityksen energianlähde rivi- ja ketjutaloilla, asuinkerrostaloilla, palvelurakennuksilla ja teollisuusrakennuksilla. Erillisille pientaloille, vapaa-ajan asuinrakennuksille ja maatalousrakennuksille yleisin lämmityksen energialähde oli puun pienkäyttö ja sähkö (sisältäen lämpöpumput). Nämä rakennustyyppit ovat harvemmin liitettyinä kaukolämpöverkkoihin kuin esimerkiksi palvelurakennukset ja kerrostalot, jotka sijaitsevat taajama-alueilla.

Erillisten pientalojen osalta lämpöpumppuenergian ja sähkön käyttö lämmityksessä on lisääntynyt vuodesta 2008 ja kaukolämmityksen osuus on pysynyt samalla noin 2 TWh:n tasolla. Rivi-, ketju- ja kerrostalojen energianlähteiden osuudet ovat pysyneet samoilla tasoilla kaukolämpö ollen suurin energialähde. Myös kaupallisten rakennusten, eli palvelu-, teollisuus- ja maatalousrakennusten, kaukolämpö on yleisin energiamuoto, ja energialähteiden suhde on pysynyt samoilla tasoilla. Vuonna 2018 erillisissä pientaloissa yleisin lämmitysmuoto oli puun pienkäyttö, jota seuraavat sähkö ja lämpöpumput. Rivi-, ketju- ja kerrostaloissa yleisin lämmitysmuoto on kaukolämpö, jota seuraavat sähkö ja lämpöpumput. Kaupallisissa rakennuksissa yleisin lämmitysmuoto on kaukolämpö, jota seuraavat polttoöljy ja sähkö. Vuonna 2018 lämmityksen yleisin energianlähde on kaukolämpö ja toiseksi yleisin energianlähde on sähkö.

Kuva 17 – Rakennusten lämmityksen energianlähteet rakennustyypeittäin 2008-2018


Lähde: Tilastokeskus

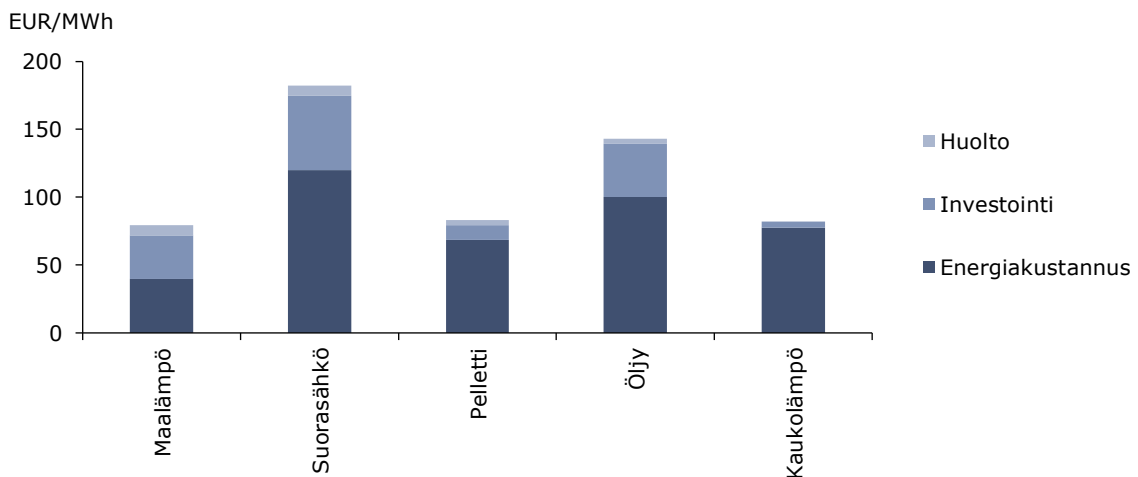
Suomen lämmitysmarkkinat ovat kilpailleet, ja lämmön käyttäjät voivat vapaasti valita erilaisten lämmitysmuotojen väliltä sekä vaihtaa lämmitysmuotoa niin halutessaan. Rakennusten lämmitysratkaisuihin vaikuttavia asioita ovat muun muassa:

- kiinteistön sijainti, etäisyys olemassa olevasta kaukolämpöverkosta ja alueen asukastiheys (keskitetty lämmöntuotanto on ratkaisuna kalliimpi harvaan asutuilla alueilla), paikalliset rajoitukset esimerkiksi maalämmön suhteen (maalaisrakennelmat, pohjavesialue, ym.)
- paikallinen kaukolämmön hinta, johon vaikuttaa voimakkaasti kaukolämmön tuotannossa käytettävien polttoaineiden ja tarvittavien päästöoikeuksien hinta ja polttoaineiden energiaverotuksen taso,
- sähkön loppuasiakashinta sisältäen energian, verot ja siirtomaksun, joka vaikuttaa esimerkiksi talokohtaisten maalämpöpumppujen, muiden lämpöpumppujen ja sähkölämmityksen kustannuksiin,
- investointikustannukset kiinteistökohtaisissa lämmitysratkaisuissa tai kaukolämmön liittymismaksut ja näiden investointien rahoitusmahdollisuudet, sekä
- asiakkaiden preferenssit esimerkiksi teknologisen helppouden ja uusiutuvan energian käytön suhteen.

Yleisesti voidaan todeta, että lämmitysratkaisun valintaan vaikuttaa pääasiassa hinta sekä eri vaihtoehtojen toteuttamisen tekniset mahdollisuudet tietyllä alueella. Mikäli kiinteistössä tarvitaan jäähdytystä, lämpöpumppujen kustannustehokkuus voi parantua suhteessa kaukolämpöratkaisuun. Keskitettyä ja kiinteistökohtaisia lämmitysjärjestelmiä on mahdollista käyttää myös rinnakkain.

Eri lämmitysmuotojen kustannusten vertailemiseksi käytetään tyypillisesti LCOE-laskentaa (levelized cost of energy), jossa luodaan eri lämmitysmuodoille keskenään vertailukelpoiset tuotantohinnat (EUR/MWh) sisältäen muuttuvat kulut (esimerkiksi polttoaineen tai sähkön hinnat ja niihin liittyvät verot) ja investointikustannukset. Kuva 18 antaa esimerkin eri lämmitysmuotojen kustannuksia asuinkerrostalolle. Kuvasta voidaan huomata, että tälle esimerkkikiinteistölle maalämpöpumppu on kustannustehokkain lämmitysratkaisu, sillä tämän teknologian LCOE on matalin. Pellettilämmityksen ja kaukolämmön kustannus on hyvin lähellä maalämpöpumpun kustannustasoa. Tuloksia ei kuitenkaan voi yleistää Suomen tasolle ja kaikille asiakastyypeille, sillä laskennassa käytettävät kustannukset riippuvat alueesta ja rakennustyyppistä, ja muun muassa sähkönsiirron ja kaukolämmön kustannukset välillä voivat vaihdella merkittävästi.

Kuva 18 – Asuinkerrostalon lämmitysmuotojen kustannusvertailu, EUR/MWh



LCOE-laskussa on käytetty esimerkkitalona kerrostaloa, jonka vuosittainen lämmityksen tarve on 469MWh. LCOE-laskuihin on sisällytetty investointikustannukset, käyttökustannukset ja energian kustannukset eli polttoainekustannukset ja sähkön kustannukset. Korkokantana on käytetty 3 %:ia.

Lähde: AFRY, Energiateollisuus ry, teknologiatoimittajat

4.2 Skenaariomallinnuksen lähtökohdat

Kustannushyötyanalyysin avulla selvitetään lämmityksen ja jäähdytyksen taloudellisia tehostamismahdollisuuksia EED:n liitteen VIII ohjeistusten mukaisesti. Ohjeistuksessa pyydetään tarkastelemaan lämmitysjärjestelmien taloudellista potentiaalia, ja tehokkuutta arvioitiin primäärienergian käytön, CO₂-päästöjen sekä kustannusten osalta skenaariotarkastelun avulla. Skenaarioita laatiessa otettiin huomioon seuraavat teknologiat:

- teollisuuden hukkalämpö ja -kylmä ml. konosalit;
- jätteenpoltto;
- tehokas yhteistuotanto;



- muut uusiutuvat energialähteet (kuten geoterminen energia, aurinkolämpö ja biomassa) kuin ne, joita käytetään tehokkaaseen yhteistuotantoon;
- lämpöpumput;
- olemassa olevien kaukolämpöverkkojen lämpö- ja kylmähäviöiden vähentäminen.

Selvityksessä luotiin lämmityssektorille neljä skenaariota, jotka laadittiin Suomessa relevanteiksi arvioituja, lisäyspotentiaalia sisältäviä teknologioita hyödyntäen. Vaihtoehtoisissa skenaarioissa on vaihdeltu teollisuuden hukkalämmön, CHP-laitosten, lämmön erillistuotannon, geoterminen lämmön ja sekä lämmityksen kiinteistökohtaisten lämmitysratkaisujen käyttöä. Kaukolämmön kysyntä on kuitenkin pidetty kaikissa skenaarioissa samana. Hukkalämpöjen osalta jätteenpolton lämpövarastojen avulla saavutettavaa hukkalämmön lisäystä ei ole huomioitu skenaarioissa, sillä sen toteutettavuus arvioitiin haastavaksi. Skenaarioissa ei myöskään oleteta hyödynnettävän lauhdelaitosten (ydinvoiman) hukkalämpöpotentiaalia. Tekniikan kypsyttömyyden aiheuttaman epävarmuuden takia myöskään pienydinvoimaa lämmityksessä ei ole otettu mukaan analyysiin. Kaukolämpö- ja -kylmähäviöiden tarkastelu on tehty skenaarioanalyysistä erillisenä kuvauksena raportin luvussa 5.1.

4.2.1 Lämmön kysynnän perusskenaariot

Selvityksessä käytettiin lähtötietoina työ- ja elinkeinoministeriön toimittamaa asuin- ja palvelurakennusten lämmityksen sekä kaukolämmön kulutuksen perusskenaarioita. Työ- ja elinkeinoministeriön toimittamat kaukolämmön kulutuksen ja asuin- ja palvelurakennusten skenaariot sisälsivät aikasarjat vuoteen 2040 asti, jonka jälkeen kysynnän kehitystä ekstrapoloitiin vuodelle 2050 asti. Teollisuusrakennusten ja maatalousrakennusten skenaariot luotiin hyödyntäen muille rakennustyypeille annettuja kysyntäskenaarioita olettaen samankaltainen kehitys. Kaukolämpöverkon siirtohäviöiden oletettiin pysyvän vakiona (10 %) ja häviöt lisättiin kaukolämmön kysyntään. Taulukko 6 esittää kysynnän skenaariot, jotka ovat jokaisessa lämmitysskenaariossa samat.



Taulukko 6 – Kysyntäskenaariot kaukolämmölle ja lämmityksen kokonaiskysynnälle, TWh

	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kaukolämmön kysyntä	34,8*	36,6*	35,6*	34,8*	34,0*	33,1*	32,2	31,4
Kaukolämmön siirtohäviöt	3,5	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1
Kaukolämmön tuotanto	38,3	40,3	39,2	38,3	37,4	36,4	35,4	34,5
Lämmityksen kysyntä, hyötyenergia								
Asuinrakennukset	50,1*	49,8*	48,9*	48,3*	47,7*	46,9*	46,2	45,5
Palvelurakennukset	18,3*	19,1*	17,9*	16,8*	15,7*	14,6*	13,5	12,4
Teollisuusrakennukset	10,8	10,8	10,6	10,5	10,3	10,2	10,0	0,9
Maatalousrakennukset	1,9*	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7
Lämmityksen kokonaiskysyntä	81,2	81,6	79,3	77,4	75,6	73,4	71,4	69,4

*Työ- ja elinkeinoministeriön toimittama data

Lähteet: Tilastokeskus 2018, TEM, AFRY

4.2.2 Skenaarioiden yleiset oletukset teknologioista ja kustannuksista

Kaikissa neljässä skenaariossa käytetään yhteisten kysyntäskenaarioiden lisäksi joitakin yhteisiä tuotantoteknologioihin liittyviä oletuksia, joita on kuvattu tarkemmin tässä kappaleessa. Tuotannon osalta eroavat oletukset on kuvattu kappaleessa 4.2.3.

Erillislämmityksen osalta merkittävimmät muutokset koskevat öljylämmitystä ja sähkölämmitystä. Nykyisen hallituksen hallitusohjelmassa asetettiin tavoite, että öljylämmityksestä luovutaan asteittain 2030-luvun alkupuolella¹⁹. Suoran sähkölämmityksen on myös oletettu vähenevän kiinteistökohtaisesti lämmitetyssä rakennuskannassa. Valtaosa sähkölämmitteisistä taloista on rakennettu 1970-luvun jälkeen ja ne ovat iältään pääosin 10 ja 35 vuoden väliä²⁰. Tämä tarkoittaa sitä, että myös valtaosa sähkölämmitteisestä rakennuskannasta on korjausrakentamisen tarpeessa tai lähestymässä sitä, ja korjausrakentamisessa suositaan lämmitysmuodon vaihtamista pelkästä sähkölämmityksestä esimerkiksi lämpöpumppuihin. Skenaarioiden suurimmat erot kiinteistökohtaisessa lämmityksessä syntyvät puupolttoaineiden, sähkön ja lämpöpumppujen käytöstä. Fossiilisten polttoaineiden käyttö kiinteistökohtaisessa lämmityksessä on sama kaikissa skenaarioissa.

Kaukolämmityksen osalta merkittävimmät muutokset koskevat polttoaineiden käyttöä. Kivihiilen käyttö energian tuotannossa on kielletty 2029 alkaen.

¹⁹ Valtioneuvosto, NCEP 2019, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fi_final_necp_main_en.pdf

²⁰ Pöyry Management Consulting Oy, Hajautetun uusiutuvan energiantuotannon potentiaali, kannattavuus ja tulevaisuuden näkymät Suomessa, 2017



Suomen nykyisen hallituksen hallitusohjelman mukaan turpeen pääasiallinen energiakäyttö päättyy nykyennusteiden mukaan 2030-luvun aikana päästöoikeuden hinnan noustessa, ja turpeen energiakäyttö vähintään puolitetaan vuoteen 2030 mennessä²¹.

Lisäksi neljässä lämmitysskenaariossa käytettiin seuraavia yleisiä oletuksia tuotantoteknologioihin liittyen:

- Sähkön hinnan kehitys oletettiin SKM:n työ- ja elinkeinoministeriölle toimittamien sähkön hinnan perusskenaariion mukaisesti²². Skenaariossa sähkön hinta on 2020-luvulla noin 41 EUR/MWh, 2030-luvulla noin 38 EUR/MWh, 2040-luvulla noin 42 EUR/MWh. Herkkyytarkastelu tehdään saman selvityksen korkean ja matalan hinnan skenaarioilla.
- Fossiilisten polttoainekustannusten ja päästöoikeuksien hintakehitys tehtiin EU komission kesäkuussa julkaiseman suositusskenaarioiden pohjalta. Päästöoikeuden hinnan oletetaan kasvavan noin 26 EUR/CO₂t tasolta 55 EUR/CO₂t tasolle vuosien 2020-2040 aikavälillä. Hiilen hinta kasvaa noin 41 EUR/MWh tasolta 51 EUR/MWh tasolle samalla aikavälillä. Kaasun hinta kasvaa noin 38 EUR/MWh tasolta 56 EUR/MWh tasolle. Edellä mainittujen hintojen merkitys kaukolämmöntuotannossa vähenee luovuttaessa fossiilisista polttoaineista.
- Biomassan hinnan on oletettu nousevan tasolle 25 EUR/MWh vuoteen 2030 mennessä AFRYn oman arvion perusteella. Tarkastelussa ei ole huomioitu eri skenaarioissa vaihtelevaa biomassan kysyntää, joka todellisuudessa vaikuttaisi biomassan hintaan siten, että erityisesti CHP-skenaariossa biomassan hinta voisi olla korkeampi kuin muissa skenaarioissa.
- Polttoaineiden ja sähkön verotuksen on oletettu pysyvän nykytasolla²³ koko tarkastelujakson ajan. Kaukolämpöä tuottavien lämpöpumppujen sähkövero on tasolla 0,5 EUR/MWh hallitusohjelman kirjauksen mukaisesti²⁴.
- Polttoaineiden päästökertoimet (kg CO₂/MWh_e ja kg CO₂/MWh_{pa}) perustuvat Tilastokeskuksen lukuihin.
- Lämmön tuotantolaitosten oletushyötysuhteet Tilastokeskuksen julkaisemiin lukuihin ja AFRY:n asiantuntija-arvioihin.
- Lämmön tuotantoteknologioiden investointi- ja O&M-kustannukset on tehty AFRYn asiantuntija-arvion perusteella keskimääräisiä MW- tai MWh-kustannuksia käyttäen. Oletukset on esitetty Liite A.

²¹ Valtioneuvosto, Hallitusohjelma, <https://valtioneuvosto.fi/marinin-hallitus/hallitusohjelma/hiilineutraali-ja-luonnon-monimuotoisuuden-turvaava-suomi>

²² SKM, Sähköntuotannon skenaariolaskelmat vuoteen 2050, 22.2.2019. <https://tem.fi/documents/1410877/2132100/S%C3%A4hk%C3%B6ntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+%E2%80%93selvitys+22.2.2019/8d83651e-9f66-07e5-4755-a2cb70585262/S%C3%A4hk%C3%B6ntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+%E2%80%93selvitys+22.2.2019.pdf>

²³ Verovirasto, sähkön ja eräiden polttoaineiden verotaulukot, 1.1.2019 alkane. <https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/tietoa-yritysverotuksesta/valmisteverotus/sahko-ja-erat-polttoaineet/sahkon-ja-eraiden-polttoaineiden-verota/>

²⁴ Valtioneuvosto, Hallitusohjelma, <https://valtioneuvosto.fi/marinin-hallitus/hallitusohjelma/hiilineutraali-ja-luonnon-monimuotoisuuden-turvaava-suomi>



4.2.3 Lämmöntuotannon skenaariot

Lämmön tuotantoskenaarioiden lähtökohtana on nykytila ja nykyisin käytössä olevat tuotantolaitokset. Lämmöntuotannon teknologian muutokset tehdään poistuvan kapasiteetin korvausinvestointien kautta siten, että lämmön kysyntä tulee täytettyä. Neljässä skenaariossa poistuvan kapasiteetin korvaava teknologia vaihtelee. Skenaarioissa on myös huomioitu CHP-sähköntuotanto.

Skenaario 1: CHP

Ensimmäisessä skenaariossa teknisen käyttöiän päähän tuleva, poistuva kapasiteetti korvataan pääasiassa vastaavalla kapasiteetilla, eli esimerkiksi CHP-kapasiteetti korvataan uudella CHP-kapasiteetilla. Uusi CHP- ja erillislämmöntuotannon kapasiteetti käyttää biomassaa polttoaineena. Tässä skenaariossa CHP:n kokonaiskapasiteetti ei lähde niin jyrkkään laskuun kuin muissa skenaarioissa, mutta CHP-kapasiteetti vähenee kuitenkin muun muassa lämmön kysynnän laskiessa. Tässä skenaariossa myös CHP-sähköntuotannon määrä on suurin.

Skenaario 2: HOB

Toisessa skenaariossa teknisen käyttöikänsä päähän tulevat CHP-laitokset, myös uusiutuvia polttoaineita käyttävät CHP-laitokset, korvataan erillislämmöntuotannolla, pääasiassa biomassaa käyttävillä kattiloilla (HOB = heat only boilers). Tässä skenaariossa CHP-tuotanto vähenee enemmän kuin CHP-skenaariossa. CHP-kapasiteettien väheneminen on mallinnettu siten, että se ottaa huomioon laitosten käytöstä poistumiset niiden käyttöikäen perusteella sekä olemassa olevat poliittiset tavoitteet, kuten kivihiilestä luopumisen, joka voi johtaa CHP-laitosten poistamiseen käytöstä ennen teknisen käyttöiän päättymistä.

Skenaario 3: Geolämpö

Kolmannessa skenaariossa geotermisen ja maalämmön käyttöä maksimoidaan lisäämällä geotermistä lämmöntuotantoa kaukolämmössä sekä lisäämällä kiinteistökohtaista lämpöpumppujen tuotantoa. Kaukolämmön CHP-laitosten kapasiteettien taso on vastaava kuin HOB-skenaariossa. Geotermisen lämmöntuotannon teknis-taloudelliseen potentiaaliin liittyy edelleen epävarmuuksia Suomessa, mutta skenaarioissa sen on oletettu olevan kypsä markkinoille vuoteen 2035 mennessä.

Skenaario 4: Hukkalämpö

Neljännessä skenaariossa hukkalämmön hyödyntämistä lisätään huomattavasti raportin luvussa 3 kuvatun potentiaalin mukaisesti. CHP-laitosten kapasiteettien taso on vastaava kuin HOB-skenaariossa. Hukkalämmön hyödyntämisen lisäys tapahtuu erityisesti teollisuuden hukkalämmön hyödyntämisen kautta, sekä kaukolämmön tuotannossa lämpöpumppujen avulla.



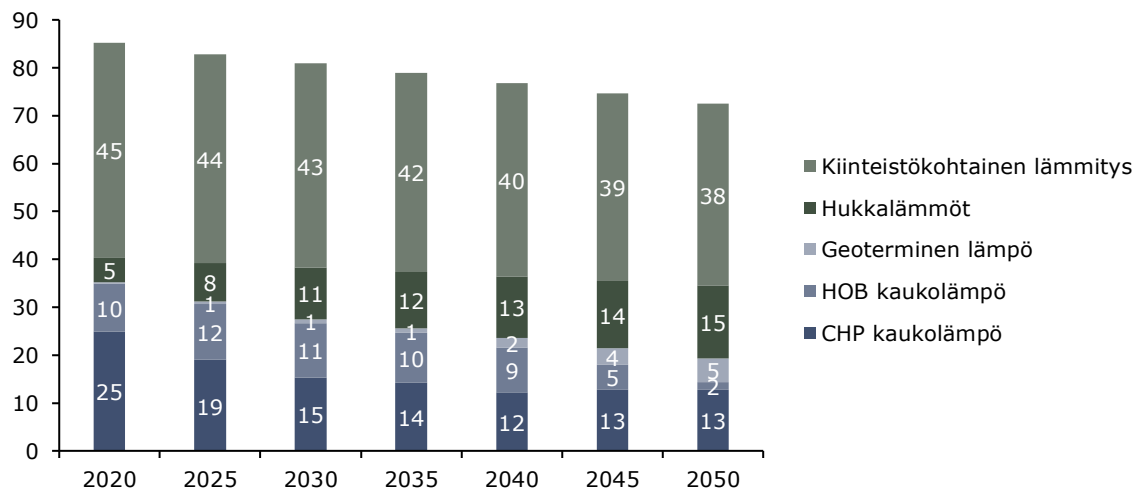
4.3 Skenaariomallinnuksen tulokset

4.3.1 Lämmöntuotanto

Skenaario 1: CHP

Kuva 19 kuvaa CHP-skenaarion lämmöntuotannon jakaumaa kaukolämpötuotannon ja kiinteistökohtaisen lämmityksen välillä. Taulukko 7 kuvaa CHP-skenaarion lämmön- ja sähkötuotantoa yksityiskohtaisemmin.

Kuva 19 – CHP-skenaarion lämmöntuotanto, TWh



Lähde: AFRY



Taulukko 7 – CHP-skenaarion energiantuotanto eriteltynä, TWh

Lämmöntuotanto (TWh)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kaukolämmön tuotanto*	40,3	39,2	38,2	37,4	36,4	35,4	34,5
CHP Kaukolämpö	24,9	19,0	15,2	14,2	12,3	12,8	12,7
Kivihiili	7,1	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maakaasu	3,3	2,7	2,1	1,8	0,4	0,4	0,0
Turve	4,5	3,4	2,2	1,1	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	0,9
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	8,5	9,0	9,6	10,1	10,6	11,1	11,7
Muut	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Erillistuotanto	10,3	11,1	12,2	11,4	11,4	8,7	6,6
Kivihiili	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	0,0
Maakaasu	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	0,8	0,0
Turve	1,2	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	5,7	7,8	8,0	7,3	6,5	3,5	1,1
Muut	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Geoterminen lämpö	0,2	0,5	0,8	1,0	2,0	3,5	5,0
Hukkalämmöt	5,1	8,0	10,8	11,8	12,8	14,0	15,2
CHP sähköntuotanto	14,7	10,9	8,4	7,6	6,0	6,2	6,0
Kiinteistökohtainen lämmitys**	45,0	43,7	42,6	41,6	40,3	39,2	38,0
Kivihiili	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	6,3	4,2	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Maakaasu	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Turve	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	9,5	9,0	8,6	8,2	7,8	7,3	6,9
Muut	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lämpöpumput	14,0	16,2	18,7	21,2	21,0	20,9	20,8
Sähkö	14,1	13,5	12,8	12,2	11,6	10,9	10,3

*Kaukolämmön tuotanto kattaa kaukolämmön siirtohäviöt

**Kiinteistökohtainen lämmitys ei sisällä siirtohäviötä

Lähde: Tilastokeskus, AFRY

Kategorioiden muut fossiiliset ja muut lähtötiedot on valittu Tilastokeskuksen määritelmien mukaisesti. Muut fossiiliset sisältävät masuuni- ja koksikaasun, koksen, muovin- ja ongelmajätteen sekä sekapolttoaineiden fossiiliset osuudet. Muut energialähteet sisältävät vedyn, rikin, sähkökattiloissa ja lämpöpumpuissa käytetyn sähkön sekä teollisuuden reaktio- ja sekundäärilämmön. Näiden energialähteiden käyttö lämmöntuotannossa on arvioitu muuttumattomaksi, paitsi muiden fossiilisten polttoaineiden käyttö on oletettu poistuvan kaukolämmöntuotannossa laitosten saavuttaessa maksimaalisen käyttöikänsä.

Hukkalämmöt mallinnettiin jokaisessa skenaariossa jaoteltuna hukkalämmön lähteisiin. Taulukko 8 kuvaa hukkalämmön lähteet kustannushyötyanalyyseissä. Teollisuuden ja konesalien arviot perustuvat raportin aikaisemmissa osioissa arvioituihin määriin ja tulevaisuuden hyödynnettävyyden potentiaaleihin. Savukaasupesureiden määrässä on huomioitu nykyisissä laitoksissa olevien savukaasupesureiden määrä sekä laitosten poistuminen tulevaisuudessa. Laitosten poistuminen perustuu arvioituun keskimääräiseen tekniseen elinikään, joka on 40 vuotta. Kasvupotentiaalin arvioimisessa on hyödynnetty



Energiateollisuus ry:n tilastoja sekä AFRYn omaa kattilatiekanta, joiden avulla on arvioitu laitokset, joihin savukaasupesureita voidaan asentaa. Savukaasupesureiden osalta kaikissa skenaarioissa käytettiin samaa arviota kehitykselle vuoteen 2050 asti. Savukaasujen lämmön talteenottojärjestelmistä hyödynnettävät lämmöt on laskettu kaukolämmöntuotantoon erillisinä lukuina, eivätkä siten ole sisällytettyinä CHP- tai erillislämmöntuotantoluvuissa.

Taulukko 8 – Kustannushyötyanalyysin hukkalämmön lähteet

Teollisuus	Teollisuuslaitosten hyödyntämätön hukkalämpö. Teollisuuden hukkalämmön hyödyntämättömäksi tekniseksi maksimipotentiaaliksi on arvioitu 16 TWh vuoteen 2050 mennessä, josta 6TWh on verrattain helposti saavutettavissa. Maksimaalisessa skenaariossa potentiaaliksi on arvioitu 10 TWh. Tähän kategoriaan on sisällytetty Kilpilahden kaltaiset teollisuusalueet.
Savukaasupesurit	Laitosten savukaasuissa oleva hukkalämpö. Savukaasupesureiden potentiaaliksi on arvioitu 1,9 TWh vuonna 2020, nousten vuoteen 2030 mennessä 2,8 TWh tasolle. Vuoteen 2050 mennessä hyödynnettävyyden on arvioitu laskevan takaisin tasolle 1,4 TWh. Uusien energiantuotanto- ja teollisuuslaitosten LTO-järjestelmät voidaan muissa yhteyksissä kategorisoida laitosten paremmaksi energiatehokkuudeksi, mutta tässä selvityksessä ne on luokiteltu hukkalämmöiksi.
Lämpöpumput	Muihin hukkalämpökategorioihin kuulumattomat lämpöpumput, kuten jätevesien hyödyntämiseen tarkoitetut lämpöpumput. Jätevesistä saatavan lämmön hyödyntäminen on kategorisoitu hukkalämmön lähteeksi, vaikka se on uusiutuvan energian direktiivin mukaan uusiutuva lämmönlähde.
Konesalit	Sisältävät arviot suurista ja keskikokoisista konesaleista. Konesalien hukkalämmön tuotannon potentiaaliksi on arvioitu noin 5 TWh, josta valtaosa olisi teknisesti hyödynnettävissä lämmöksi.

Lähde: AFRY

CHP-skenaariossa, kuten muissakin skenaarioissa, fossiilisten polttoaineiden käyttö lämmöntuotannossa on arvioitu vähenevän sekä CHP-tuotannossa että kiinteistökohtaisessa lämmityksessä. Puupolttoaineiden ja muiden uusiutuvien käyttö vastaavasti kasvaa kaukolämmön tuotannossa, mutta kiinteistökohtaisessa lämmityksessä on arvioitu, että puun pienkäyttö vähenee²⁵. Puun pienkäyttö rakennusten lämmityksessä on vähentynyt jo viimeisen kymmenen vuoden aikana. Kiinteistökohtaisen lämmityksen osalta on arvioitu, että lämpöpumppujen käyttö lisääntyy voimakkaasti ja sähkön käyttö lämmityksessä vähenee vuoteen 2050 mennessä.

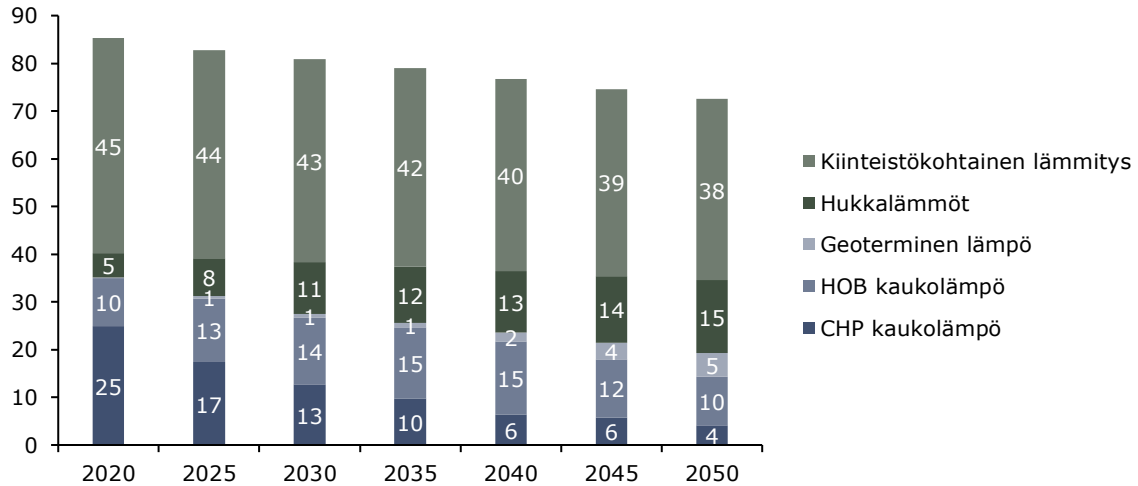
Skenaario 2: HOB

Kuva 20 kuvaa HOB-skenaariota, jossa on eniten puupolttoainepohjaista erillislämmöntuotantoa verrattuna muihin skenaarioihin. Taulukko 9 kuvaa HOB-skenaariota lämmön- ja sähköntuotantoa yksityiskohtaisemmin.

²⁵ Tilastokeskus, Rakennusten lämmityksen energialähteet rakennustyypeittäin https://pxhopea2.stat.fi/sahkoiset_julkaisut/energia2019/html/suom0006.htm



Kuva 20 – HOB-skenaarion lämmöntuotanto, TWh



Lähde: AFRY

Taulukko 9 – HOB-skenaarion energiantuotanto eriteltynä, TWh

Lämmöntuotanto (TWh)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kaukolämmön tuotanto*	40,3	39,2	38,2	37,4	36,4	35,4	34,5
CHP Kaukolämpö	24,9	17,4	12,7	9,7	6,4	5,8	4,1
Kivihiili	7,1	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maakaasu	3,3	2,7	2,1	1,8	0,4	0,4	0,0
Turve	4,5	3,4	2,2	1,1	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	0,9
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	8,5	7,5	7,0	5,6	4,8	4,1	3,0
Muut	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Erillistuotanto	10,3	13,8	14,8	15,9	17,2	15,7	15,2
Kivihiili	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	0,0
Maakaasu	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	0,8	0,0
Turve	1,2	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	5,7	9,4	10,6	11,8	12,4	10,5	9,7
Muut	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Geoterminen lämpö	0,2	0,5	0,8	1,0	2,0	3,5	5,0
Hukkalämmöt	5,1	8,0	10,8	11,8	12,8	14,0	15,2
CHP sähköntuotanto	14,7	10,1	7,2	5,5	3,2	2,9	2,0
Kiinteistökohtainen lämmitys**	45,0	43,7	42,6	41,6	40,3	39,2	38,0
Kivihiili	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	6,3	4,2	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Maakaasu	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Turve	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	9,5	9,0	8,6	8,2	7,8	7,3	6,9
Muut	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lämpöpumput	14,0	16,2	18,7	21,2	21,0	20,9	20,8
Sähkö	14,1	13,5	12,8	12,2	11,6	10,9	10,3

*Kaukolämmön tuotanto kattaa kaukolämmön siirtohäviöt

**Kiinteistökohtainen lämmitys ei sisällä siirtohäviöitä

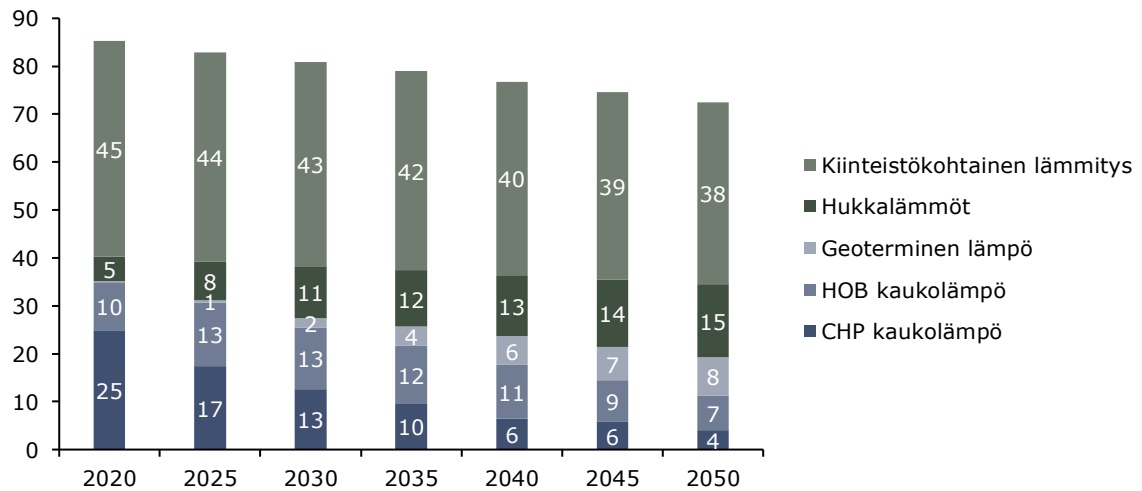


Lähde: Tilastokeskus, AFRY

Skenaario 3: Geolämpö

Kuva 21 kuvaa geolämpöskenaariota, jossa geotermisen lämmön ja kiinteistökohtaisen maalämmön lisääminen vähentää erillistuotannon polttoaineiden tarvetta. Taulukko 10 kuvaa geolämpöskenaarion lämmön- ja sähköntuotantoa yksityiskohtaisemmin.

Kuva 21 – Geolämpöskenaarion lämmöntuotanto, TWh



Lähde: AFRY



Taulukko 10 - Geolämpöskenaariion energiantuotanto eriteltynä, TWh

Lämmöntuotanto (TWh)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kaukolämmön tuotanto*	40,3	39,2	38,2	37,4	36,4	35,4	34,5
CHP Kaukolämpö	24,9	18,5	12,7	9,7	6,4	5,8	4,1
Kivihiihi	7,1	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maakaasu	3,3	2,7	2,1	1,8	0,4	0,4	0,0
Turve	4,5	3,4	2,2	1,1	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	0,9
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	8,5	7,5	7,0	5,6	4,8	4,1	3,0
Muut	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Erillistuotanto	10,3	13,8	14,8	15,9	17,2	15,7	15,2
Kivihiihi	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	0,0
Maakaasu	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	0,8	0,0
Turve	1,2	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	5,7	9,4	9,4	8,8	8,4	7,0	6,7
Muut	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Geoterminen lämpö	0,2	0,5	2,0	4,0	6,0	7,0	8,0
Hukkalämmöt	5,1	8,0	10,8	11,8	12,8	14,0	15,2
CHP sähköntuotanto	14,7	10,1	7,2	5,5	3,2	2,9	2,0
Kiinteistökohtainen lämmitys**	45,0	43,7	42,6	41,6	40,3	39,2	38,0
Kivihiihi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	6,3	4,2	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Maakaasu	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Turve	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	9,2	8,5	7,8	7,1	6,3	5,6	4,9
Muut	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lämpöpumput	14,2	16,7	19,5	22,3	22,4	22,6	22,8
Sähkö	14,1	13,5	12,8	12,2	11,6	10,9	10,3

*Kaukolämmön tuotanto kattaa kaukolämmön siirtohäviöt

**Kiinteistökohtainen lämmitys ei sisällä siirtohäviöitä

Lähde: Tilastokeskus, AFRY

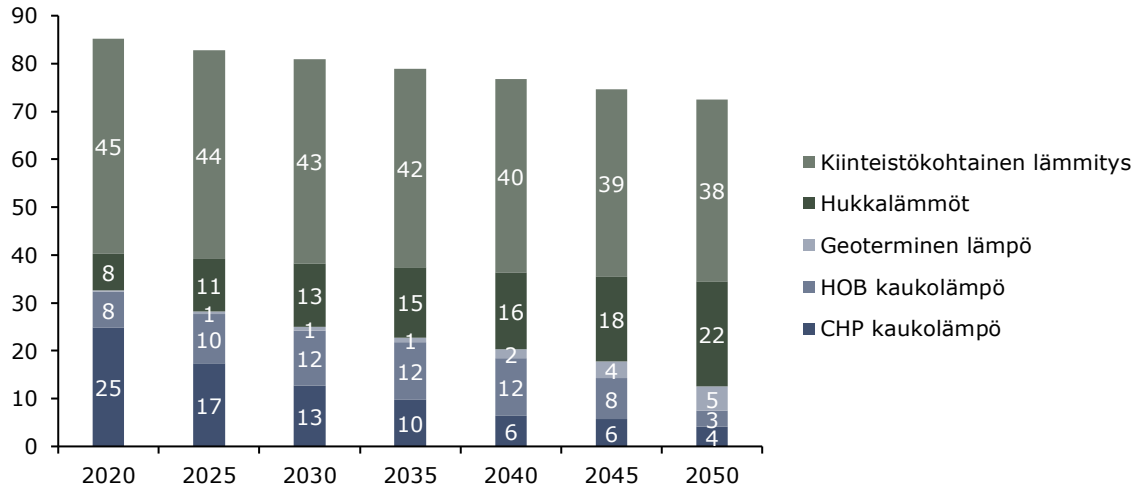
Geolämpöskenaariossa on lisätty geotermisen lämmön tuotantoa muihin skenaarioihin verrattuna. Skenaariossa on huomioitu potentiaali sekä keskisyvissä että syvissä lämpökaivoissa. Keskisyvät lämpökaivot ovat 1-4 kilometrin syvyisiä ja syvät 6-8 kilometrin syvyisiä. Geotermistä energiaa voidaan hyödyntää kaukolämpöverkoissa, mutta geotermisen energian kokonaispotentiaaliin ja teknologian kustannuksiin liittyy epävarmuustekijöitä. Geolämpöskenaariossa geotermisen energian määrän kaukolämmöntuotannossa on oletettu nousevan tasolle 4 TWh 2035 mennessä ja tasolle 8 TWh vuoteen 2050 mennessä. Muissa skenaarioissa tuotantopotentiaali on odotettu pienemmäksi saavuttaen tason 5 TWh vuoteen 2050 mennessä. Puolet geolämmöstä on oletettu kerättävän syvistä kaivoista korkeammalla COP-lämpökertoimella ja puolet keskisyvistä. Tässä skenaariossa myös lämpöpumppujen hyödyntämistä kiinteistökohtaisessa lämmityksessä on lisätty enemmän kuin muissa skenaarioissa.



Skenaario 4: Hukkalämpö

Kuva 22 kuvaa hukkalämpöskenaariota, jossa hukkalämpöjen hyödyntäminen kasvaa eniten muihin skenaarioihin verrattuna vähentäen samalla polttoaineisiin perustuvan erillistuotannon määrää. Taulukko 11 kuvaa hukkalämpöskenaarion lämmön- ja sähköntuotantoa yksityiskohtaisemmin.

Kuva 22 – Hukkalämpöskenaarion lämmöntuotanto, TWh



Lähde: AFRY



Taulukko 11 - Hukkalämpöskenaarion energiantuotanto eriteltynä, TWh

Lämmöntuotanto (TWh)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Kaukolämmön tuotanto*	40,3	39,2	38,2	37,4	36,4	35,4	34,5
CHP Kaukolämpö	24,9	17,4	12,7	9,7	6,4	5,8	4,1
Kivihiihi	7,1	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maakaasu	3,3	2,7	2,1	1,8	0,4	0,4	0,0
Turve	4,5	3,4	2,2	1,1	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	0,9
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	8,5	7,5	7,0	5,6	4,8	4,1	3,0
Muut	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Erillistuotanto	7,7	10,8	12,3	13,1	14,0	12,0	8,4
Kivihiihi	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	0,0
Maakaasu	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	0,8	0,0
Turve	1,2	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	3,1	6,4	8,2	8,9	9,1	6,8	2,9
Muut	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Geoterminen lämpö	0,2	0,5	0,8	1,0	2,0	3,5	5,0
Hukkalämmöt	7,7	11,0	13,3	14,6	16,0	17,7	22,0
CHP sähköntuotanto	14,7	10,1	7,2	5,5	3,2	2,9	2,0
Kiinteistökohtainen lämmitys**	45,0	43,7	42,6	41,6	40,3	39,2	38,0
Kivihiihi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Öljy	6,3	4,2	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Maakaasu	0,9	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Turve	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Muut fossiiliset	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Puupolttoaineet ja muut uusiutuvat	9,5	9,0	8,6	8,2	7,8	7,3	6,9
Muut	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lämpöpumput	14,0	16,2	18,7	21,2	21,0	20,9	20,8
Sähkö	14,1	13,5	12,8	12,2	11,6	10,9	10,3

*Kaukolämmön tuotanto kattaa kaukolämmön siirtohäviöt

**Kiinteistökohtainen lämmitys ei sisällä siirtohäviöitä

Lähde: Tilastokeskus, AFRY

CHP-, HOB- ja geolämpöskenaarioissa hukkalämmön hyödyntäminen kasvaa selvästi, mutta hukkalämpöskenaariossa hukkalämmön hyödyntämistä lisättiin edelleen teollisuuden, konesalien sekä lämpöpumppujen hukkalämpöjen osilta.

4.3.2 Skenaarioiden vaikutus päästöihin

Skenaarioiden energiantuotannon päästöt on laskettu päästökertoimien avulla, ja analyysissä on otettu huomioon vain CO₂-päästökertoimet. Skenaarioiden eroavaisuudet polttoaineiden käytössä syntyvät puupolttoaineiden ja muiden uusiutuvien CHP-laitosten ja erillistuotantolaitosten välillä sekä hukkalämmön, sähkölämmityksen ja lämpöpumppujen välillä. Puupolttoaineiden ja muiden uusiutuvien päästökertoimet on oletettu nolaksi, samoin kuin sähkön päästökerronin. Päästöt vähenevät kaikissa skenaarioissa vuoteen 2050 mennessä, koska fossiilisten polttoaineiden kulutus vähenee lämmityksen tuotannossa. Tämän takia eroja skenaarioiden CO₂-päästöjen välillä ei synny. Taulukko 12 kuvaa kaikkien skenaarioiden kokonaispäästöt.



Taulukko 12 – Skenaarioiden kokonaislämmöntuotannon CO₂-päästöt

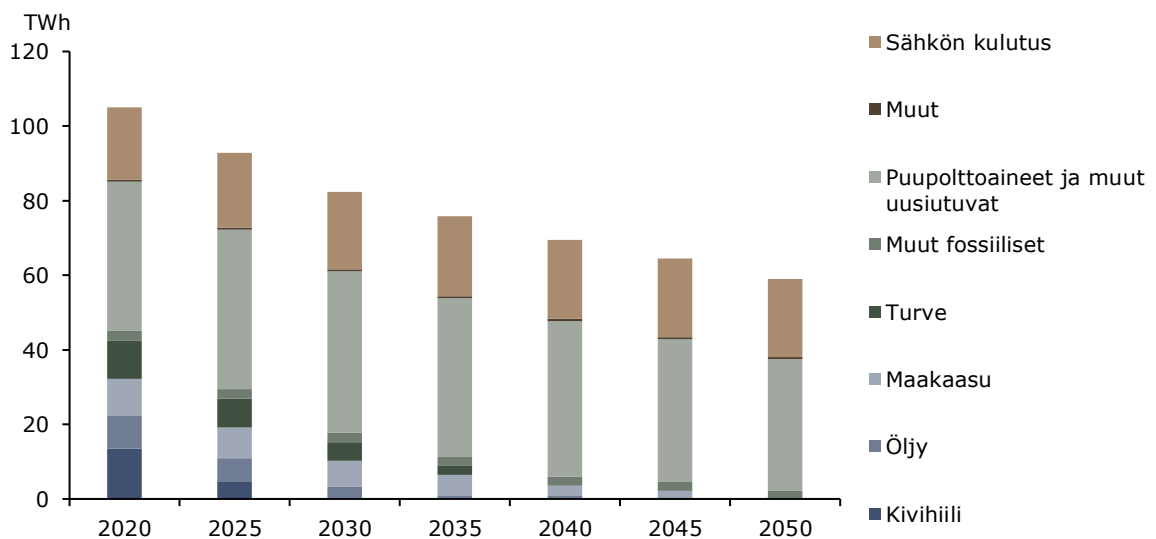
Vuosittaiset lämmityksen kokonaispäästöt (milj. kg CO ₂)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Skenaariot 1-4	13400	8400	4800	2800	1300	1000	500

Lähde: AFRY

4.3.3 Vaikutus primäärienergian käyttöön

Primäärienergian käyttö on jaettu polttoaineenkulutukseen ja sähkönkulutukseen. CHP-tuotannossa, erillistuotannossa ja kiinteistökohtaisessa lämmityksessä käytetään polttoaineita. Sähköä käytetään geotermisissä lämpöpumpuissa ja hukkalämmön tuotannossa sekä kiinteistökohtaisissa lämpöpumpuissa ja sähkölämmityksessä. Kustannushyötyanalyysin tulokset eivät kuitenkaan anna kokonaiskuvaa primäärienergian käytöstä sähköntuotannon osalta. Tuloksissa ei oteta huomioon, kuinka paljon primäärienergiaa kuluu muuhun sähköntuotantoon, jota ei tuoteta CHP-laitosten yhteydessä. CHP-tuotannon polttoaineenkulutus sähköntuotannossa on huomioitu kokonaispolttoaineen kulutuksessa. Kuva 23, Kuva 24, Kuva 25 ja Kuva 26 esittävät skenaarioiden polttoainekulutuksen eri polttoaineille sekä sähkönkulutuksen.

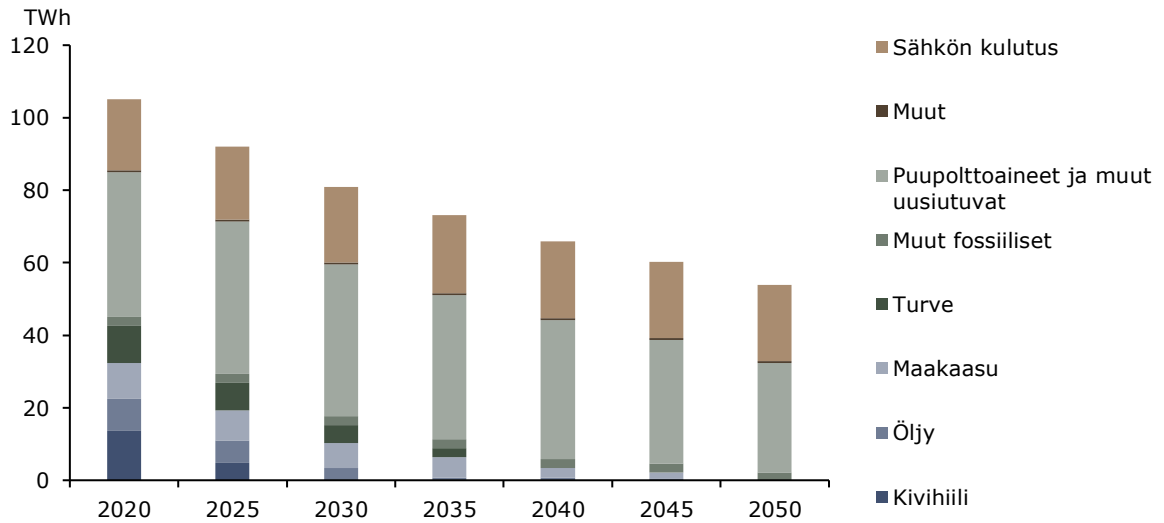
Kuva 23 – CHP-skenaarion polttoaineiden ja sähkön kulutus, TWh



Lähde: AFRY

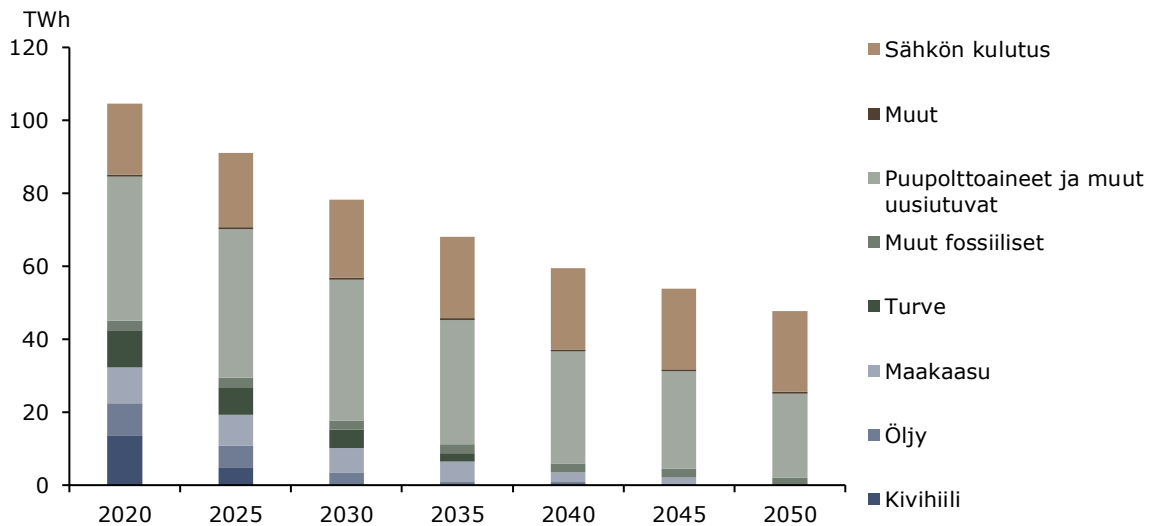


Kuva 24 – HOB-skenaarion polttoaineiden ja sähkön kulutus, TWh

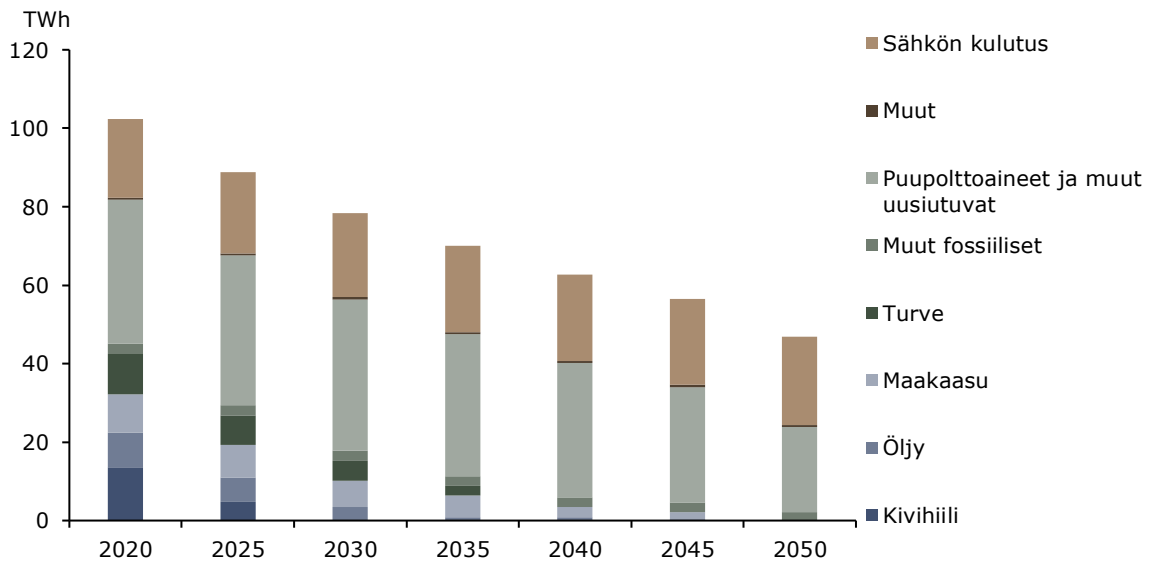


Lähde: AFRY

Kuva 25 – Geolämpöskenaarion polttoaineiden ja sähkön kulutus, TWh



Lähde: AFRY

Kuva 26 - Hukkalämpöskenaarion polttoaineiden ja sähkön kulutus, TWh


Lähde: AFRY

Kokonaisenergiankulutuksessa hukkalämmön skenaario jää alhaisimmaksi, ja korkein kokonaisenergiankulutus on CHP-skenaariolla. Hukkalämmön kokonaisenergiankulutus jää alhaisimmaksi, koska hukkalämpöjen laaja hyödyntäminen vähentää kaukolämmön ja erillislämmön tuotantoa aiheuttaen täten pienimmän polttoainekulutuksen muihin skenaarioihin verrattuna. Suurin polttoaineenkulutus on CHP-skenaariolla, mikä johtuu CHP:n lämmöntuotannon ja sähköntuotannon vaatimasta suuremmasta polttoaineenkulutuksesta muihin skenaarioihin verrattuna.

Taulukko 13 kuvaa skenaarioiden sähköntuotantoa ja -kulutusta. Sähkön tuotanto on peräisin CHP-laitoksista. Sähköntuotanto on suurinta CHP-skenaariossa, koska siinä CHP-kapasiteetti on suurin. Muissa skenaarioissa sähköntuotanto on sama, sillä CHP-kapasiteetti laskee näissä kolmessa skenaariossa yhtä paljon. Sähkönkulutus on vuoteen 2050 mennessä suurinta hukkalämmön skenaariossa, jota selittää hukkalämpöjen mahdollisimman suuren potentiaalin hyödyntäminen. Kokonaissähkönkulutuksessa geolämpöskenaario on hyvin lähellä hukkalämpöskenaariota.



Taulukko 13 – Skenaarioiden sähköntuotanto ja -kulutus, TWh

Sähköntuotanto ja -kulutus (TWh)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CHP sähköntuotanto							
CHP	14,7	10,9	8,4	7,6	6,0	6,2	6,0
HOB	14,7	10,1	7,2	5,5	3,2	2,9	2,0
Geolämpö	14,7	10,1	7,2	5,5	3,2	2,9	2,0
Hukkalämpö	14,7	10,1	7,2	5,5	3,2	2,9	2,0
Sähkönkulutus							
CHP	19,5	20,1	20,8	21,4	21,2	21,1	20,9
HOB	19,5	20,1	20,8	21,4	21,2	21,1	20,9
Geolämpö	19,6	20,3	21,3	22,3	22,3	22,2	22,1
Hukkalämpö	20,0	20,7	21,4	22,0	21,9	21,9	22,4

Lähde: AFRY

4.3.4 Vaikutus uusiutuvan energian osuuteen

Uusiutuvan energian osuus on laskettu skenaarion lämmitykseen kuluneiden polttoaineiden kulutuksesta. Uusiutuvan energian osuutta ei määritetty sähkönkulutukselle. Taulukko 14 kuvaa vuosittaisia uusiutuvan energian osuuksia. Polttoaineen kokonaiskulutuksella painotetun keskiarvon mukaisesti uusiutuvan energia osuus on suurin skenaariossa 1 ja 2. Taulukon %-osuuksista ei voi suoraan laskea skenaarion uusiutuvan energian osuuden keskiarvoa, sillä primäärienergian kulutus vaihtelee skenaarioittain ja vuosittain.

Taulukko 14 – Uusiutuvan energian osuus lämmityksessä eri skenaarioissa

Vuosittaiset uusiutuvan energian osuus lämmityksessä	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CHP	59%	69%	78%	83%	87%	88%	93%
HOB	59%	69%	78%	82%	86%	87%	92%
Geolämpö	58%	69%	77%	80%	83%	84%	90%
Hukkalämpö	57%	67%	77%	81%	84%	85%	89%

Lähde: AFRY

4.4 Lämmitysjärjestelmien kustannustehokkuus ja taloudellinen potentiaali

Tässä osiossa tarkastellaan skenaarioiden taloudellista potentiaalia. EED:n liitteessä VIII mainitaan, että kustannus-hyötyanalyysi on tehtävä, jotta voidaan arvioida tehokkaaseen lämmitys- ja jäähdytystekniikkaan liittyvästä investointipäätöksestä johtuvaa muutosta hyvinvoinnissa.



Kustannushyötyanalyysi on päätöksentekoa tukeva analyttinen työkalu, jolla arvioidaan investointien kustannuksia ja hyötyjä²⁶.

4.4.1 Lähestymistapa

EED:n liitteen VIII:n mukaan kustannushyötyanalyysin on sisällytettävä taloudellinen analyysi, jossa otetaan huomioon sosioekonomiset ja ympäristötekijät, sekä rahoituksellinen analyysi, jonka tarkoituksena on hankkeiden arvioiminen sijoittajien näkökulmasta. Sekä taloudellisissa että rahoituksellisissa analyyseissä on käytettävä nettonykyarvoa arviointiperusteena. Analyysiin sisällytetään myös herkkyytarkastelu, jossa arvioidaan muuttuvien tekijöiden muutosta taloudelliseen potentiaaliin.

Taloudellinen analyysi

Taloudellisessa analyysissä otetaan rahoituksellista analyysia enemmän huomioon investoinnin vaikutusta kansalliseen hyvinvointiin. Kansalliset vaikutukset ovat usein vaikeasti arvioitavissa, sillä vaikutuksiin ei liity välttämättä hintaa tai rahamääräistä arvoa. Tämän vuoksi taloudellisessa analyysissä käytetään usein liiketaloudellisista arvoista poikkeavia varjohintoja tai laskentahintoja. Merkittävin ulkoinen vaikutus yhteiskunnalle skenaarioissa on hiilidioksidipäästöt, jotka kuitenkin ovat jokaisessa skenaariossa samat tehden vertailun skenaarioiden välillä päästöjen osalta turhaksi. Kustannushyötyanalyysissä taloudellinen analyysi on siten mielekästä toteuttaa vertailemalla jokaisen skenaarion kansantaloudellisia vaikutuksia laadullisesti. EED:n liitteen VIII:n mukainen arviointi muun muassa terveys- ja turvallisuuskysymyksistä sekä työmarkkinavaikutuksista on jätetty tämän selvityksen ulkopuolelle.

Rahoituksellinen analyysi

Komission suositusta mukaillen lämmitysskenaarioiden kustannushyötyanalyysin rahoituksellisessa analyysissä otetaan huomioon seuraavat hyödyt ja kustannukset:

Hyödyt

- lämmön ja sähkön myynnistä saatavat tulot / tuotoksen arvo kuluttajalle, jotka lasketaan käyttämällä kaukolämmön keskimääräisiä hintoja sekä sähkön hintaennusteita

Kustannukset

- laitosten pääomakustannukset
- polttoainekustannukset
- sähkö ja sähkön siirtokustannukset
- muuttuvat ja kiinteät käyttökustannukset
- verot

²⁶ Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects. Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020. Euroopan komissio, alue- ja kaupunkipolitiikan pääosasto, 2014. ISBN 978-92-79-34796-2. https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/cba_guide_cohesion_policy



- päästöoikeudet

Rahoituksellinen analyysi tehdään jokaiselle lämmitysskenaariolle systeemitason kassavirtalaskelmana, josta lasketaan skenaarioille nettonykyarvot. Nettonykyarvolaskentaa käytetään tyypillisesti investointien kannattavuuden arvioinnissa, ja siinä diskontataan nyt tehtävät ja tulevat kustannukset ja tulovirrat nykyhetkeen. Mikäli jonkin investoinnin nettonykyarvo on positiivinen, investointi on kannattava. Nettonykyarvon laskenta valtakunnanlaajuiseen lämmitysjärjestelmän tarkasteluun ei ole menetelmistä soveltuvin, sillä lämmityksen tulovirta tai rahallinen arvo on haastavaa määritellä. Analyysissa on siten asetettu keinotekoinen positiivinen kassavirta koko Suomen lämmitykselle. Tämä kassavirta on vakioitu kaikissa skenaarioissa, sillä voidaan ajatella, että lämmityksen hyöty tai arvo on yhtä suuri kaikissa skenaarioissa. Koska lämmitysjärjestelmän hyöty on valittu keinotekoisesti, absoluuttinen nettonykyarvo ei ole analyysin kannalta merkityksellinen, mutta skenaarioita voidaan verrata toisiinsa tämän perusteella.

Nettonykyarvolaskennan lähtökohtana on edellä kuvattujen skenaarioiden lämmön kysyntä ja tuotanto eri tuotantoteknologioilla. Lämmön tuotantoon tarvittavan kapasiteetin lähtökohtana on nykytila, ja lisäinvestoinnit tehdään laitosten teknisen käyttöiän päätyttyä. Laitosten poistumat perustuvat AFRYn kattilatiekannan rakennusvuositietoihin ja laitosten oletettu käyttöikä on 40 vuotta. Hiilen käyttökielto 2029, turpeen käytön puolittaminen vuoteen 2030 mennessä ja turpeen käytön lopettaminen 2035 jälkeen on toteutettu 10-prosenttisesti konversioinvestoinnilla ja 90-prosenttisesti uusintainvestoinnilla. Jako perustuu siihen, että vanhoihin laitoksiin ei kannata tehdä konversiota, mutta uudemmissa laitoksissa konversio tulee edullisemmaksi kuin korvausinvestointi.

Tarvittavien korvausinvestointien kapasiteetit on johdettu skenaarioiden tuotantoenergioista huipunkäyttöajan perusteella. Ajoittain varakapasiteettia tarvitseville tuotantomuodoille on laskelmissa oletettu investoitavan varakapasiteettiin. Hukkalämpöjen osalta on arvioitu, että tarve varakapasiteetille kasvaa tuotantomuodoissa lämmön saatavuuden vaihdellessa tai ollessa riippuvainen muun muassa teollisuuden tuotannosta. Geolämpöskenaariossa tarvitaan joustavaa sähköntuotantoa, koska maalämpöpumppujen tehokerroin laskee pakkasella, jolloin lämmön tarve on suurin. Maalämpöpumput siirtyvät tällöin käyttämään sähkövastuksia. Sähköjärjestelmään tehtävä investointi on jätetty laskennan ulkopuolelle.

Skenaarioiden kustannukset on jaoteltu kahteen tyyppiin: pääomakustannuksiin ja operatiivisiin kustannuksiin. Pääomakustannukset on laskettu korvausinvestointien kapasiteettien avulla tuotantoteknologioittain AFRYn kustannusarvioiden perusteella. Operatiivisiin kustannuksiin on laskettu lämmitykseen kuuluvien polttoaineiden hinnat ja polttoaineverot, maakaasun siirtohintaa kantaverkossa kiinni olevan laitoksen siirtohintaa- arvon mukaisesti, sähkön kokonaishinta sisältäen markkinahinnan, keskimääräisen siirtohinnan ja veroluokan I ja II sähköverot, päästöoikeuden hinnan sekä keskimääräiset laitosten käyttökustannukset. Käytettyjen polttoainekustannusten ja verojen arvot on lueteltu kappaleessa 4.2.2. Investointeihin ja käyttöön liittyvät kustannusoletukset on listattu Liite A.



Nettonykyarvolaskennassa investointikustannukset on mallinnettu tapahtuvan joka viides vuosi laskentateknisistä syistä, vaikka todellisuudessa investoinnit eivät välttämättä tapahdu mallinnetussa aikataulussa. Operatiivisia kuluja sekä lämmityksen hyötyä kuvaavat negatiiviset ja positiiviset kassavirrat on laskettu vuosittain. Nettonykyarvo on laskettu jokaiselle skenaarioille käyttäen 3%:n reaalista korkoa EED:n ohjeistuksen mukaisesti.

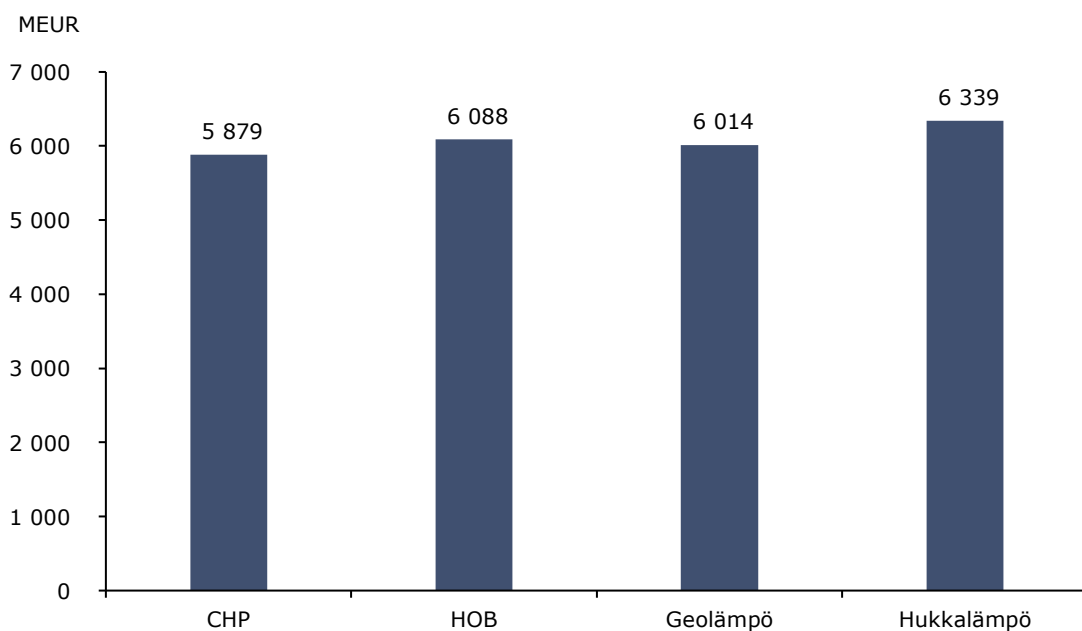
NPV-laskennassa vaadittavan positiivisen kassaviran tulisi kuvastaa lämmitysjärjestelmästä saatavaa kansallista kokonaishyötyä. Tässä selvityksessä lämmityksen tulovirtaan on sisällytetty lämmityksestä saatava tulo ja kaukolämpö-CHP-laitosten tuotannosta saatavan sähkön arvo. Lämmityksen tulo on laskettu kaukolämmön lämmityksen kysynnästä keskimääräisiä hintoja käyttäen. Valittu lämmitysjärjestelmän tulovirta ei kuvaa todellisia Suomen lämmitysjärjestelmään liittyviä positiivisia kassavirtoja tai lämmityksen arvoa, vaan todellisuudessa eri asiakkaat maksavat eri määrän maksuja sijainnista, lämmitysteknologiasta ja ajankohdasta riippuen. CHP-tuotannon sähkön arvo on laskettu kokonaistuotantomäärän ja sähkön hintaskenaarion tulona.

4.4.2 Kustannus-hyötyanalyysin tulokset

Nettonykyarvot ja kokonaisinvestoinnit

Kuva 27 kuvaa skenaarioiden nettonykyarvoja. Suurin nettonykyarvo syntyy hukkalämpöskenaariolle, jossa maksimoidaan hukkalämpöjen käyttöä. CHP-skenaarion nettonykyarvo on matalin, eli se on käytettyjen oletusten perusteella vähiten kannattava. Toiseksi korkein nettonykyarvo on HOB-skenaariolla, jonka nettonykyarvo on korkeampi verrattuna CHP- ja geolämpöskenaarioon.

Kuva 27 – Lämmitysjärjestelmien nettonykyarvot käyttäen 3%:n korkokantaa

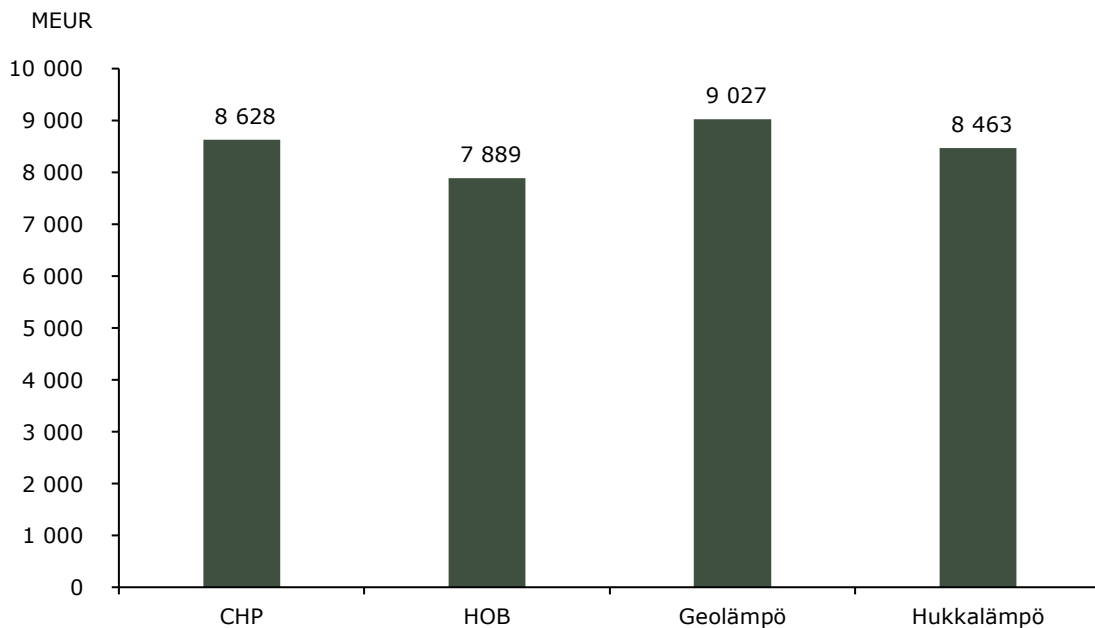


Lähde: AFRY



Eroavaisuudet eri skenaarioiden nettonykyarvoissa johtuvat pääasiassa investointikustannuksien, polttoaineenkulutuksen ja sähkönkulutuksen ja tuotannon eroista. Kuva 28 kuvaa eri skenaarioiden arviotuja kokonaisinvestointeja. Geotermisen lämmön skenaariossa kokonaisinvestointikustannus nousee suurimmaksi. Vaikka CHP-skenaarioiden investointikustannukset jäävät alhaisemmiksi kuin geolämpöskenaarioiden, jää CHP-skenaarioiden nettonykyarvo geolämpöskenaariota matalammaksi, koska CHP-skenaariossa muuttuvia kustannuksia syntyy enemmän korkeamman polttoaineenkulutuksen takia. Hukkalämpöskenaarioiden investoinnit jäävät geolämpö- ja CHP-skenaarioita matalammaksi, mutta ovat korkeammat kuin HOB-skenaariossa.

Kuva 28 – Skenaarioiden kokonaisinvestoinnit



Lähde: AFRY

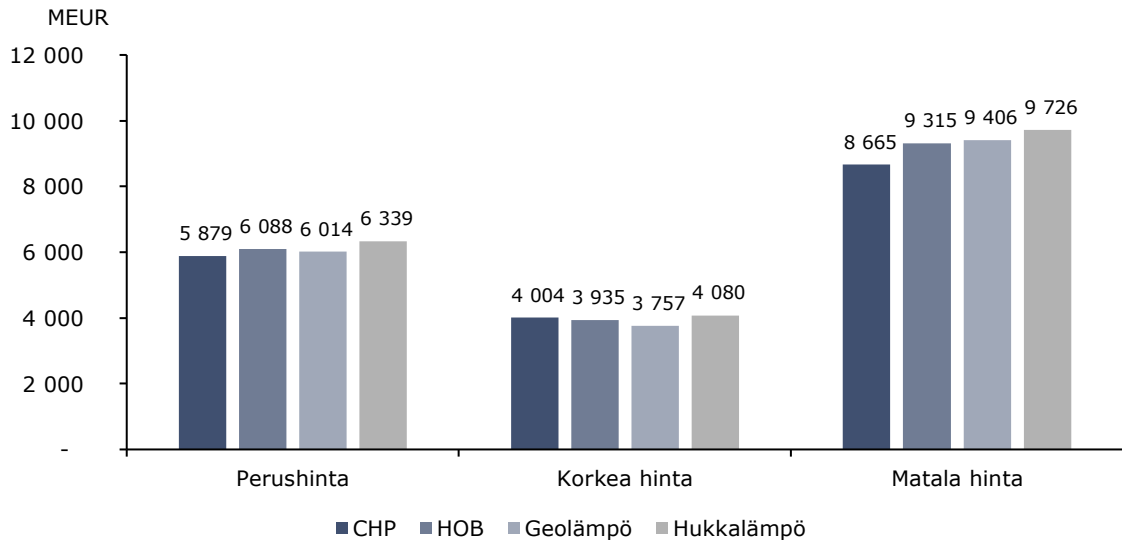
Skenaarioiden polttoaineiden ja sähkön kulutuksissa on huomattavia eroja. CHP- ja HOB-skenaarioissa polttoaineiden kulutus on suurempaa kuin geolämmön ja hukkalämmön skenaarioissa, joissa lämpöä tuotetaan enemmän teknologioilla, jotka kuluttavat sähköä. Geolämmön skenaariossa on pienimmät operatiiviset kokonaiskustannukset.

Herkkyystarkastelut

Skenaarioiden välillä on merkittäviä eroja polttoaineen ja sähkön kulutuksissa, ja niiden kustannuksilla on suuri merkitys nettonykyarvon kannalta. Erityisesti sähkön kustannuksilla on suuri merkitys, koska se vaikuttaa myös CHP-tuotannon kannattavuuteen. Tämän takia nettonykyarvoista tehtiin herkkyystarkastelu kolmella eri sähkön hintaskenaariolla. Kuva 29 – Sähkön hinnalla herkkyystarkastellut lämmitysjärjestelmien nettonykyarvot käyttäen 3%:n korkokantaa kuvaa skenaarioiden nettonykyarvoja sähkön hinnan eri skenaariolla.



Kuva 29 – Sähkön hinnalla herkkystarkastellut lämmitysjärjestelmien nettohyödykkeet käyttäen 3%:n korkokantaa



Lähde: AFRY

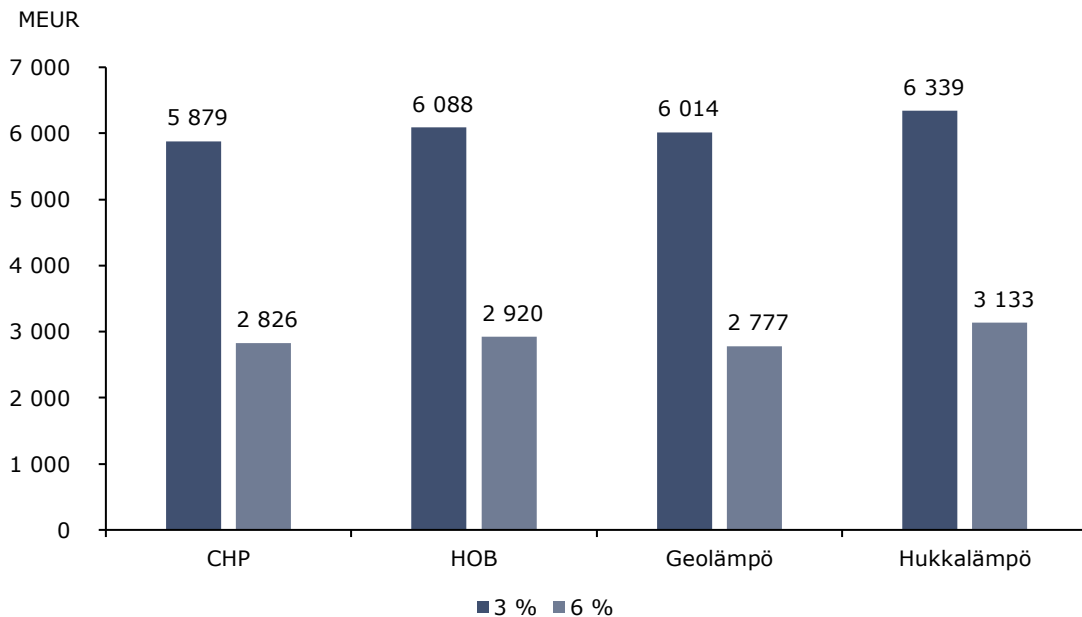
Korkean sähkönhinnan skenaariossa lämmitykseen tarvittavan sähkön kustannukset nousevat, mikä laskee kaikkien skenaarioiden nettohyödykkeet. Kustannusten nousu korostuu erityisesti geolämmön skenaariossa, jonka nettohyödyke laskee alimmaksi sen suuren sähkönkulutuksen takia. Geolämmön nettohyödyke jää alhaisemmaksi kuin hukkalämmön, sillä investoinnit ovat edelleen suuremmat hukkalämpöskenaarioon verrattuna. CHP-skenaarioiden nettohyödyke nousee korkeammaksi kuin HOB-skenaarioiden, mikä johtuu siitä, että CHP:n sähköntuotannosta saatava tulo kasvattaa positiivista tulovirtaa korkean sähkön hinnan skenaariossa merkittävästi.

Vastaavasti matalan sähkön hinnan skenaariossa nettohyödykkeet nousevat kustannusten pienentyessä. Alhaisin nettohyödyke muodostuu tällä sähkön hintaskenaariolla CHP-skenaariolle, jonka suhteellisesti korkeammat polttoainekustannukset yhdistettynä matalaan tuloon laskevat sähköntuotannon kannattavuutta.

Herkkyyssanalyysi nettohyödykkeille tehtiin myös vaihtamalla käytettyä korkokantaa. EED:n mukainen 3 %:n korkokanta on tyypillisesti matalampi kuin energiamarkkinoilla toimivien yritysten investoinneille vaadittu korkokanta. Herkkyyssanalyysissä käytettiin arvoja 3 % ja 6 %. Kuva 30 kuvaa nettohyödykkeet eri korkokannoilla. Geolämmön skenaarioiden nettohyödyke laskee matalimmalle korkeammalla korkokannalla korostaen korkeiden kokonaisinvestointien vaikutusta nettohyödykkeeseen, koska korkeampi diskonttokorko madaltaa kauempana tulevaisuudessa tapahtuvien positiivisten kassavirtojen nettohyödykettä.



Kuva 30 - Lämmitysjärjestelmien nettonykyarvot käyttäen 3%:n ja 6%:n korkokantaa



Lähde: AFRY

4.5 Kustannus-hyötyanalyysin yhteenveto ja johtopäätökset

Suomen lämmitysjärjestelmien tehokkuutta arvioitiin primäärienergian käytön, CO₂-päästöjen, uusiutuvan energian osuuden sekä kustannusten osalta neljän eri skenaarion avulla. Skenaariot olivat CHP-, HOB-, geolämpö- ja hukkalämpöskenario. Kaikissa skenaarioissa lämmöntuotannon CO₂-päästöt ovat yhtä suuret, kun muuhun kuin CHP-sähköntuotantoon käytettyjä polttoaineita ei huomioitu. Myös uusiutuvan energian osuuksissa on vain pieniä eroja, koska fossiilisten polttoaineiden käytön oletetaan vähentyvän voimakkaasti kaikissa skenaarioissa. Geolämpö- ja hukkalämpöskenariossa sähkön kulutus on suurempaa ja polttoaineiden kulutus pienempää kuin CHP- ja lämpökattilaskenaariossa.

Eri lämmitysjärjestelmien kustannustehokkuutta arvioitiin nettonykyarvolaskennalla, jossa huomioitiin lämmitysteknologioiden investointikustannukset, polttoainekustannukset ja sähkön kustannukset veroineen ja siirtomaksuineen, lämmityksen käyttökustannukset sekä lämmitysjärjestelmän oletetut positiiviset kassavirrat. Positiivisena kassavirtana käytettiin yhtä hintaoletusta kulutetulle lämmölle ja sähkön markkinahintaa CHP:n sähköntuotannolle. Herkkyystarkastelu toteutettiin sähkön hinnan ja investoinneilta vaadittavan korkokannan osalta.

Analyysin oletukset huomioiden kustannustehokkain järjestelmä oli järjestelmä, jossa maksimoidaan hukkalämpöjen hyödyntäminen. Hukkalämpöjen hyödyntämisen skenaario oli kustannustehokkain myös kaikissa herkkyystarkasteluissa. Lämmitysjärjestelmien suhteelliseen kannattavuuteen vaikutti merkittävästi sähkön hinta. Matala sähkönhinta nosti geolämmön



toiseksi kannattavimmaksi skenaarioksi, mutta korkea sähkön hinta laskee sen vähiten kannattavimmaksi. Korkealla sähkön hinnalla CHP-skenaario nousee kannattavammaksi kuin HOB-skenaario. Korkeampi korkokanta laskee geolämpöskenaarion suhteellisen kannattavuuden CHP-skenaariota sähkön hinnan perusskenaariossa.

Tuloksia arvioitaessa on kuitenkin huomioitava, että analyysi sisältää epävarmuustekijöitä. Erityisesti geotermisen lämmöntuotannon ja hukkalämmön hyödyntämisen investointeihin liittyy vielä paljon epävarmuutta, mikä voi vaikuttaa kustannusarvioiden kautta analyysin lopputuloksiin. Lisäksi analyysissä ei ole otettu huomioon kaikkia skenaarion investointeja, kuten lämmitysjärjestelmien muutoksista aiheutuvia investointitarpeita sähköverkkoihin ja sähköntuotantoon. Analyysin positiivisena kassavirtana on käytetty kuvitteellista lämmityksen arvoa kaikille asiakkaille ja lämmitystavoille, vaikka todellisuudessa voi vaihdella lämmitystavan ja sijainnin mukaan. Analyysissä ei ole myöskään voitu mallintaa tarkasti jokaisen kaukolämpöverkon toimintaa, vaan tarkastelu perustuu karkean tason tarkasteluun tuotannosta, lähtien nykytilanteesta.

Suomessa käytöstä poistuvaa CHP-tuotantoa on viime vuosina korvautunut erillislämmön tuotannolla sähkön matalista hintaodotuksista johtuen. Tämä on linjassa analyysin johtopäätösten ja nykyisen sähkön hintatason kanssa. Mikäli sähkön hinnan oletetaan pysyvän matalana, suurempi lämmityksen sähköistäminen voi olla kannatettavampaa kuin lämmön tuottaminen biomassalla lämpökattiloissa. Investointiin vaaditulla tuotolla ja rahoituksen toteutuksella voi olla merkittävä vaikutus erityisesti geo- ja hukkalämpöjen hyödyntämiseen, sillä geolämpöillä on merkittävä alkuinvestointi, ja hukkalämpöä tuottava teollisuus voi vaatia korkeampaa tuottoa. Teknologian kehittyminen voi kuitenkin edistää uusien teknologioiden hyödyntämistä ja lisätä sähköistymisestä lämmityksessä markkinaehtoisesti. Sähköistämisen haasteena voi kuitenkin olla joustava sähköntuotantokapasiteetti, jota tarvitaan lämmityksen talvipakkasilla.



5. MUITA MAHDOLLISIA TOIMIA LÄMMITYSJÄRJESTELMÄN TEHOSTAMISEKSI

5.1 Kaukolämpöverkkojen lämpötilatason laskeminen

Kaukolämpöverkkoon syötetään lämmityskaudella tyypillisesti vähintään noin 75–95 °C-asteista vettä. Hukkalämmönlähteiden lämpötilataso on usein tätä matalampi, jolloin tarvitaan esimerkiksi lämpöpumppu nostamaan lämpötilataso vaaditulle tasolle, mikä lisää kaukolämmön kustannuksia. Laskemalla kaukolämmön lämpötilatasoa kaukolämmöstä tulisi yhteensopivampi hukkalämmön ja muiden matalalämpötilaisten lämmönlähteiden kanssa. Erityisesti paluulämpötilalla on suuri merkitys erityisesti lämmön tuotannolle. Mitä matalampi paluulämpötila on, sitä paremmalla hyötysuhteella lämpöä voidaan tuottaa. Esimerkiksi polttavassa tuotannossa savukaasut saadaan jäähtymän viileämmäksi matalan paluulämpötilan avulla. Paluulämpötilaan vaikuttaa erityisesti asiakaslaitteiden aiheuttama jäähtymä.

Lämpötilataso vaikuttaa myös kaukolämpöverkon lämpöhäviöihin. Lämpöhäviöt ovat tyypillisesti noin 10 % tuotetusta lämmöstä. Jos menolämpötilaa laskettaisiin 10 °C:sta, niin lämpöhäviöt laskisivat lähes 10 %:lla, jolloin lämpöhäviöiden osuus tuotetusta lämmöstä laskisi noin prosentilla. Verkon paluulämpötila vaikuttaa myös verkon lämpöhäviöihin, mutta ei yhtä voimakkaasti matalamman lämpötilatason johdosta kuin menolämpötila. Kaukolämpöverkkoja on mahdollista optimoida, jolloin sekä meno- että paluulämpötilaa voidaan saada laskettua. Jos esimerkiksi molempia lämpötiloja saadaan laskettua optimoimalla noin 3-5 °C:sta, niin verkon lämpöhäviöt laskevat noin 7 %.

Lämpötilatason pudottamista voi rajoittaa kaukolämpöverkon siirtokapasiteetti, jolloin kaukolämpöveden virtausta ei voi nostaa, jos menolämpötilaa laskettaisiin. Useimmissa tapauksissa lämpötilatason laskemista rajoittaa kuitenkin asiakaslaitteiden mitoitus ja jäähtymä. Tämänhetkinen asiakkaiden mitoituslämpötila on 115 °C, jota on käytetty vuodesta 1978 lähtien. Tätä mitoituslämpötilaa tulisi laskea, jotta kaukolämpöverkoissa voidaan laskea tulevaisuudessa lämpötiloja. Verkon lämpötilan ja asiakkaiden mitoituksen tulee vastata toisiaan, jotta asiakkaat saavat tarpeeksi lämpöä. Esimerkiksi uudisrakennusten jäähtymä on olemassa olevia rakennuksia selvästi suurempi, jolloin rakennuskannan uusiutuessa myös jäähtymä hitaasti paranee.

Mitoituslämpötilan laskeminen kasvattaisi asiakkaiden kaukolämpölaitteiden hankintakustannuksia. AFRYn arvion mukaan lämmönjakokeskusten hankintakustannukset nousisivat noin 5 %, jos mitoituslämpötilaa laskettaisiin alle 100 °C:n. Alaraja mitoitukselle on hieman yli 80 °C vanhempien kiinteistöjen patteriverkoston korkean lämpötilan takia. Vanhimmissa kaukolämpöverkoista saattaa löytyä joitain yli 80 °C:lle mitoitettuja radiaattorilämmitteisiä rakennuksia, mutta niille on mahdollista kehittää räätälöityjä ratkaisuja. Kokonaisia verkkoja ei niiden takia kannata mitoittaa korkeammille lämpötiloille. Pidemmän aikavälin yli tarkasteltuna hankintakustannukset muodostavat vain pienen osan lämmityksen kokonaiskuluista. Tätä kustannusten nousua voi myös kompensoida uuden lämmönjakokeskuksen parempi jäähtymä, jolloin asiakkaan vesivirtaperusteinen tehomaksu (perusmaksu) alenee siirtymävaiheessa.



Siirtymävaiheella tarkoitetaan ajanjaksoa uusien mitoituksien käyttöönotosta siihen saakka, kunnes kaikki kaukolämpöverkon lämmönjakokeskukset on mitoitettu matalammalle menolämpötilalle tai vähintään niiden toimivuus on tarkistettu matalammalla menolämpötilalla.²⁷

Kokonaisen kaupungin mittakaavassa alemman lämpötilatason käyttöönotossa kestää kuitenkin useita vuosia, vaikka mitoituslämpötiloja laskettaisiin nopeastikin. Luonnollisella laiteuusintasyklillä siirtymävaihe voi viedä yli 20 vuotta, koska lämmönjakokeskusten käyttöikä on pitkä. Pienempiä aluelämpöverkkoja on mahdollista suunnitella ja operoida matalammilla lämpötiloilla nopeammalla aikataululla. Tällaisia voivat olla esimerkiksi uudet asuinalueet. Esimerkiksi Turun kaupunginosassa Skanssissa operoidaan paikallista aluelämpöverkkoa vuoden ympäri menolämpötilalla 65 °C. Uudet ja saneerattavat rakennukset on mahdollista suunnitella toimimaan entistä matalammilla tulolämpötiloilla. Haasteellisimpia ovat vanhat rakennukset niiden patteriverkostojen korkeiden lämpötilojen takia.

Kaukolämpöverkkoja uusitaan jatkuvasti. Uusinnan seurauksena lämpöhäviöt laskevat, koska nykyisin käytettävien kaukolämpöjohtotyyppien lämpöhäviöt ovat noin kolmanneksen vanhojen johtotyyppien häviöistä. Nykyisin käytettävä, ja selkeästi yleisin, johtotyyppi 2Mpuk/Mpuk on otettu käyttöön 80-luvulla. Johtotyyppin tekniseksi käyttöikäksi on arvioitu vähintään 60 vuotta, jolloin kaukolämpöverkkojen voi ennustaa kestävän vielä seuraavat 30 vuotta ilman suuria verkon investointeja. Verkostoa uusitaan tällä hetkellä keskimäärin noin 0,5 % vuodessa. Jos vanhojen johtotyyppien osuus olisi tästä puolet, seuraavan 30 vuoden aikana lämpöhäviöt laskisivat noin 5 % pelkästään verkoston kunnossapidon seurauksena. Seuraavan 30 vuoden aikana uusinta-asteen voi kuitenkin ennakoita hieman nousevan, minkä seurauksena lämpöhäviöiden lasku on todellisuudessa edellä mainittua voimakkaampaa. Toisaalta johtotyyppien todellinen käyttöikä voi olla teknistä käyttöikää huomattavasti pidempi.

5.2 Lämmitysjärjestelmän joustavuuden lisääminen

Lämmitysjärjestelmää voidaan tehostaa lämmön kulutuksen ja lämmön tuotannon ajankohtaa optimoimalla lähinnä tuntien ja vuorokausien tasolla. Lämmön joustomahdollisuuksien potentiaali ja edellytykset vaihtelevat erillislämmityksen ja kaukolämmityksen välillä. Erillislämmityksen osalta erityisesti sähköenergian ja jakeluverkkomaksun vaihteleva hinta kannustaa vähentämään suoran sähkölämmityksen tai lämpöpumppujen käyttöä silloin, kun sähkö on kallista. Pidempiaikainen jousto voidaan toteuttaa esimerkiksi siirtymällä puun polttamiseen.

Suomessa yleisesti käytössä oleva tuntikohtainen kaukolämmönkulutuksen mittaaminen mahdollistaa dynaamisen ja tehopohjaisen hinnoittelun, jonka avulla asiakkaita voidaan kannustaa tasaamaan lämmönkulutusta. Tasaisempi lämmönkulutus voi pienentää huipputehon tarvetta lämmöntuotannossa, vaikka hintasensitiivisten tai aktiivisten asiakkaiden määrän onkin oltava hyvin suuri. Erilaisten dynaamisten ja kannustavien hinnoittelurakenteiden lisäksi erilaiset

²⁷ AFRY, Kaukolämpöasiakkaiden mitoituslämpötilan laskeminen, 2020



olosuhdepalvelut voivat auttaa lämmön kulutuksen optimoinnissa ja tehostaa lämmitysjärjestelmää. Myös kaukolämpöyhtiöt ovat alkaneet tarjoamaan asiakkailleen olosuhdepalveluita, joihin liittyvän teknologian avulla kaukolämpöyhtiö voi säätää lämmönkulutusta asiakkaan kanssa sovittujen reunaehtojen puitteissa.

Kaukolämpöjärjestelmän osalta kulutusjouston realistista potentiaalia ja tehokkaimpia edistämiskeinoja ei ole juurikaan valtakunnan tasolla selvitetty. Pienempi huippulaitosten käyttö vähentää lämmitykseen tarvittavia päästöjä, sillä huippulaitosten polttoaineena käytetään usein öljyä. Mikäli lämmön kulutushuippu pienenee riittäväällä todennäköisyydellä, huippukattiloita voidaan ainakin teoriassa pienentää tai vähentää, mikä pienentäisi lämmöntuotantoon vaadittavia investointeja. Realistisen potentiaalın selvittämiseksi lämmön kulutuksen ja tuotannon paikallisuus voi asettaa verkkokohtaisia rajoitteita, sillä lämmön tarve voi vaihdella eri verkon osissa.

Kaukolämpöjärjestelmien tuotannon jousto voidaan toteuttaa kaukolämpöakkujen avulla. Kaukolämpöakut ovat nopeampi ja tehokkaampi keino lisätä kaukolämpöjärjestelmän joustavuutta lämmön kulutusjoustoon verrattuna. Jotkin kaukolämpöyhtiöt käyttävät lämpöakkuja jo nyt tuotannon optimointiin (vastapainevoimaloita optimoidaan sähkön hinnan mukaan) tai varajärjestelmänä tuotantolaitoksen suunnittelemattoman pysähdysten varalta, sillä lämpöä on helppoa ja edullista varastoida. Lämpöakuilla voidaan myös korvata huippukattiloiden käyttöä.

Kaukolämpöakkujen investointikustannukset ovat luokkaa 300 €/m³, mikä vastaa noin 7 €/kWh verkon lämpötilaerolla 35 °C²⁸. Kaukolämpöakut ovat tyypillisesti mitoitettu kestämään yllättävät muutaman tunnin keskeytykset. Mitoitus tehdään tyypillisesti pääkattilan kapasiteetin mukaisesti eli niiden kokoluokka vaihtelee tyypillisesti 0,1-1 GWh:n välillä verkon koosta riippuen. Vähähiilisyystavoitteiden edetessä on alettu selvittämään myös pidempiaikaisten lämpövarastojen hyödyntämistä. Suurimmat hankkeet ovat Helenin Mustikkamaan 11,6 GWh:n varasto ja Kruunuvuorenrannan 4,5 GWh:n varasto.

²⁸ AFRY; E. Guelpa, V. Verda, Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review, 2019. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261919311481>



LIITE A – KUSTANNUSOLETUKSET

Taulukko 15 listaa lämmitysjärjestelmien kustannus-hyötyanalyysissä käytettyjä kustannusoletuksia.

Taulukko 15 – Kustannushyötyanalyysin oletuksia

Investointikustannukset	Arvo
Bio-CHP -laitokset	1 100 EUR/kW
Bio-HOB -laitokset	750 EUR/kW
Teollisuuden hukkalämmöt	1 000 EUR/kW
Savukaasupesurit	400 EUR/kW
Lämpöpumput hukkalämmön hyödyntämisessä	1 100 EUR/kW
Konesalien hukkalämmöt	1 340 EUR/kW
Geolämpö	1 675 EUR/kW
Kiinteistökohtaiset lämpöpumput	1 200 EUR/kW
Muuttuvat kustannukset	Arvo
Käyttökustannukset	3,5 EUR/MWh
Sähkön siirtomaksu	70 EUR/MWh

Lähde: AFRY

AFRY IS AN INTERNATIONAL ENGINEERING, DESIGN AND ADVISORY COMPANY.

We support our clients to progress in sustainability and digitalisation. We are 17,000 devoted experts within the fields of infrastructure, industry and energy, operating across the world to create sustainable solutions for future generations.

AFRY Management Consulting provides leading-edge consulting and advisory services covering the whole value chain in energy, forest and bio-based industries. Our energy practice is the leading provider of strategic, commercial, regulatory and policy advice to European energy markets. Our energy team of over 250 specialists offers unparalleled expertise in the rapidly changing energy markets across Europe, the Middle East, Asia, Africa and the Americas.



AFRY Management Consulting Oy

Jaakonkatu 3
PL 4
01621 Vantaa

Tel: +358 (0)10 33 11

www.afry.com

