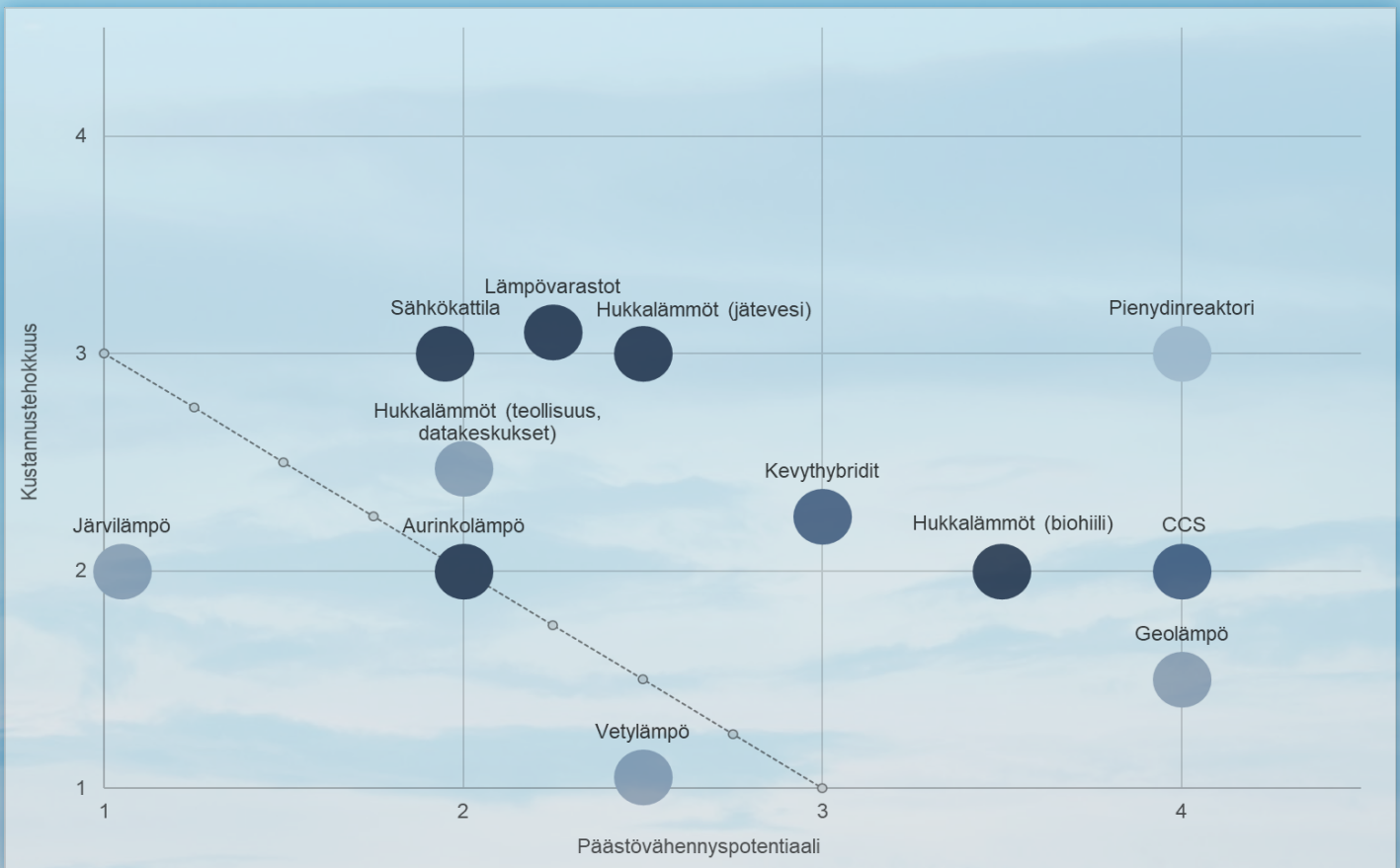


Jukka Joronen, Pinja Salhoja ja Juko Vähätiitto

1.9.2021

Selvitys polttoon perustumattomaan ja hiilinegatiiviseen kaukolämpöön siirtymisestä



Alkusanat

Tampereen Sähkölaitos kiittää käsikirjoitusta kommentoineita henkilöitä:
Teemu Heinonen, Timo Heinonen, Paavo Knaapi, Matti Koivuaho,
Jenni Koivuniemi, Jarkko Lampinen, Antti Merikivi, Alejandro Nocito,
Paavo Pietikäinen, Janne Rapakko, Niko Salonen, Elina Seppänen,
Leo Stranius, Oras Tynkkynen, Tuomo Utriainen ja Tuomas Vanhanen.

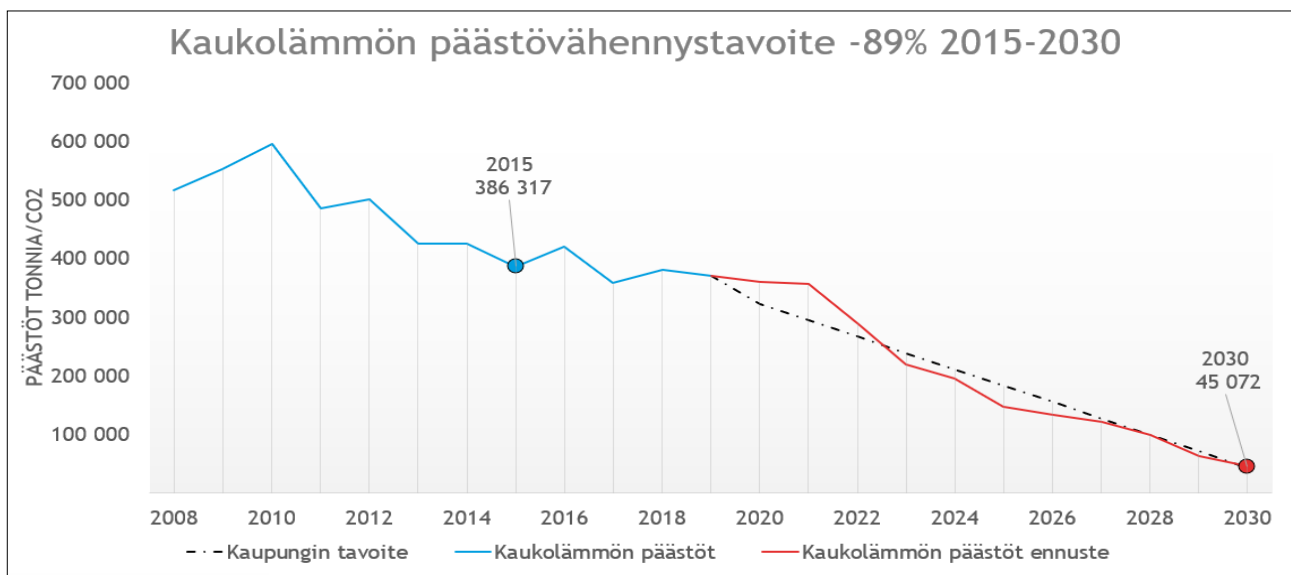
Sisältö

Alkusanat	2
1 Tavoite	4
2 Johdanto	5
2.1 Sähköllä lämmittämisen mielikuva ja todellisuus.....	6
2.2 Biomassan kestävyys energiakäytössä	6
3 Tavoitevuosi 2040	8
4 Muut rajaukset	8
5 Teknologiat	9
5.1 Lämpövarastot	11
5.2 Kevythybridit	12
5.3 Aurinkolämpö	13
5.4 Sähkökattila	14
5.5 Geolämpö	15
5.6 Hukkalämmöt	16
5.7 Biohiili.....	16
5.8 Jäteveden hukkalämpö.....	17
5.9 Vetylämpö	17
5.10 Pienydinreaktori.....	18
5.11 Järvilämpö ja ilma-vesilämpöpumput	18
5.11.1 Järvilämmön talvikauden maksimipotentiaali.....	19
5.12 Biokaasu ja bioöljy	21
5.13 CCS eli hiilidioksidin talteenotto	22
5.14 Teknologioiden yhdistäminen	22
6 Hiilidioksidin talteenoton mahdollisuudet Tampereella	22
6.1 CCS	23
6.2 Mahdollisia hiilidioksidin loppusijoituspaikkoja Euroopassa.....	23
6.3 CCU	24
6.4 Kustannukset CCS:lle Naistenlahdessa ja Tammervoimassa	25
7 Tampereen Sähkölaitoksen tuotantoskenaariot	26
7.1 Skenaario X: Ei polttoa, ei hiilidioksidin talteenottoa.....	27
7.2 Skenaario X + TAVO	30
7.3 Skenaario X + pienydinvoima	31
7.4 Skenaario X miinus.....	32
7.5 X-skenaarioiden haasteita.....	33
7.6 Skenaario BECCS	34
7.7 Skenaarioiden kustannusvertailu	37
8 Yhteenveto	40
9 Syventävä materiaali	41
9.1 Sähkön hinta	41
9.2 Sähköjärjestelmä vuonna 2040.....	43
9.3 Kysyntäjousto ja tehon hallinta	47
9.4 Sähkön päästöt.....	48
9.5 Helsinki Energy Challenge.....	50
9.6 Vertailu muihin kaukolämpökaupunkeihin.....	54
9.6.1 Tukholma.....	54
9.6.2 Oslo.....	55
9.6.3 Kööpenhamina	57
9.6.4 Yleiset huomiot Tukholmasta, Oslosta ja Kööpenhaminasta	58
9.6.5 Suomalaisten kaupunkien vähähiilisyystiekarttoja	58
9.6.6 Suunnitelmien sisältö Oulu – Vantaa – Helsinki.....	62
10 Käytettyjä lyhenteitä	62

1 Tavoite

Ihmisen aiheuttama ilmastonmuutos on vakava uhka. Tampereen Sähkölaitos voi määrätietoisella tekemisellään auttaa Tampereen kaupunkia ja Suomen valtiota saavuttamaan ilmastotavoitteensa. Tampereen Sähkölaitos on pienentänyt hiilijalanjälkeään yli 50 % vuodesta 2010. Yhtiö tulee pienentämään lämmöntuotannon päästöjä 89 % vuoden 2015 tasosta vuoteen 2030 mennessä.

Jotta Tampereen Sähkölaitos voi missionsa mukaisesti tuoda ratkaisuja ilmastonmuutokseen, se pyrkii ilmastoasioissa olemaan kokoaan suurempi. Julkisomisteisuus sekä yhtiön kyvykkyys omalla toiminnallaan helpottaa muiden siirtymistä kohti hiilineutraalia yhteiskuntaa myös velvoittavat toimimaan tehokkaasti ilmastotyössä.



KUVA 1: Tampereen Sähkölaitoksen kaukolämmön päästövähennystavoite pitkän tähtäimen suunnitelmassa (PTS).

Sähkölaitos vastaa energia-alan perinteisen trilemmän mukaisesti energiantuotannon taloudellisesta tuloksesta, ympäristövaikutuksista sekä huoltovarmuudesta. Tämä selvitys pyrkii edistämään siirtymää kohti hiilineutraalia yhteiskuntaa lisäämällä ymmärrystä polttoon perustumattoman kaukolämmöntuotannon mahdollisuuksista ja rajoitteista. Tavoitteena on myös löytää keinoja rajoitteiden purkamiseen. Samalla selvitämme, onko polttoon perustuvalla lämmöntuotannolla roolia täysin hiilineutraalissa tai -negatiivisessa yhteiskunnassa.

2 Johdanto

Energiajärjestelmä on usean monimutkaisen osakokonaisuuden yhdistelmä, joka kytkeytyy edelleen yhteiskuntaan monin riippuvuussidoksin. Teknisesti ja poliittisesti toimivien ratkaisujen löytäminen edellyttää syvällistä paneutumista eri osa-alueisiin.

Kun suunnitellaan ilmastopositiivista energiajärjestelmää, tulee pyrkiä välttämään osaoptimointia. Olisi suhteellisen helppoa suunnitella keskimäärin ilmastoneutraali rakennus, kaupunginosa tai lämmitysratkaisu siirtämällä lämmityksen tosiasiallisesti synnyttämät päästöt tarkastelurajan ulkopuolelle. Tämän välttäminen vaatii muun muassa kesän ja talven lämmityksen, kaupunkien ja yksittäisten talojen lämmityksen erojen käsittelyä.

Kaukolämmön hinta ja koko järjestelmä rakentuu sen ympärille, kuinka saadaan varmistettua kylmimmän sään lämmitys koko kaupunkiin. Puhutaan muutaman viikon tai kuukauden tilanteesta, milloin lämmityshaaste on aidosti olemassa ja mihin ratkaisujen tulisi aina vastata. Vaikka lämmityskausi voi olla lyhyt, se on tosiasiallisesti koko asian ydin.

Toimivan energiajärjestelmän määritelmä edellyttää toimitus- ja huoltovarmuutta. Energiajärjestelmä ei myöskään saa maksaa mitä tahansa. Energiajärjestelmään sijoitetut ylimääräiset resurssit ovat pois muusta arvokkaasta toiminnasta, kuten esimerkiksi terveydenhuollosta, koulutuksesta ja kulttuurista. Energian saatavuuden sosiaalinen ulottuvuus tarkoittaa muun muassa sitä, että ihmisillä tulee olla tasa-arvoisesti oikeus kohtuuhintaiseen ja laadukkaaseen lämmitysenergiaan.

Kansantaloudelliset resurssit ovat rajalliset. Jos toimenpiteet kohdistuvat kohtuuttoman kalliin megawattitunnin puhdistamiseen, hidastetaan kokonaispäästöjen vähentymistä. On tärkeää myös ymmärtää, että kaukolämpö ei ole monopoli, vaan kaukolämpöjärjestelmä on aidosti vaarassa, mikäli kilpailutilanne ei ole tasapuolinen. Käytännössä vääränlainen ohjaus voi johtaa korvaavaan järjestelmään, jonka päästöt, hintataso ja toimintavarmuus ovat monessa suhteessa heikompia nykyisen keskitetyn järjestelmän optimaaliseen hyödyntämiseen verrattuna.

Kun puhutaan kaupunkien lämmittämisestä Suomessa, puhutaan myös koko Suomen energiajärjestelmästä. Selvityksessä kiinnitetään huomioita siihen, ettei Sähkölaitos vähennä omaa polttoon perustuva lämmöntuotantoa ulkoistamalla sitä haastavimmilla ajanjaksoilla sähköjärjestelmään tai lisäämällä biomassan polttoa siten, että se johtaa hiilivarastojen tai -nielujen pienenemiseen. Kappaleessa 9 on käsitelty sitä, miksi oletusta sähkön nollapäästöistä tulevaisuudessa ei ole tässä hyväksytty.

Kaupunkien lämmittämiseen liittyy monia erityispiirteitä verrattuna muihin energiakysymyksiin, jotka on jäsennettävä keskustelun alussa. Siinä on erotettava sähkön ominaispiirteet lämmön ominaispiirteistä, talven kulutus kesästä, Suomen tilanne muusta Euroopasta, Helsinki muista kaupungeista, kaupunkien lämmitys yksittäisten rakennusten lämmittämisestä ja erityisesti teho energiasta. Lämmitysjärjestelmän tarkemmassa suunnittelussa nämä eri puolet tulevat automaattisesti esiin.

Tässä selvityksessä pyrimme tuottamaan läpinäkyvyyttä eri vaihtoehtoihin ja kustannuksiin kaupungin päättäjille. Jos syy-seuraussuhteet ymmärretään väärin, voi päätyä tavoitteiden vastaiseen lopputulokseen. Monesti kyse on tiedostamattomista oletuksista lämmitykseen ja teknologioihin liittyen. Pyrimme valaisemaan keskustelun taustaoletuksia luomalla skenaarioita ja analysoimalla edellytyksiä niiden toteutukselle. Samalla havainnollistamme erilaisten järjestelmien päästöjä ja kustannuksia.

2.1 Sähköllä lämmittämisen mielikuva ja todellisuus

Energian kysynnän vaihtelusta syntyvä haaste koskee myös sähköjärjestelmää, mutta sen mittaluokka on erilainen. Sähkön kulutus vaihtelee järjestelmätasolla niin, että pahimmilla pakkasilla kysyntä voi kaksin- tai kolminkertaistua kesään nähden. Lämmitysjärjestelmässä lämmön kysyntä kymmenkertastuu kesän ja talven välillä. Kaupunkien lämmitys on siksi sähköverkolle erittäin huonolaatuista kuormaa.

Sähkön alkuperätakuujärjestelmä mahdollistaa halutun sähkön tuotantojakeen hankinnan vuosieriana. Tuulisähköä voi siis hankkia lämmitykseen koville pakkasille, mutta energijärjestelmä ei sitä teknisesti tuota kysyntää vastaavasti. Sähkö on tuotettava juuri kulutushetkellä. Huipputuotannon osalta alkuperätakuu ei vähennä päästöjä, vaan jakaa ne uudelleen. Epätäydelliseen järjestelmään on päädytty, koska olisi kirjanpidollinen painajainen seurata tuotannon ja kulutuksen kytkentää tunti-tasolla.

Sähkön alkuperätakuujärjestelmän avulla luodaan tärkeä markkinahinta uusiutuvan sähkön tuottamisesta, mutta se myös mahdollistaa päästöjen siirron energijärjestelmän sisällä asiakkaalta toiselle. Lisäksi se parantaa hieman väärin perustein sähköllä lämmittämiseen liittyvää positiivista mielikuvaa.

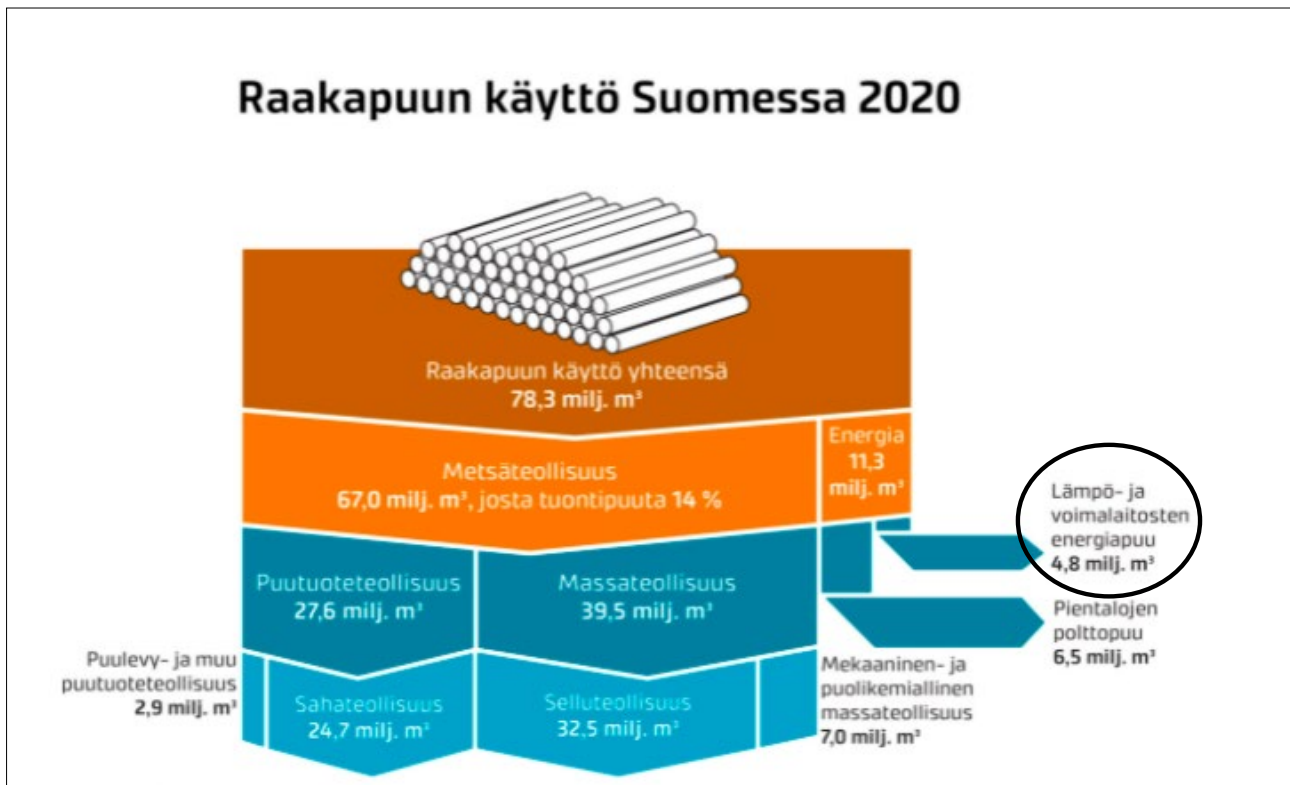
2.2 Biomassan kestävyys energiakäytössä

Biomassan poltto on lähtökohtaisesti ilmastoneutraali tapa tuottaa energiaa. Biomassoissa on kuitenkin eroja. Joidenkin laatuojen käyttö on ongelmallista, toisissa taas voi syntyä haittaa sekä ilmastolle että luonnon monimuotoisuudelle. Biomassan päästöttömyys perustuu siihen, että käytetty biomassa sitoo elämänsä aikana yhtä paljon hiilidioksidia, kuin siitä vapautuu poltossa. Toisaalta hiili vapautuu ilmakehään poltettaessa vuosiksi, ennen kuin se jälleen sitoutuu.

Hyvä mittari puun polton kestävyydelle on se, mitä puulle tehtäisiin energiakäytön sijaan. Esimerkiksi metsäteollisuuden kuorijätteelle on yritetty keksiä kilpailukykyisiä käyttökohteita, mutta niitä ei juuri ole. Se siis hajoaishi nopeasti ilmakehään hiilidioksidiksi joka tapauksessa, jos se jätettäisiin maahan lahoamaan. Toisaalta esimerkiksi tukkipuulle on arvokasta muuta käyttöä, jossa hiili sitoutuu rakenteisiin pitkäksi aikaa. Tällaisen puun polttaminen ei olisi hiilineutraalia.

Biomassan käyttö ei saa vauhdittaa nielujen heikkenemistä tai vähentää biodiversiteettiä. Käytännössä se tarkoittaa, että puuta ei tule voimalaitokselle esimerkiksi vanhoista metsistä tai luonnon monimuotoisuuden kannalta tärkeiltä alueilta, eikä puun energiakäyttö ole pois pidemmälle jalostetuista tuotteista. Tämä asettaa yhtiöille haasteen yhä tarkemmista toimintamalleista puun hankinnassa ja lähteiden raportoinnista. Suomen metsien sertifiointin taso on korkea, mikä helpottaa seurannan kehittämistä.

Riski merkittävästi epäsuotuisasta kehityksestä Suomen metsien ekologiassa erityisesti lisääntyvän energiakäytön vuoksi vaikuttaa maltilliselta. Vuonna 2020 vain 6 % raakapuuvirroista ohjautui voimalaitoksille. Määrä on nykyisellään pienempi kuin pientalojen polttopuun käyttö. Riskeistä puhuttaessa on huomattava ero Suomen ja vaikkapa EU:n välillä. Suomessa biomassalla on roolia verraten suuren metsätalouden kautta.



KUVA 3: Raakapuun käyttö Suomessa (LUKE 27.5.2021).

Biomassan kestävässä käytössä on riskien ohella myös suuri mahdollisuus ilmastonmuutoksen vastaisessa taistelussa, koska siinä on harvinainen potentiaali negatiivisille päästöille. Mikäli käytetään hiilineutraalia tai lähes hiilineutraalia bioenergiaa polttoaineena ja otetaan hiilidioksidi piipun päästä talteen, energiantuotanto voi olla hiilinegatiivista. Tällöin metsä kaappaa hiilidioksidia ilmakehästä, joka otetaan voimalaitoksella talteen ja varastoidaan. Puun sitoma hiilidioksidi ei missään vaiheessa vapaudu takaisin ilmakehään, vaan prosessi toimii kokonaisuudessaan mittavana hiilinieluna.

Hallitustenvälisen ilmastonmuutospaneelin (IPCC:n) skenaarioissa bioenergian hiilidioksidin talteenotolla, Bio Energy Carbon Capture and Storage (BECCS), on nähty huomattavaakin osuutta hiilidioksidin määrän rajoittamiseen. Ilman nettonegatiivisia päästöjä ei IPCC:n mukaan ole todennäköisesti mahdollista välttyä ilmastonmuutoksen katastrofaalisiksi määritellyiltä vaikutuksilta.

Kun tavoitteena on osallistua vaikuttavasti toimiin ilmastonmuutosta vastaan, kielen käytöllä luotuja rajoitteita ei pidä kritiikittä hyväksyä, jos ne haittaavat tavoitteeseen pääsyä. "Uusiutuva", "polttopa" ja "fossiilinen" ovat kaikki hyödyllisiä konsepteja asioista keskustellessa. **Mutta todelliset nettopäästöt lopulta ratkaisevat. Kaikki polttovapaa energia ei ole uusiutuvaa, eikä kaikki poltto ole fossiilista. On siis aina pyrittävä ratkaisuihin, jotka johtavat negatiivisiin nettopäästöihin.**

Kaikilla energiantuottajilla on nyt ja tulevaisuudessa tilanteita, jolloin biomassan käyttö lämmityksessä on polttovapaata tuotantoa kestävämpää, esimerkiksi silloin kun korvataan sähkön käyttöä kovalla pakkasella (kts. kpl 9) tai BECCS-tekniikalla.

On myös tilanteita, jolloin polttovapaa vaihtoehto on parempi; esimerkiksi sähkön käyttö biomassan sijaan tuulivoiman ylituotantotilanteessa. Lisäksi näiden vaihtoehtojen paremmuuteen vaikuttavat hetkittäin ja pitkällä tähtäimellä lukemattomat tekijät, kuten rajallisten resurssien suuntaaminen kaikkiin vaikuttavimpiin keinoihin ilmastotyössä.

3 Tavoitevuosi 2040

Suunnitelmalle valitaan kiintopisteiksi Tampereen sitoumus hiilineutraaliudesta vuonna 2030 sekä Suomen tavoite hiilineutraaliudesta vuonna 2035 ja hiilinegatiivisuudesta nopeasti tämän jälkeen. Hyvä polttoon perustumattoman ja hiilinegatiivisen suunnitelman tavoitevuosi on näin ollen 2040.

Voidaan perustellusti olettaa, että 2030-luvulla poliittinen ohjaus johtaa investointeihin vaiheittain. Jos tavoite otetaan liian pitkälle tulevaisuuteen, menetetään uskottavuutta, eikä huomioida ilmastohaasteen kiireellisyyttä. Selvityksen keskeisimmille skenaarioille ("skenaario X" ja "skenaario BECCS") on laadittu vuosittaiset askeleet haluttuun lopputilaan pääsemiseksi.

Tavoitevuosi pohjautuu pääosin nykyteknologiaan. Selvitykseen tuodaan rajoitetusti mukaan myös vaihtoehtoja, joissa on mukana astetta spekulatiivisempia teknologioita. Olisi houkuttelevaa, mutta epäuskottavaa ratkaista ongelma prototyyppiasteella olevalla teknologialla.

Työn tavoitteena ei ole luoda täydellisen optimoitua kehityspolkua vuoteen 2040, vaan lisätä lukijan ymmärrystä nykyisistä haasteista siirtymälle. Liian spekulatiivisen teknologian hyödyntäminen skenaarioissa ei edesauttaisi tätä. Suunnitelmia päivitetään teknologioiden jatkuvasti kehittyessä.

4 Muut rajaukset

Tässä selvityksessä tarkastellaan polttoon perustumatonta ja hiilinegatiivista lämmitystä Tampereen Sähkölaitoksen näkökulmasta. Teknologioita tarkastellaan kyvyltään tuottaa vähäpäästöistä kaukolämpöä. On mahdollista, että ajaudutaan tilanteeseen, jossa kaukolämpö menettää kilpailukykynsä. Tätä vaihtoehtoa tarkastellaan yhtenä skenaariona. Muissa skenaarioissa oletetaan, että kaukolämmön kilpailukyky on hyvä, eli lämpöpumppuihin perustuvissa kaukolämpöjärjestelmissä on elementtejä, jotka tekevät siitä edullisemmän verrattuna talokohtaisiin ratkaisuihin.

Lämmön kysyntä ei ole kaupungissa vakio, kun siirrytään kohti 2040-lukua. Tärkeimmät muuttujat ovat rakennusten energiatehokkuus, kaupungin kasvu ja ilmastonmuutos. 2020-luvulla rakennetut uudet asuinrakennukset ovat tilavuuteen nähden lähes tuplasti energiatehokkaampia kuin 1990-luvun rakennukset. Tampere kasvaa yli prosentin vuosivauhtia, mutta energiatehokkuus paranee huomattavasti nopeammin. Tämän lisäksi lämpenevä ilmasto vähentää lämmityksen tarvetta.

Näiden muuttujien lisäksi kaukolämmön kysyntään vaikuttaa markkinaosuus. Osa nykyään kaukolämmitetyistä rakennuksista siirtynee talokohtaisiin lämpöpumppuihin. Näiden kaikkien tekijöiden summana kaupungin kaukolämmityksen tarve on vuonna 2040 pienempi kuin vuonna 2020. Tämä on huomioitu skenaarioissa parhaiden käytössä olevien ennusteiden mukaisesti ja niissä on huomioitu toimenpiteet energiatehokkuuden edistämiseksi.

5 Teknologiat

Tässä selvityksessä arvioidaan eri teknologioita kolmesta näkökulmasta: potentiaali, kustannus ja saatavuus. Tämän jaottelun tavoitteena on ensisijaisesti avata teknologioiden ”hyvyyden” ulottuvuuksia, jotta niihin voidaan jatkokeskusteluissa pureutua. On eri asia kritisoida teknologian päästövähennyspotentiaalia tai hintaa. Hieman korkea kustannus ei ole ylittämätön este, päästövähennyksellä on aina jokin hinta.

Lämpöpumppujen suhteen filosofia eroaa joistain selvityksistä siten, että pyrimme ensin löytämään lämpöpumppujen todellisen teknisen potentiaalin. Pumppuja ei voi lisätä järjestelmään tarpeen mukaan, vaan sitä rajoittavat monet asiat, kuten teolliseen lämmöntuotantoon soveltuvat lämmönlähteet talvella.

Päästövähennyspotentiaalilla tarkoitetaan teknologian päästövaikutusta, mikäli teknologia otettaisiin laajasti käyttöön. Esimerkiksi kaupungin kokoinen energiavarasto ei itsessään vähennä päästöjä lainkaan, mutta mahdollistaa muiden teknologioiden tehokkaamman käytön. Niin ikään, jos teknologiasta saadaan lämpöä vain kesällä, sen päästövähennyspotentiaali on pieni. Kaupungin lämmittäminen päästöttömästi kesällä ei ole vaikeaa.

Päästövähennyspotentiaali:

- 4 = voisi yksinään ratkaista hiilineutraalin lämmityksen ongelman
- 3 = suuri
- 2 = kohtalainen
- 1 = pieni

Kustannuksilla tarkoitetaan investointi- ja käyttökustannuksia yhteensä. Arvion tekeminen on haastavaa, koska kustannukset nyt ja kymmenen vuoden päästä ovat erilaiset. Selvityksen tavoitteena on lisätä ymmärrystä hiilinegatiiviseen yhteiskuntaan siirtymisen esteistä tänään. Kustannustaso tänään on oleellisempi vertailutaso kuin spekulatiivinen kustannustaso tulevaisuudessa. Joitain spekulatiivisia teknologioita työssä on tarkasteltu, kun on tärkeää selvittää, miksi ratkaisu ei voi perustua siihen nykyisen tiedon valossa.

Kustannus:

- 4 = mahdollistaa kaukolämmön hinnan laskemisen
- 3 = mahdollistaa kaukolämmön hinnan pitämisen ennallaan
- 2 = pakottaa nostamaan kaukolämmön hintaa
- 1 = merkittävästi kalliimpi kuin asiakkaiden vaihtoehtoiset lämmitysmuodot

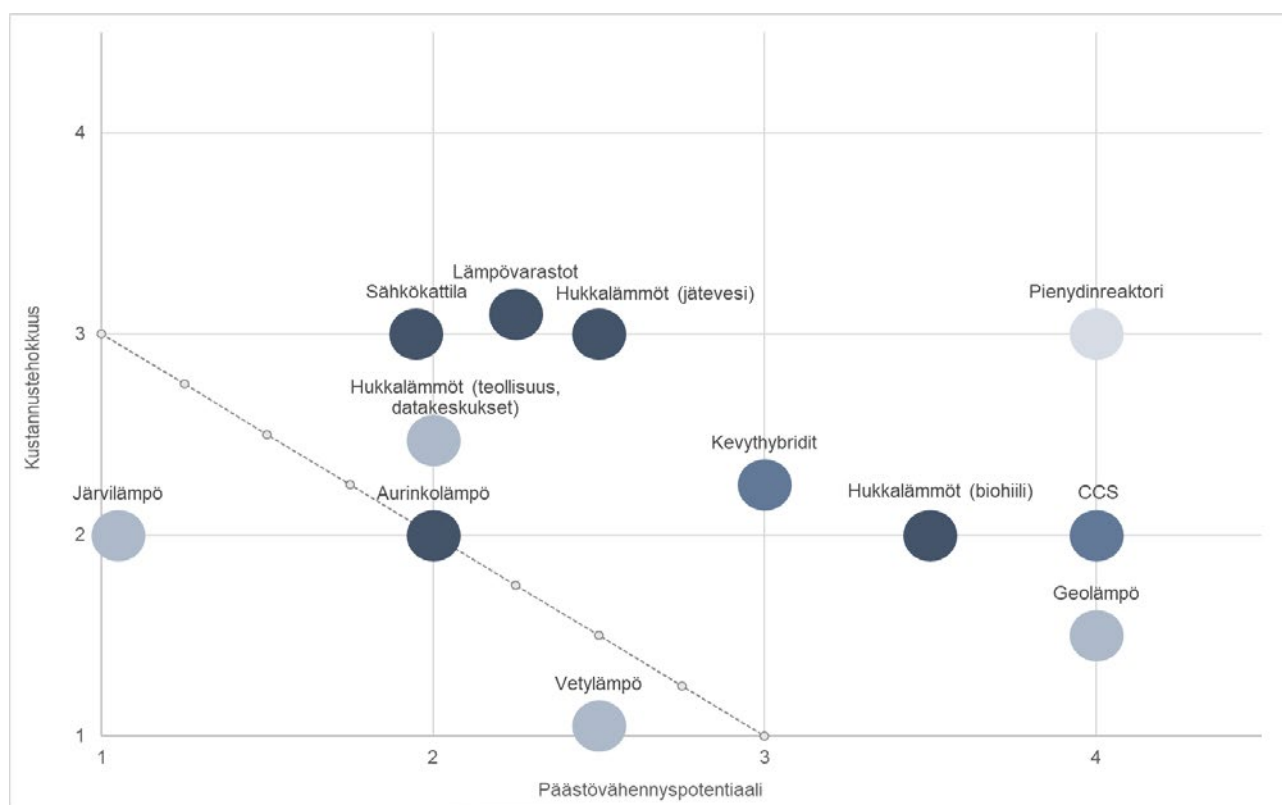
Saatavuudella tarkoitetaan Tampereen Sähkölaitoksen kykyä vaikuttaa teknologian käyttöönottoon. Jos ratkaisua ei voi hankkia mistään, eikä Sähkölaitos voi omalla toiminnallaan merkittävästi teknologian käyttöönottoa edistää, se saa saatavuudesta arvosanan 1. Mikäli teknologia saa mistä tahansa kategoriasta arvosanan 1, sitä ei lähtökohtaisesti tarkastella tässä selvityksessä. Jatkamme erilisten teknologioiden tarkkailua ja päivitämme arviotamme vaihtoehtojen kypsyydestä jatkuvasti.

Saatavuus:

- 4 = kypsä
- 3 = aikainen käyttöönotto
- 2 = demonstraatiolaitos rakennettu
- 1 = suuri prototyyppi rakennettu

Taulukko 1: Teknologioiden kypsyystarkastelu

Teknologia	Päästövähennys- potentiaali	Kustannus- tehokkuus	Saatavuus
Järvilämpö	1	2	3
Hukkalämmöt (teollisuus, datakeskukset)	2	2	2
Aurinkolämpö	2	2	4
Lämpövarastot	2	3	4
Sähkökattila	2	3	4
Vetylämpö	3	1	2
Kevythybridit	3	2	3
Hukkalämmöt (jätevesi)	3	3	4
Geolämpö	4	2	2
Hukkalämmöt (biohiili)	4	2	3
CCS	4	2	3
Pienydinreaktori	4	3	1



KUVA 4: Yhteenvedo teknologioiden potentiaalista, kustannustehokkuudesta ja saatavuudesta. Mitä himmeämpi pallo on, sitä huonompi sen saatavuus on. Kiinnostavia teknologioita ovat pallot oikeassa yläkulmassa. Kuvaajaan on merkitty katkoviivalla raja, jonka alapuolella olevat teknologiat eivät ole riittävän kiinnostavia tarkasteltavaksi. Yksikään teknologia ei saa kustannustehokkuudeltaan arvosanaksi 4, mistä johtuen Sähkölaitos ei ole niihin vielä investoinut. Jotta pisteet eivät mene päällekkäin, osa pisteistä on siirretty hieman alla olevan taulukon mukaisista kohdista sivuun.

5.1 Lämpövarastot

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 2
- ▶ Kustannustehokkuus = 3
- ▶ Saatavuus = 4

Lämpövarasto ei itsessään tuota mitään, mutta mahdollistaa muiden ratkaisujen liittäminen lämmitysjärjestelmään ja myös sähkön varastoinnin lämmöksi. Lämpövarastoja on kokoluokasta riippuen kolmeen eri käyttötarkoitukseen: päivänsisäiseen, viikkotason ja kausivarastointiin. Lisäksi kysyntäjousto toimii käytännössä kuten lämpövarasto.

Päivänsisäiseen varastointiin hyvä ratkaisu on perinteinen eristetty terässäiliö. Lämpöhäviöt ovat mitätömät, se säätyy hyvin ja pienehköstäkin varastosta saadaan paljon hyötyä. Erityisesti hyötyä saadaan keväällä ja syksyllä, kun yön ja päivän välinen lämpötilaero on suuri. Näiden varastojen koko on Tampereen tapauksessa välillä noin 100–2 000 MWh. Näiden kustannustehokkuus on suuri (arvosana 4), mutta maksimipotentiaali pieni. Todennäköisesti tällainen rakennetaan Tampereelle lähitulevaisuudessa.

Kysyntäjousto toimii myös päivän sisäisessä säädössä. Rakennusta ei voi jättää moneksi päiväksi kylmäksi, vaan rakennuksen lämpötila pitää palauttaa normaaliksi suhteellisen nopeasti. Jos järjestelmässä on jo kaukolämpöakku, saadaan kysyntäjousta vain pientä hyötyä päivän sisäisessä säädössä. Kysyntäjousta potentiaali päästövähennemisiin on siis hyvin pieni. Tämä voi olla yllättävää, jos on perehtynyt aiheeseen julkisen keskustelun kautta.

Valtaosan vuodesta voidaan jo nyt lämmittää tänään enemmän ja huomenna vähemmän, ilman että sillä on vaikutusta päästöihin, koska lämpö otetaan kuitenkin samasta lähteestä. Älykkäiden lämmitysratkaisuiden suurin päästövähennyspotentiaali onkin siinä, että ne antavat työkalun laskea sisälämpötilaa hallitusti, mikä vaikuttaa suoraan rakennuksen energiatehokkuuteen.

Viikkotason varastointiin tarvitaan huomattavasti kookkaampi varasto, Tampereella 10 000 MWh eli 10 GWh tai enemmän. Tällaisia on rakennettu tai rakenteilla esimerkiksi Ouluun (10 GWh), Helsinkiin (Mustikkamaa 11,6 GWh) ja Vaasaan (7–9 GWh). 10 GWh lämpövarastosta voidaan ottaa lämpöä esimerkiksi viikon verran noin 60 MW teholla. 60 MW vastaa talvella lämpiminäkin hetkinä korkeintaan 20 % Tampereen kaukolämmön tarpeesta, joten mistään kausivarastosta ei voida puhua.

Tämän mittakaavan ratkaisuissa lämpöhäviöt muodostavat merkittävän kustannuksen. Varasto on houkutteleva vaihtoehto, kun tehdään sähköstä lämpöä. Sähkön hinta vaihtelee hyvinkin paljon, joten tuotannon siirtäminen viikon sisällä voi olla kannattavaa. Sähkömarkkinoilla hinta on myös hyvä indikaatio ympäristöystävällisyydestä. On lähellä totuutta sanoa, että kun sähkön markkinahinta sähköpörssissä on alhainen, se on myös päästötöntä. Viikkotason varastointia on kaikissa skenaarioissa vaihteleva määrä. Sähkölaitoksen öljyvarastoon on teknisesti mahdollista rakentaa arviolta 11 GWh lämpövarasto. Tällaisen varaston kustannustehokkuus on arvosanaltaan noin 3.

Kausivarastosta Tampereella puhuttaessa puhutaan vähintään 100 GWh varastoista. Vantaalle suunnitellaan 90 GWh:n lämpövarasto sen kustannusarvio on 75 MEUR. Tämä olisi noin puolet halvempi kuin Helenin Mustikkamaan lämpövarasto megawattituntia kohti, eli varsin tavoitteellinen. Tampereella 100 GWh riittäisi kattamaan vajaat 5 % koko vuoden lämmön tarpeesta. Kausivarastot ovat teknisesti toteutettavissa. Kustannustehokkaampi ja häviöiden vuoksi ympäristöystävällisempi tapa on kuitenkin tuottaa päästötöntä lämpöä kysynnän mukaisesti. Kustannustason kehitystä ja projekteja seurataan tarkasti, mutta potentiaali ja kustannustehokkuus ison mittakaavan lämpövarastoille on vielä arvioitu alhaiseksi.

5.2 Kevythybridit

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 3
- ▶ Kustannustehokkuus = 2
- ▶ Saatavuus = 3

Kevythybridillä tarkoitamme tapausta, jossa Tampereen Sähkölaitos investoi rakennuskohtaisiin lämpöpumppuihin ja myy lämmön asiakkaille.

Kevythybridi, jossa yhdistetään kiinteistökohtaisen lämpöpumpun ostoenergian säästöä ja kaukolämpöjärjestelmän tehonhallintakyvykkyyttä on monella tapaa käytännöllinen vaihtoehto, mutta se on myös teknologia, jonka toteuttaminen ei onnistu pelkästään Sähkölaitoksen investointipäätöksellä. Toteutus vaatii erillistä sopimusta jokaisen taloyhtiöiden ja yrityksen kanssa. Sähkölaitos voi vaikuttaa sopimusten syntyyn houkuttelevan tuotteistuksen ja aktiivisen myyntityön kautta. Lämpöpumppuja myydään Suomessa paljon suoraan asukkaille ja tämän liiketoimintamallin muuttaminen on luonnollisesti haastavaa.

Kevythybridimallissa Sähkölaitos omistaa talokohtaiset lämpöpumput, myy niiden tuottaman lämmön ja ohjaa pumppujen tuotantoa sähkön hinnan mukaan, jolloin voidaan välttää sähköjärjestelmän kuormittamista huippukulutuksen aikana. Säästö syntyy siis Sähkölaitoksen toteuttaman tuotannon ohjauksen ansiosta. Ilman kaukolämpöä toteutetun talokohtaisen pumppuratkaisun pakkassään huipputehon tarve katetaan lämpövastuksilla, eli suoralla sähkölämmityksellä, jonka käytölle ei ole vaihtoehtoa. Huippupakkasilla rakennuksen sähkönkulutus nousee jyrkästi, mikä rasittaa sähköjärjestelmää ja tuo hintariskiä asiakkaalle.

- ▶ Suomessa lämmitystarpeen piikki määrää koko sähköjärjestelmän maksimikuormituksen ja huipputuotanto tehdään todennäköisemmin fossiililla polttoaineilla huonolla hyötysuhteella. Kaukolämpöhybridillä tehon hallinta olisi mahdollista kaukolämpöverkon kautta ympäristöystävällisemmin ja vähemmän sähköjärjestelmää rasittaen.

Pumppu voi olla maalämpö-, poistoilmalämpöpumppu (PILP), ilma-vesi- tai jokin muu lämpöpumppu, joka tuottaa vain osan rakennuksen lämmitystarpeesta. Muu lämmitystarve toimitetaan kaukolämpöverkosta. Kaikkiin rakennuksiin ei voi asentaa maalämpöä, toisiin taas ei PILP:iä. Lämpöpumppujen investointikustannus on huomattava, joten ne kannattaa mitoittaa korkealle energiapleitolle mahdollisimman pienellä teholla. PILP:sta saatavan lämmitystehon rajoittajana on poistoilman virtaama, joka useimmiten on mitoituksen peruste.

Täysin polttovapaissa skenaarioissa näiden hybridien määrä on arvioitu erittäin suureksi, mutta toisin kuin muissa laitosinvestoinneissa Sähkölaitoksella ei todellisuudessa ole valtaa yksipuolisesti päättää hybridi-infrastruktuurin rakentamisesta. Liiketoimintamallia toiminnalle ei vielä ole, mutta Sähkölaitos kehittää tuotemalleja kaiken aikaa kaukolämpöstrategian mukaisesti. Tuotteeseen liittyviä kysymyksiä:

- ▶ Laitteet asennetaan asiakkaan tiloihin, miten kustannukset jaetaan?
- ▶ Hybridin sähkön hintaan lisätään arvonnalisävero, sähköverkon maksut ja sähkövero, mikä nostaa asiakkaan lämmön hintaa. Miten nämä kustannukset minimoidaan?
- ▶ Miten erilaisten lämpöpumppujen säätö ja tehonhallinta rakennetaan teknisesti?
- ▶ Rakennetaanko hybridit yksi- vai kaksisuuntaisiksi? Molemmissa on etunsa.
- ▶ Millaisia hybrideitä rakennuksiin voidaan rakentaa? Voidaanko ratkaisu monistaa ja tuotteistaa ja saada näin säästöjä, vai tarvitaanko aina merkittävästi räätälöintiä?

Kaukolämpöverkon lämpötilan laskeminen helpottaisi kaksisuuntaisten hybridiratkaisujen rakentamista. Lämpöpumput toimivat paremmalla hyötysuhteella, jos lämpötila on alhainen. Nykyisiä kaukolämpöputkia pitkin ei kuitenkaan saada riittävästi energiaa siirtymään alemmalla lämpötilalla. Lämpötilan lasku voi olla mahdollista, jos hajautettuja hybridejä on tasaisesti ympäri verkkoa jo niin paljon, että siirrettävä energiamäärä pienenee. Tällöin haasteena vielä on, että kaikki asiakaslaitteet on mitoitettu toimimaan nykyisillä lämpötiloilla. Jotta menolämpötilan lasku on mahdollista, suurin osa kaukolämmön alajakokeskuksista tulee uusia vastaamaan mitoitusarvoja. Asiakkaita tulisi motivoida palauttamaan mahdollisimman kylmää vettä kaukolämpöverkkoon siirtokyvyn lisäämiseksi. Toisaalta, jos hybridit suunnitellaan osaksi kokonaisjärjestelmää, verkko voi toimia myös korkeammalla lämpötilalla ilman haittaa.

Hybridit voivat tuottaa rakennuksen tarvitsemaa lämpötilaa, joka on alhaisempi kuin kaukolämpöverkon lämpötila. Tällöin hybridi ei voi olla kaksisuuntainen eli syöttää energiaa takaisin kaukolämpöverkkoon. Liian kylmä vesi häiritsee naapureiden lämmöntoimitusta. Mikäli kaksisuuntaisuutta ei tavoitella, pumput voidaan mitoittaa vastaamaan rakennuksen omaa lämmitystarvetta. Joka tapauksessa rakennuksessa olisi ylimääräistä energiaa lähinnä kesällä, ja kuten on jo todettu, ongelma ei ole kesällä lämmittäminen. On myös huomioitava, että järjestelmän on toimittava myös siirtymävaiheen kaikkina hetkinä, joten mikä tahansa muutospolku ei ole mahdollinen.

- ▶ Isot verkkoon syöttävät lämpöpumput datakeskuksista ja vedenpuhdistamolta priimataan, eli lämpötila nostetaan jollain toisella energialähteellä verkon vaatimaan lämpötilaan, ja kytketään kaukolämpöverkkoon, pienet kevythybrideihin liittyvät lämpöpumput tuottavat lähtökohtaisesti vain kyseiseen kiinteistöön.

Lämpöpumppujen kilpailukykyä kaukolämpöverkossa parantavat

- ▶ Sähköenergian hankinta ja tehon hallinta on edullisempaa keskitetysti. Talokohtaisiin lämpöpumppujärjestelmiin sähkön hintapiikit nostavat sähkön hankintakustannusta sähkön myyjien riskien hinnoittelun kautta, mutta Tampereen Sähkölaitos voi hyödyntää markkinasähköä ja monipuolista tuotantorakennettaan sähkön käytön kustannusten optimoimiseksi eri tilanteissa. Mikäli sähkötehon hallinnan todelliset kulut jakautuvat aiheuttamisperiaatteella kylmillä jaksoilla, tehonhallinnan hinta nousee toimijoilla, joilla säätökykyä ei ole.
- ▶ Sähkön siirto on isossa mittakaavassa edullisempaa kuin talokohtaisesti.
- ▶ Lämmönlähde on edullisempi ja paremmin saatavissa kaukolämmössä kuin talokohtaisessa ratkaisussa, esimerkiksi geokaivo verrattuna maalämpökaivoon. Tampereen Sähkölaitos voi sijoittaa geokaivon vapaammin kuin vain omalla tontilla toimiva taloyhtiö.
- ▶ Kaukolämpöverkon lämpötilan lasku nostaa kaukolämpöverkossa olevan lämpöpumpun hyötysuhdetta lähemmäs talokohtaista järjestelmää.

5.3 Aurinkolämpö

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 2
- ▶ Kustannustehokkuus = 2
- ▶ Saatavuus = 4

Aurinkolämpöä on lisätty skenaarioihin noin 30 MW malliksi, koska pieninä määrinä tämä lienee edullista kesätuotantoa. Teknisesti ei ole ongelma lisätä aurinkolämpöä järjestelmään jopa satoja megawatteja, kunhan sen tuotto tasataan riittävän isolla lämpövarastolla. Ongelma tulee tuotannon käänteisestä saatavuudesta tarpeeseen nähden. Kesällä lämmittäminen on muutenkin helppoa ja kausivarastointi on kallista ja hukkaa merkittävän osan varastoidusta lämmöstä vuoden aikana.

Maa kaukolämpöverkon varrella on yleensä arvokasta, joten aurinkolämpökenttiä varten tarvittaisiin joko erikseen lisää verkkoa tai peltoasennuksia kalliimpia ratkaisuja. Kattoasennuksissa puolestaan aurinkolämpö kilpailee aurinkosähkön kanssa ja nykysuunta näyttää siltä, että kattopaikat vie enemmän aurinkosähkö. Ison mittakaavan aurinkolämpö ei tuo järjestelmään mitään, mitä ei jollain toisella tuotantomuodolla hoidettaisi yhtä vähäpäästöisesti, mutta kustannustehokkaammin.

5.4 Sähkökattila

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 2
- ▶ Kustannustehokkuus = 3
- ▶ Saatavuus = 4

Lämpöpumppuja ei voi lisätä kaukolämpöjärjestelmään rajattomasti. Lämpöpumppu ottaa lämpöä ympäristöstään, ja Tampereen lämmittämisen mittakaavassa tällaisia lämmönlähteitä ei yksinkertaisesti ole talvella tarjolla (kts. kohdat 5.6, 5.8 ja 5.11). Jos lämpöä halutaan tehdä sähköstä, saadaan sähkökattilasta paljon tehoa suhteellisen halvalla. Sähkökattila on käytännössä jättimäinen vedenkeitin. Sähkökattilan kanssa ratkaistavaksi ongelmaksi muodostuu sähköverkon riittävyys. Poltto- ja paassa järjestelmässä sähkökattiloita tarvitaan suurin piirtein yhtä paljon kuin huippukulutusta ja häiriötilanteita varten rakennettu kaasu- ja öljykattilakapasiteetti on tällä hetkellä, jotta riittävä teho voidaan varmistaa.

Täysin polttovapaassa skenaariossa sähkökattilateho on 350 MW, tällöin varateho rikkoutumisten varalle otetaan edelleen fossiilisista. 350 MW on yhtä paljon kuin koko Tampereen nykyinen sähkönkulutus talvipakkasilla. Tällä ratkaisulla Tampereen kaupungin sähkötehon tarve siis kaksinkertaistuisi. Teknisesti vaaditaan uusia erillisiä kantaverkkoyhteyksiä sähkökattiloille. Kantaverkon investoinnit olisivat luokkaa 100–200 miljoonaa euroa. Tämä on merkittävä, mutta ei ylitsepäsemätön kustannus. Uudet kantaverkkoyhteydet voivat palvella Suomen sähköistymistä yleisemminkin. Kantaverkkoyhtiö Fingrid kerää kustannuksen käyttäjiltä kulutusmaksuina, jotka siirtyvät loppuasiakkaiden sähkönsiirtohintoihin.

Sähkökattilan hyötysuhde on lämpöpumppuun verrattuna huono ja ilman varastointia tarve osuu hetkittäin yhteen alhaisen tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon kanssa. Tämä siis kasvattaa kustannuksia, päästöjä ja vaikeuttaa sähköverkon tehonhallintaa. Tarvitaan siis suuri lämpövarasto, jotta sähkökattilatehoa voidaan optimoida viikon sisällä. Kaupungin lämmitys ei ole aidosti ilmastoneutraali pelkän sähkölämmityksen varassa johtuen sähkön huipputuotannon päästöistä, joten potentiaali on vain kohtalainen. Kustannustekijänä vanhat pelletti-, kaasu- ja öljykattilat toimivat varalaitoksina epäkäytettävyyden ja sähköjärjestelmän häiriöiden ja kulutushuippujen varalta, jolloin tarvittava lisäsähkö tuotetaan fossiilisilla polttoaineilla.

5.5 Geolämpö

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 4
- ▶ Kustannustehokkuus = 2
- ▶ Saatavuus = 2

Geolämmön toimintaperiaate on yksinkertainen. Porataan kallioon reikä, jonka läpi kierrätetään kylmää vettä. Vesi lämpenee ja kallio kylmenee. Pinnalla lämpö otetaan talteen ja vesi palautetaan uudelleen kiertoon. Geolämmön kustannustehokkuus riippuu paljon siitä, kuinka tuliperäisellä alueella ollaan, tarkemmin sanottuna, kuinka nopeasti kallio lämpenee alaspäin poratessa. Suomi on yksi vähiten tuliperäisiä alueita maailmassa, joten kallio lämpenee hyvin hitaasti. Tämä tarkoittaa, että porattavan reiän täytyy olla hyvin syvä, ja että lämpö palaa jäähdytettyyn kallioon hyvin hitaasti. Islannissa riittää, kun porataan matala reikä ja reiästä saadaan tulikuumaa höyryä. Suomessa joudumme poraamaan syvälle kovaan peruskallioon, jotta saadaan edes haaleaa vettä. Teoriassa maaperän lämmöllä voidaan lämmittää koko Suomi. Käytännössä tämä saattaa olla toteutettavissa huomattavasti kustannustehokkaammin ja yhtä vähäpäästöisesti jollain toisella tavalla.

Kaukolämmitykseen käytettävää geolämpöä on kahta peruslaatua, syvä ja keskisyvä geolämpö. Syvässä geolämmössä porataan reikä niin syvälle, että ylös saadaan noin 100-asteista vettä. Se kelpaa suoraan kaukolämmitykseen. Keskisyvässä geolämmössä säästetään porauskustannuksissa ja porataan vain niin syvälle kuin helposti päästään. Tällöin reiästä saadaan vain haaleaa vettä. Haalea vesi lämmitetään lämpöpumpulla kuumaksi ja kylmä vesi palautetaan kiertoon. Keskisyvässä siis säästetään porauskustannuksissa, mutta joudutaan maksamaan lämpöpumpusta ja pumpun käyttämästä sähköstä. Keskisyvä geo on kuitenkin isommassa mittakaavassa talokohtaiseen maalämpöön nähden parempi vaihtoehto paremman sähkönkulutuksen tehonhallinnan vuoksi.

Merkittävimmät epävarmuudet liittyvät geolämmön porauskustannuksiin. Keskisyvän geon tapauksessa kustannukset ja lämpötilatasot ovat varsin hyvin tiedossa, eivätkä ne näytä edullisilta suhteessa muihin vaihtoehtoihin. Syvän geon tapauksessa tuntemattomia muuttujia on enemmän. Jos yhdestä reiästä saadaan lämpötehona vain megawatin osia, lienee parempia vaihtoehtoja tarjolla. Jos yhdestä reiästä saadaan useampi megawatti tai syvälle poraaminen osoittautuu yllättävän halvaksi, voi geolämpö olla kilpailukykyinen vaihtoehto.

Mallinnuksiin on valittu geolämmön tehoksi 40 MW. Tämän verran pitäisi olla mahdollista rakentaa 2040 mennessä. Tämäkin edellyttää kymmeniä reikiä, mikä olisi nykyisellä porauskapasiteetilla paljon. Etenkin huomioiden, että jos geolämpö on kannattavaa Tampereella, on se sitä myös muualla. Toisaalta, 2040 on lähes 20 vuoden päässä ja siinä ajassa porauskapasiteettia voi kasvattaa rajustikin, jos tuotanto todetaan edulliseksi. Periaatteessa skenaarioihin voisi siis olettaa mitä tahansa ja ratkaista kaikki polttovapaan lämmityksen ongelmat sormia napsauttamalla. Nykytiedon valossa vaikuttaa kuitenkin jokseenkin epätodennäköiseltä, että syvä geolämpö Suomessa olisi halvempaa kuin muut lämmitysmuodot. Sähkölaitos näkee syvän geolämmön mahdollisuutena, jota tutkitaan aktiivisesti, mutta emme voi hyvällä omallatunnolla laittaa koko polttovapaan skenaarion tulevaisuutta sen varaan. Skenaarioissa on oletettu, että geolämpö osoittautuu edulliseksi lämmöntuotantomuodoksi. Jos tämä oletus ei pidä paikkaansa, kannattaa päästötön lämpö tuottaa jollain muulla tavalla.

5.6 Hukkalämmöt

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 3
- ▶ Kustannustehokkuus = 2
- ▶ Saatavuus = 3

Tampereella on pyritty aktiivisesti tunnistamaan erilaisia hukkalämmönlähteitä. Selvityksiä tehtäessä on kuitenkin usein osoittautunut, että asiakas voi hyödyntää löydetty hukkalämmöt oman kuluksensa pienentämiseen. Tämähän on hieno asia, mutta tarkoittaa, että Sähkölaitoksella on varsin rajalliset mahdollisuudet rakentaa polttovapaata skenaariotaan hukkalämmön varaan. Tunnistettuja lämmönlähteitä ovat esimerkiksi Takon tehdas (4 MW, ei saatavilla, käyttävät oman lämmöntarpeensa pienentämiseen), datakeskus (1,3 MW, osa ehkä saatavilla, mutta kesäpainotteisesti) ja biohiilen tuotanto (0,5 MW, otetaan jo talteen). Jäteveden hukkalämpö on käsitelty kohdassa 5.8. Lisäksi hukkalämmön talteenottoja suunniteltaessa on otettava huomioon se hukkalämmön hankkijan kannalta ikävä tosiasia, että jos varsinainen tuotantoprosessi loppuu tai muuttuu energiatehokkaammaksi, loppuu myös hukkalämmön saanti.

Hyödynnettävissä olevia lämmönlähteitä on siis löydettävä joko merkittävästi lisää tai nykyisiä kasvatettava. Pienen kokoluokan lämmönlähteitä olisivat esimerkiksi jäähallit ja kauppojen kylmäjärjestelmät. Kokoluokka näissä on kuitenkin sen verran pieni, että ne voidaan käyttää oman tarpeen pienentämiseen. Esimerkiksi UROS LIVE -areenalla otetaan talteen jäähdytyksen lämmöt, jotka parhaimmillaankin kattavat joitain kymmeniä prosentteja kyseisen areenan lämmöntarpeesta.

Tampereen Sähkölaitos on erittäin kiinnostunut kuulemaan kaikista uusista hukkalämmön hyödyntämisen mahdollisuuksista. Seuraavissa kappaleissa käsitellään erikseen vielä biohiilen valmistukseen, jäteveden lämpöön ja mahdolliseen vedyn tuotantoon Tampereella liittyvät hukkalämmöt.

5.7 Biohiili

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 4
- ▶ Kustannustehokkuus = 2
- ▶ Saatavuus = 3

Biohiiltä tuotetaan kuumentamalla biomassaa, kuten haketta, matalissa happipitoisuuksissa. Tällöin biomassan haihtuvat aineet poistuvat, jättäen jäljelle pääasiassa hiilipitoiset yhdisteet. Biohiilellä on pitkä käyttöhistoria maanparannusaineena ja sitä on tutkittu potentiaalisena keinona sitoa hiiltä maaperään jopa sadoiksi vuosiksi.

Joihinkin skenaarioihin on oletettu biohiilen valmistuksen merkittävää kasvua Tampereella. Tämä olisi hiilineutraalia lämpöä, jonka tuottamisen yhteydessä valmistetaan biohiilituote, joka on hyvin stabiili. Lähes pysyvä hiilen sitominen huomioidaan päästökaupan ulkopuolella toteutuvaksi hiilen sidonnaksi PURO Earth -markkinalla. Sidonta rinnastetaan hiilen poltossa vapautuvaan hiilidioksidimäärään. Biohiilellä puun hiilipitoisuudesta osa poistetaan luonnollisesta hiilikierrosta ja varastoidaan hiilenä.

Biohiilen toteutuminen näin suurena vaatii merkittävää poliittista ohjausta, jotta biohiilen kysyntä kasvaa ja hiilen sidonnasta saisi päästömarkkinahinnan. Toistaiseksi biohiilen kysyntää rajoittaa sen melko korkea hinta ja tarpeen kausiluonteisuus. Yksi vaihtoehto on pyrkiä tukemaan biohiilen

tuotannon lisäämistä aluksi lämmöntuotannon ja hiilensidonnan näkökulmasta ja ottaa riskiä hiilen kysynnän nousun suhteen. Tämä olisi investointikustannuksiltaan luonnollisesti kallista. Tampereen Sähkölaitos tutkii aihetta aktiivisesti.

5.8 Jäteveden hukkalämpö

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 3
- ▶ Kustannustehokkuus = 3
- ▶ Saatavuus = 4

Sulkavuoren keskuspuhdistamon hukkalämpöjen hyödyntämistä on selvitetty perusteellisesti. Potentiaali olisi noin 18 MW. Tämä on mukana suunnitelmassa, vaikka on kallis nykyiseen pitkän tähtäimen suunnitelmaan (PTS) verrattuna. Monissa muissa kaupungeissa jäteveden lämpö otetaan jo talteen. Muissa kaupungissa olosuhteet ovat kuitenkin suotuisimmat. Tampereella jätevedenpuhdistamo sijaitsee kaukolämpöverkkoon nähden huonossa paikassa, pullonkaulojen väärällä puolella, kaukana priimaavista (veden lämpötila nosto toisella laitoksella kaukolämpöverkon vaatimalle tasolle) laitoksista ja voimalaitosten sähköverkoista, mikä tuo sähkön siirtoon kustannusta. Jätevesilämpöpumppu on kuitenkin verraten kustannustehokas vaihtoehto, joka on 2040 mennessä toteutettavissa, mikäli toimintaympäristö muuttuu nykyisestä.

5.9 Vetylämpö

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 3
- ▶ Kustannustehokkuus = 1
- ▶ Saatavuus = 2

Viime vuosina keskustelu vetytaloudesta ratkaisuna ilmastonmuutokseen on kiihtynyt. Vety tulee olemaan voimakkaasti kasvavassa roolissa, koska teollisuuden hiilineutraaliksi rakentaminen edellyttää suuria määriä vetyä. Mittakaavan täytyykin olla valtava, verrannollinen nykyiseen globaaliin fossiiliteollisuuteen. Vetylämpöä voi ajatella olevan kahta laatua, joko vedyn valmistuksessa syntyvää hukkalämpöä tai vedyn polttamista lämmöksi. Vety palaa hapen kanssa puhtaaksi vedeksi, joten se on täysin hiilineutraalia, olettaen, että vedyn tuotanto on ollut hiilineutraalia.

Esimerkki mittakaavasta vedyn valmistuksessa on kuvitteellinen "gigatehdas", joka valmistaa alkuvaiheessa 60 ydinreaktoria (600 MW lämpöteho, noin 25 % Olkiluoto 1 reaktorista), jotka valmistaisivat vetyä. Tällainen megakompleksi voisi valmistaa vuodessa noin 128 TWh vetyä. Tämä vastaisi noin 2,8 % Euroopan vuotuisesta maakaasun kulutuksesta (4510 TWh alemmassa lämpöarvossa vuonna 2018). Koko maakaasun käytön korvaamiseksi tarvittaisiin siis 2143 ydinreaktoria. Jos haluttaisiin tämän lisäksi korvata myös kivihillen ja öljyn käyttö, tarvittaisiin 7471 ydinreaktoria Eurooppaan. Esimerkiksi Saudi-Arabiassa myös aurinkosähkö saattaisi olla kiinnostava energialähde vedylle.

Tietenkään fossiilisia ei korvata suoraan yksi yhteen vedyllä, paljon järkevämpää on korvata mahdollisimman suuri osa tarpeesta sähköllä ja energiatehokkuuden kasvattamisella. Olisi epärationaalista valmistaa ensin vetyä häviöineen ja sen jälkeen polttaa se takaisin sähköksi häviöineen. Tämän kokoluokkia hahmotavan ajatusleikin tarkoitus on taustoittaa, miksi emme näe vetylämpöä ratkaisuna Tampereella vuonna 2040. Vetyä ei todennäköisesti tuoteta paikallisesti tuulivoiman mukana, vaan keskitetysti ja teollisesti.

Erittäin kallis vedyntuotantolaitteisto ei voi toimia vain 40 % vuodesta, silloin kun tuulee. Vedystä tulee globaali hyödyke, ja tuotanto sijoittuu sinne, missä se on halvinta. On mahdollista, että vedyn valmistuksesta Tampereella tulee kannattavaa. Näin voisi tapahtua esimerkiksi voimakkaan poliittisen ohjauksen seurauksena. Tällöin Tampereen Sähkölaitos hyödyntäisi saatavat hukkalämmöt täysin varmasti. Tätä ei kuitenkaan pidetty riittävän todennäköisenä, että sitä olisi skenaarioihin mallinnettu.

Vety on liian kallista tuottaa, että sitä olisi järkevää polttaa lämmöksi. Pelletti-, bioöljy-, biokaasu-, sähkökattilat ja poikkeustapauksissa todennäköisesti fossiilista maakaasua polttavat kattilat ovat ilmastomuutoksen kannalta parempi vaihtoehto, koska vedyn avulla on mahdollista toteuttaa oleellisesti resurssitehokkaampia ja teknisesti haastavampia päästövähennyksiä muissa teollisissa prosesseissa, kuten teräs- ja kemianteollisuudessa tai liikenteessä sähköautojen rinnalla. Energiateollisuudessa on muita resurssitehokkaampia, hiilineutraaleja vaihtoehtoja tarjolla.

Synteettinen metaani on myös yksi esitetyistä ratkaisuvaihtoehdoista. Sen valmistukseen tarvitaan kuitenkin puhdasta vetyä, joten sen hyödyntämiseen pätevät kaikki vedyn tuotantoon liittyvät kustannushaasteet, joten sekin on jätetty tarkastelusta pois.

5.10 Pienydinreaktori

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 4
- ▶ Kustannustehokkuus = 3
- ▶ Saatavuus = 1

Ydinvoima on polttovapaata ja hiilineutraalia lämpöä. Sitä on myös rakennettavissa tiiviiseen tilaan ihan niin paljon kuin sitä tarvitaan. Sen päästövähennyspotentiaali on siis suuri. Ydinkaukolämmön kustannuksista on esitetty monia erilaisia arvioita, mutta suurimmatkin arviot ovat varsin kohtuullisia verrattuna muihin saman potentiaalisiin vaihtoehtoihin. Kustannustasokin siis lienee hyvä. Pienydinreaktorin saatavuus on kuitenkin monella tapaa huono. Ensinnäkään sellaista ei tällä hetkellä voi hankkia mistään.

Maailmalla kehitellään monenlaisia prototyyppisiä, mutta näitä saattaisi olla kaupallisesti saatavilla todennäköisesti aikaisintaan 2030-luvulla. Tällaisen reaktorin turvallisuus pitäisi pystyä osoittamaan Suomen viranomaisille riittävän vedenpitävästi ennen kuin sellaisen hankintaa voi edes suunnitella. Tämän jälkeen tarvittaisiin reaktorille poliittinen hyväksyntä. Tämän kaiken toteutuminen 2040 mennessä edellyttäisi paljon Tampereen Sähkölaitoksesta riippumattomia muutoksia toimintaympäristössä, joten emme voi hyvällä omallatunnolla ottaa tätä skenaarioidemme perustaksi.

5.11 Järvilämpö ja ilma-vesilämpöpumput

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 1
- ▶ Kustannustehokkuus = 2
- ▶ Saatavuus = 3

Näsijärveä lämmönlähteenä hyödyntävää lämpöpumppua on Tampereella esitetty esimerkiksi Hiedanrannan lämmityksen vaihtoehdoksi. Helsingin lämmitykseen on myös esitetty merivesilämpöpumppua. Esimerkiksi Tukholmassahan tällainen jo on. Helsingin tapauksessa matala merivesi tekee

vaihtoehdosta huomattavasti Tukholmaa kalliimman toteuttaa. Tampereella nämä ongelmat ovat vielä oleellisesti suuremmat. Jotta tämän teknologian potentiaaliin voitaisiin vastata lukijaa tyydyttävästi, on järvilämmön potentiaalista kappaleessa 5.11.1 tarkempi analyysi.

Järvilämmön lisäksi lämmönlähteenä voisi käyttää ilmaa. Fortum suunnittelee 20 MW ilma-vesilämpöpumpua Keravalle. Tämä on melko hyvin vertailukelpoinen järvilämmön kanssa, eli ratkaisu lämmittämiseen keväällä, kesällä ja syksyllä, ei niinkään talvella. Lämpöpumpun hyötysuhde voisi olla kohtuullinen, kun lämpötila on nollan yläpuolella. Pakkasen kiristyessä hyötysuhde heikkenee kohti sähkökattilaa, ja lopulta pumppu ei enää kykene toimimaan. Tällainen ratkaisu voi tulla Tampereella kyseeseen, jos muita lämpöpumppuratkaisuita, erityisesti talokohtaisia hybrideitä, joissa hyötysuhde olisi parempi, ei saada toimimaan. Lisäksi vaatimuksena lienee, että CCS-ratkaisut eivät menesty. Koska jos ne menestyvät, lämpimään vuodenaikaan lämmittäminen on Tampereella jo ratkaistu.

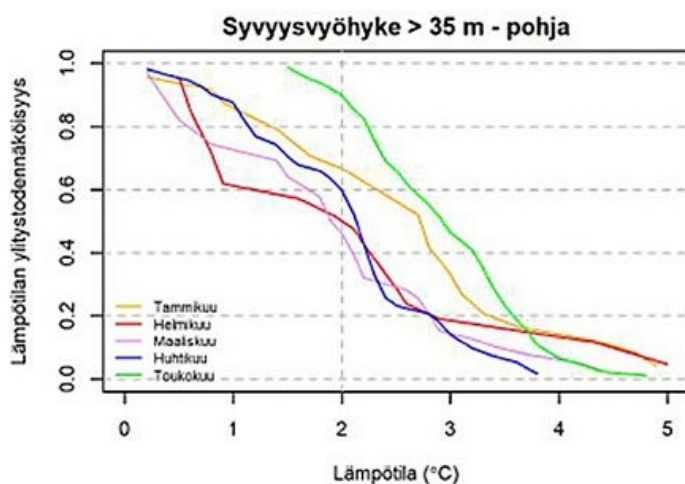
Molemmat ratkaisut eroavat oleellisesti merivesilämpöpumpusta siinä, että niiden käytettävyys on huono lämmityskaudella, eli juuri silloin kun päästötöntä lämpöä eniten tarvittaisiin. Siksi niiden potentiaali on arvioitu pieneksi ja ne on rajattu selvityksen ulkopuolelle.

5.11.1 Järvilämmön talvikauden maksimipotentiaali

Energiayhtiö Helen on tutkinut meriveden soveltuvuutta lämpöpumppujen lämmönlähteeksi. Merivesi on syvempää, yleensä talvella lämpimämpää ja sitä on suurempi tilavuus käytettävissä. Lähde: <https://www.helen.fi/helen-oy/vastuullisuus/ajankohtaista/blogi/2019/merivesilampopumput>

Näsjärven syvyystiedot perustuvat tähän lähteeseen: karttatason korkeus > syvyysalueet/käyrät/pisteet (merikartta): <https://kartta.paikkatietoikkuna.fi/?lang=fi#>

Helenin kirjoituksesta löytyy todennäköisyysjakauma, jos pohjan syvyys on yli 35 m. Lisäksi sanotaan, että käytännössä tarvitaan 3-asteista vettä. Kuvaajasta nähdään, että todennäköisyys talvella niin lämpimän veden esiintymiselle on alle 10–25 %.

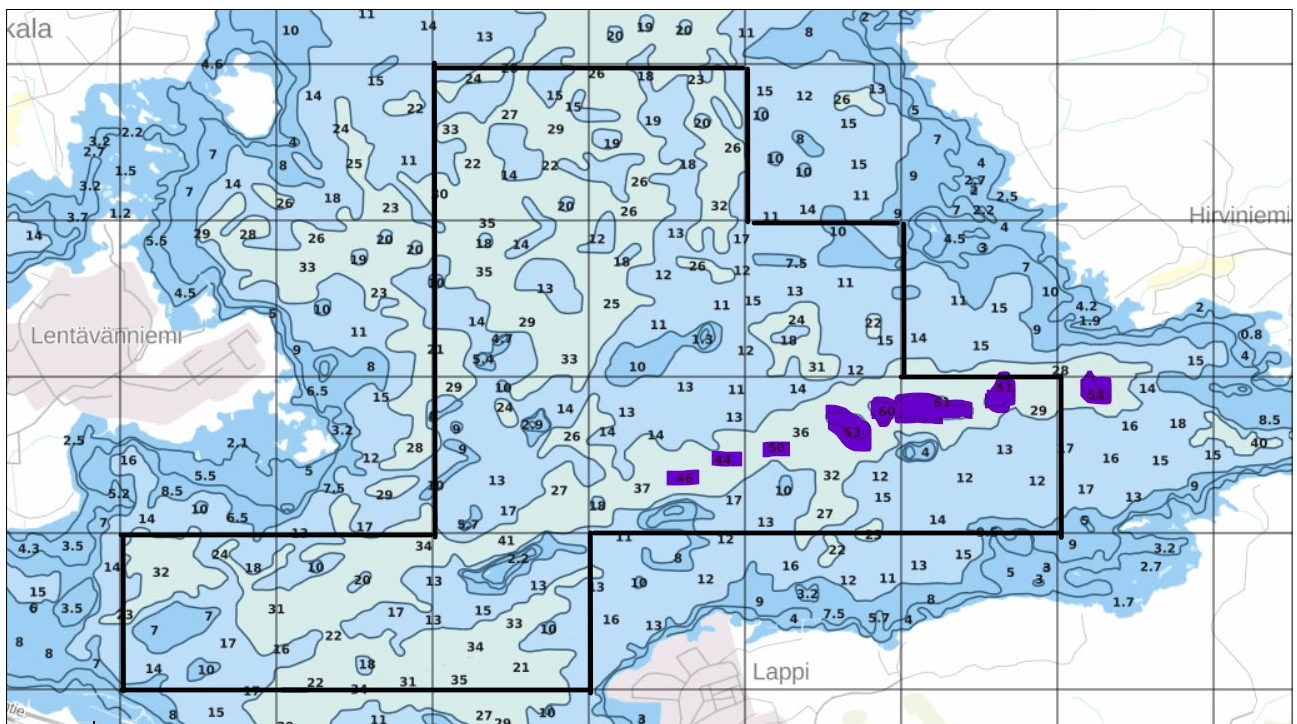


KUVA 5: Lämpötilan todennäköisyysjakauma yli 35 metrin syvydessä.

Olettaen, että Näsijärven pohja on vähintään yhtä kylmä kuin merenpohja Helsingin edustalla, saadaan tulokseksi, että järvesi ei sovellu talvella lämpöä tuottavan lämpöpumpun lämmönlähteeksi. 35 m on siis syvyys, **joka ei riitä**. Syvempiä kohtiahan kyllä löytyy, joten seuraava kysymys kuuluu, voisiko niissä olla riittävän paljon riittävän lämmintä vettä.

Kuutiossa on 1000 kg vettä, ominaislämpökapasiteetti on 4,2 kJ/kg°C. Oletetaan, että vesi jäähtyy lämmönvaihtimessa 2 °C (optimistinen oletus), joten kuutiossa vettä on energiaa 8,4 MJ. Tämän lämmönvaihtimen pitää olla joko valtava tai pakkasen puolella, mutta jäätymistä ei saa kuitenkaan tapahtua.

Jos oletetaan, että rakennetaan 100 MW pumppu, tarvitaan vettä noin 12 m³/s. Talven aikana (4 kk) kuluu 120 päivän aikana noin 120 miljoonaa kuutiota. Jos syvänteeseen ei virtaa jostain lisää lämmintä vettä, tarvittaisiin 10 metriä paksu (koska ylempänä on liian kylmää vettä) vesipatja, jonka pinta-ala olisi 12 neliökilometriä, eli 3,5 km * 3,5 km.



KUVA 6: Jos oletetaan, että Helsingin edustan meriveden olosuhteet pätevät, violetilla värjätyt alueet ovat ne, joista saattaisi löytyä tarpeeksi lämmintä vettä. Mustilla paksuilla viivoilla on 1 km x 1 km ruudukkoon merkitty 12 km² alue.

Ilman jatkuvaa lämpimän veden virtausta talvella tarvitaan siis 12 km² alue, joka on 10 metriä paksu ja täynnä vähintään 3-asteista vettä, jotta voidaan tuottaa 4 kk lämpöä 100 MW teholla. Tällä perusteella voitaneen sanoa, että 100 MW lämpöpumppua ei voi Näsijärveen asentaa. Syvänteiden pinta-ala vaikuttaisi olevan noin 0,3 km², joten jatkuvaa tehoa talvella voisi saada noin 2,5 MW. Tähänkin sisältyy merkittäviä epävarmuuksia.

Alle 10 MW tehoinenkin laitos voi olla taktisella tasolla kiinnostava, mutta tämän mittakaavan mallinnuksessa pienet, epävarmat ratkaisut kannattaa niputtaa. Näitä pieniä ratkaisuja on huomioitu skenaarioissa "hukkalämmöt" ja "lämpöpumput taloissa" kategorioissa, joten tämän ratkaisun lisääminen kuvaajiin erikseen ei tuo lisäarvoa isoon kuvaan.

5.13 CCS eli hiilidioksidin talteenotto

- ▶ Päästövähennyspotentiaali = 4
- ▶ Kustannustehokkuus = 2
- ▶ Saatavuus = 3

Hiilidioksidin talteenoton eli CCS:n (Carbon Capture and Storage) hinnaksi on arvioitu 110 €/t (kts. kappale 6.4). Bioenergian hiilidioksidin talteenottoa (BECCS, Bioenergy with Carbon Capture and Storage) tarvitaan joka tapauksessa IPCC:n mukaan, jotta katastrofaaliselta ilmastonmuutokselta voidaan välttyä.

Ruotsissa ja Norjassa on lähdetty edistämään vauhdilla CCS:ää ja pilotointikokeet ovat olleet kummassakin kohteessa onnistuneita. Kappaleesta 9.6 löytyy tarkemmin vertailukaupunkien CCS-suunnitelmat.

Oletukset biovoimaan lisätyn hiilidioksidin talteenoton kilpailukyvyistä suhteessa maalämpöön:

- ▶ Talokohtaiset lämpöpumput eivät ole oleellisesti biomassalla tuotettua kaukolämpöä halvempia eli pientuottajan sähkön tehonhallinnan kulut ovat lähellä biomassapohjaisen lämmön muuttuvia kustannuksia. Päästöoikeuden hinta on erittäin korkea, jolloin päästöjen kompensoinnista saadaan suuret tulot. Valtiolta saadaan tukia investointeihin hiilinegatiiviseen tuotantoon, jolloin kalliin laitteiston asentaminen on mahdollista.

5.14 Teknologioiden yhdistäminen

Jotkut teknologiat toimivat huonosti yksin, mutta hyvin yhdistettynä toisen teknologian kanssa. Esimerkiksi lämpöpumput toimivat sitä paremmalla hyötysuhteella, mitä haalempaa vettä ne tuottavat. Toiset laitokset tuottavat automaattisesti kuumempaa vettä kuin mitä kaukolämpöverkko edellyttää. Yhdistelmäratkaisu lienee käyttökelpoisen vaihtoehto siirtymävaiheessa täysin polttovapaaseen lämmitykseen tai järjestelmässä, jossa on hiilidioksidin talteenotolla varustettua polttamista.

Geolämpö-, aurinkolämpö-, järvilämpö- ja ilma-vesilämpöpumppuratkaisut toimivat hyvin muiden lämpölaitosten yhteydessä. Myös osa hukkalämmöistä on niin haaleita, että ne hyötyisivät lämpötilan nostamisesta kaukolämpöverkon vaatimaan lämpötilatasoon, eli priimaamisesta. Riittävän lämmintä vettä tuottavat ratkaisut ovat sähkökattila ja polttoon perustuvat lämmitysmuodot.

Yhdisteleminen ei ole ongelmattonta, koska matalampaa lämpötilaa tuottava laitos on riippuvainen priimaavasta laitoksesta. Tämä on haaste erityisesti sähkökattilalle, jota ei haluta käyttää korkeiden sähkönhintojen aikaan. Yhdistelmäratkaisu on luonnollisesti monimutkaisempi vaihtoehto. Teknologioiden yhdisteleminen on kuitenkin oleellista, kun eri tuotantomuotojen rajoitteita ja haittoja minimoidaan.

6 Hiilidioksidin talteenoton mahdollisuudet Tampereella

Hiilidioksidin talteenotto ja hyödyntäminen (CCU) tai varastointi (CCS) mahdollistaisi hiilinegatiivisen kaukolämmöntuotannon Tampereella. Tässä käsitellään teknologian mahdollisuuksia Naistenlahden biovoimalaitoksessa ja Tammervoiman hyötyvoimalaitoksessa (lähde AFRY 10.6.2021).

6.1 CCS

Nykytiedoilla CCS-laitteiston rakentaminen Naistenlahteen tai Tammervoimaan ei näytä realistiselta, mutta vuosina 2025–2030 CCS-pilotit etenevät ja tilanne kymmenen vuoden päästä on erilainen. CCS-laitoksen rakentaminen on pitkä projekti, joka onnistuakseen vaatii lähitulevaisuudessa aloitetut teknistaloudelliset selvitykset. Se tarkoittaa konseptisuunnittelua, perustekniikan kehitystä ja FEED-suunnittelua (Front-End Engineering Design), eli teknistä suunnittelua hillitsemään projektikustannuksia. Kypsemmillä tekniikoilla voidaan aloittaa suoraan FEED-suunnittelulla, mutta uudemmilla tekniikoilla vaaditaan analyysia toteuttamiskelpoisuudesta ja konseptin kehittämistä.

CCS-prosessi on uutta tekniikkaa, mikä edellyttää pilotointia laitoksella, joka pystyy keräämään esimerkiksi 10 000–20 000 tonnia hiilidioksidipäästöjä vuodessa. Sitten vasta laitosta voi skaalata suuremmaksi. Tämä pidentää toteutusprosessia. CCS-laitoksen käyttöönotto voi kestää jopa noin 5 vuotta mukaan lukien pilotointi ja testausjakso.

Yksi tärkeä osa CCS:ää on energian ja lämmön kulutuksen integrointi voimalaitokseen, mikä vaatii tutkimusta. CCS sopii parhaiten voimalaitoksiin, joista löytyy savukaasulauhdutin ja savukaasu on siis valmiiksi jäähdytetty. CO₂:n talteenotto vaatii savukaasua alhaisissa lämpötiloissa. Sekä Naistenlahti 3:ssa että Tammervoimassa on savukaasulauhdutin. Naistenlahdessa on lisäksi valmis sijoituspaikka CCS-laitteistolle käytöstä poistuvassa Naistenlahti 2 -kattilahallissa. Tammervoiman osalta taas lisäetuna on se, että jätteenpolton savukaasu on puhdistettu monista epäpuhtauksista, jotka olisi muuten tätä prosessia varten poistettava. Savukaasujen puhdistus tapahtuu ympäristösyistä, mutta tämä puhdistusvaihe antaa savukaasun paremmin valmiiksi hiilidioksidin talteenottoon.

CCS-projektin toteuttamiselle ei ole teknisestä näkökulmasta suuria haasteita. Tärkein hidaste käyttöönotossa on investointipolitiikan puute, päästöjen aiheuttajien väliset klusterisuunnitelmat ja skaalauksen tavoittelu sekä sopimukset eri osapuolten kanssa. Nämä tekijät ovat todennäköisesti valmiimpia 2025–2030.

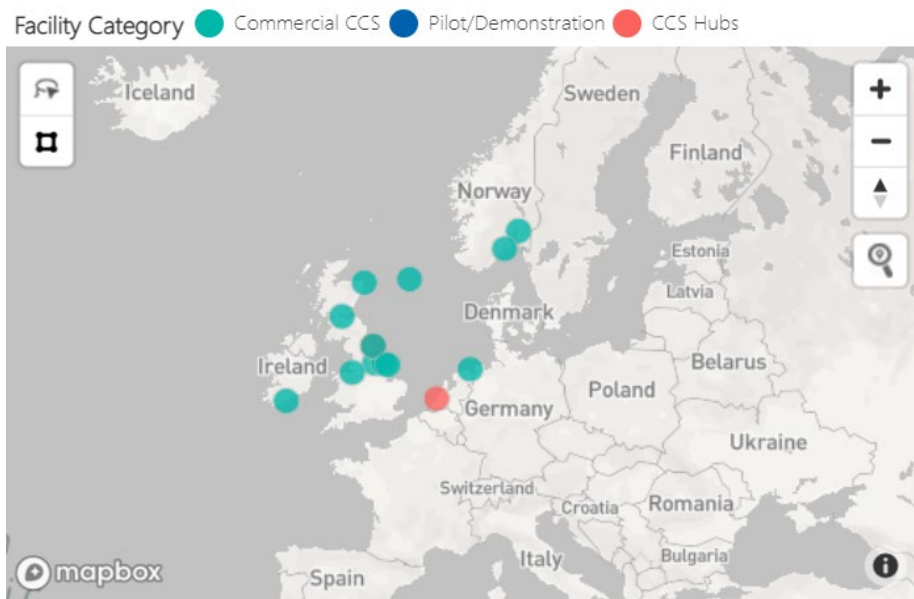
6.2 Mahdollisia hiilidioksidin loppusijoituspaikkoja Euroopassa

Euroopasta löytyy useampi mahdollinen hiilidioksidin loppusijoituspaikka. Norjalaislähtöinen projekti, Northern Lights, on kerännyt tähän liittyen kiinnostusta: <https://northernlightsccs.com/>

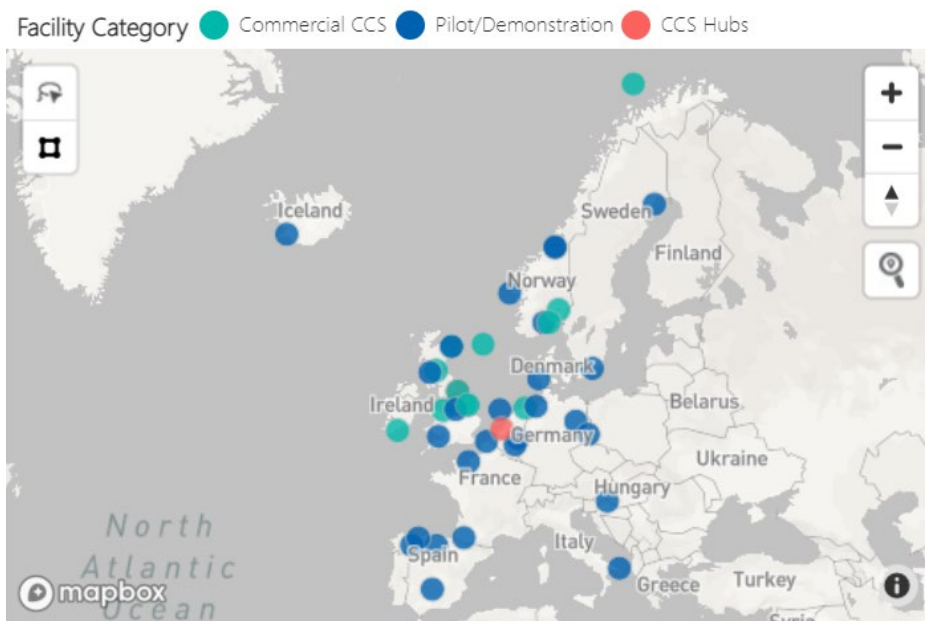
”Borg CO₂” on yhteisprojekti 18 teollisuuden toimijan kanssa Borgin satamassa. Satama tulisi toimimaan tulevaisuuden CO₂-terminaalina. Suunnitelmana on kuljettaa talteen otettu hiilidioksidi tähän terminaaliiin, josta Northern Lights -projektin alus kuljettaisi sen väliaikaisvarastoon Norjan länsirannikolla sijaitsevaan Øygardeniin. Øygardenista se syötettäisiin 100 km pitkään putkistoon, jota pitkin CO₂ kulkeutuisi pysyvään varastoon 2,6 kilometrin syvyyteen käytöstä poistuneeseen öljyn- tai kaasunporausesiintymään.

On olemassa myös muita kehitysideoita, kuten Project Porthos (Alankomaat). Porthos-projekti kehittää CO₂-kuljetusta Rotterdamin sataman kautta Itämeren vanhoihin kaasuesiintymiin. Porthos tulee sanoista ”Port of Rotterdam CO₂ Transport Hub and Offshore Storage”. Tällä hetkellä Porthos ei ota uusia yrityksiä mukaan toimintaan, sillä varastointikapasiteetti ei ole riittävän suuri. Porthos kuitenkin aktiivisesti etsii muita mahdollisia varastointisijainteja.

Myös Espanjassa on muutama mahdollisuus hiilidioksidin varastointiin, mutta ne projektit eivät ole yhtä pitkällä kuin Itämeren alueen projektit.



KUVA 8: Euroopan kaupalliset CCS-projektit.



KUVA 9: Kaupalliset CCS-projektit sekä pilotti- ja demolaitokset.

6.3 CCU

CCU (Carbon Capture and Utilisation) tarkoittaa hiilidioksidin talteenottoa ja hyödyntämistä. Hiilidioksidilla on monta hyvää ominaisuutta, joita voi hyödyntää elintarvike-, paperi- ja kemianteollisuudessa sekä maataloudessa, öljyn ja kaasun poraamisessa ja monessa muussa käyttötarkoituksessa. Hiilidioksidia voi käyttää myös raakamateriaalina synteettisen metaanin ja metanolin tuotannossa, joita puolestaan voi hyödyntää teollisuudessa, liikenteessä ja energiantuotannossa.

CO₂:n hyödyntäminen toimii parhaassa tapauksessa myös pysyvänä säilöntäratkaisuna tai korvaavana tuotteena erillistuotetulle hiilidioksidille. Hiilidioksidin hyödyntäminen vähentää talteenoton kustannuksia. Talteen otetun hiilidioksidin hyödyntämismahdollisuuksia löytyy esimerkiksi seuraavasta lähteestä:

https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/101005/Kandi_ente_Laine_Valtteri.pdf

Tällä hetkellä eniten kaupallistunut CO₂ on maakaasua hyödyntävän vedyn valmistuksen sivutuote. Tulevaisuudessa vedyn tuotanto perustuu ylimääräisen uusiutuvan energian tuotantoon. Tämä johtaa pienempään CO₂-saatavuuteen markkinoilla, mikä nostaa hiilidioksidin talteenoton ja käytön (CCU) arvoa.

6.4 Kustannukset CCS:lle Naistenlahdessa ja Tammervoimassa

Noin 210 000 hiilidioksiditonin talteenotto vuodessa edellyttää noin 50 M€ laitosinvestointia. Hinta ei sisällä nesteytysvälineistöä, väliaikaisvarastoa ja kuljetukseen tarvittavaa lastaamislaitteistoa. Saman laitoksen käyttökustannukset ovat välillä 3–5 M€/vuosi. Kun prosessissa käytetyn sähkön hinta on 50 €/MWh, ja lämmön hinta 30 €/MWh.

Laitoksen hinnaksi talteen otettua hiilidioksiditonnia kohden saadaan 30–40 €/tn CO₂. Kaikista lupavimmat CCS-teknologiat voivat maksaa jopa alle 30 €/tn CO₂. Hiilidioksidin nesteytys ja paikallinen väliaikaisvarasto nostavat tasoitettun hinnan välille 50–60 €/tn CO₂. Lisäksi maksettavaksi tulee kuljetus ja hiilidioksidin varastointi loppusijoituspaikkaan.

Kokonaishinta riippuu siten monesta eri muuttujasta:

- ▶ Kuljetetaanko hiilidioksidi loppusijoituspaikkaan laivalla vai putkea pitkin vai molemmilla?
- ▶ Jos laivaa tarvitaan, onko lisäksi tarvetta myös suurille paikallisille väliaikaisvarastoille?
- ▶ Kuinka pitkä matka syntypaikalta on loppusijoituspaikkaan?
- ▶ Kuinka monta muuta yritystä ovat mukana kuljetuksessa ja varastoinnissa?
- ▶ Onko loppusijoituspaikassa injektioilaitteistot valmiina vai pitääkö porata uusia kaivoja?
- ▶ Onko varastona toimiva kaivo syvä (>4–5 km) vai matala?
- ▶ Millainen varastointikapasiteetti kaivolla on?
- ▶ Onko varastointikaivoja yksi vai enemmän? Useampi kaivo lisää seurantakustannuksia.

Kaikki yllä olevat kysymykset vaikuttavat merkittävästi kokonaiskustannuksiin ja optimaalisen kokonaisuuden löytämiseksi tarvitaan selvitys jokaisesta. Kokonaiskustannuksien voidaan arvioida osuvan välille 75–120 €/tn CO₂ (sisältäen talteenottolaitoksen, kuljetuksen ja varastoinnin).

Ennusteelle sopiva hinta-arvio Tampereella on 110 €/tn CO₂. Se koostuu seuraavasti:

- Kustannukset laitoksella: 55 €/tn
- Kustannukset kuljetuksesta: 15 €/tn
- Kustannukset varastoinnista: 40 €/tn

Tämä ei pidä vielä sisällään pääoman tuottovaatimusta, joten näillä oletuksilla kestävän kannattavuuden saavuttamiseksi päästöoikeuden hinnan pitäisi siis olla yli 110 €/tn.

Päästöoikeuden hinta kirjoitushetkellä on 58 €/t, mikä ei ole lopulta kovin kaukana kannattavuuden rajasta ottaen huomioon päästöoikeuden hintakehityksen.

7 Tampereen Sähkölaitoksen tuotantoskenaariot

Selvityksessä esitellään Tampereen kaukolämmön tuotantoon täysin sähköistymiseen perustuva polttovapaa tuotantomalli (skenaario X) sekä hiilinegatiivinen vaihtoehto (skenaario BECCS) vuodelle 2040. Näiden kahden pääskenaarion lisäksi on otettu tarkasteluun muutama muu vaihtoehtoinen skenaario.

Skenaarioiden tarkastelussa on huomioitu jokaisen tuotantoskenaarion toteutumisen kannalta välttämättömät sisäiset oletukset. Oletuksien auki kirjoittamisen tavoitteena on muun muassa esitellä, millaisia muutoksia toimintaympäristössä tarvitaan. Oletukset on pyritty tekemään lähtökohtaisesti optimistisiksi, jotta todelliset muutostarpeet saadaan näkyviksi.

Tavoitteena on lisätä ymmärrystä hiilinegatiiviseen yhteiskuntaan siirtymisen haasteista, jotta ne voidaan paremmin ratkaista. Skenaarioissa tärkeää on, että päästöjä ei ulkoisteta tarkastelurajan ulkopuolelle, vaan koko energiajärjestelmä on toimiva ja hiilineutraali. Skenaarioiden tavoitteena on

- ▶ päästä vertailemaan isoa kuvaa järjestelmätasolla. Työssä saattaa olla epärealistisia yksityiskohtia, mutta skenaario on sisäisesti looginen.
- ▶ ymmärtää, mitä julkisia panostuksia toimintaympäristön ja teknologian kehitykseen tulokseen pääseminen vaatii.
- ▶ visualisoida ehdotettujen teknologioiden mittakaavaa tuntitasolla, jotta eri teknologioiden vahvuudet olisi helpompi ymmärtää ja visualisoida lämmön kysynnän vaihtelun tuomat haasteet.

Kaikki skenaariot vaativat investointeja uuteen teknologiaan, ja vaihtoehdot ovat investointikustannuksiltaan luonnollisesti kalliimpia kuin nykyisillä tuotantomuodoilla jatkaminen. Kokonaiskustannuksiin vaikuttaa oleellisesti, tehdäänkö uudet investoinnit korvaamalla nykyiset laitokset ennen käyttöönsä päättymistä. Käytännössä siis toteutetaanko investointisuunnitelma hitaasti vai nopeasti.

Yksityiskohtaiset kannattavuuslaskennat 20–60 vuotta tulevaisuuteen eivät palvele raportin tavoitetta lisätä ymmärrystä hiilinegatiivisen tuotannon esteistä.

Skenaarioiden edullisuus riippuu käytetyistä hintaoletuksista:

- Jos päästöoikeuden hinta ei nouse korkealle, ei hiilidioksidin talteenotto ole kannattavaa.
- Jos puun käytölle asetetaan vero, ei hiilidioksidin talteenotto ole kannattavaa.
- Jos sähkön käyttöä verotetaan paljon, ei sitä voi käyttää päästöttömään lämmöntuotantoon.
- Jos valtiovetoisesti investoidaan sähkön tuotantoon niin paljon, että siitä tulee merkittävää ylituotantoa, on sähkön käyttö houkutteleva vaihtoehto.

Esimerkeistä huomataan, että tulevaisuuden lämmitysratkaisuiden valinnassa energiapolitiikalla on keskeinen merkitys.

Epävarmuutta laskentoihin tuo erityisesti sähkön hintaennuste. Vaikeasti säädettävien tuotantomuotojen lisääntyminen sekä teollisuuden ja lämmityksen sähköistyminen tuo sähkön hintoihin korkeita piikkejä sekä nollahintoja, mutta arvio siitä, ovatko piikit 100 €/MWh vai 10000 €/MWh ja kuinka usein vuodessa esiintyy nollatunteja, vaihtelevat eri toimijoiden ennusteissa. Toisaalta korkeat hintapiikit tuulivoimaan perustuvassa yhteiskunnassa eivät ole laskennan suhteen ongelma, kun lähestytään asiaa käytännöllisesti.

Lienee realistinen oletus, että korkeissa hintapiikeissä sähkön tarve katetaan polttamalla fossiilisia polttoaineita huonolla hyötysuhteella sähköksi, joko naapurimaissa tai Suomessa. Tällöin puun ja joissain tapauksissa jopa fossiilisten polttaminen hetkellisesti lämmöksi yli 90 % hyötysuhteella on parempi vaihtoehto kuin sähkön käyttö. Ongelma voidaan ratkaista mallinuksissa asettamalla sähkön hinnalle rajat, joiden ylittyessä malli käyttää polttoon pohjautuvaa lämmitystä. Vanhan tuotantorakenteen ylläpito erikoistilanteita varten aiheuttaa kustannuksia, mutta se on välttämätöntä, jotta sähkön perustuvan järjestelmän toimitusvarmuus ja sähkön käyttökustannukset pysyvät hallinnassa.

Tulevaisuuden epävarmuuksista huolimatta voimme esitellä arvioimamme investointikustannukset eri skenaarioille. Näitä ei voi kuitenkaan käyttää arvioimaan paljonko skenaario maksaisi suhteessa business-as-usual-skenaarioon. Vanhojen laitosten käytön jatkaminen on edullista, mutta ei ilmaista. Jos laitoksen käyttö lopetetaan, ei se tarvitse ylläpitoinvestointeja. Näitä kustannuksia ei ole pyritty tässä työssä arvioimaan, joten investointikustannuksia voi käyttää vain karkeiden kokoluokkien arviointiin.

Yksityiskohtaisten kannattavuuslaskentojen tekemistä jatketaan tapauskohtaisesti Sähkölaitoksella, jotta asiakkaalle voidaan tarjota mahdollisimman päästötöntä ja edullista kaukolämpöä.

7.1 Skenaario X: Ei polttoa, ei hiilidioksidin talteenottoa

Ensimmäinen skenaario on täysin polttoon perustumaton kaukolämmön tuotanto. Skenaariossa on jossain määrin sama konsepti kuin talokohtaisissa lämpöpumppuratkaisuissa eli pohjalla on lämpöpumppu ja huiput tuotetaan suoralla sähköllä. Teknologioiksi on valittu iso kaukolämpöakku, kevyt-hybridit, geolämpö, aurinkolämpö, biohiili, Sulkavuoren jätevedenpuhdistamon hukkalämmöt, muut pienen kokoluokan hukkalämmöt sekä sähkökattilat.

Skenaariossa kaukolämmön kilpailuetuna on keskitetty lämmöntuotanto ja tehonhallinta Tampereen Sähkölaitoksen toimesta. Keskitetty tuotanto mahdollistaa järjestelmän optimoinnin korkean kulutuksen aikaan ja sähkökattiloiden kytkemisen kantaverkkoon, mikä edesauttaa järjestelmän tasapainon ylläpitoa verrattuna hajautettuun sähkölämmitykseen. Huomattava on, että suunnitelmassa on edelleen 1/3 tehosta polttoon perustuvaa tuotantoa (varateho vanhoista laitoksista), mutta käytännössä 0 % energiasta. Mikäli laitosinvestointeja lisätään tähän suunnitelmaan nähden, kustannukset nousevat, mutta poltto ei juuri vähene. Teho silti tarvitaan toimitusvarmuuden vuoksi, mikä kuvaa hyvin tehonhallintaan liittyvää teknistaloudellista haastetta.

Skenaarion haaste on luonnollisesti talven korkea lämmön kulutus, jolloin osa täysin polttoon perustumattomista teknologioista ei ole saatavissa. Parhaiksi kesäajan lämmöntuotannon teknologioiksi on nähty hukkalämmöt sekä aurinkolämpö. Muita vain kesällä tuottavia teknologioita, kuten järvilämpöä, ei ole järkevää ottaa suunnitelmaan.

Skenaariossa on huomioitu Tampereen Sähkölaitoksen velvollisuus varautua isoihin häiriöihin, mistä johtuen vanhoja lämpökattiloita pidetään yllä. Sähkömarkkinan häiriöihin varaudutaan asettamalla sähkön markkinahinnalle raja, jonka jälkeen vanhoja pelletti- ja hakelaitoksia saa ajaa. Näin voidaan estää mahdollisen sähköverkon häiriön eskaloitumista.

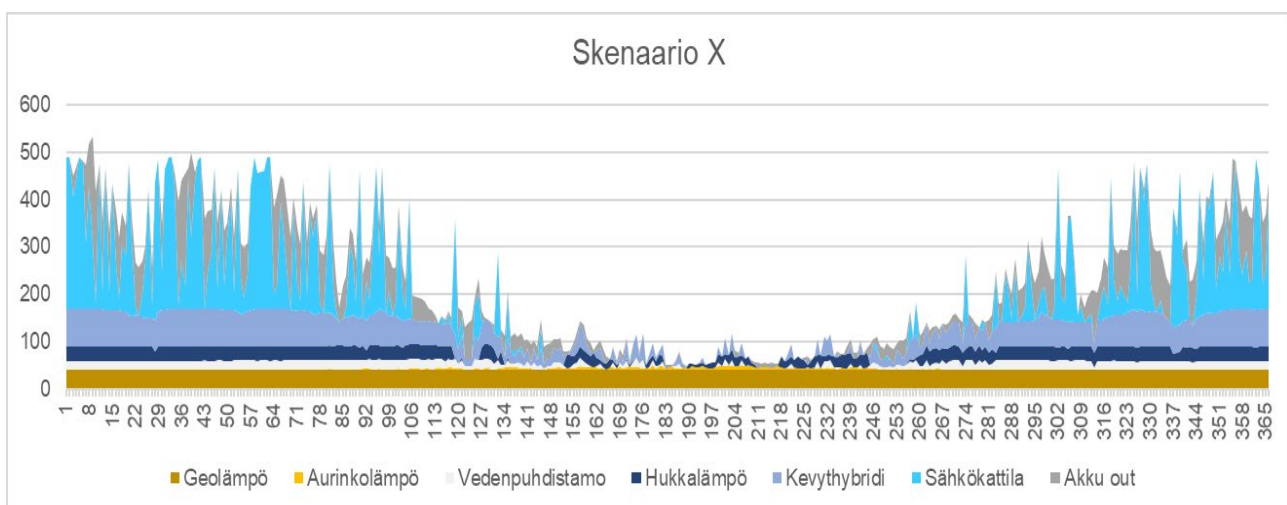
Taulukko 2: Skenaario X tuotantotehot ja investointikustannukset

	Teho	Investointi	Ominaisinvestointi
Vedenpuhdistamo pumppu	20 MW	16 MEUR	0,82 MEUR/MW
Geolämpö	40 MW	80 MEUR	2 MEUR/MW
Aurinkolämpö	27 MW	9 MEUR	0,35 MEUR/MW
Sähkökattila	350 MW	70 MEUR	0,2 MEUR/MW
Kevythybridit	80 MW	40 MEUR	0,5 MEUR/MW
Hukkalämmöt (Biohiili + muut)	30 MW	60 MEUR	2 MEUR/MW
Varateho vanhoista laitoksista	320 MW	0 MEUR	0 MEUR/MW
Lämpövarasto (luola + teräsakku)	11 GWh	15 MEUR	1,35 MEUR/GWh
Lämpövarasto (kuoppa)	11 GWh	22 MEUR	2 MEUR/GWh
Yhteensä	867 MW	312 MEUR	

Skenaarion X oletukset

1. Kaukolämpö on kilpailukykyistä talokohtaisia lämpöpumppuja vastaan, muuten kaukolämmön kysyntää ei ole.
2. Lämpöpumput ja sähkökattilat ovat kilpailukykyisempi tapa tuottaa kaukolämpöä kuin jo rakennettu Naistenlahti 3 -biovoimalaitos ja Tammervoiman hyötyvoimalaitos (TAVO). (→ polttoaineen saatavuus ja hinta, päästöoikeuden alhainen hinta suhteessa CO₂-talteenoton kustannukseen, muu regulaatio)
3. Geolämpökaivot, jäteveden lämpö tai muut keskitetyt lämmönlähteet ovat edullisempia kuin maalämpökaivo sekä sijainniltaan helposti saatavilla. Tonttitilaa syville geolämpökaivoille, kevythybrideille ja lämpövarastolle on riittävästi.
4. Taloyhtiöt ottavat mieluummin kevythybridin Sähkölaitokselta kuin tekevät sen itse. Kevythybridit tuoteistetaan onnistuneesti ja siihen liittyvät teknistaloudelliset ongelmat saadaan ratkaistua.
5. Asiakas ei maksa kaukolämmön hinnassa nopeaa siirtymää uuteen kaukolämmön polttovapaaseen teknologiaan, vaan joko siirtymä on hidas tai osa rahasta tulee valtiolta tai kaupungilta, muuten talokohtaiset ratkaisut olisivat halvempia.
6. Sähkön siirto ja hankinta on edullisempaa keskitetysti kuin talokohtaisesti. Keskitetyllä tuotannolla on mahdollisuus olla käyttämättä huippuhintaista sähköä, toisin kuin talokohtaisissa järjestelmissä.
7. Sähkökattiloilla ja lämpöpumpuilla ei ole sähköveroä tai sähkövero on EU:n minimi ja sähkökattilat on esimerkiksi kytketty suoraan kantaverkkoon, jolloin siirtohinta on alhainen.
8. Sähkön siirtoverkko kestää lämpötilariippuvan sähkönkulutuksen kasvun. Koko Suomessa varaudutaan sähkön kulutuksen lisääntymiseen investoimalla runsaasti uusiutuvaan sähköntuotantoon ja tehohuippujen turvaamiseen, valtio myös tukee tarvittaessa näitä investointeja.

9. Fingrid rakentaa uuden kantaverkkoyhteyden Tampereen länsipuolelle (esimerkiksi Melon voimalaitokselle), jotta länsi-Tampereellekin voidaan rakentaa sähkökattiloita.
10. Sähkölaitoksen öljyvaraston käyttö päättyy ja se pystytään valjastamaan lämpövarastoksi tai jokin muu vastaavan kokoinen lämpöakku on kannattavaa rakentaa. Tämän lisäksi kuoppa-akku tai kallioakku on mahdollinen teknisesti. Kuoppa-akulle on löydettävissä useamman hehtaarin kokoinen maa-alue kaupungin lähelle ja sen häviöt ovat riittävän vähäiset ja siihen pystytään polttoon perustumattomilla teknologioilla varastoimaan tarvittavat määrät energiaa verkkoon soveltuvassa lämpötilassa. Tämä tarkoittaisi ainakin noin 22 GWh kaukolämpövarastoa yhteensä.
11. Hukkalämpöä on saatavilla. Biohiilen tuotanto kasvaa merkittävästi, jolloin siitä saatava hukkalämpö on merkittävä osa hyödynnettävissä olevista hukkalämmöistä.
12. Tampereella tunnistettuja hukkalämmönlähteitä on Tako (4 MW), datakeskus (1,3 MW), biohiilen tuotanto (0,5 MW) sekä Sulkavuoren vedenpuhdistamo (18 MW) eli yhteensä näistä 24,3 MW. Oletetaan, että vuonna 2040 hyödynnettävän hukkalämmön määrä nousee 50 MW. Tämä pitää sisällään vedenpuhdistamon, datakeskukset ja muut alle 1 MW lähteet sekä biohiilen tuotannon. Hyödynnettävissä olevia lämmönlähteitä löydetään siis joko merkittävästi lisää tai nykyisiä kasvatetaan. Arvioitu, että tuo 50 MW on nykyisellä tiedolla maksimissaan hyödynnettävä määrä vuonna 2040.
 - » Kierrättämätöntä jätettä ei muodostu, tai mikäli muodostuu, sen varastoiminen kaatopaikoille on taas hyväksyttävää. Vaihtoehtoisesti sitä kuljetetaan johonkin pois Pirkanmaalta käsiteltäväksi tai sekajäteongelmalle keksitään jokin muu uusi ratkaisu.
13. BECCS ei ole kannattava teknologia.
14. Ydinlämpö ei ole kannattava tai mahdollinen Tampereella.
15. Tampereen Vesi hyväksyy Sulkavuoren lämpöpumpun rakentamisen.



KUVA 10: Tuotantorakenne skenaario X:ssä. Kuvassa x-akselilla on aika (yksi vuosi päiväresoluutiolla) ja y-akselilla kaukolämmön tarve vuorokauden keskiteho.

Tiekartta skenaarioon X pääsemiseksi

Jotta skenaario X voitaisiin saavuttaa, täytyy kaikki nykyinen tuotanto korvata jollain uudella. Osa investoinneista on helposti ja nopeasti toteutettavissa, toiset vaativat pidemmän tähtäimen tekemistä. Mahdollinen tiekartta skenaarioon X vuonna 2040 pääsemiseksi:

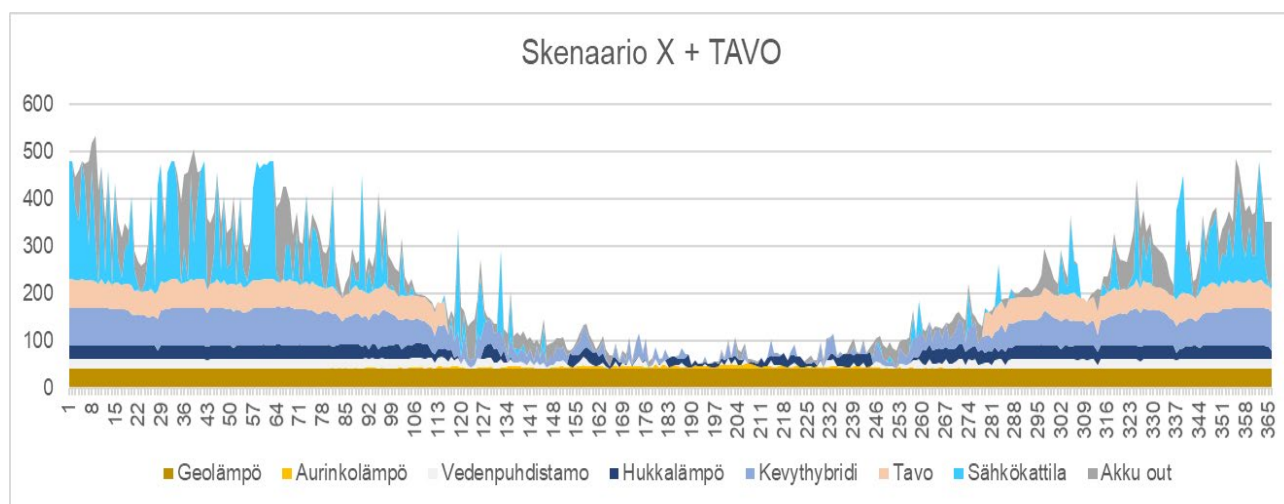
1. Geolämpö osoittautuu kannattavaksi ja Suomen porauskapasiteettia aletaan kasvattaa nopeasti. 2020-luvulla porataan ensimmäiset kaivot Kaupunkilämpö-konsortion osakaskaupunkeihin. Noin 2030 alkaen porataan keskimäärin 4 MW kapasiteetti joka vuosi. Porausvauhti olisi eksponentiaalisesti kasvava. Sähkölaitoksen täytyy varmistua, että Tampereella voidaan porata 2030-luvulla 2–8 kaivoa vuodessa eri puolilla kaupunkia.
2. Aurinkolämpö on helppo skaalata ylöspäin. Se voidaan ottaa käyttöön heti kun se osoittautuu kilpailukykyiseksi. Tontti tai kattopinta-alaa kaukolämpöverkon varrelta järjestyy.
3. Vedenpuhdistamon lämpöpumpun käyttöönottoa rajoittaa se, että käyttöönotto aiheuttaisi mahdollisesti häiriötä jäteveden purkuputken käyttöön. Sopivia ikkunoita saattaa olla vain 5–10 vuoden välein. Kun Tampereen Veden kanssa päästään yhteisymmärrykseen, käyttöönotto lämpöverkossa tapahtuu nopeasti.
4. Hukkalämpö perustuu voimakkaasti biohiileen. Rajoittavana tekijänä on biohiilen kysyntä. Kun tämä ratkeaa, toimintaa voidaan laajentaa nopeasti. Muita hukkalämmön lähteitä otetaan käyttöön sitä mukaa kuin niitä Tampereelle tulee. Kapasiteetti siis kasvaa lineaarisesti 2040 lähestyessä.
5. Kevythybridejä on suunnitelmassa paljon, valtaosassa kaukolämpökohteita. Jotta tähän voidaan päästä, vaihtoehdon pitää osoittautua kilpailukykyiseksi, tuotteistaa hyvin ja kannustaa asiakkaita aktiivisesti valitsemaan ratkaisu. Kohteita liitettäneen lineaarisesti 2040 lähestyessä.
6. Sähkökattiloiden asentaminen on yksinkertaista ja voitaisiin tehdä nopeastikin. Rajoittavaksi tekijäksi muodostuu kantaverkko. Länsi-Tampereella ei ole mahdollisuutta liittyä Fingridin kantaverkkoon. Uuden kantaverkkoyhteyden suunnittelu ja rakentaminen kestää 5–10 vuotta. Jotta polttovapaaseen lämpöön voidaan siirtyä, täytyy kantaverkon suunnittelu aloittaa siis mielellään 20-luvulla. Jos länsi-Tampereelle ei saada kantaverkkoyhteyttä, tarvitaan lämmölle uusi valtava siirtolinja itä-länsi-suunnassa.
7. Kaukolämpöakut voidaan ottaa käyttöön suhteellisen nopeasti. Niiden aikataulu kannattanee sitoa sähkökattiloiden käyttöönottoon.

7.2 Skenaario X + TAVO

Tässä skenaariossa polttoon perustumattomaan tuotantoon on lisätty jätteenpolttua. Tuotantomuotoina ovat täten iso kaukolämpöakku, kevythybridit, Tammervoiman hyötyvoimalaitos (TAVO), geolämpö, aurinkolämpö, biohiili, Sulkavuoren jätevedenpuhdistamon hukkalämmöt, muut pienen kokuokan hukkalämmöt sekä sähkökattilat. Skenaario on muutoin sama kuin edellinen, mutta on oletettu, että jätettä kuitenkin syntyy ja sitä on poltettava jossain määrin. Tämä lisää skenaarion säätävyyttä ja pienentää sähköntarpeen piikkejä.

Skenaarion X + TAVO oletukset

Tähän on kirjattu vain oletus, joka poikkeaa skenaario X:stä: Kierrättämätöntä jätettä muodostuu, mutta vähemmän kuin tällä hetkellä, ja sen polttaminen on hyväksyttävää pakollisilta osin, jottei jäte joutuisi kaatopaikalle. Joko jätettä poltetaan kesälläkin, vaikka halvempia ja vähäpäästöisempiä teknologioita löytyy, tai jäte pitää paalata.



KUVA 11: Tuotantorakenne skenaario X + TAVO.

7.3 Skenaario X + pienydinvoima

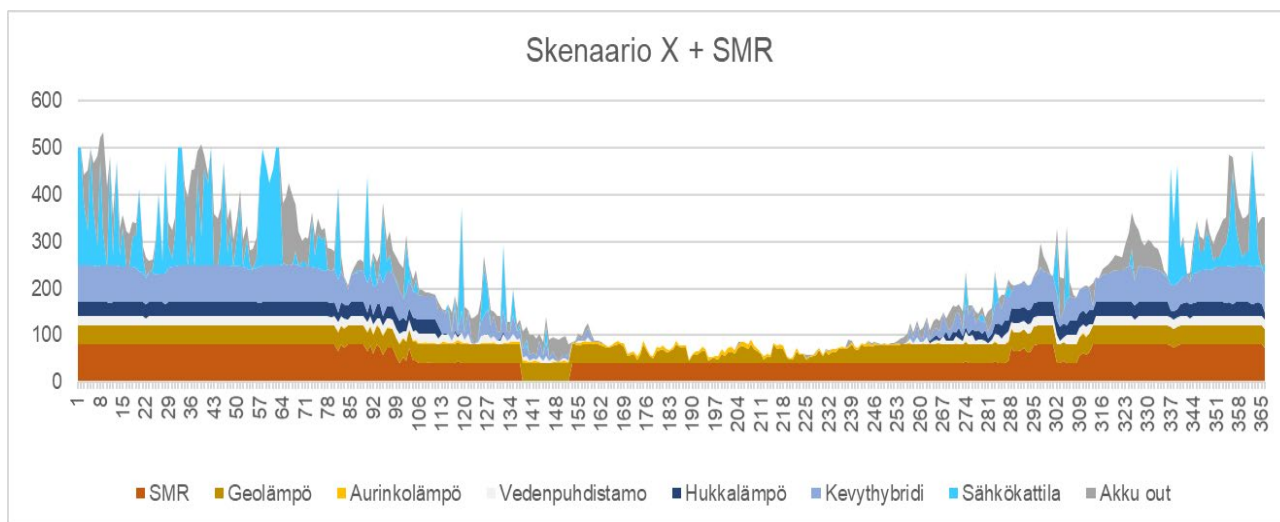
Yhtenä mahdollisena polttoon perustumattomana lämmöntuotantomuotona voisi tulevaisuudessa toimia pienydinvoima eli pienet modulaariset ydinreaktorit (SMR). Pienydinvoiman hyötyjä olisivat suuret saatavilla olevat tehot verrattuna esimerkiksi lämpöpumppuihin, tasainen tuotanto ja vähäpäästöisyys. Pienydinvoiman suuri investointikustannus, mutta pienet käyttökulut mahdollistaisivat sen, että laitos toimisi pohjakuormana ja tämän lisäksi loput kysynnästä tuotettaisiin polttoon perustumattomilla vaihtoehdoilla. Mahdollisuus olisi myös tuottaa loput kaukolämmön kysynnästä hiilidioksidin talteenotolla varustetulla biovoimalla.

Pienydinvoiman epävarmuutena on sen kaupallinen saatavuus, investointikustannus sekä poliittinen hyväksyttävyys. Skenaarioon on hahmoteltu yksi reaktori, käytännössä niitä voisi olla enemmänkin, riippuen kilpailukyvystä. Tämä skenaario on täysin polttovapaa, mutta ydinvoima on mahdollista yhdistää poltto ja hiilidioksidin talteenottoa sisältäviin skenaarioihin, jos se osoittautuu toivotummaksi yhdistelmäksi.

Skenaarion X + pienydinvoima oletukset

1. Kaukolämpö on kilpailukykyistä talokohtaisia lämpöpumppuja vastaan, muuten kaukolämmön kysyntää ei ole.
2. Lämpöpumput ja sähkökattilat ovat kilpailukykyisempi tapa tuottaa kaukolämpöä kuin jo rakennettu NSL3 ja TAVO, muuten käytettäisiin niitä.

3. Asiakas ei maksa kaukolämmön hinnassa nopeaa siirtymää uuteen kaukolämmön polttovapaaseen teknologiaan, vaan joko siirtymä on hidas tai osa rahasta tulee valtiolta tai kaupungilta, muuten talokohtaiset ratkaisut olisivat halvempia.
4. Ydinvoima nähdään ympäristötekona ja on selvä poliittinen tahtotila ottaa se mukaan lämmöntuotantoon. Pienydinvoima on saavuttanut teknisen kypsyyden, se on turvallista, laillista ja myös Tampereella mahdollista.



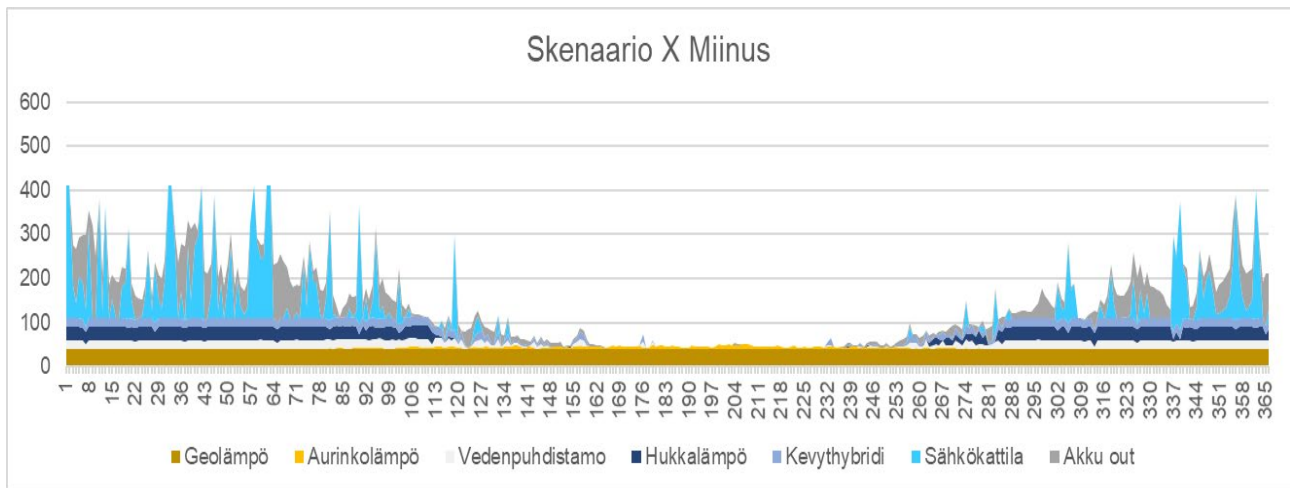
KUVA 12: Tuotantorakenne skenaario X + SMR eli pieni modulaarinen ydinreaktori (Small Modular Reactor).

7.4 Skenaario X miinus

Skenaario X miinus käsittelee tilannetta, jossa kaukolämpöverkko pienenee eli lämmöntuotanto siirtyy keskitetystä talokohtaisiin ratkaisuihin. Tämän tarkoitus on herätellä puhumaan kaupungin tärkeän omaisuuden puolesta ainakin sellaisia kehityskulkuja vastaan, joissa todellisia päästövähennyksiä saavutetaan vähän tai kohtuuttomalla hinnalla.

Skenaarion X miinus oletukset

1. Kaukolämpö on kilpailukykyistä talokohtaisia lämpöpumppuja vastaan vain alueilla, missä on pulaa tilasta. Kaukolämpökuorma on pienentynyt 40 %.
2. Lämpöpumput ja sähkökattilat ovat kilpailukykyisempi tapa tuottaa kaukolämpöä kuin jo rakennettu NSL3 ja TAVO. Muuten käytettäisiin niitä.



KUVA 13: Tuotantorakenne skenaario X miinus.

Osaoptimoinnin vaarat

Osaoptimointiin johtaa se, kun tehdään päätöksiä pistemäisesti, eikä rakenneta kokonaisuutta. Tämä on usein nykyinen poliittinen business-as-usual-skenaario. Esimerkkinä toimii aktiivinen lämpöinfran heikentäminen ARA-tuen kautta, jossa maksetaan tukea kaukolämpöjärjestelmästä irtautumiseen vanhentuneen päästöolettaman perusteella. Uusiutuvan polttoon perustuvan energiantuotannon verottaminen lämmöntuotannossa ja siitä seuraava kaukolämmön hinnan nousu ajaisi kaukolämpöasiakkaat maalämpöön suuressa mitassa. Tämä ei olisi tehokas ilmastotoimi lämmöntuotannon päästöjen jatkuvasti alentuessa.

Hankalin energiajärjestelmään ja ilmastotoimien linjaamiseen liittyvä harha on, että energiajärjestelmän tehon lisääminen ja energian varastointi oletetaan tulevaisuudessa edullisiksi. Päästötöntä ja edullista kysyntää vastaavaa tehoa ei kuitenkaan todellisuudessa ole näköpiirissä.

- ▶ X miinus -skenaariossa häviäjiä ovat kaupungit (omaisuuden arvo, verotulot ja osingot) ja lämpöasiakkaat (omat investoinnit ja nousevat sähkön tehonhallinnan kustannukset). Voittajia ovat tukien hakemisessa menestyvät energiayhtiöt, laitevalmistajat ja suunnittelutoimistot.

Skenaarion X miinus viestinä on, että muutosta tapahtuu, ja muutos on parempi olemassa olevissa kaukolämpöverkoissa toteutettuna. Sen hyödyntäminen nopeuttaa todellisten ympäristövaikutusten saavuttamista huomattavasti rinnakkaisen uuden lämmitysinfrastruktuurin rakentamiseen nähden.

7.5 X-skenaarioiden haasteita

Skenaario X lähtee ajatuksesta, että kaikki lämmöntuotanto on polttoon perustumatonta. Tällaiselle fundamentalismille on puolestapuhujansa. Silloin usein ajatellaan vain hiilidioksidipäästöjä, eikä huomata, että kaikki polttaminen ei ole fossiilisten polttoaineiden polttamista ja päästöt voidaan ottaa talteen. BECCS ja biokaasun poltto ovat esimerkkejä hiilivapaista tekniikoista.

On huomattava, että jo nykyisin tiedossa olevilla toimenpiteillä kaukolämmön perustuotanto on Suomessa – Helsinkiä lukuun ottamatta – jo lähivuosina lähes päästötöntä. Fossiiliset CO₂-päästöt syntyvät lämmöntuotannossa jatkossa lähes yksinomaan huipputuotannosta.

Huippukulutukseen ei lämpöpumppu toimi ja vaatii sähköksi käännettynä isosti varavoimaa, jossa maakaasu on todennäköinen vaihtoehto. Kaukolämmön päästöt (hyötysuhde yli 90 %) siis vaihtuvat sähkön huipputuotannon maakaasupohjaisiksi päästöiksi (hyötysuhde 40–55 %) tai pahimmassa tapauksessa tuontisähkön hiililauhdetuotannoksi, jossa hyötysuhde voi olla 30 %.

Vaihtoehtoja maakaasulauhteelle olisi esimerkiksi biomassalauhde, kysyntäjousto (mittaluokassa maata kiertävät monen kaupungin samanaikaista kulutusta vastaavat sähkökatkokset) ja öljylauhde. Luvussa 9.2 on käsitelty tarkemmin tulevaisuuden sähköjärjestelmää tilanteessa, jossa kaukolämmitys on siirtynyt enimmäkseen joustamattomaksi sähkön kulutukseksi ja kysyntään pyritään vastaamaan uusiutuvalla sähköntuotannolla.

Päästöttömien energiajärjestelmien skenaarioissa päästöt ja kustannukset on mahdollista siirtää tarkasteltavan systeemin ulkopuolelle. Seuraavassa on kuvattu muutamia yleisiä piilotettuja oletuksia. Nämä oletukset on helppo tehdä vahingossa, jos niitä ei erityisesti varo.

- ▶ Sähköjärjestelmän tasapainottamisen tarve siirretään naapurimaille (tuontia ja vientiä saa olla kuinka paljon tahansa ja koska tahansa). Todellisuudessa sääriippuva tuotanto korreloi voimakkaasti naapurimaiden kanssa, joten tämä lienee epärealistinen oletus.
- ▶ Sähköjärjestelmän ylituotanto dumpataan kaukolämpöjärjestelmiin, vaikka silloin olisi käytössä jo valmiiksi päästötön lämmöntuotanto, jotta voidaan olettaa, että tuulivoimasta saadaan useammin korkeaa hintaa.
- ▶ Sähköjärjestelmissä käytetään epärealistisen paljon kysyntäjoustoa, ilman että selkeästi perustellaan, mistä se tulee. Tampereen sähkönkulutuksen huippu on noin 350 MW. Monesti kysyntäjoustoa näkee tuhansia megawatteja tuulivoiman tuotantoa seuraten, eli pois käytöstä viikonkin yhtämittaisesti.
- ▶ Riittävään sähkötehoon ei oteta lainkaan kantaa. Tähän oletukseen päästään, jos mallinnus tehdään vuosi- tai vuodenaikatasolla. Mallinnukseen lisätään valtavasti tuuli- ja aurinkovoimaa, ja todetaan, että vuoden aikana saadaan sähköä yli tarpeen. Tarkemmin kun asiaa pohtii, ei riitä, että rakennuksia lämmitetään kesällä, eikä pyykkiä pestäessä lohduta, jos välillä on sähköä pestä 100 koneellista kerralla ja välillä ei lainkaan.
- ▶ Huonosti harkittu regulaatio voi johtaa myös polton siirtymiseen kaukolämmöstä rakennuskohtaiseksi kaasun tai biomassan pienpoltoksi, mikä johtaa ilmanlaadun heikentymiseen ja kasvaviin päästöihin.

7.6 Skenaario BECCS

BECCS tarkoittaa bioenergian hiilidioksidin talteenottoa (Bio Energy Carbon Capture and Storage). Tässä hiilinegatiivisessa skenaariossa on lisätty olemassa oleviin suuriin tuotantolaitoksiin hiilidioksidin talteenottojärjestelmät.

Tuotantopinin pohjakuormana toimii Tammervoiman hyötyvoimalaitos (TAVO) ja Naistenlahti 3 (NSL3) hiilidioksidin talteenotoilla ja loput kysynnästä tuotetaan lämpöpumpuilla ja sähköllä. Skenaariossa mukana olevat teknologiat ovat iso kaukolämpöakku, kevythybridit, geolämpö, aurinkolämpö, biohiili, Sulkavuoren jätevedenpuhdistamon hukkalämmöt, muut pienen kokoluokan hukkalämmöt sekä sähkökattilat. Sähköön perustuvia lämmöntuotantomuotoja tarvitaan vähemmän kuin yllä olevissa X-skenaarioissa.

BECCS-skenaarion hyötyinä ovat huomattavasti parempi huoltovarmuus, omavaraisuus ja nettona negatiiviset päästöt. NSL3 sekä TAVO molemmat tuottavat sekä sähköä että lämpöä, mikä nostaa järjestelmän hyötysuhdetta ja parantaa säädettävyyttä. Hiilidioksidin talteenoton vaatima laitteisto on niin kallis, ettei se voi seisoa puolet vuodesta, mistä johtuen laitokset toimivat pohjakuormina. Sähkölaitoksen investointeihin on lisätty vain osa koko varastointiketjun investointikustannuksesta, koska kustannukset ovat todennäköisesti Sähkölaitoksen näkökulmasta muuttuvia; joku muu investoi, me maksamme kuljetuksesta ja varastoinnista.

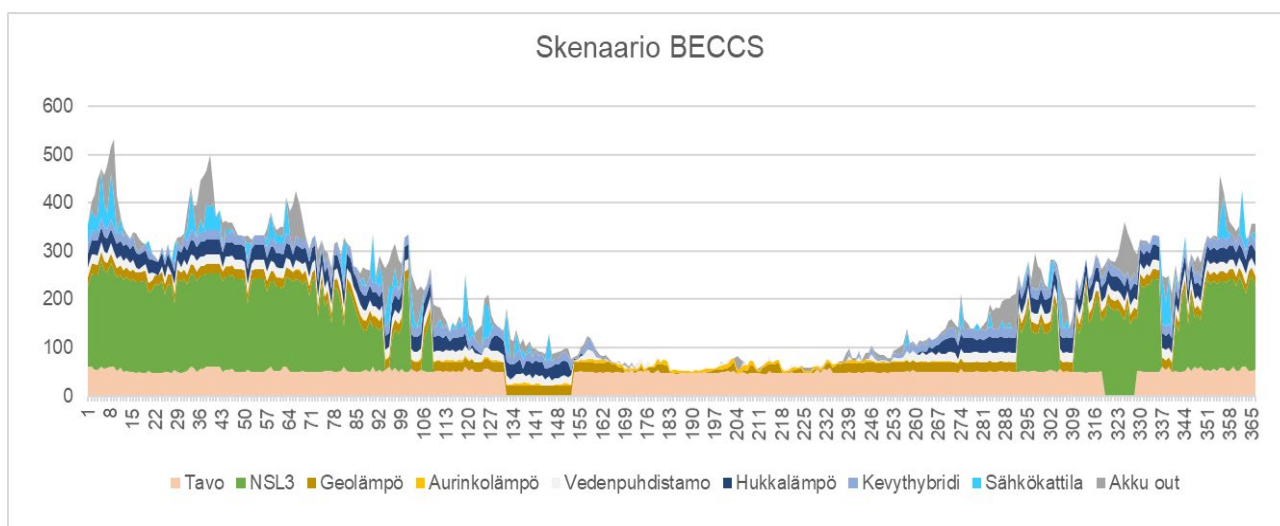
Taulukko 3: Skenaario BECCS tuotantotehot ja investointikustannukset

	Teho	Investointi	Ominais- investointi	Yksikkö
Vedenpuhdistamo pumppu	20 MW	16 MEUR	0,82	MEUR/MW
Geolämpö	20 MW	40 MEUR	2	MEUR/MW
Aurinkolämpö	27 MW	9 MEUR	0,35	MEUR/MW
Sähkökattila	100 MW	20 MEUR	0,2	MEUR/MW
Kevythybridit	20 MW	10 MEUR	0,5	MEUR/MW
Hukkalämmöt	30 MW	60 MEUR	2	MEUR/MW
Varateho vanhoista laitoksista	250 MW	0 MEUR	0	MEUR/MW
Lämpövarasto (luola + teräsakku)	11 GWh	15 MEUR	1,35	MEUR/GWh
Hiilidioksidin talteenotto	210 000 t/v	50 MEUR	0,0002381	MEUR/t
Naistenlahti 3	240 MW	0 MEUR	0	MEUR/MW
Tammervoima	60 MW	0 MEUR	0	MEUR/MW
Yhteensä	867 MW	220 MEUR		

Skenaarion BECCS oletukset

1. Kaukolämpö on kilpailukykyistä talokohtaisia lämpöpumppuja vastaan, muuten kaukolämmön kysyntää ei ole.
2. Biomassa+CCS on kilpailukykyinen verrattuna lämpöpumppuihin (sähköön).
3. Hiilinegatiivinen lämmöntuotanto hyväksytään poliittisesti ja päästöoikeuden hinta on erittäin korkea → päästöjen kompensoinnista tuloja ja valtiolta saa tukia hiilinegatiivisen tuotannon investointeihin.
4. CCS/CCU/BECCS on teknistaloudellisesti mahdollista ottaa käyttöön NSL3:ssa ja TAVO:ssa. Euroopassa on tuhansia laitteistoja jo rakennettu (Suomessa selluteollisuudella paremmat tekniset edellytykset CCS:n käyttöön ennen kaukolämpöä, valtavat ja tasaiset volyymit ympäri vuoden).
5. Poltettava biomassa on aidosti kestävä, jolloin sen poliittinen hyväksyttävyyys on hyvä.
6. Kierrättämätöntä jätettä muodostuu ja sen polttaminen on hyväksyttävää yhdistettynä CCS/CCU.

7. Geolämpökaivot, jäteveden lämpö tai muut keskitetyt lämmönlähteet ovat sijainniltaan helposti saatavilla. Tonttitilaa syville geolämpökaivoille, kevythybrideille ja lämpövarastolle on riittävästi.
8. Sähkölaitoksen öljyvarasto pystytään valjastamaan lämpövarastoksi tai jokin muu vastaavan kokoinen lämpöakku on kannattavaa rakentaa. Tämän lisäksi kuoppa-akku tai kallioakku on mahdollinen teknisesti, sen häviöt ovat riittävän vähäiset ja siihen pystytään polttoon perustumattomilla teknologioilla varastoimaan tarvittavat määrät energiaa verkkoon soveltuvassa lämpötilassa.
9. Hukkalämpöä on saatavilla. Biohiilen tuotanto kasvaa merkittävästi, jolloin siitä saatava hukkalämpö on merkittävä osa hyödynnettävissä olevista hukkalämmöistä.
10. Ydinlämpö ei ole kannattava tai mahdollinen Tampereella.
11. Tampereen Vesi hyväksyy Sulkavuoren lämpöpumpun rakentamisen.



KUVA 14: Tuotantorakenne skenaario BECCS

Tiekartta skenaarioon BECCS pääsemiseksi

Osa investoinneista on helposti ja nopeasti toteutettavissa, toiset taas vaativat pidemmän tähtäimen tekemistä. Tässä on nimetty tuotantokuvasta pohjalta ylöspäin edeten yksi mahdollinen tiekartta skenaarioon BECCS vuonna 2040 pääsemiseksi.

1. TAVO ja NSL3 eivät vaadi muita toimenpiteitä kuin hiilidioksidin talteenottolaitteiston ja sen kuljetuslogistiikan rakentamisen. Tämä voidaan tehdä suhteellisen nopealla aikataululla, kunhan se todetaan riittävän kannattavaksi.
2. Geolämpöä tässä skenaariossa on 20 MW. Jos geolämpö todetaan kannattavaksi, tämä tuotantoteho voidaan porata nopeastikin. Sähkölaitoksen pitää varmistaa, että sillä on käytössä vähintään yksi pora vuodesta 2030 alkaen.
3. Aurinkolämpö on helppo skaalata ylöspäin. Se voidaan ottaa käyttöön heti, kun se osoittautuu kilpailukykyiseksi, kunhan tontti tai kattopinta-ala kaukolämpöverkon varrelta järjestyy.

4. Vedenpuhdistamon lämpöpumpun käyttöönottoa rajoittaa se, että käyttöönotto aiheuttaisi mahdollisesti häiriötä jäteveden purkuputken käyttöön. Sopivia ikkunoita saattaa olla vain 5–10 vuoden välein. Kunhan Tampereen Veden kanssa päästään yhteisymmärrykseen käyttöönotosta, lämpöverkon kannalta käyttöönotto voidaan tehdä nopeasti.
5. Hukkalämpö perustuu voimakkaasti biohiileen. Rajoittavana tekijänä on biohiilen kysyntä. Kunhan tämä ratkeaa, toimintaa voidaan laajentaa nopeastikin. Muita hukkalämmön lähteitä otetaan käyttöön sitä mukaa kuin niitä Tampereelle tulee. Kapasiteetti siis kasvaa lineaarisesti 2040 lähestyessä.
6. Kevythybridejä on suunnitelmassa sen verran vähän, että niiden käyttöönotto voidaan tehdä asiakkaiden tarpeiden mukaan. Jos ratkaisu osoittautuu kilpailukykyiseksi, tähän 20 MW tehoon päästään ilman lisätoimenpiteitä.
7. Sähkökattiloiden asentaminen on yksinkertaista ja voidaan tehdä nopeastikin. Rajoittavaksi tekijäksi muodostuu kantaverkko. Länsi-Tampereella ei ole mahdollisuutta liittyä Fingridin kantaverkkoon. Uuden kantaverkkoyhteyden suunnittelu ja rakentaminen kestää 5–10 vuotta. Sähkökattila asennettaisiin mielellään länsi-Tampereelle korvaamaan käytöstä poistuvaa Lielahden voimalaitosta, mutta jos kantaverkkoyhteys ei järjesty, tarvitaan itä–länsi lämmönsiirtokapasiteetin laajentamista ja geolämmön painottamista länteen.
8. Kaukolämpöakku voidaan ottaa käyttöön suhteellisen nopeasti. Sen aikataulu kannattanee sitoa sähkökattiloiden käyttöönottoon.

7.7 Skenaarioiden kustannusvertailu

Skenaarioiden päästöjä ja investointikustannuksia voidaan vertailla ja tuotantokustannuksista voidaan esittää suuntaa antavia vertailuja. Kaikkia skenaarioita ei ole tässä työssä tarkasteltu yksityiskohtaisesti, vaan tähän vertailuun on otettu kaksi pääskenaariota, skenaario X (polttoon perustuvan tuotanto) ja skenaario BECCS (bioenergian hiilidioksidin talteenotto). Näitä on vertailtu Tampereen Sähkölaitoksen nykyiseen pitkän tähtäimen suunnitelmaan (PTS).

Skenaarioiden päästöt on laskettu sillä oletuksella, että sähkön ominaispäästökerroin on 30 g/kWh. Tämä arvio perustuu TEM:in ennusteeseen sähkön ominaispäästöistä (31 g/kWh vuonna 2030). Sähkönkulutus painottuu talvikaudelle eli ajalle, jolloin voi olettaa sähkön kulutuksen päästöjen olevan keskimääräistä suuremmat. Tämän päästökertoimen tarkalla arvolla ei ole suurta merkitystä kokonaisuudelle.

Jätteenpolton päästökerroin on 65 g/kWh. Kerroin sisältää oletuksen siitä, että jätteenpolton päästöt jaetaan jätteen tuottajakunnan mukaan. Nykyisellään esimerkiksi Orivedellä tuotetun jätteen päästöt siirtyvät Tampereella tuotetun kaukolämmön päästöiksi. Muuten on käytetty Tilastokeskuksen päästökertoimia. Tärkein oletus on biomassan polton hiilineutraalius, jonka vaikutusta päästöihin voi arvioida taulukkoon lisätystä biomassan käyttö sarakkeesta.

Taulukko 4: Skenaarioiden yhteenveto

	Päästöt	Investoinnit	Biomassan käyttö
Skenaario X	24 000 tCO ₂	312 MEUR	0 TWh
Skenaario BECCS	- 174 000 tCO ₂	220 MEUR	0,7 TWh
Nykyinen pitkän tähtäimen suunnitelma (PTS)	39 000 tCO ₂	ei vertailukelpoinen*	1,2 TWh

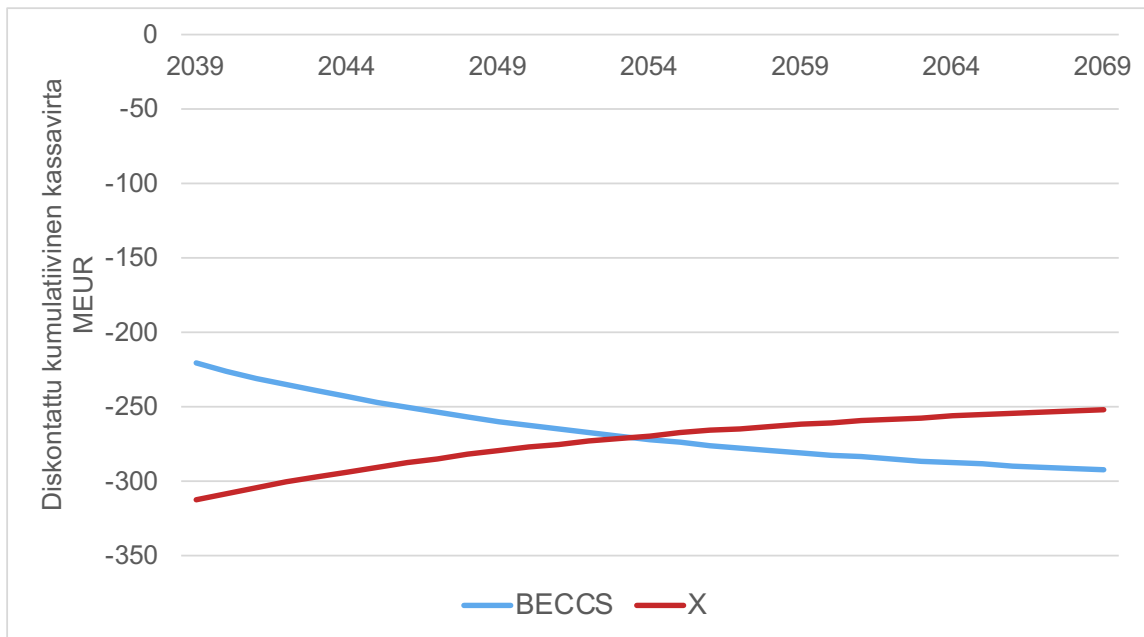
*Vertailussa on vain varsinaiseen siirtymään liittyvä investointi. Lisäksi jokaiseen skenaarioon liittyy merkittäviä ylläpitoinvestointeja, mutta niiden ajatellaan olevan karkeasti samat kaikissa skenaarioissa. Nykyiseen rakenteeseen joudutaan luonnollisesti investoimaan laitosten käyttöiän päätyttyä. Nämä investoinnit ovat lähitulevaisuudessa samat kaikissa skenaarioissa, ja liittyvät NSL3-projektiin tai varatehoon. Pidemmällä tulevaisuudessa merkittävimmät uusittavaksi tulevat komponentit nykyisessä suunnitelmassa ovat pelletti- ja hakelämpökeskus. Nämä laitokset puuttuvat X- ja BECCS-skenaarioista. Laskennallisesti näiden laitosten päälaitteet tulevat uusittavaksi 2050-luvun puolessavälissä. Alkuperäisen investoinnin kokoluokka oli yhteensä noin 36 M€ ja päälaitteiden uusinnan hintaluokka on noin 25 M€. PTS ei luonnollisesti ota kantaa vielä siihen, millaisella teknologialla kyseiset lämpökeskukset uusittaisiin. Muiden lämpökeskusten osalta säästöjä korvausinvestoinneissa tulisi jonkin verran, mutta ei kuitenkaan merkittävästi. Kaasulämpökeskuksen hinta on verrattain alhainen ja käyttöikä pitkä. Merkittävä osa lämpökeskuksista ylläpidettäisiin häiriöiden ja tehopulan varalle myös skenaarioissa X ja BECCS. Investointiluvut ovat hyvin yksinkertaistavat, ja esimerkiksi investointien ajoitus vaikuttaa kunkin skenaarion kannattavuuteen keskeisesti.

Seuraavissa kuvissa on eri hintaskenaarioiden vaikutus skenaarioiden kannattavuuteen pitkällä aikavälillä. Kuva 1 perustuu vuoden 2020 pitkän tähtäimen suunnitelman hintoihin, joissa ei oteta kantaa verotuksen muutoksiin. Sitä käytetään business-as-usual hintaennusteena, jossa poliittista ohjausta ei oteta käyttöön. Kuva 2 perustuu merkittävään toimintaympäristön muutokseen, jossa päästöikeyden ja puun hinnat ovat korkeat 115 €/t ja +100 % nykyiseen puun hintaan. Lisäksi sähkön hinnan vaihtelu kasvaa (enemmän nollatunteja ja enemmän kalliita tunteja mutta sama keskihinta). Molemissa hintaskenaarioissa oletetaan, että sähkövero on EU:n sallima minimi.

On mahdollista, että näistä toimintaympäristön muutoksista tapahtuvat kaikki, ei mitään tai jokin yhdistelmä. Lisäksi on varmaa, että näiden ulkopuolella tapahtuu muutoksia, joita emme voi tällä hetkellä ennakoida. Hintakäyrät havainnollistavat hintojen vaikutusta kannattavuuteen, eivät vaihtoehtojen paremmuutta. Skenaarioiden oletukset ovat tarkoituksella yliyksinkertaistavat. Tarkemmat oletukset loisivat lähinnä harhakuvitelmaa laskennan tarkkuudesta.

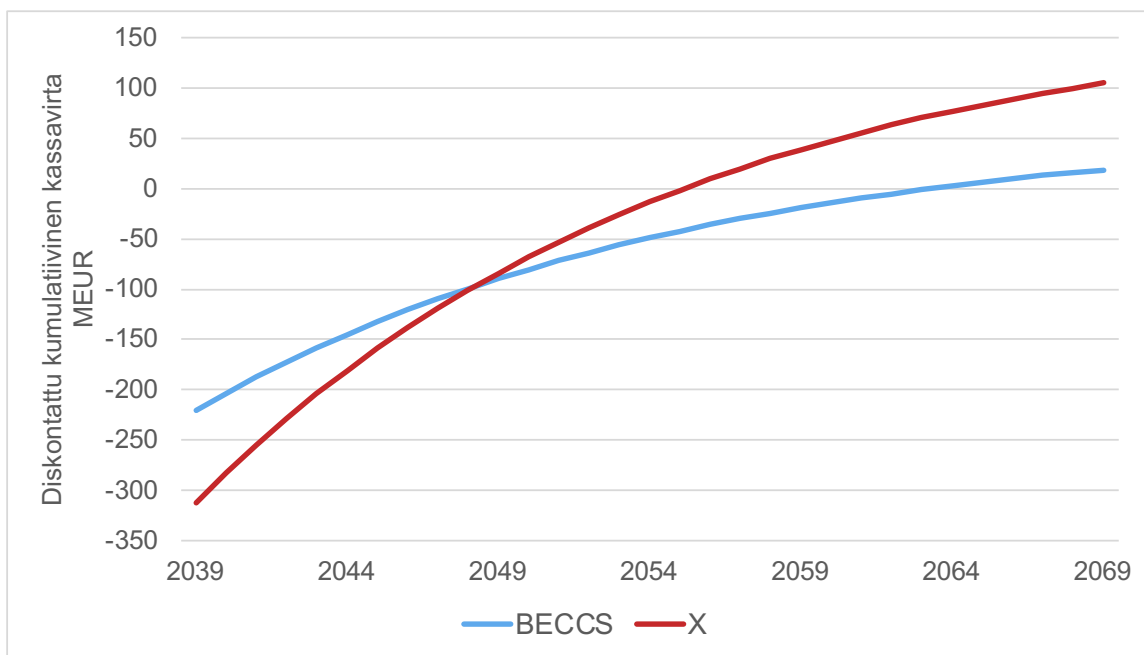
Oletamme, että investointi tehdään vuonna 2039, jonka jälkeen elämme vuotta 2040 uudelleen ja uudelleen. Laskennassa investointien jäännösarvo vuonna 2070 on nolla. Lähitulevaisuuden investoinnit ovat hyvin tarpeellisia kaikissa tuotantoskenaarioissa ja ne ovat kaikissa samat. Laskennassa ei ole mukana ylläpitoinvestointeja, jotka oletetaan niin ikään olevan eri skenaarioissa samaa luokkaa. Laitoksille tulee 20–25 vuoden käytön jälkeen merkittävämpi uudistustarve, jossa kustannus on noin 20 % uusinvestoinnista ja 45–50 vuoden kohdalla päälaitteiden uusinta, joka on jonkin verran edullisempi kuin uusinvestointi. Vastaavia arvioita esimerkiksi hajautettuun ylläpitoon kevythybridien osalta ei vielä ole. PTS-skenaariossa pysymiseksi tarvittavia päälaitteiden uusintainvestointeja 2050-luvulta eteenpäin ei ole huomioitu. Skenaarioiden X ja BECCS kannattavuus voi olla tällä perusteella hiukan esitettyä parempi. Tässä merkittävin erottava tekijä tuotantoskenaarioiden välillä on hake- ja pellettilämpökeskuksen päälaitteet.

Käyrä alkaa siis vuodesta 2039 ja skenaariolle lasketuista investointikustannuksista. Lähtöpiste on investoinnin suuruuden verran negatiivisella puolella. Tämän jälkeen skenaarioiden tuotantokustannuksia verrataan PTS:n tuotantokustannuksiin. Jos skenaarion tuotantokustannukset ovat edullisemmat kuin PTS:ssä, lähestyy käyrä vuosien kuluessa nollaa. Kun käyrä ylittää nollatason, investointi on maksanut itsensä takaisin korkojen kera ja on siis ollut kannattava. Jos skenaarion tuotantokustannukset ovat kalliimmat kuin PTS:ssä, loittonee käyrä nollatasosta.



KUVA 15: Kahden skenaarion diskontattu kumulatiivinen kassavirta 30 vuoden tarkastelujaksolla ja Tampereen Sähkölaitoksen PTS 2020:n hinnoilla.

Yllä olevasta kuvaajasta nähdään, että PTS:n hinnoilla ja laskennassa tehdyillä oletuksilla kumpikaan skenario ei ole kannattava. Skenaariossa X tuotantokustannukset ovat alhaisemmat kuin PTS:ssä, mutta se ei riitä kattamaan 312 MEUR investointiohjelmaa. BECCS-skenario taas on 220 MEUR investoinnista huolimatta tuotantokustannuksiltaan kalliimpi kuin PTS. Tämä johtuu siitä, että skenaariossa päästöoikeuksien hinta ei ole riittävän korkea kattamaan hiilidioksidin talteenoton muuttuvia kustannuksia.



KUVA 16: kahden skenaarion diskontattu kumulatiivinen kassavirta 30 vuoden tarkastelujaksolla vaihtoehtoisessa hintaskenaariossa.

Vaihtoehtoisilla hintaoletuksilla molemmat skenaariot ovat korkeista investointikustannuksistaan huolimatta kannattavampia kuin nykyinen PTS. Hintaskenaariossa päästöoikeuden hinta on noin 115 €/t ja hiilidioksidin talteenoton kustannus on noin 110 €/t. Koska kate hiilidioksidin talteenotosta on pieni ja puu on kallista, ei BECCS-skenaario alemmista päästöistä huolimatta ole kannattavampi kuin X. Tämä tasapaino muuttuu, kun hiilidioksidin hintaa kasvatetaan.

Kysymykseen siitä, mikä on paras tapa tuottaa lämpöä seuraavat 50 vuotta, nämä kuvaajat eivät pyri eivätkä pysty vastaamaan. Tarkoitus on havainnollistaa toimintaympäristön muutosten vaikutusta polttovapaan ja hiilinegatiivisen lämmöntuotannon kilpailukykyisyyteen.

Oleellista on kaukolämmön kilpailukyky talokohtaisiin ratkaisuihin nähden investointien jälkeen, koska muuten lopputuloksena on polttoon perustumaton lämmitysjärjestelmä ilman asiakkaita. Vaihtoehtoiset talokohtaiset järjestelmät toimivat samassa toimintaympäristössä.

8 Yhteenveto

Tampereen kokoisen kaupungin energiajärjestelmässä tarvitaan tehoa 1100–1200 MW huippukulutuksen aikana, josta 350 MW siirretään sähköverkon ja noin 800 MW kaukolämpöverkon kautta. Sähkönkulutuksessa on selkeämpi päivä- ja viikkoprofiili, mikä helpottaa ennustettavuutta. Lämmönkulutuksen profiili on vaihtelevampi, sillä lämmitys perustuu voimakkaammin lämpötilan pieniinkin vaihteluihin päivästä ja vuodenajasta riippuen. Suomessa lämmitysverkot tukevat pakkasella voimakkaasti energiansiirtotarvetta ja se on osa kokonaisjärjestelmän hallintaa. Lämmitysverkot mahdollistavat sähköverkon vakauden.

Euroopassa lämmityksen tarve on pienempi. Siellä vastaavasti kaasuverkossa liikkuu paljon enemmän energiaa kuin sähköverkossa. Suomen järjestelmän hyvä puoli on, että kaukolämpöverkossa lämmitys ei ole tuotantoteknologia- tai polttoainesidonnainen, vaan energianlähde voidaan muuttaa verrattain kustannustehokkaasti. Samalla pystytään vaikuttamaan kerralla laajamittaisesti kuluttajien päästöihin.

Tampereen Sähkölaitoksen koko energiantuotannon hiilidioksidipäästöt olivat vuonna 2010 noin 1 000 kt vuodessa. Nykyinen tuotantosuunnitelma (PTS) pienentää päästöt tasolle 45 kt / vuosi. Pääosin muutos tapahtuu vuoteen 2025 mennessä. Suunnitelmaan sisältyy biomassan energiakäyttöä, jolle tässä työssä etsittiin ilmastollisesti vielä parempia vaihtoehtoja.

Tuotantoskenaario X on polttoon perustumaton. Siinä lisäinvestointien suuruusluokka on 312 M€. Suunnitelma on ajoitettu vuoteen 2040. Biomassan käyttö lämmöntuotannossa poistuu ja muuttuu pääosin sähköpohjaiseksi. Sähkön käyttöä pienentää lämpöpumppumahdollisuuksien hyödyntäminen ja vanhojen kattiloiden ylläpito tehonhallintaa varten. Fossiilisen hiilidioksidipäästön määrä investointien jälkeen on noin 24 kt vuodessa. Järjestelmän kilpailukykyyn talokohtaisia järjestelmiä vastaan vaikuttavat investointien ajoitus sekä sähkön tehonhallinnan kustannuksien kehittyminen ja julkiset tuet.

Tuotantoskenaario BECCS pohjautuu hiilidioksidin talteenottoon. Sen vaatima lisäinvestointi on noin 220 M€ ja investointien jälkeinen yhtiön päästötase on negatiivinen. Järjestelmä kaappaisi ilmasta vuosittain 170 kt hiilidioksidia. Muuttuva kustannus on BECCS-järjestelmässä korkeahko. Kus-

tannus riippuu teknisen toteutuksen yksityiskohdista, biomassan ja päästöoikeuden hinnasta ja sen mahdollisuudesta saada myyntituloja päästöoikeuksista talteenotettuja hiilidioksiditonnetta vastaan. BECCS-skenaario on rakenteeltaan monipuolisin ja toimintaympäristön muutos vaikuttaa tukevan sitä. BECCS on tuotantoskenaarioista suositeltavin tässä vaiheessa.

Todellisuudessa nopein ja paras tie hiilinegatiiviseen yhteiskuntaan yhdistelee esitettyjen tuotantoskenaarioiden kannattaviksi osoittautuvia investointeja. Tuotanto pitää sisällään polttoon perustamattomia ratkaisuja, mutta myös hiilinegatiivisia ja -neutraaleja polttoon perustuvia tuotantomuotoja, jotka auttavat koko Suomen energiajärjestelmän ylläpitoa. Päästövähennysten oletuksena ovat muutokset koko Suomen energiantuotannossa.

Potentiaalisimmat teknologiat polttovapaaseen ja hiilinegatiiviseen kaukolämmöntuotantoon Tampereella ovat sähkökattilat, lämpöpumput sekä hiilidioksidin talteenotto. Lämmöntuotannon muuttaminen sähkökulutukseksi tuo kuitenkin haasteita. Muutoksen todellinen ympäristöystävällisyys vaihtelee energiajärjestelmän tuotantotilanteen mukaan.

Tampereen Sähkölaitos seuraa tarkasti kaukolämmön kilpailukykyä maalämpöä vastaan polttoon perustamattomassa järjestelmässä. Tärkeää on edesauttaa kaukolämpöverkon lämpöpumppujen sekä hiilidioksidin talteenoton kehittämistä ja kustannustehokkuutta.

Kaukolämpöjärjestelmän kautta tehdyt muutokset ovat kaikkein resurssitehokkaimpia eli nopeimpia taistelussa ilmastomuutosta vastaan. Kaukolämmön vahvuuksia ovat tuotantomuodon muutosten keskitetty toteutus, hukkalämpöjen talteenotto, kulutuspiikkien tasaaminen, energialähteiden monipuolinen hyödyntäminen ja järjestelmän toimitusvarmuus.

Kaukolämpö on kaupunkien nopein tie ilmastoystävälliseen lämmitysenergiaan.

9 Syventävä materiaali

Syventävä materiaali taustoittaa skenaarioiden oletuksia ja perustelee selvityksessä esitettyjä haasteita lämmöntuotannon sähköistymisessä. Järjestelmää tarkasteltaessa on tärkeää huomata erot sähkömarkkinoiden ja lämpömarkkinoiden välillä, erottaa keskihinta toteutuneesta tuntihinnasta ja hahmottaa systeemin erilaiset tarpeet teholle ja energialle.

Lisäksi tarkastellaan muutamien muiden kaukolämpökaupunkien suunnitelmia ja tavoitteita, jotka koskevat polttoon perustumatonta tai hiilinegatiivista lämmöntuotantoa.

9.1 Sähkön hinta

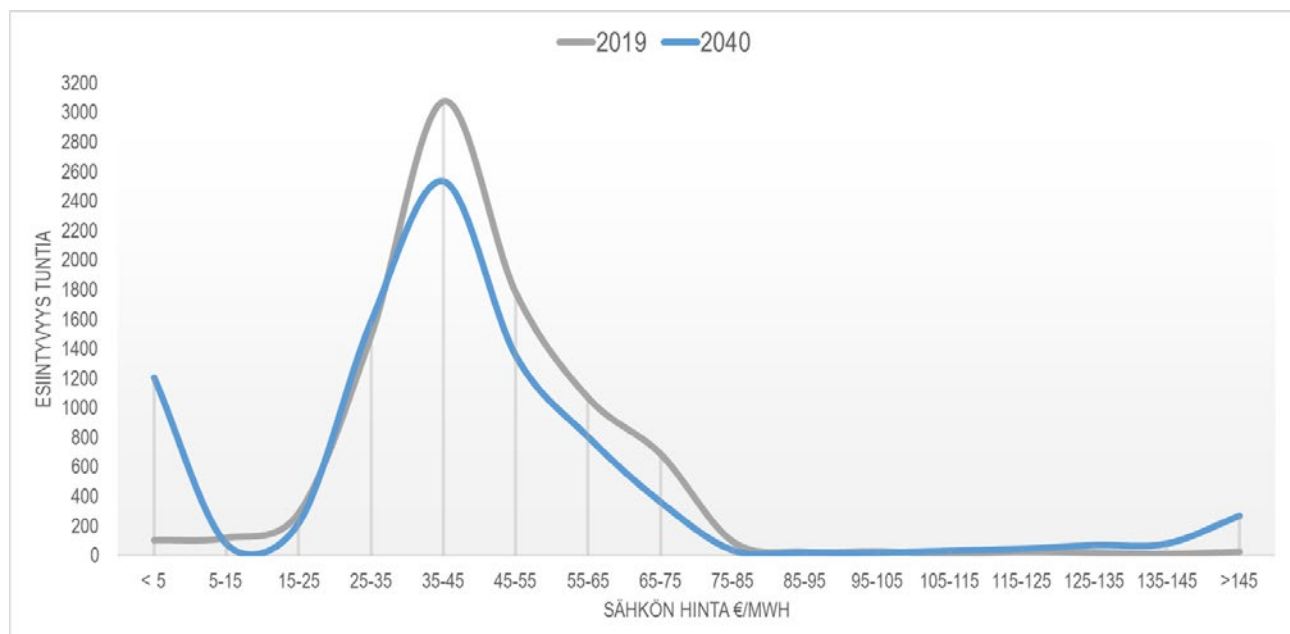
Yleinen oletus uusiutuvan sähköntuotannon osalta on "tuulivoima on halpaa, joten kasvanut sähkön tarve otetaan tuulivoimasta". Vuositaseissa tämä toimii, tuntitasolla kuitenkin ei. Monesti näkee skenaarioita, joissa kysyntäjousto on tuhansia megawatteja. Tampereen kaupungin sähkön kulutus on pakkasilla 350 MW. Tuhansien megawattien kysyntäjoustopuhutusta siis nopeasti kymmenen kaupungin sähkötehosta. Varsinkaan lämpöä ei kuluteta keskimäärin ja kylmällä volyymit ovat eri mittaluokassa kuin ajatellaan.

Tuulivoiman PPA:n (power purchase agreement, pitkäaikainen sähköenergian hankintasopimus), hintaa ei voi käyttää likiarvona sähkön kokonaishinnasta. Sähkön kokonaiskustannus ja energian muuttuva kustannus sekoittuvat. Kustannus tuulisähkön käytöstä on erilainen kuin tuulisähkön muuttuva kustannus. Sähkön siirtomaksujen, verojen ja pääoman tuottovaatimusten lisäksi kustannukseen tulee hinnoiteltavaksi monia riskejä esimerkiksi tehonhallintaan liittyen.

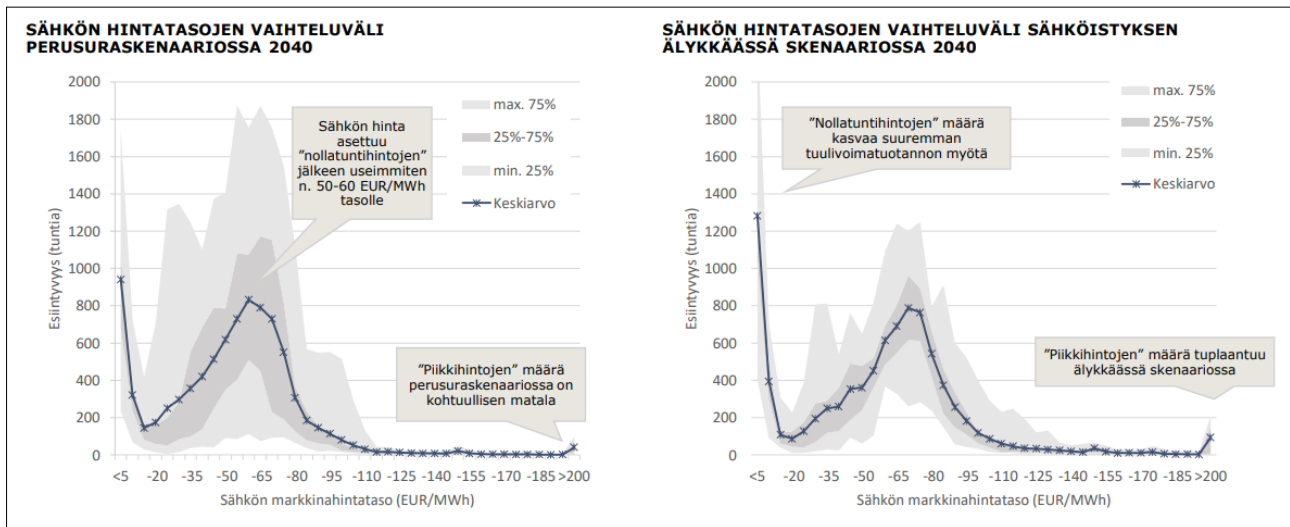
Muuttuvalta kustannukseltaan edullisen ja päästöttömän sähkön, eli tuulivoiman ja aurinkovoiman, tuotannon määrä ei ole säädettävissä. Jos sähköntuotanto mitoitettaisiin niin, että sähkön hinta olisi johdonmukaisesti halpa talvella Suomessa, ja kaupunkien lämmitys olisi laajamittaisesti siirretty kaukolämpöverkosta lämpöpumpuille, seurauksena olisi negatiivinen sähkön hinta Suomessa lämmityskauden ulkopuolella, eli huhtikuulta marraskuulle saakka.

Toisaalta, vaikka tuulivoiman kapasiteetti olisi kuinka suuri, tulee tilanteita, joissa sitä ei ole tarpeeksi, mikä puolestaan nostaa merkittävästi sähkön hintaa joinain ajanhetkinä, erityisesti lämmityskaudella. Lisääntyvä sähkönkulutus yhdistettynä korkeisiin hintapiikkeihin alituotantohetkillä nostavat lopulta sähkön keskihintaa kuluttajalle. Myyjän on vietävä hyvin volatiilin markkinan riski lopulta kuluttajien hintoihin.

Sähkön keskihintaa vuodessa on vaikea ennustaa. Hinta voi olla suuren tuulivoimakapasiteetin johdosta nykytilannetta alhaisempi tai kulutuksen kasvaessa korkeampi. Vuoden keskihintaa merkittävämpi tekijä lämmityksen sähköistämisessä on kuitenkin hintajakauma. Nollahintoja tulee olemaan kesällä. Talvella lämmityskysynnän kymmenkertaistuessa voi hinta nousta kenties tuhansiin euroihin per megawattitunti tuulettomina ajankohtina, jos muita tuotantomuotoja ei löydy tarpeeksi. Alla olevassa kuvassa näkyy käytetty sähkön hintajakauma.



KUVA 17: Tämän työn optimoinneissa käytetty hintakäyrä kuvaa muutosta mahdollisimman optimistisesti.

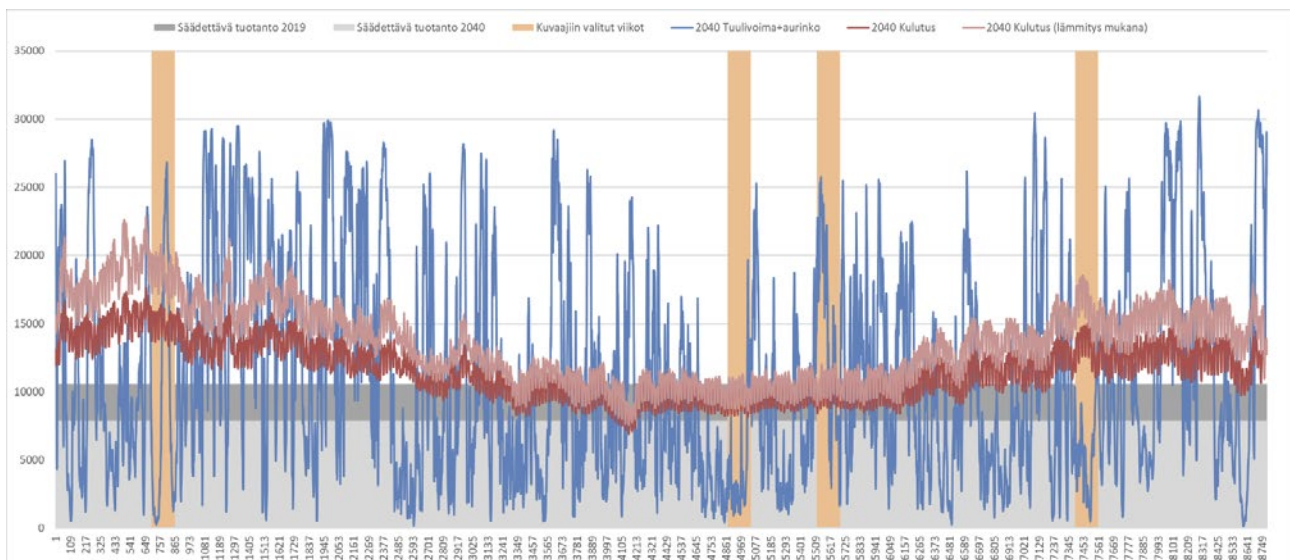


KUVA 18: AFRY:n esittämät hintaskenaariot kahdessa eri tapauksessa.

9.2 Sähköjärjestelmä vuonna 2040

Lämmityksen sähköistyminen on haasteellista sähköistyneessä yhteiskunnassa, jossa tuotanto perustuu uusiutuvaan tuuli- ja aurinkovoimaan. Sektorikytkentä ja heilahtelevat hinnat ovat tulevaisuuden energijärjestelmän ominaisuus. Lämmitysenergian siirron pysyminen kaukolämpöverkossa helpottaisi tilanteesta huomattavasti ja auttaisi päästövähennystoimien suuntaamisessa kustannustehokkaammin.

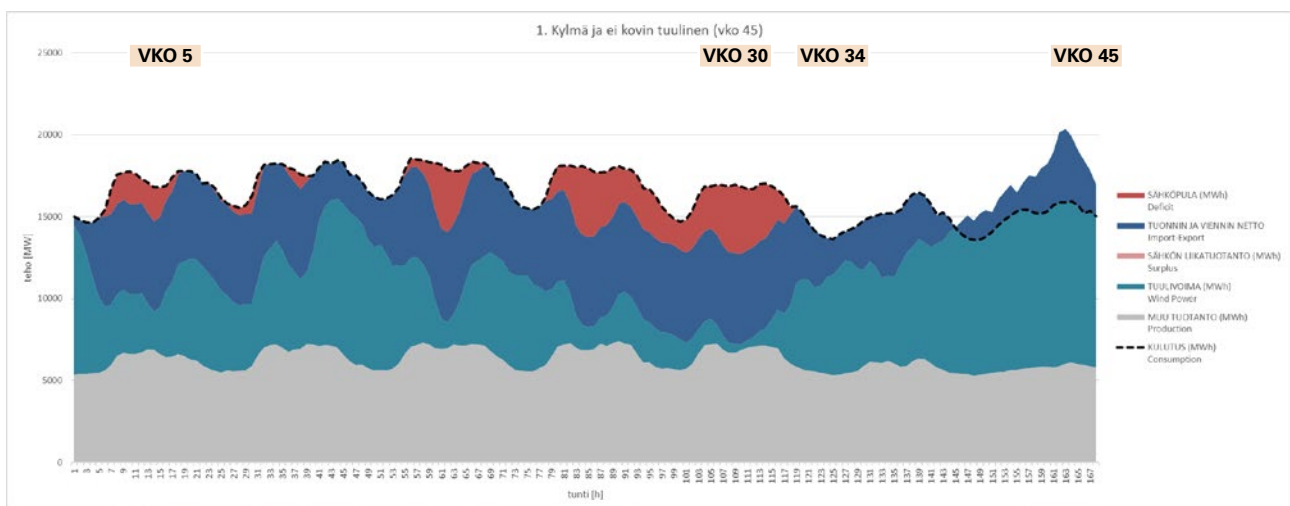
Kaukolämmön siirtyminen sähkönkulutukseksi vaikuttaisi merkittävästi koko Suomen sähköverkkoon ja markkinoihin. Haasteita tuottaisi etenkin skenaario "X miinus", jossa keskitetty lämmöntuotanto on muuttunut hajautetuksi sähkön kulutukseksi, ja lämpövarastot eivät tasaa kulutuksen huippuja lainkaan.



KUVA 19: Suomen sähkötase vuonna 2040

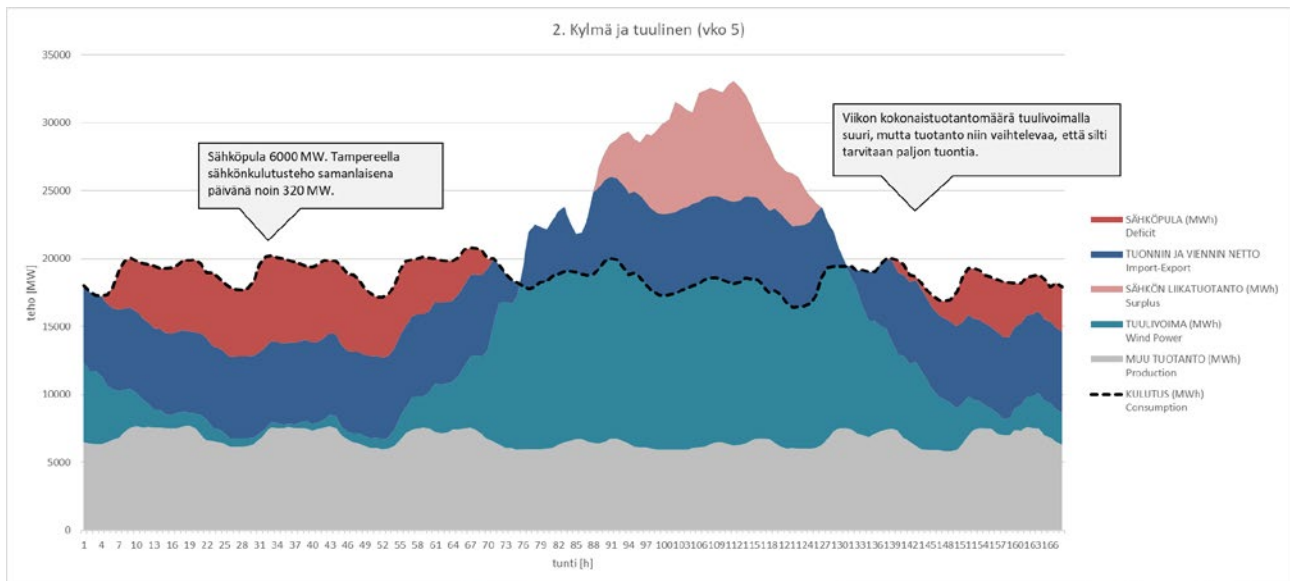
Yllä olevassa kuvassa näkyy tuulivoiman toteutunut tehoprofiili vuoden 2019 mukaisesti, mutta volyyymiä on kasvatettu niin, että saadaan tuotannoksi noin 100 TWh vuodessa (sininen käyrä). Energiamäärä on asetettu ainoastaan sillä tarkoituksella, että saadaan suuren tuulivoimatuotantomäärän järjestelmävaikutus näkyväksi. Volyymi voidaan valita vapaasti. Samassa kuvassa näkyy Suomen sähkönkulutus vuonna 2019 (punainen käyrä) sekä siihen lisätty energia lämmön kulutuksen tehoprofiilin mukaisesti. Tällä kuvataan kaukolämmityksen osittaista sähköistymistä (vaaleanpunainen käyrä). Vastaavasti CHP-sähkötuoantoa on pienennetty puoleen (tummanharmaa alue).

Oletus siis on, että tuulivoiman moninkertaistaminen laskee sähkön hintaa ja poistaa kannattamattomaksi tulevaa muuta uusiutuvaa sähkötuoantoa markkinoilta. Tämä markkinaefekti on ilmeinen kuvassa näkyvän ylituotannon kautta. Sähkön ylituotantoa on aina sinisen käyrän ylittäessä vaaleanpunaisen. Monin paikoin käyrien ylittäminen vaatii tuulivoiman pysäyttämistä, mikä heikentää tuulivoimahankkeiden käyttötunteja ja kannattavuutta.



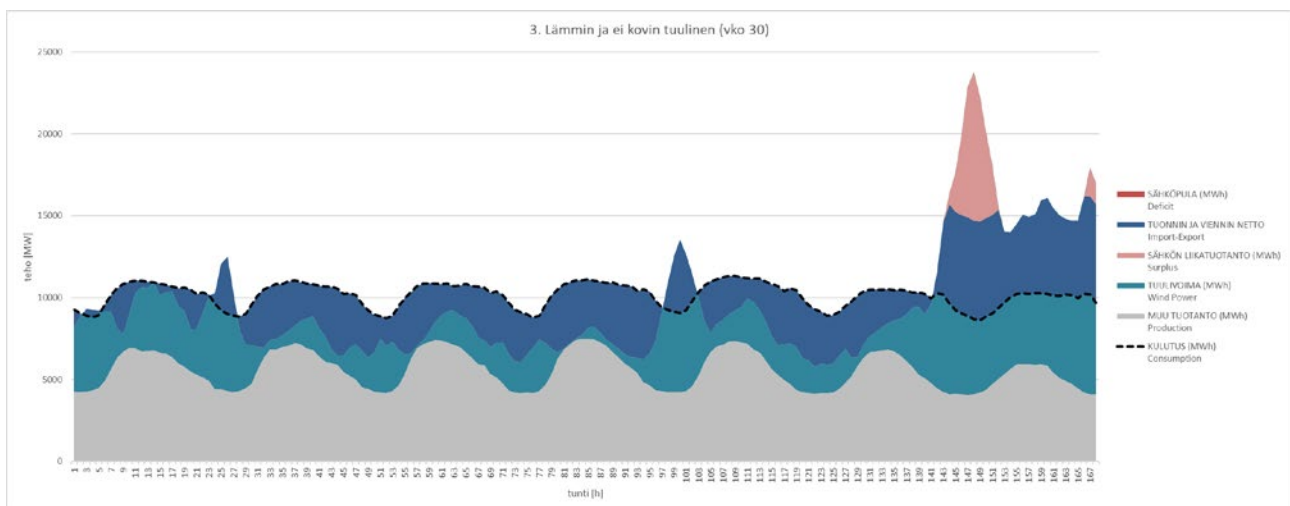
KUVA 20: Viikko 45, sähköpulaviikko

Viikkotasolla Suomen sähköjärjestelmässä toteutuneilla kulutuksen ja tuulivoiman profiilin arvoilla saatu sähköpula on 3 500 MW. Sähköpula alkaa, kun tuontikapasiteetti (sininen alue) loppuu. Oletus siis on, että naapurimaissa on aina avoin toimitus siirtolinjan maksimiin (6000 MW) saakka. Tampereella sähkönkulutusteho samanlaisena päivänä on noin 300 MW. Fingridillä on varakapasiteettina noin 1000 MW kaasulauhdeturbiineja tehopolan varalta.



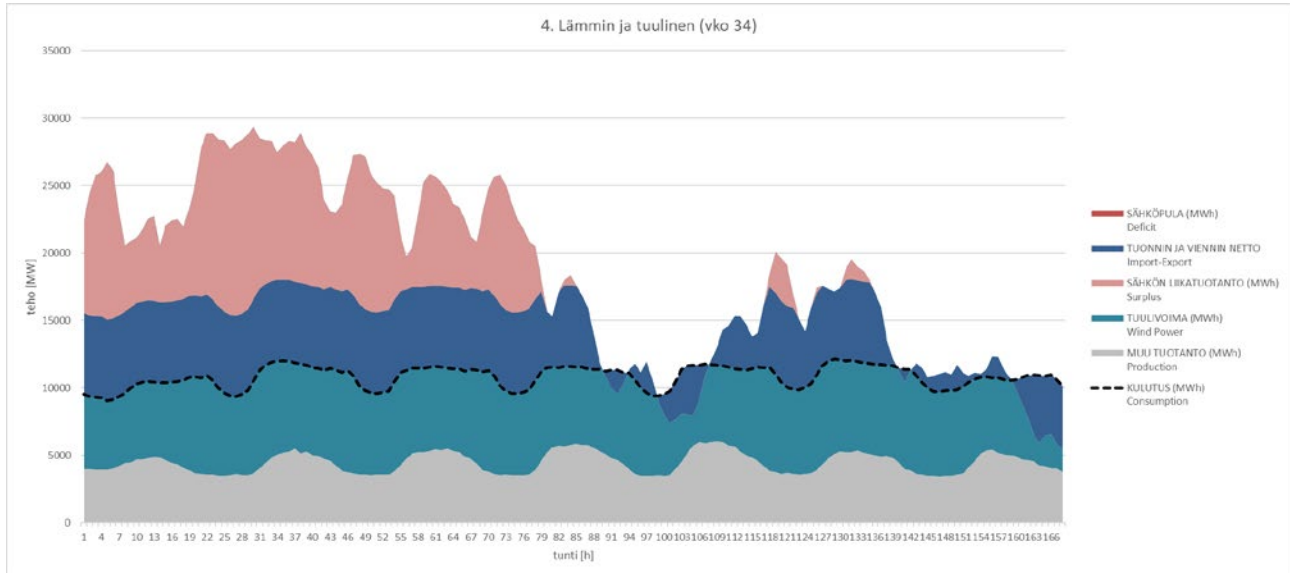
KUVA 21: Viikko 5, vaihteleva sähköpula viikko.

Kuvassa näkyy merkittävästi viikon sisäisesti vaihtelevaa tuotantoa. Alkuviikosta ensin sähköpula 6000 MW ja sitten liikatuotantoa saman verran. Sähköpulaan vastaaminen vaatisi 6000 MW uuden siirtolinjan ja oletuksen, että naapurimaissa ei olisi vastaavaa tilannetta. Vaihtoehtoisesti tarvittaisiin Fingridin kaasuturbiinikapasiteetin kuusinkertaistamista tai kiertävät sähkökatkokset. Kaiken liikatuotannon varastoimiseen tarvittaisiin ainakin 300 kappaletta tällä hetkellä pohjoismaiden suurinta sähkövarastoa. Mikäli vedyntuotanto olisi noin nopeasti säätyvää, se tietenkin vähentäisi hieman liikatuotannon määrää. Tässä kuvassa on kuitenkin tarkoituksena havainnollistaa kokoluokkia, mistä johtuen vedyntuotantoa ei ole tarkemmin laitettu kuvaan.



KUVA 22: Viikko 30, vähäinen kulutus ja tuulisuus.

Heinäkuussa turvaututaan sähkön tuontiin valtavasta kotimaisesta tuotantokapasiteetista huolimatta. Viikolla kuitenkin hetkellinen noin 14 000 MW kysynnän ylittävä tuotantopiikki. Tuotannon vaihtelevuus on äkillistä ja vaatii paljon sähköverkolta.



KUVA 23: Viikko 34, tuulinen kesää.

Sähkön liikatuotanto on yllä olevassa kuvassa noin 13 000 MW. Tampereella kaukolämmön kokonaan sähköistämällä suoralla sähköllä saisi liikatuotantoa siirrettyä kaukolämpöverkkoon vastaavan tyyppisenä lämpimänä päivänä noin 100 MW. Tarvittaisiin siis 13 000 MW uutta siirtolinjaa ja oletus, että naapurimaissa sähkölle olisi kysyntää, tai tuulivoiman pysäyttämistä. Vedyn tuotantoon ylituotanto on hyvin vaihtelevaa, mikä vähentää laitoksen käyttötunteja ja nostaa hintaa.

Kuvakokonaisuudesta voi arvioida, että tilanne lienee mahdollista hallita siirtolinjoilla, kaasuturbiineilla, tuulivoiman tuotantoa rajoittamalla sekä uusilla prosesseilla, kuten vedyntuotannolla. Vaadittavat uudet rakenteet ovat kuitenkin valttavan suuria ja niiden talouslogiikka epäselvä. Järjestelmä lienee mahdollinen tukiin pohjautuen, mutta vaikuttaa epätodennäköiseltä, että sähkö olisi siinä tilanteessa halpaa ja että resurssit olisivat kaikilta osin tehokkaimmin suunnattu taistelussa ilmastonmuutosta vastaan. Erityisesti tämä näkyy kaasuturbiinikapasiteetin lisätarpeessa tuulivoiman rinnalle, kun siirretään kaukolämmön tuotantoa suuremmassa mitassa sähkön kulutukseksi.

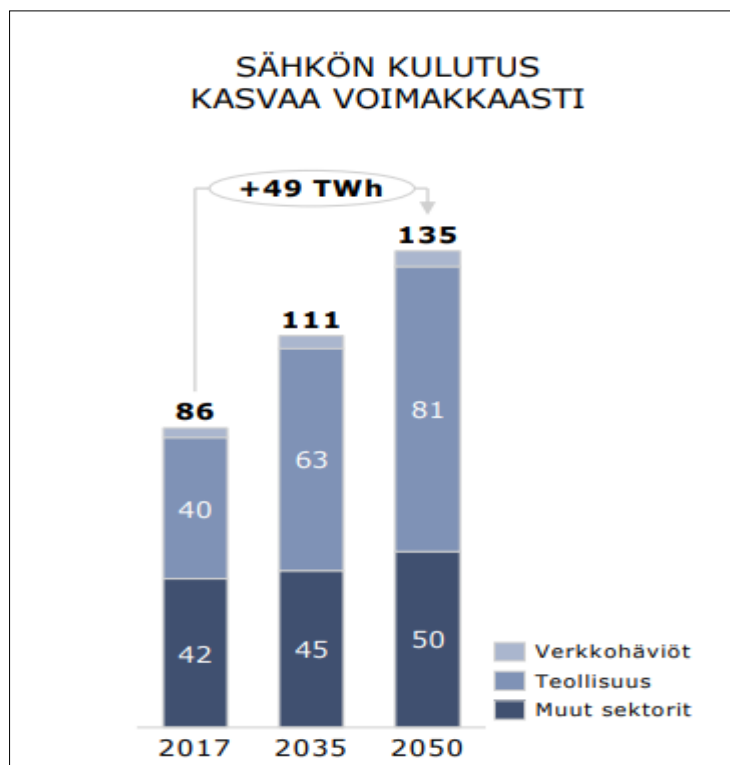
Tässä tilanteessa kaasuturbiinit nähdään todennäköisempänä ratkaisuna kulutushuippuihin kuin esimerkiksi biovoima, koska kaasulaitos on edullisempi, käyttötunteja on niukasti ja kaasun käyttövalmius ja toimintavarmuus on parempi. Biomassalla on orgaanisen koostumuksensa takia lyhyt säilöntäaika ja sitä onkin haastavaa varastoida satunnaista käyttöä varten. Lisäksi kaasuturbiinit ovat nopeita käynnistää ja helppoja säätää sähköntarpeen mukaisesti. Kantaverkkoyhtiöt käyttävät kaasuturbiineja juuri tähän tarkoitukseen.

Säätövoimaa tarvitaan ja tuntitasolla järjestelmä näyttää hyvin erilaiselta kuin vuosienergioita veratessa. Tuulivoimaa on mahdollista lisätä valtavasti ja sillä voi tuottaa ison osan Suomen sähköstä, mutta se kuitenkin vaatii rinnalleen säätökapasiteettia. Jos lämmöntarpeisiin pitäisi vastata kokonaan sähköllä, on polttaminen nykytiedolla pakollista jossain osassa energiajärjestelmää.

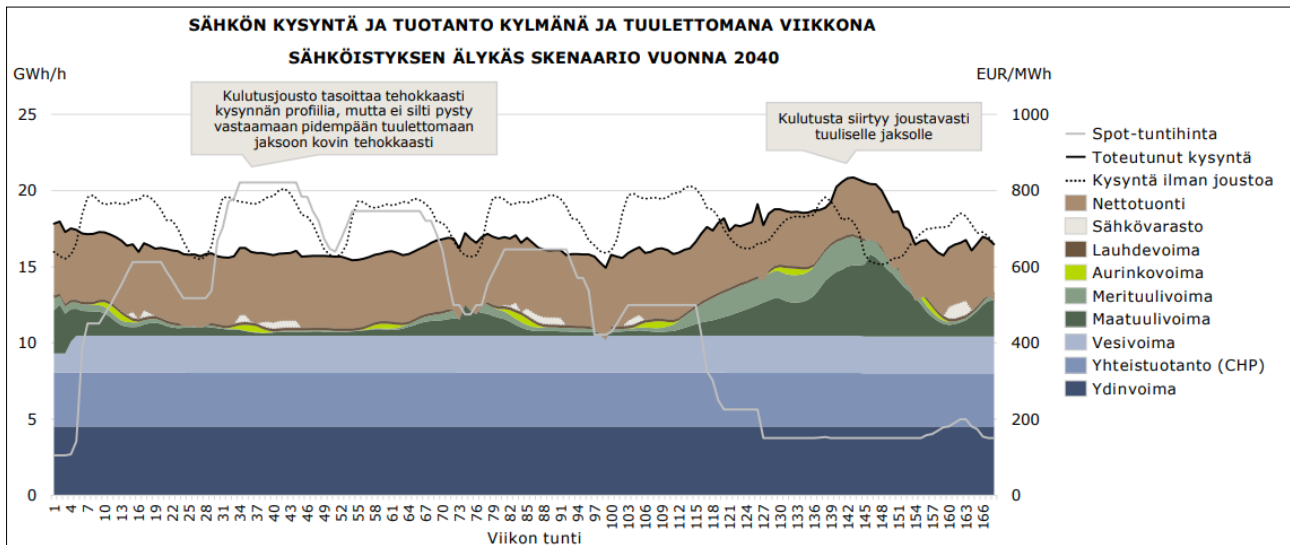
Mitä pidemmälle lämmön sähköistämisen polulla edettäisiin, sitä enemmän rajallisia resursseja, joita voitaisiin käyttää tehokkaisiin päästöjä vähennysprojekteihin toisaalta, tulisi myös hukattua pysäytettyyn tuulivoimaan, vanhojen laitosten purkamisiin ilman todellisia päästövaikutuksia, uusiin kaasulauhdevoimalaitoksiin, kannattamattomiin varastointeihin sekä harvoin käytettäviin, mutta kriittisiin isoihin siirtolinjoihin.

9.3 Kysyntäjousto ja tehon hallinta

Sähkön kulutus ei tule tulevina vuosina kasvamaan vain lämmityksessä, vaan myös teollisuudessa, kotitalouksissa ja liikenteessä. Teollisuuden sähkönkulutuksen odotetaan jopa yli tuplaantuvan vuoden 2017 tasosta vuoteen 2050 mennessä. Uuden kysynnän joustavuus nähdään tärkeänä elementtinä kysynnän ja tuotannon tasapainottamisessa säädettävän tuotannon vähentyessä. Lämmityksen osalta etenkin kylminä hetkinä jousto on mahdotonta. Pääasialliset kulutusjouston lähteet olisivat tulevaisuuden energiajärjestelmässä sähköautot, Power-to-X-prosessit sekä muut teolliset prosessit. Mikäli keskitetty lämmitys sähköistyy suurimmalta osin teollisuuden ja liikenteen rinnalla, nousee jouston tarve etenkin lämmityskaudella todella suuriin mittakaavoihin. Käytännössä eteen voisi tulla tilanteita, joissa sähköpulan hetkellä kaikki tuontikapasiteetti pitäisi olla käytössä ja samalla suurin osa teollisuudesta lopettaisi tuotantonsa tunneiksi, päiviksi tai pahimmassa tapauksessa viikoiksi. Jotta tämä olisi millään tavoin realistista, tulee hintapiikkien nousta niin korkealle, että tähän löytyy motivaatiota. Teknologian ja markkinoiden kehityksen näkökulmasta kulutukselle tarvitaan kannustimia osallistua sähkömarkkinoille joustavasti sekä kehittää paremman kulutusjouston mahdollistavia ratkaisuja.



KUVA 24: Sähkönkulutuksen ennuste vuosille 2035 ja 2050.

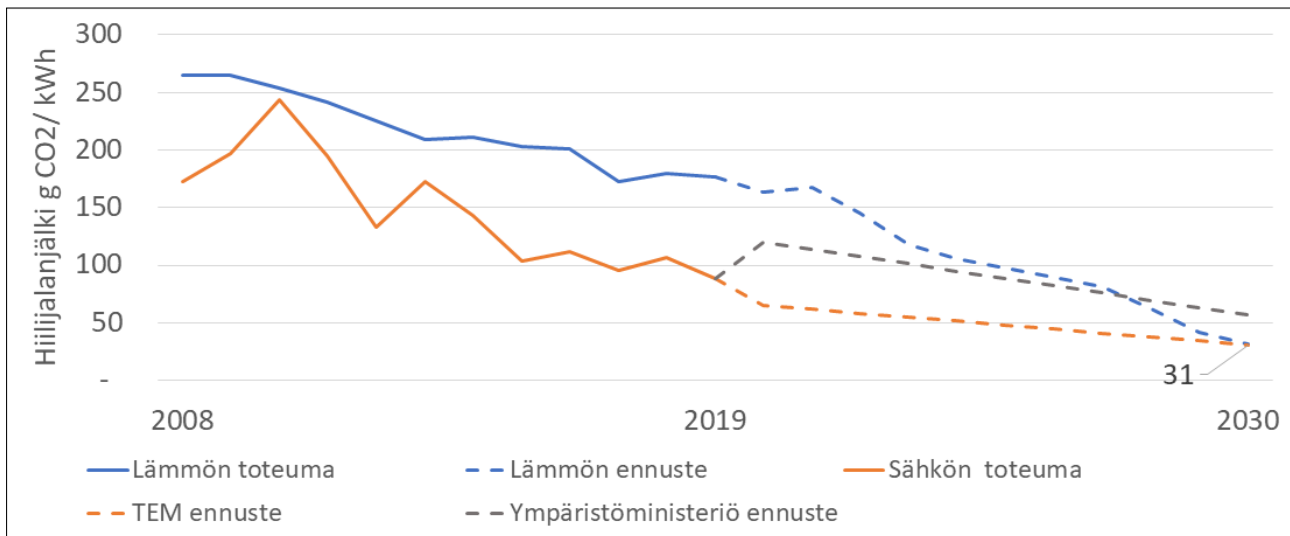


KUVA 25: AFRY:n mallinnus Suomen sähköjärjestelmästä kylmänä ja tuulettomana viikkona 2040.

Yllä olevassa kuvassa kylmällä viikolla kysyntäjousto toimii 5 000 MW teholla. Tampereella kokonaissähkön kulutus nykytilanteessa on kylminä päivinä noin 300 MW. AFRY:n esittämässä kysyntäjouston skenaariossa päiväprofiilia ei ole enää olemassa ja teollisuus käy viikonloppuna kovemmalla sähköteholla kuin viikolla. Samaan aikaan tuulettomana hetkenä naapurimaista voidaan tuoda 5000 MW teholla. Oma tase pysyy täten puhtaana. Koska nettotuonti on AFRY:n selvityksessä noin nolla, on siis kesällä oletettu, että tuulisena hetkenä naapurimaihin viedään vähintään vastaavalla teholla. Tällaisena tuulettomana viikkona vaihtelisi sähkön tuntihinta välillä 100–800 EUR/MWh.

9.4 Sähkön päästöt

Sekä lämmön- että sähköntuotannon päästöt ovat olleet vuodesta 2010 alkaen laskevia ja trendin jatkuvuus on selkeä. Kun verrataan sähköntuotannon päästöennusteita Tampereen lämmöntuotannon ennusteisiin ja suunnitelmiin, huomataan, että hiilijalanjälki tulee jo vuonna 2030 olemaan aivan samalla viivalla. Kaukolämmöntuotannon siirtäminen talokohtaiseksi sähkökulutukseksi ei siis automaattisesti merkitse päästöäalenemia systeemitasolla. Alla olevassa kuvaajassa esitetyt sähkön päästöennusteet kuvaavat koko Suomea ja tulevat TEM:ltä sekä Ympäristöministeriöstä. Lämmön päästöennusteet tulevat Tampereen Sähkölaitoksen suunnitelmista vuodelle 2030.



KUVA 26: Sähkön (Suomi) ja kaukolämmön (Tampereen Sähkölaitos) ennustetut päästöt.

Suomessa sähkössä käytetään eurooppalaista alkuperätakuujärjestelmää. Järjestelmään kuuluvan päästöttömän laitoksen tuotantoa seurataan vuositasolla ja vuosituotannon voi myydä kuluttajalle päästöttömänä. Käytännössä kuluttajan kysyntä ja esimerkiksi tuulivoiman tuotanto vaihtelevat toisistaan riippumatta. Järjestelmätasolla on hetkiä, erityisesti kovilla pakkasilla, jolloin vaihtelevaa päästötöntä tuotantoa on vähän, mutta sähkön kysyntä on silti korkea. Tätä vajetta paikataan polttamalla fossiilisia polttoaineita.

Alkuperätakuujärjestelmä ei vähennä sähkön huipputuotannon päästöjä, vaan jakaa päästöt uudelleen. Epätäydelliseen järjestelmään on päädytty, koska olisi kirjanpidollinen painajainen seurata tuotannon ja kulutuksen kytkentää tuntitasolla tai tarkemmin. Järjestelmä on siis käytännöllinen kompromissi byrokratian ja totuuden välillä. Alkuperätakuu helpottaa investointeja uusiutuvaan sähköntuotantoon, koska se luo markkinahinnan uusiutuvan sähköntuotannon lisäarvolle. Mutta se voi aiheuttaa mielikuvien kautta epätasaisen kilpailutilanteen alkuperätakuulla päästöttömän sähkölämmityksen ja muiden vaihtoehtojen välillä.

Alkuperätakuujärjestelmän haaste on siis energia vs. teho -ongelman johdannainen, jonka valuviat kärjistyvät energijärjestelmän muuttuessa, koska sähköä tuotetaan aina hetkellisesti tilanteen edellyttämällä koneistolla. Erityisesti huippukulutus aiheuttaa fossiilisen sähköntuotantotarpeen. Iso asiakas voi siis periaatteessa sekä aiheuttaa fossiilisen päästön, että ostaa alkuperätakuut, jolloin tuotantopäästö jakautuu muille verkon käyttäjille, vaikka heidän sähkökulutuksensa mukailisi tuulivoiman tuotantoa ja olisi teknisesti päästötöntä.

Keskimääräisen päästökertoimen käyttäminen on samalla tavalla yksinkertaistus todellisuudesta. Samaa keskiarvoon voi päästä monella tavalla. Esimerkiksi päästöjä voi syntyä tasaisesti vähän, tai hetkellisesti paljon. Jälkimmäinen tilanne painottunee tulevaisuudessa. Me emme kuitenkaan pysty arvioimaan tulevaisuuden päästökerrointa tuntitasolla. Tässä käytämme sähkölämmitykselle päästökerrointa 30 g/kWh, joka on hyvin alhainen kerroin, eikä käytännössä muuta johtopäätöksiä nollaan verrattuna. Sen tarkoitus on lähinnä pitää mielessä, että sähkölle valittu päästökerroin on monimutkainen aihe, eikä nolla sähkön päästökertoimenä ole pätevä oletus. Nykyisen alkuperätakuujärjestelmän olemassaolo ei tee tästä nollaoletuksesta oikeampaa.

9.5 Helsinki Energy Challenge

Helsinki järjesti vuonna 2020 kilpailun siitä, kuka keksii parhaan tavan lämmittää Helsingin ilman kivihiiilen käyttöä ja biomassan lisäystä. Maakaasua sai käyttää suunnitelmissa sekä nykyisiä 97 MW + 260 MW laitoksia. Ratkaisujen piti olla uusia ja nykyisellä teknologialla toteutettavissa. Kilpailun lähtöoletuksissa annettiin, että sähkövero lasketaan EU:n minimiin, 0,50 €/MWh (nykyään 22,25 €/MWh).

Yhteensä 252 tiimiä ympäri maailmaa osallistui Helsinki Energy Challenge -kilpailuun. Kilpailijoista 10 tiimiä valittiin finaaliin sisältäen osallistujia kahdestatoista maasta ja neljästäkymmenestä eri organisaatiosta. Finalistit pääsivät jatkokehittämään ideoitaan yhdessä Helsingin kaupungin ja Helenin kanssa. Palkinto jaettiin neljän ratkaisun kesken. Kaikki ratkaisut perustuivat seuraaviin oletuksiin ja havaintoihin:

- 1) laaja kaukolämpöverkko on olemassa vielä pitkään eli asiakkaat eivät vaihda nopeasti pois kaukolämmöstä
- 2) lämpöpumppujen lämmönlähde ei ole triviaali ongelma, vaan merivesi on ainoa lämmönlähde, josta varmasti saadaan riittävä teho
- 3) sähkövero käytännössä nolataan
- 4) kaukolämmön huipputehoon ei ole kovin hyvää päästötöntä ratkaisua, ja koska lämpöpumppujen lämpö on erityisen halpaa kesällä, lämmön kausivarastointi on luonnollinen pari valtavalle lämpöpumpulle.

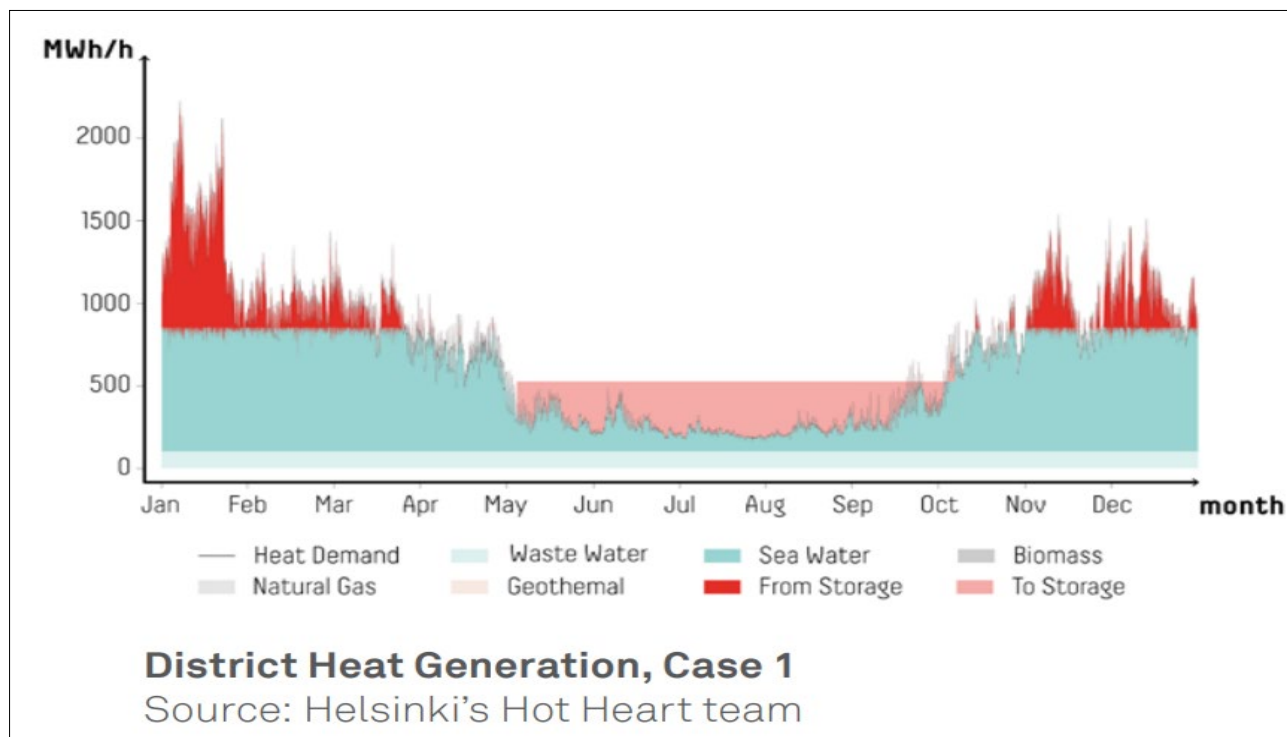
Ratkaisut erosivat toisistaan käytännön toteutuksissa. Joissain oli enemmän uutta lämpöpumpputehoa ja kausivarastointia, toisissa vähemmän. Huomattavaa on, että ratkaisuissa, joissa CHP-tuotanto ajetaan alas ja korvataan lämpöpumpuilla, Helsingin sähkötehon tarve kasvaa dramaattisesti.

Hot Heart -ehdotuksessa arvioidaan, että merivesilämpöpumpun keskimääräinen COP vuoden aikana on 2,5. Tämä tarkoittaa, että talvella COP lienee 2 tai alhaisempi. Koska lämpöpumpputehoa tulee noin 800 MW, tämä tarkoittaa, että sähkötehon tarve kasvaa 400 MW. Tämän lisäksi Helsingin sähköntuotanto talvipakkasilla laskee nykyisestä Vuosaaren (645 MW) + Salmisaaren (160 MW) + Hanasaaren (220 MW) verran, eli 1025 MW. Yhteensä siis kaupunkiin täytyy tuoda talvipakkasella nykyistä vähintään 1425 MW enemmän.

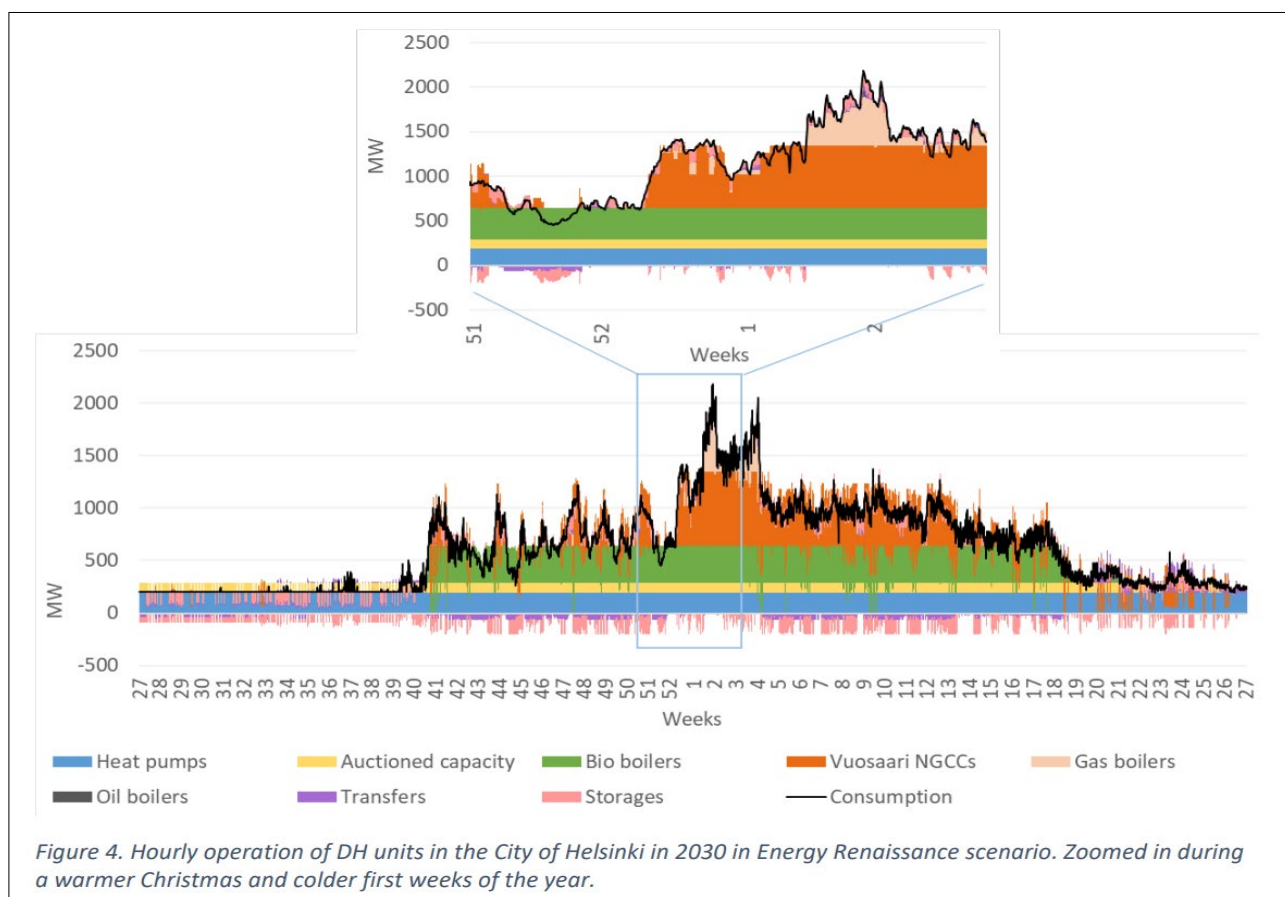
Helen kertoo, että Helsingin sähköverkossa kulkee vuodessa sähköä noin 4400 GWh. Tampereella vuoden 2019 luku oli 1900 GWh. Jos oletetaan, että Helenin sähköverkossa tehon ja energian suhde on suurin piirtein samanlainen kuin Tampereen Sähköverkolla, saataisiin huipputehoksi noin 796 MW. Muutos tarkoittaisi siis, että Helsinkiin pitäisi tuoda huipputehon hetkellä jopa kolme kertaa nykyinen määrä sähköä.

Tampereen Sähköverkko on jo nyt valmistautunut toimimaan silloinkin, kun kaupungissa ei ole lainkaan sähköntuotantoa, eli Tampereella tämä rajoite ei ole yhtä suuri kuin Helsingissä. Lämpöpumppujen ja varsinkin sähkökattiloiden lisääminen isossa mittakaavassa vaatisi kuitenkin uusia kantaverkko-yhteyksiä alueelle.

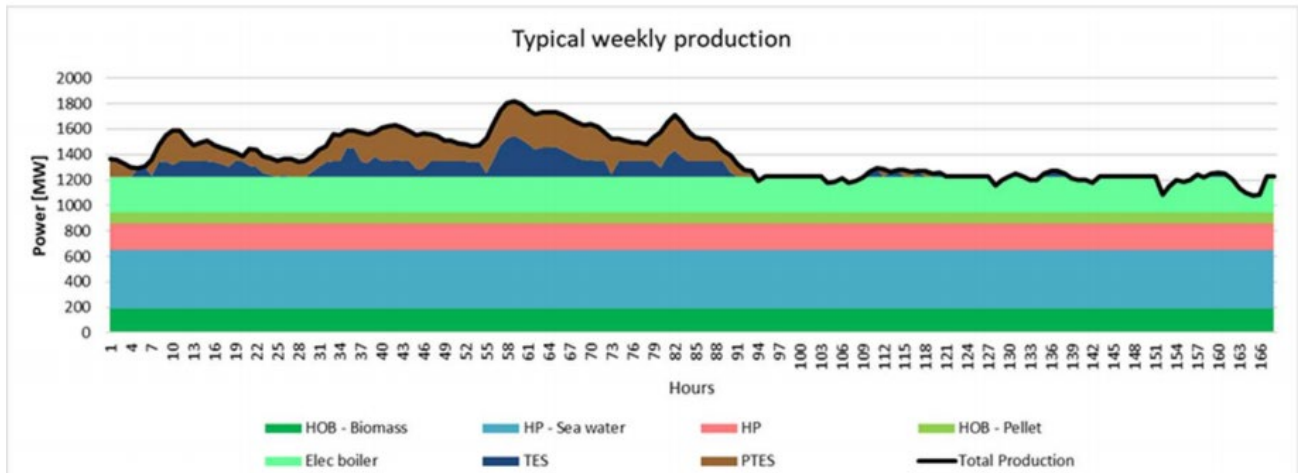
Alla on voittaneissa ratkaisuiissa ehdotetut tuotantorakenteet.



KUVA 27: Hot Heart

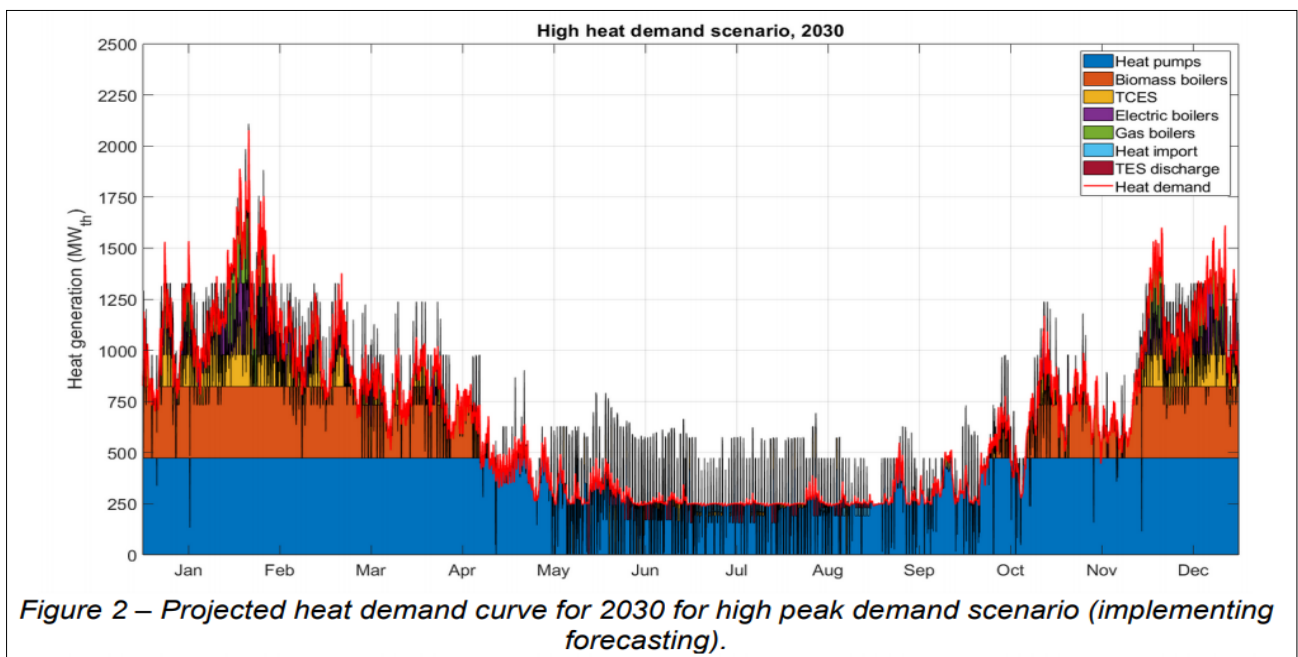


KUVA 28: Beyond Fossils



Graph of typical winter weekly production in 2035.

KUVA 29: HIVE



KUVA 30: Smart Salt City

Kilpailuehdotuksissa ymmärrettävästi yritetään esittää oma ratkaisu mahdollisimman edullisessa valossa. Paikoittain tehdään vaikeasti havaittavia oletuksia, jotka eivät välttämättä kestä kriittistä tarkastelua. Tampereen skenaarioihin ei voi ihan suoraan kisassa havaittuja keinoja ottaa mukaan, sillä Tampere ei ole rannikolla, eikä täällä ole lähellä mittavia teollisuuden hukkalämpöjä.

Osmo Soininvaaran kommentit kilpailuehdotuksista: <https://www.soininvaara.fi/2021/03/19/18810/>

”Kuka hyvänsä pystyy esittämään ratkaisun siihen, miten Helsinki lämmitetään päästöttömästi kesällä. Ongelma on sydäntalvi, jolloin auringosta ei ole oikein avuksi. Niinpä lämpöä pitää varastoida.”

”Jos halpaa sähköä riittää varastoitavaksi, myös Helen voi varastoida sitä vetynä maakaasuvoimaloissa poltettavaksi. Kumpi on järkevämpi tapa varastoida, vety vai lämpö, ei kuulu ideologian pohjalta ratkaistaviin asioihin, vaan on ongelmana puhtaan teknokraattinen.”

”Sitä, että muut voisivat kuoria kerman päältä ja Helenin pitäisi huolehtia verkon vakaudesta ja huonoista asiakkaista, ei voi oikein pitää reiluna kilpailuna.”

Taulukko 5: Yhteenveto kilpailuehdotuksista.

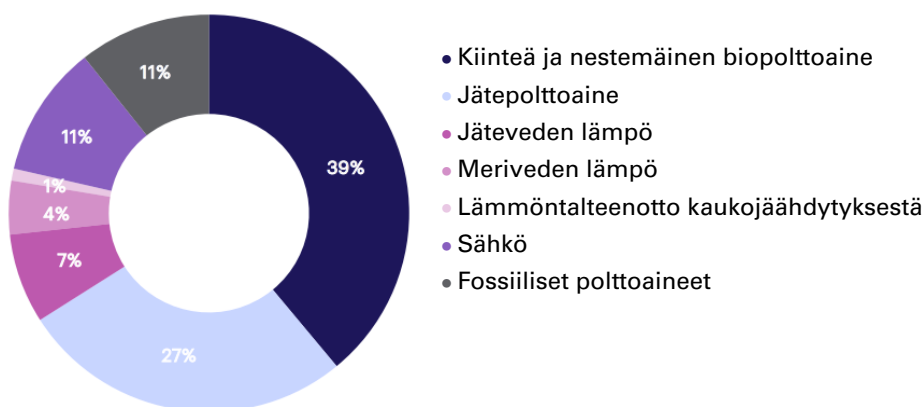
LÄMPÖVARASTOT	Teho	Kapasiteetti	Teknologia
Beyond Fossils	120 MW	12 GWh	Kuoppa
HIVE	100 MW	0,2 GWh	Porakaivo
	275 MW	500 GWh	Kuoppa
Smart Salt City	150 MW	500 GWh	Thermochemical Energy Storage
Hot Heart (most economical case)	1200 MW	870 GWh	Paljuakku merellä
CarbonHelSinki	600 MW	18 GWh	Porakaivoja
Flexible Future	145 MW	-	Kysyntäjousto/tehokkuustoimia tms.
Going Deep	150 MW	190 GWh	Kuoppa
Sustainable Heat Coalition	450 MW	354 GWh	Kuoppa

OLEELLISIMMAT TEKNOLOGIAT	Bio	Lämpöpumput (merivesi)	Aurinko
Beyond Fossils	260 MW	240 MW	-
HIVE	260 MW	200 MW	50 MW
Smart Salt City	260 MW	240 MW	50 MW
Hot Heart (most economical case)	-	103 MW	15 MW
CarbonHelSinki	260 MW	900 MW	100 MW
Flexible Future	260 MW	180 MW	203 MW
Going Deep	350 MW	290 MW	-
Sustainable Heat Coalition	260 MW	40 MW	220 MW

9.6 Vertailu muihin kaukolämpökaupunkeihin

Muissa pohjoismaisissa kaukolämpöä tuottavissa kaupungeissa käytetyt teknologiat ovat hyvin samoja kuin Tampereen suunnitelmissa. Suurimmat erot esimerkiksi Tukholmaan ovat sijainnista riippuvaisia. Tampere ei ole rannikolla, mikä tekee meriveden hyödyntämisestä mahdotonta ja talteen otetun hiilidioksidin varastoinnista kalliimpaa. Tukholmassa, Osllossa ja Kööpenhaminassa on ollut poliittisesti mahdollista viedä osaa teknologioista Suomen kaupunkeja pidemmälle. Tämä näkyy esimerkiksi avustuksista CCS-laitteistoihin sekä sähkön siirrossa ja verotuksessa.

9.6.1 Tukholma



KUVA 31: Tukholman kaukolämmöntuotanto vuonna 2019.

Tukholmassa ensisijaiset tuotantomuodot ovat biomassa ja jätteen poltto, mutta merkittävä osa vuoden kaukolämmöntuotannosta tulee myös jäteveden hukkalämmöistä, merivesipumpuista sekä suorasta sähköstä. Kuvassa näkyvän tuotannon lisäksi ostettua kaukolämpöä oli 2 % (124 GWh) kokonaislämmöntarpeesta vuonna 2019. Tästä noin 70 % oli datakeskuksista.

Tukholman tavoite on olla ilmastopositiivinen vuonna 2025 ja tähän tähdätään investoimalla muun muassa CCS:ään sekä biohiililaitokseen. Hiilivoimalaitos Värtaverket muutettiin biovoimalaitokseksi vuonna 2020 ja sen yhteyteen ollaan lisäämässä hiilidioksidin talteenotto, jonka käyttöönotto on suunniteltu vuodelle 2024. Laitokselta löytyy jo koekäyttölaitos hiilidioksidin talteenottoon, mikä on osoittanut positiivisia tuloksia. Toinen merkittävä hukkalämpöjen lisääjä alueella on vuodelle 2022 suunniteltu uusi biohiililaitos. Näiden investointien lisäksi Tukholmassa on kehitetty hukkalämpöjä hyödyntävä "Open District Heating" -tuote. Siinä ostetaan taloyhtiöiltä, datakeskuksilta, jäähalleilta tai keneltä vain ylijäämälämpöä. Tukholman tavoite on saada vuonna 2040 jo 10 % kaukolämmöstä tätä kautta.

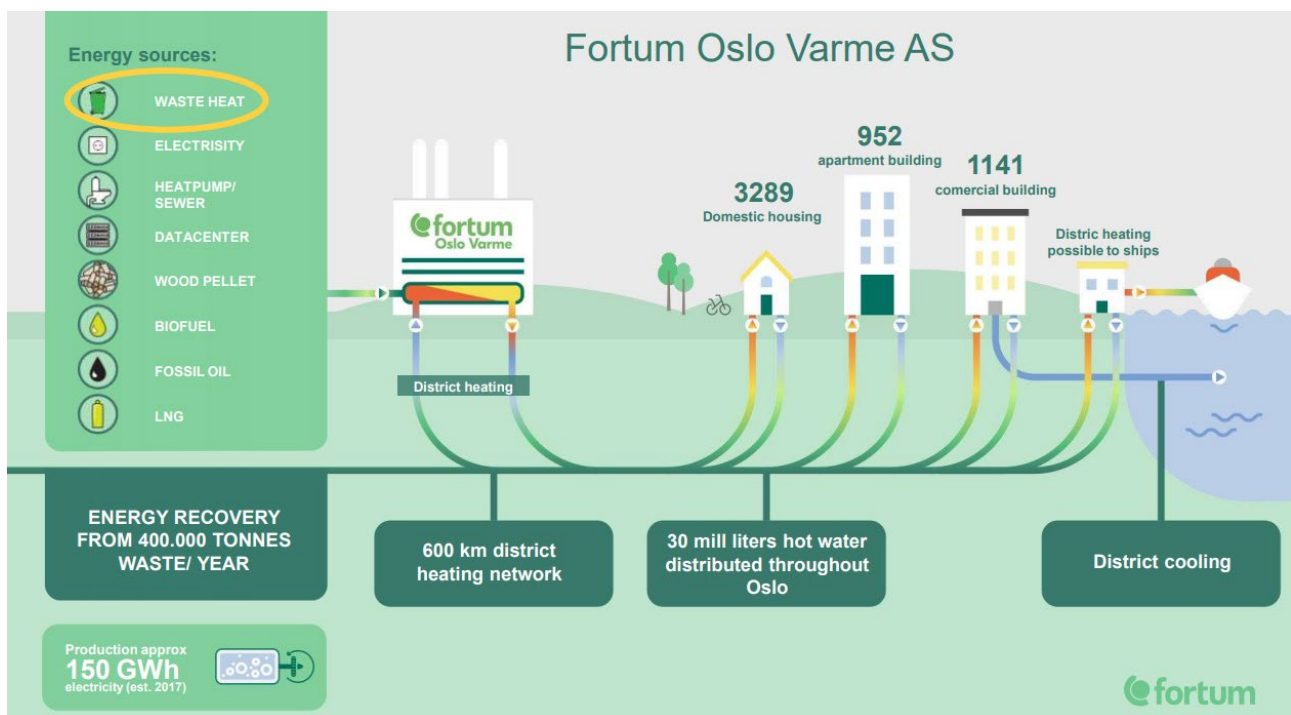
Tukholmassa käytössä olevat polttovapaat teknologiat ovat

- ▶ **Jäteveden lämpö**
 - Seitsemän lämpöpumpua, yhteensä 225 MW (1200 GWh) lämpötehoa
 - Kaksi bioöljykattilaa ja kaksi sähkökattilaa kyljessä
- ▶ **Merilämpö**
 - Värtaverket -voimalaitoksen yhteydessä, teho 180 MW
- ▶ **Datakeskusten lämpö**
 - Vuonna 2021 teho on noin 30 MW
- ▶ **Geolämmön hyödyntämisestä ei juurikaan suunnitelmia, vaikkakin Espoon projekti on herättänyt naapurimaassakin kiinnostusta tutkia tätä potentiaalia lisää.**
- ▶ **Arlandan lentokentällä on suurin käytössä oleva pohjavesivarantovarasto (Aquifer Thermal Energy Storage, ATEs) 10 MW / 20 GWh.**
 - Kesän yllilämpö varastoidaan kentän alapuolella olevaan maanalaiseen järveen ja palautetaan sitten talvella lämpöpumpuilla lämmityskäyttöön.
- ▶ **Aurinkolämpö mainittu yhtenä pääpöinteistä vuoden 2050 suunnitelmassa**
 - "In the warmest six months of the year, the greater part of the heating or hot water requirements could be met using solar panels. . . . The surplus energy produced when the sun gives off more energy than is required, could be stored or transported to buildings that for various reasons cannot make direct use of solar power."

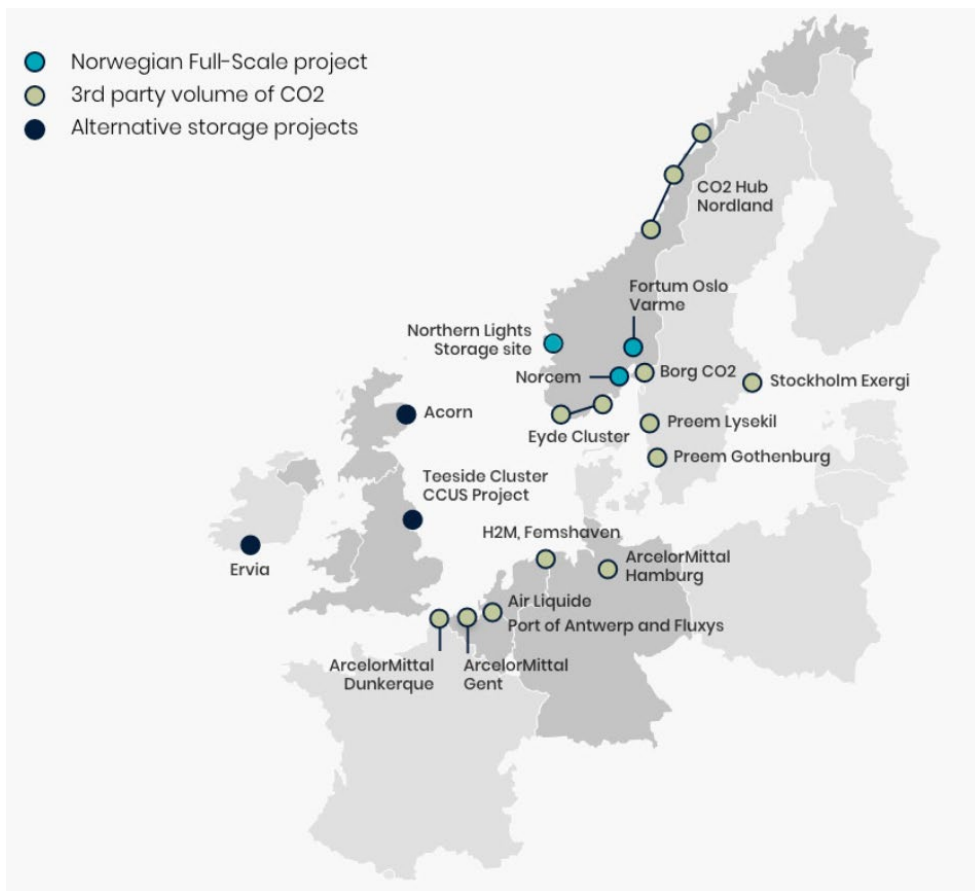
9.6.2 Oslo

Oslossa kaukolämpö kattaa vain 20 % kaupungin kokonaislämmöntarpeesta. Yli puolet taloista lämpee suoralla sähköllä ja 17 % öljyllä. Kaukolämmön tuotannosta suurin osa tulee jätteenpoltosta ja melkein kaikki loput sähkökattiloista sekä bioöljykattiloista.

- ▶ **Jäteveden lämpö**
 - Kaksi lämpöpumpua, yhteisteho 30 MW
 - Vierellä sähkökattila 12 MW teholla
- ▶ **Fortum Oslo Varmen hiilidioksidin CCS projekti Klemetsrudin jätteenpolttolaitoksella**
 - Oslossa toteutettu hanke on maailman pisimmälle viety jätteiden energiapolton CCS-hanke. Pilottitesti (5500 tuntia) saavutti 95 % talteenottoasteen.



Sekä Oslossa että Tukholmassa on maailman mittakaavassa pitkälle vietyjä CCS-hankkeita. Molempien hiilidioksidin talteenottolaitteistojen on suunniteltu tulevan käyttöön vuonna 2024 ja hyödynnettävän samaa tekniikkaa hiilidioksidin varastoinnissa. Talteenotettu hiilidioksidi kuskattaisiin laivoilla Norjan käytöstä poistuneisiin öljyn- tai kaasunporauskaivoihin. Molemmat hankkeet ovat saaneet tai saamassa mittavat rahoitukset valtioilta sekä EU:lta. Norjassa valtio maksaa jätteenpolttolaitoksen CCS:n investointikustannuksista puolet. Lisäksi kyseisissä maissa on muitakin CCS-projekteja menossa; esimerkiksi Ruotsissa Preemin jalostamolla ja Norjassa Norcem Brevikin sementtitehtaalla.

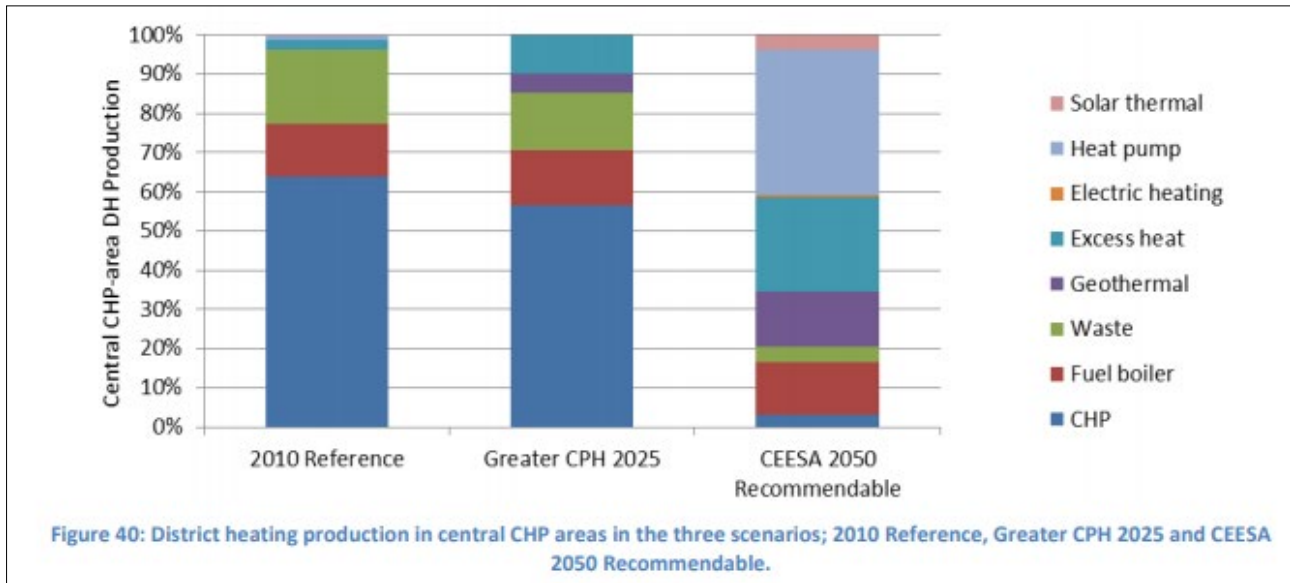


KUVA 32: Norjalainen CCS-projekti "Longship" ja sen osapuolet.

9.6.3 Kööpenhamina

Yli 64 % Tanskan lämmöntarpeesta toimitetaan kaukolämpöverkon kautta. Kööpenhaminassa tämä prosentti on jopa yli 95 %.

Kööpenhaminassa polttoon perustumaton tekniikka jätteen ja kaasunpolton lisäksi on tällä hetkellä vain hukkalämpö (pektiinilaitos 5 MW, minkkitarha 1 MW ja jäteveden lämpö 5 MW), mutta kaupungilla on suunnitelmassa lisätä geolämpöä, lämpöpumppuja ja sähkökattila vuodelle 2050. Muualla Tanskassa on muihin Pohjoismaihin verrattuna isoja aurinkolämpökeräinpeltoja, joissa otetaan lämpöä talteen ja varastoidaan lämpövarastoihin.



KUVA 33: Kööpenhaminan nykytuotanto ja suunnitelma vuodelle 2050.

Muissa pohjoismaisissa pääkaupungeissa on panostettu valtiovetosiin mittaviin investointeihin, minkä ansiosta polttoon perustumatonta ja hiilinegatiivista tuotantoa on lisätty vauhdilla. Suomeen sovellettavia teknologioita löytyy ja järjestelmää pitää lähteä rakentamaan tosissaan, mutta se maksaa ja valtion tukia tullaan tarvitsemaan. Toinen vaihtoehto on nostaa veroja ja katsoa, mihin järjestelmä kehittyy. Se voi lukita systeemin johonkin epäsuotuisaan tilanteeseen ja aiheuttaa epätoivottuja tulonsiirtoja. Tarvi-taan suunnitelmallista, valtiovetoista megaprojektia. Valtio tuo lisäarvoa ja ottaa sitä muilta toimijoilta.

9.6.4 Yleiset huomiot Tukholmasta, Oslost ja Kööpenhaminasta

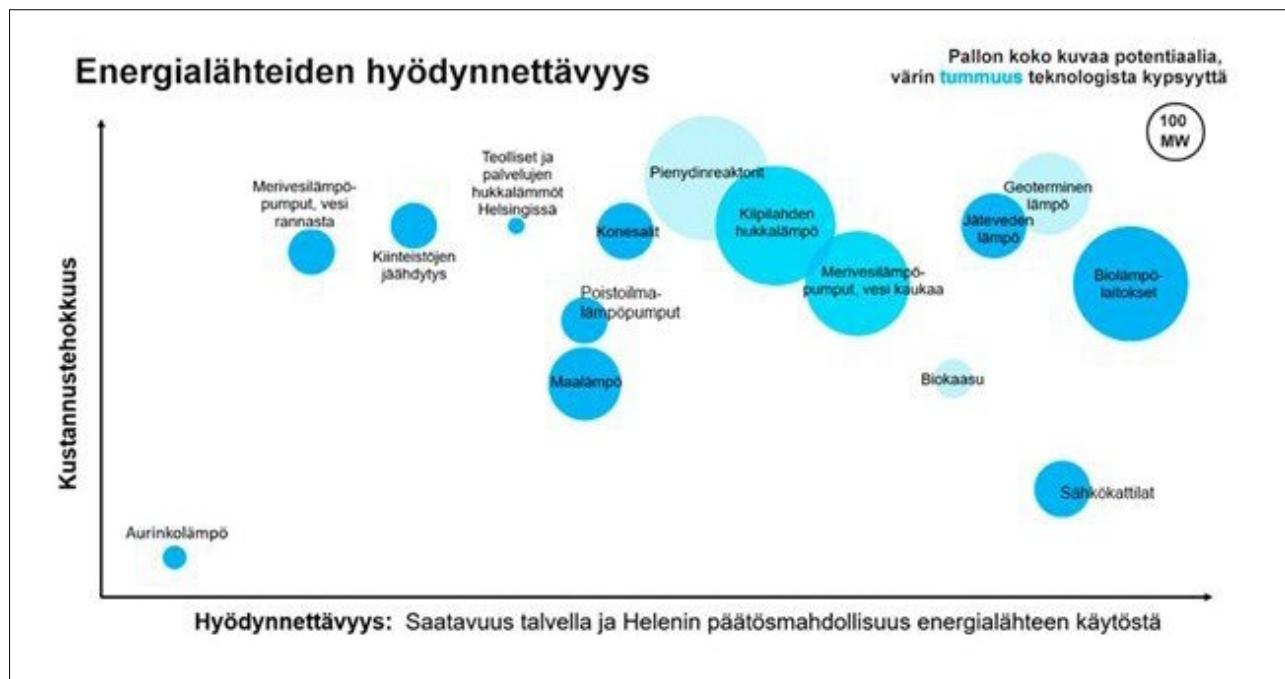
- ▶ Aurinkolämpö paremmin käytettävissä
- ▶ Kaukolämmön tarve vähemmän piikikästä
- ▶ Halua löytyy laajentaa kaukolämpöverkkoja ja laskea verkon lämpötilaa
- ▶ Suoran sähkön määrä on melko suuri
- ▶ Hukkalämpöjä saatavilla kaukolämpöverkon varrelta (suuret datakeskukset ja teollisuus)

Muissa Pohjoismaisissa kaukolämpökaupungeissa on talokohtaisten järjestelmien kannattavuutta kaukolämmön edelle estetty muun muassa sähkönsiirron hinnalla ja sähköveron alentamisella. Ruotsissa on esimerkiksi Suomea ja Tanskaa alhaisempi konesalien sähkövero, mistä johtuen Tukholman alueelle on muodostunut paljon suuria datakeskuksia. Ylipäätään sähkön kokonaishinta on Ruotsissa ja Norjassa Suomea alhaisempi, mikä on osasy sähkön perustuvien lämmöntuotannon investointien nopeudelle.

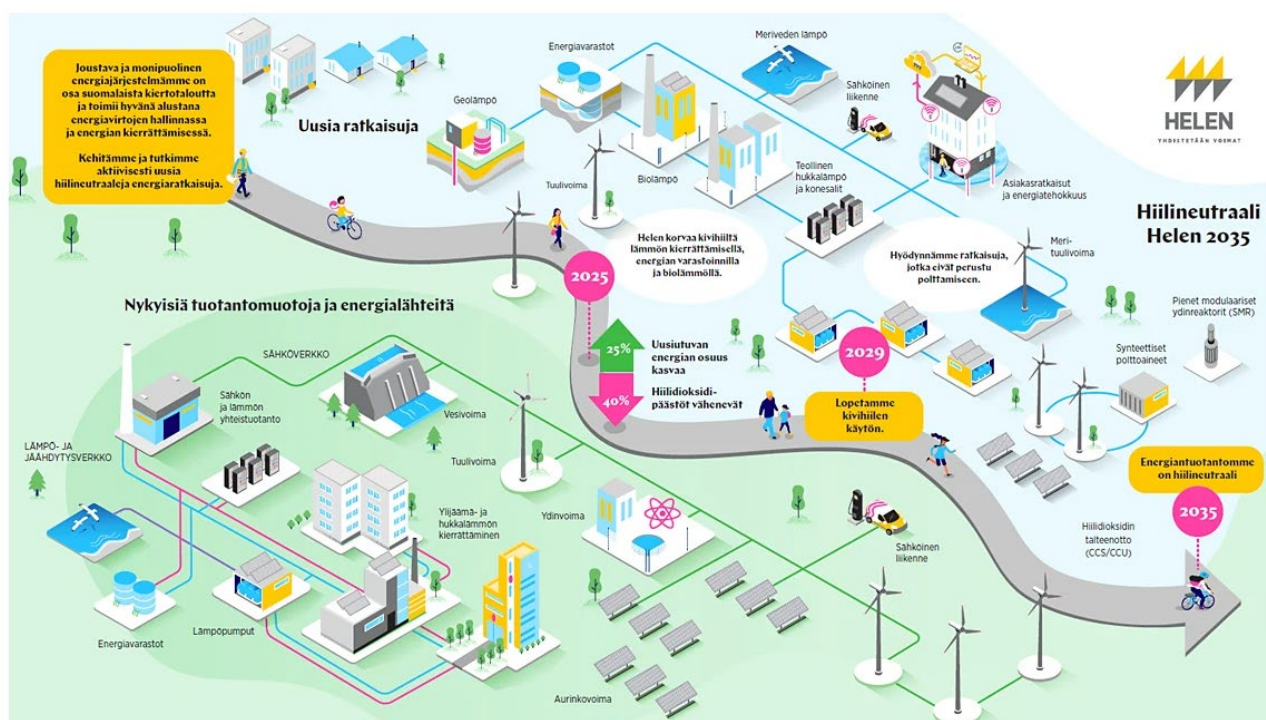
9.6.5 Suomalaisten kaupunkien vähähiilisyystiekarttoja

Suomessa kaukolämpö kattaa ison osan kaupunkien lämmöntarpeesta. Suurin osa tämänhetkisistä suunnitelmista pohjautuu biomassaan ja kaukolämpöäkkuihin, mutta myös lämpöpumppuja on mainittu eri suunnitelmissa. Suomen suurin haaste tulevaisuuden hiilinegatiivisessa tuotannossa tulee olemaan lämmityskauden erittäin suuri kulutus. Kesällä on helppo lämmittää polttoon perustumatomilla ja hiilinegatiivisilla teknologioilla, mutta iso osa näistä teknologioista ei ole talvisaikaan yhtä yksiselitteisiä.

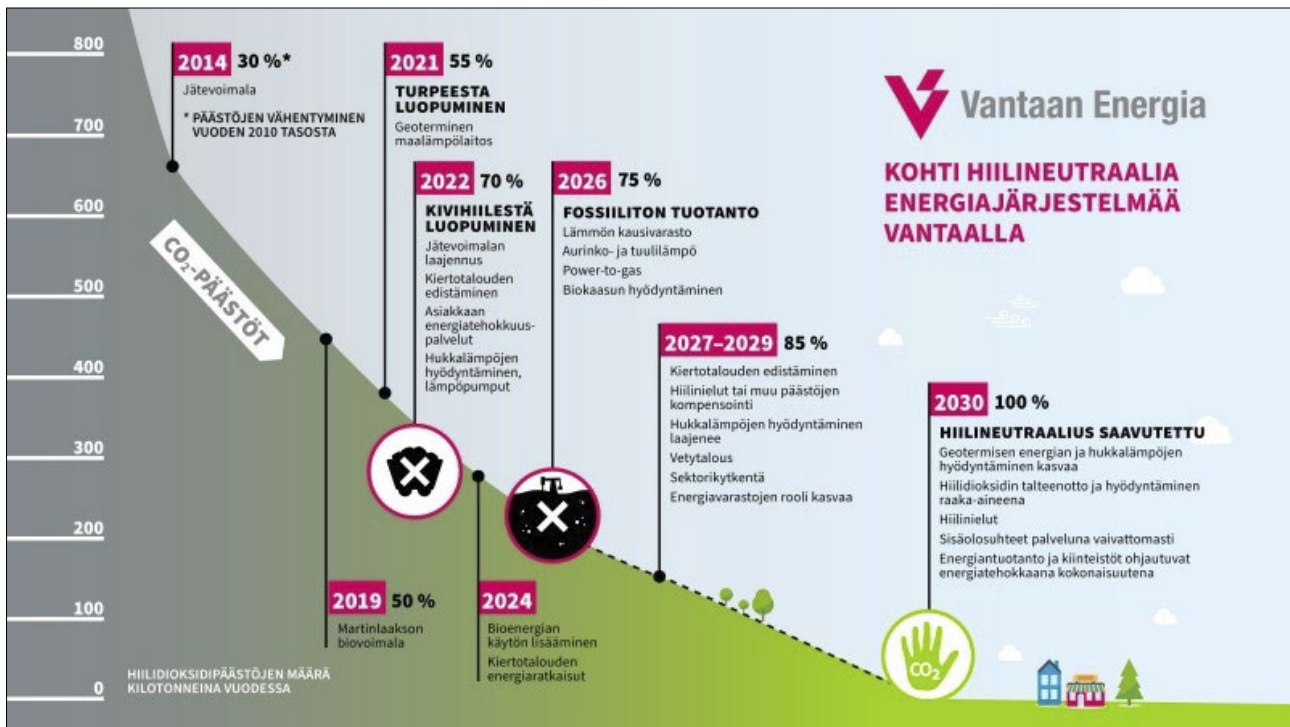
Helen on esittänyt seuraavia teknologioita hiilineutraalin kaukolämmön tuotantoon vuonna 2035. Teknologiosta järkevin kuvan mukaan olisi biolämpö, mutta rannikkoseudulle mahdollisia muita hyödynnettäviä ratkaisuja ovat meriveden lämpö, Kilpilahden hukkalämmöt, jäteveden lämmöt sekä sähkökattilat.



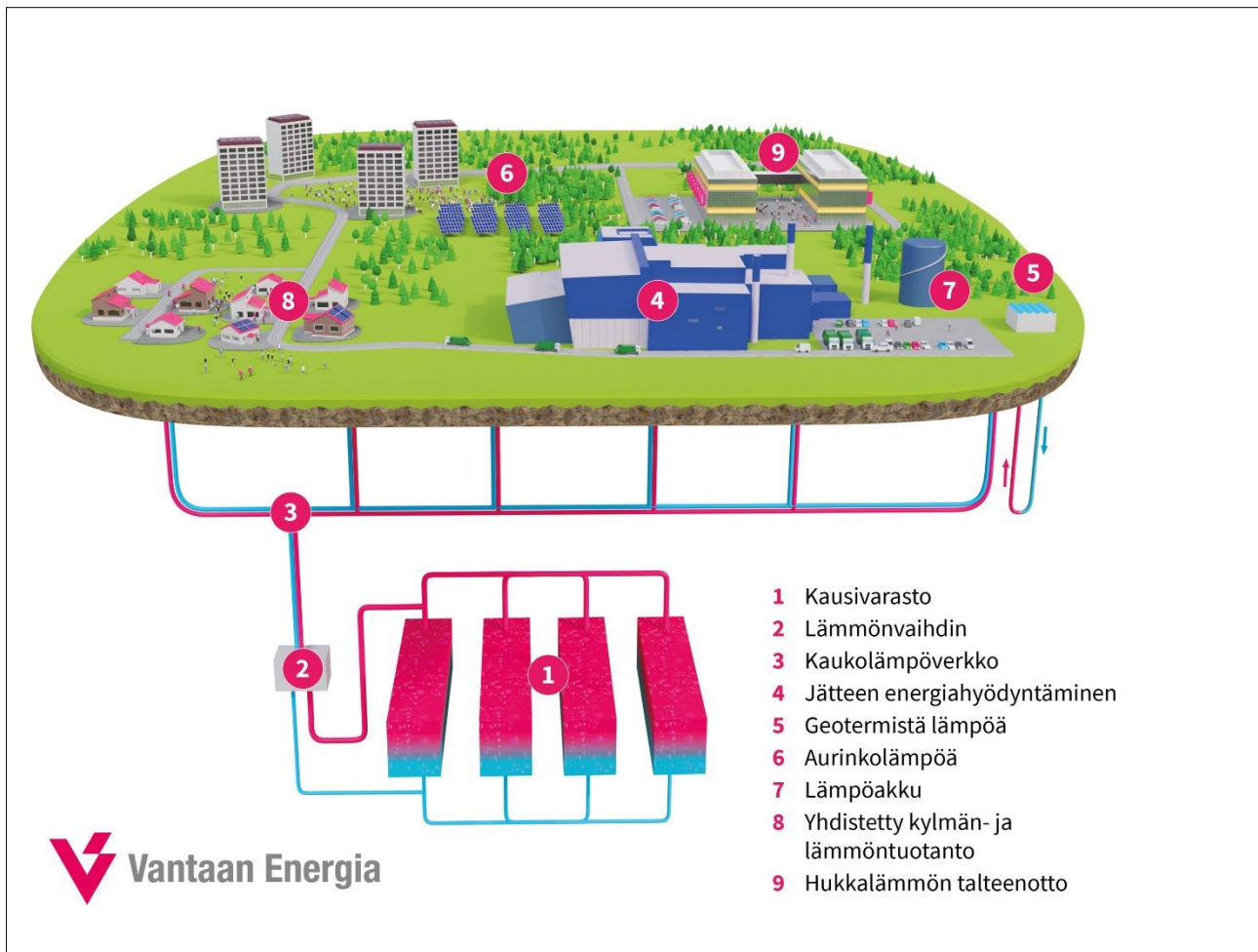
KUVA 34: Helenin esittämät teknologiat hiilineutraalin kaukolämmön toteutukseen vuonna 2035.



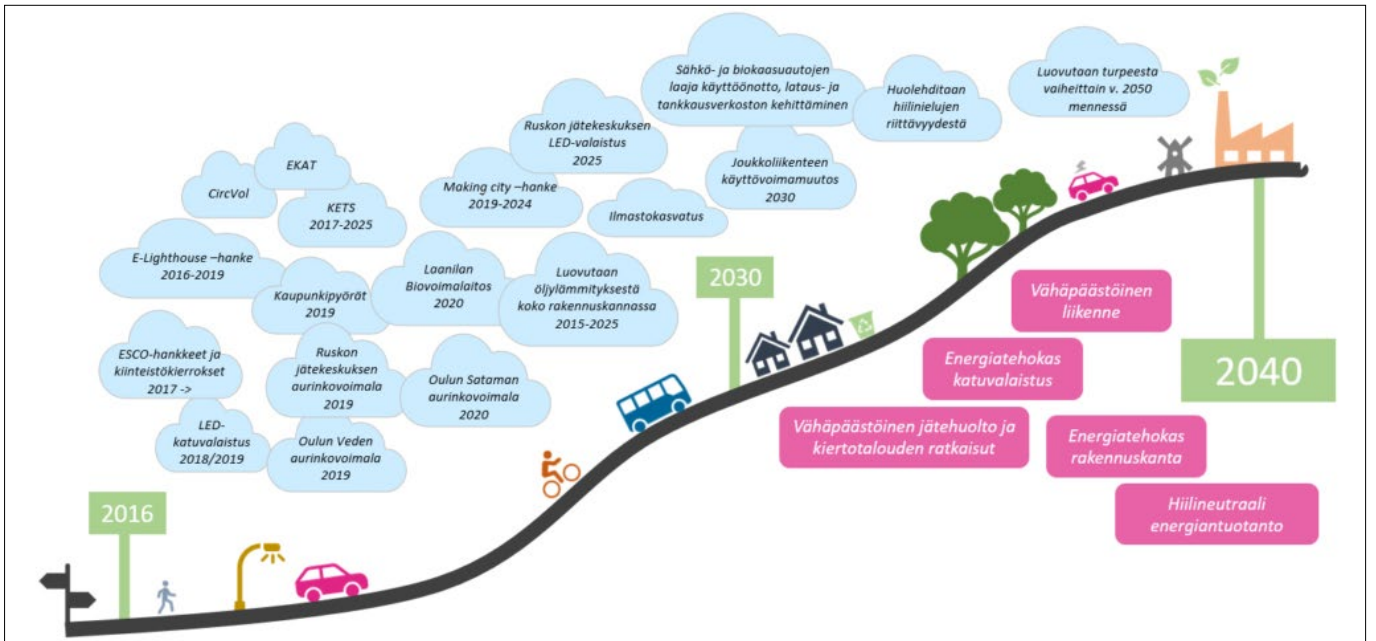
KUVA 35: Helenin tiekartta hiilineutraaliin lämmöntuotantoon vuonna 2035.



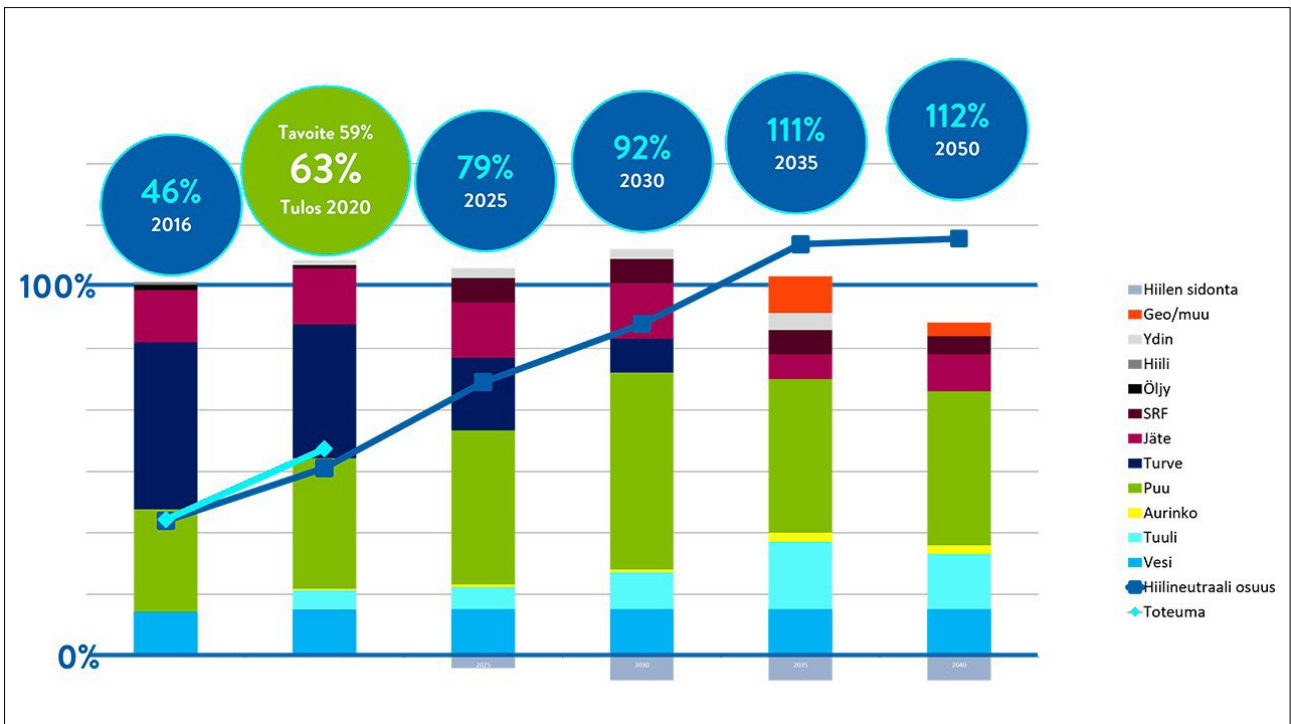
KUVA 36: Vantaan Energian tietkartta fossiilittomaan energiajärjestelmään 2030.



KUVA 37: Vantaan Energian lämmön kausivarastointihankkeen havainnekuva.



KUVA 38: Oulun tietkartta hiilineutraaliin energiantuotantoon 2040.



KUVA 39: Oulun Energian lämmöntuotantomuodot 2016–2050.

9.6.6 Suunnitelmien sisältö Oulu – Vantaa – Helsinki

- 2021** Turpeen osuuden vähentäminen lähelle nollaa
- 2021** Geolämmön pilottiprojekti
- 2022** Kivihiilestä jätteen ja puun polttoon; päästökerroin jätteenpoltossa alenee
- 2026** Lämmön kausivarasto
- 2027–2030** Lämpöpumput kaukolämmön tuotannossa ovat kannattavia
- 2030–2040** Uudet teknologiat vastaavat jäljellä oleviin haasteisiin
- 2045** Hiilidioksidin talteenotto on kannattavaa jätteen ja puun poltossa

Käytännön toimenpiteitä Oulussa, Vantaalla ja Helsingissä ovat siis tutut jätteenpolto, siirtymä turpeesta puuhun, geolämpö, lämpöpumput ja lämmön varastointi – aivan kuten Tampereen Sähkölaitoksen suunnitelmissa.

10 Käytettyjä lyhenteitä

BECCS	bioenergian hiilidioksidin talteenotto (Bio Energy Carbon Capture and Storage)
CCS	hiilidioksidin talteenotto ja varastointi (Carbon Capture and Storage)
CCU	hiilidioksidin talteenotto ja käyttö (Carbon Capture and Utilisation)
CHP	sähkön ja lämmön yhteistuotanto (Combined Heat and Power)
COP	hyötysuhde (Coefficient of Performance); esim. millä suhteella lämpöpumppu siirtää kuluttamansa sähköenergian lämpöenergiaksi tietyssä ulkolämpötilassa
FEED	tekninen suunnittelu (Front-End Engineering Design)
IPCC	Hallitustenvälinen ilmastonmuutospaneeli (Intergovernmental Panel on Climate Change)
NSL3	Naistenlahti 3 -biovoimalaitos, joka valmistuu Tampereelle loppuvuodesta 2022
PILP	poistoilmalämpöpumppu
PTS	pitkän tähtäimen suunnitelma
SMR	pieni modulaarinen ydinreaktori (Small Modular Reactor)
TAVO	Tammervoiman hyötyvoimalaitos Tampereella
TEM	työ- ja elinkeinoministeriö

