

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT
LAPPEENRANTA-LAHTI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY LUT

LUT School of Energy Systems
LUT School of Engineering Sciences

LUT Scientific and Expertise Publications

Tutkimusraportit – Research Reports

166

Hannu Karjunen, Päivi Sikiö, Jukka Lassila, Otto Räisänen,
Jaakko Hyypiä, Markus Salmelin, Tero Tynjälä, Aleksi Kivi-
maa, Antti Silvast, Matti Kojo, Eero Inkeri, Petteri Laaksonen

Pohjois-Savon vetylaakso selvitys



Lappeenrannan-Lahden Teknillinen Yliopisto LUT
Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT

LUT School of Energy Systems
LUT School of Engineering Sciences

LUT Scientific and Expertise Publications
Tutkimusraportit - Research Reports 166

Pohjois-Savon vetylaakso selvitys

Hannu Karjunen, Päivi Sikiö, Jukka Lassila, Otto Räisänen, Jaakko Hyypiä,
Markus Salmelin, Tero Tynjälä, Aleksi Kivi-maa, Antti Silvast, Matti Kojo,
Eero Inkeri, Petteri Laaksonen



Pohjois-Savon liitto

ISBN: 978-952-412-107-1

Lappeenranta 2024

Tiivistelmä

Pohjois-Savon vetylaakso selvitys

Hannu Karjunen, Päivi Sikiö, Jukka Lassila, Otto Räisänen, Jaakko Hyypiä, Markus Salmelin, Tero Tynjälä, Aleksi Kivimaa*, Antti Silvast*, Matti Kojo*, Eero Inkeri, Petteri Laaksonen

LUT-yliopisto, LUT School of Energy systems, Lappeenranta 2024

*LUT-yliopisto, LUT School of Engineering Sciences, Lappeenranta 2024

63 sivua, 30 kuvaa, 22 taulukkoa
Tutkimusraportit 166

Avainsanat: Vety, Tuulivoima, Sähköverkko, Sähkön siirto, Energiainfrastruktuuri

Tässä raportissa kuvataan 1.10.2023-30.6.2024 LUT yliopiston toteuttaman Pohjois-Savon vetylaaksohankkeen keskeiset tulokset. Hanke toteutettiin Pohjois-Savon Liiton myöntämän alueisen kestävän kasvun ja elinvoiman tulemisen (AKKE) sekä Pohjois-Savon kehittämisrahaston rahoituksella. Hankkeen ohjausryhmään kuului Pohjois-Savon Liiton, alueen keskuskaupunkien (Iisalmi, Kuopio, Varkaus) sekä Suomen vetylaakso ry:n edustajia.

Suomen asettaman 2035 hiilineutraaliustavoitteen saavuttaminen edellyttää päästövähennyksiä kaikilla sektoreilla, sekä merkittävää lisäystä uusiutuvan energian tuotantoon. Maakuntien ja kaupunkien rooli energiamurroksen vauhdittamisessa ja koordinoinnissa on merkittävä, jotta alueille saadaan turvattu investoinneille suotuisat olosuhteet ja hyvät tekniset lähtökohdat. Maantieteellisistä ja geopolittisista syistä Suomen alueilla on eriarvoistumisen riski energiainvestointien sijoittumisessa.

Hankkeessa toteutettiin alueellinen tarkastelu, jossa selvitettiin Pohjois-Savon potentiaalia uusiutuvan tuuli- ja aurinkovoiman tuotannossa, alueen energiainfrastruktuureja sekä olemassa olevia hiilidioksidin pistelähteitä sekä teollista rakennetta, jotka mahdollistavat vety- ja Power-to-X (PtX) -talouden kehittymisen alueella. Lisäksi tarkasteltiin vetytalouden mahdollista merkitystä aluetaloudelle sekä hankkeiden yhteiskunnallista hyväksyttävyyttä.

Pohjois-Savon alueella on merkittävä tuulivoimapotentiaali, mutta erityisesti itäisen Pohjois-Savon tuulivoimapotentiaalin hyödyntämisen haasteena on ilmavalvonnan yhteensovittaminen. Aurinkovoimapotentiaali on myös merkittävä, mm. alueen turvesoilla sekä käytöstä poistetuilla viljelyalueilla. Alueen lävitse kulkee pohjoiseteläsuunnassa Järvilinjana tunnettu kantaverkko, jonka vahvistaminen mahdollistaa uusiutuvan energian hankkeita. Pohjois-Savon alueella on mahdollisuus tulla selvästi energiapositiiviseksi alueeksi, mikä edellyttää yhteistyötä yli maakuntarajojen ja energiansiirtoinfrastruktuurien vahvistamista erityisesti itä-länsisuunnassa. Pohjois-Savon teollisilla toimijoilla on mahdollisuus kasvattaa vientiliiketoimintaansa PtX teknologiasektorilla. Hankkeiden edistämisessä koulutetun työvoiman saanti sekä avoin viestintä yhteiskunnan hyväksynnän takaamiseksi ovat myös keskeisessä roolissa.

Abstract

Hydrogen valley survey of Northern Savonia

Hannu Karjunen, Päivi Sikiö, Jukka Lassila, Otto Räisänen, Jaakko Hyypiä, Markus Salmelin, Tero Tynjälä, Aleksi Kivimaa*, Antti Silvast*, Matti Kojo*, Eero Inkeri, Petteri Laaksonen

LUT-yliopisto, LUT School of Energy Systems, Lappeenranta 2024

*LUT-yliopisto, LUT School of Engineering Sciences, Lappeenranta 2024

63 pages, 30 figures, 22 tables

Research reports 166

Keywords: Hydrogen, Wind power, Electricity grid, Electricity transmission, Energy infrastructure

This report describes the key results of the Hydrogen Valley survey of the Northern Savonia project implemented from 1.10.2023 to 30.6.2024 by LUT University. The project was funded by the North Savo Regional Council's regional sustainable growth and vitality funding (AKKE) and the North Savo Development Fund. The project's steering group included the North Savo Regional Council, the region's central cities (Iisalmi, Kuopio, Varkaus), and the Finnish Hydrogen Valley Association.

The Finnish goal of achieving carbon neutrality by 2035 requires emission reductions across all sectors and a significant increase in renewable energy production capacity. The role of municipalities and cities in accelerating and coordinating the energy transition is significant in ensuring favourable conditions for investments and good technical starting points for the regions. Due to geographical and geopolitical reasons, there is a risk of inequality in the distribution of energy investments across Finland's regions.

The project conducted a regional analysis to determine the potential of North Savo in the production of renewable wind and solar power, the area's energy infrastructures, existing carbon dioxide point sources, and the industrial structure that enables the development of hydrogen and Power-to-X (PtX) economy in the region. Additionally, the possible significance of the hydrogen economy for the regional economy and the social acceptability of the projects were examined.

In the North Savo region, there is significant wind power potential. However, the utilization of wind power potential in eastern North Savo is complicated by air surveillance needs. The solar power potential is also significant, for example, on the region's peatlands and decommissioned agricultural lands. A main power grid known as the "Järvilinja," running in a north-south direction, passes through the area, and its reinforcement provides a good opportunity for renewable energy projects. The North Savo region has the potential to become a clearly energy-positive area, which requires cooperation across provincial borders and the strengthening of energy

transfer infrastructures, especially in an east-west direction. North Savo also has many industrial operators who can increase their export business in the PtX technology sector. The availability of trained labour and open communication to ensure societal acceptance also play a central role in advancing projects.

Sisällysluettelo

Sisällysluettelo	6
1 Johdanto	7
2 Tulevaisuuden energiaympäristö	8
2.1 Vedyn valmistus	10
3 Vetytalous Pohjois-Savossa	11
3.1 Tuulivoima	12
3.2 Aurinkovoima (aurinkosähkö)	18
3.2.1 Turvetuotantoalueiden aurinkosähkötuotantopotentiaali	20
3.2.2 Käytöstä poistuneiden maatalousalueiden aurinkosähkötuotantopotentiaali	21
3.2.3 Maatalouskäytössä olevien peltojen aurinkosähkötuotantopotentiaali	22
3.2.4 Rakennusten kattoasennusten aurinkosähkötuotantopotentiaali	25
3.3 Energiansiirtoinfrastruktuuri	26
3.4 Kaukolämpöverkot	27
3.5 Sähköverkot	28
3.5.1 Aurinkosähköntuotannon liitettävyyden nykyiseen sähkönsiirtoinfrastruktuuriin	32
3.5.2 Tuotannon liityntätarkastelu ja -kustannukset	34
3.6 Hybridilaitokset: Tuuli- ja aurinkovoima	38
4 Alue toimijat ja kehitysmahdollisuudet	42
4.1 Hiilidioksidin lähteet ja kuluttajat	43
4.2 Hapen lähteet ja tarpeet	46
4.3 Vetytalouteen liittyvät suunnitelmat ja projektit	46
4.4 Käyttöönoton haasteita	48
5 Sektori-integraatio ja sivuvirtojen hyödyntäminen	49
5.1 Kaukolämpö	49
5.1.1 Varastointitarve	52
6 Työllisyys- ja aluevaikutukset	56
6.1 Tuulivoiman työllisyysvaikutuksen jakautuminen	57
6.2 Tuulivoiman kuntakohtaiset talousvaikutukset	58
6.3 Aurinkovoiman työllisyysvaikutukset	59
6.4 Vaikutusarviointien haasteet	60
7 Johtopäätökset	62
Lähteet	64
Liitteet	69

1 Johdanto

Tässä työssä luodaan katsaus Pohjois-Savon mahdollisuuksiin osana vedyn arvoketjua ja nopeasti muuntuvaa energiaympäristöä. Tutkimus liittyy osana laajempaa alueellisten vetytalouden liittyvien tutkimusten sarjaa LUT yliopistossa (Carbon Negative Åland: Strategic Roadmap. Pyrhönen et al., 2021; Bothnian Bay Hydrogen Valley, Karjunen et al., 2021; South-East Finland Hydrogen Valley – Research Report, Karjunen et al., 2022). Selvitykseen osallistui kattavasti asiantuntijoita eri tieteenaloilta LUT-yliopistosta.

Tutkimuksessa arvioitiin alueellinen tuuli- ja aurinkovoimatuotannon potentiaali perustuen paikallisiin olosuhteisiin ja maantieteellisiin rajoitteisiin. Resurssitarkastelua laajennettiin myös biogeenisen sekä fossiilisen hiilidioksidin lähteisiin, joiden pohjalta erilaisten Power-to-X (PtX) polttoaineiden ja kemikaalien tuotantopotentiaali arvioitiin perustuen hiilidioksidin saatavuuteen. Analyysiin käytettiin avoimista lähteistä saatavaa paikkatietojärjestelmädataa (GIS), kuten esimerkiksi Maanmittauslaitoksen (2022) maastotietokantaa.

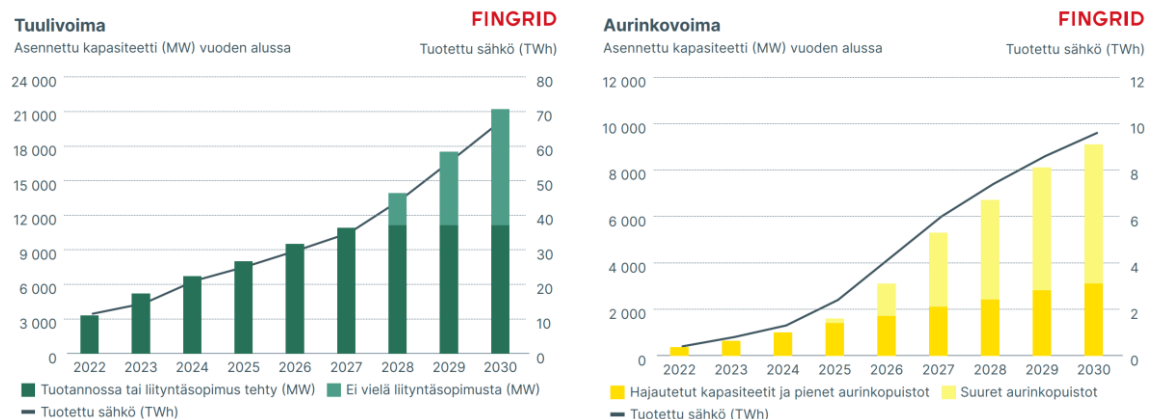
Hankkeessa arvioitiin alueelliselle toimijoille suunnatulla kyselytutkimuksella vety- ja PtX-talouteen liittyviä investointisuunnitelmia, sekä niihin liittyviä haasteita ja mahdollisuuksia. Kyselytutkimusta täydennettiin haastattelemalla potentiaalisia uusiutuvan energian ja vetytalouden hankekehittäjiä sekä -rahoittajia laajemmin.

Joustava sektori-integraatio sähkön, lämmön ja PtX-tuotteiden välillä on avainroolissa uusiutuvien energiantuotantomuotojen osuuden onnistuneeseen lisäämiseen. Hankkeessa tarkasteltiin sektori-integraation mahdollisuuksista erityisesti vedyntuotannon hukkalämmön hyödyntämistä kaukolämmöntuotannossa, sekä lämmöntuotannon sähköistämistä lämpöpumppujen avulla. Myös vedyntuotannon sivuvirtana syntyvän hapen hyödyntämismahdollisuuksia tarkasteltiin. Työssä tarkasteltiin lisäksi mahdollisten investointien johdosta syntyviä yhteiskunnallisia työllisyys- ja aluevaikutuksia.

Työn tavoitteena oli tehdä esiselvitys alueen potentiaalista ylemmällä tasolla, rakentaa verkostoja ja järjestää yhteistyötä eri toimijoiden (kaupunkien, teollisuuden, tutkimuslaitosten) välillä alueella. Raportti keskittyy tarjoamaan yleiskuvan eikä se tässä laajuudessa pysty ottamaan kantaa tarkkoihin teknologisiin yksityiskohtiin tai jäsennelyihin kehityssuunnitelmiin. Työn myötä voidaan paremmin tarkentaa tulevia rahoitusmahdollisuuksia tämän selvityksen tulosten implementoimiseksi seuraavissa projekteissa, sekä tukea alueen strategista suunnittelua.

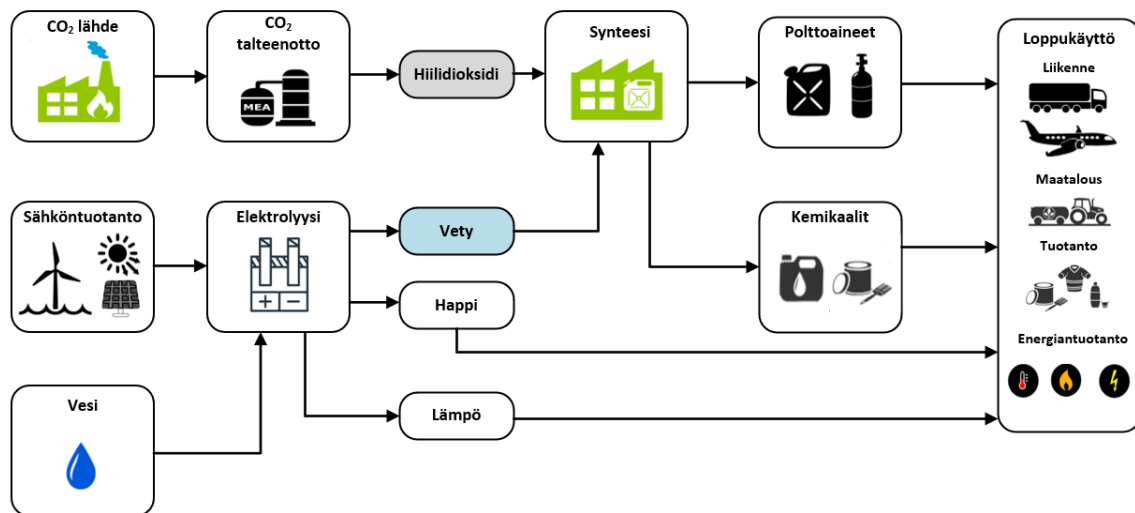
2 Tulevaisuuden energiaympäristö

Energiajärjestelmien muutos fossiilisten polttoaineiden käytöstä pois siirryttäessä tulee vaikuttamaan merkittävästi energiantuotantoon ja -kulutukseen. Lisääntyvä säästä riippuvaisen uusiutuvan energian tuotanto asettaa haasteita energiainfrastruktuurille ja lisää energian varastointitarvetta. Power-to-X (PtX) teknologiat voivat olla osa tulevaisuuden energiajärjestelmäratkaisua, tasapainottaen energian kulutusta ja mahdollistaen energian varastoinnin PtX-tuotteisiin. Uusiutuvan vedyn käyttöön pohjautuva energiajärjestelmä tulee muuttamaan myös energian tuotannon ja kulutuksen maantieteellistä jakaumaa merkittävästi. Selvä visio ja pitkäjänteinen investointisuunnitelma ovat välttämättömiä, jotta energiainfrastruktuurin vaatimat investoinnit toteutuvat. Fingridin (2024a) arvio tuulivoiman ja aurinkosähkön valtakunnallisesta kehityksestä on esitetty kuvassa Kuva 2.1, jonka mukaan tuulivoiman asennettu kapasiteetti kasvaisi noin kolmin-nelinkertaiseksi vuoteen 2030 mennessä, ja vastaavasti aurinkovoima jopa kymmenkertaistuisi nykytilanteesta.



Kuva 2.1. Tuulivoiman ja aurinkosähkön ennustettu kehitys Suomessa (Fingrid 2024a)

Power-to-X -prosesseilla tarkoitetaan sähkön muuttamista kemikaaleiksi, polttoaineiksi ja muiksi tuotteiksi (kuva 2.2). Termi pitää sisällään avainteknologioita vihreässä sähköistymisessä, jossa tavoitteena on kasvattaa uusiutuvan energiantuotannon osuutta ja vähentää riippuvuutta fossiilisista energianlähteistä ja kertakäyttöisistä hyödykkeistä. PtX:llä tarkoitetaan yleensä kemikaalien ja polttoaineiden tuotantoa vihreästä vedystä (H₂) ja talteenotetusta hiilidioksidista (CO₂). PtX -teknologioilla on tärkeä rooli uusiutuvan energian tuotannon vaihtelujen tasaamisessa, sillä ne voivat lisätä joustavaa sähkön kulutusta ja mahdollistaa energian varastoinnin tai muunnon erilaisiin tuotteisiin.



Kuva 2.2. PtX -tuotepolkujen periaatekuva. Merkittävimpiä sivuvirtoja on myös kuvattu (elektrolyysin tuottama lämpö ja happi), vaikka myös synteesiin ja hiilidioksidin talteenottoon liittyy energiankäyttöä ja sivuvirtoja.

Muita mahdollisia PtX -konversioreittejä ovat esimerkiksi ammoniakkin (NH_3) tuotanto tuestä (N_2) ja vedystä. Laajasti määriteltynä PtX pitää sisällään myös esimerkiksi sähköstä lämmöksi-konversion. Taulukkoon 2.1 on koottu potentiaalisia PtX-tuotteita.

Taulukko 2.1. Potentiaalisia PtX-tuotteita.

Tuote	Reaktioyhtälö	Käyttötarkoitus
Metaani (CH_4)	$\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \Rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$	Käytetään maakaasun korvaajana teollisuudessa, liikennepolttoaineena ja energiantuotannossa
Metanoli (CH_3OH)	$\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \Rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$	Liikennepolttoaine, raaka-aine, josta voidaan jalostaa DME:tä, bensiiniä, muoveja, jne.
Ammoniakki (NH_3)	$\text{N}_2 + 3\text{H}_2 \Rightarrow 2\text{NH}_3$	Lannoite, liikennepolttoaine

2.1 Vedyn valmistus

Vedyn valmistaminen on tärkeä välivaihe PtX -prosesseissa, sillä vety toimii raaka-aineena ja pääasiallisena energiankuljettajana useimmissa PtX -konversioreiteissa. Sähköstä ja vedestä (H₂O) voidaan valmistaa vetyä elektrolyytisesti. Tällöin sähkövirran avulla vesimolekyyli pilkotaan hapeksi ja vedyksi, nettoreaktio on esitetty yhtälössä 1.



Elektrolyysit voidaan jakaa kolmeen erityyppiseen teknologiaan: Alkalielektrolyysiin, polymeerielektrolyysiin sekä korkean lämpötilan elektrolyysiin (SOEC). Alkalielektrolyysi on teknologisesti kaikkein korkeimmalla valmiusasteella ja kaupallisesti saatavilla, kun taas korkean lämpötilan elektrolyysit ovat edelleen kehitysasteella. Myös polymeerielektrolyysereitä on kaupallisesti saatavilla (Koponen J. 2020).

Konversioon sähköstä vetyyn liittyy häviöitä, ja alkali- ja polymeerielektrolyysereillä saavutetaan tyypillisesti 60–80 % hyötysuhde (perustuen vedyn korkeampaan lämpöarvoon) (Schmidt, O. et al., 2017). Loppuenergia hukataan pääasiassa lämmöksi (Sakas et al. 2022). Tässä työssä elektrolyyserien tuottaman hukkalämmön talteenotettavaksi määräksi arvioitiin 30 % sähkötehosta. Tarkka tuotettava lämmön määrä ja hyödynnettävyys riippuu mm. elektrolyysiteknologiasta. Alkali- ja polymeerielektrolyysit toimivat noin 50–80 °C lämpötilatasossa (Koponen, J. 2020), ja toimintalämpötila sanelee, missä lämpötilassa mahdollista hukkalämpöä olisi otettavissa talteen elektrolyyserin jäähdytyksestä.

Reaktioyhtälöstä 1 nähdään, että vedyntuotannon sivutuotteena syntyy merkittävästi myös happea. Jokaista kahta moolia vetyä kohti syntyy yksi mooli happea. Koska vety on paljon kevyempi alkuaine, massaan perustuen happea muodostuu jopa noin kahdeksankertaisesti vetyyn verrattuna. Hapen merkitystä on tarkasteltu tarkemmin työn kappaleessa 4.2.

3 Vetytalous Pohjois-Savossa

Kustannustehokkaan sekä skaalautuvan uusiutuvan sähköntuotannon räjähdysmäisen kasvun myötä mahdollistuu myös teollisuuden, liikenteen ja lämmityssektorin nopea kehitys kestävään suuntaan. Uusiutuvan energian tuotantopotentiaali onkin siten edellytys kehittyneiden teknologioiden käyttöönotolle. Kerrannaisvaikutukset sähkön jalostuneesta käytöstä poikivat moninkertaisesti jalostusasteen kasvaessa, jolla on merkittäviä alueellisia talousvaikutuksia.

Tarkastelualue kattoi Pohjois-Savon kuten on esitetty kuvassa 3.1. Alueella on runsaasti vesistöjä, sekä kohtuullisen runsasta teollisuustoimintaa, painottuen erityisesti alueen eteläosiin. Alueen läpi kulkee myös 400 kV kantaverkko. Sähköverkkoa ja muuta alueen infrastruktuuria tarkastellaan tarkemmin osiossa 4. Teollisuustoimintoja ja aluetoimijoita käsitellään puolestaan tarkemmin tämän työn luvussa 5.



Kuva 3.1. Tarkastelualueelta kuvattuna suurimmat asuinalueet, tieyhteydet ja rautatiet.

3.1 Tuulivoima

Tuulivoimalla tuotettiin vuonna 2020 EU27-maissa yhteensä 382 TWh sähköä, joka vastaa noin 15 %:n osuutta koko sähköntuotannosta. Vuoteen 2050 mennessä maatuulivoiman tuotannon on ennustettu kasvavan Euroopassa 2300 TWh:iin, ja merituulivoiman 1200 TWh:iin, vaikkakin erityisesti merituulivoiman ennusteisiin liittyy huomattavaa epävarmuutta (Etipwind, 2021). Suomella ja Pohjois-Savolla onkin hyvät mahdollisuudet tuulivoiman lisäämisen, pohjatuuen maltilliseen asukastiheyteen, hyviin tuuliolosuhteisiin ja vahvaan sähköverkkoon.

Pohjois-Savon alueelle on aiemmin toteutettu FCG:n (2021) toimesta tuulivoimapotentiaaliselvitys, jossa poissulkevan puskurianalyysin sekä yleispiirteisen teknistaloudellisen arvioinnin pohjalta paikannettiin noin 310 km² potentiaalista tuulivoima-aluetta. Jatkotarkasteluun valituilla 28 alueilla oli yhteensä 500 teoreettista turbiinipaikkaa, josta 2/3 eli noin 330 turbiinia arvioitiin etenevän tarkemman hankesuunnittelun kautta lopulliseen toteutukseen. Pohjois-Savossa on myös valmisteilla maakuntakaava 2040, jossa edellistä selvitystä hyödyntäen on tunnistettu noin 24 potentiaalisen tuulivoima-aluetta, yhteispinta-alaltaan n. 308 km².

Tässä selvityksessä toteutettiin LUTin toimesta itsenäinen potentiaalitarkastelu, joka menetelmällisesti pohjautui puskurianalyysiin FCG:n selvityksen tapaan. Muodostuvia alueita ei LUTin selvityksessä kuitenkaan rajattu teknistaloudellisesta näkökulmasta eikä maanpuolustuksellisen ilmavalvonnan rajoitteiden osalta. Potentiaali määritettiin kolmelle erilaiselle skenaarioille, joissa vaaditut suojaetäisyydet asutukseen ja luontokohteisiin laskivat asteittain. Käytetyt suojaetäisyydet eri kohteisiin on esitetty työn liitteessä 1. Teoreettiset turbiinimäärät kolmelle eri skenaarioille olivat n. 800, 2000 ja 5100, eli huomattavasti suuremmat kuin aiemmassa selvityksessä. Tärkeimmät erot näiden kolmen LUT-skenaarion välillä on esitetty taulukossa Taulukko 3.1 3.1.

Taulukko 3.1. Tärkeimmät erot LUTin tuulivoiman potentiaalitarkastelun skenaarioiden välillä.

	LUT #1	LUT #2	LUT #2
Etäisyys taajamiin (km)	3	2	1
Etäisyys asutukseen (km)	1.75	1.25	1
Etäisyys luontokohteisiin (km)	3	1	0.5
Etäisyys lentokenttiin (km)	18	10	10

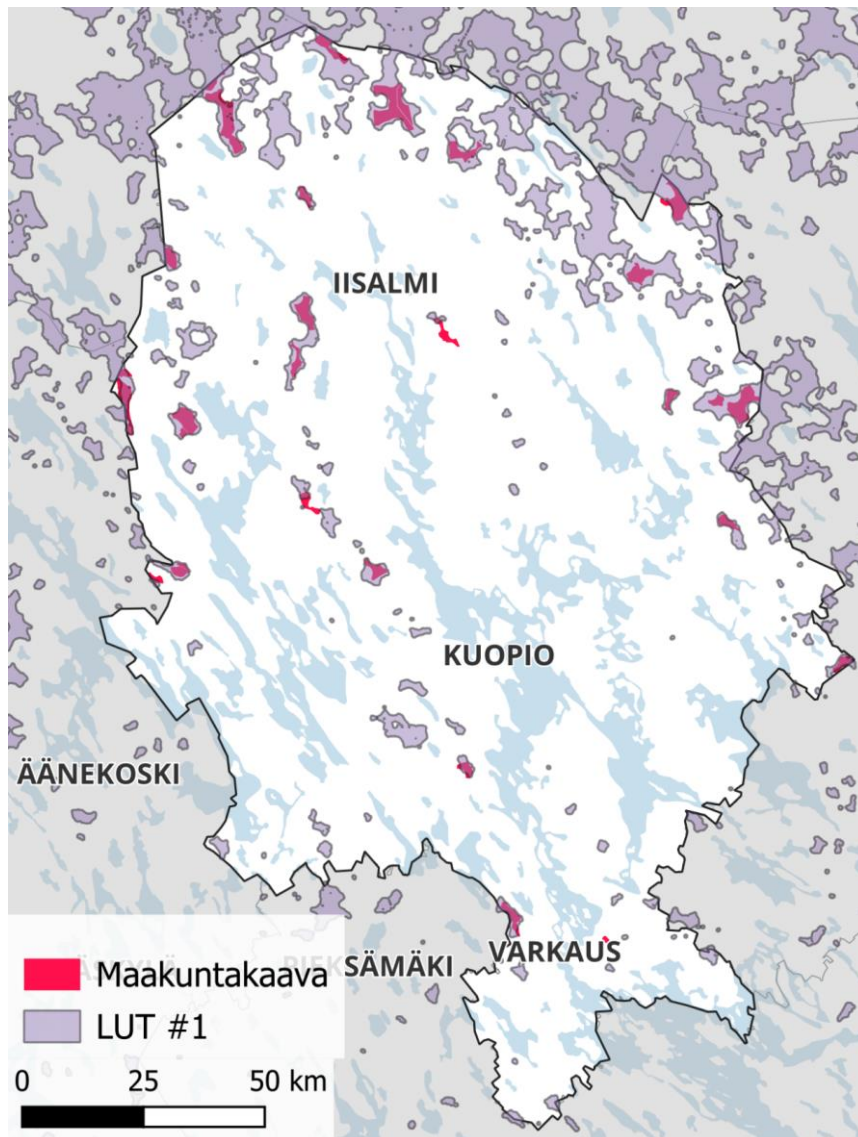
Tulosten eroa voi selittää eroavaisuuksilla käytetyn kriteeristön suhteen. Varsinaisten vaadittujen suojaetäisyyksien lisäksi eroja on käytetyissä suojelukohteissa. Esimerkiksi

lentokoneiden varalaskupaikat sekä säätutkat ovat sellaisia kohteita, joita ei LUTin selvityksessä ole huomioitu. Toisaalta vaikkapa suoalueet oli huomioitu LUTin tarkastelussa, sillä soiset alueet soveltuvat huonosti turbiinien perustuksia varten. Erityisesti selvitysten välillä erottuu Sonkajärven ja Rautavaaran alue, joka on osittain rajattu FCG:n tarkastelussa jatkotarkastelun ulkopuolelle käytetyn pisteytysjärjestelmän myötä. Kuitenkin esimerkiksi suurempien tuulipuistojen ja sen tuoman suuruuden ekonomian kautta suhteen syrjäisempi sijainti ei välttämättä vielä rajaa teknistaloudellisesti aluetta pois, varsinkin jos verkkokehitystoimenpiteitä on muidenkin syiden takia suunnitteilla. Tuulipuiston vähimmäiskooksi on LUTin selvityksessä määritetty viisi turbiinia. Turbiinit on sijoitettu sallituille tuulivoima-alueille satunnaisesti, kuitenkin säilyttäen vähintään 800 m etäisyyden turbiinien välillä sekä pyrkien samanaikaisesti saavuttamaan keskimääräisen täyttöastetavoitteen, eli 1,5 turbiinia neliökilometrille. Kaikki turbiinit on oletettu 6 MW kokoisiksi. Tuulennopeuden vuosikeskiarvo on arvioitu tuuliatlaksista (Global Wind Atlas 2022), ja vuosituotanto on arvioitu tuuliturbiinivalmistajan tuotetiedoista ilman häviöitä (Vestas, 2022). Yhteenveto tuloksista on esitetty taulukossa 3.2.

Potentiaalisten tuulialueiden alueellinen jakautuminen on esitetty kuvassa 3.2. Samassa kuvassa on myös esitetty Pohjois-Savon maakuntakaavassa 2040 esitetyt tuulivoima-alueet. Alueet asettuvat pääpiirteissään samoille seuduille, vaikkakin maakuntakaavassa on esitetty maltillisempi aluepotentiaali. Luonnollisestikin aluekaavoituksessa on noudatettava erityistä varovaisuutta, sillä alueille voi liittyä monenlaisia sosiaalisia ja teknisiä rajoitteita ja intressejä, joita ei tässä työssä ole voitu huomioida. Esitettyjä alueita ei tulisikaan huomioida suosituksena tai todennäköisesti toteutuvana tuulipuistoalueena, sillä alueet muodostuvat suodattamattomasti ja suosimatta käytettyjen aluekriteereiden pohjalta. Tarkemmat aluekohtaiset selvitykset, kuten mahdolliset luonto- ja maisemavaikutukset, voivat aiheuttaa merkittäviäkin rajoitteita käytettäviin alueisiin. Kuvassa 3.3 on yhdistetty alueellisen potentiaalin karttaesitys tuotannollisten lukujen kanssa. Taustalla on käytetty LUT #2 skenaariota.

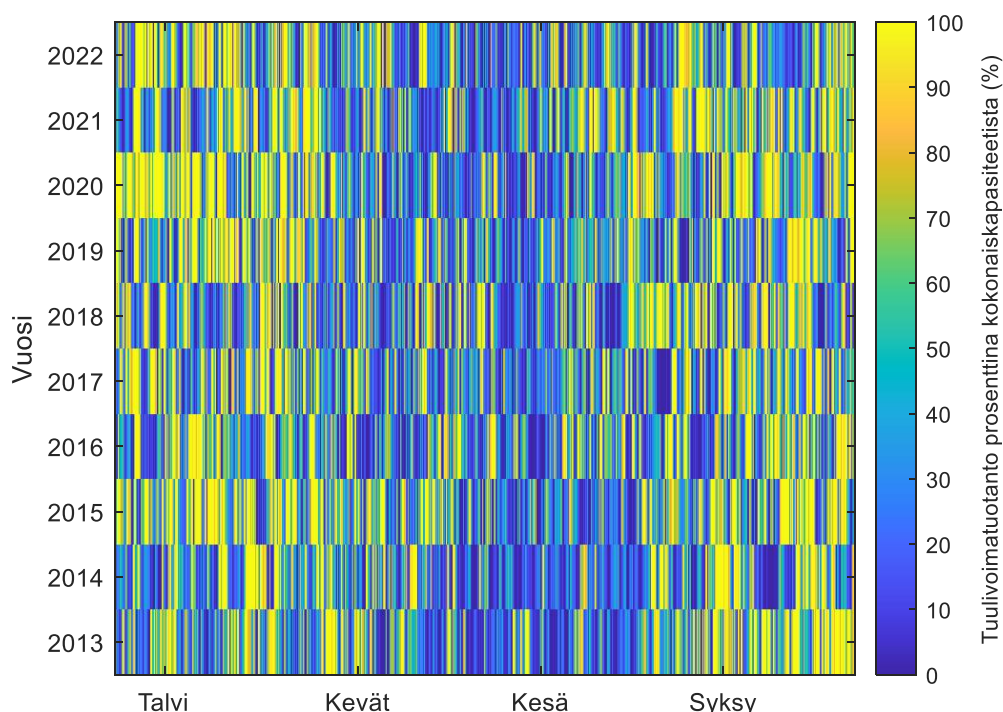
Taulukko 3.2. Teoreettiset turbiinimäärät, tehot ja sähköntuotantoarviot kunnittain kolmelle eri skenaarille esitettynä.

Kunta	LUT #1			LUT #2			LUT #3		
	Tur- biineja	Teho (MW)	Tuo- tanto (GWh)	Tur- biineja	Teho (MW)	Tuo- tanto (GWh)	Tur- biineja	Teho (MW)	Tuo- tanto (GWh)
Iisalmi	16	96	328	36	216	754	129	774	2 721
Joroinen	7	42	140	37	222	739	150	900	3 093
Kaavi	24	144	459	143	858	2 814	251	1 506	4 931
Keitele	24	144	471	48	288	965	210	1 260	4 268
Kiuruvesi	81	486	1 645	133	798	2 703	442	2 652	9 105
Kuopio	48	288	984	179	1 074	3 702	577	3 462	12 042
Lapinlahti	-	-	-	44	264	910	221	1 326	4 566
Leppävirta	11	66	227	57	342	1 175	275	1 650	5 730
Pielavesi	53	318	1 077	134	804	2 737	419	2 514	8 586
Rautalampi	5	30	110	29	174	648	104	624	2 321
Rautavaara	195	1 170	3 887	355	2 130	7 139	593	3 558	11 909
Siilinjärvi	-	-	-	9	54	190	34	204	724
Sonkajärvi	180	1 080	3 621	393	2 358	7 935	725	4 350	14 667
Suonenjoki	5	30	102	62	372	1 311	227	1 362	4 790
Tervo	4	24	81	5	30	104	56	336	1 168
Tuusniemi	-	-	-	17	102	349	103	618	2 133
Varkaus	5	30	98	17	102	337	78	468	1 576
Vesanto	8	48	166	23	138	483	117	702	2 515
Vieremä	130	780	2 603	237	1 422	4 791	443	2 658	9 048
Yhteensä	796	4 776	15 999	1 958	11 748	39 788	5 154	30 924	105 892



Kuva 3.2. Potentiaaliset tuulivoima-alueet maakuntakaavassa ja LUT-analyysin #1 skenaariossa.

Uusiutuvan tuotannon vaihtelevuus aiheuttaa haasteita sähköjärjestelmään sekä kausi- että vuositasolla. Sähkönsiirtojärjestelmä on suunniteltava toimintavarmaksi huippukuormaa ja -tuotantoa mukaillen. Uusiutuvan tuotannon lisääntyessä paine kulutuksen joustavuudelle lisääntyy. Tuulivoiman tuotanto painottuu syksy- ja talvikausille, mutta vuosien välillä voi olla suuriakin vaihteluita. Kuvassa 3.4 on havainnollistettu tätä vaihtelevuutta. Tuulivoimatuotannon alueellinen hajauttaminen eri puolille Suomea voi puolestaan olla edukasta sekä tuulivoimainvestoinnin että koko sähköjärjestelmän kannalta. Tällöin esimerkiksi Pohjois-Savon hetkellinen tuotanto voisi poiketa länsirannikon senhetkisestä tuulituotannosta, jolloin sähkömarkkinan kautta heijastuvat hintaerot toisivat lisäkannusteita tuotannolle Pohjois-Savossa tai hajajoitettuna muualla Suomessa.



Kuva 3.4. Tuulivoiman tuotantovaihtelu kymmenen vuoden ajalta Pohjois-Savon alueella.

Kuva 3.4 perustuu LUT-Yliopiston kehittämään tuulivoimatuotantomalliin, joka käyttää pohjana säämittauksiin perustuvaa ERA5-tietoa (Hersbach H. 2020). Mallissa käytetään säämittauksia, tuulivoimalan teknisiä tietoja ja tehokkuuskäyrää arvioimaan hetkellistä tuotantopotentiaalia eri aikoina.

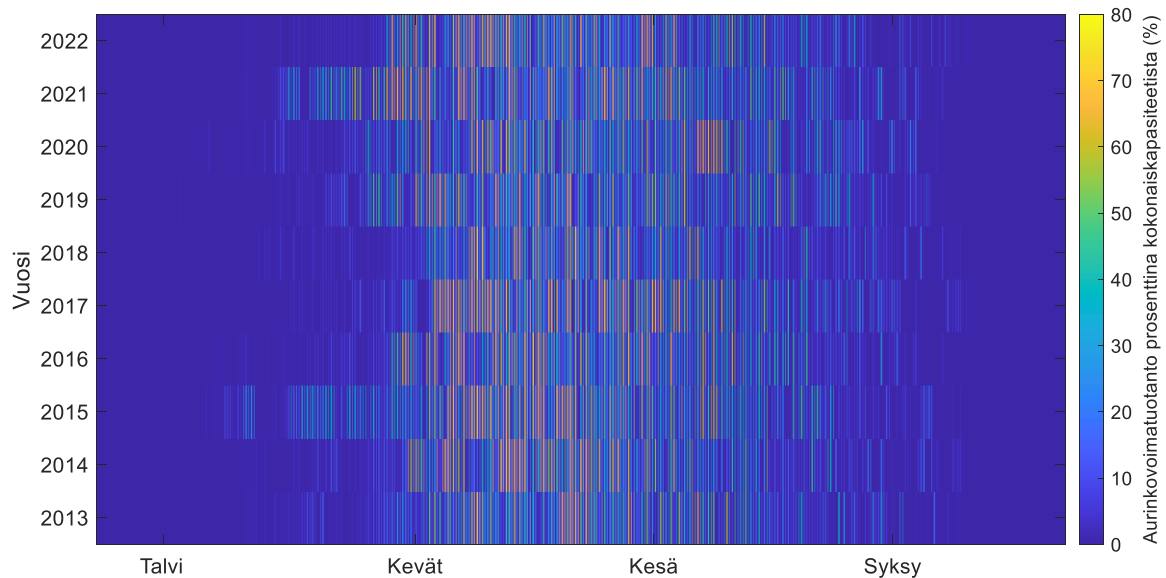
3.2 Aurinkovoima (aurinkosähkö)

Pohjois-Savon aurinkosähköpotentiaalia tarkasteltiin teollisen mittakaavan maa-asennuksille sopivilla maa-alueilla. Potentiaalisina alueina huomioitiin turvetuotantoalueet, maatalouskäytössä olevat pellot ja käytöstä poistuneet maatalousalueet (niityt). Näiden alueiden lisäksi hankkeessa tarkasteltiin Pohjois-Savon rakennuksien kattoasennuspotentiaalia.

Pohjois-Savon alueelle on aiemmin toteutettu FCG:n (2023) toimesta aurinkopotentiaaliselvitys, jossa vastaavasti kuin edellä mainitussa tuulivoimaselvityksessä hyödynnettiin poissulkevaa puskurianalyysiä sekä yleispiirteistä teknistaloudellista arviointia. FCG:n selvityksessä paikannettiin noin 22 km² aurinkovoimalle sopivia alueita. Pohjois-Savon vetylaaksohanketta varten toteutettiin LUTin toimesta itsenäinen potentiaalitarkastelu, joka menetelmällisesti pohjautui paikkatietoanalyysiin FCG:n selvityksen tapaan. FCG:n selvityksessä potentiaalisiksi alueityypeiksi on valittu turvetuotantoalueet, harvapuustoiset suoalueet ja maataloustukijärjestelmän ulkopuoliset maatalousmaat. LUT:n selvityksessä harvapuustoiset alueet on jätetty tarkastelun ulkopuolelle, koska niiden soveltuvuus aurinkosähkötuotantoon on hyvin tapauskohtaista. Toisaalta tarkasteluun otettiin FCG:n selvityksestä poiketen myös käytössä olevat maatalousalueet, sillä maatalouden ja aurinkosähkötuotannon yhteiskäyttöasennuksia hyödyntämällä myös tämä pinta-ala on tulevaisuudessa osittain hyödynnettävissä ruokatuotantoa vaarantamatta. LUT:n selvityksessä alueita ei rajattu pois etäisyyden perusteella nykyiseen sähköinfrastruktuuriin, sillä valittujen alueiden kokoluokat oletettiin olevan riittävät, niiden teknistaloudellisesti kannattavaan liittämiseen myös syrjäisemmillä alueilla. Natura 2000-alueet huomioitiin poissulkevana alueena, muutoin tarkastelussa ei asetettu tiukkoja rajoitteita suojaetäisyyksien suhteen ja esimerkiksi etäisyyttä asutukseen ei otettu huomioon aluevalinnoissa. Valinnoista johtuen LUT:n selvityksessä aurinkovoimalle potentiaaliset alueet ovat määrällisesti ja pinta-alaltaan merkittävästi suuremmat FCG:n selvitykseen verrattuna. LUT:n tarkastelun aurinkovoimapotentiaaleja tulkitessa tulee huomioida, että potentiaalit kuvaavat Pohjois-Savon alueen teoreettista kokonaispotentiaalia. Yksittäisten alueiden hyödyntämisessä tulee kuitenkin tehdä tarkempi selvitys, jossa otetaan huomioon esimerkiksi mahdolliset maisemahaitat ja alueelle suunniteltu muu käyttö, kuten turvesoiden ennallistaminen.

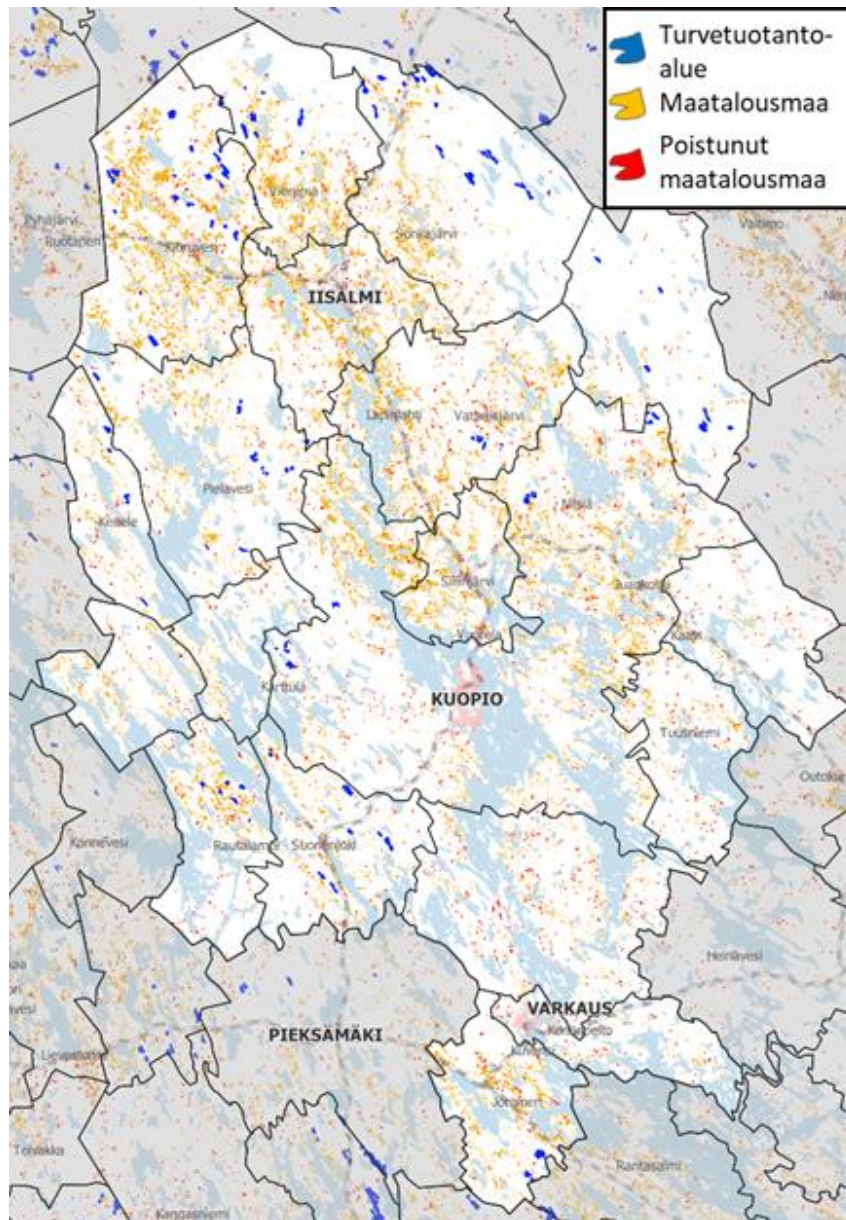
Tutkimuksessa on käytetty keskimääräistä 850 h/a huipunkäyttöaikaa tuotannolle maa-asennuksilla. Käytetty oletus perustuu PVGIS ja LUT-yliopiston tuotantosimulaatioihin. Todellinen tuotannon huipunkäyttöaika Pohjois-Savon alueella riippuu käytetystä paneelitekniikasta ja vaihtelee noin 650 tunnista kiinteään kulmaan asennutuilla yksikiteisillä paneeleilla noin 1100 tuntiin horisontaalisesti aurinkoa seuraavilla asennuksilla. Kattoasennuksille on käytetty

oletuksena pienempää 650 h/a huipunkäyttöaikaa, joka ottaa huomioon kattoasennuksille tyypillisiä vuosituotantoa vähentäviä vaikutuksia kuten varjostukset ja ei-optimaaliset asennuskulmat. Huipunkäyttöaikoihin vaikuttaa myös muun muassa vuosien välinen vaihtelu lämpötilassa ja säteilyn ja lumen määrässä. Kuvassa 3.5 on esitetty LUT-yliopiston aurinkovoimamallin ERA5 -aineistoon (Hersbach H. 2020) perustuva simulaatio tuotannosta kymmenen vuoden ajalta Pohjois-Savon alueella. Kuvasta havainnollistuu aurinkovoiman kausivaihtelevuus sekä vaihtelevuus vuosien välillä. LUT-yliopiston kehittämä aurinkovoimamalli ottaa huomioon lämpötilan, säteily- ja sijaintitietojen lisäksi lumen vaikutuksen aurinkovoimatuotantoon. Aurinkovoimatuotanto painottuu voimakkaasti kevät ja kesäaikaan, kun taas talvella tuotanto on vähäistä. Aurinkovoima tukee hyvin tuulivoimatuotantoa, sillä tuulivoiman- ja aurinkovoimatuotannon huipputuotanto ajoittuu tyypillisesti eri ajankohtiin, sekä kausi- että myös vuorokausitasolla.



Kuva 3.3. Aurinkovoiman tuotantovaihtelu kymmenen vuoden ajalta Pohjois-Savon alueella.

Kuvassa 3.6 on esitetty aurinkosähkölle soveltuvien maa-alueiden sijoittuminen Pohjois-Savossa.



Kuva 3.4. Aurinkosähkölle soveltuvien maa-alueiden sijoittuminen Pohjois-Savossa.

3.2.1 Turvetuotantoalueiden aurinkosähkötuotantopotentiaali

Turvetuotantoalueet soveltuvat hyvin teollisen mittakaavan aurinkopuistoille tyypillisesti laajan yhtenäisen alan, vähäisen varjostuksen ja valmiin tieinfrastruktuurin ansiosta. Osa alueista sijaitsee lähellä 110 kV ja 400 kV verkkoa ja sähköasemia, jolloin verkkoa voidaan mahdollisuuksien hyödyntää tuotannon liittämiseen. Potentiaalin hyödyntäminen laajamittaisesti vaatii kuitenkin uusien liityntäjohtojen rakentamista, ellei kohteessa pystytä hyödyntämään olemassa olevaa tai suunniteltua tuulivoimapuiston verkkoliityntää (luku 3.6). Turvetuotantoalueina tarkastelussa on otettu huomioon kaikki maanmittauslaitoksen maastotiekannassa olevat

käytössä olevat ja poistuneet turvetuotantoalueet. Taulukossa 3.3 on esitetty kunnittain aurinkosähkön asennuspotentiaalit turvetuotantoalueilla Pohjois-Savossa.

Taulukko 3.3. Aurinkosähkön asennuspotentiaalit ja arvioidut vuosituotannot turvetuotantoalueilla Pohjois-Savossa. Asennustiheytenä käytetty 1 MWp/ha.

Kunta	Turvetuotantoalueiden pinta-ala		Asennuspotentiaali MWp	Tuotantopotentiaali GWh/a	Osuus (%)
	km ²	ha			
Joroinen	3.1	308	308	261	6 %
Keitele	1.8	178	178	152	4 %
Kiuruvesi	12.3	1 231	1 231	1 047	25 %
Kuopio	3.9	385	385	327	8 %
Lapinlahti	1.0	98	98	84	2 %
Pielavesi	3.8	383	383	325	8 %
Rautalampi	1.5	151	151	128	3 %
Rautavaara	3.3	326	326	277	7 %
Sonkajärvi	9.9	993	993	844	20 %
Suonenjoki	3.9	389	389	331	8 %
Vieremä	4.1	411	411	349	8 %
Pohjois-Savo	48.5	4 850	4 850	4 130	

3.2.2 Käytöstä poistuneiden maatalousalueiden aurinkosähkötuotantopotentiaali

Käytöstä poistuneet maatalousalueet ovat turvesoiden ohella yksi potentiaalisimmista aurinkotuotannon sijoitusalueista. Käytöstä poistuneiden maatalousalueiden potentiaalin hyödyntäminen suuressa mittakaavassa on kuitenkin haastavaa sillä alueet muodostuvat suhteellisen pienistä yksittäisistä alueista, jotka sijoittuvat hajautuneesti Pohjois-Savon alueelle. Lisäksi alueet sijoittuvat osittain lähelle asutusta, jolloin mahdollinen maisemahaitta tulee ottaa huomioon. Käytöstä poistuneiden maatalousalueiden tyypilliset kokoluokkaa on noin 1–10 ha (1–10 MWp), jolloin pienempien alueiden (noin <2MWp) liittämässä voitaisiin hyödyntää olemassa olevaa 20 kV jakeluverkkoa ja keski suurten alueiden osalta (2–15 MWp) 110 kV siirtoverkkoa ja sähköasemia. Näiden ratkaisuiden soveltuvuutta on kuitenkin tarkasteltava tapauskohtaisesti. Lähtökohtaisesti olemassa olevan siirto- ja muuntokapasiteetin tehokkaan hyödyntämisen näkökulmasta parhaimpia ovat kohteet, joissa sähkönkäyttö ajoittuu päiväajoille

samoihin hetkiin aurinkosähkötuotannon kanssa. Käytöstä poistuneina maatalousalueina tarkastelussa on käytetty kaikki maanmittauslaitoksen maastotiekannassa olevat poistuneet maatalousalueet (luokka niityt). Potentiaalit on koottu taulukkoon 3.4.

Taulukko 3.4. Aurinkosähkön asennuspotentiaalit ja arvioidut vuosituotannot käytöstä poistuneilla maatalousalueilla Pohjois-Savossa. Asennustiheytenä käytetty 1 MWp/ha.

Kunta	Pinta-ala		Asennuspotentiaali MWp	Tuotantopotentiaali GWh/a	Osuus (%)
	km ²	ha			
Iisalmi	2.96	296	296	252	8 %
Joroinen	1.34	134	134	114	4 %
Kaavi	0.86	86	86	73	2 %
Keitele	1	100	100	85	3 %
Kiuruvesi	4.04	404	404	343	11 %
Kuopio	8.16	816	816	693	21 %
Lapinlahti	3.42	342	342	291	9 %
Leppävirta	3.39	339	339	288	9 %
Pielavesi	1.54	154	154	131	4 %
Rautalampi	1.64	164	164	139	4 %
Rautavaara	0.88	88	88	75	2 %
Siilinjärvi	0.86	86	86	73	2 %
Sonkajärvi	1.42	142	142	121	4 %
Suonenjoki	1.37	137	137	116	4 %
Tervo	0.57	57	57	48	1 %
Tuusniemi	1.54	154	154	131	4 %
Varkaus	0.93	93	93	79	2 %
Vesanto	0.55	55	55	47	1 %
Vieremä	1.52	152	152	129	4 %
Pohjois-Savo	38.0	3 800	3 800	3 230	

3.2.3 Maatalouskäytössä olevien peltöjen aurinkosähkötuotantopotentiaali

Maatalousalueiden kokonaispinta-ala (noin 1 500 km²) on erittäin suuri verrattuna muihin tarkastelussa huomioitaviin alueluokkiin. Alueiden hyödyntämisessä aurinkosähkötuotantoon tulee kuitenkin ottaa huomioon ruoka- ja rehut tuotannon turvaaminen. Tämä voidaan toteuttaa esimerkiksi hyödyntämällä vain huonosti tuottavat ja käytöstä muutoin poistuvat pellot ja käyttämällä maatalousalueiden ja aurinkosähkötuotannon yhteiskäyttöasennuksia.

Maatalousalueiden ja aurinkosähkötuotannon yhteiskäyttöasennuksilla (agriphotovoltaics, APV) aurinkosähkötuotantoon soveltuvaa alaa voitaisiin kasvattaa merkittävästi. APV-asennuksissa aurinkopaneelit sijoitetaan olemassa olevan maatalousalueen (viljelyskäytössä oleva pelto tai laidun) kanssa samalla alalle, jolloin pellolla tai laitumella voidaan edelleen jatkaa maataloustoimintaa aurinkosähkötuotannon lisäksi (kuva 3.7). Nykyisen tutkimustiedon perusteella APV-järjestelmiä voidaan asentaa kaikentyyppisille viljelyspelloille ja laidunmaille, mikäli erityyppisten alueiden vaatimukset, kuten maatalouskoneiden vaatima liikkumistila ja viljelyskasvista riippuva auringonvalontarve, otetaan asennuksessa huomioon (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2022). APV-asennustapoja on useita. Yksinkertaisimmillaan asennus voidaan toteuttaa laajentamalla kiinteään kulmaan asennettujen paneelien rivistöväliä riittävän suureksi. Tällainen asennustapa sopii varsinkin laidunmaille. Viljelyskäytössä olevilla pelloilla voidaan hyödyntää esimerkiksi pystysuoraan asennettavia aitamallisia aurinkopaneeleja riittävän suurella rivivälillä, jolloin maatalouskoneet mahtuvat kulkemaan rivistöjen välissä. Yhteiskäyttöasennuksien asennustiheydet vaihtelevat 0.25–0.4 MWp/ha välillä maa-asennuksissa ja 0.5–0.8 MWp/ha välillä *overhead* -tyyppisissä asennuksissa (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2022). Tavanomaisissa maa-asenteisissa aurinkopuistoissa tyypillinen asennustiheys on noin 1 MWp/ha.

Yhteiskäyttöasennuksia on pilotoitu laajasti Etelä- ja Keski-Euroopassa ja teknologia on osoittautunut lupaavaksi. Tutkimusta tarvitaan kuitenkin lisää Pohjoismaisissa olosuhteissa. Suomessa yhteiskäyttöasennuksia on tavoitteena pilotoida Energiquellen, Turun ammattikorkeakoulun ja Helsingin yliopiston tammikuussa 2024 alkaneessa hankkeessa (Energiequelle 2024).



a)

b)

Kuva 3.7. a) Vertikaalisilla kaksisuuntaisilla paneeleilla toteutettu APV järjestelmä (CC BY-SA 4.0, Tobi Kellner) ja b) kiinteään kulmaan laidunmaalle asennettu järjestelmä (CC BY 2.0, Nicole Karr)

Tässä selvityksessä yhteiskäyttöasennuksen oletettiin olevan kiinteään kulmaan asennettuja järjestelmiä 0.25 MW/ha asennustiheydellä, joka on neljäsosa tyypillisen teollisen mittaluokan maa-asennuksen tiheydestä. Käytössä olevien maatalousalueiden teoreettinen kokonaispotentiaali aurinkosähkössä on Pohjois-Savossa noin 150 GWp (128 TWh/a) ja yhteiskäyttötuotannossa noin 38 GWp (32 TWh/a). Mikäli pinta-alasta hyödynnettäisiin vain 1 % (esim. huonosti tuottavat ja käytöstä poistuvat pellot), tuotantopotentiaali olisi noin 1.5 GWp (1.3 TWh/a). Taulukossa 3.5 on esitetty kunnittain aurinkosähkön asennuspotentiaalit ja arvioidut vuosituotannot maatalouskäytössä olevilla maa-alueilla, tavallisella asennustiheydellä (1 MW/ha) ja yhteiskäyttöasennuksissa käytettävällä asennustiheydellä (0.25 MW/ha).

Taulukko 3.5. Aurinkosähkön asennuspotentiaalit ja arvioidut vuosituotannot maatalouskäytössä olevilla maa-alueilla Pohjois-Savossa. Asennustiheytenä varioitu 1 ja 0.25 MWp/ha.

Kunta	Pinta-ala		Asennuspotentiaali		Tuotantopotentiaali		Osuus
	km ²	ha	MWp (1MW/ha)	MWp (0.25MW/ha)	GWh/a (1MW/ha)	GWh/a (0.25MW/ha)	
Iisalmi	126	12 593	12 593	3 148	10 704	2 676	8 %
Joroinen	70	7 012	7 012	1 753	5 960	1 490	5 %
Kaavi	17	1 674	1 674	419	1 423	356	1 %
Keitele	28	2 841	2 841	710	2 415	604	2 %
Kiuruvesi	219	21 949	21 949	5 487	18 657	4 664	15 %
Kuopio	327	32 716	32 716	8 179	27 808	6 952	22 %
Lapinlahti	143	14 323	14 323	3 581	12 174	3 044	9 %
Leppävirta	51	5 091	5 091	1 273	4 327	1 082	3 %
Pielavesi	81	8 095	8 095	2 024	6 881	1 720	5 %
Rautalampi	44	4 402	4 402	1 101	3 742	935	3 %
Rautavaara	18	1 769	1 769	442	1 503	376	1 %
Siilinjärvi	66	6 614	6 614	1 654	5 622	1 405	4 %
Sonkajärvi	82	8 243	8 243	2 061	7 007	1 752	5 %
Suonenjoki	40	3 962	3 962	990	3 367	842	3 %
Tervo	19	1 900	1 900	475	1 615	404	1 %
Tuusniemi	29	2 908	2 908	727	2 472	618	2 %
Varkaus	11	1 115	1 115	279	948	237	1 %
Vesanto	33	3 269	3 269	817	2 779	695	2 %
Vieremä	105	10 473	10 473	2 618	8 902	2 226	7 %
Yhteensä	1 509	150 949	150 949	37 737	128 307	32 077	

3.2.4 Rakennusten kattoasennusten aurinkosähkötuotantopotentiaali

Kiinteistöjen kattorakenteet mahdollistavat aurinkosähkön tehokkaan käyttöönoton. Erityisesti julkiset rakennukset ja palvelualan kiinteistöt sopivat käyttötarkoitukseen hyvin aurinkosähkön tuotannon ajoittumisen ja asennuskohteen sähkönkäytön ajoittumisen näkökulmasta. Tässä selvityksessä erilaiset esteet ja rajoitukset katolla kuten savupiiput, ilmastointilaitteet ja tikkaat otettiin huomioon siten, että paneeliasennuksiin on käytettävissä vain tietty osan katon pinta-alasta. Läheisistä rakennuksista ja puustosta aiheutuvat varjostukset ja epäoptimaaliset

asennuskulmat harjakatoilla on huomioitu tuotannon huipunkäyttöajassa. Rakennusten katto-asennusten osalta tutkimuksessa on oletettu keskimääräinen 12.5 % täyttöaste ja 5 m²/kWp tuotantotiheys. Huipunkäyttöaikana käytettiin 650 h/a. Tulokset on koottu taulukkoon 3.6.

Taulukko 3.6. Aurinkosähkön asennuspotentiaalit ja arvioidut vuosituotannot rakennusten katoille asennetuilla voimalaitoksilla Pohjois-Savossa.

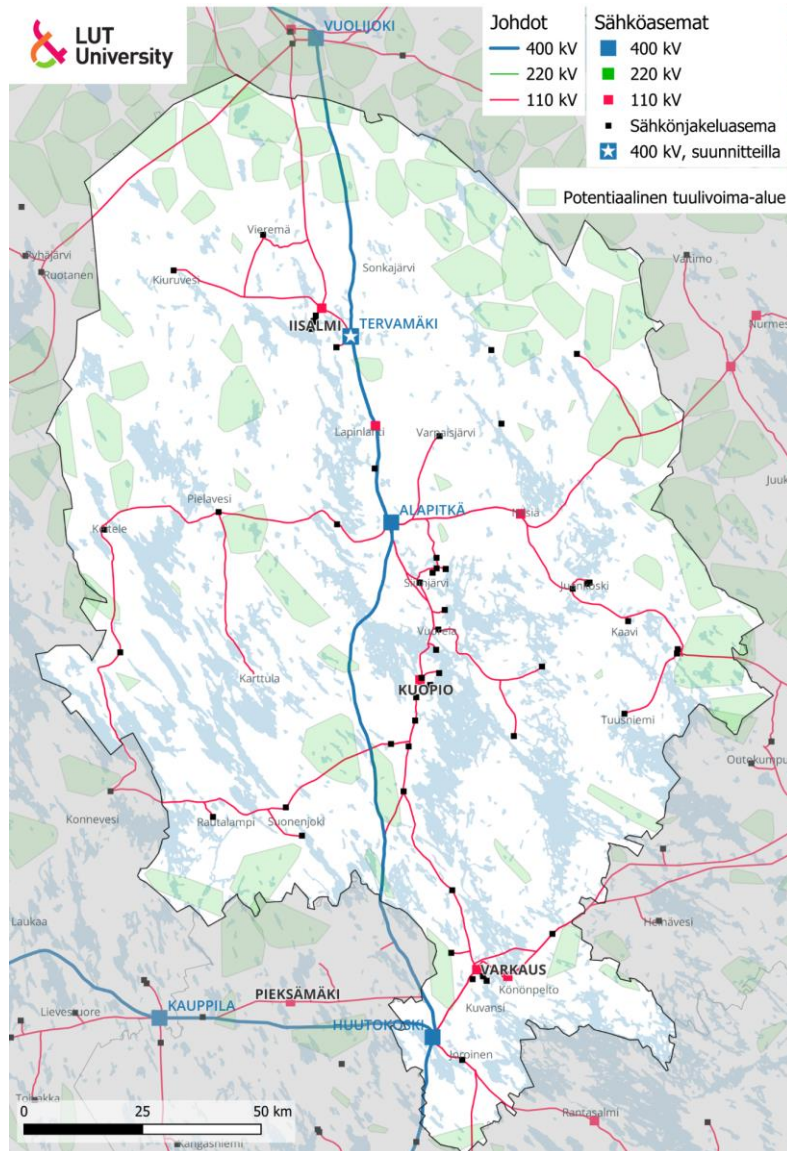
Rakennuksen tyyppi	Määrä (kpl)	Katto-pinta-ala, km ²	Keskimääräinen pinta-ala, m ² /katto	Asennus-potentiaali, S _n , MVA	Keskimääräinen koko kWp/katto	Tuotanto-potentiaali TWh/a	Osuus %
Asuintalo	5 209	12.7	174	635	8.7	0.4	34 %
Julkinen	5 209	3.4	654	170	32.7	0.1	9 %
Loma-asunto	31 530	2.2	68	108	3.4	0.1	6 %
Teollisuus	2 032	2.0	1 008	102	50.4	0.1	5 %
Muut	228 248	17.5	77	876	3.8	0.6	46 %
Yhteensä	272 228	38	139	1 891	6.9	1.2	100 %

3.3 Energiansiirtoinfrastruktuuri

Tuotannon ja sähkön käytön ollessa maantieteellisesti erillään toisistaan, tarvitaan näitä yhdistävä energiansiirtoinfrastruktuuri. Keskeisimmässä roolissa tänä päivänä toimivat sähkö- ja kaukolämpöverkot sekä maakaasuverkot. Tulevaisuudessa myös vety- ja mahdollisesti CO₂-verkot voivat olla osa energiajärjestelmän toimintaa tukevaa siirtoinfrastruktuuria. Tässä osiossa tarkastellaan haasteita, jotka liittyvät energian siirtämiseen tuotantopaikasta kysyntäpaikkaan, Power-to-X-kohteisiin. Kuten edellisessä osiossa todettiin, uusiutuvan energian tuotantopotentiaali on alueella valtava. Nykyinen siirtoverkko ei kuitenkaan ole riittävä kaikilla alueilla.

Olemassa olevan sähköjärjestelmän tarjotessa vahvan liityntäpisteen verkkoon, uudet tuotantoyksiköt kytketään siihen (400 kV ja 110 kV sähköasemat). Mikäli mittavaa tuulivoimapotentiaalia hyödynnetään laaja-alaisesti, on energiasiirtokapasiteettia lisättävä merkittävästi. Tässä selvityksessä tarkastelujen lähtökohtana käytetään aiemmin raportissa esiteltyä LUT #2 skenaariota (kappale 3.1). Skenaario voidaan katsoa optimistiseksi sekä energian tuotannon että Power-to-X sähkön kysynnän osalta.

Kuvassa 3.8 on esitetty tarkastelualueen olemassa oleva sähköverkkoinfrastruktuuri (400 kV ja 110 kV johdot ja sähköasemat), sekä potentiaaliset tuulivoima-alueet. Tuulivoima-alueet on määritetty raportissa aiemmin kuvattujen periaatteiden mukaisesti.



Kuva 3.5. Alueen sähköverkko ja potentiaaliset tuulivoima-alueet (LUT #2 skenaario).

3.4 Kaukolämpöverkot

Energiateollisuuden (2023) kaukolämpötilastojen mukaan Pohjois-Savon 19:sta kunnasta 13:ssa on kaukolämpöverkko. Kaukolämpöverkkojen yhteenlaskettu lämmöntuotanto alueella on n. 1.8–1.9 TWh, riippuen vuosittaisesta lämmitystarpeesta. Pohjois-Savon asukasluvusta vähintään 57 % on kaukolämmön käyttäjiä (osa kunnista ei toimita dataa kaukolämmitystä

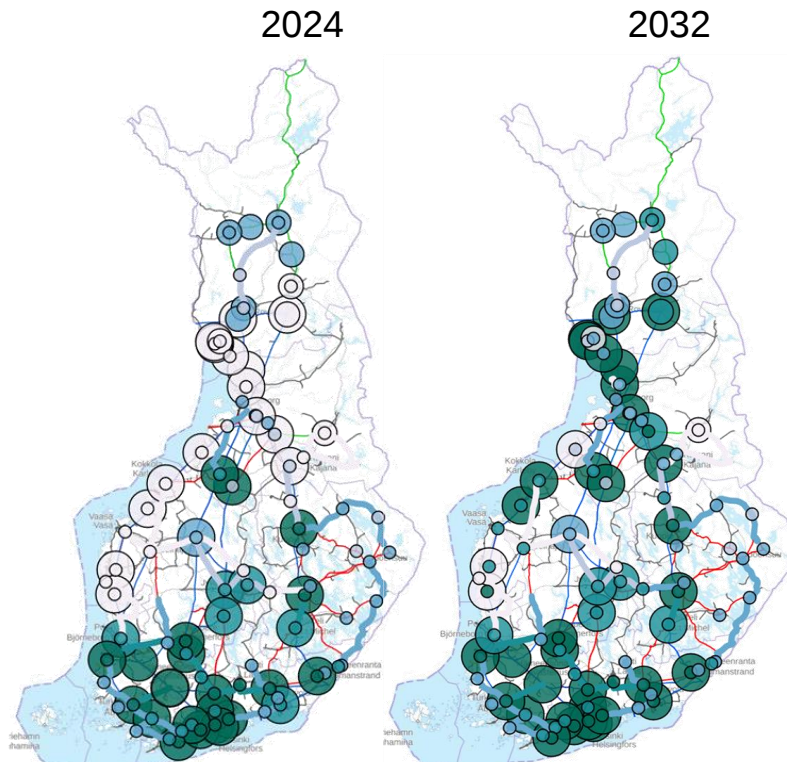
käyttävien kuluttajien lukumääristä). Kuluttaja-asiakkaiden lisäksi kaukolämpöä hyödyntävät monet teollisuustoimijat ja kaupalliset toimijat mm. kiinteistöjen lämmityksessä. Taulukossa 3.7 on esitetty Pohjois-Savon suurimmat kaukolämpöverkot ja verkkojen yhteenlaskettu lämmöntuotanto vuonna 2022. Nähdään, että kokonaislämmöntuotannon ja kaukolämmitystä käyttävien kuluttajien lukumäärän välinen suhdeluku vaihtelee kuntakohtaisesti. Tämä johtuu todennäköisesti siitä, että teollisten ja kaupallisten toimijoiden kaukolämmönkulutuksen osuus vaihtelee kuntakohtaisesti. Lisäksi kaukolämmön kokonaistuotanto pitää sisällään mittauserot sekä verkoston lämpöhäviöt, joissa on kuntakohtaista vaihtelua.

Taulukko 3.7. Pohjois-Savon kaukolämmöntuotanto ja kaukolämmityskuluttajien lukumäärä 2022.
(koostettu lähteestä Energiateollisuus 2023)

Kunta	Kaukolämmön tuotanto (GWh)	Kaukolämmitettyjen talojen asukasmäärät	Suhteellinen tuotanto (MWh/asukas)
Kuopio	1089	109 100	10.0
Varkaus	206	-	-
Iisalmi	170	11 700	14.5
Siilinjärvi	108	1 690	63.9
Leppävirta	42	3 760	11.2
Suonenjoki	41	3 900	10.5
Kiuruvesi	40	1 490	26.8
Lapinlahti	31	1 680	18.5
Pielavesi	20	1 990	10.1
Joroinen	14	730	19.2
Sonkajärvi	12	-	-
Rautalampi	12	1050	11.4
Keitele	10	430	23.3

3.5 Sähköverkot

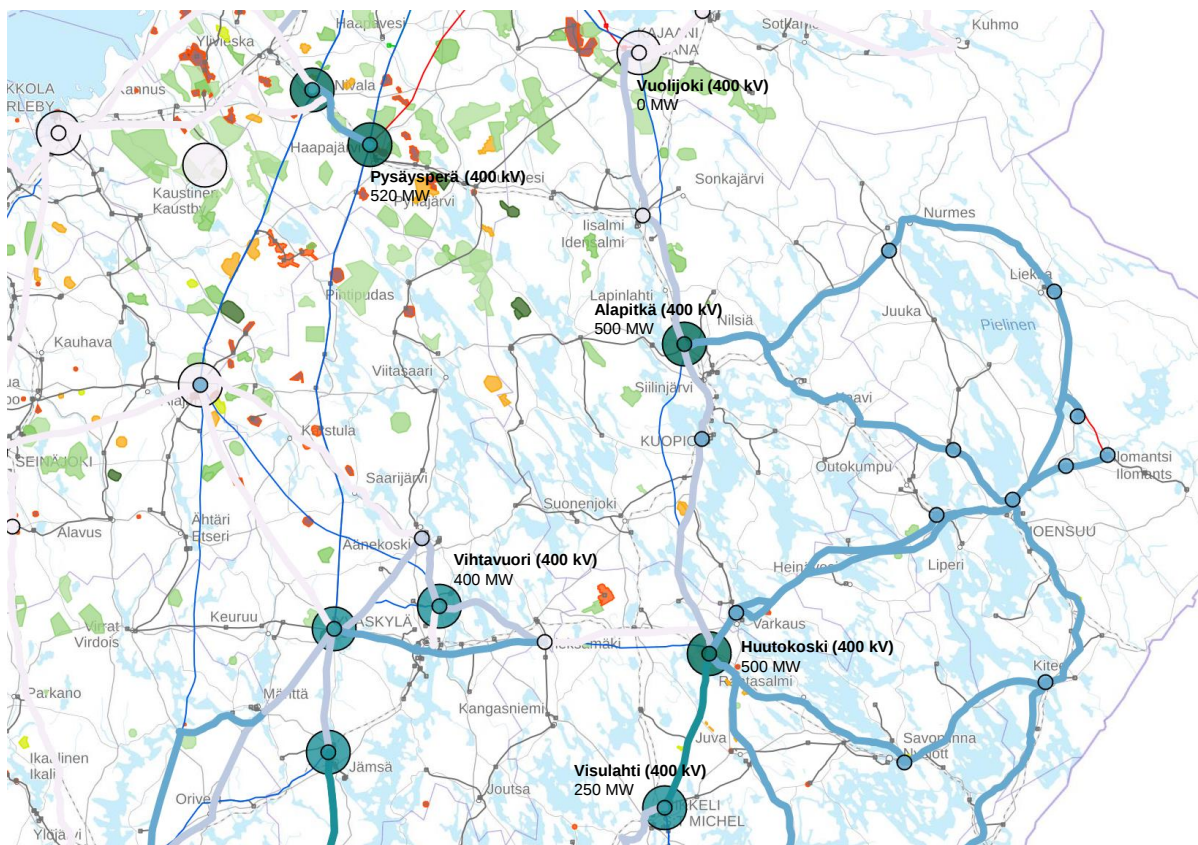
Sähkövoimajärjestelmä ja sähköverkot ovat keskeisessä roolissa energiamurroksessa. Tarve verkoille tulee sekä uusiutuvan sähköntuotantopotentiaalin (tuulivoima ja aurinkosähkö) että vedyntuotannon ja Power-to-X -teollisuuden liittämiseksi. Kuvassa 3.9 on esitetty kantaverkon uusiutuvan sähköntuotannon (tuulivoiman) nykyiset (2024) ja tulevaisuuden (2032) tiedossa oleviin investointisuunnitelmiin pohjautuvat liityntämahdollisuudet (kapasiteetit) 400 kV sähköasemilla Suomessa.



Kuva 3.9. Kantaverkon tuotannon nykyiset (2024) ja tulevaisuuden (2032) suunnitellut liittymäkapasiteetit 400 kV sähköasemilla (Fingrid 2024b). Aseman ympärillä oleva tumma rengas indikoi suurta tuotannon vapaata liittymäkapasiteettia (yleensä noin 500 MW asemaa kohti) ja vaalea rengas sitä, että asemaan ei voi kytkeä enempää tuulivoimaa.

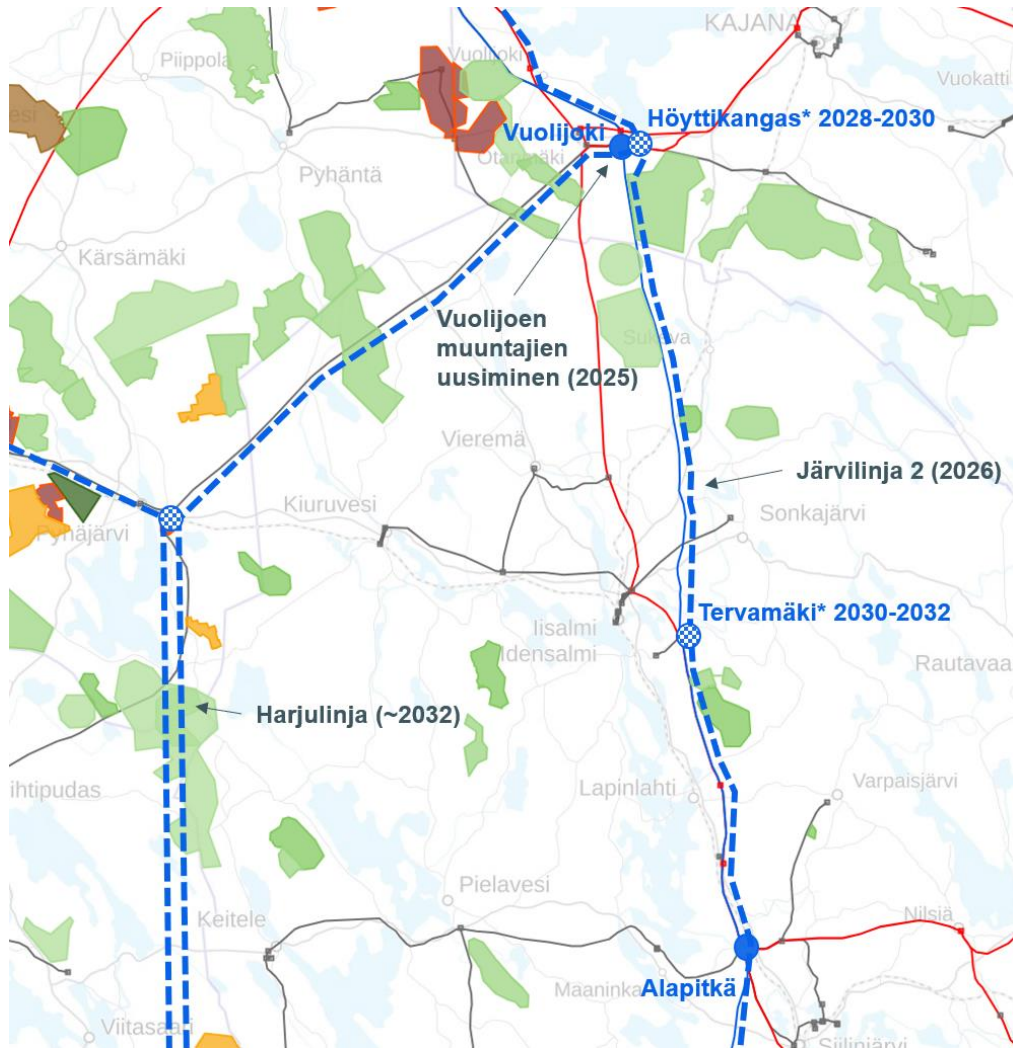
Kuvasta nähdään, että länsirannikolle ja lappiin on muodostunut pullonkauloja uusiutuvien integroimisen näkökulmasta (tilanne 2024). Etelä- ja Itä-Suomessa on enemmän kuormitusta ja siten asemilla paremmin tilaa tuotannon lisäämiselle. Mittavan investointiohjelman myötä voimajärjestelmän siirtokapasiteetti ja asemien liityntäkapasiteetit kasvavat (tilanne 2032).

Kuvassa 3.10 on esitetty Pohjois-Savon alueen ja lähialueiden 400 kV sähköasemia koskevat tuotannon liittämiskapasiteetit nykytilanteessa. Alueella ja alueen läheisyydessä on useita isoja 400 kV sähköasemia, joissa on nykyisellään liittymismahdollisuuksia tuotannolle. Tuulivoimapotentialin näkökulmasta lupaavimmat alueet sijaitsevat Pohjois-Savon pohjoisosassa lähellä Vuolijoen 400 kV sähköasemaa. Kainuun alueen voimakkaan tuulivoimakehityksen takia sähköasemalla ei ole tällä hetkellä vapaata liityntäkapasiteettia tuotannolle.



Kuva 3.10. Tuotannon nykyiset liittymäkapasiteetit (2024) Pohjois-Savon alueen ja lähialueiden 400 kV sähköasemilla kantaverkossa (Fingrid 2024b). Karttapohjassa vihreällä Fingridin tiedossa olevat julkiset tuulivoimahankealueet.

Pohjois-Savon ja Kainuun alueella on useita suuria tuulivoimapuistoja ja kehityshankkeita. Näiden toteutuminen edellyttää voimajärjestelmän aktiivista kehittämistä. Kuvassa Kuva 3.11 on havainnollistettu tiedossa olevat alueen 400 kV verkon keskeisimmät kehittämiskohteet.



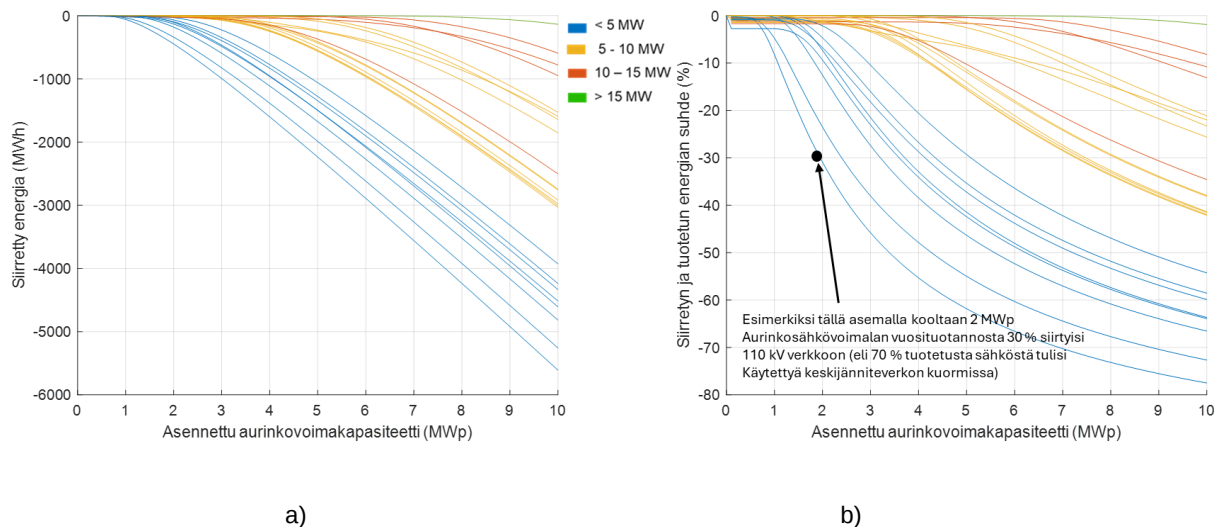
Kuva 3.11. Kantaverkon kehittämissuunnitelma Pohjois-Savon alueella (Fingrid 2024b).

Vuolijoen 400 kV aseman itäpuolelle on Fingridin toimesta suunnitteilla uusi *Höyhtikankaan* 400 kV sähköasema (alustava arvio valmistumisesta vuosien 2028–2030 aikana). Aseman valmistuttua siihen liitetään *Järvinen 2* ja myöhemmässä vaiheessa *Pyhäjärven* suuntaan menevä 400 kV *Harjulinja* (arvio johdon valmistumisesta 2032) kuvan mukaisesti. *Vuolijoen* ja *Höyhtikankaan* sähköasemia hyödynnetään erityisesti alueen tuulivoiman liityntäasemina. Alueella on hyvin kapasiteettia uuden tuotannon verkkoon liittämiseksi (erityisesti 400 kV jännite- tasolle), kun alueen 400 kV verkko vaihteittain vahvistuu. Sähkön kulutuskohteiden samanaikainen lisääntyminen (energiaintensiivinen teollisuus) alueella voi helpottaa tuotannon liityntä- mahdollisuuksia entisestään. Pohjois-Savon maakunnan puolella *Järvinen* varteen, Iisalmen haaran kohdalle, on suunnitteilla 400/110 kV muuntoasema (karttakuvassa *Tervämäki*). Asema on suunniteltu lähinnä tuotantohankkeiden liittämistä varten ja se voisi valmistua nyky- arvioiden mukaan vuoden 2030 jälkeen. Aseman toteutuminen ja aikataulun tarkentuminen

edellyttävät alueen hankkeiden konkretisoitumisia. Tervämäen aseman valmistuessa olisi siis myös tällä alueella tuotannon (ja kulutuksen) liityntämahdollisuuksia sekä 400 kV että 110 kV jännitetasoille. (Fingrid, 2024b).

3.5.1 Aurinkosähköntuotannon liitettävyyys nykyiseen sähkönsiirtoinfrastruktuuriin

Aurinkosähköntuotannon liitettävyyttä nykyiseen sähkönsiirtoinfrastruktuuriin tutkittiin tarkastelemalla sähköasemien läheisyydessä olevaa aurinkosähköntuotantopotentiaalia ja Fingridin tietoihin perustuvaa vapaata liityntäkapasiteettia. Lisäksi hankkeessa tarkasteltiin aurinkosähköntuotannon ja nykyisen kulutuksen yhteensopivuutta 110 kV:n sähköasematasolla hyödyntämällä verkkoyhtiöiden omistuksessa olevien sähköasemien mitattua kulutusdataa sekä avoimiin aineistoihin perustuvaa simuloitua aurinkosähköntuotantoa. Kuvissa 3.12a ja 3.12b on esitetty aurinkosähkön sopivuutta todellista sähköasemakuormaa vasten jaoteltuna kulutuksen huipputehon mukaan. Tarkastelussa olevien sähköasemien syöttöalueet ovat tyypiltään kesämökkialueita, haja-asutusalueita ja pieniä taajamia. Tarkastelussa on yli 20 sähköjakeluverkon 110/20 kV sähköasemaa.



Kuva 3.12. Sähköasemalta 110 kV verkkoon syötetyn aurinkosähkön määrä aurinkovoimalan koon mukaan 110/20 kV sähköjakeluverkon asemilla. Värit kuvaavat sähköaseman huippukulutusta ilman aurinkosähköntuotantoa.

Kuvasta 3.12a nähdään sähköasemakohtaisesti, missä määrin (MWh/a) eri sähköasemien kautta siirtyisi aurinkosähköntuotantoa ylöspäin sähkövoimajärjestelmässä 110 kV verkkoon, mikäli sähköaseman läheisyydessä (maksimissaan 2 km asemalta) olisi liitettynä aurinkosähkövoimalaitoksia 0–10 MWp kokoluokassa. Kuvassa 3.12b on esitetty sama suhteutettuna

aseman läpi kuormitukseen menevän sähkön määrään. Kuvasta 3.12b nähdään, että 110 kV verkkoon siirretyn tuotetun sähkön määrä lähtisi voimakkaaseen kasvuun, mikäli asemaan kytetyn aurinkosähkön määrä olisi yli 2 MWp (nykyinen kuormituksen huipputeho asemalla alle 5 MW) tai 4–5 MWp (nykyinen kuormituksen huipputeho asemalla 5–10 MW). Tarkastelu on toteutettu todellisia mitattuja tuntitason kuormitustehoja sekä alueellisia aurinkosäteilyarvoja hyödyntäen.

Käytetyt rajaukset liityntäkapasiteetin ja etäisyyden osalta on esitetty taulukossa 3.8.

Taulukko 3.8. Reunaehdot aurinkosähkötarkasteluissa sähköasemien yhteydessä

	Maksimietäisyys asemasta (km)	Minimietäisyys asemasta (km)	Suurin liityntäkapasiteetti (MWp)
Jakeluyhtiöt			
110 kV	2	1	2
Fingrid			
110 kV	5	1	100
400 kV	10	1	500

Aurinkosähkötuotannon maatalousalueiden kokonaispotentiaali on esitetty taulukossa 3.9 eri asennustiheyksillä. Taulukosta nähdään, että potentiaali on suuri asemasta riippumatta.

Taulukko 3.9. Sähköasemien läheisyydessä oleva aurinkotuotantopotentiaali maatalousmailla.

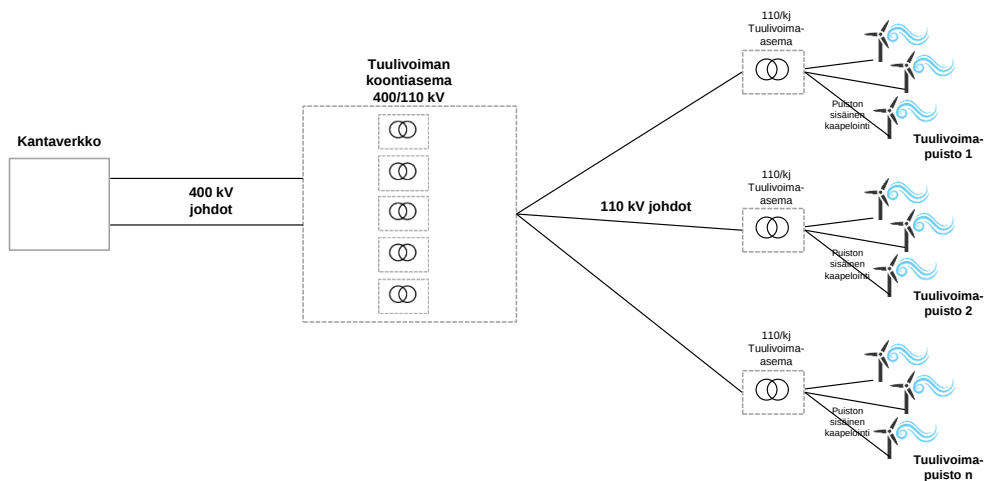
Asema ja omistaja	Jännite	Asennuspotentiaali, maatalousalueet (MWp)		Kauimmaisinkin linkitetty pelto (km)	
		Asennustiheys 100 MWp/km ²	Asennustiheys 25 MWp/km ²	Asennustiheys 100 MWp/km ²	Asennustiheys 25 MWp/km ²
Alapitkä, Fingrid	400 kV	500	500	2.8	6.3
Huutokoski, Fingrid	400 kV	500	500	3.2	6.9
Nilsä, Fingrid	110 kV	100	100	1.8	4.5
Iisalmi, Fingrid	110 kV	100	100	2.0	3.9
Lapinlahti, Fingrid	110 kV	100	100	1.8	2.8
Kinnari, Fingrid	110 kV	100	28	3.9	5
Varkaus, Fingrid	110 kV	100	43	4.2	5
Iloharju, Fingrid	110 kV	34	9	5	5
Jakeluyhtiöiden asemat yhteensä	110 kV	68	56	2	2
Yhteensä		1 602	1 435		

Tarkastelu osoittaa, että sähköasemien välittömässä läheisyydessä on merkittävä määrä aurinkosähköpotentiaalia maatalousalueiden osalta. Käytetyillä oletuksilla asemien laskennallisesta liityntäkapasiteetista olisi käytetty noin 96 % täydellä 100 MWp/km² asennustiheydellä ja edelleen noin 86 % pienemmällä 25 MWp/km² asennustiheydellä (maatalouden ja aurinkovoiman yhteiskäyttöasennukset). Täydellä asennustiheydellä liityntäkapasiteettirajoitteet saavutetaan alle 4 km etäisyydellä sijaitsevilla kaikilla asemilla, Iloharjun asemaa lukuun ottamatta. Pienemmällä 25 MWp/km² asennustiheydellä peltoalaa tarvitaan enemmän, jolloin myös etäisyydet kasvavat. Liitteessä 5 on esitetty tarkempi esimerkki aurinkotuotantopotentiaalista Alapitkän 400 kV aseman läheisyydessä tarkastelussa käytetyillä rajauksilla.

Turvetuotantoalueet sijaitsevat pääsääntöisesti selvästi käytettyjen etäisyysrajausten ulkopuolella. Turvetuotantoalueiden aurinkotuotantopotentiaalin liittämiseksi tarvittaisiin merkittävää uuden siirtoinfrastruktuurin rakentamista. Turvetuotantoalueet ovat kuitenkin yleisesti pinta-alaltaan suuria, jolloin yksittäisten alueiden tuotantopotentiaalit ovat 100–200 MWp kokoluokkaa ja läheisiä alueita yhdistämällä noin 1 000 MWp kokoluokkaa. Tämän kokoluokan tuotantoyksiköillä siirtokustannukset ovat marginaalisessa osassa kokonaiskustannuksiin nähden, jolloin tuotannon liittäminen on teknistaloudellisesti kannattavaa suurillakin etäisyyksillä. Esimerkiksi 100 MWp kokoluokan aurinkosähkötuotannon suurimmaksi teknistaloudellisesti kannattavaksi liityntäetäisyydeksi 110 kV verkolla on arvioitu olevan noin 30 km (Pöyry 2016).

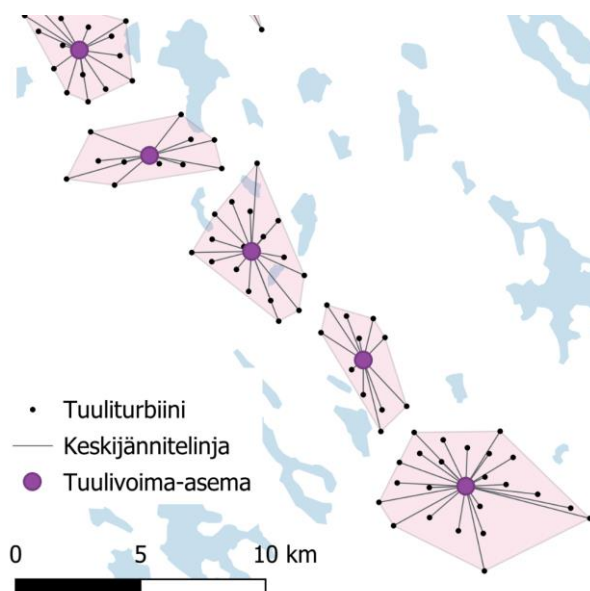
3.5.2 Tuotannon liityntätarkastelu ja -kustannukset

Tässä osiossa esitetään periaatteet ja arvio liityntäkustannuksista tuotannon verkkointegroinnille. Alueella on esimerkiskiskenaarion mukaan teoreettista asennuskapasiteettia tuulivoimalle noin 2000 turbiinille. Nämä sijoittuvat aiemmin esitetyn aineiston mukaisesti erityisesti alueen pohjois- ja itäosaan. Verkkoliitynnän periaate on esitetty kuvassa 3.13. Yksittäiset turbiinit yhdistetään keskijänniteyhteyksin tuulivoima-asemiin, joissa jännitetaso nostetaan 110 kV tasolle. Tuulivoima-asemilta tuotanto siirretään tuulivoiman koontiasemille, joissa jännite nostetaan 400 kV tasolle.



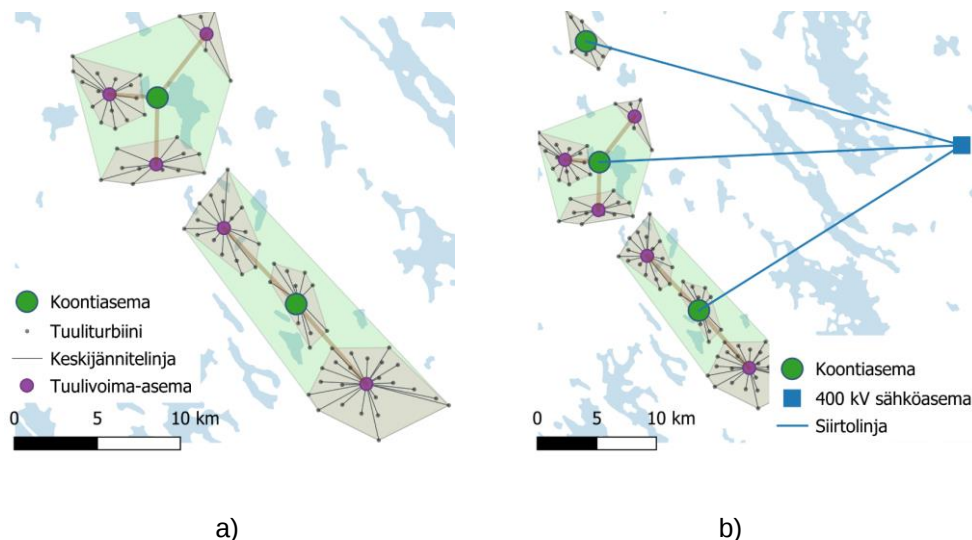
Kuva 3.6. Periaatekuva tuulivoimapuistojen verkkoliitännästä kantaverkkoon.

Kuvassa 3.14 on esitetty turbiinien verkkoliityntä esimerkinomaisesti karttapohjalla.



Kuva 3.7. Periaatekuva tuulivoimapuistojen verkkoliitännästä kantaverkkoon.

Kuvassa 3.15a on esitetty tuulivoima-asemien yhdistäminen koontiasemaan ja kuvassa 3.15b koontiasemien yhdistäminen kantaverkon 400 kV sähköasemalle.



Kuva 3.8. Esimerkkikuva, jossa a) yksittäiset tuulivoima-asemat yhdistyvät tuulivoimakoontiasemaan ja b) koontiasemat yhdistyvät kantaverkon solmupisteeseen

Tuulivoiman verkkoliityntätarkastelussa on sovellettu seuraavia periaatteita.

1. **Tuulivoimapuistot:** Muodostetaan vähintään 5 turbiinin, maksimissaan 24 turbiinin (6 MVA/turbiini) kokonaisuuksia (= tuulivoimapuistoja). Mikäli ulkopuolelle jääneiden määrä on vähintään 5, muodostetaan näistä uusi tuulivoimapuisto.
2. **Tuulivoima-asema:** Tuulivoimapuiston sähköasema sijoitetaan turbiinijoukon keskipisteeseen. Sähköasemalle tarvittavien muuntajien määrä (1 tai 2 kpl asemaa kohtia) riippuu alueen turbiinien määrästä (kokonaistehosta)
3. **Tuulivoiman koontiasemat (110/400 kV):** Tuulivoimapuiston sähköasemat yhdistetään koontiasemille, tuulivoimahubeihin. Jokaista 63 MVA muuntajatehoa varten varataan suunnittelussa yksi 110 kV yhteys. Mikä tuulivoima-asemalla on päämuuntajakapasiteettia tätä enemmän, yhdistetään tuulivoima-asema tuulivoimahubiin kahden virtapiirin 110 kV johdolla. Jokainen virtapiiri kytketään omaan erilliseen kennoon tuulivoimahubissa. Yhteen tuulivoimahubiin voidaan yhdistää korkeintaan 250 MVA edestä päämuuntajakapasiteettia eli 4 x 63 MVA päämuuntajaa
4. **Kantaverkon 400 kV sähköasema:** Yhdistää tuulivoimahubit kantaverkon asemille 400 kV johdoilla. Kantaverkon 400 kV sähköasemalle voidaan liittää korkeintaan 1000 MVA edestä hubiasemia. Tuulivoimapuisto voi liittyä suoraan kantaverkon asemalle 110 kV jännitteellä, mikäli tuulivoimapuisto sijaitsee kantaverkon aseman läheisyydessä eikä alueella ole tuulivoimapuistoja niin paljon, että tuulivoimahubille olisi tarvetta. Liittyminen edellyttää, että asemalla on käytettävissä 110 kV jännite.

Kuvassa 3.16 on esitetty periaate tuulivoiman koontiasemien yhdistämisestä lähimmille kantaverkon 400 kV sähköasemalle. Viivoilla on kuvattu kunkin koontiaseman lähin vastaava kantaverkon asema, eikä se edusta varsinaista sähkötekniistä sähkönsiirtoratkaisua. Koontiasemien tuulivoimakapasiteetit ja vuosituotantoarviot on esitetty yksilöidysti liitteessä 2.



Kuva 3.16. Periaatekuva tuulivoimakoontiasemien (tuulivoimahubien) liittynästä lähimmälle kantaverkon 400 kV sähköasemalle. Viivoilla on kuvattu kunkin tuulivoimahubin lähin asema, eikä se edusta varsinaista johtoyhteyttä. Hubien numeroinnit vastaavat liitteen 2 taulukkoa.

Taulukossa 3.10 on esitetty tuulivoiman verkkoon liittämisen kustannukset LUT #2 skenariossa. Liittämisen kustannuksissa huomioitu infrastruktuurin rakentamisen hinta turbiineilta 400/110 kV koontiasemille saakka.

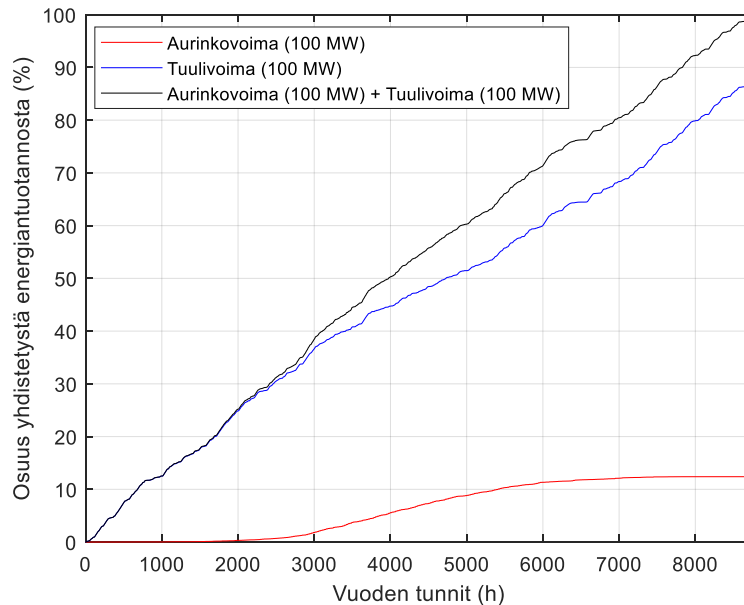
Taulukko 3.10. Tuulivoiman verkkoon liittämisen kustannukset LUT #2 skenaariossa (n. 2000 turbiinia Pohjois-Savossa). Laskelmissa korkokanta 5 % ja tarkastelu-aika 25 a.

	Investoinnit		CAPEX+OPEX (3.5 %)	
	Määrä	M€	M€/a	€/MWh
Tuulivoimaturbiinit	n. 2 000			
Tuulivoiman verkkoliityntä tarkastelualueella				
Keskijänniteyhteydet	2 600-3 100 km	164-194	12-14	0.4
Tuulivoima-asemat (110 kV/kj)	144 kpl	252	18	0.5
110 kV johdot tuulivoima-asemilta koontiasemille	533 km	107	8	0.2
Tuulivoiman koontiasemat	56 kpl	1120	82	2.3
Yhteensä		1 642-1 672	120-122	3.5

Verkkoon liittämisen suhteellisista kustannuksista suurimman kustannuserän muodostavat 400 kV koontiasemat. Maantieteellinen hajanaisuus ja tuulivoimapuistokokonaisuuksien suuri koko edellyttävät lukumääräisesti suuren sähköasemamäärän. Tämä lähtökohta kannustaakin tarkastelemaan, miltä osin samoille alueille muodostuvat puistoalueet voisivat tehdä yhteistyötä siirtoinfrastruktuurin kehittämisessä. Toisaalta joustavan teollisuuskuorman sijoittuminen tuulivoimapuistojen yhteyteen pienentäisi kantaverkkotason kustannuspaineita. Verkkoon liitynnän kokonaisvaikutus LUT #2 -skenaariossa on keskimäärin 3.5 €/MWh tuotetulle sähkölle. Suuresta turbiini- ja tuulivoimapuistomäärästä priorisoimalla on mahdollista löytää kohteet, joissa kustannukset ovat tätäkin matalammat. Lisäksi yhdistämällä saman liittymän taakse aurinkosähköä, voidaan infrastruktuurin käytön tehokkuutta (läpi siirrettyä energiaa) kasvattaa, mikä näkyy myönteisesti siirtokustannuksissa.

3.6 Hybridilaitokset: Tuuli- ja aurinkovoima

Tuuli- ja aurinkovoimaan perustuvat hybridivoimalaitokset hyödyntävät yhteistä infrastruktuuria energiansiirrossa. Suomessa on voimakasta kausivaihtelua uusiutuvien energialähteiden energiantuotannossa. Tuulivoimaa on eniten saatavilla talvikuukausina ja vähemmän kesäisin. Aurinkovoimaa ei talvisin ole käytettävissä lumen ja vähäisen aurinkosäteilyintensiteetin vuoksi. Keväällä ja kesällä aurinkovoimaa on tarjolla runsaasti. Kuvasta 3.17 on esitetty tuuli- ja aurinkovoiman kumulatiivinen tuotanto esimerkivuonna, josta on nähtävissä eri tuotantomuotojen energiatuottokyvyt ja tuotannon kausittainen ajoittuminen. Vaikka tuotantokapasiteettia on saman verran, aurinkovoimalla voidaan tuottaa sähköä vuoden aikana suhteessa huomattavasti vähemmän kuin tuulivoimalla. Tuuli- ja aurinkovoiman summa on tasainen verrattuna pelkästään tuuli- tai aurinkotuotantoon, mikä voi olla keskeistä prosesseissa, jotka vaativat tasaisesti energiaa ympäri vuoden.



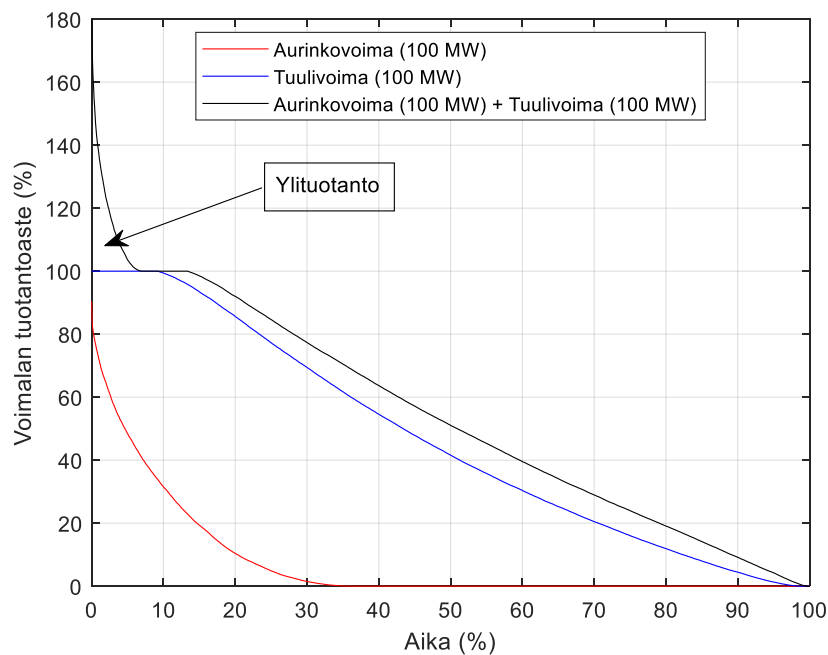
Kuva 3.9. Tuuli- ja aurinkovoiman kumulatiivinen tuotanto-osuus tuotetusta energiasta esimerkkituotena. Tulokset perustuvat LUT-Yliopiston kehittämiä tuuli- ja aurinkovoimamalleihin, joissa hyödynnetään ERA5 -säämittausdataa (Hersbach H. 2020).

Kausivaihtelun lisäksi on huomioitava myös lyhyempi ajallinen tuotannon vaihtelu erityisesti sähkövoimajärjestelmän mitoittamisen ja operoinnin näkökulmasta. Siirtoinfrastruktuuri on mitoitettava todellisten huipputehojen mukaan. Koska tuuli- ja aurinkovoima täydentävät ajallisesti hyvin toisiaan, voidaan sähköverkkoinfrastruktuurin yhteiskäytön kautta kasvattaa siirretyn energian määrää ja tällä tavoin pienentää siirron suhteellisia kustannuksia (€/MWh).

Tämän selvityksen tuuli- ja aurinkovoimamalleissa hyödynnetään tuntikohtaisia tuotantotietoja aikajaksolta 2017–2022. Tuuli- ja aurinkovoimaprofiileina on käytetty profiileja tuotannosta, jotka on koottu eri puolilta Pohjois-Savoa edustamaan Pohjois-Savolle tyypillistä tuotantoprofiilia. Tuuli- ja aurinkovoimaa on kumpaakin asennettu 100 MWp verran havainnollistamaan hybridivoimantuotannon profiilia.

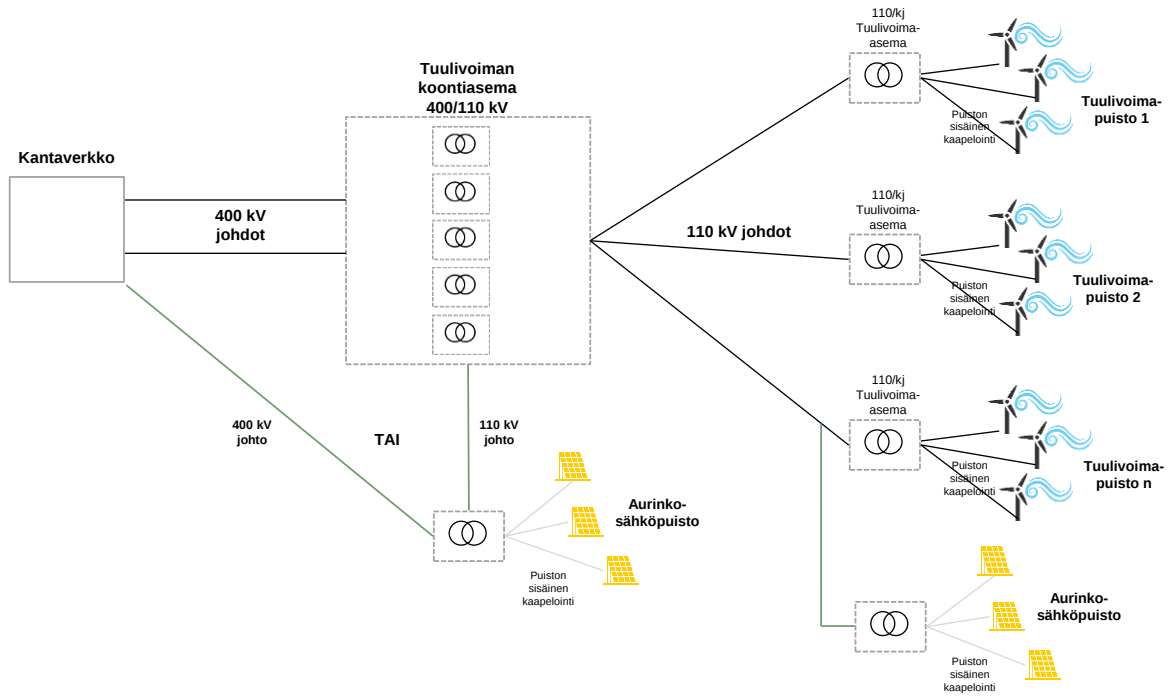
Kuvan 3.18 hybridilaitoksen tuotantotehojen pysyvyyskäyrästä havaitaan, että tuulivoiman yhteyteen rakennettava nimellisteholtaan yhtä suuri aurinkosähkövoimalaitos tukee tuulivoiman tuotantoa niin hyvin, että ainoastaan 2.2 % hybridivoimalassa tuotetusta energiasta jouduttaiisiin rajoittamaan päällekkäin ajoittuvien huipputuotantotuntien takia. Yhteinen siirto- ja muuntoinfrastruktuuri voitaisiin siis mitoittaa dominoivan tuotantomuodon nimellistehon mukaan,

ilman että päällekkäin ajoittuvan tuotannon takia jouduttaisiin siirtoa merkittävästi rajoittamaan. Pienen ylijäämäenergia lisäksi huipputuotantotuntien aikana sähkön hinta on markkinoilla matala, jolloin menetetty euromääräinen tuotanto olisi suhteellisesti tätäkin vähäisempi. Onkin suositeltavaa tarkastella aurinkosähkövoimaloiden sijoittamista sekä olemassa olevien tuulivoimapuistojen että tulevaisuudessa rakennettavien puistojen yhteyteen, mikäli maankäytöllisesti tämä on toteutettavissa. Tässä selvityksessä käytettyjen aineistojen perusteella esimerkiksi turvetuotantoalueista (Pohjois-Savossa yhteensä 48.5 km²) 42 % olisi sellaista aluetta, joissa yhteiskäyttö tuulivoimalle ja aurinkosähkölle olisi mahdollista maankäytöllisistä näkökulmista. Tämä tarkoittaisi aurinkosähkön näkökulmasta lähes 2 000 MWp kapasiteetin liittämismahdollisuutta sähköverkkoon eli noin 1.7 TWh/a tuotannon siirtämistä kulutuksen tarpeisiin ilman erillisen siirtoinfrastruktuurin rakentamista. Tämä ei kuitenkaan pidä sisällä aurinkosähkövoimalan sisäistä sähkönsiirtoa, joka on rakennettava ja mitoitettava kokonaan aurinkosähköjärjestelmän huipputehoja vasten. Hyöty siirtoinfrastruktuurin yhteiskäytöstä tulisi tuotantoa kokoavilla sähköasemilla sekä 110 ja 400 kV siirtojohdoissa.



Kuva 3.10. Hybridilaitoksen pysyvyyskäyrä 2017–2022. Arviot käyttävät LUT-Yliopiston kehittämää tuuli- ja aurinkovoimamalleja, jotka perustuvat ERA5 säämittausdataan (Hersbach H. 2020).

Kuvassa 3.19 on havainnollistettu miltä hybridivoimalaitoksen kytkeminen siirtoverkkoon voisi näyttää. Mikäli aurinkotuotantoa ei saada kytkettyä suoraan tuulipuiston muuntajaan, täytyy aurinkopuistosta rakentaa omaa siirtoinfrastruktuuria, joka on skaalattu aurinkovoimatuotannon huipputehon perusteella, mikä lisää investointi- ja ylläpitokustannuksia.



Kuva 3.11: Periaatekuva hybridivoimapuistojen vaihtoehtoisista verkkoliitynnöistä tuulivoimapuiston sähköasemalle, koontiasemalle tai suoraan kantaverkkoon

4 Aluetoimijat ja kehitysmahdollisuudet

Hankkeessa järjestettiin Pohjois-Savon alueen teollisille toimijoille kyselytutkimus. Tutkimuksen tarkoituksena oli selvittää alueen toimijoiden ajatuksia, suunnitelmia ja toimia vetytalouden ja vihreään sähköistymiseen liittyen. Kyselytutkimusta jaettiin alueiden edustajien ja kehitysyhtiöiden kautta verkkokyselynä. Kyselytutkimukseen vastasi seitsemän yritystä ja yksi julkisyhteisö. Lisäksi muutamaa yritystä tavoiteltiin myös puhelimitse. Kyselytutkimukseen osallistuneista kolme oli pienempiä, alle 250 hengen toimijoita, ja viisi suurempia, yli 250 hengen toimijoita. Kyselytutkimukseen osallistuneiden toimijoiden joukossa olivat mm. Inora Oy, Kuopion kaupungin yrityspalvelu/Business Kuopio, Normet Oy, Sumitomo SHI FW Oy ja Suomalimo Oy. Taulukossa 4.1 on esitetty, miten kyselytutkimukseen vastanneiden toimijoiden aktiviteetteihin liittyy oleellisesti vety, hiilidioksidi, happi, biotuotteet, biokaasu öljy ja tisleet tai muut kemikaalit ja aineet.

Taulukko 4.1. Kyselytutkimukseen vastanneiden toimijoiden aktiviteetit eri osa-alueilla

Aine	Liittyy yrityksen toimintaan
Vety	Synteesikaasun osana
Hiilidioksidi	Hiilidioksidipäästöjen minimointi tuotteiden elinkaaren aikana mm. sähköistämällä prosesseja Päästöjen vähentäminen valmistusketjussa Hitsauksen suojakaasukomponenttina Teknologiat hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi tai poistamiseksi Tuotteiden raaka-aineena
Happi	Happipoltto Happi-/höyrykaasutus synteesikaasusovelluksissa
Biotuotteet	Biomassapolttoaineet Koivukuitu
Biokaasu	Biokaasun käyttö pintakäsittelyprosessissa Polttoainejakelupisteet
Öljy ja tisleet	Polttoöljyt
Muut kemikaalit ja aineet	Nestekaasu Ammoniakkivesi Lipeä Rikki- ja typpihappo Magnesiumoksidi

4.1 Hiilidioksidin lähteet ja kuluttajat

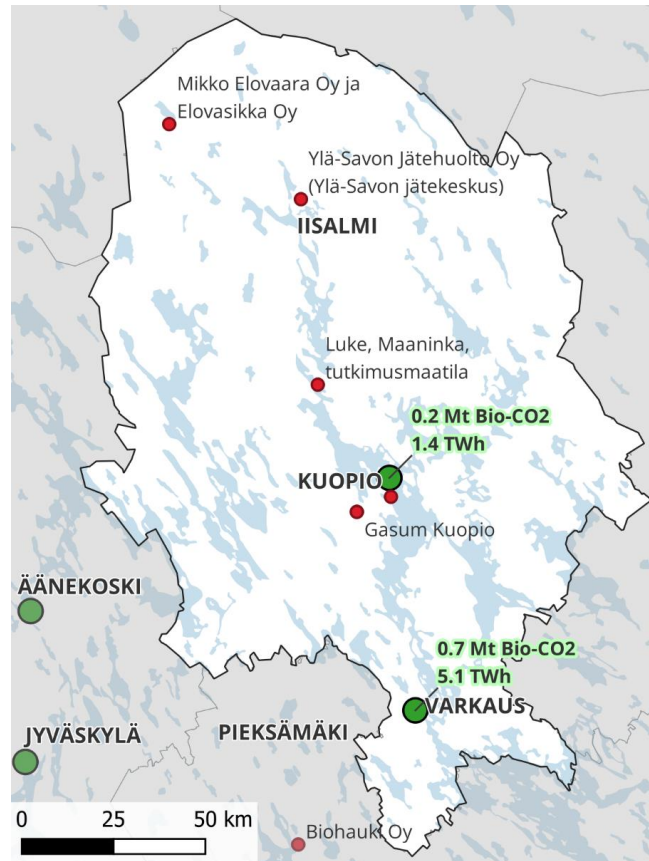
Alueen hiilidioksidilähteitä kartoitettiin perustuen EEA:n Industrial Reporting tietokantaan ja E-PRTR -rekisteriin (2023). Taulukkoon 4.2 on koottu edellä mainitun rekisterin pohjalta hiilidioksidilähteet, joiden vuosittaiset hiilidioksidipäästöt ovat yli 100 kilotonnia. Haapaniemen voimalaitosten päästöjä ei ole raportoitu käytettyyn tilastoon vuoden 2015 jälkeen. Taulukkoa on täydennetty Haapaniemen osalta kuitenkin päästökaupan alaisilla CO₂-päästöillä, joita oli 140 000 tonnia vuonna 2023 (Energiavirasto, 2023).

Taulukoitujen lähteiden lisäksi Kuopiossa on Gasumin biokaasulaitos, joka käsittelee jätevedenpuhdistamoiden lietteitä, erilliskerättyä sekä pakkauksellista biojätettä ja elintarviketeollisuuden sivuvirtoja. Tuotettu biokaasu (35 GWh/a) poltetaan sähkön ja lämmön yhteistuotannossa (Gasum, 2024). Lisäksi Kuopion vesi operoi Lehtoniemen vedenpuhdistamolla mädättämää (Kuopion vesi, n.d). Iisalmen ja Kuopion jätekeskuksilta kerätään myös kaatopaikka-kaasua, ja alueella on muutama maatilojen yhteydessä toimiva biokaasulaitos (Biokaasulaitokset kartalla, 2024).

Taulukko 4.2. Hiilidioksidin määrät suurista teollisuus- ja energia-alan laitoksista alueelta (2021).

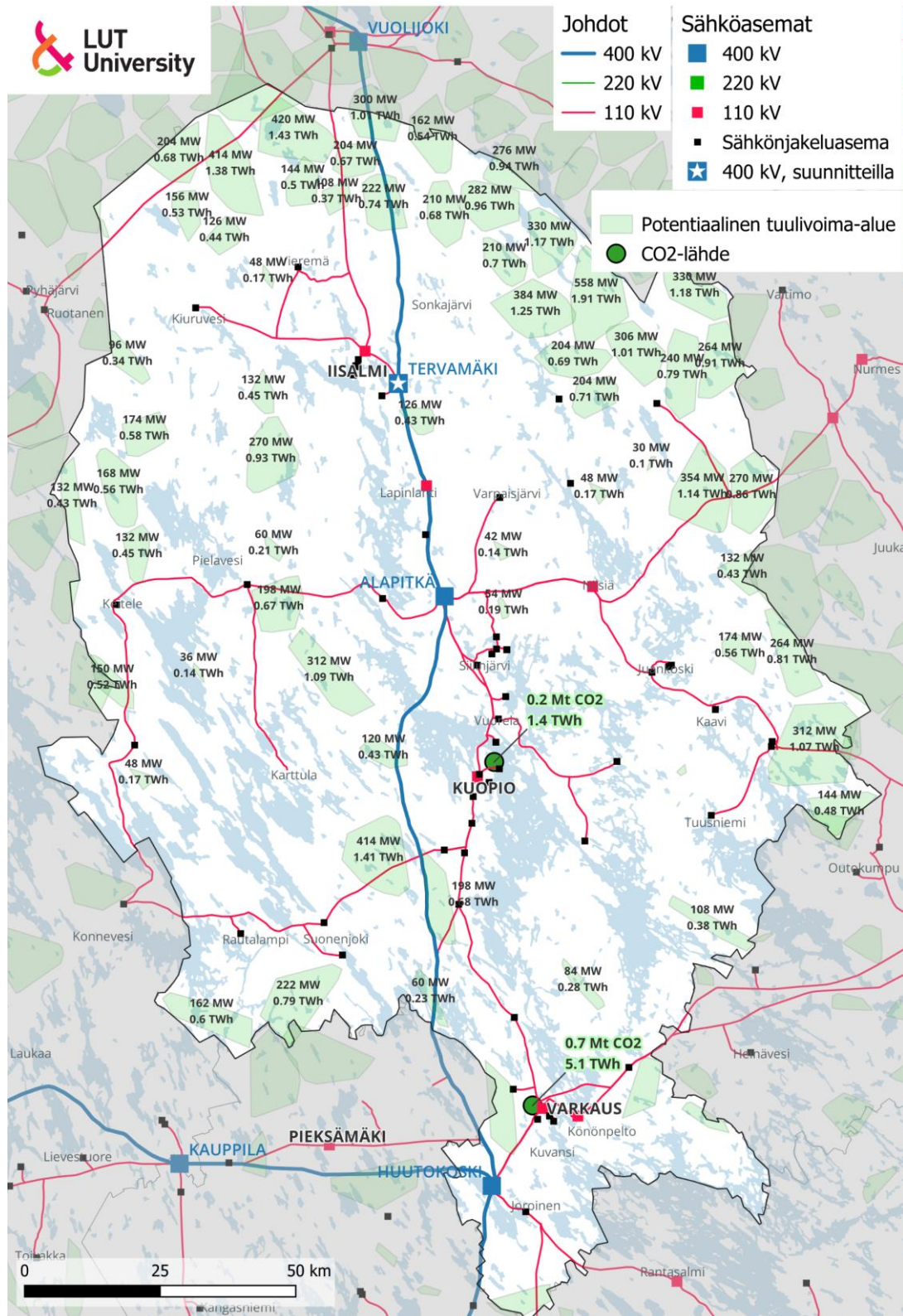
Laitos	Yhteensä (Mt)	Biogeeninen (Mt)	Fossiilinen (Mt)
Kuopion Energia Oy Haapaniemen voimalaitos, Energiantuotanto	-	-	0.140
Mondi Powerflute Oy, Puunjalostusteollisuus, Kuopio	0.296	0.195	0.101
Riikinvoima Oy, Jätteenpolttolaitos, Leppävirta	0.118	0.057	0.061
Stora Enso Oyj, Varkauden tehtaat	0.724	0.660	0.064

Hiilidioksidi on tulevaisuudessa entistäkin tärkeämmässä roolissa raaka-aineena, sillä se voidaan yhdessä vedyn kanssa jalostaa monenlaisiksi kemiallisiksi yhdisteiksi, kuten esimerkiksi metaaniksi, metanoliksi tai vaikka lentokerosiiniksi. Vaadittu suhde hiilidioksidin ja vedyn välillä vaihtelee lopputuotteesta riippuen. Esimerkiksi metanolia tuottaessa stoikiometrisen reaktioyhtälön mukaisesti hiilidioksidin ja vedyn massasuhde on noin 7.28, josta puolestaan voidaan arvioida sähkönkulutus tuottamaan haluttu vetymäärä. Näin ollen esimerkiksi 100 000 hiilidioksiditonnin muuttamiseksi metanoliksi (n. 73 000 tonnia metanolia) vaaditaan noin 733 GWh sähköä vedyntuotantoon. Alueen hiilidioksidilähteiden sijainti ja näistä saatavan bioperäisen hiilidioksidin metanoliksi muuntamiseen vaadittu sähkömäärä on esitetty kuvassa 4.1.



Kuva 4.1. Hiilidioksidin bioperäiset lähteet Pohjois-Savon alueella ja niiden vaatima sähkön määrä synteettisen metanolin valmistuksessa.

Kuvassa 4.2 on esitetty yhteenvedona alueen sähköverkko, tärkeimmät suuret CO₂-pistelähteet sekä potentiaaliset tuulivoima-alueet. Alueiden yhteydessä on esitetty tuulivoiman asennuspotentiaali (MW) sekä alueen arvioitu vuotuinen tuulivoimatuotanto (TWh). Pistemäisten CO₂-lähteiden osalta on esitetty päästöjen vuotuinen tilastoitu määrä (Mt) sekä arvioitu sähköntarve (TWh), mikäli CO₂ hyödynnettäisiin täysimääräisesti synteettisen metanolin valmistuksessa.



Kuva 4.2. Yhdistetty kuvaus alueen tuulivoimapotentialista ja power-to-X-sähkön kysynnästä. Numerot viittaavat tuulisähkön (MW ja TWh) sekä PtX-prosessin vaatimaan sähkön määrään (TWh).

4.2 Hapen lähteet ja tarpeet

Taulukkoon 4.3 on koottu tunnistettuja hapen käyttäjiä Pohjois-Savon alueella. Tiedot pohjautuvat raporttiin Hurskainen M. et al. 2017. Raportin listaamien kohteiden lisäksi tarkasteltiin tunnistettuja tyypillisiä hapen käyttäjiä, kuten vedenpuhdistusta ja lääketieteellistä hapen käyttöä. Lisäksi happea käytetään pieniä määriä esimerkiksi metallintyöstössä (polttoleikkaus), mutta näitä käyttömääriä ei alettu arvioimaan tarkemmin. Lääketieteellinen hapen käyttö on asukaslukuun pohjautuva arvio ja jakautunee eri sairaaloiden ja siten eri kuntien alueelle.

Taulukko 4.3. Tunnistetut ja arvioidut hapen kuluttajat Pohjois-Savossa

Käyttäjä	Hapen-kulutus	Lähde
Stora Enso Varkaus	1600 t/a	Hurskainen, M. 2017
Lääketieteellisen hapen käyttö	272 t/a	Hurskainen, M. 2017, Kato et al. 2005 (1.1 kg/capita)

Nykyisin hapen tarve alueella katetaan todennäköisesti suurimmaksi osaksi hapen toimituksilla kaasuntoimittajalta (Hurskainen M. et al. 2017). Suurin osa lääketieteellisen hapen käytöstä katetaan tyypillisesti ostokaasulla, vaikkakin on-site happigeneraattoreiden käyttö on yleistymässä.

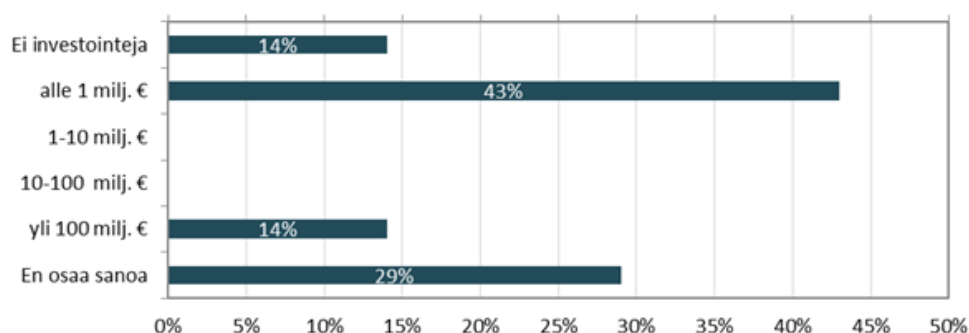
4.3 Vetytalouteen liittyvät suunnitelmat ja projektit

Kyselytutkimuksella selvitettiin alueen toimijoiden suunnitelmia, aloitteita ja hankkeita liittyen vetyyn ja vihreään sähköistymiseen. Näitä on esitelty taulukossa 4.4. Vetyä suunnitellaan käytettävän teollisissa prosesseissa. Ammoniakin tuotantoa, käytön lisäämistä ja varastoinnin uudistamista harkitaan, ja biokaasun tuotantoa omista lietteistä ja likaisista laasteista suunnitellaan. Lisäksi useita CO₂-talteenottoteknologioita on kehitteillä. Liikenteen sähköistymisessä suunnitelmia on sähköautojen käyttöönotossa ja akkukäyttö- tai hybriditekniikassa. Myös teollisuusjärjestelmiä suunnitellaan sähköistettävän akkukäyttö- tai hybriditekniikoilla. Energiantuotantoon liittyen suunnitelmia on energiantuotannon uusimisessa ja hiilidioksidin talteenoton huomioimisessa siinä sekä energiantuotannon sähköistyksessä esimerkiksi sähkökattiloilla tai lämpöpumpuilla. Fossiilisia polttoaineita suunnitellaan korvattavan biopolttoaineilla ja aurinkoenergialla. Energian varastointiin on kehitteillä uusia menetelmiä.

Taulukko 4.4. Aloitteet, suunnitelmat ja hankkeet

	Aloitteita, suunnitelmia tai hankkeita
Puhdas vety	Vedyn ja hapen käyttö teollisissa prosesseissa (poltto, CO ₂ -talteenotto, synteesi)
Ammoniakki	Käytön lisäys ja varastoinnin uudistaminen, oman tuotannon selvittäminen
Metaani	Biokaasun tuotanto omista lietteistä ja likaisista lauhdeista
Hiilidioksidin talteenotto tai hyötykäyttö	Talteenoton huomioiminen energiantuotantolaitoksen suunnittelussa Useita CO ₂ -talteenottoteknologioita saatavilla ja kehitteillä CO ₂ -kauppaan liittyminen, jos sille on tarvetta
Sähkön ja lämmön tuotanto ja tuotannon sähköistys	Energiantuotantolaitoksen uusiminen Sähkökattilat Lämpöpumput
Liikenteen sähköistys	Akkukäyttö tai hybridi vs. diesel-teknologia Sähköautojen käyttöönotto
Teollisuusjärjestelmien sähköistys	Akkukäyttö tai hybridi vs. diesel-teknologia
Uusiutuva energia	Fossiilisten polttoaineiden korvaaminen biopolttoaineilla 2030 mennessä Aurinkoenergia
Energian varastointi	Teollisen kokoluokan nestemäisen ilman energiavarastojärjestelmä

Kuvassa 4.3 on vastaajien arvio vetyyn, uusiutuvaan energiaan ja energian varastointiin liittyvistä investoinneista vuoteen 2030 mennessä. Vastaajista 43 % arvioi investointien olevan enintään 1 M€ ja 14 % vastaajista arvioi vastaavasti investointien ylittävä 100 M€.



Kuva 4.3 Vetyyn, uusiutuvaan energiaan ja energian varastointiin liittyvät investoinnit vuoteen 2030 mennessä.

4.4 Käyttöönoton haasteita

Uuden teknologian kehittäminen ja nopea käyttöönotto liittyen vihreään siirtymään ja vetyhankkeisiin tuo mukanaan myös haasteita. Kehittyvä ala asettaa vaatimuksia oikeudelliselle, taloudelliselle ja siirtoinfrastruktuurille. Kuvassa 4.4 on esitelty kyselytutkimuksessa esille tulleita haasteita, joita on liittynyt vastaajien aiempiin hankkeisiin.



Kuva 4.4. Aiempiin hankkeisiin liittyneitä haasteita

Lainsäädännön ja poliittisen puitteen puuttuminen tai hidas muodostuminen luo epävarmuutta ja hidastaa uuden markkinarakenteen muodostumista. Pitkät ja hankalat lupaprosessit voivat hidastaa ja hankaloittaa uusiutuvaan energiaan liittyviä hankkeita. Hajautettuun energiantuotantoon liittyvillä hankkeilla on myös vaikutusta paikallisten asukkaiden elämään, mikä tulee huomioida hankesuunnittelussa. Taloudellista haastetta voi aiheuttaa vaikeus arvioida hankkeinvestointien kannattavuutta muuttuvassa ympäristössä. Erilaiset rahoitusmekanismit ovat myös tärkeitä uuden teknologian testauksessa ja käyttöönotossa.

5 Sektori-integraatio ja sivuvirtojen hyödyntäminen

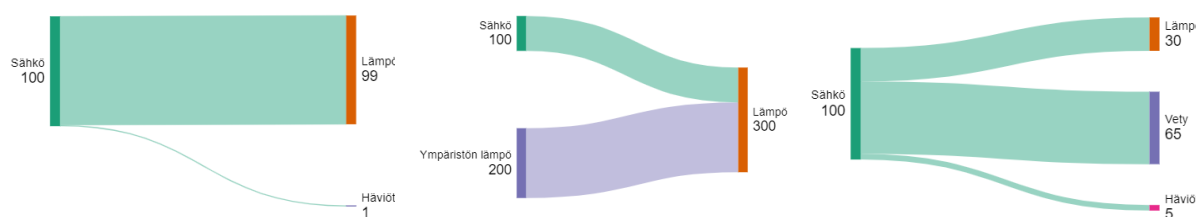
Monet PtX teknologioihin liittyvät prosessit vaativat jäähdytystä. PtX teknologiat pitävät sisälleen monia erilaisia prosessipolkuja ja lopputuotevaihtoehtoja, mutta useimmissa vaihtoehdoissa tarvitaan vetyä. Vedyn elektrolyysi ja kompressointi tuottavat merkittäviä määriä lämpöä, joten tässä työssä keskitytään tarkastelemaan vedyntuotannon hukkalämpövirtoja.

Hukkalämpövirtoja voidaan käyttää monissa erilaisissa lämpöä tarvitsevilla kohteilla ja sovelluksissa. Raportissa Kiviranta P. et al. (2023) tarkasteltiin vedyntuotannon lämpövirtojen hyötykäyttöä. Tunnistettuja mahdollisia hyödyntämiskohteita olivat mm. paperiteollisuus, kemianteollisuus, elintarviketeollisuus ja rakennusteollisuus. Lisäksi hiilidioksidin kaappaus ilmasta (DAC) tunnistettiin potentiaalisesti suurina lämpömääriä vaativaksi kohteeksi tulevaisuudessa. Erityisen mielenkiintoisia hyödyntämiskohteita elektrolyysin jäähdytyksessä syntyvälle lämmölle ovat kohteet, joissa tarvittavan lämmön lämpötilataso on matala, ja siten kalliilta lämpöpumppuinvestoinnilta voidaan välttyä. Tällaisia kohteita ovat esimerkiksi kylpylät, uimahallit, kasvihuoneet, elintarvike- ja meijeriteollisuus sekä katujen ja ulkoalueiden sulana pito.

Tässä raportissa tarkastellaan lämpövirtojen hyödyntämistä kaukolämpöverkoissa, sillä kaukolämpöverkkojen lämmöntarve on tyypillisesti suuri ja selvitettävissä avoimen datan perusteella. Lisäksi monet yllä luetellut potentiaaliset lämmönkäyttäjät ovat kaukolämmönkäyttäjiä, jolloin lämmönkäyttö sisältyy alueellisen kaukolämpöverkon kulutukseen.

5.1 Kaukolämpö

Kaukolämmöntarve koostuu rakennuksien lämmityksen, käyttöveden lämmittämisen, verkoston lämpöhäviöiden sekä mahdollisten teollisten lämmönkäyttäjien lämmöntarpeesta. Lämmöntarve riippuu ulkolämpötilasta ja vaihtelee voimakkaasti vuoden aikana. Perinteisesti kaukolämpöä on tuotettu polttoprosessissa muuntamalla polttoaineen kemiallinen energia lämmöksi. Uusiutuvan sähköenergian tuotantoa voidaan käyttää kaukolämmön tuotantoon suoraan esimerkiksi sähkökattilan avulla, tai hyödyntämällä lämpöpumppuja. Kolmas mahdollinen reitti on hyödyntää esimerkiksi elektrolyyttisen vedynvalmistuksen hukkalämpöä. Kuvassa Kuva 5.1 on esitetty näiden kolmen uusiutuvaan sähköenergiaan pohjautuvan lämmöntuotantotavan energiavirtojen Sankey-diagrammit.

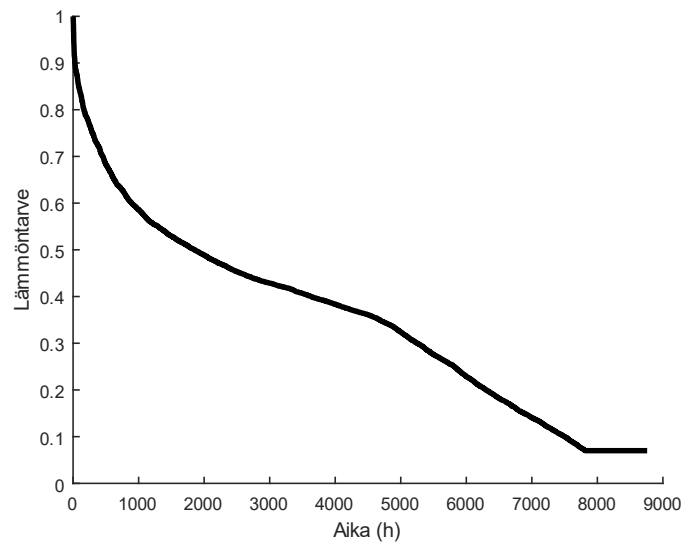


Kuva 5.1. Sankey diagrammi sähkökattilan, lämpöpumpun ja vedyn elektrolyysierin energiavirroista.

Lämpöpumpuilla voidaan saavuttaa tehokerroin 3–4, jolloin samasta määrästä sähköenergiaa saadaan huomattavasti enemmän lämpöenergiaa (Andrei D. et al. 2017). Lämpöpumppujen käyttö kaukolämmön tuotantoon vaatii kuitenkin joko korkean lämpötilatason lämpöpumppuja tai muutoksia lämpöverkossa, esimerkiksi siirtymistä ns. matalalämpötilaisiin kaukolämpöverkoihin. Mahdolliset tulevaisuuden matalalämpötilaiset kaukolämpöverkot voivat parantaa eri matalalämpötilaisten lämpövirtojen suoraan hyödynnettävyyttä merkittävästi (Böhm H. et al. 2021).

Toisaalta myös elektrolyysierien sivutuotteena syntyvän lämmön parempi hyödynnettävyys kaukolämpöverkoissa vaatii todennäköisesti lämpöverkon muutoksia tai muita järjestelyjä, sillä elektrolyysierien matala käyttölämpötila ei mahdollista koko lämpöenergian suoraa hyödyntämistä sellaisenaan nykyisissä lämpöverkoissa. Elektrolyysierien hukkalämmön täysimittainen käyttö nykyisissä lämpöverkoissa vaatii ainakin talvikuukausina lämpötilatason noston riittäväälle tasolle, jotta kaukolämpöverkko toimisi suunnitellusti. Vedyntuotannon yhteyteen järjestetty lämmön talteenotto parantaisi järjestelmän kokonaistehokkuutta sekä epäsuorasti alentaisi vedyn tuotantokustannusta, joten lämmön hyödyntämiselle on myös kannusteita.

Kaukolämmöntarpeen aikasarjoja voidaan tuottaa perustuen avoimeen dataan, kuten ulkolämpötilaan ja tunnettuun kokonaislämmöntarpeeseen. Tässä työssä kaukolämmöntarpeen aikasarjat luotiin käyttäen paikkakuntakohtaista ERA5 ulkolämpötiladataa sekä Energiategollisuuden kaukolämpötilastojen arvoja kokonaislämmöntarpeesta vuoden aikana. Aikasarjat perustuvat oletuksiin, että minimilämmöntarve saavutetaan $+15^{\circ}\text{C}$ ulkolämpötilassa, ja että minimilämmöntarve on 7% maksimitehosta (Ruhnau, O. 2019; Triebs, M. 2022). Maksimiteho iteroitiin paikkakuntakohtaisesti niin että kokonaislämmöntarve vuositasona vastaa kaukolämpötilastojen arvoja. Lämmöntarpeen oletettiin käyttäytyvän lineaarisesti maksimi- ja minimitenon välillä. Kuva 5.2 esittää tuotetun lämmöntarvekäyrän muotoa yhden kunnan ulkolämpötilaprofiilille.



Kuva 5.2. Esimerkki kaukolämmöntarpeen aikasarjasta järjestettynä pysyvyyskäyräksi. Lämmöntarve skaalattu suhteessa maksimitehoon.

Paikkakuntakohtaiset erot erityisesti kaupallisten ja teollisten lämmönkäyttäjien määrässä saattavat johtaa siihen, että mallinnettu kaukolämmön pysyvyyskäyrä ei vastaa todellista kaukolämmön pysyvyyskäyrää. Lisäksi malli ei huomioi ihmisten käyttäytymisestä johtuvia lämmöntarpeen vaihteluita, kuten esimerkiksi lämpimän käyttöveden tarpeen vaihtelua, johon vaikuttaa kellonajan lisäksi esimerkiksi viikonpäivä. Taulukko 5.1 esittää luotujen kaukolämpöverkkomallien tulokset kuntakohtaisesti. Samaan taulukkoon on lisäksi yhdistetty kaupunkien ja kuntien uusiutuvan energian tuotantopotentiaali kaukolämmön tarpeeseen suhteuttaen. Tässä yhteydessä uusiutuvan energian tuotantopotentiaalilla tarkoitetaan tuulivoiman osalta LUT #3-skenaariota, ja aurinkovoiman osalta mukaan on laskettu käytöstä poistetut maatalousalueet sekä turvetuotantoalueet. Uusiutuvan energian tuotantopotentiaalia puolestaan suhteutettiin alueelliseen kaukolämmöntarpeeseen, arvioimalla kuinka suuri osa uusiutuvan energian tuotantopotentiaalista olisi kussakin kunnassa hyödynnettävä, jotta kaukolämmöntarve ja lämmöntuotanto täsmäisivät. Tulokset on esitetty kahdelle erilaiselle lämmöntuotantomenetelmälle – hyödyntäen joko vedyntuotannon sivutuotteena syntyvää lämpöenergiaa, tai suoraan lämpöpumpuilla tuotettavaa lämpöä.

Taulukko 5.1. Kuntakohtainen kaukolämpömallin huipputeho. Prosentuaalinen osuus uusiutuvan energian tuotantopotentiaalista, joka olisi käytettävä kaukolämmöntuotantoon eri menetelmillä.

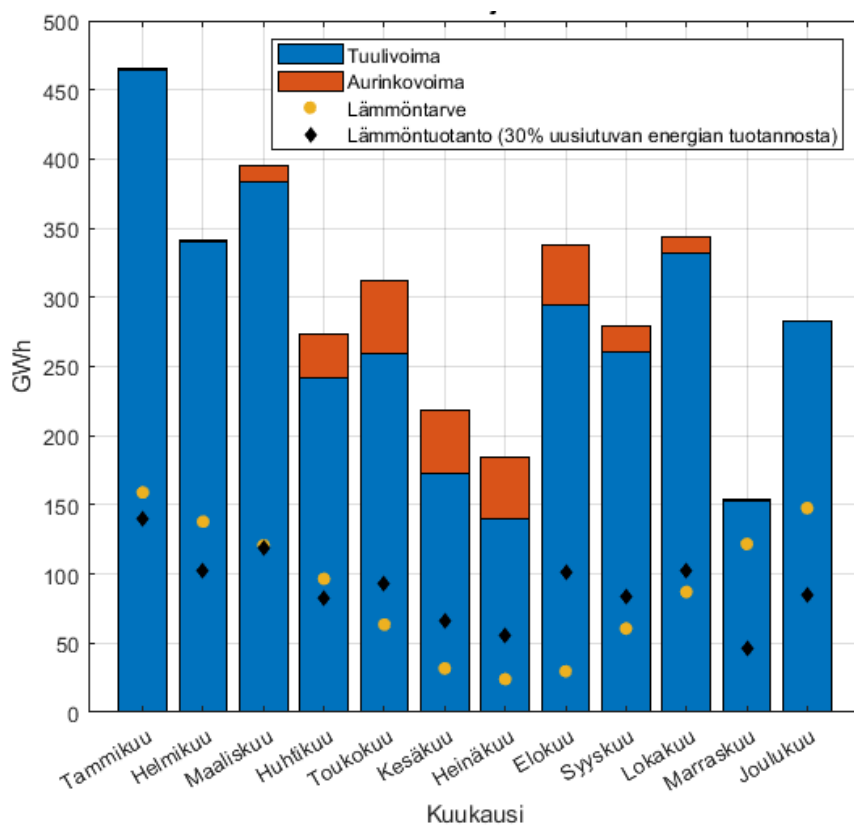
Kunta	KL tuotanto	KL huipputeho	Tuotantopotentiaalista käytettävä vedyntuotantoon, jotta hukkalämpö vastaa KL-tuotantoa	Tuotantopotentiaalista käytettävä lämmöntuotantoon (COP 3), jotta vastaa KL-tuotantoa
Kuopio	1089 GWh	340 MW	28 %	2.8 %
Varkaus	206 GWh	65 MW	41 %	4.1 %
Iisalmi	170 GWh	51 MW	19 %	1.9 %
Siilinjärvi	108 GWh	34 MW	45 %	4.5 %
Leppävirta	42 GWh	13 MW	2.3 %	0.23 %
Suonenjoki	41 GWh	12 MW	2.6 %	0.26 %
Kiuruvesi	40 GWh	12 MW	1.3 %	0.13 %
Lapinlahti	31 GWh	7.0 MW	2.1 %	0.21 %
Pielavesi	20 GWh	5.9 MW	0.7 %	0.07 %
Joroinen	14 GWh	4.4 MW	1.3 %	0.13 %
Sonkajärvi	12 GWh	3.6 MW	0.3 %	0.025 %
Rautalampi	12 GWh	3.3 MW	1.5 %	0.15 %
Keitele	10 GWh		0.7 %	0.07 %

Mikäli suhteellisen pieni määrä alueellisesta uusiutuvan energian potentiaalista (n. 5 % tai vähemmän) käytetään vedyntuotantoon, sivutuotteena syntyvä hukkalämpö riittäisi vuositason kattamaan koko kaukolämmön tarpeen pienemmissä kaukolämpöverkoissa. Kuitenkin suuret asutuskeskittymät erottuvat korkealla lämmöntarpeellaan, ja suhteessa lämmöntarpeeseen pienemmällä uusiutuvan energian tuotantopotentiaalilla. Neljän suurimman kaukolämpöverkon osalta arvioidusta uusiutuvan energian tuotantopotentiaalista pitäisi hyödyntää vedyntuotannossa 20–45 %, jotta elektrolyysissä syntyvä hukkalämpö riittäisi kattamaan vuositason kaukolämmön tarpeen. Käytännössä kaukolämpöjärjestelmää ei voida rakentaa pelkästään elektrolyysin hukkalämmön varaan, mutta tarkastelulla voidaan hahmotella laitoskokojen ylärajoja ja suunnitella muita energiajärjestelmän osakokonaisuuksia.

5.1.1 Varastointitarve

Pelkkä vuositase hukkalämmön tuotannossa ja lämmönkulutuksessa ei anna täysin oikeaa kuvaa lämmön hyödynnettävyydestä, sillä sekä uusiutuvan energian tuotanto että lämmitysenergian tarve vaihtelee vuoden aikana voimakkaasti. Kuvassa 5.3 on esitetty mallinnus Kuopion kaukolämpöverkosta, mikäli lämmöntarve tuotettaisiin täysin elektrolyysin hukkalämmöistä. Elektrolyysin lämmöntuotannon hyötysuhteeksi on oletettu 30 %. Esimerkissä on

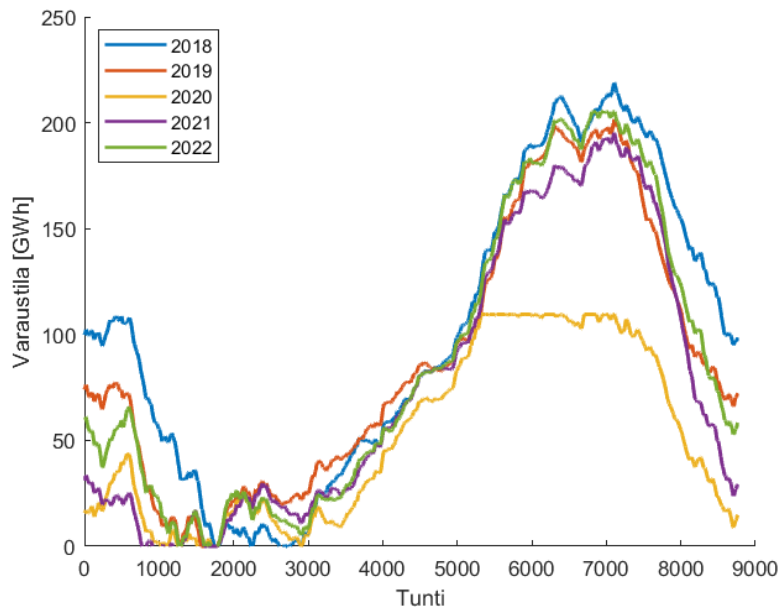
valittu uusiutuvan energian tuotantoteho niin, että vedyntuotannon hukkalämpö vastaa vuositasolla kaukolämmön tarvetta. Tämä tarkoittaa siis että 28 % Kuopion alueen uusiutuvan energian koko tunnistetusta potentiaalista käytettäisiin vedyntuotantoon, eli tuulivoiman asennettu teho olisi 1100 MWp ja aurinkovoiman 380 MWp. Tuuli- ja aurinkovoimakapasiteettien suhdetukua ei optimoitu, vaan ne on valittu vakiosuhdeluvulla. Kuva 5.3 esittää myös kuukausittaisen tuuli- ja aurinkovoiman energiantuotannon, sekä valitun kunnan kaukolämpöverkon lämmöntarpeen. Kesällä lämmöntuotanto ylittää kulutuksen, ja vastaavasti talvella kulutusta on enemmän kuin tuotantoa. Tuulivoimatuotanto on suurempaa talviaikaan, mutta kuukausittaista vaihtelua esiintyy paljon. Aurinkovoimatuotanto keskittyy voimakkaasti kesäkauteen.



Kuva 5.3. Tuuli- ja aurinkovoimaan perustuvan lämmöntuotannon ja kaukolämmönkulutuksen ajallinen kohtaaminen. Esimerkkinä Kuopio, 2022. Tunnistetusta alueellisesta tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetista käytetty 28 %, eli tuulivoiman asennettu teho on 1100 MWp ja aurinkovoiman 380 MWp.

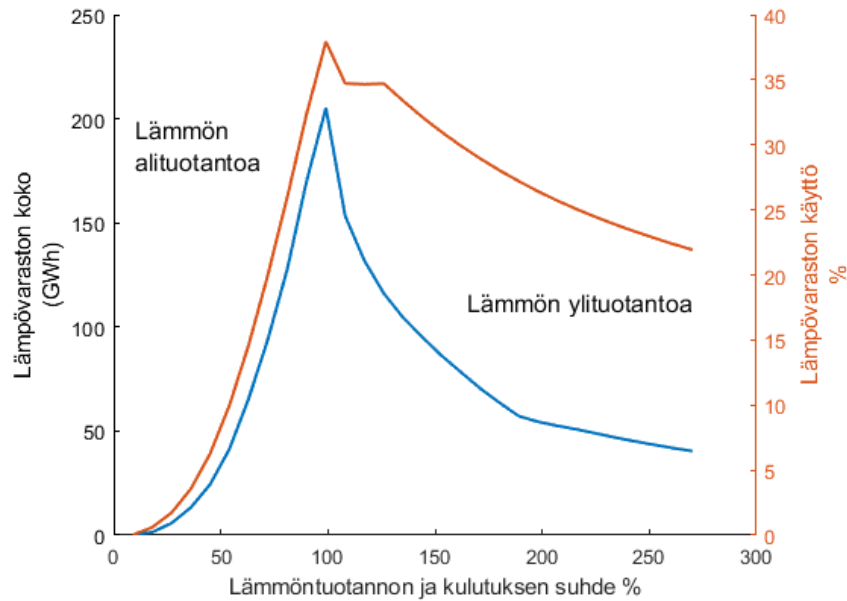
Tarvittavaa lämpövaraston kokoa ja vuodenaikaista käyttöä on havainnollistettu kuvassa 5.4. Kuvaaja esittää lämmön kausivarastointitarvetta tapauksessa, jossa vuositaseessa uusiutuvalla energialla tuotettu lämpö ja kaukolämmön tarve täsmäävät. Siten valittu lämpövaraston koko, noin 200 GWh, esittää suurinta vaadittavaa varastokokoa lämmön kausivarastointiin. Lisäksi kuvaajasta erottuu vuosi 2020. ERA5 -aineiston perusteella sekä tuulivoiman että

aurinkovoiman huipunkäyttäjät olivat keskiarvoa korkeammat, ja lisäksi kaukolämmöntarve oli hieman keskiarvoa pienempi. Näiden yhteisvaikutuksesta laskennallisesti tarvittu varastokoko oli vuonna 2020 huomattavasti pienempi. Tarvittava varastokoko ja varaston alkuvaraus-tila on iteroitu niin, että varaston alkutila ja lopputila täsmäävät vuoden aikana. Lämpöhäviöitä lämpövarastosta ei ole huomioitu, eikä myöskään lämpötilatasojen vaikutusta lämmön käytettävyyteen.



Kuva 5.4. Lämpövaraston käyttö ja kapasiteetti eri vuosina. Esimerkkinä Kuopio, 2018–2022. 28 % tunnistetusta alueellisesta tuuli- ja aurinkovoimakapasiteetista käytetty, eli tuulivoiman asennettu teho on 1100 MWp ja aurinkovoiman 380 MWp.

Mikäli aurinko- ja tuulivoimatuotannon suhdelukua muutetaan, voi tulos muuttua esitetystä. Mikäli lämmöntuotannon määrä kasvaisi (suurempi aurinko- ja tuulivoimakapasiteetti), lähtisi vaadittu varastokoko laskuun, sillä lämpöä on tarjolla enemmän kuin vuotuinen lämmönkulutus, ja siten varastointitarve pienenee. Vastaavasti myös pienempi lämmöntuotanto vaatii vähemmän varastokapasiteettia, sillä lämpöä voidaan käyttää useammin suoraan kaukolämpöverkossa ilman varaston käyttöä. Kuva 5.5 havainnollistaa tarvittavaa lämpövarastokokoa uusiutuvaan energiaan pohjautuvan lämmöntuotannon mittakaavan muuttuessa. Myös lämpövarastosta käytetyn lämmön osuus koko lämmöntuotannosta on esitetty.



Kuva 5.5. Tarvittavan varastokapasiteetin käyttäytyminen riippuen uusiutuvaan energiaan pohjautuvan lämmöntuotannon ja lämmönkulutuksen suhteesta. Kuopio, 2022.

Käytännössä, mikäli uusiutuvalla energialla ei tuoteta koko kaukolämpöverkon lämmöntuotantoa, on puuttuva lämpö tuotettava muilla keinoin, esimerkiksi polttamiseen perustuvilla lämpölaitoksilla. Lämpövaraston, lämpölaitosten, ja suoran uusiutuvasta energiasta saatavan lämmön keskinäinen ajojärjestys ja kapasiteetti on tällöin teknillistaloudellinen optimointiongelma. Vastaavasti todellisuudessa ylimääräistä kaukolämpöä ei kannata tuottaa – ylituotannon skenaario toteutuisi vain tapauksissa, joissa lämpöä syntyy sivutuotteena, kuten vedyn elektrolyserilaitoksissa.

Edellä tehdyt tarkastelut edustavat vain yhtä kaukolämpöverkkoa ja määrättyllä tuuli- ja aurinkovoimatuotannon suhdeluvulla. Aurinko- ja tuulivoimatuotannon välisen suhdeluvun muuttaminen muuttaa varastokokoa – vaikkakin käyrän muodon voidaan olettaa kuitenkin pysyvän jotakuinkin samanlaisena. Esimerkiksi suurempi aurinkovoimakapasiteetti suhteessa tuulivoimakapasiteettiin keskittäisi lämmöntuotantoa kesäajalle, ja nostaisi kausivarastointitarvetta.

6 Työllisyys- ja aluevaikutukset

Uusiutuvien energiamuotojen, kuten tuulivoiman ja aurinkovoiman, kehittämistä ja investointeja perustellaan usein viittaamalla sektorien työllistämisaikutuksiin (Phimister & Roberts 2012; Jones & Munday 2020). Uusiutuvasta energiasta onkin muodostunut laajamittainen teollisuudenala: vuonna 2021 uusiutuvan energian sektori työllisti suorasti tai epäsuorasti 12.7 miljoonaa ihmistä, valtaosa näistä Kiinassa, Brasiliassa, EU:ssa, Yhdysvalloissa ja Intiassa (Hanna et al. 2024). Työllistämisaikutukset kattavat esimerkiksi uusiutuvien energialaitosten rakentamiseen, käyttämiseen ja huoltoon liittyviä työpanoksia. Käytännössä vaikutusten suuruus vaihtelee merkittävästi erityisesti alueittain. Taloudelliset vaikutukset uusiutuvasta energiasta eivät aina jää tuotantolaitosten alueille vaan pitkäkestoinen vaikutus riippuu esimerkiksi yritysten omistushallinnasta, palveluiden ulkoistuksesta, päätöksentekorakenteista sekä energiamuotojen tuotantoketjujen keskinäisestä läheisyydestä (Jones & Munday 2020). Silti uusimmat kansainväliset systemaattiset arviot viittaavat siihen, että uusiutuvan energian hankkeet johtavat usein positiivisiin työllistymisaikutuksiin, joskin jo mainituin alueellisin vaihteluin sekä keskittyen olemassa olevissa tutkimuksissa lähinnä uusien syntyvien työpaikkojen lukumäärään, harvemmin työn laadullisiin piirteisiin (Hanna et al. 2024).

Tässä raportin osassa tutkimme erityisesti vetyhankkeiden mahdollistajina toimivien tuuli- ja aurinkovoimahankkeiden positiivisia alueellisia vaikutuksia. Avaamme tuulivoiman ja aurinkovoiman työllistämisaikutuksia perustuen valitun kansainvälisen ja kotimaisen kirjallisuuden katsaukseen. Lisäksi käymme läpi ja kommentoimme Suomessa ja kansainvälisesti käytettyjä yleisiä arvioita tuulivoiman ja aurinkovoiman työllistymisaikutuksille. Tutkimuskirjallisuudessa erotellaan toisistaan *suora työllistämisaikutus* (uusiutuvan energian investointien seurauksena) sekä *epäsuora työllistämisaikutus* (esimerkiksi uusiutuvan energian ympärille syntyvät toimitusketjut, jotka eivät suoraan riipu alkuperäisistä investoinneista). Käytännössä uusiutuvan energian hankkeiden työllisyysvaikutuksia voidaan tutkia lukuisilla erilaisilla tavoilla ja menetelmillä (Hanna et al. 2024). Menetelminä tutkimusalueella hyödynnetään esimerkiksi systemaattisia arviointia ja jo koettujen työllistämisaikutusten tilastollista analyysia. Usein kyse on kuitenkin edelleen tulevaisuuden työllistämisaikutuksista, joita ei voida tutkia historiallisella tiedolla. Erilaiset simulaatiomallinnukseen pohjautuvat lähestymistavat kuten elinkaari-analyysit ovatkin tutkimusalueella yleisiä. Taulukossa 6.1. on nähtävissä tuulivoimahankkeiden aluetaloudellisten avainlukujen esittelyä pohjautuen Savikon & Hokkasen 2023 Suomessa yleisesti viitattuun raporttiin Ilmatar Energy:lle.

Taulukko 6.1. Tuulivoimahankkeiden koko 46 vuoden elinkaaren aluetaloudellisten vaikutusten avainlukujen esittely (koostettu lähteestä Savikko & Hokkanen 2023). HTV = henkilötyövuosi.

Elinkaarivaihe	Kesto vuotta [%-osuus]	BKT M€ [%-osuus]	Verot M€ [%-osuus]	Työllisyysvaikutus HTV [%-osuus]
Esiselvitys	1 [2 %]	0,01 [0 %]	0.004 [0 %]	1 [0 %]
Kaavoitus ja luvitus	7 [15 %]	3 [0 %]	1.1 [0 %]	38 [2 %]
Rakentaminen	2 [4 %]	82 [13 %]	34 [13 %]	976 [52 %]
Tuotanto	35 [76 %]	567 [87 %]	228 [86 %]	828 [44 %]
Käytöstä poisto	1 [2 %]	2 [0 %]	1.2 [1 %]	37 [2 %]
Kaikki	46 [100 %]	654 [100 %]	264 [100 %]	1 878 [100 %]

Olemme käyttäneet Savikko & Hokkasen raporttia laskentapohjana ja skaalanneet luvut turbiinien määrän mukaisella kertoimella seuraavasti Taulukossa 6.2.

Taulukko 6.2. – Tuulivoimaloiden koko 46 vuoden elinkaaren aikaiset talous- ja työllisyysvaikutukset skenaarioittain

Skenaario	Turbiinimäärä Lukumäärä [Kerroin Savikko & Hokkanen 2023 raporttiin nähden]	Bruttokansantuote Mrd€	Verot Mrd€	Työllisyysvaikutus Henkilötyövuotta
Savikko & Hokkanen 2023	20 [1x]	0.65	0.26	1 878
Maakuntakaava 2040	~220 [11x]	7.4	3.0	21 200
LUT #1	~800 [40x]	26.0	10.5	74 700
LUT #2	~2 000 [98x]	64.0	25.8	184 000
LUT #3	~5 100 [258x]	168.7	68.1	484 000

6.1 Tuulivoiman työllisyysvaikutuksen jakautuminen

Savikon ja Hokkasen (2023) toteuttaman elinkaarimallin mukaan tuulivoiman työllisyysvaikutukset painottuvat vahvasti rakentamisen ja tuotannon vaiheisiin. Rakennusvaiheen on arvioitu edustavan 52 % yksittäisen hankkeen koko elinkaaren aikaisista työllisyysvaikutuksista. Tuotantovaiheen vastaava osuus on 44 % arvioiduista työllisyysvaikutuksista. Tuulivoimalahankkeet työllistävät mallin mukaan siis vain rajatusti esiselvitys, kaavoitus- ja luvitusvaiheissa, mutta hyvin voimakkaasti rakennusvaiheessa. Tuotantovaiheessa työllisyysvaikutukset kohdentuvat pienemmälle joukolle ihmisiä, mutta edustavat 35 vuoden ajalle pysyvää työllisyyden lähdettä, kunnes voimala puretaan elinkaarensa päätteeksi. Taulukko 6.3 havainnollistaa tuulivoiman työllisyysvaikutusten jakautumista toimialoittain, jossa erityisesti Teollisuus (28.4 %);

Ammatillinen, tieteellinen ja tekninen toiminta (13.1 %); Kauppa (10.6 %); Rakentaminen (10.0 %); ja Hallinto- ja tukipalvelutoiminta (9.6 %) ovat keskeisiä työllistymisen aloja.

Taulukko 6.3. – Tuulivoiman työllisyysvaikutuksen jakautuminen toimialoittain (Savikko & Hokkanen 2023, suhteelliset prosenttiosuudet lisätty)

Toimiala	Työllisyysvaikutus Henkilötyövuotta	Suhteellinen osuus %-osuus
Teollisuus	533	28.4 %
Ammatillinen, tieteellinen ja tekninen toiminta	247	13.1 %
Kauppa	199	10.6 %
Rakentaminen	188	10.0 %
Hallinto- ja tukipalvelutoiminta	181	9.6 %
Energia- ja jätehuolto	72	3.8 %
Terveys ja sosiaalipalvelut	69	3.7 %
Logistiikka	62	3.3 %
Majoitus ja ravintolapalvelut	60	3.2 %
Muut palvelut	60	3.2 %
Alkutuotanto	49	2.6 %
Rahoitus- ja vakuutustoiminta	48	2.6 %
Informaatio ja viestintä	45	2.4 %
Julkinen hallinto	30	1.6 %
Kiinteistöalan toiminta	19	1.0 %
Koulutus	10	0.5 %
Suora työllisyys	6	0.3 %
Yhteensä	1 878	100 %

6.2 Tuulivoiman kuntakohtaiset talousvaikutukset

Raportin mukaan tuulivoimalat tuottavat kunnille huomattavia yhteisö- ja kiinteistöverojen tulonlähteitä (Taulukko 6.4). Kiinteistöveroissa on huomioitu ikävähennykset. Savikko & Hokkanen 2023 raportin mallissa verotulojen kohdentumisia ei arvioida laajalti johtuen niiden aluekohtaisista eroista ja luvut ovat tässä yhteydessä suuntaa antavia mittaluokkien ja suhteellisten osuuksien kokojen suhteen.

Taulukko 6.4 Verotulojen jakautuminen tuulivoimaloiden 46 vuoden elinkaaren ajalta
(Savikko & Hokkanen 2023)

Veroluokka	Verotulojen määrä M€	Suhteellinen osuus veroista %-osuus
Arvonlisäverot	149	56
Yhteisöverot	55	21
Kiinteistöverot	19	7
Tuote- ja tuotantoverot	19	7
Tuloverot	15	6
Kunnallisverot	6	2
Yhteensä	264	100

Ikävähennyksistä huolimatta kiinteistöverojen mittaluokka on huomattava, edustaen esimerkiksi raportissa käsitellyn Kuortaneen esimerkkitapauksessa 59 % osuutta kaikista kunnan kiinteistöveroista (Taulukko 6.5).

Taulukko 6.5. Kuntakohtaisia esimerkkejä tuulivoimahankkeiden yhteisö- ja kiinteistöverojen osuuksista kunnallisessa taloudessa (Savikko & Hokkanen 2023)

Esimerkkikunta	Suhteellinen osuus kunnan yhteisöveroista %-osuus	Suhteellinen osuus kunnan kiinteistöveroista %-osuus
Seinäjoki	3	2
Alajärvi	23	24
Kuortane	71	59

6.3 Aurinkovoiman työllisyysvaikutukset

Aurinkovoiman työllisyysvaikutusten arvioinnissa nojaamme kansainvälisiin lähteisiin, etenkin kattaviin lukuihin hallitustenväliseltä energiajärjestöltä IRENAlta. Kotimaisten lähteiden saatavuutta rajoitti muun muassa se, että aurinkovoimahankkeita harvoin käsitellään YVA-menettelyssä. IRENA:n raporteissa hyödynnetään aurinkovoiman asennettuun tuotantokapasiteettiin sidottua arviointimallia (IRENA 2022), jonka avulla voidaan arvioida työllisyysvaikutuksia suuntaa antavasti. Tyypillisiä vaihtoehtoisia arviointimalleja ovat investointimääriin sidotut sekä sähkön tuotantomääriin sidotut mallit (Hanna et al. 2024). IRENA:n mallissa 50 MWp asennuskapasiteettia vastaa 229 055 henkilötyöpäivää (IRENA 2022), jonka vaikutukset jakautuvat Taulukon 6.6. mukaisesti eri elinkaarivaiheisiin.

Taulukko 6.6. – Aurinkovoiman työllisyysvaikutuksen jakautuminen elinkaarivaiheittain (IRENA 2022)

Projektin suunnittelu	Hankinta ja valmistus	Kuljetus	Asennus ja verkkoon kytkeminen	Tuotanto ja huolto	Käytöstä poisto
1 %	22 %	2 %	17 %	56 %	2 %

IRENA:n malli työllisyysvaikutuksista tarkastelee koko kansainvälistä arvoketjua eikä vain esimerkiksi Suomen ympäristöä. Tuloksia voidaankin käyttää tässä vain tarjoamaan osittaisia tulokintoja, joihin tulee suhtautua viitteenomaisina. Olemassa olevien kansainvälisten tulosten perusteella kuten tuulivoimahankkeissa, aurinkovoimaloiden työllisyysvaikutukset ovat suurimmat rakentamisen, asentamisen, tuotannon ja tuotannon ylläpidon elinkaarivaiheissa. Samalla tavalla kuin tuulivoimassa työllisyysvaikutukset jakautuvat vuosikymmenien ajalle sellaisiin tehtäviin, jotka voivat työllistää erityisesti paikallista väestöä.

Aurinkovoimaan liittyvät työtehtävät vaativat vaihtelevia koulutus- ja ammattitaustoja. IRENA:n mallissa kaksi kolmasosaa (64 %) arvoketjun työllisyysvaikutuksista ei vaadi aiempaa korkeakoulutusta. Vaikka osa tehtävistä vaatii korkeaa teknistä osaamistasoa, valtaosa työllistämisaikutuksesta kohdentuu toimintoihin, joihin ei ole korkeaa koulutus- tai osaamisvaatimusta. Arvoketju työllistää toiseksi eniten teknillisiä asiantuntijoita (31 %) ja joitakin ei-teknillisiä asiantuntijoita sekä hallintoa (4 % ja 1 % vastaavasti). (IRENA 2022)

Huomionarvoista on myös kirjallisuudessa ilmennetty seikka, että nimenomaan aurinkovoiman parissa työllistyy huomattavasti enemmän naisia kuin muilla energiateollisuuden aloilla. Naiset edustavat kansainvälisesti 40 % aurinkovoimaan liittyvästä työvoimasta. Öljy- ja kaasuteollisuudessa vastaava luku on 22 % ja tuulivoimassa 21 % (IRENA & ILO 2023). Aurinkovoimalat työllistävät siis kansainvälisesti liki kaksinkertaisen osuuden naisia muihin energiateollisuuden aloihin nähden.

6.4 Vaikutusarviointien haasteet

Keskeisin yleinen havainto prosessista on ollut vähäinen julkisen numeerisen tiedon saatavuus hankkeiden talous- ja työllisyysvaikutuksista. Silloin kun kyseisiä vaikutuksia on arvioitu, ovat näiden arvioiden tietolähteet olleet suhteellisen yksipuolisia. Suomessa tuulivoiman aluetaloudellisista vaikutuksista raportoituessa ei oteta kantaa esimerkiksi IRENA 2022 aurinkovoimareportin tavoin työllisyysvaikutusten jakautumiseen sukupuolittain, koulutustasoin tai tehtävien vaatimustasoin. Tieto esimerkiksi siitä, kuinka suuri osa työllistymisvaikutuksesta ei vaadi korkeakoulututkintoa on oleellinen tieto aiheen päätöksenteossa.

Tutkimuskirjallisuudessa on havaittu yleinen puute mittausaineistosta liittyen työllisyysvaikutusten töiden laatuun, taitoihin ja vaikutusten maantieteelliseen jakautumiseen (Hanna et al. 2024). Työllistymisvaikutusten luonnetta ei myöskään käsitellä kattavasti suhteessa töiden luonteeseen. Uusiutuvan energian teknologian on arvioitu olevan erityisen soveltuva laadukaiden, pitkäaikaisten työsuhteiden aikaansaamiseksi (Hanna et al. 2024). Kuitenkin useissa Hanna et al. 2024 tutkimuksen tarkastelemissa hankkeissa suorat työllisyysvaikutukset valmistuksen, rakennuksen ja asentamisen aloilla ovat olleet pääosin määräaikaista tai lyhytkestoisia luonteeltaan perustuen esim. rakennusvaiheen projektiluonteeseen. Erityistä huomiota tulee kiinnittää työn laatuun, kuten elinkelpoiseen palkkaan, työpaikkojen pysyvyyteen, työntekijöiden suojeluun, paikkakunnille siirtymisten tukemiseen, terveysriskien paikantamiseen sekä esimerkiksi erilaisten tasa-arvoa rajoittavien toimintatapojen purkamiseen kuten rajoittaviin sukupuolirooleihin ja puutteellisiin rekrytointikäytänteisiin (IRENA Coalition for Action 2023; IRENA 2022).

Taloudellisten vaikutusten arviointi on osin työllisyysvaikutuksia haastavampaa johtuen hankkeiden lähelle 50 vuoden elinkaarista. Arviointimallit eivät esimerkiksi ota kantaa energiamarkkinoiden mahdollisiin muutoksiin vaan sitovat hintakehityksen yleisiin indeksikehityksiin. Ennakointitoimintaa vaikeuttaa myös itse hankkeiden pyrkimys osallistua laajempaan energiamarkkinoiden siirtymään ja/tai murrokseen. Maailmanpoliittinen yleinen tilanne, teknologinen kehitys ja muut osatekijät oleellisella tavalla vaikuttavat siihen, mitä tietty energiantuotantomäärä kaupallisesti vastaa. Hankkeiden työllisyysvaikutukset eivät myöskään tapahdu automaattisesti. Mahdollisuudet työllistyä voivat olla ajallisesti, alueellisesti, toimialakohtaisesti tai koulutuksellisesti rajattuja (IRENA Coalition for Action 2023). Näitä onkin tärkeää huomioida ja tarjota esimerkiksi työhön valmistavaa koulutusta madaltaakseen esimerkiksi kynnystä vaihtaa toimialaa muulta teollisuuden alalta.

7 Johtopäätökset

Pohjois-Savolla on mahdollisuudet olla yliomavarainen energian tuotannon ja siihen liittyvien jatkojalosteiden suhteen. Vety- ja PtX-talouteen liittyvien puhtaan siirtymän hankkeiden vauhdittamisen kannalta keskeistä on vakaa toimintaympäristö, selkeät poliittiset tavoitteet ja ennakoitavissa oleva lainsäädännön pitkän aikavälin kehityssuunta. Uusiutuvan energian hankkeita tukevat infrastruktuurien kehityksen on myös oltava koko Suomen kattavaa ja ennakoitavaa. Kannattava vedyn tuotanto edellyttää riittävää huipunkäyttöaikaa, jonka mahdollistaa tuuli- ja aurinkovoiman tuotanto yhdistettynä sopiviin energiavarastoihin ja säädettävään sähköntuotantoon.

Pohjois-Savon alueelta identifioitiin kolme mahdollista vetytaloudelle potentiaalista keskittymää, joista löytyy monia vety- ja PtX-taloudessa tarvittavia elementtejä.

1. **Pohjoisen alueen** biokaasuhankkeet Iisalmen ympäristössä Kiuruvesi, Sonkajärvi, Lapinlahti alueella. Alueella sekä lähellä Kainuun puolella on hyvä aurinko- ja tuulivoimapotentiaali, biokaasun tuotannon rikkaan hiilidioksidin lisäksi Savon Voiman CO₂ -lähde Iisalmissa. Alueen läpi kulkee 400 kV Järvilinja, jota ollaan vahvistamassa.
2. **Kuopion alueella** sijaitsee suurina CO₂ -pistelähteinä Kuopion Energian voimalaitos sekä Mondi Powerfluten tehtaot. Jätelämpöä voitaisiin hyödyntää alueen kaukolämpöverkossa. Lisäksi Yaran Siilijärven tehtaiden sivuvirrat voisivat tarjota mahdollisuuksia hiilensidontaan lannoitetuotannon yhteydessä. Uusiutuvan energian tuotantomahdollisuudet ovat rajalliset, joten sähköverkon vahvistus itään ja pohjoiseen mahdollistaisi paremmin laajamittaisen vety- ja PtX-tuotannon alueella.
3. **Eteläinen alue** Varkauden ympäristössä. Joroisissa suuria aurinkovoimahankkeita, Etelä-Savon puolella Pieksämäellä tuulivoimahankkeita, Varkauden teollisuuskeskittymän CO₂ -lähteet, sekä teknologiakehittäjät. Riikinnevan alue Leppävirralla sekä Huutokosken 400 kV asema ja kantaverkon keskeinen risteyskohta.

Monet potentiaaliset uusiutuvan energian tuotantoalueista sijaitsevat maakunnan reuna-alueilla ja hankekehitys edellyttää yhteistyötä eri toimijoiden välillä yli maakuntarajojen mm. infralinjauksiin, sekä niihin liittyviin kaavoitus- ja aluevarauskysymyksiin liittyen. Pohjois-eteläsuuntainen sähkönsiirtokapasiteetti on melko hyvä ja vahvistumassa, mutta itäisten alueiden potentiaalin hyödyntäminen edellyttäisi 400 kV:n verkon laajentamista itään ja koilliseen Pohjois-Karjalan ja Kainuun suuntiin. Paikalliset kaasunsiirtoverkot (H₂, CO₂, CH₄) sekä kaasumaisten tuotteiden jatkojalostus esim. metanoliksi tai ammoniakiksi vähentäisi isojen siirtoverkkojen

laajennustarpeita. Jatkojalosteiden viemisessä markkinoille keskeisessä roolissa on toimivat yhteydet kuluttajille ja vientisatamiin (tie- ja raideyhteydet).

Keskeinen haaste sekä tuulivoimatuotannon lisäämiselle että verkon laajentamiselle on alueen itäosien tuulivoimahankkeiden luvitusongelmat puolustusvoimien kielteisen kannan vuoksi. Luvituksen esteiden purkaminen vaatii poikkimaakunnallista yhteistyötä koko itäisen Suomen osalta.

Talous- ja työllisyysvaikutusten osalta puhutaan merkittävästä lisäyksestä alueen elinvoimaan. Sekä tuuli-, että aurinkovoimalat edustavat jo pelkkinä energiantuotantolaitoksina useiden vuosikymmenien ajan varmaa työllisyyden, liikevaihdon ja verotulojen lähteitä, joiden positiiviset vaikutukset näkyvät kansallisellakin tasolla. Tässä hankkeessa ei otettu talous- ja työllisyysarviointien suhteen huomioon energiahankkeiden jatkokäytön kohteita esim. vetytalouden teollisuuspohjan mahdollistajina taikka tämän todennäköisesti huomattavasti laajempia vastaavia vaikutuksia. Kunnallisella tasolla uusiutuvan energian voimalat voivat edustaa jopa valtaosaa koko kunnan verotuloista kiinteistöverojen osalta. Samaan aikaan aiheen raportoinnissa kiinnitetään rajoitetusti huomiota esimerkiksi työllisyysvaikutusten sukupuolittuneeseen luonteeseen tai ylipäättään siihen, minkä laatuista työpaikkoja hankkeet tuottavat. Hankkeita toteutettaessa tulee kiinnittää huomiota erilaisten rakenteellisten esteiden purkamiseen, jotta työllisyysvaikutukset kohdentuisivat kestäväällä ja oikeudenmukaisella tavalla.

Energiamurroksen koordinointi Pohjois-Savossa edellyttää monialaista yhteistyötä ja huolellista suunnittelua. Suositustoimenpiteenä koordinointi tulisi aloittaa eri toimijoiden (tuottajat, kuluttajat ja muut sidosryhmät) intressien kartoituksella, jonka perusteella siirryttäisiin mittasuhteiden, aikataulujen, maantieteellisen sijoittumisen sekä eri toimijoiden täsmällisten toiveiden yhteensovittamiseen. Lopulta alueen ulkopuoliset sidosryhmät tulisi liittää osaksi Pohjois-Savon toimijaklusteria.

Lähteet

- Andrei D. et al. (2017) "Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems." *Energies* (Basel) 10.4 (2017): 578-. Web. doi:10.3390/en10040578
- Biokaasulaitokset kartalla (2024). [verkkosivusto] [viitattu 28.6.2024]. Saatavissa: <https://www.google.com/maps/d/viewer?mid=1ZHpWSB6Av2QQIZSGySCriDCW7piuX-nBM&ll=62.28856369964693%2C28.654330073527696&z=7>
- Böhm, H. et al. (2021) "Power-to-Hydrogen & District Heating: Technology-Based and Infrastructure-Oriented Analysis of (Future) Sector Coupling Potentials." *International journal of hydrogen energy* 46.63 (2021): 31938–31951. Web.
- EEA (2021). Industrial Reporting under the Industrial Emissions Directive 2010/75/EU and European Pollutant Release and Transfer Register Regulation (EC) No 166/2006 Citation identifier DAT-238-en. European Environmental Agency. [verkkoaineisto] [viitattu 18.6.2024] Saatavissa: https://www.eea.europa.eu/ds_resolveuid/4bb3c27bcc0b44459d7c53444205d87e
- Energiateollisuus (2023). Kaukolämpötilasto 2022. [verkkoaineisto] [viitattu 28.6.2024] Saatavissa: <https://energia.fi/tilastot/kaukolampotilasto/>
- Energiavirasto (2023). Päästökauppasektorin laitoskohtaiset tiedot todennetuista päästöistä. [verkkosivusto] [viitattu 28.6.2024]. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/paastokaupan-julkaisut>
- Energiequelle (2024) Suomen ensimmäinen aurinkovoiman ja maanviljelyn yhdistämisen pilotitutkimushanke käynnistyy. [verkkajulkaisu] [viitattu 28.6.2024]. Saatavissa: https://www.energiequelle.de/wp-content/uploads/2024/01/PM_Agrivoltaics_FI.pdf
- ETIPWind (2021). Getting fit for 55 and set for 2050. Electrifying Europe with wind energy. [verkkajulkaisu] [viitattu 28.6.2024]. Saatavissa: <https://etipwind.eu/files/reports/Flagship/fit-for-55/ETIPWind-Flagship-report-Fit-for-55-set-for-2050.pdf>
- FCG (Finnish Consulting Group Oy) (2021). Pohjois-Savon tuulivoimapotentialin selvitys maakuntakaavaa varten. [verkkajulkaisu] [viitattu 28.6.2024] Saatavissa:

<https://www.pohjois-savo.fi/media/4-maakuntakaavat-ja-liikenne/valmisteilla-olevat-maakuntakaavat/kaavaselvitykset/psmk2040-tuulivoimaselvitys.pdf>

FCG (Finnish Consulting Group Oy) (2023). Pohjois-Savon aurinkovoimapotentialin selvitys. [verkkajulkaisu] [viitattu 28.6.2024] Saatavissa: <https://www.pohjois-savo.fi/media/4-maakuntakaavat-ja-liikenne/valmisteilla-olevat-maakuntakaavat/kaavaselvitykset/psmk2040-aurinkovoima-liite1.pdf>

Fingrid (2024a). Sähkön tuotannon ja kulutuksen kehitysnäkymät. [verkkosivusto] [viitattu 28.6.2024]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kanta-verkko/kantaverkon-kehittaminen/sahkon-tuotannon-ja-kulutuksen-kehitysnakymat-q1-2024-fingrid.pdf>

Fingrid (2024b). Verkkokiikari [verkkosivusto] [viitattu 28.6.2024]. Saatavissa: <https://karttapa-laute.fingrid.fi/?link=Wkgh>

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2022). Agrivoltaics: Opportunities for Agriculture and the Energy Transition: a guideline for Germany. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. April, 1–76. [verkkajulkaisu] [viitattu 28.6.2024] Saatavissa: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/APV-Guideline.pdf>

Gasum (2024). Kuopion biokaasulaitos. [verkkajulkaisu] [viitattu 28.6.2024] Saatavilla: <https://www.gasum.com/fi/gasum/toimitusketju/biokaasulaitokset/kuopion-biokaasulaitos/>

Global Wind Atlas (2022). [verkkosivusto] [viitattu 28.3.2022]. Saatavissa: <https://globalwindatlas.info/>

Hersbach H. (2020) "The ERA5 global reanalysis". Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society. 2020;146(730):1999-2049. doi:10.1002/qj.3803 (WAS 20)

IRENA (2022). Solar PV – A Gender Perspective. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi ISBN: 978-92-9260-466-0. [verkkajulkaisu] [viitattu 28.6.2024] Saatavilla: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Sep/IRENA_Solar_PV_Gender_perspective_2022.pdf?rev=61477241eb9e4db2932757698c554dc2

- IRENA & ILO (2023). Renewable energy and jobs: Annual review 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi and International Labour Organization, Geneva. [verkkojulkaisu] [viitattu 28.6.2024] Saatavilla: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Sep/IRENA_Renewable_energy_and_jobs_2023.pdf?rev=4f65518fb5f64c9fb78f6f60fe821bf2
- IRENA Coalition for Action (2023). Finding common ground for a just energy transition: Labour and employer perspectives, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. [verkkojulkaisu] [viitattu 28.6.2024] Saatavilla: https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Coalition_Just_transition_2023.pdf?rev=6f158d594088422e8e394d0bfc47f8d5
- Jones, C., & Munday, M. (2020). Capital ownership, innovation and regional development policy in the economic periphery: An energy industry case. *Local Economy*, 35(6), 545-565. <https://doi.org/10.1177/0269094220968048>
- Koponen, J. (2020). Energy Efficient Hydrogen Production by Water Electrolysis. Väitöskirja. LUT University. <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-491-3>
- Kuopion vesi. (n.d.). Jätevedenpuhdistus. [Verkkosivu]. [Viitattu 28.06.2024]. Saatavilla: <https://www.kuopionvesi.fi/tietoa-vedesta/jatevedenpuhdistus/>
- Karjunen, H. et al. (2021) Bothnian Bay Hydrogen Valley – Research Report. LUT University, 2021. Print. Saatavilla: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-763-1>
- Hanna, R, Heptonstall, P. & Gross, R. (2024). Job creation in a low carbon transition to renewables and energy efficiency: a review of international evidence. *Sustain Sci* 19, 125–150 (2024). <https://doi.org/10.1007/s11625-023-01440-y>
- Hurskainen, M. (2017). Industrial oxygen demand in Finland (No. VTT-R-06563-17), VTT Research Report. VTT Technical Research Centre of Finland.
- Kiviranta P., Hyypiä J., Inkeri E., Keski-Luopa M., Rahiala S. & Tynjälä T. (2023). Vetyä, virtaa Kaakkoon – hukkalämmön hyödyntämispotentiaali. XAMK Tutkii 28. Kaakkois-Suomen Ammattikorkeakoulu.

Phimister, E., & Roberts, D. (2012). The Role of Ownership in Determining the Rural Economic Benefits of On-shore Wind Farms. *Journal of Agricultural Economics*, 63(2), 331-360. <https://doi.org/10.1111/j.1477-9552.2012.00336.x>

Pohjois-Savon liitto (2023). Pohjois-Savon Aluetaloustilasto Syksy 2023. [verkkoaineisto] [viitattu 28.6.2024] Saatavilla: https://foresavo.fi/wp-content/uploads/2018/Aluetaloustilasto/ALUETALOUKATSAUS_2023syksy.pdf

Pyrhönen, O. et al. (2021) Carbon Negative Åland: Strategic Roadmap. LUT University, 2021. Print. Saatavissa: <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-752-5>

Pöyry. (2016). Esiselvitys aurinkoenergian tuotantoalueista. [verkkojulkaisu] [viitattu 28.6.2024]. Saatavissa: https://satakunta.fi/wp-content/uploads/2021/05/101001204_Satakuntaliitto_Esiselvitys_aurinkoenergian_tuotantoalueista_20160428_LOPPURAPORTTI.pdf

Ruhnau, O., Hirth, L. & Praktiknjo, (2019). A. Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. *Sci Data* 6, 189 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0199-y>

Sakas, Georgios et al., (2022). Dynamic energy and mass balance model for an industrial alkaline water electrolyzer plant process. *International Journal of Hydrogen Energy*, 4328-4345. 10.1016/j.ijhydene.2021.11.126

Savikko H., & Hokkanen, J., (2023). Tuulivoiman aluetaloudellisten vaikutusten arviointi. Ilmatar Energy. [verkkoaineisto] [viitattu 10.6.2024] Saatavilla: <https://ilmatar.com/fi/wp-content/uploads/2023/02/Tuulivoiman-alueetalousvaikutukset-2.2.2023.pdf>

Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(52), 30470–30492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>

Trieb, Merlin Sebastian, and George Tsatsaronis. (2022) From Heat Demand to Heat Supply: How to Obtain More Accurate Feed-in Time Series for District Heating Systems. *Applied energy* 311 (2022). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118571>

Vestas (2022). EnVentus Platform [verkkajulkaisu] [viitattu 6.1.2022]. Saatavissa: <https://no-zebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/enventus/enventus/enventus-brochure-2021/?page=12>

Liitteet

Liite 1: Tuulivoimapotentialin analysoinnissa käytetyt parametrit.

Liite 2: Tuulivoimakoontiasemien (hubien) kokonaistehot ja -etäisyydet kantaverkkoon. Tuulipotentialin pohjautuen LUT #2 -skenaarioon.

Liite 3. Kantaverkon kehittämissuunnitelma Savo-Karjalan alueella.

Liite 4. Aurinkovoimapotentiali käytössä olevilla maatalousalueilla kasvityypeittäin

Liite 5. Esimerkki maatalousmaiden aurinkosähkötuotantopotentiaalista sähköaseman läheisyydessä

Liite 1: Tuulivoimapotentiaalin analysoinnissa käytetyt parametrit.

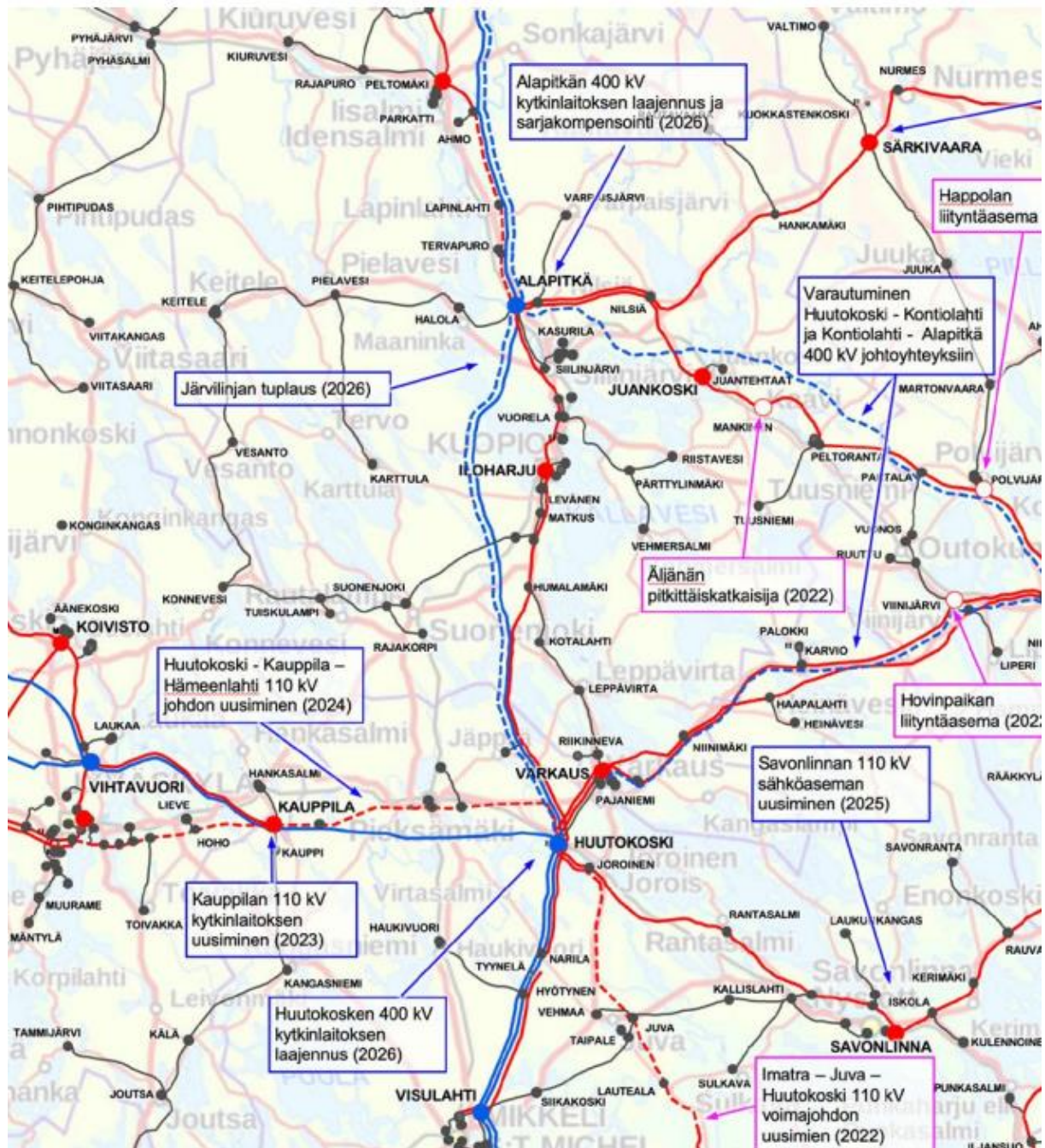
	LUT #1	LUT #2	LUT #3	
	Suojaetäisyys (km)			
Taajamat	3	2	1	• Syke ja Tilastokeskus määrittelemien rajojen mukaan
Luontokohteet				
• Kansallispuistot	3	1	0.5	
• Luonnonpuistot	3	1	0.5	
• Retkeilyalue	3	1	0.5	
• Luonnonsuojelualue	1	0.5	0	
Lentokentät				
• Suuret	18	10	10	• Esterajoituspinta https://www.fintraffic.fi/fi/ans/korkeusrajoitukset-paikkatietoaineistona
• Pienet	10	6	6	
• Helikopterin laskeutumislustat	3	3	3	• Alle 5000 m ² lentoalueet
Järvet	0.1	0.1	0.1	• Yli 5 ha pinta-alan järvet huomioitu
Saaret	0	0	0	• Alle 200 hehtaarin saaret
Ampuma-alueet	0.3	0.3	0.3	
Tiet ja junaradat	0.3	0.3	0.3	• Tienumero < 100 tai asfalttipäällysteinen tie jonka tienumero < 10000
Rakennukset	1.75 ⁽¹⁾	1.25 ⁽²⁾	1 ⁽³⁾	• (1) Kernel density algoritmi. Vapaa-ajan asuntojen paino 0.75, asuinrakennukset 1.0. Raja-arvo alueen poissulkuun on 2. • (2) Vain asuinrakennukset mukana. • (3) Kernel density algoritmi. Vapaa-ajan asuntojen paino 0.5, asuinrakennukset 1.0. Raja-arvo alueen poissulkuun on 3.
Suot	0	0	0	
Nykyiset tuulivoimalat	1	1	1	
Natura 2000 alueet	0	0	0	
Arvokkaat maisemakohteet	0	0	0	

Liite 2: Tuulivoimakoontiasemien (hubien) kokonaistehot ja -etäisyydet kantaverkkoon pohjautuen LUT #2 -skenaarioon.

Tuuli- hubin ID	Kantaverkon kytkentäpiste	Teho (MW)	Etäisyys kytkentä- pisteeseen (km)	Huipunkäyttö- aika (h/a)	Vuosituotanto (TWh/a)
1	Huutokoski	204	14	3 354	0.7
2	Huutokoski	198	55	3 440	0.7
3	Alapitkä	414	50	3 416	1.4
4	Kauppila	162	28	3 729	0.6
5	Kauppila	222	39	3 551	0.8
6	Huutokoski	126	34	3 389	0.4
7	Huutokoski	78	41	3 289	0.3
8	Huutokoski	90	22	3 353	0.3
9	Huutokoski	84	40	3 324	0.3
10	Huutokoski	60	36	3 852	0.2
11	Alapitkä	114	83	3 493	0.4
12	Alapitkä	162	51	3 248	0.5
13	Alapitkä	312	73	3 438	1.1
14	Alapitkä	144	83	3 352	0.5
15	Alapitkä	174	56	3 238	0.6
16	Alapitkä	264	64	3 074	0.8
17	Alapitkä	354	51	3 225	1.1
18	Alapitkä	270	60	3 168	0.9
19	Huutokoski	108	63	3 494	0.4
20	Alapitkä	150	64	3 496	0.5
21	Tervämäki	168	55	3 328	0.6
22	Tervämäki	96	49	3 564	0.3
23	Alapitkä	132	57	3 431	0.5
24	Tervämäki	174	48	3 330	0.6
25	Tervämäki	78	46	3 451	0.3
26	Alapitkä	336	48	3 483	1.2
27	Tervämäki	132	25	3 426	0.5
28	Tervämäki	270	27	3 446	0.9
29	Alapitkä	60	33	3 450	0.2
30	Alapitkä	198	30	3 375	0.7
31	Alapitkä	312	26	3 503	1.1
32	Alapitkä	270	18	3 471	0.9
33	Tervämäki	210	30	3 348	0.7
34	Tervämäki	384	29	3 255	1.3
35	Tervämäki	330	38	3 535	1.2
36	Tervämäki	204	33	3 372	0.7
37	Tervämäki	558	40	3 427	1.9

38	Tervämäki	204	37	3 492	0.7
39	Tervämäki	306	44	3 293	1.0
40	Tervämäki	240	52	3 309	0.8
41	Tervämäki	330	57	3 572	1.2
42	Tervämäki	264	60	3 443	0.9
43	Alapitkä	30	45	3 356	0.1
44	Vuolijoki	204	39	3 310	0.7
45	Vuolijoki	156	44	3 378	0.5
46	Tervämäki	126	42	3 459	0.4
47	Vuolijoki	414	33	3 332	1.4
48	Vuolijoki	420	20	3 414	1.4
49	Vuolijoki	144	28	3 439	0.5
50	Vuolijoki	108	29	3 382	0.4
51	Vuolijoki	204	22	3 296	0.7
52	Vuolijoki	300	14	3 368	1.0
53	Vuolijoki	222	31	3 311	0.7
54	Vuolijoki	162	22	3 304	0.5
55	Tervämäki	210	32	3 244	0.7
56	Tervämäki	282	37	3 398	1.0
YHTEENSÄ		11 928			40.4

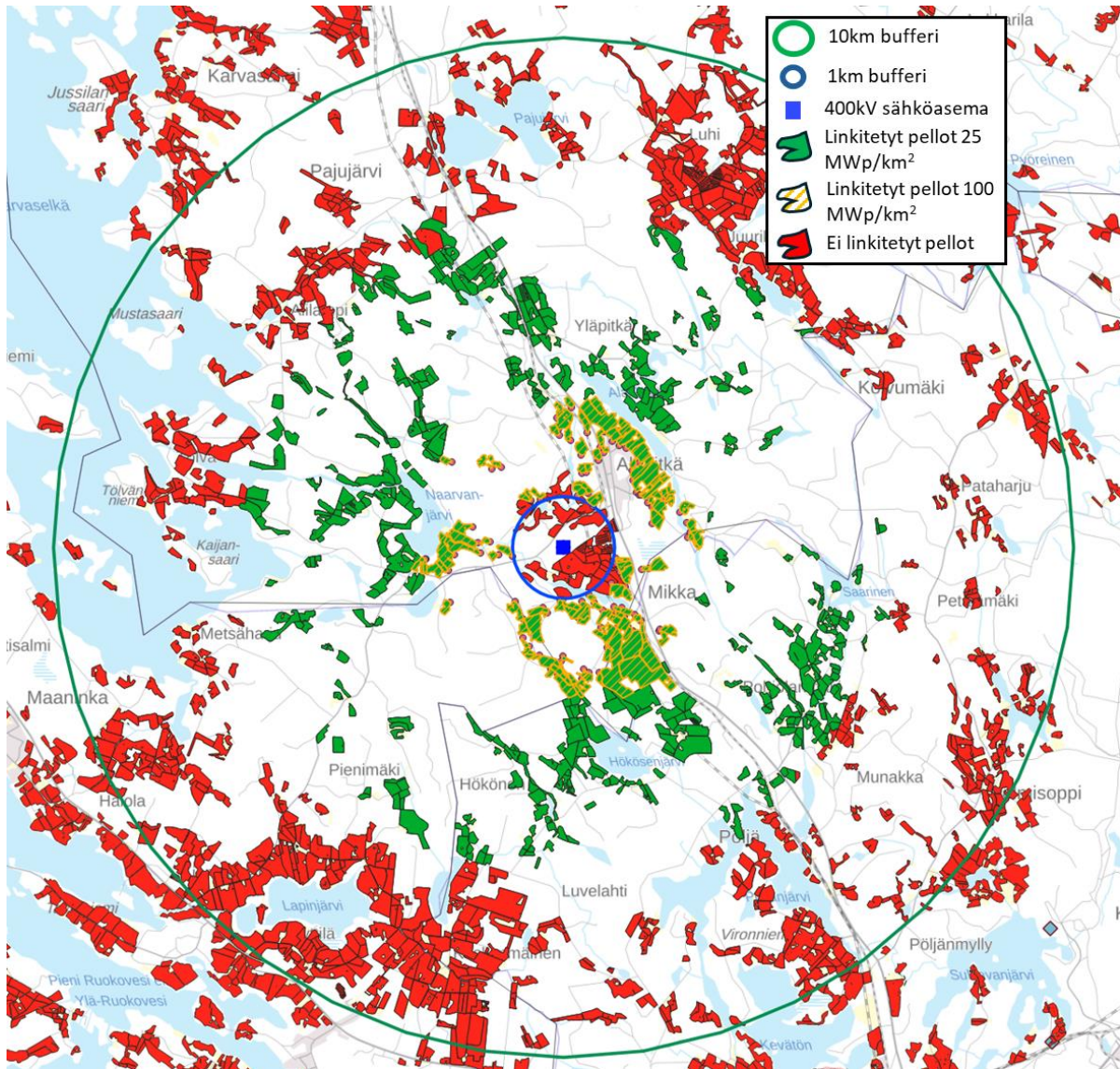
Liite 3. Kantaverkon kehittämissuunnitelma Savo-Karjalan alueella.



Liite 4. Aurinkovoimapotentialiaali käytössä olevilla maatalousalueilla kasvityypeittäin

Kasvi	Asennuspotentialiaali, MWp		Tuotantopotentialiaali, GWh/a			
	km ²	1 MW/ha	0.25 MW/ha	1 MW/ha	0.25 MW/ha	Osuus, %
Moniv. kuivaheinä-, säilörehu- ja tuorerehunurmet	754.0	75 398	18 849	64 088	16 022	50 %
Rehuohra	264.7	26 467	6 617	22 497	5 624	17.5 %
Kaura	81.3	8 134	2 034	6 914	1 729	5.4 %
Monivuotiset laidunnurmet	63.3	6 331	1 583	5 381	1 345	4.2 %
Ei tiedossa	55.2	5 523	1 381	4 695	1 174	3.7 %
Seoskasvusto (viljat)	27.1	2 711	678	2 304	576	1.8 %
Viherkesanto (nurmi ja niitty)	24.2	2 420	605	2 057	514	1.6 %
Luonnonhoitopelto (nurmikasvit, väh. 2 v.)	16.6	1 663	416	1 414	353	1.1 %
Avokesanto	15.9	1 587	397	1 349	337	1.1 %
Kevätvehnä	15.3	1 533	383	1 303	326	1.0 %
Muut	191	19 052	4 763	16 194	4 049	13 %
Yhteensä	1 508	151 GWp	38 GWp	128 TWh	32 TWh	100 %

Liite 5. Esimerkki maatalousmaiden aurinkosähkötuotantopotentiaalista Alapitkän 400 kV sähköaseman läheisyydessä 25 MWp/km² (yhteiskäyttöasennus) ja 100 MWp/km² asennustiheyksillä. Suurimmaksi linkitettäväksi kumulatiiviseksi potentiaaliksi on asetettu 500 MWp, joka vastaa tavanomaisella asennustiheydellä 5 km² ja yhteiskäyttöasennuksilla 20 km² pinta-alaa.



ISBN: 978-952-412-107-1

Lappeenranta 2024

...the most crucial elements, which determine the success of the business. The business plan is a document that outlines the company's goals, strategies, and financial projections. It is a key tool for management and a valuable resource for investors. The business plan should be updated regularly to reflect changes in the market and the company's performance. The business plan is a living document that evolves with the company. It is a tool for communication and a source of inspiration. The business plan is a document that outlines the company's goals, strategies, and financial projections. It is a key tool for management and a valuable resource for investors. The business plan should be updated regularly to reflect changes in the market and the company's performance. The business plan is a living document that evolves with the company. It is a tool for communication and a source of inspiration.

The results

Results

 LUT
University