

Kantaverkon liittymismaksu-uudistuksen vaikutustenarviointi

Loppuraportti
12.12.2024

Juha Vanhanen
Centrocampista Oy

Sisällysluettelo

Tiivistelmä	3	5 Sidosryhmien haastattelut	16
1 Johdanto	6	5.1 Haastattelujen toteutus	16
2 Nykytila	7	5.2 Yksittäisten haastattelujen päätulokset	16
2.1 Nykyinen kantaverkkomaksumalli	7	5.3 Ryhmähaastattelujen yhteenveto	18
2.2 Tuotannon ja kulutuksen liittymiskapasiteetti nyt	8	6 Vaikutustenarviointi	19
2.3 Kantaverkon kehittämistarve 10 vuoden aikajänteellä	10	6.1 Vaikutukset eri hanketyyppeihin	19
3 Katsaus valikoituihin maihin	11	6.2 Eri vaihtoehtojen vaikutusten vertailu	29
3.1 Ruotsi	11	6.3 Vaikutukset puhtaaseen siirtymään	32
3.2 Tanska	12	6.4 Vaikutuksen Suomen kilpailukykyyn	33
3.3 Iso-Britannia	13	6.5 Muita huomioitavia vaikutuksia	34
4 Vaihtoehtoiset mallit	14	7 Johtopäätökset	35
4.1 Alueelliset liittymismaksut	14	Liite 1: Haastatteluihin osallistuneet	38
4.2 Alueelliset maksukomponentit	15		
4.3 Tarjousaluejako	15		
4.4 Muita vaihtoehtoja	15		

Tiivistelmä

Suomen sähkönkulutuksen ennustetaan kasvavan merkittävästi vuoteen 2030 mennessä, ja kasvun odotetaan jatkuvan myös sen jälkeen. Fingridin ennusteen mukaan vuonna 2030 sähkön kulutus olisi 126 TWh, mikä tarkoittaisi yli 50 % kasvua nykytilaan verrattuna. Kulutuksen kasvun ja sitä varten tarvittavan tuotannon kasvun mahdollistaminen edellyttää Fingridiltä noin 4 miljardin euron investointeja seuraavan 10 vuoden aikana. Tästä summasta suurin osa tarvitaan pohjois-eteläsuuntaisten siirtoyhteyksien rakentamiseen, jotta pohjoisessa ja lännessä oleva sähköntuotanto saadaan siirrettyä etelän kulutuskohteisiin.

Liittymismaksu-uudistuksen ensisijaisena tarkoituksena on huomioida kantaverkon liittymishinnoittelussa kustannusten aiheuttamisperiaate ottamalla käyttöön liittynnän tehomaksu. Liittynnän tehomaksu perittäisiin tuotantohankkeilta, jotka liitetään tuotantopainotteisille alueille. Samoin liittynnän tehomaksu perittäisiin kulutus- ja sähkövarastohankkeilta, jotka liitetään kulutuspainotteisille alueille. Tasapainoisilla alueilla liittynnän tehomaksua ei perittäisi. Liittynnän tehomaksut olisivat suuruusluokkaa 10 t€/MW 400 kV:n liittymissä ja 20 t€/MW 110/220 kV:n liittymissä. Uudistuksen toissijaisena tarkoituksena on ohjausvaikutuksen avulla vähentää investointitarvetta ja vapauttaa liityntäkapasiteettia sellaisille hanketyypeille, kuten kaukolämpöjärjestelmän sähkökattiloille ja nykyisten teollisuuslaitosten sähköistymiselle, joiden sijaintia ei voi valita samalla tavalla kuin esimerkiksi vapaammin sijoitettavien uusien sähköakkuvarastojen sijaintia.

Tässä vaikutustenarvioinnissa on tarkasteltu, miten uudistus vaikuttaisi eri hanketyyppien kannattavuuteen, millaisia ohjausvaikutuksia uudistuksella olisi sekä miten uudistus vaikuttaisi puhtaan siirtymän toteutumiseen ja Suomen kilpailukykyyn. Vaikutustenarviointi sisältää (i) uudistuksen tarpeen arvioinnin nykytilan ja ennusteiden perusteella, (ii) vertailun valikoituihin maihin (Ruotsi, Tanska, Iso-Britannia), (iii) sidosryhmien haastattelut, (iv) laskennallisen analyysin sekä (v) edellisten perusteella tehdyt johtopäätökset.

Suomen nykyinen kantaverkkomaksumalli perustuu (1) liittymisen yhteydessä perittävään liittymismaksuun ja (2) käytön aikana perittäviin kantaverkkopalvelumaksuihin. Missään maksukomponentissa ei ole nykyisin maantieteelliseen sijaintiin perustuvaa alueellista maksua. Nykyinen liittymismaksuperiaate, joka perustuu keskimääräisten välittömien liittymiskustannusten käyttöön liittymien hinnoittelussa, perustuu vuonna 2012 toteutettuun muutokseen. Tämän jälkeen sähköjärjestelmän rakenne on muuttunut merkittävästi ja kantaverkkoon on syntynyt ja syntyy lisää pullonkauloja – tuotannolle tuotantopainotteisella alueilla ja kulutukselle kulutuspainotteisille alueille.

Vertailututkimuksen perusteella myös muissa maissa energiamurros on luonut tarpeen sähköverkkojen kehittämiseksi ja uusien kannusteiden käyttöönotolle. Esimerkiksi Tanskassa on otettu käyttöön liittynnän tehomaksut kantaverkkoon liittyvälle sähköntuotannolle. Vuonna 2025 liittynnän tehomaksut ovat tuotantopainotteisilla alueilla 86 t€/MW ja kulutuspainotteisilla alueilla 25 t€/MW. Ruotsissa liittymisen kustannukset riippuvat liittymispisteestä ja liittymismaksuun sisällytetään verkon vahvistamisen kustannuksia, joten Suomeen verrattuna liittymän sijainnilla on suurempi merkitys ja aiheuttamisperiaate on huomioitu paremmin. Ruotsissa on kuitenkin muutettu liittymisperiaatteita hiljattain niin, että Svenska Kraftnät voi ottaa vastattavakseen verkon vahvistamisen kustannukset, jos se palvelee myös muita verkon käyttäjiä. Iso-Britanniassa liittymisuudistus on keskittynyt liittymisjonon priorisointiin ja liittymien ohjaamiseen verkon kannalta optimaalisiin paikkoihin. Iso-Britanniassa liittymisen sijaintia ohjaa alueellinen kantaverkkohinnoittelu. Ruotsissa ja Tanskassa ohjaavana tekijänä on lisäksi tarjousalueet – Ruotsissa neljä ja Tanskassa kaksi.

Toimeksiannon aikana tehtiin 12 yksittäistä haastattelua ja kaksi ryhmähaastattelua. Yksittäiset haastateltavat valittiin siten, että joukossa oli tuottajien, sähkön varastojen, kuluttajien ja jakeluverkkoyhtiöiden edustajia. Ryhmähaastatteluja järjestettiin kaksi, ja niihin sai osallistua avoimen kutsun perusteella. Näihin osallistui yhteensä 23 henkilöä.

Haastatteluissa oltiin yhtä mieltä siitä, että kantaverkon hinnoittelun on oltava ennakoitavaa ja läpinäkyvää; mahdollisista muutoksista pitää kertoa hyvissä ajoin etukäteen. Muihin maihin verrattuna Suomen kantaverkkomaksuja pidettiin selkeinä. Suomen säilyttäminen yhtenä tarjousalueena nähtiin tärkeänä Suomen kilpailukyvyyn kannalta. Näkemykset erosivat sen osalta, kuinka vahvasti aiheuttamisperiaate pitäisi huomioida liittymismaksuissa. Samoin näkemykset ohjausvaikutuksesta ja sen tarpeellisuudesta erosivat. Huolta kannettiin erityisesti siitä, että liittynnän tehomaksusta joillekin toimijoille aiheutuva lisäkustannus heikentäisi todennäköisyyttä, että tuottajat ja kuluttajat löytäisivät sopimukseen johtavan hintatason PPA-sopimuksissa. Huolta kannettiin myös Suomen kilpailukyvästä ja alueellisesta eriarvoisuudesta. Jakeluverkonhaltijat vastustivat liittynnän tehomaksun vyöryttämistä suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyville toimijoille.

Hanketyyppikohtaisen vaikutustenarvioinnin keskeiset tulokset on koottu viereiseen taulukkoon. Liittynnän tehomaksu heikentää eniten tuotantopainotteisilla alueilla sijaitsevien aurinkovoimahankkeiden kannattavuutta ja ohjaa hankkeita toteutumaan enemmän kulutus- ja tasapainoisilla alueilla. Aurinkovoiman kokonaispotentiaalin toteutumiseen uudistuksella on ainoastaan vähäinen vaikutus, sillä kulutus- ja tasapainoisilla alueilla on valmistelussa erittäin runsaasti hankkeita, mikä mahdollistaa valtakunnallisen kokonaispotentiaalin toteutumisen.

Liittynnän tehomaksulla on tuulivoiman kannattavuuteen selvästi pienempi vaikutus kuin aurinkovoiman kannattavuuteen. Vaikutus on noin neljännes verrattuna aurinkovoimaan, mikä johtuu pääosin siitä syystä, että tuulivoiman huipunkäyttöaika on huomattavasti suurempi kuin aurinkovoimalla. Tuulivoiman tuotannon sijoittumista rajoittavat tuuliolosuhteet, maankäytön ja kaavoituksen rajoitukset sekä Puolustusvoimien tutkajärjestelmien asettamat rajoitteet. Kun lisäksi huomioidaan liittynnän tehomaksun suhteellisen pieni vaikutus tuulivoiman kannattavuuteen, voidaan arvioida, että liittymismaksu-uudistus ohjaa tuulivoiman sijoittautumista vain vähäisesti. Huomioiden pieni vaikutus kannattavuuteen ja suuri todennettu hankepotentiaali voidaan arvioida, että liittymismaksu-uudistuksella on erittäin vähäinen vaikutus tuulivoiman kokonaispotentiaalin toteutumiseen.

Hanketyyppi	Vaikutus yksittäisen hankkeen kannattavuuteen	Ohjausvaikutus siihen, missä hankkeet toteutuvat	Vaikutus kokonaispotentiaalin toteutumiseen
Aurinkovoima	Merkittävä	Kyllä; syynä parempi kannattavuus kulutus- ja tasapainoisilla alueilla	Vähäinen, sillä hankevalmisteluja paljon kulutus- ja tasapainoisilla alueilla
Tuulivoima	Vähäinen	Vähäinen, muut tekijät kertaluokkaa isompia	Erittäin vähäinen
Akkuvarastot	Kohtalainen	Kyllä, sijoituspaikka valittavissa melko joustavasti	Ei vaikutusta
Sähkökattilat	Kohtalainen	Ei, sillä lämmön tarve määrää sijainnin	Erittäin vähäinen; voi korvautua osin lämpöpumpuilla
Vedyntuotanto ja sähköintensiivinen teollisuus	Vähäinen	Vähäinen, muut tekijät kertaluokkaa isompia	Ei vaikutusta
Datakeskukset	Olematon	Ei, muut tekijät kertaluokkaa isompia	Ei vaikutusta

Mikäli uusia aurinkovoimahankkeita toteutuu ensisijassa kulutus- ja tasapainoisilla alueilla uudistuksen tuottaman ohjausvaikutuksen ansioista, se voi vapauttaa nopeammin liittymiskapasiteettia tuulivoimalle tuotantopainotteisilla alueilla kuin mitä tapahtuisi ilman uudistusta.

Liittynnän tehomaksulla on kohtalainen vaikutus sähköakkuvarastojen kannattavuuteen. Kun tämän lisäksi huomioidaan sähköakkuvarastojen kyky sijoittautua suhteellisen vapaasti, ohjaa liittymismaksu-uudistus sähköakkuvarastot sijoittumaan tuotanto- ja tasapainoisille alueille. Tällöin ne voivat vapauttaa liityntäkapasiteettia kulutuspainotteisilla alueilla sellaiselle kulutukselle, kuten kaukolämmön sähkökattilat ja teollisuuden sähköistyminen, joka ei voi valita sijoittautumispaikkaansa. Sähköakkujen kokonaispotentiaalin toteutumiseen uudistus ei vaikuta.

Sähkökattiloiden kannattavuuteen uudistuksella on kohtalainen vaikutus. Sijaintia ohjaavaa vaikutusta liittynän tehomaksulla ei kuitenkaan ole, sillä sähkökattilan sijainnin määrittää paikallinen lämmön ja höyryn tarve. Sähkökattiloiden kokonaispotentiaalin toteutumiseen liittynän tehomaksun merkityksen voidaan arvioida olevan erittäin vähäinen, sillä tehomaksusta aiheutuva lisäkustannus tuskin tekee kilpailevaa biovoimalaratkaisua kannattavammaksi. Liittymismaksu-uudistus voi joissain tapauksissa ohjata tekemään kulutuspainotteisella alueella sähkökattilainvestoinnin sijaan lämpöpumppuinvestoinnin, jolloin sama energiamäärä voidaan tuottaa pienemmällä liityntäteholla.

Vedyntuotantoon ja sen jatkojalostamiseen sekä sähköintensiiviseen teollisuuteen, kuten akkukemikaalien ja -kennojen valmistukseen liittynän tehomaksulla on vain vähäinen vaikutus. Datakeskuksiin vaikutus on käytännössä olematon. Edellä mainituissa kohteissa liittynän tehomaksun osuus kokonaisinvestoinnista jää pieneksi ja muut sijoittautumiseen vaikuttavat seikat, kuten luvitus, olemassa oleva infrastruktuuri, työvoiman saatavuus ja logistiset yhteydet, ovat merkittävämpiä. Täten myös ohjausvaikutus näiden kulutuskohteiden osalta jää vähäiseksi tai erittäin vähäiseksi eikä sillä ole vaikutusta kokonaispotentiaalin toteutumiseen.

Työssä arvioitiin, kuinka paljon kantaverkkomaksuista voitaisiin kattaa liittynän tehomaksuilla vuosina 2026-2030, jos sähkön kulutus kasvaisi Fingridin ennusteen mukaan 88 TWh:sta 126 TWh:iin. Raportissa kuvattujen oletusten perusteella viiden vuoden aikana Fingridille kertyvät tulot olisivat 229 M€ eli 46 M€ vuodessa. Tämä vastaa karkeasti noin 10 prosenttia Fingridin kantaverkkomaksutuloista. Tämä laskelma on tehty sillä oletuksella, että liittynän tehomaksut perittäisiin sekä kantaverkkoon että suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyjiltä.

Työssä arvioitiin, että ohjausvaikutuksella voitaisiin välttää yksi 1 GW:n siirtoyhteys pohjoisesta etelään. Tällöin saavutettu säästö (400 M€) olisi selvästi suurempi kuin liittynän tehomaksulla viidessä vuodessa kerättävä rahasumma (229 M€). Tämä säästö alentaisi myös verkonkäyttäjien maksuja hinnoittelun kohtuullisuuden valvontaperiaatteiden perusteella keskimäärin 25 M€/v verrattuna tilanteeseen ilman ohjausvaikutusta.

Työssä tarkasteltiin myös vaihtoehtoja, että vastaava summa (229 M€) kerättäisiin kantaverkon alueellisilla maksukomponenteilla, jotka kohdistuisivat kaikkeen tuotantopainotteisen alueen tuotantoon ja kulutuspainotteisen alueen kulutukseen. Näissä vaihtoehtoisissa uudet liittäjät maksaisivat kokonaissummasta vajaan kolmanneksen ja reilu kaksikolmasosaa lankeaisi nykyisille verkonkäyttäjille kyseisillä alueilla.

Suomen kilpailukyky on hyvä verrattuna Ruotsiin ja Tanskaan, kun tarkastellaan verkkoon liittymisen kustannuksia. Esimerkiksi Tanskassa on sähköntuotannolle suuret liittynän tehomaksut tuotantopainotteisilla alueilla; liittynän tehomaksuja peritään myös kulutuspainotteisille alueille liittyviltä tuottajilta. Ruotsissa liittäjät vastaavat Suomea laajemmin liittymisestä aiheutuvista kustannuksista. Ruotsissa sijoittumista ohjaa myös sijaintipaikasta riippuvat kantaverkkopalvelumaksut. Lisäksi Ruotsissa ja Tanskassa on useampi tarjousalue, jolla on myös tuotannon ja kulutuksen sijaintia ohjaava vaikutus. Molemmissa maissa on alettu tehdä viimeaikoina teollisuuspoliittisin perustein uudistuksia, joilla houkutellaan esimerkiksi Power-to-X investointeja. Tämän vuoksi kilpailukykyä on tarpeen seurata ja arvioida säännöllisesti.

Selvityksen aikana kävi ilmeiseksi, että liittynän tehomaksun vyöryttäminen jakeluverkkoon liittyneille tuottajille ja kuluttajille ei ole nykyainsäädännön mukaan mahdollista. Mikäli liittynän tehomaksut peritään ainoastaan kantaverkkoon liittyjiltä jää uudistuksen vaikutukset sekä aiheuttamisperiaatteen että ohjausvaikutuksen osalta puolitiehen, sillä liityntä jakeluverkkoon ei poista tarvetta vahvistaa kantaverkkoa ja lisätä pohjois-eteläsuuntaisia yhteyksiä. Uudistuksen ulottaminen suurjännitteisiin jakeluverkkoihin edellyttäisi kuitenkin lainsäädännön muuttamista.

Yksi mahdollisuus lieventää muutoksen vaikutuksia on tehomaksujen käyttöönoton porrastus esimerkiksi siten, että maksut nousisivat esitettyä maltillisemmasta tasosta vuosittain tietyille tasolle. Näin toimijoilla olisi paremmat edellytykset huomioida ohjausvaikutus toiminnassaan etukäteen. Toisena mahdollisena lievennyksenä olisi liittymismaksujen jaksottaminen. Tämä helpottaisi yhtäältä investointien rahoittamista ja toisaalta parantaisi hankkeiden kannattavuutta, mikäli liittymismaksujen jaksottamisesta ei aiheutuisi korkokuluja tai ne olisivat pienemmät kuin investointien rahoittamisen korkokulut.

1 Johdanto

Fingrid on esittänyt kantaverkkomaksujen rakenteen uudistamista. Esitys koostuu kolmesta ehdotuksesta: 1) liittymismaksu-uudistus, 2) joustavan kantaverkkopalvelun käyttöönotto ja 3) joustavat liittynät pysyvinä ratkaisuinä. Liittymismaksu-uudistuksen keskeinen periaate on, että kantaverkon liittymismaksu koostuisi jatkossa nykyisen kaltaisesta suorasta liittymismaksusta (välittömät kustannukset) sekä liittynnän tehomaksusta. Liittynnän tehomaksu perittäisiin tuotantohankkeilta, jotka liitetään tuotantopainotteisille alueille. Samoin maksu perittäisiin kulutus- ja sähkövarastohankkeilta, jotka liitetään kulutuspainotteisille alueille. Tasapainoisilla alueille liittynnän tehomaksua ei perittäisi.

Fingrid on pyytänyt ehdotuksiinsa palautetta sidosryhmiltään. Saatujen lausuntojen perusteella liittymismaksu-uudistus sai ristiriitaista palautetta, ja se nähtiin periaatteellisena muutoksena Fingridin toimintamallissa. Aiheuttamisperiaate ymmärrettiin, mutta mallin nähtiin eriarvoistavan alueellisesti sekä heikentävän lyhyellä aikavälillä puhtaan siirtymän investointien toteutusta erityisesti nyt vallitsevassa heikossa taloustilanteessa.

Palautteen perusteella Fingrid on päättänyt teettää liittymismaksu-uudistuksesta vaikutustenarvioinnin ulkopuolisen asiantuntijan toimesta. Arvioinnin päätehtävänä on selvittää, mitä vaikutuksia liittymismaksu-uudistuksella olisi erilasten hanketyyppien investointien toteutettavuuteen ja sitä kautta puhtaaseen siirtymään kokonaisuudessaan.

Asian taustoittamiseksi luvussa 2 on esitetty nykyiset kantaverkkomaksut sekä tuotannon ja kulutuksen liittymiskapasiteetti tällä hetkellä. Lisäksi on esitetty Fingridin 10 vuoden kantaverkon kehittämissuunnitelma, joka mahdollistaisi puhtaan siirtymän investointien liittämisen Suomen sähköverkkoon.

Luvussa 3 on tarkasteltu, miten Ruotsissa, Tanskassa ja Iso-Britanniassa on reagoitu energiamurroksen kantaverkkoon synnyttämiin paineisiin ja millaisia muutoksia viime aikoina on tehty. Erityisesti on tarkasteltu, mitä muutokset ovat tarkoittaneet verkkoon liittyjille ja liittymiskustannuksiin.

Luvussa 4 on esitelty tarkemmin liittymismaksu-uudistus ja sille mahdollisia vaihtoehtoisia malleja, joilla voitaisiin huomioida aiheuttamisperiaate nykyistä paremmin ja joilla voitaisiin myös ohjata liittyjiä sijoittumaan verkon kannalta suotuisiin paikkoihin. Vaihtoehtoina on tarkasteltu (a) alueellisia maksukomponentteja kantaverkkomaksuihin ja (b) Suomen jakamista tarjousalueisiin. Myös muita työn aikana esiin tulleita vaihtoehtoja on pohdittu.

Luvussa 5 on esitetty työn aikana tehtyjen yksittäisten haastattelujen ja kahden ryhmähaastattelun päätulokset sekä haastateltavien näkemyksiä uudistukseen. Haastatellut henkilöt ja organisaatiot on listattu liitteessä 1.

Vaikutustenarvioinnin tulokset on esitetty luvussa 6. Eri hanketyypeinä on tarkasteltu tuotannon osalta tuuli- ja aurinkovoimaa, sähkövarastoinnin osalta sähköakkuja ja pumppuvoimaloita sekä kulutuksen osalta sähkökattiloita, vedyntuotantoa ja datakeskuksia sekä pohdittu vaikutuksia muuhun energiaintensiiviseen teollisuuteen. Kunkin hanketyypin osalta on arvioitu (1) vaikutuksia yksittäisten hankkeiden kannattavuuteen, (2) ohjausvaikutusta hankkeiden sijoittumiseen ja (3) vaikutusta valtakunnallisen kokonaispotentiaalini toteutumiseen. Luvun lopussa on vertailtu liittymismaksu-uudistusta vaihtoehtoisiiin malleihin sekä arvioitu vaikutuksia puhtaan siirtymän toteutumiseen ja Suomen kilpailukykyyn.

Raportin kiteytetyt päätulokset ja johtopäätökset on esitetty luvussa 7.

2 Nykytila

2.1 Nykyinen kantaverkkomaksumalli

Suomen nykyinen kantaverkkomaksumalli perustuu sekä (1) liittymisen yhteydessä perittävään liittymismaksuun että (2) käytön aikana perittäviin kantaverkkopalvelumaksuihin. Fingridin ilmoittamat vuoden 2025 maksut tuotannolle, kulutukselle ja liittynnoille on esitetty taulukoissa 1.

Kantaverkkomaksujen perusteita arvioitaessa on tarpeen tehdä lyhyt katsaus historiaan ja ymmärtää, miten Suomen sähköjärjestelmä on vuosien saatossa kehittynyt. Erityisen tärkeä on ymmärtää, mikä on ollut tuotannon ja kulutuksen keskinäinen merkitys sähköjärjestelmän kannalta sekä mikä on ollut tuotannon ja kulutuksen rakenne.

Alun perin kantaverkon päätehtävänä oli sähkön siirtäminen suurista voimaloista suuriin kantaverkkoon kytkeytyneisiin teollisiin kohteisiin ja sähkön jakeluverkkoihin, joissa sähkön kulutus oli tyypillisesti huomattavasti tuotantoa suurempaa. Sähkön ja lämmön yhteistuotannon lisääntyminen kaukolämmön tuotannossa 1900-luvun loppupuoliskolla johti siihen, että joidenkin jakeluverkkojen alueella sähkön tuotanto suhteessa kantaverkosta ottoon kasvoi merkittävästi. Tällöin kantaverkkomaksuissa oli tarpeen huomioida kantaverkosta oton ja kantaverkkoon annon lisäksi liittymispisteen takana tapahtuva kulutus, sillä kantaverkon kapasiteetin mitoituksen kannalta on olennaista pystyä kattamaan kulutus myös silloin, kun jakeluverkon alueella olevat yhteistuotantolaitokset eivät ole tuotannossa.

Nykyiset kantaverkkomaksut (ks. taulukko 1) heijastelevat edellä kuvattua, pääosin kulutuksen mukaan syntyneitä kapasiteettitarvetta, minkä vuoksi kulutusmaksu – ja erityisesti talvipäivän kulutusmaksu – dominoi nykyisessä tariffirakenteessa. Toisena syynä kulutusmaksujen suureen painoarvoon on EU:n komission asetus (EU) N:o 838/2010, joka määrittää sallitun vaihteluvälin tuotannon siirtomaksuille jäsenmaissa.¹ Suomessa, Ruotsissa ja Tanskassa sallittu vaihteluväli on 0 – 1,2 €/MWh.

Taulukko 1: Vuoden 2025 kantaverkkomaksut (lähde: Fingrid).

TUOTANTO	
Voimalaitosten tehomaksu	175 €/MW,kk
Lyhyen käyttöajan energiamaksu **)	3,53 €/MWh
Kantaverkkoonantomaksu	0,66 €/MWh
Loistehomaksu	1000 €/Mvar,kk
Loisenergiamaksu, otto/anto	5,00 €/Mvarh

KULUTUS	
Kulutusmaksu, talviarkipäivä klo 7-21 *)	9,69 €/MWh
Kulutusmaksu, muu aika	2,75 €/MWh
Kantaverkosta ottomaksu	0,99 €/MWh
Loistehomaksu	1000 €/Mvar,kk
Loisenergiamaksu, otto/anto	5,00 €/Mvarh

Liittymismaksut	
Sähköasemaliityntä 400 kV	2 300 000 €
Sähköasemaliityntä 220 kV	1 500 000 €
Sähköasemaliityntä 110 kV	900 000 €
Voimajohtoliityntä 110 kV	900 000 €

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010R0838>, viitattu 3.12.2024

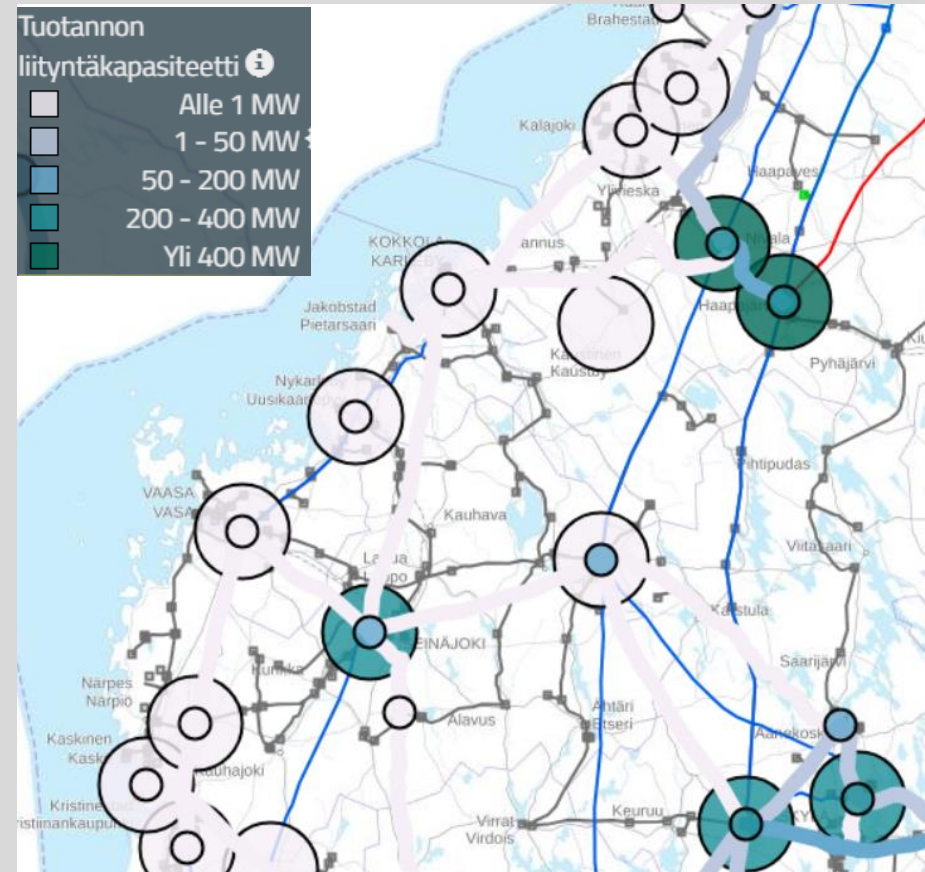
Vuonna 2018 Fingrid selvitti tarvetta erilliselle kulutuksen tehomaksulle. Selvityksessä arvioitiin tehomaksun erilaisia toteutustapoja ja vaikutuksia eri asiakastyypeille. Tehdyn selvityksen, sidosryhmäkuulemisen ja oman arvionsa perusteella Fingrid totesi, ettei erilliselle kulutuksen tehomaksulle ole tarvetta. Talvipäivän kulutuksen selkeästi korkeamman maksun nähtiin osaltaan korvaavan erillisen tehomaksun tarpeen ja hoitavan järjestelmän kannalta riittävän kulutuksen ohjauksen.

Liittymismaksujen osalta nykyisin käytössä on malli, joka perustuu keskimääräisiin liittymiskustannuksiin eri jännitetasojen sähköasemiin (ks. taulukko 1). Sähköasemaliittymän lisäksi liittyminen suoraan 110 kV:n voimajohtoon on hinnoiteltu erikseen. Nykyinen liittymismaksuperiaate, joka perustuu keskimääräisten välittömien liittymiskustannusten käyttöön liittymien hinnoittelussa, perustuu vuonna 2012 toteutettuun muutokseen. Energiavirasto on lopullisesti hyväksynyt tämän muutoksen 18.10.2013 päivätyllä päätöksellään "Kantaverkonhaltijan menetelmät liittämisestä perittävien maksujen määrittämiseksi, Dnro 484/433/2011).

2.2 Tuotannon ja kulutuksen liittymiskapasiteetti nyt

Viime vuosina tapahtunut energiamurros on muuttanut Suomen sähköntuotannon rakennetta voimakkaasti – tuulivoiman määrä on kasvanut nopeasti ja OL3:n valmistuminen on lisännyt ydinvoiman osuutta sähköjärjestelmässä merkittävästi. Tulevaisuudessa sääriippuvan sähköntuotannon osuus kasvaa sekä tuuli- että aurinkovoiman lisääntyessä. Samaan aikaan on varauduttava sähkön kulutuksen lisääntymiseen (mm. liikenne, sähkökattilat, teollisuus, datakeskukset, vedyntuotanto). Sähköjärjestelmän muutokset edellyttävät siten myös kantaverkkomaksujen rakenteiden pohtimista.

Nopea energiamurros on johtanut tilanteeseen, jossa kantaverkon tuotannon liittymiskapasiteetti on täynnä länsirannikon alueella, johon on rakennettu ja rakennetaan edelleen paljon tuulivoimaa (ks. kuva 1). Tämän alueen ulkopuolella tuotannon liittymiskapasiteettia on varsin hyvin saatavilla muutamaa paikallista poikkeusta lukuun ottamatta. Kapasiteetin lisäämiseksi on käynnissä investointeja, jotka helpottavat tilannetta isossa kuvassa pääosin vuosina 2027-2028 (ks. tarkemmin: <https://karttapalaute.fingrid.fi/?link=Wkgh>).



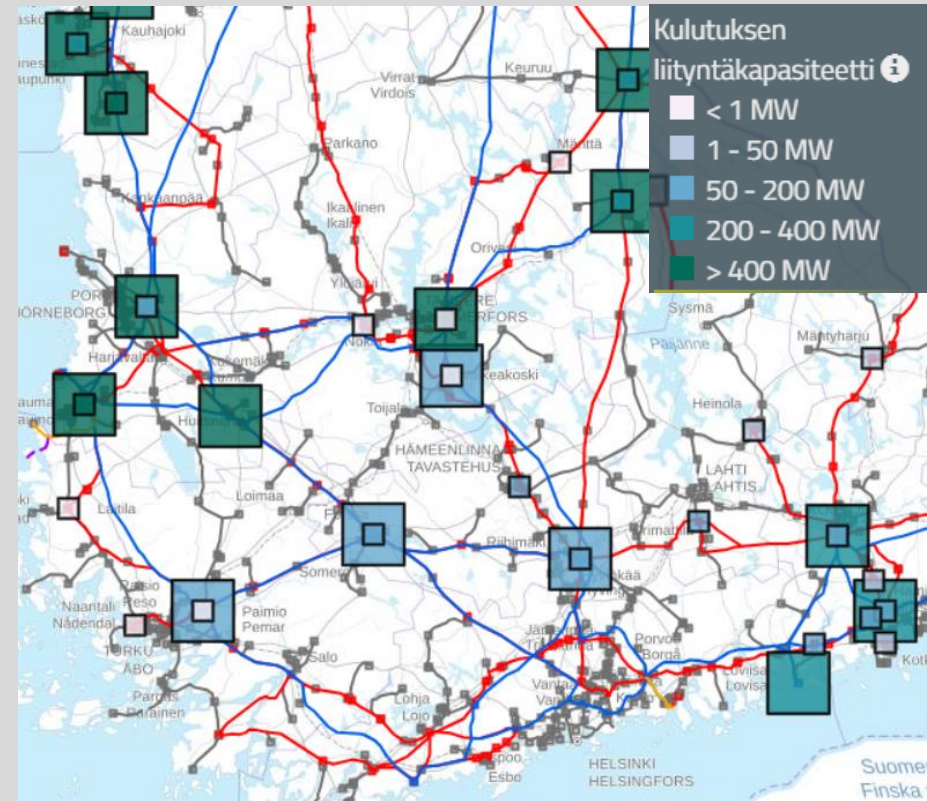
Kuva 1: Kantaverkon tuotannon liittymiskapasiteetti länsirannikolla. <https://karttapalaute.fingrid.fi/?link=Wkgh>, kuva otettu 26.11.2024.

Kulutuksen liityntäkapasiteetin osalta rajoitteita on tällä hetkellä pääosin eteläisessä Suomessa ja erityisesti pääkaupunkiseudulla (ks. kuva 2). Syynä tähän on erityisesti kaukolämmityksen sähköistyminen, datakeskusten lisääntyminen sekä liikenteen sähköistyminen. Muualla Suomessa rajoitteet ovat selvästi vähäisempiä, vaikka paikallisia rajoitteita saattaa ilmetä uusien suurten kulutuskohteiden ilmaantuessa.

Tuotannon ja kulutuksen liityntäkapasiteetin rajoitteet kuvaavat hyvin jo tapahtunutta kehitystä. Tulevaisuudessa uuden tuulivoiman tuotannon arvioidaan edelleen kohdentuvan merkittävästi läntiseen Suomeen ja sähkön kulutuksen lisääntyvän eteläisessä Suomessa tuotantoa enemmän. Täten kantaverkolta edellytetään merkittäviä investointeja yhtäältä pohjois-eteläsuuntaisen siirtokapasiteetin kasvattamiseksi ja toisaalta alueellisten pullonkaulojen poistamiseksi. Kustannusten kannalta pohjois-eteläsuuntaisen siirtokapasiteetin lisääminen on kaikkein merkityksellisintä.

Edellä kuvattujen seikkojen perusteella on syntynyt selkeä tarve kehittää kantaverkkomaksuja huomioimaan nykyistä paremmin nykyisen ja tulevan sähköjärjestelmän tarpeet. Fingrid onkin esittänyt muutoksia kantaverkkomaksuihin, joista yksi keskeinen ehdotus on liittymismaksu-uudistus. Jatkossa liittymismaksu koostuisi nykyisen kaltaisesta kiinteästä liittymismaksusta sekä liityntätehosta riippuvasta liittymän tehomaksusta. Liityntätehosta perittäisiin tuotantohankkeilta, jotka liitetään tuotantopainotteisille alueille. Samoin maksu perittäisiin kulutus- ja sähkövarastohankkeilta, jotka liitetään kulutus- ja sähkövarastopainotteisille alueille. Tasapainoisilla alueilla maksua ei perittäisi. Tässä mallissa muutos kohdistuisi uusiin liittymiin, eikä se vaikuttaisi olemassa oleviin verkkokäyttäjiiin. Vaihtoehtona tälle voisi olla malli, jossa liittymismaksujen muuttamisen sijaan kantaverkkopalvelumaksuihin lisättäisiin alueellinen maksucomponentti, joka koskisi kulutus- ja sähkövarastopainotteisen alueen tuotantosta ja tuotantopainotteisen alueen tuotantoa eli myös aiemmin liitettyä kapasiteettia. Näiden lisäksi vaihtoehtona voisi olla Suomen jakaminen kahteen tai useampaan tarjousalueeseen, kuten on esimerkiksi tilanne Ruotsissa ja Tanskassa (ks. luvut 3.1 ja 3.2).

Edellä kuvattuja vaihtoehtoja tukevana ohjauksena voidaan käyttää Fingridin määrittämiä liittymisperiaatteita – esimerkiksi edellyttämällä, että yli 30 MW sähkövarastot tulee liittää kantaverkon vahvimpiin solmupisteisiin, 400+110 kV tai 400 kV sähköasemiin.¹



Kuva 2: Kantaverkon kulutuksen liityntäkapasiteetti Etelä-Suomessa. <https://karttapalaute.fingrid.fi/?link=Wkgh>, kuva otettu 26.11.2024.

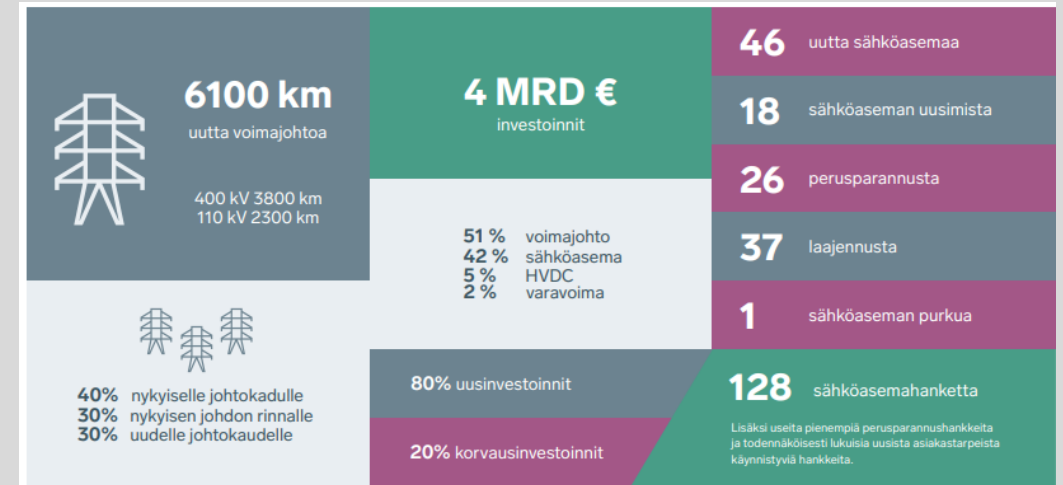
¹ Sähkövarastojen kantaverkkomaksuja ja liittämisen periaatteita uudistetaan – Fingrid, viitattu 26.11.2024

2.3 Kantaverkon kehittämistarve 10 vuoden aikajänteellä

Seuraavan kymmenen vuoden aikana Fingrid suunnittelee investoivansa noin 4 miljardia euroa eli keskimäärin 400 miljoonaa euroa vuosittain (ks. kuva 3). Fingridin suunnittelemat investoinnit kantaverkkoon koostuvat rajasiirtoyhteyksien ja Suomen sisäisen pääsiirtoverkon kehittämisestä, uuden sähköntuotannon ja teollisuuden verkkoliittymästä sekä olemassa olevan verkon uusimisesta ja perusparannuksista. Tuuli- ja aurinkovoiman ohella erityisesti liityntäkyselyt päästöttömään energiaan liittyvissä teollisuushankkeissa ja sähkön varastoinnissa ovat lisääntyneet viime aikoina. Erityinen tavoite kehittämissuunnitelmassa esitetyillä verkkoinvestoinneilla on luoda edellytykset Suomen kilpailukyvyllä puhtaan energian ja puhdasta energiaa hyödyntävän teollisuuden investoinneissa sekä mahdollistaa Suomen hiilineutraaliustavoitteiden saavuttaminen vuoteen 2035 mennessä.¹

Vuosien 2024–2033 aikana valmistuvien investointien jälkeen pohjois-eteläsuuntaisten 400 kV voimajohtojen lukumäärä nousee nykyisestä viidestä yhteentoista.¹ Fingridin arvion mukaan eteläiseen Suomeen sijoittuva 1 GW kulutushanke edellyttää uuden noin 300-500 M€ arvoisen 400 kV yhteyden rakentamista pohjoisesta etelään. Liittymismaksu-uudistuksen ensisijainen tavoite on kohdistaa aiheuttamisperiaatteen mukaisesti tehoon perustuva liittymismaksu niille uusille asiakkaille, jotka liittyessään aiheuttavat investointipainetta ja kustannuksia kantaverkkoon. Käytännössä tämä tarkoittaa tehooperaatioista liittymismaksua Etelä-Suomeen sijoittuvalle kulutukselle sekä Länsi- ja Pohjois-Suomeen sijoittuvalle tuotannolle.

Uusi sijaintiin perustuva liittymismaksu vaikuttaisi Fingridin mukaan niihin hankkeisiin, joiden sijoittuminen olisi vapaampaa. Fingrid on arvioinut, että tehoon ja sijaintiin perustuva maksu voisi ohjata em. kohteiden liittymistä kantaverkon siirtokyvyn kannalta otollisimpiin paikkoihin noin 100-200 MW edestä vuosittain. Täten niiden merkitys investointitarpeisiin ja siten kantaverkon investointikustannuksiin on merkittävä.



Kuva 3: Fingridin kehittämissuunnitelma 2024-2033 lukuina.¹

¹ [fingrid_kehittamissuunnitelma_2024-2033.pdf](#), viitattu 26.11.2024

3 Katsaus valikoituihin maihin

3.1 Ruotsi

Ruotsissa sähkön tukkumarkkinat ja kantaverkkokäytännöt poikkeavat Suomesta usealla tavalla. Ensinnäkin Ruotsissa on neljä sähkön tukkumarkkinoiden tarjousaluetta, toiseksi Svenska Kraftnätin perimät kantaverkkoverkkomaksut riippuvat liittymispisteen maantieteellisestä sijainnista ja kolmanneksi Ruotsin liittymismaksukäytäntö on luokiteltu eurooppalaisessa vertailussa syväksi ("deep") eli liittymismaksulla katetaan myös muitakin kuin liittymän välittömiä kustannuksia. Lisäksi Ruotsin kantaverkko koostuu pelkästään 400 kV:n ja 220 kV:n verkoista, kun Fingridin verkko sisältää myös 110 kV:n verkon.

Ruotsin kantaverkkotariffi koostuu tehomaksusta ja energiamaksusta. Tehomaksulla katetaan siirtoverkon käyttö-, kunnossapito-, poisto- ja pääomakustannukset, ja se on eri verkkoon annolle ja verkosta otolle. Energiamaksulla katetaan puolestaan siirtoverkon siirtohäviöiden kustannukset. Energiamaksu koostuu kahdesta osasta: rajahäviökertoimesta ja häviösähkön hinnasta. Häviösähkön hinta on sähköpörssin vuorokausikaupan todellinen tuntihinta kullakin tarjousalueella lisättyä riskipreemiolla, joka kuvaa verkon epätasapainosta aiheutuvaa lisäkustannusta. Riskipremio on 1,3 €/MWh (valuuttakurssilla 1 SEK = 0,088 €) vuonna 2025.¹

Ruotsin kantaverkkotariffi riippuu liittymispisteen maantieteellisestä sijainnista sekä teho- että energiamaksun osalta. Kaikkiaan Svenska Kraftnätin tariffilista sisältää useita kymmeniä erilaisia tariffeja.²

Ruotsissa on käynnistetty vuonna 2023 iso kantaverkkotariffien uudistus, jonka keskeisenä tavoitteena on kustannusvastaavuus. Tariffiin ollaan suunnittelemassa muun muassa uutta komponenttia, joka huomioisi asiakkaan aiheuttamat sijaintiin perustuvat kustannukset. Muutosten on tarkoitus astua voimaan 1.1.2027 alkaen.³

Liittymismaksun osalta periaatteita on jo uudistettu vuoden 2024 aikana. Uudistuksella kevennetään liittymismaksutaakkaa erityisesti suurten ja monimutkaisten liittymien osalta.⁴ Uudessa kustannusten kohdistamisperiaatteessa Svenska Kraftnät ottaa vastuun kantaverkon yhteisten osien kehittämiseen tarvittavista investoinneista, kun aiemmin liittyjä on joutunut vastaamaan myös näistä kustannuksista; välittömien kustannusten lisäksi. Jatkossa liittyjät vastaavat edelleen kuitenkin verkon vahvistamisesta siinä tapauksessa, että vahvistaminen palvelee yksinomaan kyseistä liittijää.

Svenska Kraftnät perustelee muutosta sillä, että se luo selkeyttä ja ennustettavuutta suurille ja monimutkaisille liittymisille. Samoin muutos merkitsee sitä, että Ruotsin käytäntö lähenee muun Euroopan käytäntöjen kanssa – myös Suomen kanssa – eli "deep" liittymismaksukäytäntö siirtyy näissä liittymisissä kohti "shallow" käytäntöä. Lisäksi Svenska Kraftnät on todennut, että harmonisointi luo Ruotsille edellytykset säilyttää kilpailukykynsä teollisuusmaana.

Huomattakoon, että uudistuksen jälkeenkin merkittävin ohjausvaikutus liittymän sijoittumiselle syntyy sitä kautta, että Ruotsissa on neljä tarjousaluetta ja kantaverkkomaksut (sekä teho- että energiamaksu) riippuvat liittymispisteen maantieteellisestä sijainnista.

¹ [Tariff, prislistor, avtal och abonnemang | Svenska kraftnät](#), viitattu 26.11.2024

² [Prislista 2025 för Transmissionsnätet](#), viitattu 26.11.2024

³ [Tarifföversyn | Svenska kraftnät](#), viitattu 3.12.2024

⁴ [Microsoft PowerPoint - Bilaga 4_Svks nya grundprincip för kostnadsfördelning vid anslutning.pptx](#), viitattu 26.11.2024

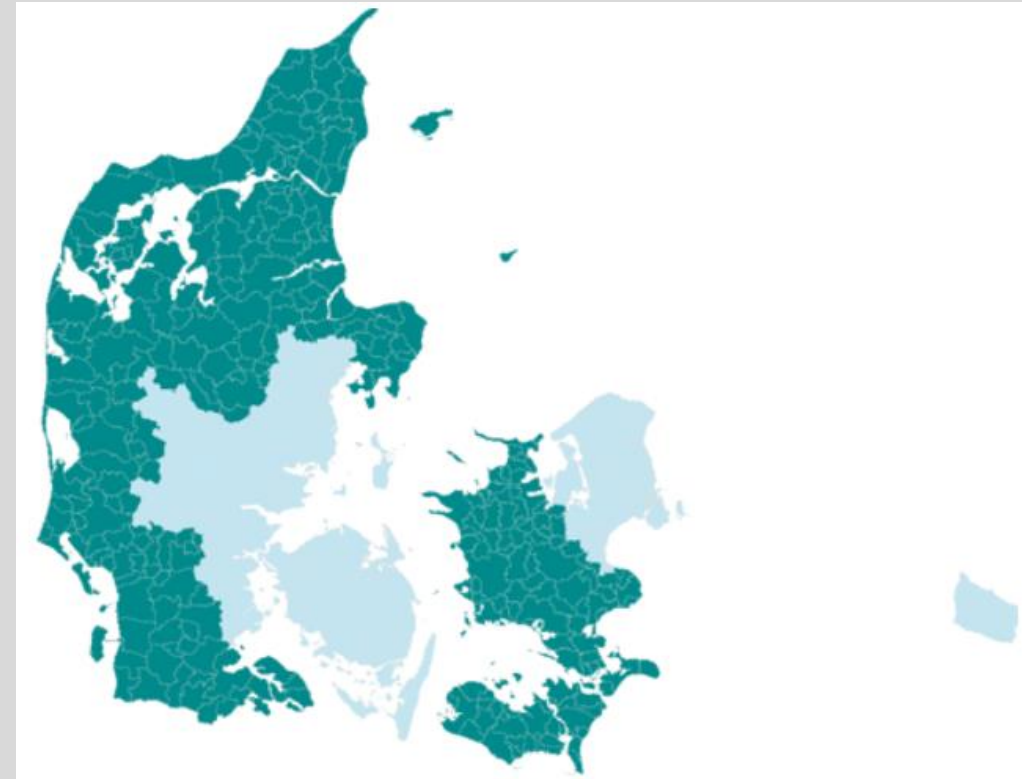
3.2 Tanska

Tanskassa on uudistettu viime vuosina merkittävästi kantaverkkomaksuja. Uudistuksella on vastattu yhtäältä sähköjärjestelmän ylläpidon vaatimuksiin sekä toisaalta toteutettu teollisuuspolitiikkaa. Vuoden 2024 alusta järjestelmän hallinnan kustannusten kattamiseksi otettiin käyttöön kulutuksen kiinteä energiamaksu. Vuoden 2024 helmikuusta alkaen tästä maksusta päätettiin kuitenkin antaa 90 % alennus yli 100 GWh/v kuluttaville kohteille tarkoituksena edistää Power-to-X investointeja.¹

Tanskassa on myös uudistettu tuotannon liittymismaksuja siten, että liittymismaksujen suuruuteen vaikuttaa se, liitetäänkö tuotantoa tuotanto- vai kulutuspainotteiselle alueelle (ks. kuva 4). Tuotannon liittymismaksua korotetaan vuodelle 2025 merkittävästi. Vuonna 2024 liittymän tehomaksut tuotannolle, joka sijoittuu tuotantopainotteiselle alueelle, ovat 51 t€/MW (valuuttakurssilla 1 DKK = 0,13 €). Vuonna 2025 maksut ovat 86 t€/MW. Vastaavat liittymän tehomaksut tuotannolle kulutuspainotteisella alueella ovat 15 t€/MW (2024) ja 25 t€/MW (2025). Tämän lisäksi kantaverkkoon liittyvät tuottajat maksavat kiinteän liittymismaksun, joka riippuu sähköasemaliittymän jännitetasosta (vaihteluväli 1,4 - 2,4 M€/kenttä). Jos tuotannon liityntä tapahtuu jakeluverkkoon, joka on ns. ”punaisella alueella” eli tuotannon kannalta vaikealla alueella, kantaverkkoyhtiö perii siitä lisämaksua 45 t€/MW.¹

Vuonna 2024 tuotannonantomaksu riippui aluksi sen mukaan, tapahtuiko anto tuotanto- vai kulutuspainotteiselle alueelle. Tuotantopainotteisella alueella maksu oli kolminkertainen. Muutoksen seurauksena tuotannon tariffi ylitti EU:n komission asetuksen (838/2010) asettaman hintakaton, ja sitä jouduttiin muuttamaan kesken vuoden. Vuonna 2025 tuotannonantomaksu ei riipu maantieteellisestä alueesta.²

Tanskan tariffiuudistuksen tarkoituksena on ollut aiempaa parempi kustannusvastaavuus kuluttajien ja tuottajien kesken, kapasiteettitarpeen parempi huomioiminen maksuissa ja uusien tuotantoliittymien ohjaaminen kulutuspainotteisille alueille.³ Uudistuksessa näkyy myös teollisuuspolitiikka puhtaasti siirtymän investointien edistämiseksi, erityisesti Power-to-X investointien houkuttelu alemmalla tariffilla.



Kuva 4: Tanskan kantaverkkotariffin tuotantopainotteiset alueet tummalla ja kulutuspainotteiset alueet vaalealla värityksellä.¹

¹ [Aktuelle tariffer](#), viitattu 26.11.2024

² [Energinet nedsætter indfødningsstariffen for elproducenter til 0 kroner i resten af 2024](#), viitattu 26.11.2024

³ [23-07494-8-eng-publication-status-of-energinets-tariff-design-2023.pdf](#), viitattu 26.11.2024

3.3 Iso-Britannia

Iso-Britanniassa on yksi tarjousalue, mutta kantaverkkomaksut vaihtelevat alueellisesti johtuen etelä-pohjoissuuntaisesta tuotannon ja kulutuksen epätasapainosta. Tuotanto painottuu pohjoiseen ja kulutus etelään. Tämän historiallisen kehityksen lisäksi energiamurros ja tavoite kohti hiilineutraaliutta on luonut viime vuosina lisäpaineita hallita aiempaa tehokkaammin uusien liittymien liityntäprosessia.

Iso-Britanniassa tapahtui syyskuussa 2024 huomattava muutos maan energiajärjestelmän hallinnoinnissa. Iso-Britannian Työväenpuolueen johtama hallitus osti tällöin National Gridin järjestelmätoiminnot ja perusti uuden valtio-omistaiseen yhtiön, National Energy System Operator (NESO).¹ NESO:n tehtävänä on maan sähköjärjestelmän vieminen kohti hiilineutraaliutta ja samalla varmistaa järjestelmän turvallisuus ja joustavuus tulevaisuudessa.²

NESO hallinnoi sähkönsiirtojärjestelmän liittämistä ja tuottamista koskevia sopimuksia.³ NESO:n tehtäviksi on määritelty (1) liittymisprosessin uudistaminen tehokkaammaksi ja nopeammaksi; (2) liittymisprosessien hallinnan parantaminen, jotta liittymien määrää voidaan kasvattaa yhteiskunnan sähköistyessä; (3) strateginen ja koordinoitu verkkosuunnittelu, joka tarjoaa liittymiä innovatiivisille ratkaisuille, kuten energian varastoinnille ja offshore-verkoille.

Kesäkuussa 2024 maan siirtoverkkoon oli liittymässä uutta kapasiteettia yli 550 GW, kun järjestelmään oli siihen mennessä liitettyä noin 90 GW.⁴

NESO on käynnistänyt uudistuksen, jolla pyritään vastaamaan energiamurroksen haasteeseen. Liittymä uudistuksen tarkoituksena on nopeuttaa hankkeiden verkkoon liittämistä priorisoimalla hankkeita. Tätä varten on luotu kaksivaiheinen prosessi, jossa hankkeita priorisoidaan ”First Ready, First Connected” -periaatteella.⁵

Kaksivaiheinen prosessi koostuu kahdesta portista (”gate”): Ensimmäisen portin läpäisseille hankkeille annetaan vain indikatiivinen liittymishetki ja liittymispaikka ja näitä hankkeita voidaan jopa viivästyttää. Toisen portin läpäisseille hankkeille annetaan puolestaan täsmällisempi paikka liittymisjonossa sekä tarkempi liittymähetki ja -paikka Toisen portin läpäiseviltä hankkeilta edellytetään mm. että niillä on käytössä tarvittavat maa-alueet. Toisen portin jälkeen hankkeiden on edelleen osoitettava edistyminen erillisen jononhallintaprosessin kautta. Hankkeet, jotka eivät täytä jononhallinnan välitavoitteita voidaan poistaa jonosta ja näin vapauttaa kapasiteettia paremmin edistyville hankkeille. NESO harkitsee myös rahallisten instrumenttien käyttämistä kannustaakseen aidosti toteuttamiskelpoisten hankkeiden etenemistä jononhallintaprosessissa.⁶

Uudistus on tarkoitus saattaa valmiiksi tämän vuoden loppuun mennessä, jolloin uusi menettelytapa voitaisiin ottaa käyttöön vuoden 2025 alusta. Loppuvuoden aikana täsmennetään yksityiskohtia ja käydään läpi sidosryhmien palautetta sekä odotetaan Ofgemin päätöksiä.

Edellä kuvattu Iso-Britannian liittymä uudistus, joka keskittyy hankkeiden voimakkaaseen priorisointiin ja dynaamiseen jononhallintaan, on yksi mahdollinen keino tehostaa liittymisprosessia antamalla etusija nopeasti toteutuville hankkeille sekä ohjaamalla liittymiä verkon kannalta optimaalisesti. Vaikka Iso-Britannian jononhallintamallia ei voi suoraan hyödyntää Suomessa erilaisen toimintaympäristön vuoksi, voidaan sen elementtejä käyttää tukemaan uusien liittymien ohjauksessa.

¹ [UK's National Grid to sell electricity system operator in \\$827 million deal | Reuters](#), viitattu 26.11.2024

² [National Energy System Operator launches today | National Energy System Operator](#), viitattu 26.11.2024

³ [Connections Explained | National Energy System Operator](#), viitattu 26.11.2024

⁴ [Connections | National Energy System Operator](#), viitattu 26.11.2024

⁵ [Connections Reform | National Energy System Operator](#), viitattu 26.11.2024

⁶ [PowerPoint Presentation](#), viitattu 26.11.2024

4 Vaihtoehtoiset mallit

4.1 Alueelliset liittymismaksut

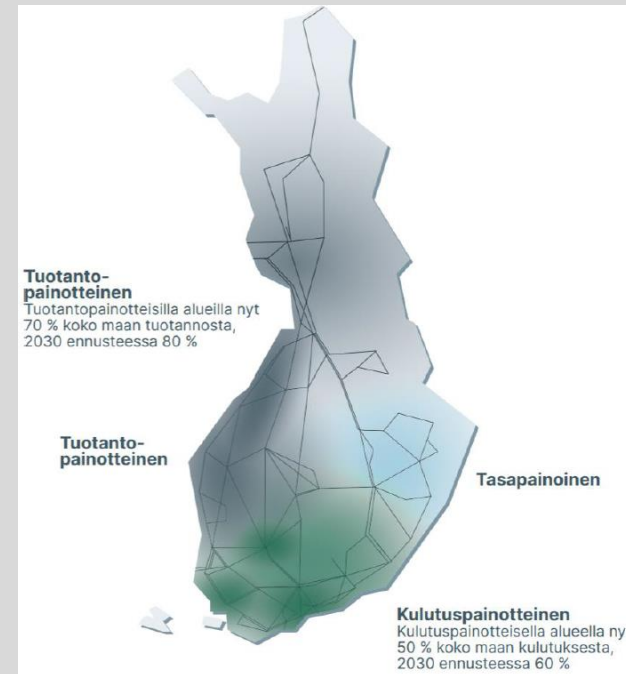
Alueellisten liittymismaksujen mallissa kantaverkon liittymismaksu koostuisi nykyisen kaltaisesta kiinteästä liittymismaksusta sekä liittynnän tehomaksusta. Lisäksi liittyjä maksaa liittymisen välittömät kustannukset. Liittynnän tehomaksu perittäisiin tuotantohankkeilta, jotka liitetään tuotantopainotteisille alueille. Samoin liittynnän tehomaksu perittäisiin kulutus- ja sähkövarastohankkeilta, jotka liitetään kulutuspainotteisille alueille. Tasapainoisilla alueilla liittynnän tehomaksua ei perittäisi.

Kuvassa 5 on esitetty karkea jako tuotanto-, kulutus- ja tasapainoisiin alueisiin. Jakoa tarkennetaan loppuvuoden 2024 aikana sille tasolle, että siitä käy ilmi kaupunkien sijoittuminen eri alueille. Tämän jälkeen tehdään tarkempi jako sähköasemien ja pylväiden tasolla, jotta liittymismaksut voidaan kohdentaa sekä sähköasema- että voimajohtoliittymöille.

Liittynnän tehomaksu perustuisi sovittuun liittynnän mitoitustehoon (MW). Sen suuruus määräytyisi liityntäjännitteen perusteella. Alustavien suunnitelmien mukaan se olisi suuruusluokkaa 10 t€/MW, kun kyseessä on 400 kV -liityntä ja 20 t€/MW, kun kyseessä on 110 kV ja 220 kV -liittymät. Maksu on suunniteltu perittävän kantaverkkoon liittyvien kohteiden lisäksi myös suurjännitteisen jakeluverkon liittyjiltä. Alustavasti on suunniteltu, että liittynnän tehomaksu perittäisiin vain liittymöistä, joiden mitoitusteho on vähintään 10 MW. Liittynnän tehomaksua ei ole suunniteltu perittävän kantaverkon ja jakeluverkon välisistä liittymöistä, vaan se kohdistuisi suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyneille yli 10 MW liittyjille suoraan.

Liittynnän tehomaksun ulottamista suurjännitteisiin jakeluverkkoihin on perusteltu aiheuttamisperiaatteella, koska myös suurjännitteiseen jakeluverkkoon tulevat liittymät aiheuttavat yhtäläillä siirtotarvetta kantaverkossa.

Nyt ehdotettua liittynnän tehomaksua voidaan pitää eräänlaisena kantaverkon kapasiteettivarausmaksuna, jota suujännitteisen jakeluverkon haltijat perivät jo omissa verkoissaan. Mikäli liittynnän tehomaksu otettaisiin käyttöön vain kantaverkossa, se voitaisiin todennäköisesti toteuttaa nykyisen lainsäädännön puitteissa, mutta maksun ulottaminen suurjännitteiseen jakeluverkkoon vaatisi lakimuutoksen.



Kuva 5: Suomen alustava jako tuotanto- ja kulutuspainotteisiin sekä tasapainoisiin alueisiin (lähde: Fingrid)

4.2 Alueelliset maksukomponentit

Alueellisen maksukomponentin mallissa kantaverkkomaksuihin lisättäisiin joko erillinen alueellinen maksukomponentti tai nykyisin käytössä olevat maksukomponentit voisivat poiketa alueellisesti. Alueellisen maksukomponentin suuruus riippuisi siitä, onko alue tuotanto- vai kulutuspainotteinen vaiko tasapainoinen.

Tämä malli voitaisiin toteuttaa monella eri tavalla. Yksi mahdollisuus olisi kohdistaa lisämaksukomponenttiantomaksuun tuotantopainotteisella alueella ja ottomaksuun kulutuspainotteisella alueella. Toisena vaihtoehtona olisi korkeampi voimalaitoksen tehomaksu tuotantopainotteisella alueella ja kulutuksen tehomaksun käyttöönotto kulutuspainotteisella alueella. Molemmille malleille yhteistä olisi se, että muutos koskisi myös verkon nykyisiä käyttäjiä - ei siis vain uusia liittymiä. Täten muutoksen piirissä olisi huomattavasti enemmän toimijoita ja vaikutukset selvästi laajempia kuin liittymismaksumallissa.

4.3 Tarjousaluejako

Suomen jakaminen kahteen tai useampaan tarjousalueeseen olisi merkittävä muutos nykyiseen tilanteeseen. Sen ohjausvaikutus perustuisi siihen, että tuotantopainotteisella alueella aluehinta olisi keskimäärin alhaisempi kuin kulutuspainotteisella alueella ja siten kannustaisi tuottajia investoimaan kulutuspainotteiselle alueelle. Vastaavasti kuluttajien kannattaisi hakeutua tuotantopainotteiselle alueelle.

Tämä malli vaikuttaisi kaikkein voimakkaimmin sähkömarkkinoiden toimintaan. Fingridin saamien lausuntojen perusteella tätä mallia pidettiin kaikkein vähiten houkuttelevana. Sidosryhmät pitivät tärkeänä toimia niin, että Suomi voitaisiin jatkossakin säilyttää yhtenä tarjousalueena. Se myös nähtiin Suomen kilpailuetuna.

4.4 Muita vaihtoehtoja

Työn aikana tehdyissä haastatteluissa kysyttiin haastateltavilta (ks. liite 1) näkemyksiä edellä kuvattuihin malleihin sekä annettiin mahdollisuus esittää vaihtoehtoisia malleja sekä kysyttiin löytyisikö muista maista hyviä esimerkkejä. Seuraavassa on kuvattu lyhyesti ehdotetut vaihtoehtoiset mallit:

- Kannustava liittymismaksumalli, jossa uudet liittymiset saisivat alennuksen liittymismaksusta, jos ne sijoittuvat verkon kannalta suotuisaan paikkaan. Tässä tapauksessa alennuksen rahoittaisivat muut verkonkäyttäjät – olettaen, että malli olisi kustannusneutraali kokonaisuudessaan. Nykyisellä tariffirakenteella kannustimien rahoittamisen kustannukset kohdistuisivat pääosin sähkökäyttäjiin.
- Syvä liittymismaksumalli, jossa liittymisen liittymismaksu perustuisi liittymisen liittymispisteeseen aiheuttamaan kustannukseen mukaan lukien tarvittavat verkon vahvistamisen kustannukset – ainakin niiltä osin, jotka palvelevat yksinomaan kyseistä liittymistä (ks. luku 3.1: Ruotsi). Tässä mallissa maksu olisi liittymispistekohtainen ja siinä huomioitaisiin sekä liittymisen aiheuttamat kustannukset että hyödyt kantaverkolle. Muutos olisi iso periaatteellinen muutos vuodesta 2012 voimassa olleeseen toimintatapaan, jossa liittymismaksut perustuvat keskimääräiseen liittymiskustannukseen (ks. luku 2.1).
- Liittyjien houkuttelu muilla alueellisilla kannustimilla, kuten investointituilla ja verohelpotuksilla. Tukia ja verohelpotuksia pidettiin tehokkaina ohjauskeinoina, mutta nykyisessä valtiontalouden tilanteessa vaikeaksi toteuttaa kansallisella rahoituksella. Lisäksi näiden pelättiin johtavan kokonaisuuden kannalta epäoptimaaliseen aluepolitiikkaan. Erityisen hankalana nähtiin tilanne, että eri ohjauskeinot olisivat ristiriitaisia.

5 Sidosryhmien haastattelut

5.1 Haastattelujen toteutus

Toimeksiannon aikana tehtiin 12 yksittäistä haastattelua ja kaksi ryhmähaastattelua. Yksittäiset haastateltavat valittiin siten, että joukossa oli tuottajien, sähkön varastojien, kuluttajien ja jakeluverkkoyhtiöiden edustajia. Ryhmähaastatteluihin sai osallistua avoimen kutsun perusteella. Näihin haastatteluihin osallistui yhteensä 23 henkilöä. Lisäksi haastateltiin yksittäin kolme Fingridin edustajaa ja lisäksi kaksi Fingridin henkilöä osallistui vain ryhmähaastatteluihin. Haastatellut henkilöt ja organisaatiot on listattu liitteessä 1.

5.2 Yksittäisten haastattelujen päätulokset

Haastatteluissa kerättiin tietoa vaikutustenarvioinnin tekemiseen sekä laajemminkin näkemyksiä kantaverkkohinnoittelun kehittämiseksi. Samoin kysyttiin ehdotuksia vaihtoehtoisiksi malleiksi ja kokemuksia muista maista. Seuraavassa on esitetty haastattelujen päätulokset – muilta osin haastatteluja on hyödynnetty vaikutustenarvioinnissa (ks. luku 6).

Pääosin samaa mieltä oltiin seuraavista asioista:

- Kantaverkon hinnoittelun on oltava ennakoitavaa ja läpinäkyvää; mahdollisista muutoksista pitää kertoa hyvissä ajoin etukäteen.
- Muihin maihin verrattuna Suomen kantaverkkomaksut ovat selkeät ja yksinkertaiset. Fingrid sai kiitosta dialogista sidosryhmien kanssa.
- Suomen säilyttäminen yhtenä tarjousalueena ei ole vain ”saavuttu etu” vaan tärkeä osa investointien houkuttelussa ja puhtaan siirtymän toteutumisessa.

Näkemykset jakaantuivat seuraavista asioista:

- Aiheuttamisperiaatteen osalta osa puolsi sen vahvempaa huomiointia – jopa syviä liittymismaksuja – kun taas osa puolsi nykyisin käytössä olevaa liittymismaksumallia, jossa kaikki liittäjät maksavat saman keskimääräisen kustannuksen mukaisen liittymismaksun (ja vain välittömät kustannukset). Syviä liittymismaksuja perusteltiin sillä, että se huomioi liittymisen todelliset kustannukset – ja joissain tapauksissa suotuisaan paikkaan liittyjä voisi saada liittymän jopa nykyistä edullisemmin. Nykyisen mallin säilyttämistä perusteltiin muun muassa sillä, että aiheuttamisperiaate sopii haittoihin, mutta kun kysymyksessä on koko yhteiskunnan hyöty (=puhdas siirtymä), aiheuttamisperiaatetta ei pitäisi soveltaa. Aiheuttamisperiaatteen puolustajat korostivat sitä, että mikäli aiheuttaja ei maksa aiheuttamaansa kustannusta, muut verkon käyttäjät joutuvat sen maksamaan ja voi syntyä koko järjestelmän kannalta tehottomia ratkaisuja.
- Ohjausvaikutuksen ja kokonaispotentiaalin toteutumisen osalta oli näkemuseroja siitä, mikä vaikutus lopulta liittymismaksu-uudistuksella on. Tähän vaikutti haastateltavan tausta ja se edustiko jotain teknologiaa vai katsoiko kokonaisuutta. Osa haastateltavista oli huolissaan pienestäkin lisäkustannuksesta tässä markkinatilanteessa, kun korot on korkealla ja investoinnit eivät etene.
- Näkemykset sähkön tuotannon ja kulutuksen kasvusta vaihtelivat ja siten myös arvio Fingridin investointitarpeesta, mikä edelleen vaikutti siihen, miten tarpeelliseksi uudistus nähtiin. Samoin haastateltavien näkökulmat poikkesivat siitä, mille alueelle Fingridin pitäisi ensisijaisesti kohdistaa investointinsa.

Muita huomioita:

- Vaikutustenarviota pidettiin tarpeellisena ja haastatteluissa moni asia tarkentui myös haastateltavalle. Tämä toi esille sen, että uudistusten yhteydessä on kiinnitettävä huomiota asioiden viestintään ja vaikutustenarviot olisi tarpeen tehdä jo etukäteen.
- Haastateltavat kaipasivat Fingridiltä tarkempaa aluejakoa ja tietoa siitä, milloin uudistus astuisi voimaan sekä miten usein jatkossa aluejakoa tarkennetaan. Toiveena oli, ettei aluejakoa muutettaisi liian usein, koska se johtaisi epävarmuuden lisääntymiseen.
- Liittymismaksujen jaksottaminen nähtiin etenkin sähköntuottajien mielestä tärkeänä, sillä aurinko- ja tuulivoima ovat hyvin pääomaintensiivisiä tuotantomuotoja ja siten liittymismaksujen jaksottaminen keventää rahoitustarvetta ja parantaa kannattavuutta.
- Muissa vaihtoehdoissa (alueelliset maksukomponentit ja tariffialuejako) nähtiin enemmän ongelmia ja haitallisia sivuvaikutuksia sähkömarkkinoihin ja nykyisiin verkonkäyttäjiiin kuin ehdotetussa liittymismaksuvaihtoehdossa.
- Muita vaihtoehtoja ei juurikaan esitetty. Useissa haastatteluissa tuotiin kyllä esille, että mieluummin kannusteet kuin maksut, mutta kannusteiden rahoittamiseen ei tullut uudenlaisia ehdotuksia, jolloin kannusteet lankeaisivat pääosin sähkönkäyttäjille.
- Puhtaan siirtymän toteutuminen ja investointien houkuttelu Suomeen nähtiin tärkeänä asiana ja toivottiin, että näitä asioita tarkastellaan myös vaikutustenarvioinnissa. Näitä on tarkastelu luvuissa 6.3 ja 6.4.

5.3 Ryhmähaastattelujen yhteenveto

Ryhmähaastatteluissa nousi esille samoja asioita kuin yksittäisissä haastatteluissa. Seuraavaan on koottu ryhmähaastatteluissa esiin tulleet keskeisimmät näkökulmat, jotka toistuivat keskusteluissa:

Puoltavia näkökulmia:

- Useissa puheenvuorossa puollettiin aiheuttamisperiaatteen huomioimista liittymismaksuissa, sillä muutoin maksut kohdistuvat pääosin sähkönkäyttäjille.
- Liittymismaksu-uudistus on tarpeellinen signaali siitä, että liittynät ruuhkaisille alueille aiheuttavat suurempia kustannuksia kuin liittynät vapaamman kapasiteetin alueille. Tietoisuuden lisääminen ja sen konkretisointi liittynän tehomaksulla on täten perusteltua. Samoin todettiin, että kun uusi maksurakenne on otettu käyttöön, hinnoittelua voidaan tulevaisuudessa tarkentaa muuttuvan tilanteen mukaan.
- Useimmille toimijoille olennaisinta on mahdollisuus nopeaan liityntään. Jos uudistuksella pystytään edistämään vapaan kapasiteetin tarjontaa tai saavuttamalla suotuisia ohjausvaikutuksia, on uudistus kannatettava.

Vastustavia tai huolta aiheuttavia näkökulmia:

- Eriyistä huolta aiheutti se, että liittynän tehomaksut pienentäisivät todennäköisyyttä sille, että tuottajat ja kuluttajat löytäisivät toisensa. Käytännössä syntyvä lisäkustannus pitäisi pystyä vyöryttämään PPA-sopimukseen tai tuottajan pitäisi tinkiä omasta katteestaan. Vaikka joissain tapauksissa lisäkustannus ei ole suuri, niin pienetkin marginaalit voivat joskus ratkaista toteutuuko hanke vai ei.
- Pidettiin epäoikeudenmukaisena, että maksu kohdistuu vain uusille tuotantolaitoksille, joilla parempi kyky vastata verkon vaatimuksiin kuin vanhoilla laitoksilla.

- Jakeluverkonhaltijat korostivat, että olisi selkeintä, että kantaverkko kohdistaa maksunsa vain kantaverkon asiakkaille eikä maksuja vyörytetä suurjännitteisten jakeluverkkojen asiakkaille. Huolta kannettiin muun muassa siitä, että koska suurjännitteisissä jakeluverkoissa on jo nykyisin kapasiteettivarausmaksut ja usein korkeammat maksut, liittyyllä olisi kannuste liittyä kantaverkkoon aina kun se on mahdollista. Toki tilanne on jo tällä hetkellä sellainen, että kantaverkkoliityntä on edullisempi vaihtoehto.
- Jakeluverkonhaltijat ilmaisivat, että jos heille mahdollistetaan tulevaisuudessa 400 kV verkkojen rakentaminen ja omistaminen ja siten kantaverkon liityntärasitteen keventäminen, liittynnän tehomaksun vyöryttäminen näihin verkkoihin heikentäisi heidän 400 kV verkkojen houkuttelevuutta. Todettiin, että kyseisen asian lainvalmistelu on vielä kesken. Samoin todettiin, ettei tässä vielä tiedetä, millaiset kapasiteettivarausmaksut näihin verkkoihin lopulta kohdistuisivat.
- Huolta kannettiin siitä, että muutos ohjaisi tietyn alueen teollisia investointeja, joilla olisi erittäin suuri aluetaloudellinen merkitys ja työllistävä vaikutus, muille alueille. Erityisesti tämä huoletti Kymenlaakson alueen toimijoita, jos se tulkitaan kulutuspainotteiseksi alueeksi. Tällöin voisi syntyä kannuste toteuttaa teollinen hanke läntisessä Suomessa tuotantopainotteisella alueella, mikä edelleen kasvattaisi itäisen ja läntisen Suomen taloudellisia eroja.

Muita näkökulmia:

- Puheenvuoroissa tuotiin usein esille, että taloudelliset kannusteet (porkkana) toimii paremmin kuin lisäkustannukset (keppi). Koska kyseessä on hinnoittelun kohtuullisuuden valvonnan näkökulmasta nollasummapelistä, tarkoittaa tämä sitä, että muiden verkonkäyttäjien pitää maksaa kannusteet. Mikäli maksut jakaantuisivat nykyisen tularakenteen perusteella, maksu lankeaisi pääosin sähkönkäyttäjille.
- Puheenvuoroissa puollettiin pehmeitä ohjauskeinoja; opastamalla, ohjaamalla ja tarjoamalla toimijoille suotuisi liittymäpisteitä.
- Todettiin, että kaikkien etu on tehokkaasti käytetty verkko jokaisella jännitetasolla ja turhien investointien välttäminen. Pidettiin tärkeänä jatkaa hyvää vuoropuhelua Fingridin ja jakeluverkonhaltijoiden välillä.
- Pidettiin tärkeänä välttää ristiriitaisia ohjauskeinoja, joita voisi tulla mm. verotuksen ja investointitukien kautta. Mikäli muita ohjauskeinoja käytettäisiin, olisi varmistettava, että ne johtaa kokonaisuuden kannalta kustannustehokkaaseen lopputulokseen.
- Monissa puheenvuoroissa tuotiin esille, että kantaverkkomaksuja pitää katsoa kokonaisuutena, kun tehdään uudistuksia. Muilla maksuilla kuin liittymismaksulla saattaa olla lopulta paljon suurempi merkitys koko hankkeen elinkaaren aikana. Esimerkkinä mainittiin uusi energiavarastoille kohdistettu tehomaksu, jolla on huomattavasti suurempi vaikutus esimerkiksi pumppuvoimalaitoksen koko elinkaaren kustannuksiin kuin mikä olisi ollut kerran maksettavalla liittynnän tehomaksulla (joka tosin ei kohdistu pumppuvoimalaitoksiin, jotka sijaitsevat tuotanto- tai tasapainoisella alueilla).
- Toivottiin laskelmia vaihtoehtoisista malleista ja niiden kustannusten kohdistumisesta. Samoin toivottiin laskelmia, miten paljon liittymismaksu-uudistuksella arvioidaan kerättävän tuloja ja miten nämä tulot suhtautuvat kantaverkon tuleviin investointitarpeisiin ja kantaverkkomaksuilla kerättäviin kokonaistuloihin. Nämä laskelmat päätettiin tehdä, ja ne on esitetty luvussa 6.2.
- Samoin toivottiin arviointia, mikä merkitys uudistuksella on Suomen kilpailukyyn. Tätä on tarkasteltu luvussa 6.4.
- Osa toivoi, että uudistusta lykättäisiin tai sen käyttöönotto tehtäisiin porrastaen, jolloin asiaan ehdittäisiin varautumaan paremmin.

6 Vaikutustenarviointi

6.1 Vaikutukset hanketyyppeihin

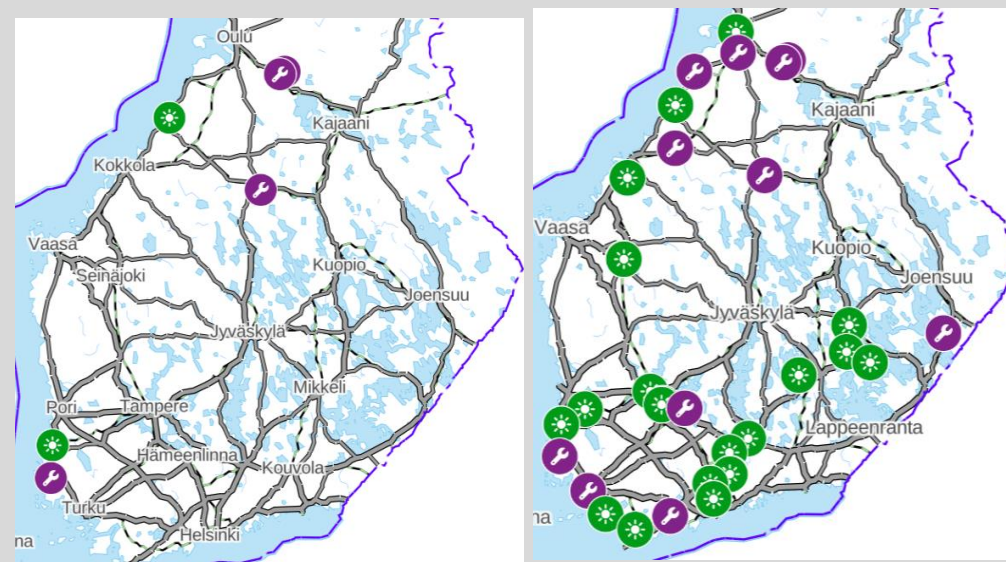
Liittymismaksu-uudistuksella on erilaiset vaikutukset eri hanketyyppeihin. Seuraavassa tarkastellaan tarkemmin vaikutuksia eri tuotantomuotoihin (aurinko- ja tuulivoima), sähkön varastointiratkaisuihin (sähköakut ja pumppuvoimalaitokset) sekä kulutuskohteisiin (sähkökattilat, vedyntuotanto ja datakeskukset sekä energiaintensiivinen teollisuus). Kunkin hanketyypin osalta tarkastellaan (1) vaikutuksia yksittäisten hankkeiden kannattavuuteen, (2) ohjausvaikutusta sijoittumiseen ja (3) vaikutusta valtakunnallisen kokonaispotentiaalin toteutumiseen.

Vaikutustenarviointi perustuu työn aikana haastatteluissa kerättyihin tietoihin sekä työn aikana tehtyihin kannattavuuslaskelmiin, joiden keskeiset oletukset on kerrottu seuraavissa luvuissa esitettyjen laskelmien yhteydessä. Laskelmat on tehty annuiteettimenetelmällä käyttäen 5 % korkokantaa, mikäli muuta ei ole ilmoitettu.

6.1.1 Aurinkovoima

Vuoden 2023 lopussa Suomessa oli asennettua aurinkovoimaa vajaa 1000 MW.¹ Motiva Oy on koostanut Energiaviraston toimeksiannosta kartan, josta voi tarkastella Suomessa suunnitteilla, rakenteilla tai tuotannossa olevia yli 1 MW aurinkovoimalaitoksia.² Motivan koostaman kartan mukaan tuotannossa on kaksi yli 10 MW aurinkovoimalaa ja neljä rakenteilla (ks. kuva 6, vasen puoli). Aurinkovoimaloita, joiden teho on 1-10 MW välissä on jo parikymmentä ja kymmenkunta on rakenteilla. (ks. kuva 6, oikea puoli).

Luvitusvaiheessa on yli kolmekymmentä yli 100 MW aurinkovoimalaa ja lukuisa joukko näitä pienempiä yli 10 MW hankkeita (ks. kuva 7). Hankkeita on paljon luvitusvaiheessa sekä etelän kulutuspainotteisella alueella että lännen tuotantopainotteisella alueella, kuten myös idän tasapainoisella alueella.



Kuva 6: Tuotannossa (vihreä) ja rakenteilla (violetti) olevat aurinkovoimalat. Vasemmalla yli 10 MW voimalat ja oikealla yli 1 MW voimalat. Lähde: <https://aurinkosahkovoimalat.fi/> ; kuva otettu 29.10.2024

¹ Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti nousi 1000 megawattiin | Energiavirasto, viitattu 26.11.2024

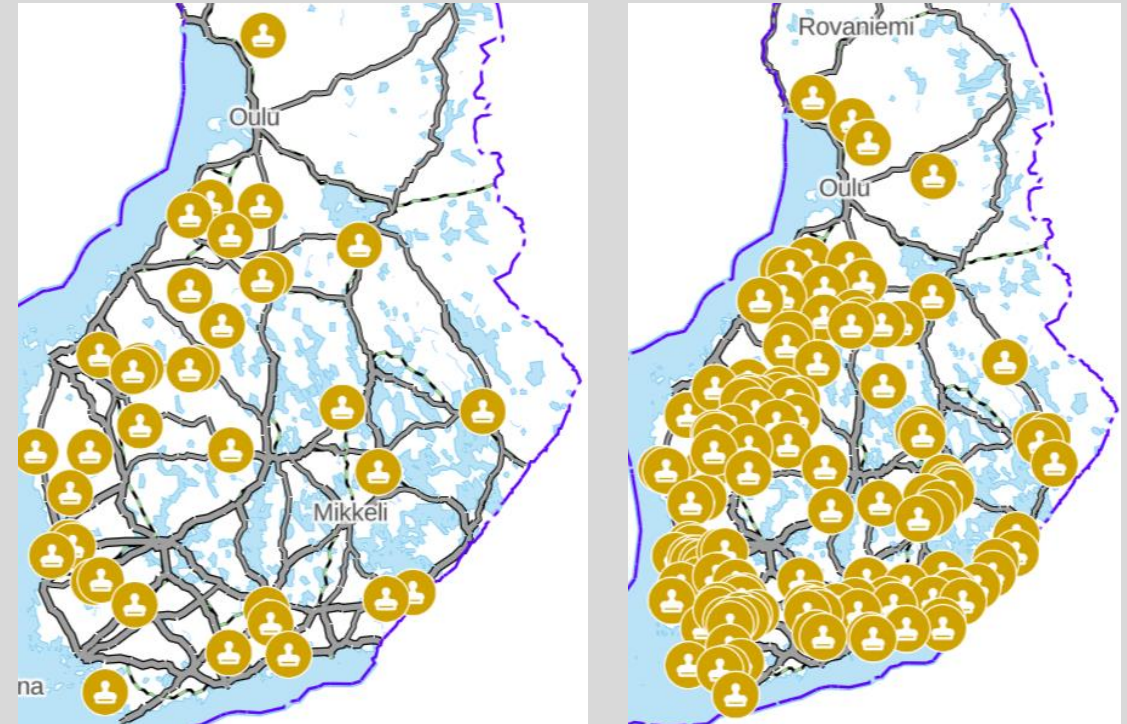
² Aurinkosähkövoimalat kartalla, viitattu 26.11.2024

Vaikutusta yksittäisten aurinkovoimalan kannattavuuteen voidaan arvioida tarkastelemalla, mikä on liittynän tehomaksun osuus koko investoinnista tai kuinka paljon sillä on vaikutusta tuotetun sähkön hintaan.

Jos aurinkovoimalainvestoinnin arvo on 400-800 t€/MW, tällöin 110 / 220 kV verkon liittynän tehomaksu (20 t€/MW) on 2,5 - 5 % investoinnin arvosta. Vastaavasti 400 kV:n verkon tehomaksu (10 t€/MW) on 1,3 - 2,5 % investoinnin arvosta. Jos oletetaan aurinkovoimalan huipunkäyttöajaksi 850 tuntia vuodessa ja eliniäksi 30 vuotta, vastaa 110 / 220 kV verkon liittynän tehomaksu noin 1,5 €/MWh lisäystä tuotantokustannukseen. Vastaavasti 400 kV verkossa tuotantokustannuksen lisäys on 0,8 €/MWh.

Edellä kuvatun karkean laskelman perusteella liittynän tehomaksulla on selvä vaikutus yksittäisen hankkeen kannattavuuteen. Suhteellisen matalan marginaalin sähköntuotantoliiketoiminnassa 1,5 €/MWh ero tuotantokustannuksessa on jo investointipäätökseen vaikuttavalla tasolla. Mikäli kaksi saman kustannustason aurinkovoimahanketta kilpailisi keskenään, olisi tehomaksulla selkeä ohjaava vaikutus toteuttaa kulutus- tai tasapainoisella alueella sijaitseva hanke verrattuna tuotantopainotteisella alueella sijaitsevaan hankkeeseen. Täten tehomaksu ohjaa hankkeita sijoittumaan kulutus- tai tasapainoisille alueille, etenkin jos hankekehittäjällä on useampia vaihtoehtoisia kohteita eikä näiden rakennuskustannuksissa ja ennustetuissa säteilytuotoissa ole merkittäviä eroja.

Kokonaispotentiaalin toteutumiseen liittymismaksu-uudistuksella on vain vähäinen vaikutus, sillä hankkeita on valmistelussa erittäin runsaasti sekä kulutus- että tasapainoisilla alueilla (ks. kuva 7). Yhteensä luvitusvaiheessa hankkeita on 13 GW ja esiselvityksessä 3 GW. Aurinkovoiman potentiaalia rajoittaa investointikustannuksen kehityksen lisäksi kesäaikainen sähkön kysyntä sekä aurinkovoimatuottajan profiilikustannus, joka alkaa olla merkittävä tekijä investointipäätöksiä tehtäessä, kun järjestelmässä on merkittävässä määrin aurinkovoimaa suhteessa kesäajan kulutukseen ja muuhun tuotantoon (ydin-, tuuli- ja vesivoima).



Kuva 7: Luvitusvaiheessa oleva aurinkovoimalat. Vasemmalla yli 100 MW voimalat ja oikealla yli 10 MW voimalat. Lähde: <https://aurinkosahkovoimalat.fi/> ; kuva otettu 29.10.2024

6.1.2 Tuulivoima

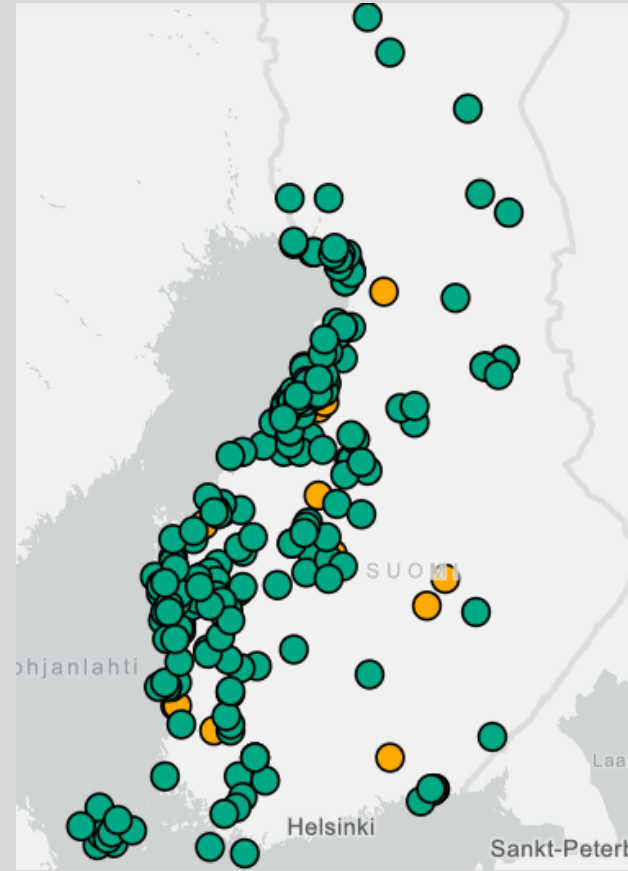
Vuoden 2023 lopussa Suomen tuulivoimakapasiteetti oli hieman vajaa 7000 MW ja vuonna 2023 tuulivoimalla tuotettiin sähköä 14,5 TWh.¹ Kuvassa 8 on esitetty tuotannossa ja rakenteilla olevat tuulivoimalat Suomessa. Tuulivoimaloista valtaosa on sijoittunut Länsi-Suomeen.

Mahdolliset tulevat tuulivoimahankkeet, jotka on jo luvitettu tai ovat jossain vaiheessa kaavaprosessia, painottuvat jatkossakin länteen, mutta ulottuen myös Keski-Suomeen, Kainuuseen ja Etelä-Lappiin (ks. kuva 9).

Tarkastellaan ensin maatuulivoimaa. Jos investointikustannus on 1 000 – 1600 t€/MW, niin tällöin 110 / 220 kV verkon liittymän tehomaksu (20 t€/MW) on 1,3 – 1,7 % investoinnin arvosta. Vastaavasti 400 kV:n verkon liittymän tehomaksu (10 t€/MW) on 0,6 - 0,8 % investoinnin arvosta. Jos oletetaan maatuulivoiman huipunkäyttöajaksi 3500 tuntia vuodessa ja eliniäksi 25 vuotta, vastaa 110 / 220 kV verkon liittymän tehomaksu noin 0,4 €/MWh lisäystä tuotantokustannukseen. Vastaavasti 400 kV verkossa tuotantokustannuksen lisäys on 0,2 €/MWh.

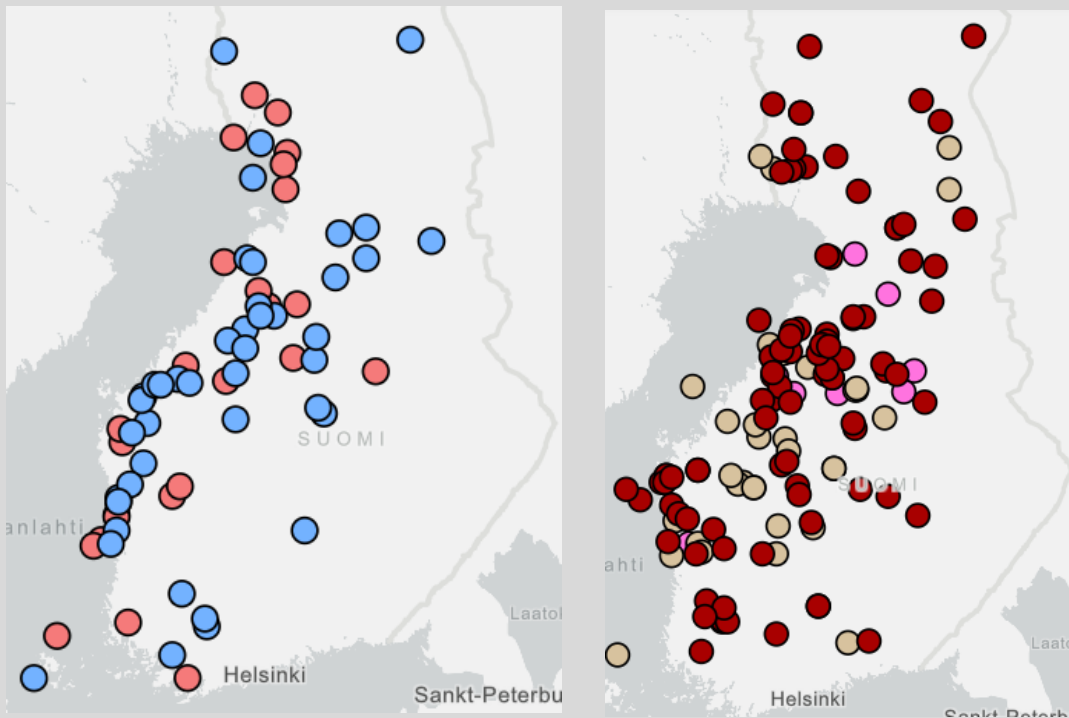
Merituulivoiman investointikustannukset (t€/MW) ovat suuremmat kuin maatuulivoiman ja huipunkäyttöaika on suurempi. Tämän vuoksi liittymän tehomaksun vaikutus merituulivoiman kannattavuuteen on pienempi kuin maatuulivoiman kannattavuuteen.

Liittymän tehomaksulla on tuulivoiman kannattavuuteen selvästi pienempi vaikutus kuin aurinkovoiman kannattavuuteen. Tuulivoiman tuotanto on enemmän paikkasidonnaista kuin aurinkovoiman johtuen osin tuulioloista sekä osin tiukemmista maankäytön ja Puolustusvoimien tutkajärjestelmien asettamista rajoitteista. Kun huomioidaan tuulivoiman paikkasidonnaisuus ja liittymän tehomaksun suhteellisen pieni vaikutus tuulivoiman kannattavuuteen, voidaan arvioida, että liittymismaksu-uudistus ohjaa tuulivoiman sijoittautumista vain vähäisesti. Liittymän tehomaksulla ei ole vaikutusta tuulivoiman kokonaispotentiaalin toteutumiseen huomioiden suuri hankepotentiaali (myös kulutus- ja tasapainoisilla alueilla) ja muiden tekijöiden (investointi, korkotaso) huomattavasti suurempi merkitys.



Kuva 8: Tuotannossa (vihreä) ja rakenteilla (keltainen) olevat tuulivoimalat. Lähde: <https://suomenuusiutuvat.fi/tuulivoima/hankkeet-ja-voimalat-suomessa/karta/> ; kuva otettu 29.10.2024

¹ Tuulivoima - Energiategollisuus, viitattu 26.11.2024



Kuva 9: Tuulivoima, joka on luvitettu (sininen), jonka kaavoitus on tehty (vaaleanpunainen) sekä jonka kaavoitus on aloitettu (tummanpunainen), kaavaehdotus olemassa (ruskea) ja kaavaluonnos tehty (magenta).

Lähde: <https://suomenuusiutuvat.fi/tuulivoima/hankkeet-ja-voimalat-suomessa/kartta/> ; kuva otettu 29.10.2024

6.1.3 Sähkövarastot

Sähköä voidaan varastoida useilla tekniikoilla. Superkondensaattoreita käytetään erittäin lyhyen ajan varastointiin ja verkon tasapainottamiseen; sähköakkuja käytetään sähkön varastointiin sekunneista tunteihin ja pumppuvoimaloita vuorokausitason varastointiin. Seuraavassa tarkastellaan tarkemmin kahta investointimäärältään olennaisinta eli sähköakkuvarastoja ja pumppuvoimaloita.

Sähköakkuvaraston investointikustannukseen vaikuttaa varaston teho (MW) ja varastoitavan energian määrä (MWh). Suomessa toteutetuissa ja suunnitelluissa akkuvarastohankkeissa 1 MW:n tehoa kohti varastoidaan tyypillisesti 1-2 MWh energiaa. Jos tarkastellaan tällaista akkuvarastoa ja oletetaan investoinnin arvoksi 500 – 800 t€/MW, tällöin 110 / 220 kV verkon liittymän tehomaksu (20 t€/MW) on 2,5 – 4,0 % investoinnin arvosta. Vastaavasti 400 kV:n verkon tehomaksu (10 t€/MW) on 1,3 - 2,5 % investoinnin arvosta. Kun huomioidaan edellä laskettu liittymän tehomaksun kustannusvaikutus ja sähköakkuvarastojen kyky sijoittautua suhteellisen vapaasti, ohjaa liittymismaksu-uudistus sähköakkuvarastoja sijoittumaan ensisijassa tuotanto- ja tasapainoisille alueille. Hankepotentiaali kokonaisuudessaan (ks. kuva 10) on niin suuri, ettei liittymän tehomaksulla ole vaikutusta markkinoiden rajoittaman valtakunnallisen kokonaispotentiaalin toteutumiseen.

Pumppuvoimalaitosten investointikustannukset ovat suuremmat kuin sähköakkuvarastoilla. Pumppuvoimalaitosten investointikustannukset vaihtelevat paljon tapauskohtaisesti. Käytetään esimerkkinä julkista Kemijoki Oy:n Ailangantunturin 550 MW hanketta ja sen arvioitua investointikustannusta 800 M€.¹ Tällöin päädytään yksikkökustannukseen 1 450 t€/MW. Koska hanke on teholtaan niin suuri, liittymä pitää tehdä 400 kV:n verkkoon. Tällöin liittymän tehomaksu (10 t€/MW) olisi 0,7 % investoinnin arvosta eli selvästi sähköakkuvarastoa pienempi. Todettakoon, että suunnitteilla olevat pumppuvoimalaitokset Pohjois-Suomessa ovat joko tuotanto- tai tasapainoisella alueella eikä niihin sen vuoksi ole kohdistumassa liittymän tehomaksua.



Kuva 10: Suomeen suunnitellut energian varastointihankkeet EK:n vihreiden investointien dataikkunan² mukaan. Hankkeet ovat pääosin sähköakkuja, joiden lisäksi on pumppuvoimalaitoksia pohjoisessa sekä joitain superkondensaattorivarastoja. Käynnistyneet hankkeet 13 kpl (vaalean harmaa), suunnitteluvaihe 14 kpl (vihreä), investointipäätös tehty 16 kpl (keltainen) ja esiselvitys 3 kpl (tumman harmaa). Kuva otettu 5.11.2024.

¹ Kemijoki Oy on aloittanut Ailangantunturin pumppuvoimahankkeen ympäristövaikutusten arviointimenettelyn | Kemijoki Oy, viitattu 26.11.2024

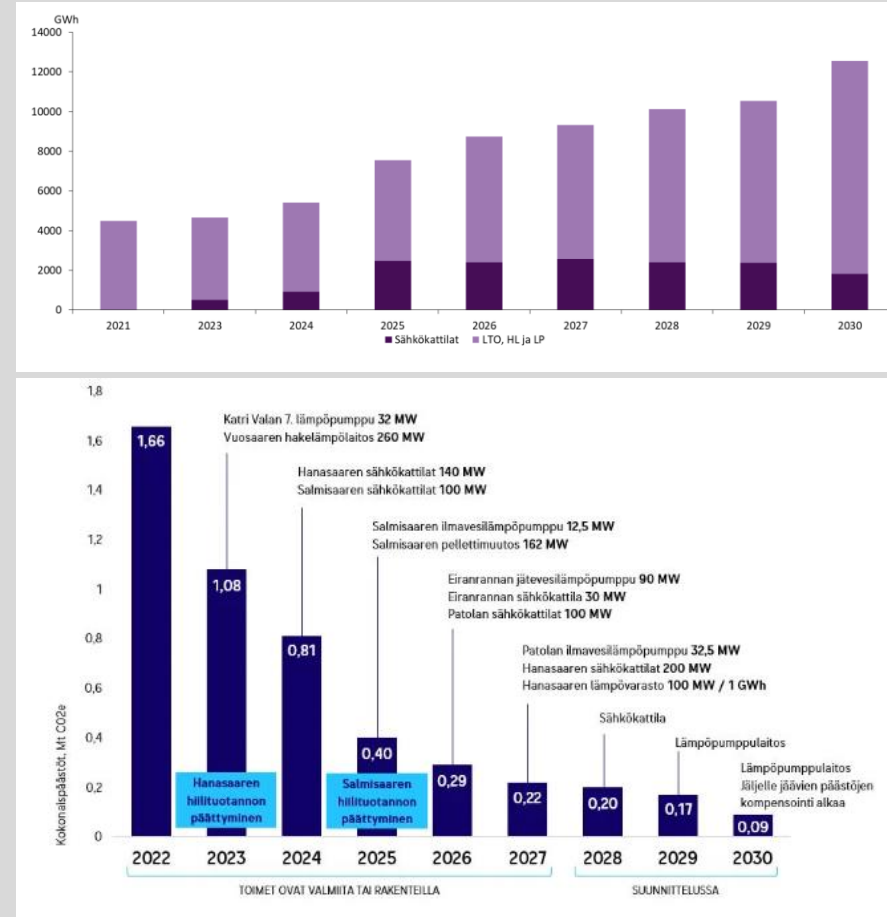
² Vihreiden investointien dataikkuna - Elinkeinoelämän keskusliitto, viitattu 26.11.2024

6.1.4 Sähkökattilat

Sähkökattilainvestointeja on tehty viime aikoina paljon. Energiategollisuus ry:n julkaiseman ennusteen mukaan sähkön perustuva kaukolämmön tuotanto kaksinkertaistuu vuoteen 2030 mennessä (ks. kuva 11, yläosa). Tämän ennusteen mukaan sähkökattilainvestoinnit valmistuisivat jo vuoden 2025 aikana, jonka jälkeen sähköistymisinvestoinnit olisivat lämpöpumppuja. Sähkökattilainvestointeja tapahtuu todennäköisesti myös tämän jälkeenkin. Esimerkiksi Helenin hiilineutraalisuusohjelmassa vuosille 2026 – 2028 ajoittuu yhteensä 330 MW sähkökattilainvestointeja (ks. kuva 11, alaosa).

Sähkökattilainvestoinnin kustannus riippuu siitä, kuinka valmiille paikalle se voidaan tehdä ja tehdäänkö sen yhteyteen jonkinlainen lämpövarasto. Karkeasti sähkökattilan investointikustannus on 100 – 150 t€/MW. Tällöin 110 / 220 kV verkon liittymän tehomaksu (20 t€/MW) on 13 – 20 % investoinnin arvosta. Vastaavasti 400 kV:n verkon tehomaksu (10 t€/MW) on 7 - 10 % investoinnin arvosta. Jos oletetaan sähkökattilan huipunkäyttöajaksi 2 000 tuntia vuodessa ja eliniäksi 25 vuotta, vastaa 110 / 220 kV verkon liittymän tehomaksu noin 0,71 €/MWh lisäystä tuotantokustannukseen. 400 kV verkossa tuotantokustannuksen lisäys on 0,35 €/MWh.

Edellisen perusteella liittymän tehomaksulla on merkitystä yksittäisen hankkeen kannattavuuteen – erityisesti jos sähkökattilan huipunkäyttöaika jää lyhyeksi. Suoraa sijaintia ohjaavaa vaikutusta tehomaksulla ei ole, sillä sähkökattilan sijainnin määrittää paikallinen lämmön ja höyryn tarve. Kokonaispotentiaalinen toteutumiseen liittymän tehomaksun merkityksen voidaan arvioida olevan vähäinen, sillä sen lisäksi pitää suhteuttaa kilpailukyyn muutokseen verrattuna kilpailevaan vaihtoehtoon – käytännössä joko biovoimalaan tai lämpöpumppuratkaisuun (lämmön lähteenä hukkalämpö, merivesi tai ilma). Koska vastaavan lämpömäärän tuottamiseksi tarvittavan lämpöpumppuratkaisun tehontarve on pienempi ja kustannusrakenne pääomapainotteisempi kuin sähkökattilalla, liittymän tehomaksulla on pienempi merkitys lämpöpumppuratkaisun kannattavuuteen. Täten liittymismaksu-uudistus voi joissain tapauksissa ohjata tekemään sähkökattilainvestoinnin sijaan lämpöpumppuinvestoinnin.



Kuva 11: Kaukolämmön sähköistyminen Suomessa¹ (yllä) ja Helenin hiilineutraalisuusohjelman kaukolämpöinvestoinnit (alla)²

¹ Energiavuosi 2023 Kaukolämpö, viitattu 26.11.2024

² Hiilineutraalisuusohjelma | Helen, viitattu 26.11.2024

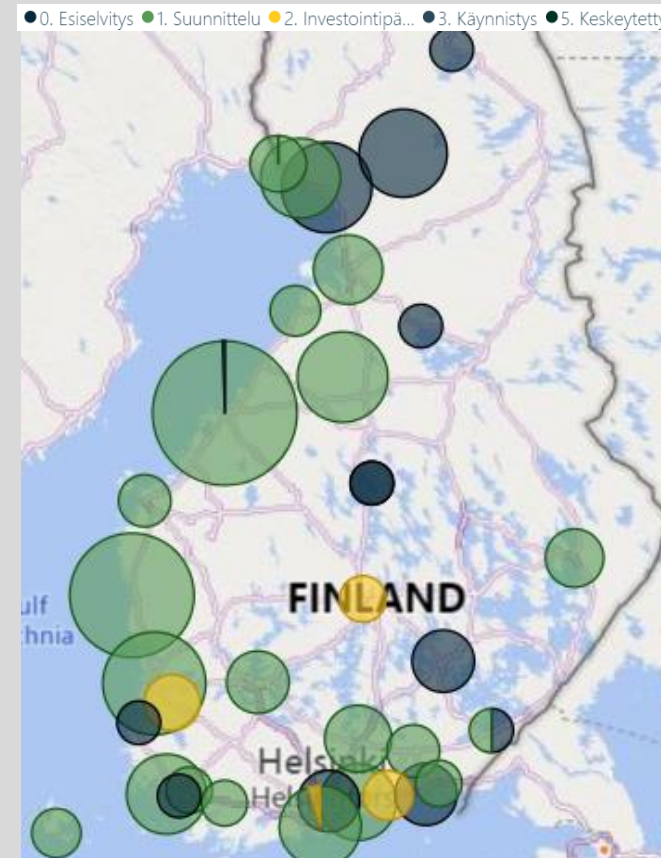
6.1.5 Vedyntuotanto

Suomeen on suunniteltu lukuisia vetyhankkeita, jotka sijoittuisivat pääosin rannikkoalueille, mutta jonkin verran myös sisämaahan. Tällä hetkellä valtaosa hankkeista on suunnitteluvaiheessa (ks. kuva 12). Hankkeiden sijoittumiseen vaikuttaa yhtäältä teollisuuden vedyn tarve, tyypillisesti nykyisillä teollisuusalueilla (mm. Kokkola, Kilpilahti), sekä toisaalta kytkeytyminen uusiutuvan sähkön tuotantoon (erityisesti tuulivoima ja merituulivoima länsirannikolla) sekä satamien läheisyys, mikäli vetyä tai vetyjalosteita on tarkoitus viedä ulkomaille.

Jotta tuotettu vety voidaan luokitella uusituvaksi, sen on täytettävä uusiutuvan energian direktiivin delegoidussa säännöksessä määritetyt vaatimukset (a) lisäisyydelle ja (b) ajalliselle ja maantieteelliselle korrelaatiolle.¹ Ensin mainittu tarkoittaa, että vedyntuotantoon käytettävän sähkön pitää olla peräisin uudesta uusituvasta tuotannosta (1.1.2028 alkaen). Toiseksi mainittu tarkoittaa, että sähkön tuotannon pitää tapahtua samalla aikavälillä (ennen 2030 kuukausitase ja sen jälkeen tuntitase) ja samalla tarjousalueella kuin vedyntuotanto.

Vedyntuotantoon tarvittavan elektrolyysin kustannukset länsimaissa ovat vaihdelleet viime vuosina paljon ja tulevaisuuden hintakehitykseen liittyy epävarmuuksia. Jos oletetaan investointikustannukseksi 1 000 – 2 000 t€/MW, tällöin 110 / 220 kV verkon liittymän tehomaksu (20 t€/MW) on 1,0 – 2,0 % investoinnin arvosta. Vastaavasti 400 kV:n verkon tehomaksu (10 t€/MW) on 0,5 – 1,0 % investoinnin arvosta. Jos oletetaan elektrolyysin huipunkäyttöajaksi 6 000 tuntia vuodessa ja eliniäksi 15 vuotta, vastaa 110 / 220 kV verkon liittymän tehomaksu noin 0,32 €/MWh lisäystä tuotantokustannukseen. Vastaavasti 400 kV verkossa tuotantokustannuksen lisäys on 0,16 €/MWh.

Edellä kuvatun perusteella liittymän tehomaksulla on vähäinen merkitys kannattavuuteen, ja siten myös ohjausvaikutus jää vähäiseksi, eikä tällä ole vaikutusta kokonaispotentiaalin toteutumiseen.



Kuva 12: Suomeen suunnitellut vetyhankkeet EK:n vihreiden investointien dataikkunan² mukaan. Käynnistyneet hankkeet 1 kpl (vaalean harmaa), suunnitteluvaihe 21 kpl (vihreä), investointipäätös tehty 4 kpl (keltainen) ja esiselvitys 12 kpl (tumman harmaa). Kuva otettu 13.11.2024.

¹ [Renewable hydrogen - European Commission](#), viitattu 26.11.2024

² [Vihreiden investointien dataikkuna - Elinkeinoelämän keskusliitto](#), viitattu 26.11.2024

6.1.6 Datakeskukset

Julkisuuteen kerrotut datakeskusinvestoinnit näyttävät painottuvan EK:n vihreiden investointien dataikkunan mukaan eteläiseen Suomeen (ks. kuva 13). Todennäköisesti valmistelussa on hankkeita, jotka eivät näy tässä kartassa eikä niiden tarkemmasta sijainnista ole tietoa.

Datakeskukset ovat investointikustannuksiltaan huomattavasti kalliimpia kuin muut tässä tarkastelussa mukana olleet hanketyypit. Datakeskusten investointikustannukset ovat suuruusluokkaa 10 000 t€/MW.¹ Täten 10 – 20 t€/MW tasolla oleva liittynän tehomaksu on vain murto-osa investoinnin kustannuksista eikä sillä ole vaikutusta hankkeiden kannattavuuteen.

Datakeskusten sijainnin kannalta olennaista on luotettava sähkön saanti sekä muut sähköstä riippumattomat asiat, kuten tietoliikenneyhteydet, sopivan työvoiman saatavuus ja turvallisuusasiat. Täten liittynän tehomaksulla ei ole käytännössä vaikutusta eikä merkitystä sijaintiin eikä siten ohjausvaikutusta. Myöskään kokonaispotentiaalın toteutumiseen liittynän tehomaksulla ei ole suoraa vaikutusta.

Useat datakeskuspalveluja tarjoavat yritykset haluavat käyttää uusiutuvaa sähköä toiminnassaan. Vaikka datakeskusten sähkön uusiutuvuutta ei ole säännelty niin tiukasti kuin esimerkiksi vedyntuotannossa (ks. luku 6.1.5), useiden datakeskustoimijoiden periaatteena on noudattaa samankaltaisia periaatteita lisäisyden sekä ajallisen ja maantieteellisen korrelaation osalta. Siten datakeskusinvestointien houkuttelevuuden ja kokonaispotentiaalın toteutumisen kannalta olennaista on, että Suomeen syntyy uutta uusiutuvaa tuotantoa ja Suomi säilyy yhtenä tarjousalueena.



Kuva 13: Suomeen suunnitellut datakeskushankkeet EK:n vihreiden investointien dataikkunan mukaan. Käynnistyneet hankkeet 3 kpl (vaalean harmaa), suunnitteluvaihe 5 kpl (vihreä), investointipäätös tehty 4 kpl (keltainen) ja esiselvitys 6 kpl (tumman harmaa). Kuva otettu 13.11.2024.

¹ [Data center construction costs by location 2023 | Statista](#), viitattu 26.11.2024.

² [Vihreiden investointien dataikkuna - Elinkeinoelämän keskusliitto](#), viitattu 26.11.2024

6.1.7 Yhteenveto vaikutuksista eri hanketyyppeihin

Edellisten lukujen analyysien perusteella koottu yhteenveto vaikutuksista eri hanketyyppien investointikustannuksiin ja kannattavuuteen on esitetty taulukossa 2. Taulukoon on sisällytetty kaikki tarkastellut hanketyypit lukuun ottamatta pumppuvoimalaitoksia, koska ne sijaitsevat alueilla, johon liittymismaksu-uudistuksella ei ole vaikutusta.

Merkittävin kannattavuusvaikutus kohdistuu aurinkovoimaan. Nykytilaan verrattuna liittymän tehomaksu heikentää yksittäisten hankkeiden kannattavuutta tuotantopainotteisilla alueilla. Täten liittymismaksu-uudistus vaikuttaa valmisteluvaiheessa olevien aurinkovoimahankkeisiin siten, että kulutus- ja tasapainoisilla alueilla olevilla hankkeilla on paremmat edellytykset toteutua kuin tuotantopainotteisilla alueella olevilla hankkeilla.

Tuulivoiman osalta liittymän tehomaksulla on selvästi vähäisempi merkitys yksittäisen hankkeen kannattavuuteen. Vaikutus on noin neljännes verrattuna aurinkovoimaan, mikä johtuu erityisesti tuulivoiman huomattavasti suuremmasta huipunkäyttöajasta verrattuna aurinkovoimaan.

Sähköakkujen osalta vaikutus investointikustannukseen asettuu aurinko- ja tuulivoiman väliin.

Kulutuskohteiden osalta liittymän tehomaksu heikentää sähkökattiloiden kannattavuutta kulutuspainotteisella alueella. Vaikutus investointikustannukseen on erittäin merkittävä, mutta vaikutus kannattavuuteen jää kohtuulliseksi, koska sähkökattiloiden tuotantokustannus painottuu käyttöön ja investoinnin merkitys kokonaiskustannuksista on vähäisempi kuin muilla hanketyypeillä.

Vedyntuotantoon liittymän tehomaksun vaikutus on vähäinen ja datakeskuksiin olematon.

Taulukko 2: Yhteenveto liittymismaksu-uudistuksen vaikutuksista eri hanketyyppien investointikustannuksiin ja kannattavuuteen

	110 / 220 kV		400 kV	
	Osuus investoinnista, %	Lisäkustannus, €/MWh	Osuus investoinnista, %	Lisäkustannus, €/MWh
Aurinkovoima	4,0 %	1,53	2,0 %	0,77
Tuulivoima	1,3 %	0,41	0,6 %	0,20
Sähköakku	2,9 %		1,4 %	
Sähkökattila	20,0 %	0,71	10,0 %	0,35
Vedyn tuotanto	1,3 %	0,32	0,7 %	0,16
Datakeskus	0,2 %		0,1 %	

Taulukossa 3 on esitetty yhteenveto vaikutuksista eri hanketyyppien sijainnin ohjaukseen sekä kokonaispotentiaalin toteutumiseen. Aurinkovoiman osalta syntyy selkeä ohjausvaikutus, koska hankkeet on edullisempi toteuttaa kulutus- ja tasapainoisilla alueilla. Vaikka liittymismaksu-uudistus heikentää aurinkovoiman kannattavuutta tuotantopainotteisilla alueilla, valtakunnallisen kokonaispotentiaalin toteutumiseen liittymismaksu-uudistuksella on korkeintaan vähäinen vaikutus, sillä kulutus- ja tasapainoisilla alueilla on valmistelussa erittäin runsaasti hankkeita.

Aurinkovoiman lisäksi liittymän tehomaksulla on selkeä ohjausvaikutus sähköakkuvarastoihin. Kannattavuusvaikutuksen lisäksi ohjausvaikutusta parantaa se, että sähköakkuvarastojen tilantarve on pieni ja ne voidaan sijoittaa suhteellisen sujuvasti sähköverkon vahvoihin pisteisiin, joita löytyy tuotanto- ja tasapainoisilta alueilta. Tällöin liittymismaksu-uudistuksella ei ole vaikutusta sähköakkuvarastojen valtakunnallisen kokonaispotentiaalin toteutumiseen.

Taulukko 3: Yhteenvedo vaikutuksista eri hanketyyppien kannattavuuteen, ohjausvaikutukseen ja kokonaispotentiaalin toteutumiseen.

Hanketyyppi	Vaikutus yksittäisen hankkeen kannattavuuteen	Ohjausvaikutus siihen, missä hankkeet toteutuvat	Vaikutus kokonaispotentiaalin toteutumiseen
Aurinkovoima	Merkittävä	Kyllä; syynä parempi kannattavuus kulutus- ja tasapainoisilla alueilla	Vähäinen, sillä hankevalmisteluja paljon kulutus- ja tasapainoisilla alueilla
Tuulivoima	Vähäinen	Vähäinen, muut tekijät kertaluokkaa isompia	Erittäin vähäinen
Akkuvarastot	Kohtalainen	Kyllä, sijoituspaikka valittavissa melko joustavasti	Ei vaikutusta
Sähkökattilat	Kohtalainen	Ei, sillä lämmön tarve määrää sijainnin	Erittäin vähäinen; voi korvautua osin lämpöpumpuilla
Vedyntuotanto ja sähköintensiivinen teollisuus	Vähäinen	Vähäinen, muut tekijät kertaluokkaa isompia	Ei vaikutusta
Datakeskukset	Olematon	Ei, muut tekijät kertaluokkaa isompia	Ei vaikutusta

Tuulivoiman kannattavuuteen liittymismaksu-uudistuksella on vähäinen vaikutus. Kun lisäksi huomioidaan tuuliolot sekä kaavoituksen ja Puolustusvoimien tutkajärjestelmien asettamat rajoitteet, voidaan arvioida, että liittynnän tehomaksulla on vain vähäinen ohjausvaikutus tuulivoiman sijoittumiseen. Tuulivoiman valtakunnallisen kokonaispotentiaalin toteutumiseen uudistuksella tuskin on vaikutusta, sillä sitä rajoittaa enemmän muut ulkoiset tekijät kuten korkotaso ja komponenttien kustannuskehitys sekä kotimaiset muut ohjauskeinot, kuten luvituksen nopeus ja vaatimukset tuulivoimaloiden sijoittumiselle suhteessa asutukseen.

Sähkökattiloihin liittynnän tehomaksulla ei ole käytännön ohjausvaikutusta, koska sijainnin ratkaisee lämmön ja höyryn tarve. Joissain tapauksissa, etenkin jos hukkalämmön lähteitä on käytettävissä, muutos saattaa suosia lämpöpumppuja, koska lämpöpumput pystyvät tuottamaan saman energiamäärän pienemmällä liittymäteholla kuin sähkökattilat.

Vedyntuotantoon liittynnän tehomaksulla voi olla vähäinen ohjausvaikutus joissain tapauksissa, jos tuotanto ei ole sidottu tiettyssä paikassa tapahtuvaan kulutukseen. Esimerkiksi sellaisissa vetyhankkeissa, joissa vety jatkojalostetaan esimerkiksi ammoniakiksi ja kuljetetaan laivalla muualle, hankkeet saattaa ohjautua etelän satamista (kulutuspainotteinen alue) lännen (tuotantopainotteinen alue) satamiin. Kokonaispotentiaalin toteutumiseen liittymismaksu-uudistuksella ei ole vaikutusta.

Datakeskusten sijoittumiseen liittymismaksu-uudistuksella ei ole vaikutusta eikä siten kokonaispotentiaalin toteutumiseen. Datakeskusten sijoittumiseen vaikuttavat enemmän sähköntoimituksen luotettavuus, tietoliikenneyhteydet, turvallisuusasiat ja työvoiman saatavuus.

Tarkasteltujen hanketyyppien lisäksi Suomeen pyritään houkuttelemaan myös muuta puhtaan siirtymän teollisuutta, kuten akkuarvoketjun eri osien valmistusta, kemianteollisuutta sekä vihreän teräksen tuotantoa. Näiden teollisten kohteiden investointikustannukset suhteessa liittymismaksu-uudistuksen aiheuttamiin kustannuksiin asettuvat tarkasteltuihin hanketyyppihin verrattuna pääosin vedyntuotannon ja datakeskusten väliin. Taulukossa 3 nämä sähköintensiiviset teollisuusinvestoinnit on konservatiivisesti sijoitettu vedyntuotannon kanssa samalle riville. Liittymismaksu-uudistuksen aiheuttamalla lisäkustannuksella on siten vähäinen vaikutus niiden kannattavuuteen. Samoin voidaan arvioida, ettei uudistuksella ole juuri ohjausvaikutusta eikä vaikutusta toteutuvaan kokonaispotentiaaliin, koska näissä teollisissa kohteissa muut tekijät (sopiva tontti, edellytykset sujuvalle luvittamiselle, työvoiman saatavuus, tarvittavan infrastruktuurin olemassaolo ja logistiset yhteydet) ovat kertaluokkaa tärkeämpiä tekijöitä.

6.2 Eri vaihtoehtojen vaikutusten vertailu

Liittynän tehomaksulle vaihtoehtojen mallien vertailussa olennaista on arvioida niiden vaikutusta eri toimijoiden kustannuksiin sekä laajemmin sähkökäyttäjiiin. Tässä luvussa tarkastellaan kustannuksia ja niiden kohdistumista eri hanketyypeille ja kantaverkon käyttäjille. Vaikutuksia puhtaaseen siirtymään ja Suomen kilpailukykyyn arvioidaan erikseen luvuissa 6.3 ja 6.4.

Tarkastelun lähtökohtana on oletus, että sähkönkulutus Suomessa kasvaa nopeasti seuraavien vuosien aikana. Fingrid on ennustanut, että vuonna 2026 Suomen sähkönkulutus on 88 TWh ja vuonna 2030 se olisi 126 TWh.¹ Nopea kasvu aiheuttaa tarpeen kehittää kantaverkkoa. Vuosina 2026-2030 Fingrid on suunnitellut vahvistavansa kantaverkkoa ja erityisesti sen pohjois-eteläsuuntaista kapasiteettia noin 2 000 M€:lla.

Fingridin kulutusennusteiden mukaisesti oletetaan, että vuosina 2026-2030 sähkönkulutuksen kasvusta 60 % tulisi datakeskuksista ja energiaintensiivisestä teollisuudesta (mm. akkuarvoketju), 20 % vedyntuotannosta, 10 % sähkökattiloista ja 10 % muusta kulutuksesta (sis. mm. liikenteen, kotitaloudet ja palvelut sekä häviöt). Oletetaan, että muun kulutuksen liityntätehot jäävät niin pieneksi, ettei niiltä peritä tehomaksua. Tehoina edellä kuvattu tarkoittaisi 1,3 GW vedyntuotannon, 1,9 GW sähkökattiloiden sekä 2,6 GW datakeskusten ja teollisuuden liityntätehoa. Oletetaan, että datakeskuksista ja teollisuudesta 60 %, vedyntuotannosta 40 % ja sähkökattiloista 80 % sijoittuu kulutuspainotteiselle alueelle. Uudistuksen ohjausvaikutuksena oletetaan, että 5 % vetyhankkeista ohjautuu tuotanto- tai tasapainoiselle alueelle; sähkökattiloissa, datakeskuksissa ja teollisuudessa ei oleteta ohjausvaikutusta.

Vastaavasti tuotannon osalta oletetaan, että uudesta sähköntuotannon energiamäärästä 80 % on tuulivoimaa ja 20 % aurinkovoimaa. Tämä tarkoittaisi 8,7 GW tuulivoiman ja 8,9 GW aurinkovoiman liityntätehoa. Oletetaan, että tuulivoimasta 90 % ja aurinkovoimasta 35 % sijoittuisi tuotantopainotteiselle alueelle. Uudistuksen ohjausvaikutuksena oletetaan, että ilman sitä aurinkovoimahankkeista 50 % olisi ollut tuotantopainotteisella alueella, jolloin ohjausvaikutus on 15 %. Tuulivoiman ohjausvaikutuksen oletetaan olevan 5 % liityntätehosta.

Edellisten lisäksi oletetaan, että akkuvarastoja asennetaan 1 GW. Ilman ohjausvaikutusta niistä tulisi 50 % kulutuspainotteiselle alueelle; ohjausvaikutuksen jälkeen 30 %.

Edellisten oletusten vallitessa tehtyjen laskelmien perusteella, jossa on oletettu aiemmin kuvatut liittynän tehomaksut (20 t€/MW 110/220 kV:n verkossa ja 10 t€/MW 400 kV:n verkossa), viiden vuoden tarkasteluajana liittynän tehomaksuilla kerättäisiin yhteensä 229 M€ (ks. taulukko 4). Laskelmassa on oletettu, että liittynnoista puolet olisi 400 kV:n verkossa, paitsi sähkökattiloissa, jotka liittyisivät kaikki 110 kV verkkoon, ja aurinkovoimassa, josta 80 % liittyisi 110 kV verkkoon. Näissä kahdessa hanketyypissä 20 % jäisi alle tehomaksun 10 MW tehorajan. Muissa hanketyypeissä (pl. muu kulutus kokonaan) liittynät ylittäisivät tehorajan.

Taulukko 4. Arvio liittynän tehomaksuilla kerättävistä maksuista vuosina 2026-2030 skenaariossa, joka mahdollistaisi sähkön kulutuksen kasvun 88 TWh:sta 126 TWh:iin.

	Energia, TWh	Teho, GW	Osuus maksu- alueella, %	Ohjaus- vaikutus, %	Ohjaus- vaikutus, GW	Alueelliset liittynän tehomaksut, M€
Kulutus						
Sähkökattilat	3,8	1,9	80 %	0 %	0,0	30
Vedyn tuotanto	7,6	1,3	40 %	5 %	0,1	8
Datakeskukset ja teollisuus	22,8	2,6	60 %	0 %	0,0	24
Muu kulutus (sis. liikenne ja kotital.)	3,8	1,0	60 %	0 %	0,0	0
Tuotanto						
Tuulivoima	30,4	8,7	90 %	5 %	0,4	117
Aurinkovoima	7,6	8,9	35 %	15 %	1,3	45
Sähkövarastot						
Akkuvarastot		1,0	30 %	20 %	0,2	5
Yhteensä						229

¹ Sähkön tuotannon ja kulutuksen kehitysnäkymät Q3 2024 - Fingrid, viitattu 26.11.2024

Tarkastellaan seuraavaksi vaihtoehtoa, että vastaava summa (229 M€) kerättäisiin kantaverkkopalvelumaksujen alueellisilla maksuilla, jotka kohdistuisivat kaikkeen tuotantopainotteisen alueen tuotantoon ja kaikkeen kulutuspainotteisen alueen kulutukseen.

Fingrid on arvioinut, että vuonna 2030 kulutuspainotteisella alueella tapahtuisi 60 % Suomen kulutuksesta ja tuotantopainotteisella alueella 80 % tuotannosta. Jos maksurasite kohdistettaisiin kulutuspainotteisen alueen ottomaksuun ja tuotantopainotteisen alueenantomaksuun, päädytään 0,30 €/MWh korotukseen ottomaksuun ja 0,23 €/MWh korotukseenantomaksuun. Vertailun vuoksi todettakoon, että vuoden 2025 ottomaksu on 0,99 €/MWh jaantomaksu 0,66 €/MWh.

Mikäli alueellinen maksu määritettäisiin tehon perusteella, tarkoittaisi tämä sitä, että voimalaitosten tehomaksua korotettaisiin tuotantopainotteisilla alueilla ja kulutukselle luotaisiin uusi tehomaksu kulutuspainotteiselle alueelle. Tällöin alueellinen voimalaitosten tehomaksu nostaisi tuotantopainotteisella alueella kaikkien voimalaitosten tehomaksua 63 €/MW,kk (vuonna 2025 voimalaitosten tehomaksu on 175 €/MW,kk) ja kulutuksen tehomaksun olisi oltava 110 €/MW,kk. Edellä on oletettu, että alueellisilla tehomaksuilla kerättäisiin sama summa sekä tuotannolta että kulutukselta. Kulutuksen tehomaksu on suurempi sen takia, että kulutuksen asennettu teho on pienempi kuin tuotannon asennettu teho eli jakaja on pienempi. Edellä on oletettu, että kulutuksen tehomaksu määräytyisi kuluttajien liityntätehon mukaan; ei rajapistemittauksen perusteella kantaverkkoon näkyvän tehon mukaan.

Koska edellä mainituissa tarkasteluissa maksut kohdistuisivat myös olemassa olevaan verkkokäyttäjiiin, johtaisi se siihen, että uusien liittyjien osuus maksuista olisi selvästi pienempi, mikäli käytetään edellä mainittuja oletuksia. Taulukossa 5 on esitetty, miten maksut jakaantuisivat eri vaihtoehtoissa eri hanketyyppien kesken ja kuinka paljon alueiden muut verkon käyttäjät maksaisivat eri vaihtoehtoissa. Laskelma on suuntaa-antava ja tuo esille eri vaihtoehtojen vaikutusten merkittävimmät erot. Tuotannon osalta aurinkovoimalle on iso merkitys onko maksu teho- vai energiapohjainen. Ero johtuu aurinkovoiman lyhyestä huipunkäyttöajasta.

Taulukko 5. Arvio maksujen jakautumisista eri vaihtoehtoissa, kun kaikissa vaihtoehtoissa kerätään sama kokonaissumma 2026-2030.

	Alueelliset liittyvän tehomaksut, M€	Maksut jos alueellinen anto/ottomaksu, M€	Maksut jos alueellinen teho-maksu, M€
Kulutus	26,9 %	49,5 %	39,6 %
Sähkökattilat	30	5	10
Vedyn tuotanto	8	5	3
Datakeskukset ja teollisuus	24	21	10
Muu kulutus (sis. liikenne ja kotital.)	0	3	4
Tuotanto	71,0 %	50,5 %	59,6 %
Tuulivoima	117	31	30
Aurinkovoima	45	3	12
Sähkövarastot	2,1 %	0,0 %	0,8 %
Akkuvarastot	5	0	1
Uudet liittyjät yhteensä 2026-2030	229	67	70
Uudet liittyjät keskimäärin vuodessa	46	13	14
Muut verkon käyttäjät yhteensä 2026-2030	0	161	159
Muut verkon käyttäjät keskimäärin vuodessa	0	32	32

Huomiona voidaan todeta, että edellä mainituista vaihtoehtoista tehopohjainen vaihtoehto huomioi aiheuttamisperiaatteen paremmin kuin energiapohjainen vaihtoehto, koska verkon vahvistustarpeen määrittää teho. Lisäksi energiapohjaisissa maksuissa on huomioitava, että tuotannonantomaksun korotus heijastuisi suoraan sähkön tukkumarkkinoille tarjoushintojen kautta, mikä olisi haitallinen sivuvaikutus. Merkittävin ero olisi kuitenkin se, että vaihtoehtoissa malleissa maksu kohdistuisi olemassa oleviin voimalaitoksiin tuotantopainotteisilla alueilla ja kaikkeen kulutukseen kulutuspainotteisilla alueilla.

Edellä esitettyjen laskelmien osalta on hyvä huomata, että käytännössä liittymissopimuksen tekemisen ja tuotannon / kulutuksen aloittamisen välissä on aikaero, joka on yhdestä kolmeen vuoteen. Tämän vuoksi valtaosa vuonna 2026 tulevasta uudesta tuotannosta ja kulutuksesta ehtii tehdä liittymissopimuksen ennen uudistuksen voimaantuloa (alustavasti 1.1.2026). Toisaalta vuonna 2030 liittymissopimuksen tehneet toimijat aloittavat toimintansa tyypillisesti vasta vuosina 2031 ja 2032. Laskelmissa on oletettu, ettei eri vuosien kesken ole merkittävää eroa, jolloin aikaviivettä ei tarvitse mallittaa vaan riittää, että liityntöjä ja tuotantoa / kulutusta tarkastellaan viiden vuoden ajanjaksolla.

Vaihtoehtoinen malli, jossa Suomi jaettaisiin useampaan tarjousalueeseen nähtiin haastatteluissa ja lausunnoissa erittäin huonona vaihtoehtona. Haastatteluissa korostettiin, että yhden tarjousalueen säilyttäminen ei ole vain ”saavutettu etu”, josta ei haluta luopua, vaan sen lisäksi mm. vedyntuottajat ja useat datakeskustoimijat haluavat, että heidän ostamansa sähkö on tuotettu samalla tarjousalueella kuin se kulutetaan. Esimerkiksi vedyn luokittelu uusituvaksi edellyttää, että käytetty sähkö on hankittu samalta tarjousalueelta, missä vety tuotetaan. Tämän vuoksi yksi tarjousalue nähtiin tärkeänä tekijänä houkutellessa investointeja Suomeen. Koska tarjousaluejakoa ei nähty markkinoiden kannalta toivottavana vaihtoehtona, ei sen osalta ole tehty laskelmia.

Lopuksi on tarpeen katsoa kantaverkkoinvestointien vaikutusta kantaverkon käyttäjiltä perittäviin maksuihin. Fingridin hinnoittelun kohtuullisuutta valvoo Energiavirasto valvontamallilla, jossa hinnoittelu perustuu verkkoon sidottuun pääomaan ja sille saatavaan kohtuulliseen tuottoon.

Mikäli edellä mainitun kehityksen toteutuminen ilman ohjausvaikutusta edellyttäisi 2 000 M€ investointeja pohjois-eteläsuuntaiseen siirtokapasiteettiin vuosina 2026-2030, tarkoittaisi se nykyisen valvontamallin puitteissa keskimäärin noin 100 M€ /v lisämaksuja verkon käyttäjille seuraavan 50 vuoden aikana. Tästä 40 M€/v olisi hankinta-arvosta laskettuja tasapoistoja ja keskimäärin 60 M€/v kohtuullista tuottoa sijoitetulle pääomalle, kun laskelmissa käytetään 6 % kohtuullista tuottoastetta.

Kohtuullinen tuotto olisi aluksi verkon ollessa uutta 120 M€/v, ja se laskisi lineaarisesti verkon ikääntyessä siten, että 50 vuoden päästä kohtuullinen tuotto olisi 0 M€/v.

Edellä kuvattujen laskelmien perusteella liittymän tehommaksulla voitaisiin ohjata aurinkovoimahankkeita 1,3 GW ja akkuhankkeita 0,4 GW (ks. taulukko 4) toteutumaan suotuisammilla alueilla. Täten voidaan karkeasti arvioida, että ohjausvaikutuksella voitaisiin välttää yksi 1 GW:n siirtoyhteys pohjoisesta etelään, jonka arvo on noin 400 M€. Tällöin saavutettu säästö selvästi suurempi kuin liittymän tehommaksulla liittyjiltä kerättävä rahasumma (229 M€). Samoin tämä säästö alentaisi verkonkäyttäjien maksuja hinnoittelun kohtuullisuuden valvontaperiaatteiden perusteella keskimäärin 25 M€/v verrattuna tilanteeseen ilman ohjausvaikutusta.

Tässä yhteydessä on tärkeä huomauttaa, että kantaverkkoinvestointien mahdollistamat lisätulot Fingridille, jotka Energiaviraston valvontamalli sallii, eivät tarkoita suoraan yksikköhintojen nousua, koska samaan aikaan verkkoon tulee lisää tuottajia ja kuluttajia jakamaan Fingridin aiemmin tekemien investointien maksurasitetta. Täten nykyiset verkon käyttäjät hyötyvät uusista tuottajista ja kuluttajista, jotka tulevat verkkoon liittymisensä jälkeen osallistumaan kustannusten jakamiseen valvontamallin asettaman tulokaton puitteissa. Haittaa voi syntyä siinä tapauksessa, että kantaverkkoinvestoinnit tehdään, mutta uutta tuotantoa ja kulutusta ei synny tai sen määrä jää vähäiseksi. Toisaalta on tärkeä ymmärtää, ettei uutta tuotantoa ja kulutusta voi syntyä, jollei kantaverkkoon tehdä investointeja liittymiskapasiteetin kasvattamiseksi etupainotteisesti.

6.3 Vaikutukset puhtaaseen siirtymään

6.3.1 Kokonaispotentiaalinen toteutuminen

Puhtaan siirtymän toteutumiseen vaikuttaa ennen kaikkea ilmasto- ja energiapolitiikan taloudellinen ohjaus, teknologinen kehitys sekä markkinoiden kyky toteuttaa puhdasta siirtymää joko vapaaehtoisesti tai säätelyn velvoittamana. Tässä yhteydessä tarkastellaan liittymismaksu-uudistuksen vaikutuksia puhtaan siirtymän kokonaispotentiaaliseen toteutumiseen suhteessa siihen kehitykseen, mitä markkinoilla muutoin tapahtuu. Sama pätee myös seuraavan luvun toteutumistahdin arviointiin.

Puhtaan siirtymän toteutuminen edellyttää, että uusi puhdas tuotanto ja kulutus löytävät toisensa. Suurimmat lähiajan kulutuksen kasvusta vastaavat hanketyypit ovat datakeskukset, vihreää vetyä tuottavat tai kuluttavat teollisuuslaitokset, muut energiaintensiiviset teollisuuslaitokset sekä sähkökattilat. Näistä hanketyypeistä datakeskukset ja vetyä tuottavat ja jalostavat laitokset hankkivat sähkönsä uusiutuvista energialähteistä pääosin PPA-sopimuksin. Lisäksi vaateena hankittavalle sähkölle on usein joko säätelyn velvoittamana tai vapaaehtoiselta pohjalta, että tuotettu sähkö on uutta tuotantoa sekä tapahtuu samalla tarjousalueella ja ajallisesti samaan aikaan. Tuottajat puolestaan ovat kertoneet, että uusien hankkeiden käynnistymisen ehtona ja rahoittajien vaatimuksena on yleensä PPA-sopimus. Täten liittymismaksu-uudistukset vaikutuksen arvioinnin kannalta on tarpeen arvioida (a) luoko liittymisen tehomaksu esteen kulutusinvestoinneille tai niiden järkevälle sijoittumiselle ja (b) muodostuuko tuotantoinvestoinneille sellainen lisäkustannus, että se nostaa PPA-hintaa niin paljon, ettei sopimusta synny.

Datakeskukset eivät altistu liittymisen tehomaksun kautta sellaiselle lisäkustannukselle, jolla olisi merkitystä investointipäätökseen. Jos ne hankkivat sähkönsä sekä aurinko- että tuulivoimaa tuottavista laitoksista, niille ei kohdistu lisäkustannusta liittymisen tehomaksusta, jos tuotanto tapahtuu kulutus- tai tasapainoisessa alueella. Etenkin aurinkovoiman osalta tarjolla näyttäisi olevan paljon hankkeita kulutus- ja tasapainoisilla alueilla. Tuulivoiman osalta jatkossakin valtaosa hankkeista sijoittuu tuotantopainotteisille alueille, jolloin siitä syntyy lisäkustannus,

joka on luokkaa 0,2 – 0,4 €/MWh. Jos oletetaan karkeasti, että PPA-hinta olisi luokkaa 40-50 €/MWh, olisi liittymisen tehomaksusta tuleva lisäkustannus sähkölle alle yhden prosentin. Kun tämä suhteutetaan datakeskuksen investointi- ja käyttökustannuksiin, ei tämän voida olettaa vaarantavan hankkeiden toteutumista.

Vedyntuotannon osalta lisäkustannusta ei synny, jos vedyntuotanto tapahtuu tuotantopainotteisella alueella ja sähkön tuotanto kulutus- tai tasapainoisella alueella. Huonoin tilanne syntyy, jos vety tuotetaan kulutuspainotteisella alueella ja sähkö tuotetaan tuotantopainotteisella alueella. Tällöin näiden yhteisvaikutuksena syntyy sähkölle 0,4 – 0,7 €/MWh lisäkustannus. Tämä tarkoittaisi vajaan 1 €/MWh tuotetun vedyn hinnassa huomioiden elektrolyysin hyötysuhde. Vuonna 2030 uusiutuvan vedyn hintatason on arvioitu olevan Euroopassa luokkaa 5-6 €/kg eli 150-180 €/MWh.¹ Tällöin maksimissaankin liittymisen tehomaksun lisäkustannus olisi reilusti alle yhden prosentin lopputuotteen hinnasta. Vedyn jatkojalosteissa vieläkin vähemmän.

Kulutuspainotteisella alueella olevalle sähkökattilalle liittymisen tehomaksun lisäkustannus ostettavalle sähkölle on 0,4 – 0,7 €/MWh. Huomioiden kattilahuuhtelusuhteet ja kaukolämpöverkon häviöt, vaikutus lopputuotteen eli kaukolämmön hintaan on 0,5 – 0,9 €/MWh. Vuonna 2023 kaukolämmön lämmön myynnillä painotettu verollinen keskihinta oli 101 €/MWh² eli verottomaan keskihintaan nähden lisäkustannus olisi noin yhden prosentin luokkaa. Lisäkustannus tuskin on sellainen, että sähkökattilainvestointi jäisi tekemättä ja sen sijaan investoitaisiin biovoimalaan. Todennäköisesti lisäkustannus siirtyisi ainakin osittain kaukolämmön loppuhintaan eli kaukolämpöasiakkaiden maksettavaksi.

¹ [The price of green hydrogen: How and why we estimate future production costs - International Council on Clean Transportation](#), viitattu 26.11.2024

² [Kaukolämpötilasto_2023.pdf](#), viitattu 26.11.2024

Edellisen perusteella voidaan todeta, ettei liittymismaksu-uudistus vaaranna siinä määrin sähkön uutta kysyntää eikä sitä varten tarvittavaa uusiutuvaa sähköntuotantoa, että sillä olisi vaikutusta puhtaan siirtymän toteutumiseen kokonaisuudessaan. Kun huomioidaan kantaverkon liityntäkyselyjen tehomäärät (noin 400 GW tuotantoa, 60 GW kulutusta ja 20 GW sähkövarastoja)¹ voidaan todeta, että kokonaispotentiaali on riittävä, vaikka joidenkin yksittäisten hankkeiden kannattavuus heikkenekin uudistuksen seurauksena.

6.3.2 Toteutumistahti

Vaikutustenarvioinnin aikana tehdyissä haastatteluissa tuli selkeästi ilmi, että toteutumistahtia kannalta pullonkaulana on luvituksen hitaus niin puhtaan siirtymän investointien kuin uuden verkon rakentamisen osalta. Tämän vuoksi lyhyellä aikavälillä, ennen kuin kantaverkon uudet etelä-pohjoissuuntaiset yhteydet saadaan rakennettua, olennaista olisi pystyä hyödyntämään nykyisen verkon kapasiteettia mahdollisimman tehokkaasti. Tässä tärkeä asia on uuden tuotannon ohjaaminen enemmän kulutus- ja tasapainoiselle alueelle ja etenkin vapaammin sijoitettavien sähkövarastojen ohjaaminen tuotanto- tai tasapainoisille alueille.

Kun huomioidaan aiemmin raportissa kuvatut ohjausvaikutusten realiteetit, voidaan tiivistäen todeta, että liittymismaksu-uudistuksen taloudellisella ohjauksella voidaan saada aikaan seuraavat vaikutukset, joilla osaltaan voidaan nopeuttaa uusia puhtaan siirtymän liityntöjä verrattuna tilanteeseen, ettei liitynnän tehomaksuja oteta käyttöön:

- 1) Aurinkovoiman toteutumisesta osa ohjautuu tuotantopainotteiselta alueelta kulutus- ja tasapainoiselle alueelle. Tämä vapauttaa samalla liittymiskapasiteettia tuulivoimalle sekä kannustaa tuuli-aurinko hybridien rakentamista, sillä samalla liittymäteholla voidaan tuottaa enemmän energiaa.
- 2) Sähköakkuvarastot ohjautuvat tuotanto- ja tasapainoisille alueille, mikä vapauttaa liityntäkapasiteettia kulutuspainotteisella alueella sähkökattiloille ja muulle kulutukselle. Sähköakkuvarastojen sijoittumista verkon kannalta suotuisiin paikkoihin voidaan vauhdittaa myös Fingridin muulla ohjeistuksella, jota on jo tehty.

6.4 Vaikutukset Suomen kilpailukykyyn

Suomen kilpailukykyä arvioitaessa pitää vertailla toimintaympäristöämme muihin maihin. Suotuisa toimintaympäristö edellyttää vakaata ja ennustettavaa sääntelyä, sujuvaa luvitusta ja kaavoitusta, kohtuullista kustannustasoa, toimivaa infrastruktuuria sekä koulutetun työvoiman saatavuutta. Kantaverkon liittymismaksu-uudistuksella on sinänsä vain hyvin rajallinen vaikutus tähän kokonaisuuteen. Silti on tarpeen arvioida, miten Suomi vertautuu liittymismaksujen osalta muihin vakaisiin ja toimintaympäristöltään kaltaisiin Pohjoismaihin - tässä yhteydessä voidaan tarkastella raportissa käsiteltyjä maita eli Ruotsia ja Tanskaa.

Yleisellä tasolla Suomen etu on yksi tarjousalue, jonka merkitys korostuu tulevaisuudessa, kun sähkön suuret kuluttajat (etenkin vedyntuottajat ja datakeskukset) haluavat hankkia tuotetun sähkön samalta tarjousalueelta. Täten yhden tarjousalueen säilyttäminen on tärkeä asia.

Tuotannon liittymismaksujen osalta Suomen asema Tanskaan verrattuna on huomattavasti parempi. Liittymismaksu-uudistuksen jälkeenkin tuotannon liittymismaksu tuotantopainotteisella alueella on pienempi kuin Tanskassa – niin tuotanto kuin kulutuspainotteisella alueella. Kulutuksen osalta tilanne on toinen. Tanskassa ei ole tehomaksuja, ja siellä annetaan suurille kuluttajille alennusta kiinteästä energiamaksusta. Tarkoituksena on houkuttaa Power-to-X investointeja.

Ruotsissa liittymismaksut ovat sijaintikohtaisia ja kustannukset riippuvat liittymispisteestä. Tyypillisesti Ruotsissa liittymismaksut ovat suurempia kuin Suomessa, koska liittyjä maksaa laajemmin liittymisestä aiheutuvat kustannukset. Viime aikaisen uudistuksen jälkeen Ruotsi on lähestymässä Suomen käytäntöä, sillä mikäli liitynnän yhteydessä tarvittavat verkon vahvistukset palvelevat muita verkon käyttäjiä, voi Svenska Kraftnät vastata verkon vahvistamisesta.

Kokonaisuudessaan liittymismaksu-uudistus ei vaaranna Suomen kilpailukykyä, mutta kilpailu investoinneista on kovaa ja siksi tilannetta on tarpeen seurata ja arvioida säännöllisesti. Todettakoon, että muilla ohjauskeinoilla, kuten tuilla ja verohelpotuksilla, voidaan vaikuttaa kilpailukykyyn huomattavasti enemmän kuin liittymismaksuilla.

¹ johdon-katsaus-2-2024-suomi.pdf, viitattu 10.12.2024

6.5 Muita huomioitavia vaikutuksia

6.5.1 Liittyminen kantaverkkoon vs. jakeluverkkoon

Haastattelujen perusteella liittynnän tehomaksun ulottaminen suurjännitteisiin jakeluverkkoihin Fingridin alkuperäisen esityksen mukaisesti osoittautui vaikeasti toteutettavaksi, ja jakeluverkonhaltijat vastustivat myös tätä ehdotusta. Seuraavassa on arvioitu, millaisia vaikutuksia eri toteutustavoilla olisi liittyjiin ja suurjännitteisiin jakeluverkkoihin sekä miten hyvin aiheuttamisperiaate ja ohjausvaikutus toteutuisivat eri vaihtoehdoissa. Tarkastelu koskee vain sellaista tapausta, että liittyjällä (esim. sähköakkuvarasto), olisi mahdollisuus valita liittykö se kantaverkkoon vai suurjännitteiseen jakeluverkkoon. Tavallisesti liittyjällä ei ole tätä mahdollisuutta, vaan se joutuu liittymään lähimpään verkon kannalta soveltuvaan pisteeseen.

Mikäli liittynnän tehomaksu ulotetaan suurjännitteisiin jakeluverkkoihin Fingridin ehdottamalla mallilla, huomioituisi kantaverkon näkökulmasta aiheuttamisperiaate ja ohjausvaikutus riippumatta siitä kumpaan verkkoon liitytään. Liittyjän kannalta tilanne säilyisi nykyisen kaltaisena eli liityntä kantaverkkoon olisi kannattavampi, koska silloin liittyjä välttyisi suurjännitteisen jakeluverkon kapasiteettivarausmaksulta. Tämä tarkoittaisi suurjännitteiselle jakeluverkonhaltijalle, että se joutuisi perimään liittynnän tehomaksun liittyjältä ja tilittämään sen kantaverkolle. Mikäli näin meneteltäisiin, olisi hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmissä selkeästi määritettävä, että kyseinen maksu olisi läpilaskutuserä eikä pienentäisi valvontamenetelmien mukaista tulokattoa. Todettakoon, että yllä oleva menettelytapa ei ole nykyilainsäädännön puitteissa mahdollinen vaan edellyttäisi lainsäädännön muutoksen.

Mikäli liittynnän tehomaksu perittäisiin ainoastaan kantaverkkoon liittyjältä jäisi aiheuttamisperiaate ja ohjausvaikutus puolittiehen. Liittyjän kannalta edullisin vaihtoehto olisi suotuisalla alueella aina kantaverkko, koska silloin liittynnän tehomaksua ei perittäisi, kun taas suurjännitteisessä jakeluverkossa liittyjä joutuisi maksamaan kapasiteettivarausmaksun. Liittynnän tehomaksun alueella tilanne riippuu suurjännitteisen jakeluverkon kapasiteettivarausmaksusta. Esimerkiksi 1.2.2025 voimaan tulevan hinnaston mukaan Caruna Oy:n kapasiteettivarausmaksu on 25,8 €/MW ja Caruna Espoo Oy:n 11,8 t€/MW.

Jos Fingridin liittynnän tehomaksu olisi 20 t€/MW, olisi tällöin esim. sähköakkuvaraston edullisempaa liittyä Caruna Espoon verkkoon kuin Fingridin verkkoon Etelä-Suomen kulutuspainotteiselle alueelle. Kaikkein edullisinta toki olisi liittyä Fingridin tuotanto- tai tasapainoiselle alueelle, jolloin lisäkustannusta ei syntyisi lainkaan. Huomattakoon, että edellä tehty tarkastelu koskee ainoastaan liittymismaksuja. Tämän lisäksi sijoittumisen kannattavuuteen vaikuttaa jakeluverkkoyhtiöiden perimät siirtomaksut. Täten liittyjän kannalta voi olla silti kannattavampi liittyä kantaverkkoon, kun huomioidaan kustannukset koko elinkaaren ajalta.

Liittynnän tehomaksun voisi ulottaa jakeluverkkoon erilaisin mallein. Yksi vaihtoehto on malli, jossa suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyjältä laskutettaisiin liittynnän tehomaksu, mutta liittyjä saisi vähentää suurjännitteisen jakeluverkon kapasiteettivarausmaksun liittynnän tehomaksusta (tai siihen määrään, mikä liittynnän tehomaksu on). Tällöin liittyjän kannalta maksu olisi samansuuruinen riippumatta siitä, liittykö se kantaverkkoon vai suurjännitteiseen jakeluverkkoon. Toinen vaihtoehto on, että Fingrid laskuttaa suurjännitteisen jakeluverkonhaltijalta liittynnän tehomaksun sen verkkoon tulevasta liittynnöistä, ja suurjännitteisen jakeluverkonhaltija saisi itse päättää laskuttaako sen liittyjältä vai kaikilta asiakkailtaan. Näiden vaihtoehtojen toteutuksessa on samat lainsäädännölliset haasteet kuin Fingridin alkuperäisessä esityksessä, eikä niissä aiheuttamisperiaate toteudu kantaverkon vahvistustarpeen ja kustannusten osalta yhtä hyvin kuin alkuperäisessä mallissa.

6.5.2 Liittymismaksujen porrastus ja jaksottaminen

Haastatteluissa esitettiin yhtenä mahdollisuutena lieventää muutoksen vaikutuksia toimijoille tehomaksujen käyttöönoton porrastusta esimerkiksi siten, että maksut nousisivat esitettyä maltillisemmasta tasosta vuosittain, ja tämä vuosisuunnitelma olisi toimijoiden tiedossa etukäteen. Näin toimijoilla olisi paremmat edellytykset huomioida ohjausvaikutus omassa toiminnassaan hyvissä ajoin. Toisena mahdollisena, tosin maltillisempänä, lievennyksenä olisi liittymismaksujen jaksottaminen. Tämä helpottaisi yhtäältä investointien rahoittamista ja toisaalta parantaisi hankkeiden kannattavuutta, mikäli liittymismaksujen jaksottamisesta ei aiheutuisi korkokuluja tai ne olisivat pienemmät kuin investointien rahoittamisen korkokulut.

7 Johtopäätökset

Liittymismaksu-uudistuksen ensisijaisena tarkoituksena on huomioida kantaverkon liittymishinnoittelussa aiheuttamisperiaate. Toissijaisena tarkoituksena on ohjausvaikutuksen avulla vähentää investointitarvetta ja vapauttaa liityntäkapasiteettia sellaisille hanketyypeille, kuten kaukolämpöjärjestelmän sähkökattiloille ja nykyisten teollisuuslaitosten sähköistymisratkaisuille, joiden sijaintia ei voi valita samalla tavalla kuin esimerkiksi sähköakkuvarastojen sijaintia.

Tällä hetkellä Suomessa ei ole liittymismaksussa eikä Fingridin vuosittain perimissä kantaverkkomaksuissa maantieteelliseen sijaintiin perustuvaa maksukomponenttia. Lisäksi Suomessa on yksi tarjousalue, jolloin sitä kautta ei synny ohjausvaikutusta tuotannon tai kulutuksen sijoittumiseen. Useissa muissa maissa sijoittumista ohjaa joko liittymisen alueelliset tehomaksut (esim. Tanska), alueelliset kantaverkkomaksut (esim. Ruotsi ja Iso-Britannia) tai tarjousaluejako (esim. Ruotsi ja Tanska).

Tässä vaikutustenarvioissa selvitetään ehdotetun liittymismaksu-uudistuksen vaikutuksia eri hanketyyppeihin. Kokonaisuutena vaikutukset jäävät maltillisiksi, vaikka yksittäisiin hankkeisiin uudistuksella on vaikutuksia. Liitynnän tehomaksu heikentää eniten tuotantopainotteisilla alueilla sijaitsevien aurinkovoimahankkeiden kannattavuutta. Uudistus vaikuttaa negatiivisesti sellaisiin hankekehittäjiin, joilla on hankkeita pääosin tuotantopainotteisilla alueilla. Mikäli hankekehittäjällä on laaja portfolio hankkeita eri alueilla, johtaa liittymismaksu-uudistus portfolion sisällä hankkeiden kannattavuusjärjestyksen muuttumiseen ja ohjaa hankkeita toteutumaan enemmän kulutus- ja tasapainoisilla alueilla.

Aurinkovoiman kokonaispotentiaalin toteutumiseen uudistuksella on ainoastaan vähäinen vaikutus, sillä kulutus- ja tasapainoisilla alueilla on valmistelussa erittäin runsaasti hankkeita, mikä mahdollistaa valtakunnallisen kokonaispotentiaalin toteutumisen. Ensisijaisesti aurinkovoiman kokonaispotentiaalin toteutumista rajoittaa kesäaikainen kysyntä ja altistus alhaiselle markkinahinnalle kesäaikana.

Liitynnän tehomaksulla on tuulivoiman kannattavuuteen selvästi pienempi vaikutus kuin aurinkovoiman kannattavuuteen. Vaikutus on noin neljännes verrattuna aurinkovoimaan, mikä johtuu pääosin siitä syystä, että tuulivoiman huipunkäyttöaika on huomattavasti suurempi kuin aurinkovoiman huipunkäyttöaika.

Tuulivoiman tuotannon sijoittumista rajoittavat tuuliolot, maankäytön rajoitukset sekä Puolustusvoimien tutkajärjestelmien asettamat rajoitteet sijoituspaikalle. Kun tämän lisäksi huomioidaan liitynnän tehomaksun suhteellisen pieni vaikutus tuulivoiman kannattavuuteen, voidaan arvioida, että liittymismaksu-uudistus ohjaa tuulivoiman sijoittautumista vain vähän. Huomioiden pieni vaikutus kannattavuuteen ja suuri todennettu hankepotentiaali voidaan arvioida, että uudistuksella on erittäin vähäinen vaikutus tuulivoiman kokonaispotentiaalin toteutumiseen.

Välillisesti liitynnän tehomaksu kannustaa rakentamaan tuuli-aurinko hybridivoimaloita, sillä niillä voidaan tuottaa enemmän energiaa liityntätehoa kohti. Jos aurinkovoimahankkeita saadaan toteutumaan ohjausvaikutuksen ansiosta enemmän kulutus- ja tasapainoisilla alueilla, se voi vapauttaa nopeammin liittymiskapasiteettia tuulivoimalle tuotantopainotteisilla alueilla kuin mitä tapahtuisi ilman uudistusta.

Liitynnän tehomaksulla on kohtalainen vaikutus sähköakkuvarastojen kannattavuuteen. Kun tämän lisäksi huomioidaan sähköakkuvarastojen kyky sijoittautua suhteellisen vapaasti, ohjaa liittymismaksu-uudistus sähköakkuvarastot sijoittumaan tuotanto- ja tasapainoisille alueille. Tällöin ne voivat vapauttaa liityntäkapasiteettia kulutuspainotteisilla alueilla sellaiselle kulutukselle, kuten kaukolämmön sähkökattilat ja teollisuuden sähköistyminen, joka ei voi valita sijoittautumispaikkaansa. Sähköakkuvarastojen kokonaispotentiaalin toteutumiseen uudistuksella ei ole vaikutusta.

Sähkökattiloiden investointikustannuksiin liittynnän tehomaksulla on iso merkitys, mutta tuotetun lämmön hintaan sillä on vain kohtalainen vaikutus. Sijaintia ohjaavaa vaikutusta liittynnän tehomaksulla ei ole, sillä sähkökattilan sijainnin määrittää paikallinen lämmöntarve. Sähkökattiloiden kokonaispotentiaalin toteutumiseen liittynnän tehomaksun merkityksen voidaan arvioida olevan erittäin vähäinen, sillä lisäkustannus tuskin tekee kilpailevaa biovoimalaratkaisua kannattavammaksi. Liittymismaksu-uudistus voi joissain tapauksissa ohjata tekemään kulutuspainotteisella alueella sähkökattilainvestoinnin sijaan lämpöpumpuinvestoinnin, jolloin sama energiamäärä voidaan tuottaa pienemmällä liittymäteholla.

Vedyntuotantoon ja sen jatkojalostamiseen sekä sähköintensiiviseen teollisuuteen liittynnän tehomaksulla on vain vähäinen vaikutus. Investointikustannuksilta kalliisiin datakeskuksiin uudistuksella on olematon vaikutus, sillä liittynnän tehomaksun osuus datakeskuksen kokonaisinvestoinnista on erittäin pieni. Ohjausvaikutus vedyntuotantoon ja energiaintensiiviseen teollisuuteen jää vähäiseksi ja datakeskuksiin olemattomaksi eikä uudistus estä kokonaispotentiaalin toteutumista.

Työssä arvioitiin paljonko liittynnän tehomaksuilla Fingrid voisi saada tuloja vuosina 2026-2030, mikäli sähkön tuotanto ja kulutus kasvaisivat Fingridin tekemän ennusteen mukaan 88 TWh:sta 126 TWh:iin. Raportin oletusten perusteella vuodessa kertyvät tulot olisivat 46 M€, joka vastaisi suunnilleen noin 10 % Fingridin kantaverkkomaksutuloista. Laskelma on tehty sillä oletuksella, että liittynnän tehomaksut perittäisiin sekä kantaverkkoon että suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyviltä yli 10 MW tuottajilta, kuluttajilta ja sähkövarastoilta.

Työssä tarkasteltiin myös vaihtoehtoja, että vastaava summa kerättäisiin kantaverkkopalvelumaksujen alueellisilla maksukomponenteilla, jotka kohdistuisivat kaikkeen tuotantopainotteisen alueen tuotantoon ja kulutuspainotteisen alueen kulutukseen. Näissä vaihtoehtoissa uudet liittyjät maksaisivat kokonaissummasta vajaan kolmanneksen ja reilu kaksikolmasosa lankeaisi muille nykyisille verkonkäyttäjille kyseisillä alueilla.

Yhtenä esiin nostettuna vaihtoehtona oli Suomen jakaminen tarjousalueisiin, mutta sitä pidettiin kaikkein huonoimpana vaihtoehtona. Yhden tarjousalueen säilyttäminen ei ole vain ”saavutettu etu”, josta ei haluta luopua, vaan sen lisäksi mm. vedyntuottajat ja useat datakeskukset edellyttävät, että heidän ostamansa sähkö on tuotettu samalla tarjousalueella kuin se kulutetaan. Esimerkiksi vedyn luokitteluun uusituvaksi edellyttää, että käytetty sähkö on hankittu samalta tarjousalueelta missä vety tuotetaan. Lisäksi useamman tarjousalueen vaihtoehdossa sähkön hinta nousisi etelän kuluttajilla, ja vastaavasti pohjoisen tuottajat saisivat alemman hinnan tuotannolleen.

Suomen kilpailukyky liittymismaksujen osalta on hyvä verrattuna Ruotsiin ja Tanskaan. Tanskassa on sähköntuottajille suuret tuotannon tehoon perustuvat liittymismaksut erityisesti tuotantopainotteisilla alueilla. Ruotsissa liittyjien liittymiskustannukset kattavat isomman osan liittymisestä aiheutuneista kustannuksista kuin Suomessa. Molemmissa maissa on kuitenkin alettu teollisuuspoliittisin perustein tehdä uudistuksia, joilla houkutellaan maahan investointeja. Tämän vuoksi kilpailukykyä on tarpeen seurata ja arvioida säännöllisesti. Todettakoon, että muilla ohjauskeinoilla, kuten investointituilla ja verohelpotuksilla, on huomattavasti suurempi merkitys kilpailukykyyn kuin liittymismaksuilla. Täten kilpailukykyyn kannalta on olennaista varmistaa, että muut ohjauskeinot tai sijoittautumiselle asetettavat vaatimukset eivät vaaranna Suomen kilpailukykyä muihin maihin verrattuna. Samoin on tärkeää säilyttää kantaverkon hyvä liittämiskyky, joka on yksi Suomen kilpailuetu.

Selvityksen aikana kävi ilmeiseksi, että liittymien tehomaksun vyöryttäminen jakeluverkkoon liittyneille tuottajille ja kuluttajille ei ole nykylainsäädännön mukaan mahdollista. Mikäli liittynnän tehomaksut peritään ainoastaan kantaverkkoon liittyjiltä jää uudistuksen vaikutukset sekä aiheuttamisperiaatteen että ohjausvaikutuksen osalta puolitiehen sillä liityntä jakeluverkkoon ei poista tarvetta vahvistaa kantaverkkoa ja lisätä pohjois-eteläsuuntaisia yhteyksiä. Tämä puolestaan tarkoittaa, että liittymismaksu-uudistuksen ohjausvaikutuksella tavoitellut säästöt kantaverkon investointikustannuksissa jäävät osin saavuttamatta. Koska nykyisellä tariffirakenteella kantaverkkopalvelumaksut kohdistuvat pääosin sähkönkulutukseen, tarkoittaisi tämä, että lopulta puolitiehen jäävän uudistuksen kärsijöinä olisivat pääosin sähkönkäyttäjät.

Yhtenä mahdollisuutena lieventää muutoksen vaikutuksia toimijoille on tehomaksujen käyttöönoton porrastus esimerkiksi siten, että maksut nousisivat esitettyä maltillisemmasta tasosta vuosittain tietylle tasolle. Näin toimijoilla olisi paremmat edellytykset huomioida ohjausvaikutus toiminnassaan etukäteen. Toisena mahdollisena, tosin maltillisempänä, lievennyksenä olisi liittymismaksujen jaksottaminen. Tämä helpottaisi yhtäältä investointien rahoittamista ja toisaalta parantaisi hankkeiden kannattavuutta, mikäli liittymismaksujen jaksottamisesta ei aiheutuisi korkokuluja tai ne olisivat pienemmät kuin investointien rahoittamisen korkokulut.

Liite 1: Haastatteluihin osallistuneet

Yksittäisiin haastatteluihin osallistuneet

Vesa Ahoniemi, Neste
Janne Rauhamäki ja Esa Äärynen, Helen / Helen Sähköverkko
Kristian Finell, Herrfors Nät-Verkko
Jukka Ihamäki, Caruna
Jouni Pylvänäinen, Kymenlaakson Sähkö
Tuomas Kupila, Taaleri
Juha Ruokonen, Fortum
Markus Lehtinen ja Pasi Keinänen, Hyötytuuli / Arenso
Veera Villikari, Suomen uusiutuvat
Zivile Vens, Google
Lasse Simola, Energiavirasto
Riku Merikoski, Axpo

Yksittäin haastatellut Fingridin edustajat

Laura Ihamäki
Petri Parviainen
Juha Hiekkala

Ryhmähaastatteluun osallistuneet muut Fingridin edustajat

Tommi Asp
Onni Härmä

Ryhmähaastatteluihin osallistuneet

Jussi Pöyhönen, OX2
Jukka Rajala, Leppäkosken Sähkö
Petri Vihavainen, Kemijoki
Jari Nykänen, Paikallisvoima
Petteri Haveri, Energiateollisuus
Timo Arponen, Helen
Mikko Rautasalo, ABO Energy
Teija Pelkonen, UPM
Tuomas Tikka, Kemianteollisuus
Kati Ruohomäki, EK
Kristian Finell, Herrfors Nät-Verkko
Jukka Paavola, EPV
Matti Rikka, Cursor
Vesa Malinen, Better Energy
Lasse Sarhela, Elenia
Petteri Kangasluoma, Elenia
Anniina Holma, Koillis-Satakunnan Sähkö
Ina Lehto, Energiateollisuus
Paavo Kastemaa, Tampereen Energia Sähköverkko
Matti Heikkinen, Helen Sähköverkko
Asmo Karvinen, Kymenlaakson Sähköverkko
Mikko Lepistö, SSAB
Tuomas Vanninen, Metsähallitus