

An aerial photograph of a dense forest with several high-voltage power lines and towers. The sun is low in the sky, creating a lens flare effect. The text 'FINGRID' is in the top right, and the title 'Kantaverkon kehittämissuunnitelma 2024-2033' is in the bottom right.

FINGRID

**Kantaverkon
kehittämissuunnitelma
2024-2033**

Sisällys

Energiamurros on koko yhteiskunnan asia 3

1 Yhteenveto 4

Toimintaympäristön muutokset	5
Kantaverkon suunnitteluprosessi	6
Kehittämissuunnitelma	7

2 Johdanto 9

3 Suomen kilpailukyky ja ilmastotavoitteiden saavuttaminen kantaverkon kehittämisen lähtökohtana ... 11

Vahva kantaverkko energiamurroksen alustana	13
Hiilineutraalin yhteiskunnan mahdollistaminen	14
Kantaverkon käyttövarmuus hyvällä tasolla energiamurroksen keskellä	15

4 Fingridin 10 vuoden verkon kehittämissuunnitelma 16

Kantaverkon siirtokyvyn kehittäminen	16
Katsaus vuoden 2033 jälkeiseen aikaan	23
Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen	26
Ruotsi	28
Viro	30
Norja	30

Investointisuunnitelma alueittain	31
Pohjois-Suomi	33
Itä-Suomi	40
Länsi-Suomi	48
Etelä-Suomi	58
Kooste investoinneista kantaverkkoon .	66

5 Toimintaympäristön muutokset ja tulevaisuuden näkymät69

Ilmastonmuutoksen hillitseminen	71
Yhteiskunnan sähköistyminen ja sen kehitysnäkymät	72
Teollisuuden sähköistyminen	74
Muun sähkönkulutuksen kehitys.....	75
Sähköntuotannon kehitysnäkymät	76
Maatuuivoima	77
Merituulivoima	78
Aurinkovoima	80
Ydinvoima	81
Muut tuotantomuodot	81
Sähkön varastoinnin ja kulutusjouoston kehitysnäkymät	82
Kantaverkkoasiakkaat nyt ja tulevaisuudessa	84
Sääriippuvaisen tuotannon tasapainottaminen	87
Sähköntuotannon ja -kulutuksen sijoittuminen	88

Suuntaajavaltaisen järjestelmän tekniset haasteet	90
---	----

6 Kantaverkon kehittäminen92

Kantaverkon kehittämisperiaatteet	93
Kantaverkon kehittämisprosessi	94
Kantaverkon kehittämisen kansainvälinen yhteistyö	94
Kansalliset verkon kehittämismenetelmät	97
Fingridin investointisuunnitelman muodostuminen	105

7 Kehittämissuunnitelman lähtökohtia106

Fingridin kantaverkko ja Suomen sähkönsiirtojärjestelmä	106
Kantaverkon elinkaaren hallinta ...	109
Vastuullisuus ja ympäristön huomioiminen	113
Maanomistajien huomioiminen sekä voimajohtojen suunnittelu ja luvittaminen	116
Kantaverkon turvallisuus	119
Kantaverkon perusratkaisut	120
Verkon siirtokykä ja vakautta edistävät ratkaisut	123
Dynaamisen kuormitettavuuden hyödyntäminen	124



Energiamurros on koko yhteiskunnan asia

Maailmanlaajuisesti on menossa suuri murros, jossa sähköntuotantoa rakennetaan polttoaineeksi sähköistyville teollisuudelle, lämmitykselle ja liikenteelle. Lähtökohtana on taklata ilmastonmuutos korvaamalla polttamiseen perustuvia prosesseja sähköistämällä ne. Ja jotta hommassa olisi järkeä, tulee tuotetun sähkön olla puhdasta eikä itse perustua polttamiseen. Suomi on tässä murroksessa etujoukoissa, kun jo valmiiksi puhtaaseen sähkön tuotantopalettiin lisätään uutta puhdasta tuuli- ja ydinvoimaa. Etenkin maatuulivoiman suhteen Suomella on selvää kilpailuetua moneen muuhun maahan nähden, kun halukkaille investoreille on tarjota maa-alaa ja verkkoliityntöjä.

Muutoksen nopeus on yllättänyt kaikki ja sähkön tuotanto- ja kulutusennusteita onkin pitänyt päivittää jatkuvasti. Sähkön tuotannon kasvua on ollut helpompi ennustaa, kun se on koostunut

useita pienemmistä, mutta suhteessa suurta maa-alaa vaativista hankkeista, joiden luvitus on läpinäkyvää. Sähkön kulutusinvestoinnit ovat kuitenkin vaikeampia ennustaa, sillä ne ovat tyypillisesti pistemäisiä suuren tehon hankkeita, joita valmistellaan julkisuudelta piilossa. Liityntätehot ovat kasvaneet sadoista tuhansiin megawatteihin, mikä voi vaatia laajoja verkon vahvistustarpeita myös kauempana varsinaisesta liittymispisteestä. Jotta vahvistukset olisivat ajoissa valmiina, tulisi niitä viedä etupainotteisesti eteenpäin ilman varmuutta liittyjän omasta investointipäätöksestä. Tähän ei aina ole mahdollisuuksia, etenkin mikäli eri liittyjien tarpeet poikkeavat paljon toisistaan.

Koska kantaverkon rakentamiseen liittyy viiveitä, emme aina voi heti taata täyttä liityntäkapasiteettia kaikille halukkaille liittyjille. Tämä tulee vielä korostumaan jatkossa, kun merelle aletaan suunnitella

gigawattiluokan merituulihankkeita. Tällaisessa tilanteessa voimme joutua myös tarjoamaan pysyvästi rajattua liityntäkapasiteettia, mikä toivottavasti ohjaa asiakkaitamme teholtaan joustaviin ratkaisuihin sekä johtaa myös tuotannon ja kulutuksen yhteissijoittumiseen. Näin saamme liitettävä verkkoon mahdollisimman paljon asiakkaita ja samalla hyödynnettyä kantaverkon koko energiansiirtokapasiteetin mahdollisimman tehokkaasti. Tämä olisi yhteinen etu.

Fingrid rakentaa nyt kantaverkkoa enemmän kuin koskaan. Olemme lisänneet omaa kyvykkyyttämme vastata haasteeseen. Samalla tulee kuitenkin huolehtia siitä, että koko toimitusketju pystyy tähän. Alalla tulee olla riittävästi konsultteja ja rakentajia, mutta sekään ei riitä, vaan myös lainsäädännön ja viranomaistyön tulee tukea energiamurrosta. Luvituksen tulee olla tehokasta ja ottaa yhteiskunnan kokonaisuus huomioon.



Myös sääntelyn tulee olla verkkoinvestointeihin kannustavaa eikä investointeja tyrehdyttävää. Kaikki merkit eivät tässä suhteessa vaikuta hyviltä, vaan tuntuu, että investointeja pitäisi toteuttaa ympäristössä, joka ei täysin tue energiamurroksen ripeää toteutusta ja Suomen kilpailukykyä. Toivottavasti saamme pelattua kaikki samaan maaliin – Suomi-paita päällä!

Jussi Jyrinsalo, Johtaja

01

Yhteenveto

Kantaverkon kehittäminen asiakkaiden ja yhteiskunnan tarpeisiin on yksi Fingridin perustehtävistä. Kehittämällä pitkäjänteisesti kantaverkkoa varmistetaan, että sähkönsiirtoverkko ja koko sähköjärjestelmä täyttävät sille asetetut vaatimukset muuttuvassa toimintaympäristössä. Eri-tyinen tavoite kehittämissuunnitelmassa esitetyillä verkkoinvestoinneilla on luoda edellytykset Suomen kilpailukyville puhtaan energian ja puhdasta energiaa hyödyntävän teollisuuden investoinneissa sekä mahdollistaa Suomen hiilineutraaliustavoitteiden saavuttaminen vuoteen 2035 mennessä.

Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa esitetään Fingridin kantaverkon kehitystarpeet ja suunnitellut investoinnit seura-

alle kymmenelle vuodelle. Kehittämissuunnitelma perustuu Fingridin asiakkaidensa kanssa yhteistyössä laatimiin verkko- ja liityntäsuunnitelmiin sekä maiden ja alueiden välisen sähkönsiirron vahvistustarpeisiin. Suunnitelma on sovitettu yhteen Euroopan unionin kymmenvuotisen verkkosuunnitelman (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) kanssa, mukaan lukien Itämeren aluesuunnitelma.

Kantaverkon kehittämissuunnitelman laatimisesta säädetään sähkömarkkina-laissa, ja se päivitetään kahden vuoden välein. Kantaverkon kehittämissuunnitelman keskeisenä sisältönä kerrotaan, miten ja minkälaisin investoinnein kantaverkon kehittämisvelvollisuus ja kantaverkkotoiminnan laatuvaatimukset täytetään.



Toimintaympäristön muutokset

Energia-ala on keskeisessä roolissa ilmastomuutoksen hillinnässä. Puhdas energiajärjestelmä luo huomattavia mahdollisuuksia Suomelle, sähköintensiivisten teollisuusinvestointien, kuten vedyn- ja sähköpolttoaineiden tuotannon, ohjautuessa yhä enemmän Suomeen. Sähköntuotantorakenteen muutos vähäpäästöisemmäksi sekä yhteiskunnan sähkönkäytön lisääntyminen edellyttävät merkittäviä vahvistuksia kantaverkkoon. Kantaverkon investoinnit mahdollistavat siirtymisen puhtaaseen sähköjärjestelmään ja turvaavat osaltaan yhteiskunnan keskeiset toiminnot. Puhtaan sähköntuotannon lisääntyminen, merkittävät teollisuusinvestoinnit, säätökykyisen tuotannon määrän väheneminen, uuden tuotannon ja kulutuksen maantieteellinen sijoittuminen ja yhteiskunnan sähköistymisnopeus ovat keskeisiä aihealueita kantaverkon kehittämisessä.

Sään mukaan vaihtelevan sähkön tuotannon lisääntyessä, tulee sähköjärjestelmässä esiintymään ajoittain niukkuutta tehosta ja toisinaan myös siirtokapasiteetista. Tällöin sähkönkulutuksen joustavuudesta on merkittävää hyötyä. Kulutusjoustolle onkin entistä enemmän taloudellisia kannustimia sähkön hintavaihtelun lisääntyessä: runsaan tuulivoimatuotannon aikana on mahdollista tuottaa edullisesti esimerkiksi vihreää vetyä ja muita puhtaita sähköpolttoaineita. Vastaavasti matalamman sähköntuotannon aikaan sähköpolttoaineita tuottava teollisuus ja esimerkiksi sähköautot tarjoavat joustopotentiaalia.

Perinteisen tahtikäyttöisen sähköntuotannon vähentyessä sähköjärjestelmän inertian ja oikosulkutehon riittävyys haastaa kantaverkon käyttöä. Ongelmien ratkaisuksi on saatavilla ja kehitteillä uusia menetelmiä. Sähköntuotantorakenteen muutos haastaa myös kantaverkon

siirtokykyä. Siirtoyhteyksien täysimääräisen hyödyntämisen mahdollistamiseksi on otettu ja otetaan käyttöön muun muassa erilaisia verkon jännitteen tuentaan ja voimajohtojen kuormitettavuuden reaaliaikaiseen seurantaan liittyviä ratkaisuja.

Fingrid pyrkii varautumaan kantaverkon kehittämisessä vaikeasti ennustettavaan tulevaisuuteen skenaarioiden avulla. Verkon riittävyttä testataan eri skenaarioissa ja pyritään löytämään erilaisiin tulevaisuuden tarpeisiin vastaavia verkkoratkaisuja. Muilta osin Fingrid seuraa erityisesti niiden hankkeiden ja tekijöiden kehittymistä, jotka laukaisevat sellaisenaan kantaverkon vahvistustarpeita. Tällä hetkellä kriittisimpiä seurattavia kohteita ovat tuulivoimahankkeet sekä sähköistymisestä aiheutuvien kulutuskeskittymien ja -investointien eteneminen, maantieteellinen sijoittuminen sekä teollisuuden ja liikenteen sähköistymisen nopeus.



Fingrid pyrkii varautumaan kantaverkon kehittämisessä vaikeasti ennustettavaan tulevaisuuteen skenaarioiden avulla.

Kantaverkon suunnitteluprosessi

Kantaverkon suunnittelu on jatkuva prosessi, johon Fingrid kerää eri lähteistä lähtötietoja. Analysoimalla verkon riittävyttä lähtötietojen perusteella selvitetään, miten kantaverkko saadaan täyttämään tehtävänsä Suomen sähköjärjestelmän selkärankana myös tulevaisuudessa. Kantaverkon suunnittelu on monitahoinen kokonaisuus jo suunniteltavan verkon maantieteellisen laajuuden vuoksi. Suomen kantaverkko koostuu noin 14 000 kilometristä voimajohtoa ja noin 120 sähköasemasta, joilla naapurimaiden verkot ja maan eri osissa sijaitsevat jakeluverkot sekä tuotantolaitokset ja suuret kulutuskohteet liittyvät sähköjärjestelmään.

Kantaverkon suunnittelu käsittää 400 ja 220 kilovoltin (myöhemmin kV) pääsiirtoverkon tarpeisiin liittyvän suunnittelun, eri alueiden kehittämiseen liittyvän suunnittelun sekä liityntöjen suunnitte-

luun. Liityntöjen suunnittelu laukaisee nykyisin yhä useammin tarpeen tarkistaa verkon riittävyys laajemmalla alueella, kun liityntöjen teho kasvaa.

Pääsiirtoverkko mahdollistaa suurten voimalaitosten sekä tuotanto- ja kulutuskeskittymien liittämisen verkkoon ja palvelee myös maiden ja alueiden välisiä sähkösiirtotarpeita. 110 kV kantaverkkoa ja suurjännitteisiä jakeluverkkoja syöttävät muuntoasemat liittyvät pääsiirtoverkon kautta voimajärjestelmään. Sähkömarkkinoiden tarpeet määrittävät maiden ja alueiden väliset siirtotarpeet ja maan rajojen ylittävien sähkömarkkinoiden toiminnan mallintaminen onkin tärkeä työkalu kantaverkon suunnittelussa.

Eri alueiden sähköverkkojen kehittämiseen liittyvää suunnittelua tehdään yhteistyössä alueiden asiakkaiden kanssa. Suunnitelmat sovitetaan maiden

ja alueiden välisten siirtotarpeiden kehityssuunnitelmiin. Liityntöjä suunnitellaan kahdenkeskisesti asiakkaiden kanssa, ja myös niiden osalta huomioidaan laajemat verkkosuunnitelmat ja verkon siirtokapasiteetin ennakoitu kehittyminen.

Verkon kehittämisprosessissa lähtökohtina ovat sähkönkulutus- ja tuotantoennusteet sekä verkon kunto. Keskeisessä roolissa on Fingridin ja asiakkaiden välinen luottamuksellinen vuoropuhelu, jossa käydään keskustelua asiakkaiden suunnitelmien vaikutuksesta ja tarpeista kantaverkolle. Tällä hetkellä uusia liityntöjä on suunnitteilla ennätysellisen paljon, ja joukossa on useita kokoluokaltaan suuria hankkeita, joiden liitettävyydestä tarkastelut vaativat laajoja selvityksiä myös pääsiirtoverkon tasolla. Kansainvälistä verkkosuunnitteluyhteistyötä tehdään eri tasoilla. Fingrid kuuluu eurooppalaisten siirtoverkko-operaat-

torien yhteistyöjärjestö ENTSO-E:hen, joka vastaa koko Euroopan laajuisen sähkösiirtoverkon 10-vuotisen kehittämissuunnitelman laatimisesta joka toinen vuosi. ENTSO-E:ssä verkkosuunnittelua tehdään yleiseurooppalaisella tasolla sekä alueellisissa suunnittelu-ryhmissä, joista Fingrid kuuluu Itämeren alueryhmään. Alueelliset suunnittelu-ryhmät julkaisevat myös alueellisen verkon kehittämissuunnitelman, joka keskittyy etenkin rajasiirtokapasiteetin ja hinta-alueiden välisten yhteyksien kehittämiseen. Tämän ohessa syntyy pohjoismainen verkkosuunnitelma, jossa pureudutaan syvemmälle yhteisen synkronialueen haasteisiin ja yksittäisiin rajasiirtohankkeisiin. Kansallisen kehittämissuunnitelman tulee olla yhtenevä näiden kansainvälisten suunnitelmien kanssa.

Kehittämissuunnitelma

Viime vuosina Fingridin investoinnit ovat keskittyneet kotimaan verkkoon, ja investointeja onkin ollut käynnissä enätysmäärä ympäri Suomea. Seuraavan kymmenen vuoden aikana Fingrid suunnittelee investoivansa vieläkin enemmän, noin 4 miljardia euroa, eli keskimäärin 400 miljoonaa euroa vuosittain. Vertailun vuoksi, Fingridin vuosittaiset poistot ovat aiemmin olleet noin 100 miljoonaa euroa, mutta kasvavat jatkossa. Seuraavan 10 vuoden aikana Fingridin suunnitellut investoinnit kantaverkkoon koostuvat rajasiirtoyhteyksien ja Suomen sisäisen pääsiirtoverkon kehittämisestä, uuden sähköntuotannon ja teollisuuden verkko-liitännöistä sekä olemassa olevan verkon uusimisesta ja perusparannuksista. Tuuli- ja aurinkovoiman ohella erityisesti liittyntäkyselyt päästöttömään energiaan liittyvissä teollisuushankkeissa ja sähkön varastoinnissa ovat lisääntyneet viime aikoina.

Fingridin tavoitteena on turvata asiakkaille ja yhteiskunnalle kustannustehokkaasti varma sähkönsiirto sekä muovata tulevaisuuden puhdasta ja markkinaehtoista sähköjärjestelmää. 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. Hiilineutraaliustavoitteen saavuttaminen edellyttää muiden toimien ohella ilmastopäästöjä aiheuttavien energianlähteiden korvaamista teollisuudessa, liikenteessä ja muussa kulutuksessa sekä vastaavasti puhtaan sähköntuotannon kasvua. Näistä molemmat etenevät hyvää vauhtia. Fingrid on investoinut ja valmistautuu investoimaan kantaverkkoon aiempaa enemmän energiamur-

roksen mahdollistamiseksi ja riittävän siirtokapasiteetin varmistamiseksi, Suomen sisällä ja rajasiirtoyhteyksillä. Vastatakseen nopeastikin muuttuviin tarpeisiin, Fingrid ylläpitää joustavaa ja pitkäjänteistä investointisuunnitelmaa, joka mahdollistaa sähkömarkkinoiden tulevaisuuden toimintaedellytykset.

Suurimmat kehittämistarpeet syntyvät siirtokapasiteetin lisäämisestä tuotanto- ja kulutuskeskittymien välillä sekä rajasiirtoyhteyksien kehittämisestä. Etelä-Suomen yhteistuotantolaitosten sähköntuotannon vähentyessä ja sähkönkulutuksen kasvaessa Etelä-Suomen sähkön alijäämä kasvaa. Tämä alijäämä korvautuu pohjoisen ja lännen tuulivoimalla ja tuonnilla etenkin Pohjois-Ruotsista. Tällä on merkittävä vaikutus siirtojen kasvamiseen Pohjois-Suomesta ja länsirannikolta Etelä-Suomeen. Lisäksi kolmas merikaapeli Viroon kasvattaa



Fingrid ylläpitää joustavaa ja pitkäjänteistä investointisuunnitelmaa.

siirtotarpeita. Merkittävin tarve kantaverkossa onkin pohjois-eteläsuuntaisen sekä länsirannikolta etelään tarvittavan siirtokapasiteetin lisäämiselle.

Kantaverkon kehittämissuunnitelma on tämän hetken paras näkemys Fingridin tulevista verkkovahvistuksista. Suunnitelmaa päivitetään jatkuvana prosessina muuttuvan toimintaympäristön mukaisesti. Kehittämissuunnitelmaan liittyy epävarmuuksia etenkin uuden sähkönkulutuksen ja uusien voimalaitosten sijoittumisen ja aikataulujen osalta. Fingrid tekee tiivistä yhteistyötä asiakkaiden ja muiden sidosryhmien kanssa, jotta suunnitelmat palvelevat toteutuvia tarpeita mahdollisimman hyvin ja hankkeet valmistuvat oikea-aikaisesti.



02

Johdanto

Suomen sähköjärjestelmä on historiansa suurimman muutoksen edessä. Siirtymä perinteisistä sähköntuotantomuodoista ilmastoneutraaleihin vaihtoehtoihin on ehdoton edellytys ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi ja maapallon elinkelpoisuuden säilyttämiseksi. Samalla puhtaan sähköntuotannon lisääntyminen Suomessa mahdollistaa kokonaan uusien teollisuuden alojen muodostumisen Suomeen. Suomi on tällä hetkellä maailman houkuttelevimpia investointikohteita puhdasta energiaa hyödyntävälle teollisuudelle, kuten vedyn ja muiden puhtaisten sähköpoltoaineiden tuottamiselle ja hyödyntämiselle. Muutosnopeus on huomattavan suuri ja siirtymä puhtaan sähköjärjestelmään Suomessa

edellyttää sähköntuotanto- ja kulutus-rakenteeseen liittyvien merkittävien investointien lisäksi sähkön varastointi- ja joustoratkaisuita sekä kantaverkon kehittämistä ennätystahtiin.

Kantaverkon kehittäminen on yksi Suomen sähköjärjestelmästä vastaavan Fingridin perustehtävistä. Pitkäjänteisellä kantaverkon kehittämisellä varmistetaan, että sähkön siirtoverkko ja koko sähköjärjestelmä täyttää sille asetetut vaatimukset nyt ja tulevaisuudessa. Kantaverkkoon kohdistuu sekä liitettävyyteen, käyttövarmuuteen, että sähkömarkkinoiden toimintaan liittyviä lainsäädännöllisiä velvoitteita, jotka tulee jatkuvasti täyttää. Tämä johtaa





siihen, että verkkoa on kehitettävä ennakoitujen ja kokonaisuutena asiakkaiden ja yhteiskunnan tarpeisiin. Verkon vahvistustarpeita syntyy etenkin asiakkaiden liityntöjen tai niiden läpi siirrettävien tehojen muuttuessa, mutta myös muutokset naapurimaissamme heijastuvat kantaverkon siirtotarpeisiin. Samalla on myös huolehdittava vuosikymmenien aikana rakennetun verkon kunnosta uusimalla aika ajoin sen eri osia.

Tässä kehittämissuunnitelmassa esitetään Fingridin keskeiset kantaverkon kehittämistoimenpiteet seuraavalle kymmenelle vuodelle. Kehittämissuunnitelma perustuu sähkönsiirtoasiakkaiden ja muiden eurooppalaisten kantaverkko-yhtiöiden kanssa yhteistyössä tehtäviin verkkosuunnitelmiin ja on yhteneväinen Itämeren alueen kehittämissuunnitelman ja koko EU:n alueen kattavan kymmenvuotisen verkkosuunnitelman (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP)

Kantaverkon kehittäminen on yksi Suomen sähköjärjestelmästä vastaavan Fingridin perustehtävistä.

kanssa. Suunnitellut hankkeet perustuvat erilaisiin ennusteisiin ja oletuksiin tulevaisuudesta, jotka voivat muuttua ajan myötä, siten myös suunniteltujen investointien toteutus ja aikataulut voivat muuttua. Dokumentissa käsitellään lisäksi Fingridin kantaverkon kehittämisprosessia ja kehittämiseen liittyviä toimintaympäristön muutoksia.

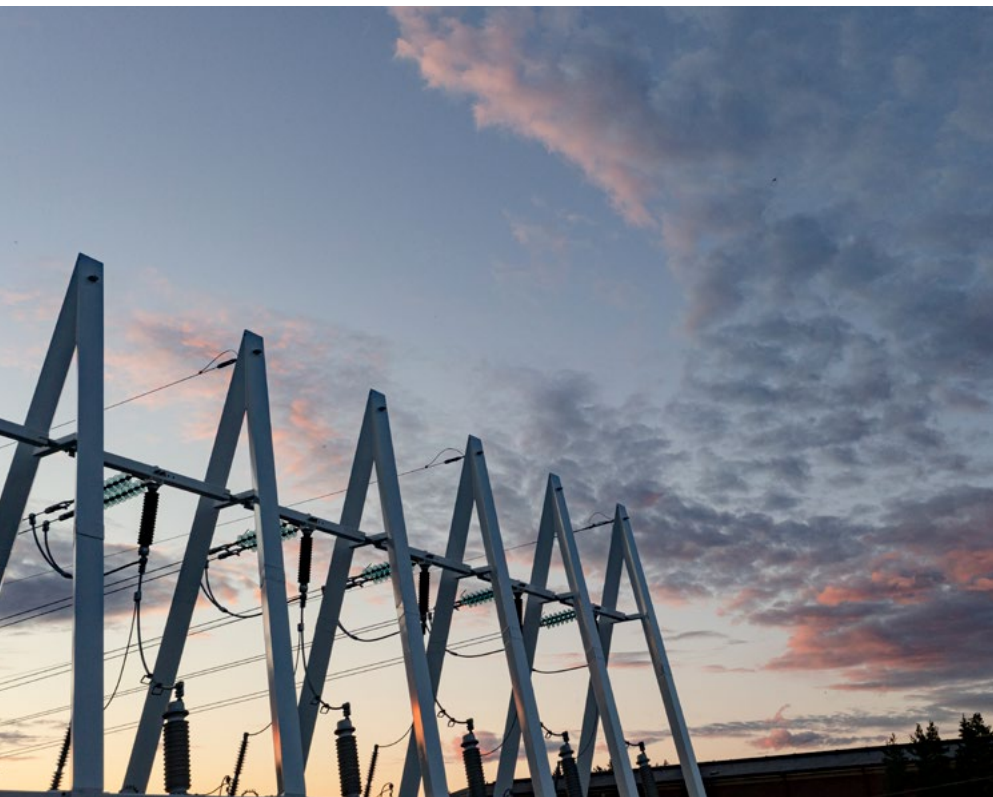
03

Suomen kilpailukyky ja ilmastotavoitteiden saavuttaminen kantaverkon kehittämisen lähtökohtana

Energia-alan murros on keskeinen osa ilmastonmuutoksen hillintää. Siirtymisen puhtaan energian käyttämiseen on välttämätöntä ilmastopäästöjen vähentämiseksi, ja tarjoaa myös merkittävän mahdollisuuden suomalaiselle yhteiskunnalle. Siirryttäessä päästöttömien energianlähteiden ja polttoaineiden hyödyntämiseen, Suomi nähdään yhtenä houkuttelevimmista investointikohteista.

Maantieteelliset olosuhteet, yhteiskunnan tuki ja vahva sähköjärjestelmä ovat mahdollistaneet Suomeen ennennäkemättömän määrän tuuli- ja aurinkovoimahankkeita. Näistä arvioidaan toteutuvan Suomeen noin 2 000 MW puhdasta sähköntuotantokapasiteettia vuosittain seuraavien kymmenen vuoden aikana. Vuonna 2022 Suomeen rakentui 2 430 MW uutta tuulivoimaa.





Puhtaan sähköntuotannon lisääntyessä, mahdollisuudet vihreän teollisuuden investointien toteutumiseen kasvavat. Teollisten prosessien korvaaminen päästöttömiin energianlähteisiin perustuvalla sähköllä ja puhtaasta sähköstä jalostetuilla polttoaineilla, kuten vedyllä, edellyttävät valtavaa määrää uutta sähköntuotantokapasiteettia. Esimerkiksi yhden terästehtaan käyttämän fossiilisen energian korvaaminen sähköllä tuotetulla vedyllä voi edellyttää lähes ydinvoimalan tuottamaa sähköenergian määrää.

Suomi ja muut pohjoismaat ovat yksi otollisimmista maista rakentaa puhdasta sähköntuotantokapasiteettia maantieteen, olemassa olevan puhtaan säätövoiman (vesivoima) ja vahvan sähköjärjestelmän ansiosta. Puhdasta sähköä voidaan käyttää paitsi suoraan

sähkönkulutukseen, myös puhtaiden sähköpolttoaineiden valmistamiseen. Sähköstä voidaan tuottaa vetyä ja muita puhtaita polttoaineita myös vientituotteiksi Euroopan teollisuuden tarpeisiin, jossa kysynnän odotetaan olevan huomattavan suurta energiamurroksen edetessä.

Suomen kilpailukyky potentiaalilla ohella kantaverkon kehittämisessä korostuu luonnon monimuotoisuuden suojelun ja ilmastonmuutoksen hillinnän yhteensovittaminen sekä sähköjärjestelmän toimintavarmuuden varmistaminen. Nämä ovat myös keskeinen osa Fingridin vastuullista toimintaa ja yritysvastuuta. Ilmastonmuutosta ja luontokatoa hillittäessä tulee samanaikaisesti ottaa huomioon Fingridin keskeinen yhteiskunnallinen ja lakisääteinen tehtävä sekä vastuu sähköjärjestelmästä.

Vahva kantaverkko energiamurroksen alustana

Puhtaan sähkön hinta ja saatavuus ovat keskeisiä sähköintensiivisen teollisuuden toimintaympäristöön tulevaisuudessa vaikuttavia tekijöitä. Lisäksi sähkön siirron ja jakelun korkea toimitusvarmuus on edellytys sähkönkulutukselle ja -tuotannolle. Korkean maa- ja merituulipotentialinsa vuoksi Suomella on erinomaiset edellytykset menestyä kilpailussa toimialan investoinneista. Näiden lisäksi pohjoismainen vesivoima, ydinvoima ja bioenergia ovat resursseja, joita kaikilla Suomen kilpailijamailla ei ole käytössä. Myös aurinkovoiman potentiaali Suomessa on merkittävä käytettävissä olevan maapinta-alan osalta.

Vastaavasti monissa Keski-Euroopan maissa maatuulivoiman lisärakentaminen on hankalaa, ydinvoiman osuus on pieni tai ydinvoimasta ollaan luopumassa ja vesivoimaa on vähän. Lisäksi fossiilisen tuotannon osuus sähkö- ja energijärjestelmässä on monessa

Euroopan maassa olennaisesti Suomea suurempi, jolloin uusiutuvan tuotannon rakentamisesta suurempi osa menee tämän osuuden korvaamiseen.

Suomen tuuli- ja aurinkovoiman hankeselvityiden perusteella arvioitu tuotantopotentiaali vastaisi arviolta yli 15:tä prosenttia koko EU:n tuuli- ja aurinkosähkön potentiaalista, kun EU:n vertailulukuna käytetään TYN-DP2022-skenaarioista johdettuja lukuja. Vastaavasti Suomen osuus EU:n nykyisestä sähkönkulutuksesta on vain reilut 3 %. Suomessa tuuli- ja aurinkovoiman potentiaali on moninkertainen verrattuna sähkön ja vedyn tarpeeseen, mikä ei TYNDP2022-skenaarioiden perusteella ole Euroopassa yleistä. Useat EU-maat tarvitsevatkin pitkällä aikavälillä puhdasta tuontisähköä, tuontivetyä tai niistä valmistettuja tuontituotteita, ja Suomella on EU-maana hyvät edellytykset tuottaa ja viedä niitä muualle Eurooppaan.



Hiilineutraalin yhteiskunnan mahdollistaminen

Fingridin liiketoiminnalla on merkittävä myönteinen ilmastovaikutus, sillä yhtiön myönteinen hiilikädenjälki on suurempi kuin toiminnasta aiheutuva kielteinen hiilijalanjälki. Myönteinen kädenjälkivaikutus muodostuu, kun Fingrid vahvistaa kantaverkkoa puhtaan sähköntuotannon tarpeisiin ja myös liittää puhtaan tuotannon kantaverkkoon, millä vältetään epäsuorasti kasvihuonekaasupäästöjä ja mahdollistetaan siirtyminen kohti puhdasta sähköjärjestelmää Suomen ilmastotavoitteiden mukaisesti.

Fingrid on sitoutunut toimimaan kansainvälisten ilmastotavoitteiden mukaisesti rajoittaakseen maapallon lämpötilan nousun 1,5 asteeseen. Fingrid ei itse tuota sähköä, mutta edistää ilmastomuutoksen hillintää liittämällä puhtaan tuotannon sähköjärjestelmään ja siir-

tämällä sähkön tuottajilta kuluttajille. Uuden päästöttömän sähköntuotannon ja -kulutuksen liittäminen sähköjärjestelmään edellyttää kantaverkon vahvistamista. Investointien aiheuttamien kasvihuonekaasupäästöjen kielteistä hiilijalanjälkeä sekä luontovaikutuksia vähennetään Fingridin maankäyttö- ja ympäristöpolitiikan mukaisesti.

Pelkästään vuoden 2022 aikana Fingridin kantaverkkoon liitetyillä, yhteensä 1 940 megawatin tuulivoimahankkeilla vältetään tulevana vuosina epäsuorasti noin 357 000 hiilidioksidiekvivalenttina päästöt vuosittain. Viime vuonna Fingridin kanssa tehtiin liittymissopimuksia yhteensä noin 770 megawatin tuulivoimatuotannon edestä. Tällä hetkellä Fingridille saapuneiden tuotantohankkeiden liityntäkyselyiden kokonaisteho on jopa

270 000 MW. Tulevien hankkeiden toteutumisesta seuraa edelleen mittava myönteinen ilmastovaikutus.

Päästöttömän sähköntuotannon ja kulutuksen verkkoon liittämisen lisäksi Fingridin muita tärkeitä ilmastomuutokseen ja ympäristöön vaikuttavia kehityskohteita ovat sähkön siirrossa syntyvien energiahäviöiden hiilidioksidipäästövaikutusten vähentäminen sekä energiatehokkuuden parantaminen yhtiön toiminnassa. Lisäksi tavoitteena on käytöstä poistettavien materiaalien mahdollisimman korkea kierrätysaste työmailla. Voimajohtoalueilla olennaista on luontoarvojen suojelu ja luonnon monimuotoisuuden tukeminen sekä maankäyttö- ja maisemavaikutusten lieventäminen.



Fingrid on sitoutunut toimimaan kansainvälisten ilmastotavoitteiden mukaisesti rajoittaakseen maapallon lämpötilan nousun 1,5 asteeseen.

Kantaverkon käyttövarmuus hyvällä tasolla energiamurroksen keskellä

Ilmastonmuutoksen hillintä sekä ilmastotavoitteiden saavuttaminen täytyy toteuttaa vaarantamatta sähköjärjestelmän toimintavarmuutta. Toimintavarma kantaverkko on toimivan yhteiskunnan edellytys ja Suomen kilpailukyvyyn lähde. Fingrid siirtää luotettavasti ja varmasti sähköä, pitäen samalla huolta sähkönkulutuksen ja -tuotannon tasapainosta.

Kantaverkkoon liittyneiden voimalaistosten tuottama sähkö siirretään hyvälaatuisena ja luotettavasti kantaverkkoasiakkaille. Sähkön siirtovarmuutta ylläpidetään ja valvotaan jatkuvasti. Vuonna 2022 kantaverkon siirtovarmuus oli 99,99993 %. Fingridin verkon häiriöistä aiheutunut keskeytysaika kantaverkon liittymispisteissä oli keskimäärin 4,7 minuuttia.

Kantaverkkoa suunnitellaan ja käytetään siten, ettei yksittäinen vika johda laajenevaan, koko kantaverkkoa koskevaan häiriöön. Koko maan laajuudessa sähkönsiirron suurihäiriössä taloudellinen haitta asiakkaille ja yhteiskunnalle olisi huomattava, suuruusluokaltaan 100 miljoonaa euroa tuntia kohden. Luku kertoo paljon siitä, kuinka suuri merkitys on sillä, että Fingrid onnistuu perustehtävässään.



04

Fingridin 10 vuoden verkon kehittämissuunnitelma

Kantaverkon siirtokyvyn kehittäminen

Fingridin tavoitteena on turvata asiakkaille ja yhteiskunnalle kustannustehokkaasti varma sähkö sekä kehittää tulevaisuuden puhdasta ja markkinaehtoista sähköjärjestelmää. Kantaverkkoinvestoinneilla mahdollistetaan paitsi ilmastotavoitteiden saavuttaminen, myös

hyvinvointia luovien, puhdasta sähköä hyödyntävien teollisten investointien toteutuminen. Erityinen tavoite kehittämissuunnitelman verkkoinvestoinneilla onkin luoda edellytykset Suomen kilpailukyville ja vuoden 2035 hiilineutraalisuustavoitteen saavuttamiselle.

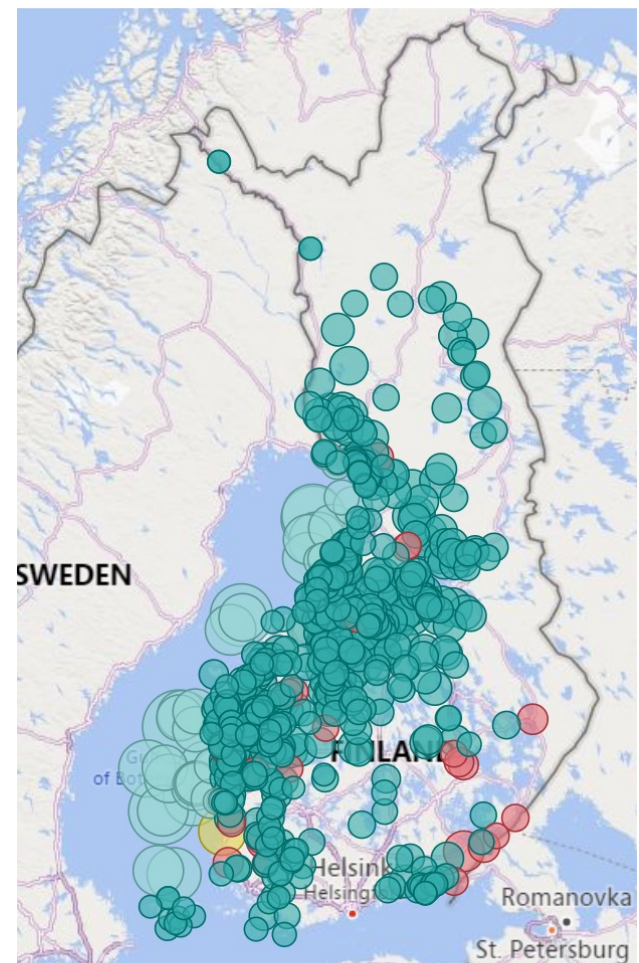


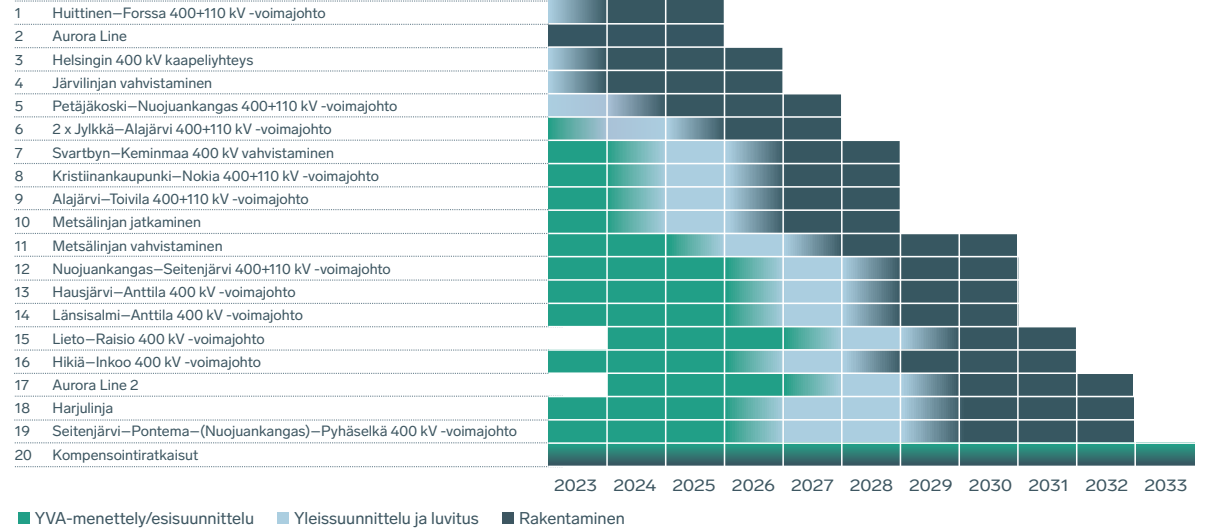
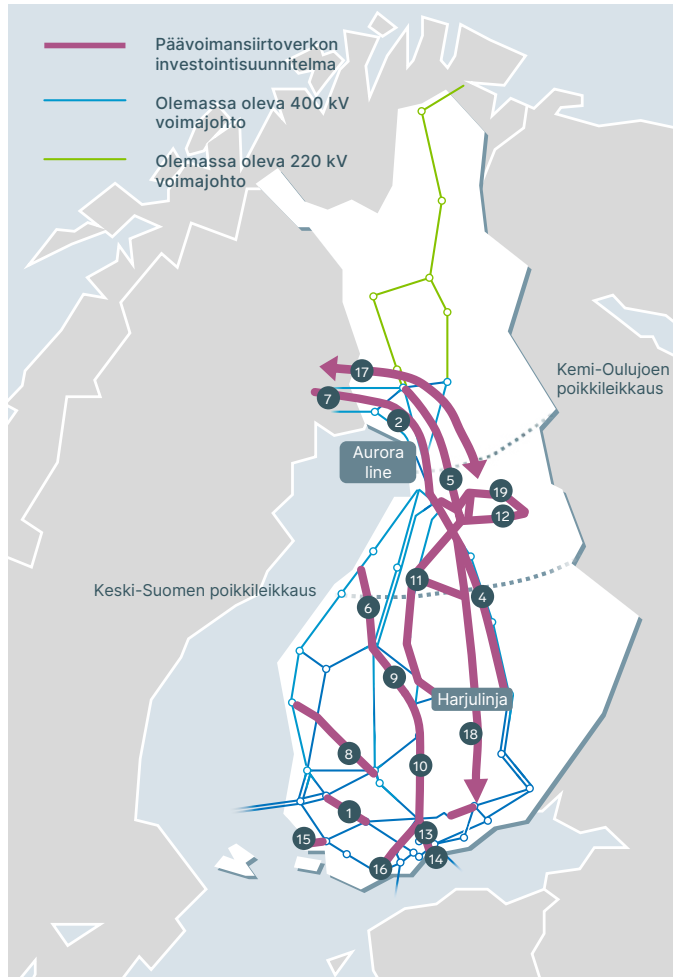
Sähköntuotanto painottuu yhä enemmän Pohjois- ja Keski-Suomeen sekä maan länsiosiin. Sähkön siirtäminen Etelä-Suomen kulutuskeskittyymiin edellyttää pohjois-eteläsuuntaisten siirtoyhteyksien vahvistamista. Myös siirto länsirannikolta etelään kasvaa ja merituulivoiman kehityksessä länsirannikko voi muodostua vielä entistäkin tuotantopainotteisemmaksi. Etelä-Suomen sähkön alijäämä kasvaa yhteistuotantolaitosten sähköntuotannon vähentyessä ja sähkönkulutuksen kasvaessa. Tämä alijäämä korvautuu pohjoisen ja lännen tuulivoimalla ja tuonnilla etenkin Pohjois-Ruotsista. Sähköntuotannon kasvaessa Suomesta tulee sähköenergian osalta omavarainen ja myös sähkön siirto naapurimaihin lisääntyy. Sääriippuvan sähköntuotannon lisääntyessä rajajohtoinvestointien merkitys järjestelmän tasapainottavana elementtinä korostuu.

Pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia rajoittavat kaksi sähköteknisin perustein määriteltyä poikkileikkausta: Keski-Suomen poikkileikkaus sekä Kemi-Oulujoen poikkileikkaus. Lisäksi tuulivoiman kehitys on tuonut uuden siirtokapasiteettia rajoittavan leikkauksen länsirannikolle.

Kuva 1. Fingridin tiedossa olevien julkistettujen sähköntuotantohankkeiden sijoittuminen Suomessa 4.10.2023.

Projektityyppi ● Aurinkovoima ● Merituulivoima ● Tuulivoima ● Ydinvoima





Kuva 2. Kantaverkon kehittämissuunnitelma pääsiirtoverkon osalta. Uudet 400 kV yhteydet punaisella värillä.

Keski-Suomen poikkileikkaus kulkee maan poikki Kokkolasta Iisalmen pohjoispuolitse itään. Pohjoisen alue on vesi- ja tuulivoimavaltainen sekä ylijäämäinen, kun taas eteläinen alue on ydin- ja lämpövoimavaltainen sekä suuren kulutuksen vuoksi alijäämäinen. Lisäksi valtaosa sähkön viennistä tapahtuu etelässä olevilla rajasiirtoyhteyksillä. Poikkileikkauksen läpi kulkee neljä 400 kV siirtokäytävää Oulusta etelään: Rannikkolinja, Jokilinja, Metsälinja ja Järvilinja. Lisäksi Järvilinjan vahvistamiseksi on rakenteilla uusi 400 kV voimajohto Vaalasta Joroisiin, joka valmistuu vuonna 2026 (kuvassa 2 voimajohto 4).

Kemi-Oulujoen poikkileikkaus jakaa pohjoisen alueen lijoen pohjois- ja eteläpuoliseen osaan. Leikkauksen läpi kulkee tällä hetkellä kolme 400 kV siirtojohtoa ja neljäs (Aurora Line) on rakenteilla

Muhokselta Tornion kautta Ruotsiin (kuvassa 2 voimajohto 2). Aurora Line valmistuu vuonna 2025.

Länsirannikolle muodostunut leikkaus käsittää Rannikkolinjalle liitetyn sähkönkulutuksen ja -tuotannon sekä etenkin tuulivoimatuotannon edellyttämät siirtoyhteydet länsirannikolta pohjoiseen ja etelään.

Seuraavaksi käydään tarkemmin läpi pääsiirtoverkon kehittämissuunnitelma aikajärjestyksessä.

Keski-Suomen poikki-leikkauksen vahvistukset

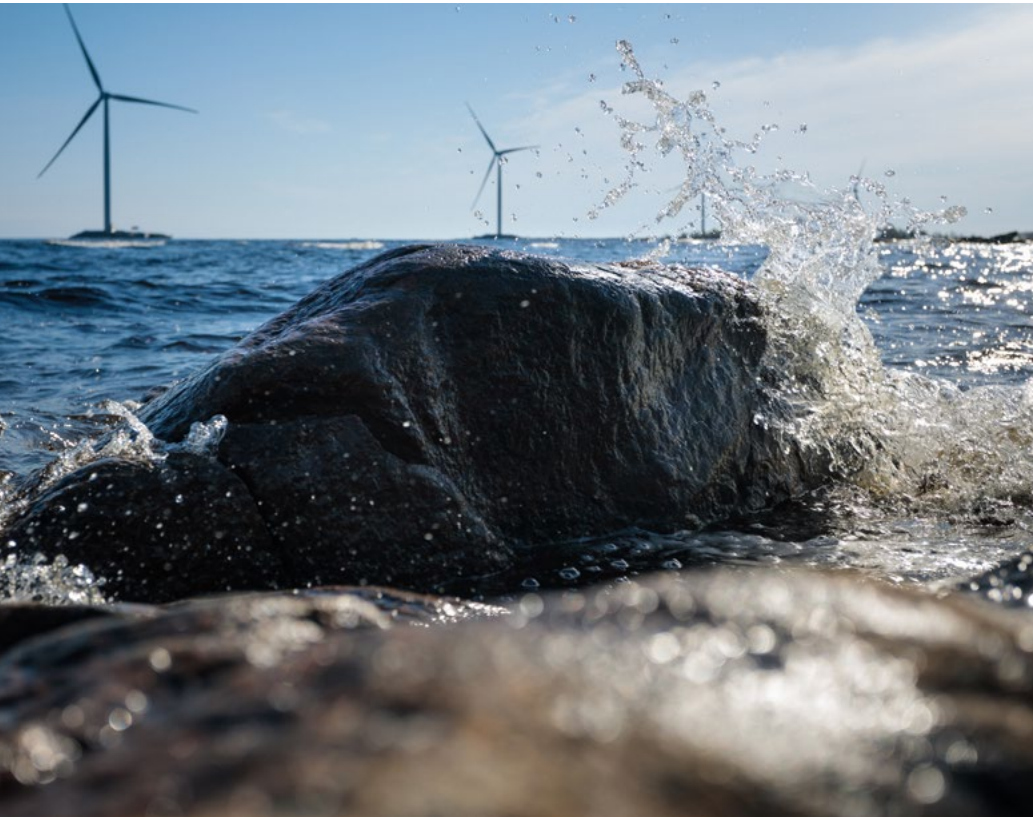
Tuulivoimaa ennustetaan rakentuvan Suomeen jopa noin 2 000 MW vuodessa seuraavan 10 vuoden aikana, ja siitä suuri osa sijoittuu Länsirannikolle, Meri-Lapin alueelle, Pohjois-Pohjanmaalle ja

Kainuuseen. Sähkönkulutus painottuu Etelä-Suomeen, joten tuotannon ja kulutuksen välille tarvitaan lisää siirtokykyä.

Keski-Suomen poikkileikkauksen siirtokapasiteettia rajoittaa tällä hetkellä leikkauksen eteläpuolella sijaitsevan verkon jännitteen laatu ja vian jälkeinen jännitestabiilius. Siirtokapasiteettia voidaan lisätä voimajohtojen rakentamisen lisäksi jännitetukea parantavalla rinnakkaiskompensoinnilla, jolla voidaan lisätä siirtokapasiteettia nopeasti, kustannustehokkaasti ja ympäristöystävällisesti. Rinnakkaiskompensointia lisätään usealle sähköasemalle 20 kV ja 400 kV jännitetasoille lisättävien kondensaattoreiden avulla vuoden 2024 loppuun mennessä. Seuraava Keski-Suomen poikkileikkauksen siirtokapasiteettia lisäävä investointi on Järvilinjan vahvistaminen. Uuden 400 kV voimajohdon reitti tulee kulke-

maan Vaalan Nujuankankaan sähköasemalta etelään Joroisiin Huutokosken sähköasemalle (kuvassa 2 voimajohto 4). Voimajohto on rakenteilla ja valmistuu vuonna 2026.

Länsirannikolla Rannikkolinjan nykyinen kapasiteetti ei tulevaisuudessa yksinään riitä kaiken länsirannikolle suunnitellun sähköntuotannon, erityisesti tuulivoiman tuottaman sähkön, siirtämiseksi pois alueelta. Sähkönsiirtokapasiteetin nostamiseksi tarvitaan uusi 400 kV Jylkkä-Alajärvi-Toivila-voimajohtoyhteys, joka osaltaan vahvistaa Keski-Suomen poikkileikkauksen lisäksi myös Länsileikkausta. Yhteys rakennetaan ensin Kalaajoelta Jylkän sähköasemalta Alajärvelle vuonna 2027 (kuvassa 2 voimajohto 6) ja sen jälkeen Alajärveltä Toivilaan (kuvassa 2 voimajohto 9) vuonna 2028. Jylkkä-Alajärvi-osuus suunnitellaan kah-



della virtapiirillä. Suunnitteluratkaisulla halutaan varmistaa tuulivoiman liittymismahdollisuudet myös tulevaisuudessa.

Pohjois-eteläsuuntaisia voimajohtoja on vahvistettava myös Jyväskylän tasolta etelään kohti kulutuskeskittymiä. Metsälinjaa jatketaan vuonna 2028 Jämsän Toivilan sähköasemalta Hausjärven Hikiän sähköasemalle (kuvassa 2 voimajohto 10). Yhteys suunnitellaan kahdella voimajohdolla ja se rakennetaan olemassa olevien vanhojen 220 kV rakenteisten voimajohtojen paikalle. Yhteyden lopullinen rakentamisaajuus päätetään myöhemmin, kun tarkempi siirtokapasiteetin tarve selviää tuotanto- ja kulutushankkeiden tarkentuessa.

Suunnittelujakson loppupuolella on tarve vahvistaa Metsälinjaa edelleen pohjois-eteläsuuntaisen siirtokapasiteetin kasvattamiseksi. Suunniteltu voimajohdoreitti kulkee Vaalan Nujuankankaan sähköasemalta Keski-Suomeen (ku-

vassa 2 voimajohto 11). Uuden 400 kV voimajohdon suunniteltu käyttöönotto on vuonna 2030.

Yhä kasvavan tuulivoimalla tuotetun sähkön siirtämiseksi Kainuun, Pohjois-Pohjanmaan ja Pohjois-Savon alueilta etelän kulutukseen suunnitellaan uutta 400 kV Harjulinjaa Kajaanin Höyttikankaan ja Haapajärven Pysäysperän sähköasemilta Pyhäjärven kautta Etelä-Suomeen (kuvassa 2 voimajohto 18). Voimajohdon suunniteltu valmistuminen on vuonna 2032.

Vuosien 2024–2033 aikana valmistuvien investointien jälkeen pohjois-eteläsuuntaisten 400 kV voimajohtojen lukumäärä nousee nykyisestä viidestä 11:een kappaleeseen.

Kemi-Oulujoen poikkileikkauksen vahvistukset

Kemi-Oulujoen poikkileikkaus vahvistuu Aurora Linen (kuvassa 2 voimajohto 2) rakentamisen seurauksena vuonna 2024. Uusi rajajohto ylettyy Ruotsista Muhokselle Pyhänselän sähköasemalle asti ja valmistuu kokonaisuudessaan vuonna 2025.

Nykyisen näkemyksen mukaan suuria määriä tuulivoimaa rakentuu lijoen pohjoispuolelle seuraavan 10 vuoden aikana. Tuulivoiman liittäminen kantaverkkoon edellyttää lisävahvistuksia Kemi-Oulujoen poikkileikkaukseen. Voimajohto Rovaniemellä sijaitsevalta Petäjäskosken sähköasemalta Vaalaan Nuovuankankaan sähköasemalle (kuvassa 2 voimajohto 7) valmistuu vuonna 2027 Järvilinjan vahvistamisen jälkeen. Lisäkapasiteettia tarvitaan myös sähkön tuontikapasiteettin kasvaessa Ruotsista Suomeen toisen Aurora Line -investoinnin (Aurora Line 2) jälkeen.

Muut pääsiirtoverkon vahvistukset

Huittisten ja Forssan välille rakennettavalla 400 kV voimajohtoyhteydellä (kuvassa 2 voimajohto 1) parannetaan kantaverkon käyttövarmuutta ja pienennetään verkon energiahäviöitä. Uusi voimajohtoyhteys mahdollistaa entistä paremmin huolto- ja vikakeskeytykset Lounais-Suomen alueella ilman, että sähköjärjestelmän käyttövarmuus alenee. Uusi voimajohto on rakenteilla ja valmistuu vuonna 2025.

Pääkaupunkiseudun osalta sähkönkulutus on kasvussa ja sähköntuotanto vähenemässä. Turvataksaan pääkaupunkiseudun asukkaiden ja yhteiskunnallisesti tärkeiden toimintojen sähkönsaannin, Fingrid rakentaa 400 kV kaapeliyhteyden Länsisalmen sähköasemalta Viikkiin, Vanhankaupungin sähköasemalle (kuvassa 2 voimajohto 3). Hankkeessa varaudutaan tilavaruksella myös mahdollisen toisen 400 kV

kaapelin toteutukseen myöhemmin tulevaisuudessa. Helsingin kaapeli valmistuu vuonna 2026. Pääkaupunkiseudun yhä kasvavaa sähkönkulutusta varten rakennetaan lisäksi Hausjärveltä Porvooseen Anttilan sähköasemalle ja sieltä edelleen Vantaalle Länsisalmen sähköasemalle uusi 400 kV voimajohtoyhteys (kuvassa 2 voimajohdot 13 ja 14) vuonna 2030. Hausjärven ja Anttilan välillä yhteys valmistaudutaan rakentamaan kahdella virtapiirillä.

Suomen ja Ruotsin rajalla Torniossa olemassa olevaa 400 kV Svartbyn-Keminmaa-rajasiirtoyhteyttä vahvistetaan vaihtamalla nykyisille voimajohdopylväille siirtokyvyltään vahvemmat johtimet (kuvassa 2 voimajohto 5). Johtimien vaihdon tarve johtuu sähkön tuotannon ja kulutuksen kehittymisestä Ruotsin puolella. Mahdollinen vaikutus rajasiirtokapasiteettiin tullaan arvioimaan suunnittelun edetessä. Hanke valmistuu vuonna 2028.



Länsirannikolla Kristiinankaupungissa sijaitsevalta Åbackin sähköasemalta on suunnitteilla 400 kV voimajohto No-kiassa sijaitsevalle Melon sähköasemalle (kuvassa 2 voimajohto 8) Länsi-Suomeen sijoittuvan tuulivoimatuotannon siirtämiseksi etelän kulutuskeskittymiin. Yhteys valmistuu vuonna 2028.

Vuonna 2030 Vaalasta Nuojuankankaan sähköasemalta Ristijärvelle uudelle Seitenjärven sähköasemalle rakennetaan 400+110 kV voimajohto (kuvassa 2 voimajohto 12) korvaamaan olemassa oleva ja ikääntynyt 220 kV voimajohto. Tämän jälkeen 220 kV yhteys Pyhänselältä Seitenoikealle poistuu kantaverkon käytöstä.

Turun alueen sähkönkulutuksen odotetaan kasvavan tulevaisuudessa uusien sähköintensiivisten teollisuushankkeiden seurauksena. Hankkeiden mahdollista-

miseksi on suunnitteilla uusi 400 kV voimajohto Liedosta Raisioon vuodelle 2031.

Hausjärvellä sijaitsevalta Hikiän sähköasemalta Siuntion kautta Inkooseen on suunnitteilla 400 kV voimajohto (kuvassa 2 voimajohto 16) kasvavan sähkönkulutuksen tarpeisiin. Voimajohto tarvitaan myös ennen seuraavan Suomen ja Viron välisen tasasähköyhteyden, Estlink 3:n rakentamista. Hikiä–Inkoo-voimajohdon suunniteltu käyttöönotto on vuonna 2031 ja Estlink 3:n vuonna 2035.

Kainuun ja Pohjois-Pohjanmaan lisääntyvän tuulivoimatuotannon mahdollistamiseksi suunnitellaan 400 kV voimajohtoa Hyrynsalmen/Ristijärven alueelle rakennettavalta uudelta Seitenjärven sähköasemalta Utajärvelle uudelle Ponteman sähköasemalle ja sieltä edelleen Muhokselle Pyhänselän sähköasemalle.

Lisäksi Ponteman ja Nuojuankankaan välille rakennetaan tarpeen mukaan 400 kV yhteys siirtokapasiteetin nostamiseksi edelleen (kuvassa 2 voimajohto 19). Osa voimajohdosta rakentuu näillä näkymin asiakkaan toimesta ja ostetaan myöhemmin osaksi kantaverkkoa. Voimajohdon on määrä valmistua vuonna 2032.

Vuodelle 2032 on suunnitteilla myös uusi rajajohtoyhteys, Aurora Line 2 (kuvassa 2 voimajohto 17) Ruotsiin. Voimajohdon alustava suunnittelu on käynnistetty yhdessä Ruotsin kantaverkkoyhtiö Svenska kraftnätin kanssa. Lisäksi kehittämissuunnitelmassa on varauduttu lisäämään verkkoon kompensointiratkaisuja, kuten synkronikompensointiratkaisuja, tarpeen mukaan.

Suomeen on rakentumassa seuraavien vuosien aikana merkittävä määrä tuulivoimaa. Fingrid tekee tiivistä yhteistyötä

tuulivoimatoimijoiden ja jakeluverkkoyhtiöiden kanssa, jotta tuulivoimatuotot saadaan liitettyä sähköjärjestelmään ajallaan. Voimajohtoinvestointien li- säksi tuulivoimaa varten suunnitellaan useita uusia sähköasemia, joita varten Fingrid on kartoittamassa kohteita, jotka soveltuisivat uusiksi muuntoasemapaikoiksi. Tavoitteena on sijoittaa uudet sähköasemat tuulivoiman kannalta keskeisille paikoille. Tällöin saavutetaan teknisesti ja ympäristön kannalta paras liityntäratkaisu.



Katsaus vuoden 2033 jälkeiseen aikaan

Vuoden 2033 jälkeen pääsiirtoverkon vahvistustarpeen arvioidaan edelleen jatkuvan. Vuonna 2023 valmistuneessa [sähköjärjestelmävisiossaan](#) Fingrid arvioi Suomen sisäisten siirtotarpeiden jatkuvan kasvuaan tuotannon ja kulutuksen edelleen kasvaessa. Erityisesti silloin, jos Suomesta tulee sähkön tai siitä jalostettujen polttoaineiden viejä, siirtotarpeet voivat kasvaa hyvin suureksi. Tällöin on syytä selvittää myös nykyisin käytössä olevia teknologioita (400 kV yhden virtapiirin voimajohdot, sarja- ja rinnankompensointi) laajempaa ratkaisuvaihtoehtoa.

Tunnistettuja lisäselvitystä vaativia ratkaisumahdollisuuksia ovat DLR-teknologian tuomat laajemmat hyödyt, korkeamman jännitetasen käyttö (esimerkiksi 750 kV), 400 kV kaksoisvirtapiirit sekä uudet johtimet, kuten esimerkiksi

4-Finch-johtimet. Rinnakkaiskompensoinnin sekä sarjakompensoinnin osalta näiden ratkaisujen yhtenäistäminen voisi nopeuttaa niiden toteutusta. Mahdollinen tasasähköyhteyksien käyttö maan sisällä voisi kasvattaa huomattavasti esimerkiksi etelä-pohjois-suuntaista siirtokykyä. Lisäksi on syytä selvittää, olisiko erityisesti vetynä loppukäytettävää energiaa kokonaistaloudellisuuden kannalta järkevämpi siirtää vetynä kuin sähkönä. Suomessa kaasun kantaverkkoyhtiönä toimiva Gasgrid Finland on ollut mukana visioimassa Euroopan laajuista, Suomeen asti ulottuvaa vetyverkkoa¹.

Seuraavaksi käydään läpi mahdollisia vuoden 2033 jälkeen rakennettavia 400 kV voimajohtoja. Voimajohtojen tarve riippuu eri alueiden sähköntuotanto- ja kulutusrakenteen kehityksestä. Lisäksi olemassa olevia ikääntyviä 400 kV voimajohtoja valmistaudutaan vahvistamaan uusilla tai korvaavilla yhteyksillä.

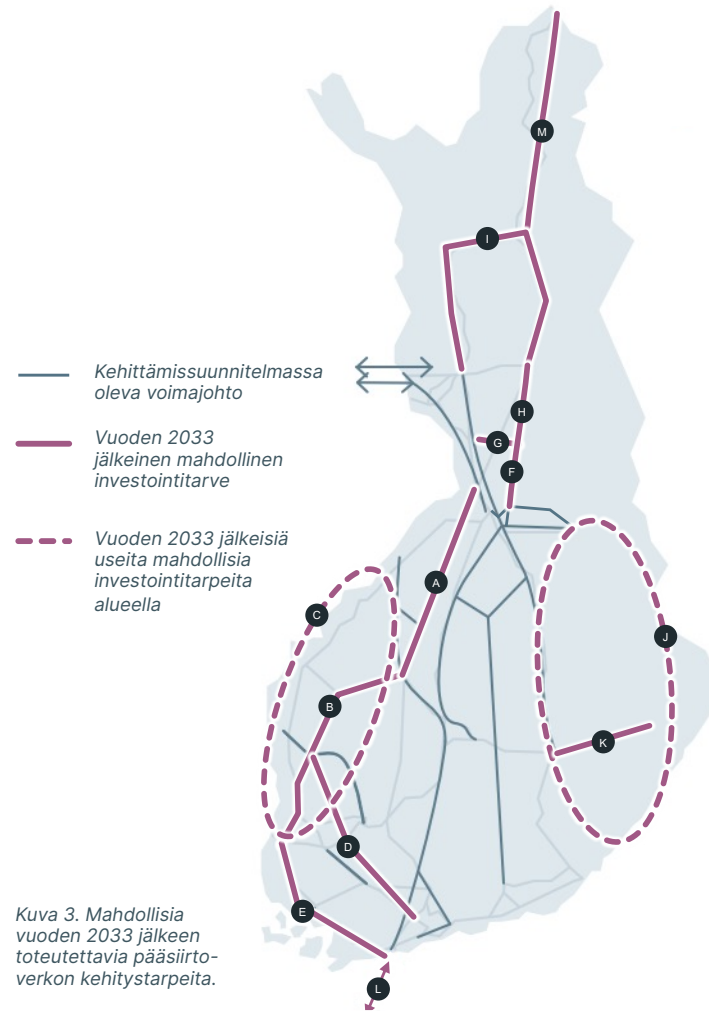
¹ [gasgrid.fi/2021/04/13/gasgrid-finland-visiomassa-euroopan-laajuista-vetyverkkoa](https://www.gasgrid.fi/2021/04/13/gasgrid-finland-visiomassa-euroopan-laajuista-vetyverkkoa)

2030-luvun puolivälin tienoilla kantaverkon siirtotarpeet edellyttävät suurella todennäköisyydellä nykyisten 2-osajohdinten 400 kV yhteyksien vahvistamista. Näitä yhteyksiä ovat 400 kV Jokilinjat (kuvassa 3 voimajohto A) ja Länsirannikon Seinäjoki–Alajärvi–Uivila-yhteys (kuvassa 3 voimajohto B). Yhteyksiä vahvistetaan joko uusimalla nykyiset voimajohtot tai rakentamalla uusia rinnakkaisia kolmen osajohdinten voimajohtoja. Uusien voimajohtojen reitit ja tarkat päätepisteet eivät ole vielä tiedossa.

Länsirannikolla on useita merkittävän kokoluokan sähköntuotantohankkeita ja sähköintensiivisiä teollisuushankkeita. Näiden hankkeiden toteutuessa laajamittaisesti, Länsirannikolta tulee rakentaa edelleen uusia 400 kV voimajohtoja etelään (kuvassa 3 alue C). Uusien voimajohtojen tarkemmat reitit ja päätepisteet toteutuvat asiakashankkeiden sijoittumisen ja etenemisen mukaan.

Todennäköisiä voimajohtoyhteyksiä olisivat näillä näkymin yhteys Kankaanpään suunnalta pääkaupunkiseudulle (kuvassa 3 voimajohto D) ja Raumalta Liedon sähköaseman kautta Inkooseen (kuvassa 3 voimajohto E). Inkoosta on suunnitteilla Viroon uusi tasasähkökaapeli Estlink 3 vuodelle 2035 (kuvassa 3 voimajohto L).

Kainuussa ja Pohjois-Pohjanmaalla on suunnitteilla useita tuuli- ja aurinkovoimahankkeita, joiden toteutuminen edellyttää uusien 400 kV voimajohtoyhteyksien rakentamista. Puolangan länsipuolelle rakennettavalta Ponteman sähköasemalta suunnitellaan 400 kV voimajohtoa pohjoiseen Pudasjärven alueelle (kuvassa 3 voimajohto F), josta voimajohtoa on tarkoitus jatkaa lihin uudelle Hervan sähköasemalle (kuvassa 3 voimajohto G) sekä Lappiin Pirttikosken sähköasemalle (kuvassa 3 voimajohto H). Hervan ja Pudasjärven välinen voimajohto rakentuu mahdol-



Kuva 3. Mahdollisia vuoden 2033 jälkeen toteutettavia pääsiirtoverkon kehitystarpeita.

lisesti osittain asiakkaan toimesta ja ostetaan myöhemmin osaksi kantaverkkoa. Uudet voimajohdot mahdollistavat uusien tuotantohankkeiden verkkoon liittämisen lisäksi myös alueen jakeluverkon kehittämisen.

Lapin nykyisen 220 kV verkon siirtokapasiteetista tulee niukkuutta, jos Lapissa olevat tuulivoimahankkeet toteutuvat laajamittaisesti. 220 kV rengasverkon rinnalle suunnitellaan 400 kV voimajohtoa siirtokapasiteetin nostamiseksi ja suurien tuotantohankkeiden liittämiseksi (kuvassa 3 voimajohto I). Uudet 400 kV voimajohdot rakennettaisiin näillä näkymin Pirttikosken sähköasemalta Petäjäskosken sähköasemalle Isoniemen ja Vajukosken sähköasemien kautta. 400 kV rengas toteutetaan vaiheittain alueen hankkeiden etenemisen mukaan. Mahdollisesti ensimmäinen osuus rakennettaisiin Pirttikosken ja Kellarijängän sähköasemien välille. Lisäksi varauksena näkyy 400 kV yhteys Norjaan (kuvassa 3

voimajohto M). Yhteystarve liittyy rajakapasiteetin kehittämiseen ja edellyttäisi laajaa verkon kehittämistä myös Norjan puolella Norjan kantaverkkoyhtiön Statnetin toimesta.

Itä-Suomen kantaverkko koostuu tällä hetkellä pitkistä 110 kV rengasyhteyksistä. Kantaverkko mahdollistaa tällä hetkellä jopa satojen megawattien sähkön tuotannon ja kulutuksen liittämisen alueella, sijainnin ja joustopotentialin mukaan, mutta tätä suurempien sähkön tuotanto- tai kulutushankkeiden liittäminen on haasteellista. Hankkeiden toteutumisen mahdollistamiseksi Itä-Suomeen on suunnitteilla uusia 400 kV voimajohtoja siirtokapasiteetin kasvattamiseksi (kuvassa 3 alue J). Voimajohtojen rakentaminen edellyttää asiakashankkeiden etenemistä ja liityntäpisteiden määrittämistä, jotta tarvittavat voimajohdot ja sähköasemat voidaan ottaa osaksi investointisuunnitelmaa. Alueen tuulivoimahankkeiden



etenemiseen vaikuttaa merkittävästi muun muassa puolustusvoimien linjatukset ilmavalvonnan tarpeista. Näillä näkymin yksi todennäköisimmistä 400

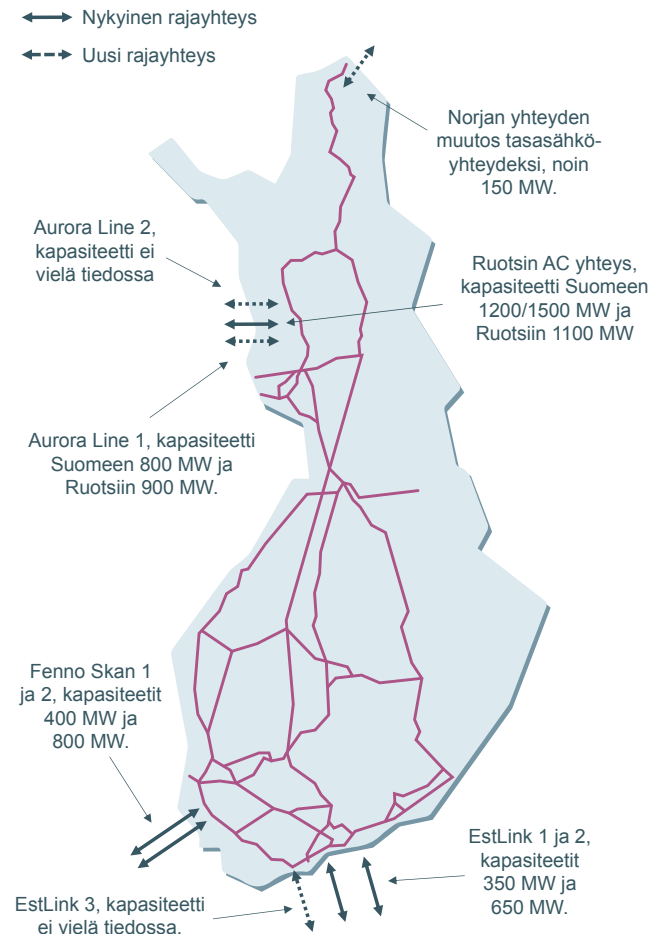
kV voimajohdoista olisi yhteys Huutokosken sähköasemalta Kontiolahden sähköasemalle (kuvassa 3 voimajohto K).

Rajasiirtokapasiteetin kehittäminen

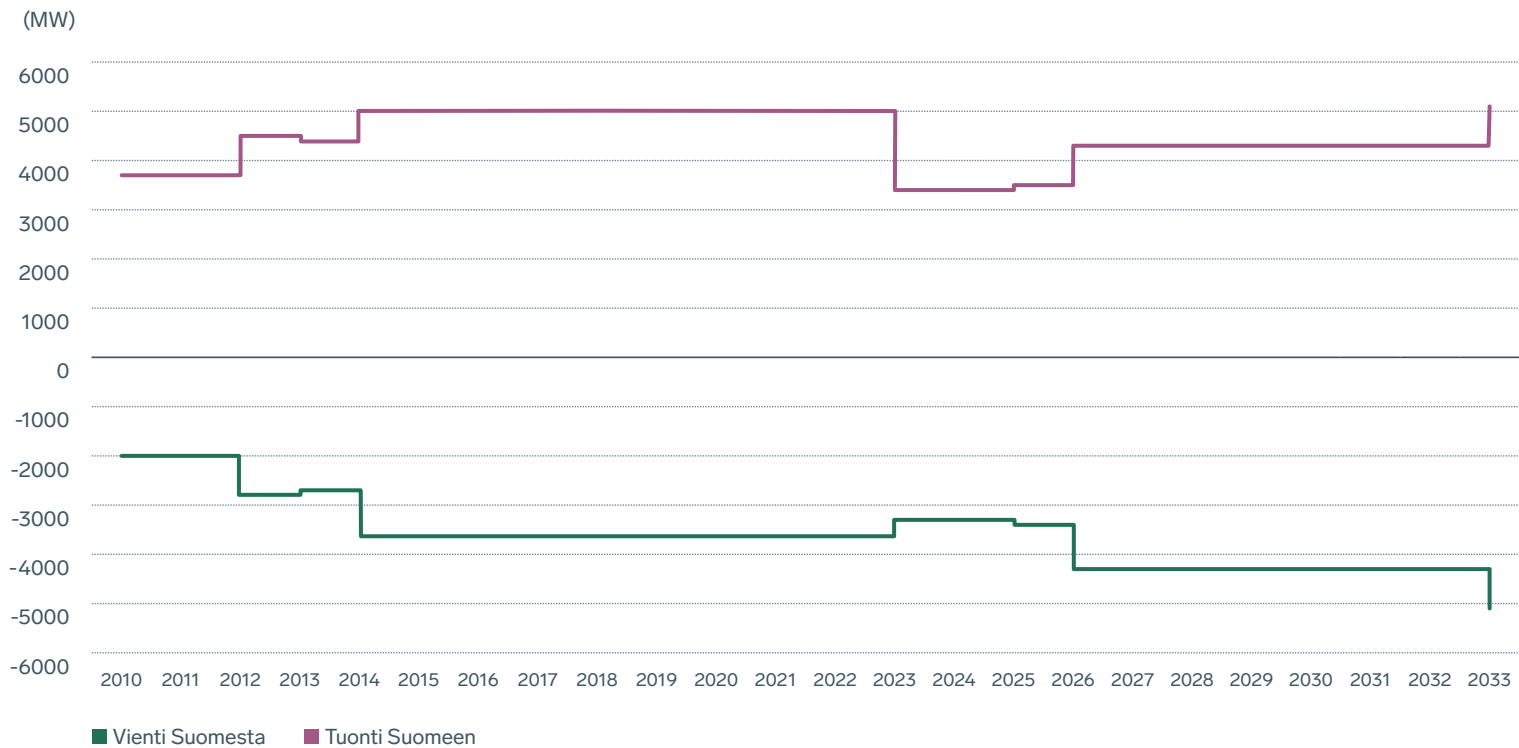
Suomen sähköjärjestelmä on liittynyt suurjännitteisillä vaihtosähköyhteyksillä Pohjois-Ruotsiin ja Pohjois-Norjaan sekä tasasähköyhteyksillä Keski-Ruotsiin ja Viroon. Mainituista siirtoyhteyksistä kaikki, Norjan yhteyttä lukuun ottamatta, ovat sähkömarkkinoiden käytössä. Tasasähköyhteys Venäjälle jäi pois käytöstä vuoden 2022 aikana Venäjän Ukrainaa vastaan aloittaman sodan aiheuttamien talouspakotteiden seurauksena. Vuoden 2023 alussa Fingridin hallinnassa olevien siirtoyhteyksien sähkömarkkinoille annetut kaupalliset siirtokapasiteetit olivat seuraavat (Suomesta / Suomeen).

Ruotsi: 2300 / 2400 MW
Viro: 1016 / 1016 MW

Vaihtosähköyhteyksien siirtokapasiteetit on perinteisesti määritetty niin sanotulla NTC-periaatteella (Net Transfer Capacity, eli kaupallinen maksimituontikapasiteetti), jonka seurauksena ne ovat pysyneet varsin vakaina muutosten aiheutuessa vain huolto- ja vikakeskeytyksistä. Pohjoismaisilla kantaverkkoyhtiöillä on parhaillaan menossa projekti, jonka tavoitteena on siirtyä niin sanottuun Flow-based-menetelmään määritettäessä kaupallisia siirtokapasiteetteja sähkömarkkina-alueiden välillä. Tämän menetelmän arvioidaan antavan kapasiteettia tehokkaammin markkinoiden käyttöön, ottamalla huomioon erilaisia siirtotilanteita. Tällä hetkellä Flow-based-menetelmään siirtymisen arvioidaan tapahtuvan vuoden 2024 aikana. Suomen osalta muutos ei vaikuta alustavien arvioiden mukaan merkittävästi Suomen rajasiirtoyhteyksien markkinakapasiteetteihin verrattuna nykyiseen NTC-menetelmään.



Kuva 4. Rajasiirtokapasiteetit ja niiden kehittäminen.



Kuva 5. Rajasiirtokapasiteetin kehitys vuosina 2010–2023 sekä suunniteltu kehitys vuosina 2024–2033.

Ruotsi

Pohjois-Suomen ja Pohjois-Ruotsin välinen vaihtosähkökapasiteetti on vuoden 2023 alussa 1200 MW tuontia Ruotsista Suomeen ja 1100 MW vientiä Suomesta Ruotsiin. Mikäli Olkiluoto 3 -ydinvoimalaitosyksikön tuotantoteho on alle 1000 MW, voidaan käytettävissä olevaa tuontikapasiteettia vaihtosähköyhteyksillä Ruotsista Suomeen nostaa 300 MW:lla 1500 MW:iin. Pohjoisten vaihtosähköyhteyksien lisäksi rajasiirtokapasiteettia Suomen ja Ruotsin välillä lisäävät tasasähköyhteydet Etelä-Suomen ja Keski-Ruotsin välillä, joiden kapasiteetti on yhteensä 1200 MW. Vuonna 1989 käyttöön otetun Fennoskan 1 -yhteyden (400 MW) elinikää kyetään selvitysten mukaan jatkamaan vuoteen 2040 asti².

Vuoden 2016 aikana Fingrid ja Svenska kraftnät tekivät selvityksen rajakapa-

siteetin kehittämistarpeista. Selvityksen mukaan pullonkaulatilanteet ovat todennäköisiä myös tulevaisuudessa, joten uudelle siirtoyhteydelle on tarve. Merkittävin uuden yhteyden tuoma hyöty on sähkön hintaerojen tasoittuminen maiden välillä, mutta kasvava siirtokapasiteetti on hyvin tärkeä myös koko Suomen sähköjärjestelmän käytövarmuuden, sähkön riittävyuden ja reservimarkkinoiden tehostamisen kannalta. Suomen ja Ruotsin kantaverkoyhtiöt päättivät syksyllä 2016 edetä kolmannen vaihtosähköyhteyden, Aurora Linen, toteuttamisessa ja yhdysjohdon rakentaminen aloitettiin vuonna 2022. Projektin on saanut EU:lta Project of Common Interest (PCI) -statuksen. PCI-hankkeiksi valitut projektit voivat muun muassa hyötyä nopeutetusta lupakäsittelystä ja ovat oikeutettuja hakemaan taloudellista tukea Connecting Europe Facility (CEF) -rahoitu-



²[fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2021/suomen-ja-ruotsin-valisen-fenno-skan-1--yhteyden-kayttoa-jatketaan-vuoteen-2040](https://www.fingrid.fi/sivut/ajankohtaista/tiedotteet/2021/suomen-ja-ruotsin-valisen-fenno-skan-1--yhteyden-kayttoa-jatketaan-vuoteen-2040)

sinstrumentista. Aurora Line hankkeen merkittävyyden vuoksi EU myönsikin hankkeelle 127 miljoonan euron tuen. Myönnetty tuki on osa Verkkojen Eurooppa -rahoitusohjelmaa.

Aurora Line lisää siirtokapasiteettia Ruotsista Suomeen 800 MW ja Suomesta Ruotsiin 900 MW, mikä on noin 30 prosentin lisäys nykyiseen Suomen ja Ruotsin väliseen kokonaissiirtokapasiteettiin. Voimajohto rakennetaan Ruotsin Messauresta Suomen puolelle Viitajärven sähköasemalle ja edelleen Pyhänselän sähköasemalle. Voimajohdon pituudeksi tulee noin 400 kilometriä. Hankkeen kustannuksiksi arvioidaan noin 250 miljoonaa euroa. Fingridin ja Svenska kraftnätin yhteinen tavoite on, että johtoyhteys saadaan käyttöön vuoden 2025 loppuun mennessä.

Fingridin vuonna 2023 julkaiseman järjestelmävision tulosten perusteella rajasiirtokapasiteetin kasvattaminen edelleen vaikuttaa hyödylliseltä vuoteen 2035 mennessä. Fingrid ja Svenska kraftnät käynnistivät vuoden 2022 lopulla selvitystyön, jossa haetaan tarkempaa näkemystä seuraavan rajajohtoyhteyden toteuttamisesta. Seuraavalle rajajohtoyhteydelle, Aurora Line 2:lle, on haettu myös PCI-status. Aurora Line 2:en käyttöönotto on Fingridin kehittämissuunnitelmassa vuodella 2032.

Yhteisrahoitettu Euroopan unionin Verkkojen Eurooppa -välineestä



Kuva 6. Aurora Line 1:en reitti Suomessa ja Ruotsissa.

Viro

Suomen ja Viron välillä on kaksi tasa-sähköyhteyttä, EstLink 1 (350 MW) ja EstLink 2 (650 MW). Järjestelmävisiossa Fingrid arvioi Suomen ja Viron välisen siirtokapasiteetin kasvattamisen vaikuttavan kansantaloudellisesti hyödylliseltä vuoden 2035 tasolla tietyin edellytyksin, jotka liittyvät erityisesti Baltian markkina-alueen pieneen kokoon sekä Baltian ja Puolan väliseen sähkökauppaan tulevaisuudessa. Fingrid ja Elering ovat parhaillaan käynnistämässä selvitystyötä, jossa haetaan tarkempaa näkemystä EstLink 3 -yhteyden kannattavuudelle ja ajoittamiselle. Suunnittelua jatketaan myös osana kansainvälistä verkosuunnitteluyhteistyötä, muun muassa hakemalla EstLink 3:lle PCI-statusta. EstLink 3:en käyttöönotto on Fingridin investointisuunnitelmassa vuonna 2035.

Norja

Fingrid ja Norjan kantaverkkoyhtiö Statnett ovat selvittäneet Pohjois-Suomen ja Pohjois-Norjan välisten siirtoyhteyksien kehittämistä. Mahdollinen siirtokapasiteetin tarve liittyy PohjoisNorjan teollisuuden sähköntarpeen kasvuun ja alueen tuulivoimapotentiaalin mahdolliseen hyödyntämiseen. Pohjois-Norjassa ongelmana on Finnmarkin alueen heikot yhteydet muuhun Norjan verkkoon. Aiempien selvitysten tuloksena parhaalta vaihtoehdolta tällä hetkellä vaikuttaa vaihtoehto, jossa nykyinen vaihtosähköyhteys (suuruudeltaan noin 100–150 MW) muutetaan nykyistä siirtokapasiteettia vastaavaksi tasasähköyhteydeksi Norjan puolelle sijoittuvalla tasasähköasemalla (nk. back to back HVDC). Hankkeen alustava aikataulu Statnettilla on vuoden 2030 paikkeilla. Vaihtamalla

yhteyden tekniikka vaihtosähköyhteydestä tasasähköyhteydeksi voidaan paremmin hallita ympäröivän verkon pullonkauloja ja vaimentaa siirtoja rajoittavia stabiilisuusiilmiöitä. Rajayhteyden uusimisen yhteydessä Statnettin on tarkoitus vahvistaa omaa verkkoaan PohjoisNorjassa asteittain kohti Suomen rajaa.



Investointisuunnitelma alueittain

Seuraavissa kappaleissa esitellään kantaverkon kehittämissuunnitelma eri puolilla Suomea. Suunnittelualueita on neljä: Pohjois-Suomi, Itä-Suomi, Länsi-Suomi ja Etelä-Suomi. Läpikäynnin helpottamiseksi jokainen alue on jaettu lisäksi 2–4 pienempään alueeseen. Alueet on valittu sekä maantieteellisin että sähköteknisin perustein.

Suunnittelualueista käydään läpi alueiden erityispiirteitä, viime vuosien investointeja ja kantaverkkoon sekä nykyiset kehittämissuunnitelmat. Suunnitellut hankkeet on esitetty karttakuvien avulla, joissa Fingridin omistamat 400 kV voimajohdot ovat väriltään sinisiä, 220 kV voimajohdot vihreitä ja 110 kV voimajohdot punaisia. Muiden yhtiöiden omistuksessa olevat voimajohdot ovat väriltään mustia. Lisäksi investoinnit on merkitty kuvan 7 mukaisin merkinnöin.

Tiedot ja aikataulut suunnitelluista investoinneista ovat alustavia ja täsmentyvät

lähempänä toteutusajankohtaa. Lopullinen toteutustapa ja aikataulu täsmenntyvät investointipäätöksen yhteydessä. Näin Fingrid pystyy tarvittaessa reagoimaan nopeasti toimintaympäristön muutoksista aiheutuviin tarpeisiin. Etenkin lukuisat tuuli- ja aurinkovoimahankkeet sekä vety- ja teollisuushankkeet ja niihin liittyvät epävarmuudet voivat muuttaa verkon kehitystarpeita nopeasti. Asiakashankkeiden seurannan parantamiseksi käytössä on erilaisia työkaluja, kuten raportteja ja dynaamisia karttoja, joita käytetään suunnittelun tukena. Näillä mahdollistetaan myös ennakoiva ja joustava päätöksenteko.

Kehittämissuunnitelma päivitetään joka toinen vuosi, joten työ kuvaa yhden ajanhetken otosta Fingridin investointisuunnitelman seuraavien 10 vuoden hankkeista. Kokonaisuutena investointisuunnitelmaa päivitetään jatkuvana prosessina muuttuvan toimintaympäristön tarpeiden mukaan.

Alueellisten investointisuunnitelmien merkinnät:

- Pinkki väri tarkoittaa, että hankkeesta on tehty investointipäätös*
- Sininen väri tarkoittaa, että hanke on suunnitteilla.*
- Uusi kantaverkon sähköasema suunnitteilla
 - 400 kV olemassa oleva kantaverkon sähköasema
 - 220 kV olemassa oleva kantaverkon sähköasema
 - 110 kV olemassa oleva kantaverkon sähköasema
 - ⊗ 400 kV kantaverkon sähköasema, alustava suunnitelma, tarkka sijainti ei tiedossa
 - ⊗ 110 kV kantaverkon sähköasema, alustava suunnitelma, tarkka sijainti ei tiedossa
 - 110 kV asiakkaan sähköasema
 - 400 kV kantaverkon voimajohto
 - 400 kV kantaverkon voimajohto
 - 110 kV kantaverkon voimajohto
 - Asiakkaan voimajohto
 - ⋯ Kantaverkon käytöstä poistuva voimajohto (jännitetaso värin mukaan)
 - Kantaverkon uusittava tai uusi voimajohto (jännitetaso värin mukaan)
 - ↔ Kantaverkon 400 kV yhteystarve
 - ↔ Kantaverkon yhteystarve vuoden 2033 jälkeen

Kuva 7.
Merkinnät
alueellisissa
investointi-
suunnitelmissa.

*Investoinnin aikataulu riippuu asiakkaiden hankkeiden aikataulusta

Kantaverkon investointisuunnitelmaan ja sen aikatauluihin vaikuttavat esimerkiksi seuraavat tekijät:

- Fingridin nykyisten ja uusien asiakkaiden tarpeet
- Muutokset sähkömarkkinoilla Suomessa ja naapurimaissa
- Muutokset energiapolitiikassa Suomessa ja naapurimaissa
- Verkon kunto
- Mahdollisuudet hankkeen edellyttämien siirtokeskeytysten järjestämiseksi
- Fingridin ja palvelutoimittajien resurssit
- Maankäytön ja ympäristön vaatimukset sekä lupamenettelyt.

Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa esitetyt johtoreiitit täsmentyvät suunnittelun edetessä reittisuunnittelun ja siihen liittyvien ympäristöselvitysten tai ympäristövaikutusten arvioinnin (YVA) tuloksena, jos hankkeet eivät ole jo edenneet näihin vaiheisiin. Sähköasemien osalta sijoitteluun vaikuttaa esimerkiksi voimajohtojen risteämäkohtien sijainti, maaperä ja luontoselvitysten tulokset. Täsmentyneiden reittisuunnitelmien ja asemien sijoitussuunnitelmien perusteella Fingrid varautuu maankäytön suunnittelussa uusiin sähkönsiirtoverkon aiheuttamiin maankäyttötarpeisiin.





Pohjois-Suomi

Alueen kuvaus

Pohjois-Suomen suunnittelualue kattaa pinta-alaltaan yli kolmanneksen Suomen kokonaispinta-alasta. Suurin osa alueesta on harvaan asuttua ja siirtoetäisyydet ovat pitkiä. 400 kV verkko ulottuu Oulujen korkeudelta Pyhänselän ja Pikkaralan sähköasemilta Rovaniemen korkeudelle Petäjäskosken ja Pirttikosken sähköasemille, josta kantaverkko jatkuu pohjoiseen 220 kV verkkona. 220 kV jännitetaso soveltuu 110 kV verkkoa paremmin pitkille siirtoetäisyyksille, mutta ei ole rakenteeltaan ja siirtokyvyltään yhtä järeä, kuin 400 kV verkko. Lapin 220 kV verkon alueella esiintyy vikatilanteissa erityispiirteinä myös tehoheilahteluita, jotka edellyttävät usein heilahtelun vaimennusta lisäävien stabilointilaitteiden käyttöä myös suuntaajakytkeillä voimalaitoksilla. Alueelta on 400 kV siirtoyhteydet Ruotsiin Tornion ja Ylitornion kautta ja kolmas Suomen ja Ruotsin välinen 400 kV vaihtosähköyhteys (Aurora Line) on

rakenteilla. Norjan ja Suomen välillä on 220 kV rajajohtoyhteys Utsjoella.

Suurimpia sähkönkuluttajia alueella ovat teräs- ja metsäteollisuus, kaivokset, laskettelukeskukset ja suurimmat kaupunkialueet, kuten Oulu ja Rovaniemi. Torniossa sijaitseva Outokummun Tornion terästehdas on Pohjoismaiden suurin yksittäinen sähkönkäyttäjä. Metsä Fibre on korvaamassa Kemin sellutehtaan biotuotetehtaalla, joka tulee olemaan Suomen metsäteollisuuden historian suurin tehdasinvestointi. Lapin alueella sijaitseva Elijärven kaivos on ainoa Kromikaivos EU:n alueella ja Suurkuusikon kultakaivos on Euroopan suurin. Kevitsan kaivos on Suomen merkittävimpiä työllistäjiä kaivosteollisuudessa.

Alueen sähköntuotanto koostuu pääosin vesi- ja tuulivoimasta sekä teollisuuslaitosten yhteydessä olevista voimalaitoksista. Erityisesti Kemin ja Oulun välisellä rannikkoalueella on merkittävä tuuli-

voimakeskittymä, ja suunnittelualueella on myös huomattava määrä uusia suunnitteilla olevia tuulivoimahankkeita. Kemijoen, Iijoen, Kitisen ja osittain Oulujoen vesivoimalaitokset sijoittuvat suunnittelualueelle ja muodostavat suurimman osan Suomen vesivoimatuotannosta. Tulva-aikana, tyypillisesti toukokuussa, vesivoimalaitokset tuottavat sähköä täydellä teholla, kun taas muina aikoina vesivoimaa pystytään säätämään markkinatilanteen mukaan. Kemijoki Oy:llä on lisäksi selvityksessä useita Kemijoen vesistöalueelle rakennettavia 200–600 megawatin pumppuvoimaloita.

Viime vuosien investoinnit Pohjois-Suomen verkkoon

Pohjois-Suomen verkkoon on investoitu voimakkaasti 2010- ja 2020-luvuilla. 2010-luvun alussa Lapin alueelle valmistui 220 kV Petäjäskoski–Valajaskoski–Isoniemi–Vajukoski–rengasyhteys ja Isoniemi–Vajukoski-osuudelle rakennettiin tuulivoiman liittämiseksi Kuolajärven uusi 220 kV sähköasema. Lisäksi Pirttikos-

ken, Petäjäskosken ja Vajukosken sähköasemille lisättiin toiset päämuuntajat ja käyttövarmuutta parannettiin.

Meri-Lapin alueella on rakennettu ja tullaan lähivuosina rakentamaan runsaasti tuulivoimaa. Kantaverkkoa vahvistettiin 2010-luvun puolivälissä rakentamalla Isohaaran ja Keminmaan välille noin neljän kilometrin pituinen 110 kV kaksoisjohto, jonka avulla Isohaaran ja Keminmaan sekä Taivalkosken ja Keminmaan sähköasemien välille saatiin kaksi 110 kV voimajohtoyhteyttä. Lisäksi Kemin ja Iijoen välisen 110 kV Isohaara–Raasakka-voimajohdon johtimet vaihdettiin siirtokyvyltään paremmiksi. Isohaaran päässä käytettiin ensimmäistä kertaa Suomessa niin sanottuja korkean lämpötilan johtimia, joiden avulla voitiin kasvattaa siirtokapasiteettia perinteisiä johtimia kevyemmällä johtimilla.

Viime vuosina Taivalkosken, Ossauskosken, Keminmaan, Pikkaralan ja Meltauksen sähköasemia on perusparannettu

ja Meltauksen asemalle lisättiin myös sammutuskela. Lisäksi Raasakan sähköasema uusittiin. Isoniemen sähköasemalle valmistui laajennus vuonna 2021, jossa käyttövarmuutta parannettiin ja asemalle lisättiin toinen päämuuntaja. Simoon valmistui uusi Simojoen 110 kV sähköasema vuonna 2021 tuulivoiman liittämiseksi ja alueen keskeytysten helpottamiseksi. Kemijärvelle valmistui uusi Kellarijängän 220/110 kV sähköasema vuonna 2023 tuulivoiman liittämiseksi ja alueen jakeluverkon kehittämisen mahdollistamiseksi.

Pohjois-Suomen kehittämissuunnitelma

Pohjois-Suomen verkkoon tehdyt investoinnit ovat parantaneet mahdollisuuksia uuden sähkön tuotannon ja kulutuksen verkkoon liittämiseksi. Yhä kasvava tuulivoimahankkeiden määrä ja kasvavat turbiinikoot, teollisuushankkeet sekä lisääntyvä rajasiirtokapasiteetti edellyttävät kuitenkin yhä järeämpiä investointeja verkon kehittämiseksi.

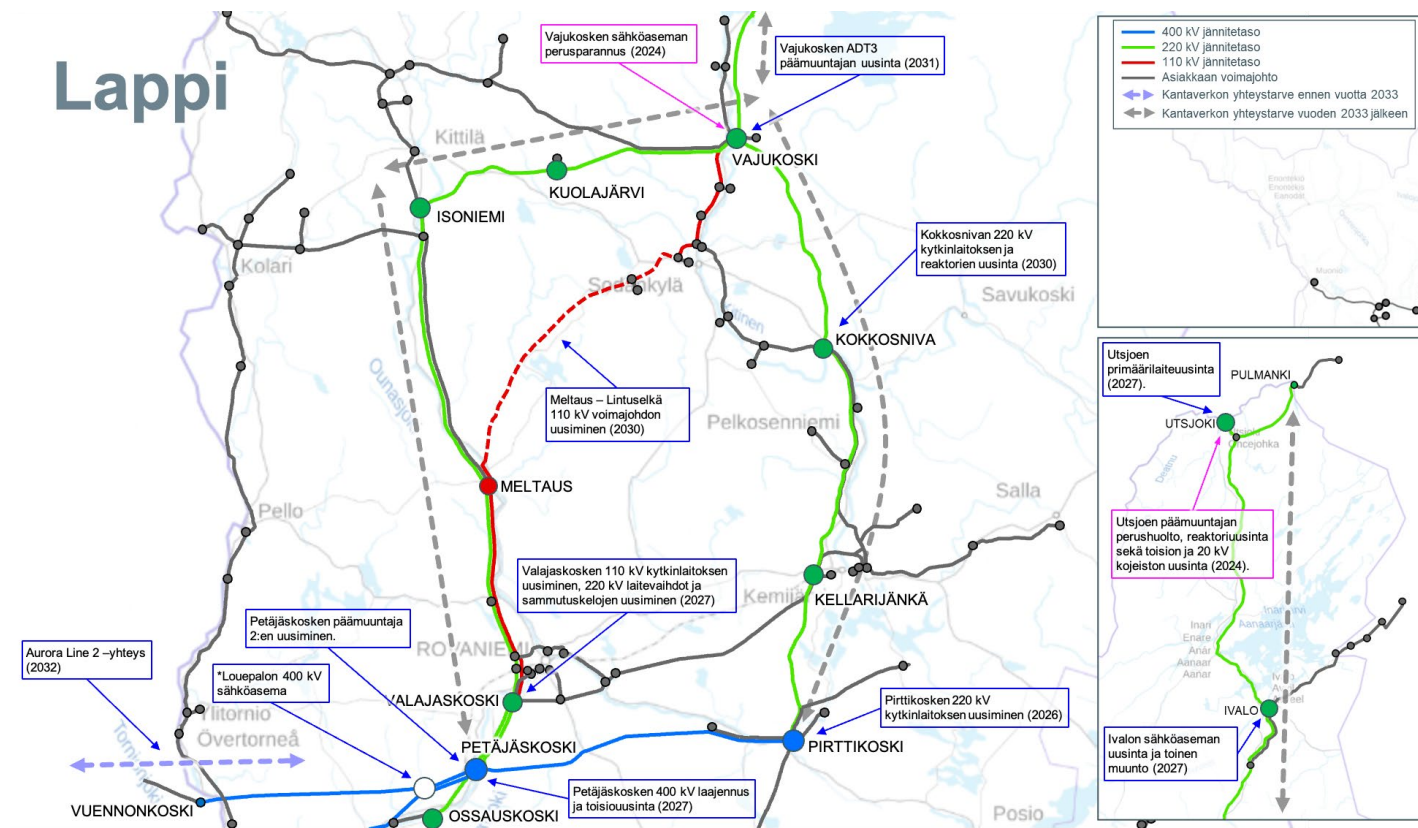


Pohjois-Suomen verkkoon tehdyt investoinnit ovat parantaneet mahdollisuuksia uuden sähkön tuotannon ja kulutuksen verkkoon liittämiseksi.

Lapin alueen kehittämissuunnitelma

Voimajohtohankkeet

Kuvassa 8 on esitetty Lapin suunnittelualueen investointitarpeet. Suunnittelualueen olemassa olevat voimajohdot ovat pääosin hyväkuntoisia. Uutta 400 kV rajajohtoyhteyttä, Aurora Line 2:ta, suunnitellaan valmistuvaksi vuonna 2032. Alustavat selvitykset ovat meneillään Ruotsin kantaverkkoyhtiö Svenska kraftnätin kanssa, mutta voimajohdon päätepisteet ja reitti eivät ole vielä tiedossa. Rovaniemen ja Sodankylän alueilla uusitaan kuntoperusteisesti olemassa oleva 110 kV voimajohto-osuus Meltauksen sähköaseman ja Lintuselän erotinaseman välillä vuoteen 2030 mennessä.



Kuva 8. Lapin alueen kehittämissuunnitelma.

Fingrid on valmis liittämään uutta sähkön tuotantoa ja kulutusta Lapin alueen kantaverkkoon ja kehittämään kantaverkkoa alueen hankkeiden edetessä riittävän pitkälle. Tuulivoimatuotannon voimakas kasvu Lapin alueella edellyttäisi uusien 400 kV voimajohtojen rakentamista. Mahdollisesti 400 kV verkko rakentuisi asiakashankkeiden 400 kV liityntäjohtojen pohjalta. Kuvassa 8 on esitetty harmailla katkoviivoilla suunnittelujakson 2024–2033 jälkeisiä mahdollisia 400 kV yhteystarpeita, joilla Lapin alueen siirtokapasiteettia voitaisiin kehittää. Ns. Lapin 400 kV rengas kulkisi olemassa olevan 220 kV renkaan rinnalla. Lisäksi varauksena näkyy 400 kV yhteys Norjaan. Yhteystarve liittyy rajakapasiteetin kehittämiseen ja edellyttäisi laajaa verkon kehittämistä myös Norjan puolella Norjan kantaverkkoyhtiön Statnetin toimesta.

Sähköasemahankkeet

Lapin alueen sähköasemahankkeet ovat pääasiassa olemassa olevien sähköasemien laajennuksia ja kuntoperusteisia uusintoja.

Vuosina 2024–2026 valmistuvat hankkeet: Vuonna 2024 valmistuu Utsjoen päämuuntajan perushuolto, reaktoriuusinta sekä toisiojärjestelmän ja 20 kV kojeiston uusinta. Lisäksi käynnissä oleva Vajukosken sähköaseman perusparannushanke valmistuu vuoden 2024 aikana. Pirttikosken 220 kV kytkinlaitos uusitaan kuntoperusteisesti vuonna 2026.

Vuonna 2027 valmistuu useita hankkeita: Ivalon sähköasema uusitaan ja asemalle lisätään toinen päämuuntaja nykyisen päämuuntajan varmentamiseksi. Valajaskosken 110 kV kytkinlaitos, osa 220 kV laitteista ja sammutuskela uusitaan kuntoperusteisesti ja Utsjoella tehdään sähköaseman primääri-laiteuusinta.

Petäjaskosken 400 kV kytkinlaitosta laajennetaan uutta 400 kV Petäjaskoski–Nuojuankangas-voimajohtoa varten.

Vuonna 2030 Petäjaskoskella uusitaan ikääntyvä, yksivaiheyksiköistä koostuva päämuuntaja, Kokkosnivalla uusitaan 220 kV kytkinlaitos sekä reaktorit. Lisäksi Ossauskosken sähköasema perusparannetaan. Tuulivoimahankkeiden etenemisen mukaan Pirttikosken asemalle lisätään tarvittaessa muuntokapasiteettia ja Petäjaskosken länsipuolelle suunnitellaan uutta Louepalon sähköasemaa niin ikään tuulivoimatuotannon liittämiseksi. Uuden sähköaseman toteutusai-kataulu riippuu tuulivoimahankkeiden etenemisestä.

Lapin alueen maasulkutilanteita koskevasta sammutussopimusperiaatteesta luovuttiin vuonna 2021. Nykyisin Fingrid vastaa kokonaisuudessaan sammutuskapasiteetin ylläpidosta. Sammutuskeloja on lisätty Meltauksen ja Kellari-

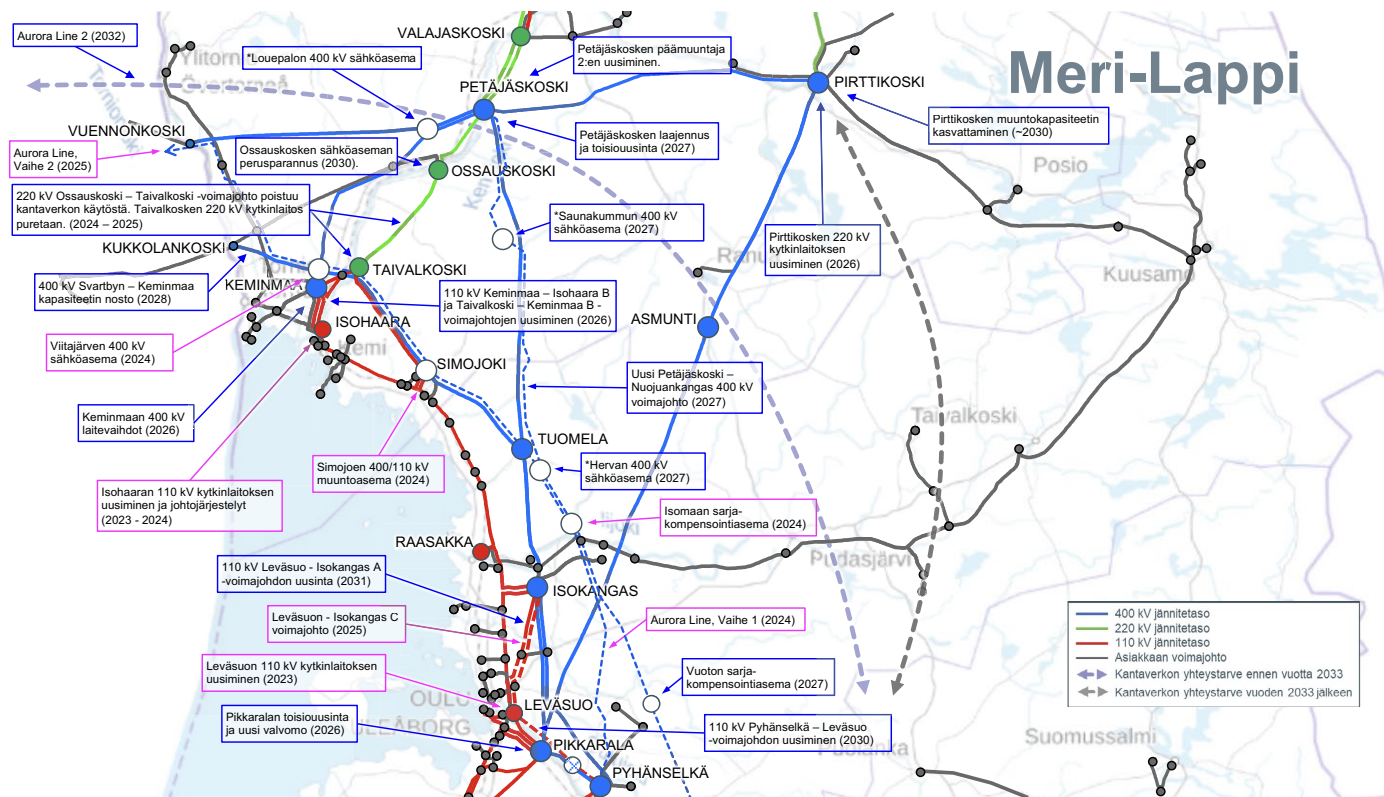


jängän sähköasemille ja vuonna 2027 sammutuskela uusitaan Valajaskosken sähköasemalla.

Meri-Lapin alueen kehittämissuunnitelma

Voimajohtohankkeet

Kuvassa 9 on esitetty Meri-Lapin suunnittelualueen investointitarpeet. Suomen ja Ruotsin välille on rakenteilla uusi rajajohtoyhteys, Aurora Line, jolla kasvatetaan maiden välistä sähkönsiirtokapasiteettia. Aurora Line kulkee Suomen puolella Muhoksen Pyhänselän sähköasemalta Simojoen sähköaseman kautta Kemimaalle Viitajärven sähköasemalle ja sieltä edelleen Ylitornion kautta rajalle. Oulun Yli-lihin rakennetaan voimajohdon sarjakompensointiasema. Voimajohdon varrelle on myös suunnitteilla uusi Hervan sähköasema lissä, jonka on tarkoitus toimia tuulivoiman keräilyasemana. Aurora Line valmistuu vuoden 2025 lopulla. Myös seuraava rajajohtoyhteys, Aurora Line 2, on jo suunnitteilla yhdessä Ruotsin kantaverkkooyhtiö Svenska kraftnätin kanssa ja tavoiteltu valmistumisaika on vuonna 2032. Aurora Line 2:en reitti ja



Kuva 9. Meri-Lapin alueen kehittämissuunnitelma.

päätepisteet eivät ole vielä tiedossa. Lisäksi Suomen ja Ruotsin rajalla Torniossa olemassa olevaa 400 kV Svartbyn–Keminmaa -rajasiirtoyhteyttä vahvistetaan vaihtamalla nykyisille voimajohtopylväille siirtokyvyltään vahvemmat johtimet. Johtimien vaihdon tarve johtuu sähkön tuotannon ja kulutuksen kehittymisestä Ruotsin puolella. Mahdollinen vaikutus rajasiirtokapasiteettiin tullaan arvioimaan suunnittelun edetessä. Hanke valmistuu vuonna 2028.

Rajajohtoinvestointien lisäksi Kemi–Oulujoen poikkileikkauksen pohjoispuolella olevat tuulivoimahankkeet edellyttävät investointeja verkon vahvistamiseksi pohjoisesta etelään. Suunnitteilla on 400 kV yhteys Vaalan uudelta Nuojuankankaan sähköasemalta Petäjäskosken sähköasemalle. Suunniteltu voimajohdon valmistuminen on Järvinlinjan tuplauksen valmistumisen jälkeen vuonna 2027. Voimajohdon varrelle on suunnitteilla

tuulivoiman liittämiseksi uusi Saunakummun 400 kV sähköasema Simon kuntaan. Uusi Petäjäskoski–Nuojuankangas-voimajohto tulee kulkemaan myös Aurora Linen varrella olevan uuden Hervan sähköaseman kautta. Kuvassa 9 harmaalla katkoviivalla on esitetty lisäksi mahdollinen Pirttikosken sähköasemalta etelään lähtevä 400 kV voimajohto, jonka toteutuminen edellyttää tuulivoimahankkeiden etenemistä Pirttikosken eteläpuolella. Voimajohto nähdään tällä hetkellä investointisuunnitelmassa vuoden 2033 jälkeisenä hankkeena.

Oulun pohjoispuolelle valmistuu vuonna 2025 kolmas 110 kV voimajohto Leväsuon sähköasemalta Isokankaan sähköasemalle. Voimajohdolla lisätään Oulun pohjoispuolella olevan 110 kV verkon siirtokapasiteettia, tuotantoylijäämän kasvaessa Oulun ja Keminmaan välisellä alueella. Samalla uusitaan olemassa olevaa ikääntynyttä Leväsuo–Isokangas



A -voimajohtoa. Loput A-yhteydestä uusitaan kuntoperusteisesti vuonna 2031. Isohaaran sähköasema uusittiin vuonna 2023 ja samassa yhteydessä uusitaan ikääntyneitä 110 kV voimajohtoja sähköaseman etelä- ja pohjoispuolella. Voimajohtotyöt valmistuvat vuoden 2024 aikana.

220 kV jännitetasosta luovutaan Taivalkosken sähköasemalla vuoden 2024 jälkeen, kun Simojoen 400/110 kV muuntoasema ja 400 kV Aurora Linen Pyhänselkä-Viitajärvi-osuus valmistuvat. Myös Taivalkosken ja Ossauskosken välinen 220 kV rakenteinen voimajohto poistuu kantaverkon käytöstä. Jatkossa Taivalkoskelta on 110 kV yhteydet Simojoen ja Keminmaan sähköasemille. 220 kV jännitetasosta luovutaan Ossauskoski-Taivalkoski-voimajohdon ja Taivalkosken muuntajien ikääntymisen seurauksena.

Sähköasemahankkeet

Sähköasemahankkeiden osalta alueella on tulossa ja käynnissä useita olemassa olevien sähköasemien perusparannushankkeita, joitain sähköasemien laajenuksia sekä muutama uusi sähköasema uuden tuuli- ja aurinkovoimatuotannon liittämiseksi.

Vuonna 2024 valmistuvat hankkeet: Aurora Linea varten Tornioon rakennetaan uusi Viitajärven 400 kV sähköasema. Myös käynnissä oleva Simojoen 110 kV sähköaseman laajentaminen 400/110 kV sähköasemaksi valmistuu samana vuonna.

Vuosina 2025–2026 valmistuvat hankkeet: Isokankaan 110 kV kytkinlaitosta laajennetaan kolmatta Isokangas-Leväsuvoimajohtoa varten vuonna 2025. Tuulivoimahankkeiden edetessä rakennetaan Hervan 400 kV sähköasema nykyisen Tuomelan sarjakompensointiaseman eteläpuolelle lihin vuonna 2026.

Hervan aikataulu voi muuttua tuulivoimahankkeiden etenemisen mukaisesti.

Vuonna 2027 Petäjäsken 400 kV kytkinlaitosta laajennetaan uutta 400 kV Petäjäsken–Nuojuankangas-voimajohtoa varten ja samalla tehdään aseman 400 kV toisiojärjestelmän uusinta. Lisäksi Simon kuntaan rakennetaan uusi Saunakummun 400 kV sähköasema tuulivoiman liittämiseksi Petäjäsken–Nuojuankangas-voimajohdolle. Saunakummun aseman aikataulu voi elää tuulivoimahankkeiden etenemisen mukaisesti.

Vuosina 2030–2033 valmistuvat hankkeet: Vuonna 2030 Petäjäskenkella uusitaan ikääntyvä, yksivaiheksiköistä koostuva päämuuntaja ja toteutetaan tähän liittyvät 400 kV johtojärjestelyt. Samana vuonna Ossauskosken sähköasema perusparannetaan. Petäjäsken länsipuolelle suunnitellaan uutta Louepalon 400 kV sähköasemaa uuden tuulivoimatuotannon liittämiseksi. Tuu-



li- ja aurinkovoiman liityntäasemiksi on suunnitteilla myös kaksi muuta 400 kV sähköasemaa, joista toinen sijoittuisi Pirttikosken ja Pyhänselän sähköasemien väliselle alueelle ja toinen Petäjäsken–Nuojuankangas-voimajohdolle Oulun korkeudelle. Uusien sähköasemien aikataulut riippuvat asiakashankkeiden etenemisestä.

Itä-Suomi

Alueen kuvaus

Itä-Suomen suunnittelualue koostuu Kainuun, Savo-Karjalan ja Kaakkois-Suomen alueista. Nämä alueet kattavat noin kolmasosan Suomen pinta-alasta. Suunnittelualueen läpi kulkee yksi viidestä pohjois-eteläsuuntaisesta 400 kV -voimajohdosta aina Kainuusta Savo-Karjalan kautta Kaakkois-Suomeen saakka. Kainuun ja Savo-Karjalan 110 kV renkasverkoille tunnusomaisia piirteitä ovat pitkät voimajohtoetäisyydet. Kainuun 110 kV sähkösiirtoverkko liittyy 400 ja 220 kV pääsiirtoverkkoon Vuolijoen ja Seitenoikean muuntoasemilla. Savo-Karjalan 110 kV verkkoa syötetään Alapitkän, Huutokosken ja Visulahden 400/110 kV muuntoasemilta. Kaakkois-Suomen alueella 110 kV verkko liittyy 400 kV verkkoon Korian, Kymin sekä Yliskälän 400/110 kV muuntoasemilla.

Itä-Suomen suunnittelualueen sähkönkulutus keskittyy pääosin suurimpiin kaupunkialueisiin kuten Kajaaniin, Kuopioon,

Joensuuhun, Mikkeliin, Lappeenrantaan, Kouvolaan ja Kotkaan. Kainuun ja Savo-Karjalan alueella kulutus muodostuu pääosin palveluiden ja kotitalouksien kulutuksesta. Tulevaisuudessa lämmöntuotannon sähköistyessä, polttamiseen perustuva tuotanto vähentyy ja korvautuu esimerkiksi sähkökattiloilla. Muutos kasvattaa sähköalijäämää merkittävästi kaupunkialueilla. Lisäksi Itä-Suomen alueilla on muutamia kantaverkon siirtojen kannalta merkittäviä teollisuuslaitoksia ja kaivoksia. Kaakkois-Suomen alueella on perinteisesti paljon energiain tensiivistä metsäteollisuutta, jonka lisäksi alueella on metalli-, kaivos- ja kemianteollisuuden tuotantolaitoksia. Itä-Suomen alueella on suunnitteilla muutamia kantaverkon näkökulmasta merkittäviä teollisuushankkeita etenkin Kaakkois-Suomen alueella.

Itä-Suomen suunnittelualueen sähkön tuotanto koostuu Kainuun osalta pääosin vesi- ja tuulivoimasta. Kainuun ja Poh-

jois-Pohjanmaan itäisiin osiin on suunnitteilla kymmenien tuhansien megawattien edestä uutta tuulivoimantuotantoa, josta tuotannossa on tällä hetkellä noin 600 MW. Myös muualle Itä-Suomeen on suunnitteilla useita tuuli- ja aurinkovoimahankkeita. Savo-Karjalassa sähköntuotanto koostuu kaupunkien lämpölaitoksista, teollisuuden CHP-laitoksista sekä hajalleen sijoittuneista vesivoimalaitoksista. Kaakkois-Suomessa alueen vesivoima on sijoittunut pieniin yksiköihin eri puolille suunnittelualuetta, poikkeuksena Suomen suurin, lähes 200 MW vesivoimalaitos Imatralla. Lisäksi alueella on sähköä ja kaukolämpöä tuottavia laitoksia sekä teollisuuden yhteydessä olevaa yhdistettyä sähkön ja lämmön tuotantoa. Kaakkois-Suomen alueen suunnittelualueen rajalla sijaitsee Loviisan ydinvoimala.

Viime vuosien investoinnit Itä-Suomen verkkoon

Viime vuosina alueella on tehty käyttövarmuutta ja siirtokapasiteettia lisääviä investointeja. Lisäksi ikääntynyttä verkkoa on uusittu.

Kainuussa valmistui vuonna 2019 Tihi-senniemen ikääntyneen sähköaseman uusiminen kaasueristeiseksi kytkinlaitokseksi. Alueen ikääntynyttä 220 kV verkkoa uusittiin rakentamalla Pyhänselkään uusi 400/110 kV muunto ja 110 kV kytkinlaitos vuonna 2021. Utasen ja Nuojuan 220 kV sähköasemat uusittiin 110 kV kytkinlaitoksiksi olemassa olevien asemien viereen vuonna 2022. Nuojuan sähköaseman korvanneen uuden sähköaseman nimeksi tuli Nuojuankangas. Samaan aikaan Pyhänselän ja Nuojuankankaan välille rakennettiin 400+110 kV yhteys, joka on aluksi 110 kV käytössä, mutta otetaan 400+110 kV käyttöön Järvi-
linjan tuplauksen valmistuttua 2026. Seitenoikealle lisättiin reaktori vuonna

2022 auttamaan jäljelle jäävän 220 kV verkon jännitteenhallintaa.

Viides pohjois-eteläsuuntainen 400 kV yhteys Petäjäviedeltä Pyhänselkään, Metsälinja, valmistui vuonna 2022 ja samalla 220 kV verkko Petäjäviedeltä Haapajärvelle poistui kantaverkon käytöstä. Samalla 220 kV voimajohto Pysäysperältä Nuojuankankaalle otettiin 110 kV käyttöön. Metsälinjan valmistutua Pyhäkosken sähköasema purettiin 220 kV kytkinlaitosta lukuun ottamatta ja sen toiminnot keskitettiin viereiselle Pyhänselän sähköasemalle.

Savo-Karjalan alueella Huutokosken 110 kV kytkinlaitos uusittiin kaasueristeiseksi kytkinlaitokseksi vuonna 2018. Samana vuonna valmistui uusi lisälmen 110 kV kaasueristeinen kytkinlaitos, joka korvasi asiakkaan Peltomäen kytkinlaitoksen kantaverkon solmupisteenä. Vuonna 2019 Alapitkän sähköasemalla

valmistui perusparannushanke. Samassa yhteydessä Alapitkälle lisättiin 400 kV kondensaattori tukemaan jännitettä ja lisäämään pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia. Vuonna 2019 Uimaharjun sähköasemalle lisättiin kondensaattori tukemaan Pohjois-Karjalan alueen jännitteitä. Kontiolahden sähköaseman perusparannus- ja laajennushanke valmistui vuonna 2020. Sähköasemalle lisättiin muun muassa toinen pääkisko.

Vuonna 2022 valmistui Kontiolahti-Uimaharju-Pamilo-hankekokonaisuus. Kokonaisuus sisälsi sähköasemien välisten 110 kV voimajohtojen Kontiolahti-Uimaharju, Uimaharju-Pamilo ja Pamilo-Kaltimo-Kontiolahti uusimisen. Voimajohtojen uusimisen yhteydessä Pamilon sähköasema korvattiin uudella Palojärven sähköasemalla. Hankekokonaisuuden valmistuttua Kiikanlahti-Pamilo 110 kV voimajohto tuotiin sisään Kontiolahdelle, jonka myötä muodos-

tettiin uusi Kontiolahti-Kiikanlahti 110 kV voimajohtoyhteys. Vanha huonokuntoinen loppuosa purettiin.

Kaakkois-Suomessa toteutettiin vuonna 2019 Korian sähköasemahanke, jossa 110 kV kytkinlaitos perusparannettiin, 400 kV kytkinlaitos uusittiin ja asemalle lisättiin reaktori. Vuoksen uusi 110 kV sähköasema otettiin käyttöön vuonna 2018 ja Imatra-Lempiälä 110 kV voimajohto-osuus uusittiin siirtokyvyltään paremmaksi vuonna 2019.

Anjalankoskelle rakennettiin vuonna 2020 uusi Tehtaanmäen 110 kV sähköasema korvaamaan ikääntyneet pitkittäiskatkaisijat. Lisäksi vuonna 2020 tehtiin Pernoonkosken 110 kV sähköaseman perusparannus ja uusittiin Imatran 110 kV sähköasema. 1930-luvulla rakennettu 110 kV Imatra-Huutokoski-voimajohto uusittiin vuonna 2022. Samana vuonna Yliskälän sähköaseman



perusparannuksen yhteydessä asemalle lisättiin reaktori. Vuonna 2023 otettiin käyttöön Happolan ja Hovinpaikan liityntäasemat sekä lhalanmäen pitkittäiskatkaisija parantamaan käyttövarmuutta ja helpottamaan keskeytyksiä alueen vikaherkimmillä voimajohdoilla. Vuonna 2023 uusitaan myös Luukkalan 110 kV sähköasema SF6-vapaana kaasueristeisenä kytkinlaitoksena.

Voimajohtohankkeet

Vuoden 2022 loppupuolella tehtiin investointipäätös vuonna 2026 valmistuvasta Nujuankankaalta Huutokoskelle rakentuvasta Järvilinjan vahvistamisesta 400+110 kV voimajohtolla, joka lisää Suomen pohjois-eteläsuuntaista siirtokapasiteettia ja mahdollistaa Kainuun alueella tuulivoiman liittämisen. Samalla nykyinen Pyhänselkä–Nujuankangas 400+110 kV -voimajohto muutetaan 110 kV käytöstä 400+110 kV käyttöön. Järvilinjan vahvistamisen jälkeen vuonna 2027 valmistuu uusi 400 kV yhteys Petäjäskosken ja Nujuankankaan sähköasemien välille.

Kainuun ja Pohjois-Pohjanmaan alueella on suuria määriä suunnitteilla olevia tuulivoimahankkeita. Laajamittainen tuulivoiman liittäminen edellyttää 400 kV verkkoratkaisuja, joiden suunnittelu on käynnissä. Ensimmäisessä vaiheessa suunnitelmassa on korvata Nujuankangas–Seitenoikea 220 kV -voimajohto

uudella Nujuankangas–Seitenjärvi 400+110 kV -yhteydellä vuonna 2030. Hanketta koskeva ympäristövaikutusten arviointimenettely on käynnissä. Seuraavassa vaiheessa vuonna 2032 Kainuun 400 kV verkkoa on tarkoitus vahvistaa Pyhänselästä uuden Ponteman sähköaseman kautta Seitenjärvelle ja Nujuankankaalle. Vuonna 2030 ikään tynyt Vuolijoki–Tihisenniemi A 110 kV -voimajohto uusitaan.

Metsälinjaa on tarvetta vahvistaa vuonna 2030 pohjois-eteläsuuntaisen siirron lisäämiseksi Nujuankankaan sähköasemalta Pysäysperän kautta Keski-Suomeen. Tuulivoiman määrän edelleen lisääntyessä tulee pohjois-eteläsuuntaisen siirtokapasiteetin tarve todennäköisesti vaatimaan myös uuden 400 kV Harjulinjan rakentamista uudelta Höyttikankaan sähköasemalta ja Pysäysperän sähköasemalta Pyhäjärven kautta Etelä-Suomeen. Harjulinjan arvioitu valmistuminen on vuonna 2032.

Sähköasemahankkeet

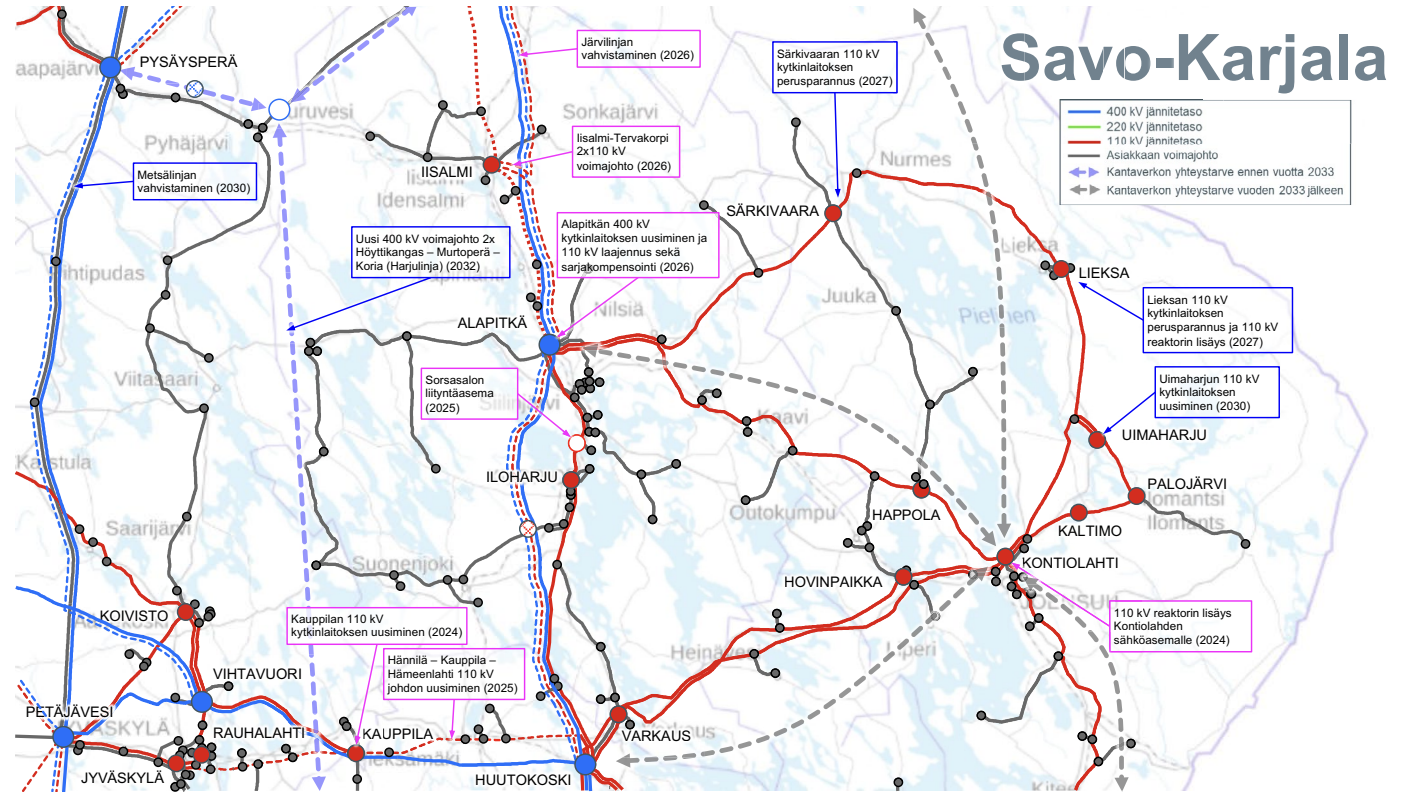
Järvilinjan vahvistamisen yhteydessä Vuolijoen päämuuntajat uusitaan vuonna 2025. Vuonna 2026 Nujuankankaan sähköasemaa laajennetaan 400 kV kytkinlaitoksella ja 400/110 kV muunnolla. Vuolijoen sähköaseman läheisyyteen on suunniteltu uusi Höyttikankaan sähköasema tuulivoiman liittämiseksi. Asemahanke toteutetaan alueen tuulivoimahankkeiden edetessä. Leppikosken 110 kV kytkinlaitos uusitaan vuonna 2027.



Kainuun ja Pohjois-Pohjanmaan alueella on suuria määriä suunnitteilla olevia tuulivoimahankkeita.

Savo-Karjalan kehittämissuunnitelma

Savo-Karjalan alueella seuraavan kymmenen vuoden aikana kehittämissuunnitelmassa olevat investoinnit johtuvat pääosin verkon ikäänymisestä. Kuitenkin on huomioitava, että alueelle voi tulla uusia kehittämistarpeita nopeastikin, uusien teollisuus- tai sähköntuotantohankkeiden edetessä. Kantaverkko mahdollistaa tällä hetkellä jopa satojen megawattien sähkön tuotannon ja kulutuksen liittämisen suunnittelualueella, hankkeiden sijainnin ja joustopotentiaalain mukaan, mutta tätä suurempien sähköntuotanto- tai kulutushankkeiden liittäminen on haasteellista. Fingrid on valmis liittämään uutta sähkön tuotantoa ja kulutusta Savo-Karjalan alueen kantaverkkoon ja kehittämään kantaverkkoa alueen hankkeiden edetessä riittävän pitkälle. Tällä hetkellä alueella on suunnitteilla sekä kulutus- että tuotantohankkeita, jotka mahdollisesti vaativat uusia



Kuva 11. Savo-Karjalan alueen kehittämissuunnitelma.

investointeja kantaverkkoon. Tarvittavat investoinnit täsmentyvät hankkeiden edetessä toteutukseen. Kuvassa 11 on esitetty harmailla katkoviivoilla mahdollisia sähkönsiirron yhteystarpeita, joilla Itä-Suomen alueen siirtokapasiteettia voitaisiin kehittää tarvittaessa. Yhteystarpeet ovat jo maakuntakaavoissa tai ne on tarkoitus huomioida tulevissa maakuntakaavoissa. Huutokoski-Kontiolahden yhteyden reittiä lähdetään tarkentamaan maakuntakaavoitusta varten vuonna 2024.

Voimajohtohankkeet

Vuonna 2025 valmistuva, ikääntyneen 110 kV Huutokoski-Kauppi-Hämeenlahti-voimajohdon uusiminen lisää siirtokapasiteettia ja mahdollistaa tuulivoiman liittämisen Pieksämäen alueella. Vuonna 2026 suunnittelualueen läpi kulkevaa Järvilinjaa vahvistetaan: uusi 400+110 kV voimajohto Nujuankankaan sähköasemalta Huutokoskelle lisää pohjois-etelä-suuntaista siirtokapasiteettia ja parantaa

edelleen uusiutuvan sähköntuotannon liitettävyyttä. Vuonna 2032 valmistuu lisäksi 400 kV Harjulinja Höyttikankaan ja Pysäysperän sähköasemilta Pyhäjärven kautta Etelä-Suomeen.

Sähköasemahankkeet

Keväällä 2021 tehtiin investointipäätös Kontiolahdelle vuonna 2024 asennettavasta reaktorista, joka lisää helpottamaan alueen ajoittaisia jänniteongelmia. Vuonna 2024 110 kV Huutokoski-Kauppi-Hämeenlahti-voimajohdon uusiminen lisää siirtokapasiteettia sekä mahdollistaa tuulivoiman liittämisen Pieksämäen alueella. Voimajohdon uusimisen yhteydessä Kauppilan 110 kV sähköasema uusitaan kaasueristeiseksi kytkinlaitokseksi. Vuonna 2027 Lieksan ja Särkivaaran sähköasemien perusparannuksen yhteydessä Lieksaan lisätään toinen reaktori helpottamaan Pohjois-Karjalan jännitteiden hallintaa. Vuonna 2025 rakennetaan uusi Sorsasalon 110 kV liityntäasema



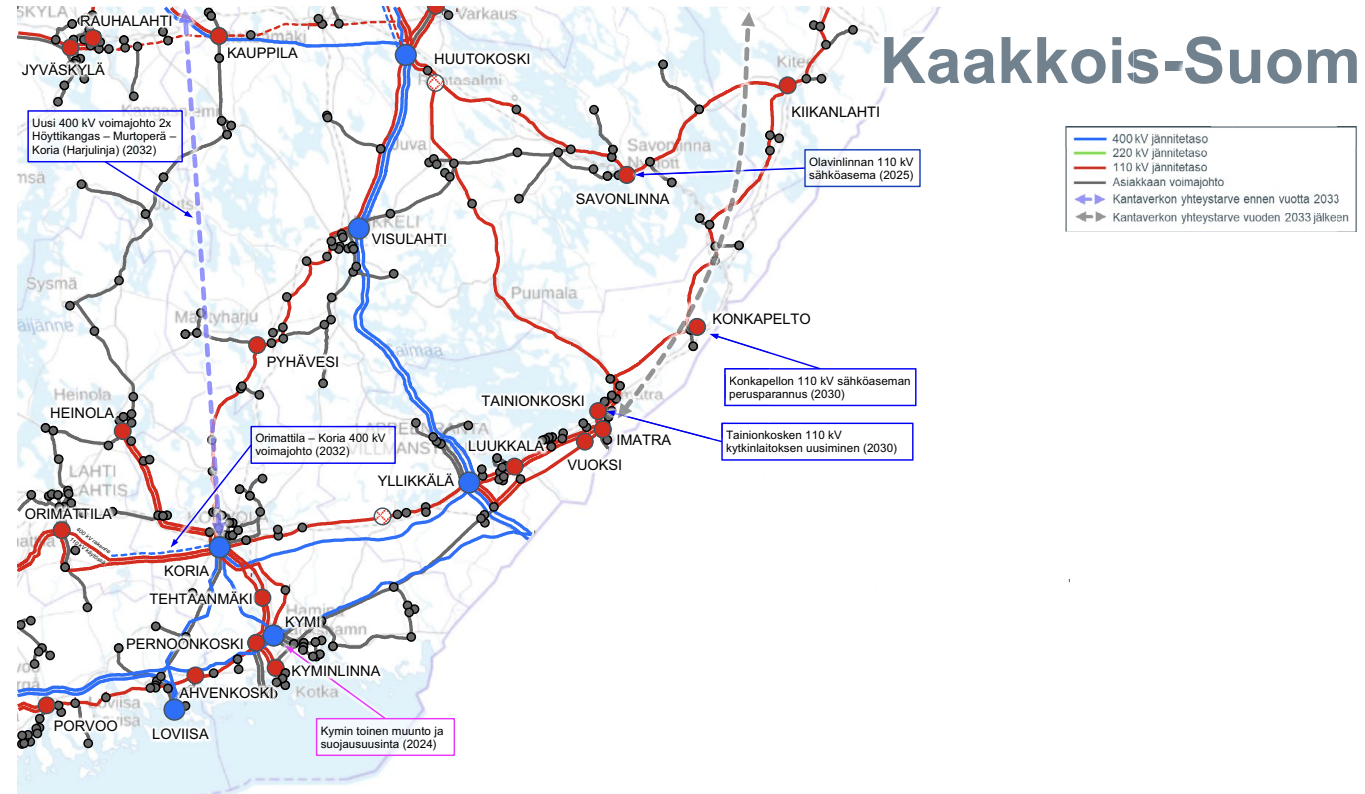
Iloharju-Alapitkä-voimajohdon varrelle. Samana vuonna uusitaan myös ikääntynyt Savonlinnan 110 kV sähköasema. Nykyisen sähköaseman viereen raken-

nettavan uuden aseman nimeksi tulee Olavinlinna. Järvilinjan vahvistamisen yhteydessä vuonna 2026 Alapitkän 400 kV kytkinlaitos uusitaan.

Kaakkois-Suomi

Kaakkois-Suomen alueen kehittämissuunnitelma

Kaakkois-Suomeen toteutetut investoinnit ovat luoneet siirtokyvyltään ja käyttövarmuudeltaan riittävän verkon alueelle. Tällä hetkellä alueella on suunnitteilla isoja kulutushankkeita, jotka mahdollisesti vaativat uusia investointeja kantaverkkoon. Tarvittavat investoinnit täsmentyvät hankkeiden edetessä toteutukseen.



Kuva 12. Kaakkois-Suomen alueen kehittämissuunnitelma.

Voimajohtohankkeet

Uusi 400 kV Harjulinja Höyttikankaan ja Pysäysperän sähköasemilta Pyhäjärven kautta Etelä-Suomeen on arvioitu valmistuvan vuonna 2032. Länsi-itä-suuntaisen siirtotarpeen lisääntymiseen on pitkällä aikavälillä tarpeen varautua 400 kV yhteydellä Orimattilan ja Korian sähköasemien välille.

Sähköasemahankkeet

Alueen kulutuksen kasvun seurauksena Kymin sähköasemalle lisätään toinen päämuuntaja vuonna 2024. Samalla asemalle tehdään toisiolaitteiden uusinta. Vuonna 2030 uusitaan Tainionkosken 110 kV sähköasema kuntoperusteisesti ja Konkapellon 110 kV sähköasema perusparannetaan.



Länsi-Suomi

Alueen kuvaus

Länsi-Suomen suunnittelualue rajautuu Oulun, Jyväskylän, Tampereen ja Porin väliselle alueelle. Alueen asukasluku on noin miljoona asukasta.

Alueen suurimmat teollisuuskeskittymät ovat SSAB:n Raahan terästehdas, Kaskisten kemihierretehdas, Pietarsaaren paperi- ja sellutehtaat, Kokkolan sinkkitehdas, kasvihuoneviljely Närpiössä ja sen lähialueilla sekä suuret metsäteollisuuskeskittymät Jämsän jokilaaksossa, Äänekoskella ja Mäntässä.

Seinäjoella, Vaasassa ja Kokkolassa on sähköä ja kaukolämpöä tuottavia vastapainevoimalaitoksia. Alueelta on purettu Kristiinankaupungin voimalaitos vuonna 2019 ja vuonna 2015 Vaasan Vaskiluoto 3 -öljylauhdevoimalaitos. Lisäksi Jyväskylässä on Rauhalahden ja Keljonlahden voimalaitokset, jotka tuottavat sähköä ja kaukolämpöä. Alueella on myös muutamia pienempiä vesivoimalaitoksia. Suuri osa Suomeen suunnitteilla olevasta tuulivoimasta sijoittuu Pohjanmaan rannikolle. Tällä hetkellä suunnittelualueella on käytössä jo noin 4200 MW ja rakenteilla noin 1 900 MW tuulivoimaa.



Viime vuosien investoinnit Länsi-Suomen verkkoon

Pohjanmaan kantaverkko on muuttunut merkittävästi viimeisen 10 vuoden aikana. Aikaisemmin Pohjanmaan kantaverkko toimi pääosin 220 kV jännitetasolla, mutta ikääntynyt ja siirtokyvyltään liian heikko verkko on uusittu vaihteittain. Vuonna 2016 valmistui hankekokonaisuus, jossa rakennettiin uusi 400 kV voimajohtoyhteys Porista Oulujoelle. Tätä pohjois-eteläsuuntaista voimajohtoyhteyttä kutsutaan nimellä Rannikkolinja. Vuosikymmenen alussa valmistui 400 + 110 kV yhteisrakenteinen voimajohto Seinäjoelta Tuovilaan, Uusnivaan sähköasema sekä 400 kV voimajohtoyhteys Ulvilasta Kristinestadin sähköasemalle. Viimeisenä mainittu yhteys rakennettiin pääosin ikääntyneen 220 kV voimajohtopaikalle. Pohjanmaan tuulivoimatuotannon merkittävän kasvun myötä Rannikkolinja on osoittautunut tärkeäksi kantaverkon yhteydeksi.

Tuulivoiman liittämiseksi Fingrid on rakentanut Rannikkolinjan varrelle useita sähköasemia. Vuonna 2016 valmistui uusi 110 kV sähköasema Siikajoelle, joka on laajennettavissa myös muuntoasemaksi. Samana vuonna Kalajoen vanha sähköasema purettiin ja korvattiin uudella Jylkän sähköasemalla. Asemaa laajennettiin vuonna 2022 tuulivoimaa varten muun muassa lisäämällä kolmas päämuuntaja. Teuvalle rakentui vuonna 2022 uusi Kärppiön muuntoasema. Vuonna 2023 valmistuu Valkeuden muuntoasema Pyhäjoelle, Arkkukallion muuntoasema Isojoelle ja Julmalan 110 kV sähköasema Seinäjoelle. Vuonna 2023 myös Tuovilan sähköasemalle lisätään toinen päämuuntaja sekä Alajärvellä uusitaan ikääntynyt 110 kV kytkinlaitos ja lisätään toinen päämuuntaja.

Vuonna 2016 Kokkolaan rakennettiin uusi Hirvisuon muuntoasema, joka korvasi Ventusnevan sähköasemalla sijainneet 220/110 kV muunnokset. Hirvi-

suon asemaa laajennettiin vuonna 2019 toisella päämuuntajalla. Vuonna 2020 Raahen uusi kaasueristeinen kytkinlaitos korvasi Rautaruukin sähköaseman kantaverkon sähköasemana.

Pohjois-eteläsuuntaista tehonsiirtokapasiteettia lisättiin vuonna 2022, kun viides Keski-Suomen poikkileikkauksen yli menevä 400 kV yhteys, Metsälinja, valmistui. Metsälinja kulkee Oulujoelta aina Petäjävvedelle saakka. Samassa yhteydessä Metsälinjan varten Haapajärvelle valmistui Pysäysperän muuntoasema tuulivoiman liittämiseksi ja jakeluverkon käyttövarmuuden parantamiseksi. Lisäksi Petäjäveden ikääntynyt 220 kV kytkinlaitos korvattiin uudella 400 kV kytkinlaitoksella.

Keski-Suomessa vuonna 2016 Mäntän ikääntynyt sähköasema uusittiin olemassa olevan sähköaseman läheisyyteen ja vuoden 2017 lopulla valmistui Alajärven uusi 400 kV kytkinlaitos. Uusimisen yh-

teydessä Alajärven 220 kV kytkinlaitos purettiin osana Fingridin suunnitelmaa luopua 220 kV jännitetasosta Oulujoen eteläpuolella vuoteen 2022 mennessä. Purkamisen yhteydessä 220 kV Alajärvi-Petäjävesi ja Alajärvi-Seinäjoki-voimajohtoilla siirryttiin 110 kV käyttöön. Koiviston ja Vihtavuoren välillä 110 kV kantaverkon siirtokykä ja käyttövarmuutta parannettiin toisella yhteydellä vuonna 2018, uuden Äänekosken biotuotetehtaan käyttöönoton yhteydessä.

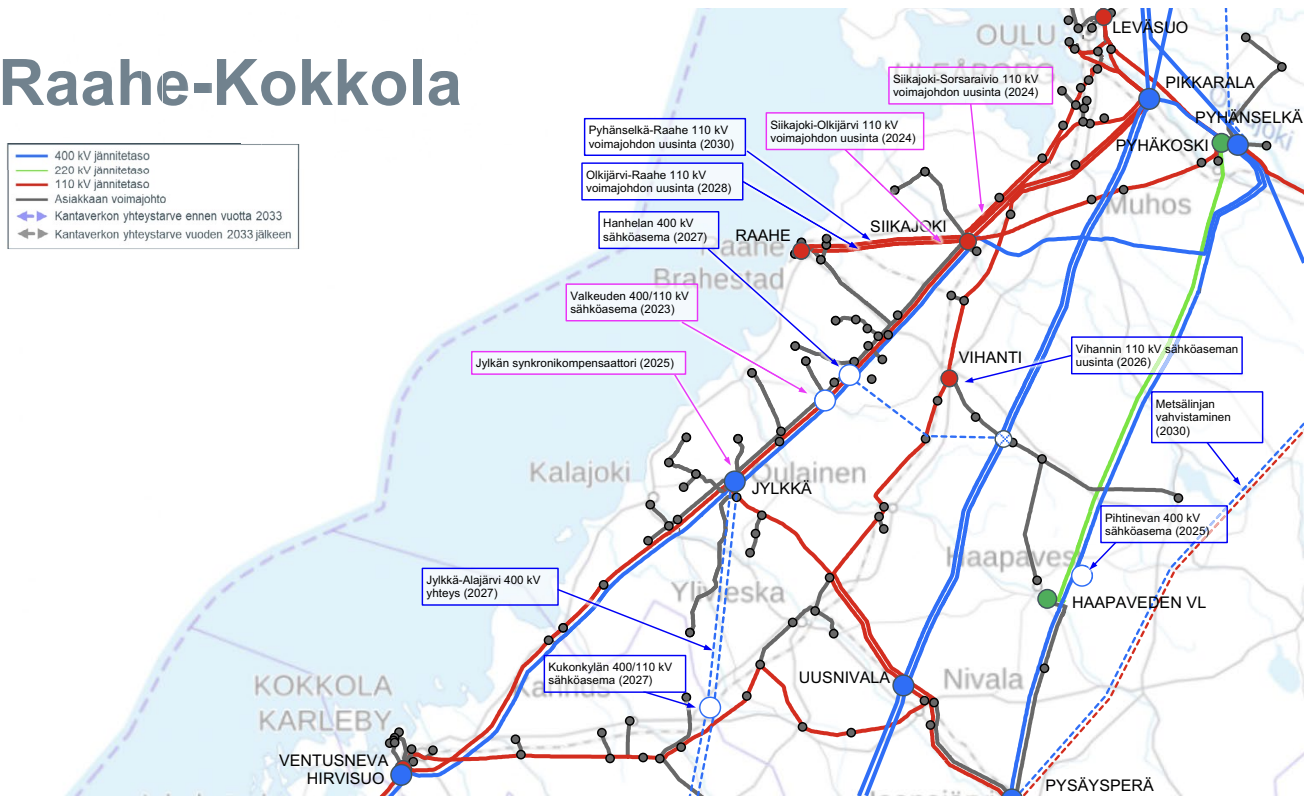
Jyväskylän uusi 110 kV kaasueristeinen sähköasema otettiin käyttöön vuonna 2019 Jyväskylän alueen käyttövarmuuden ylläpitämiseksi. Investoinnilla korvattiin ikääntynyt Keljon sähköasema. Uuden sähköaseman rakentamisen yhteydessä muodostettiin voimajohtoyhteydet Jyväskylän sähköasemalta Petäjäveden, Kauppilan ja Rauhalahden sähköasemille.

Raahe-Kokkola-seudun kehittämissuunnitelma

Voimajohtohankkeet

Länsirannikon tuulivoimatuotannon kasvaessa alueelta tarvitaan uusia voimajohtoyhteyksiä kohti Etelä-Suomea. Seuraava Länsirannikon 400 kV vahvistus valmistuu vuonna 2027, kun Kalajoella sijaitsevalta Jylkän sähköasemalta rakennetaan uusi yhteys Alajärvelle. Investointi nostaa alueen siirtokapasiteettia ja käyttövarmuutta, helpottaa huoltokeskeytyksien saamista olemassa oleviin voimajohtoihin ja parantaa jännitestabiiliutta. Voimajohto on suunniteltu kahden virtapiirin rakenteella ja lisäksi pylväsrakenteessa hyödynnetään mahdollisuus 110 kV aliorrelle.

Raahe-Kokkola



Kuva 13. Raahe-Kokkola-alueen kehittämissuunnitelma.

110 kV Pikkarala–Siikajoki A -yhteydellä osuus Siikajoelta Sorsaraivion erotinase-malle uusitaan siirtokyvyltään muuta voimajohtoa vastaavaksi vuonna 2024, tuulivoimatuotannon kasvaessa Siikajoella. 110 kV Siikajoki–Raahe–Pyhänselkä-yhteys uusitaan kuntoperusteisesti osis-sa: Siikajoki–Olkijärvi uusitaan vuonna 2024, Olkijärvi–Raahe vuonna 2028 ja Pyhänselkä–Raahe vuonna 2030.

Sähköasemahankkeet

Uuden 400 kV Jylkkä–Alajärvi-voima-johdon varrelle rakennetaan uusia sähköasemia tuuli- ja aurinkovoiman liittämiseksi. Raahe–Kokkola-alueelle suunnitellaan näistä Kukonkylän muun-toasemaa Sievin ja Kannuksen kuntien välimaastoon vuonna 2027.

Pyhäjoelle suunnitellaan Hanhelan sähköasemaa Raahan terästehtaan kasvavan sähkönkulutuksen mahdol-listamiseksi ja merituulivoiman liittämi-seksi. Tarvittaessa rakennetaan myös uusi 400 kV yhteys Hanhelasta Raahan kunnan kaakkoisosassa sijaitsevalle mahdolliselle Lumijärven sähköasemalle. Haapavedelle suunnitellaan Pihtinevan sähköasemaa vuodelle 2025 tuulivoiman ja alueen teollisuuden liittämistä varten.

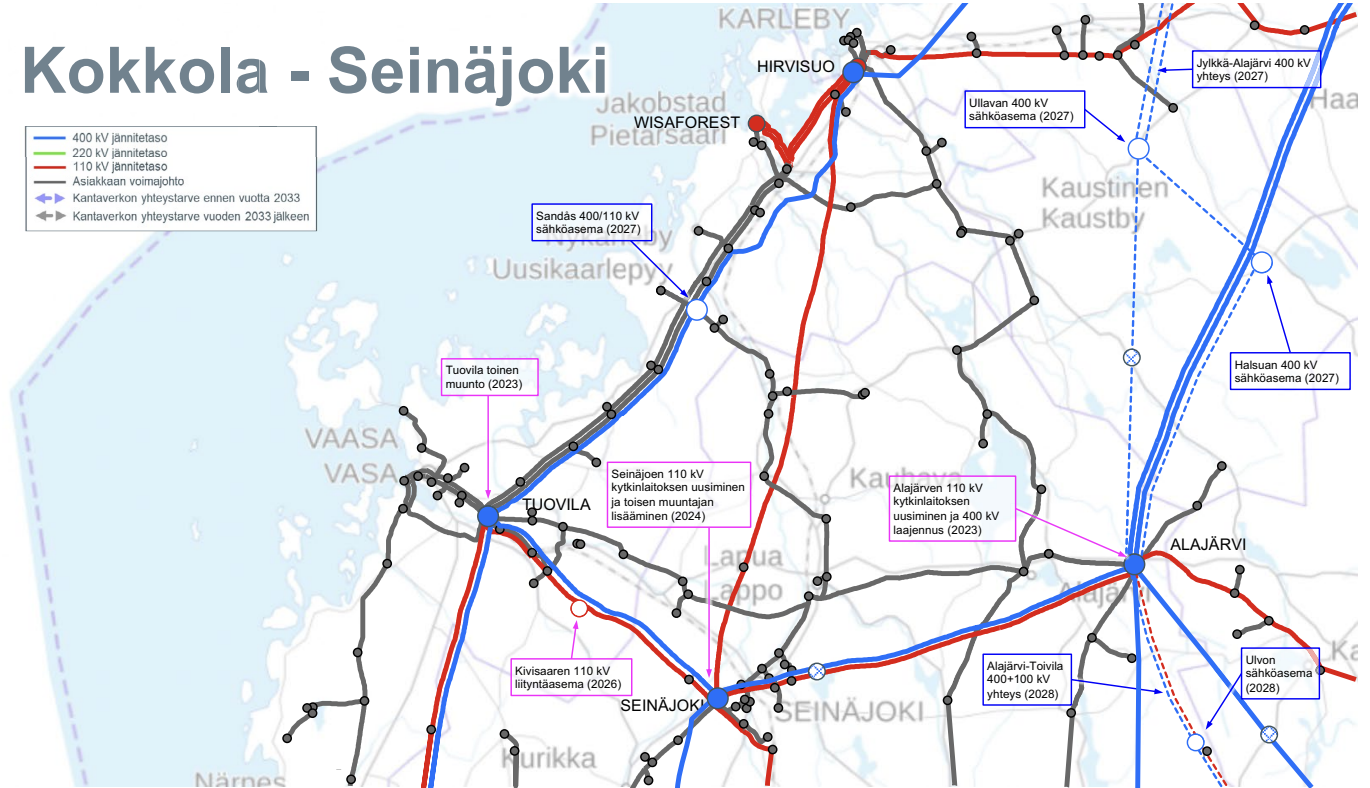


Kokkola-Seinäjoki-seudun kehittämissuunnitelma

Voimajohtohankkeet

Länsirannikon tuulivoiman siirtämistä varten rakennetaan 400 kV yhteys Kälajoen Jylkän sähköasemalta Alajärvelle. Voimajohto valmistuu vuonna 2027. Investointi nostaa alueen siirtokapasiteettia ja käyttövarmuutta, helpottaa huoltokeskeytyksien saamista olemassa oleviin voimajohtoihin ja parantaa jännitestabiiliutta. Voimajohto on suunniteltu kahden virtapiirin rakenteella ja lisäksi pylväsrakenteessa hyödynnetään mahdollisuus 110 kV aliorrelle. Voimajohtoa jatketaan Alajärveltä edelleen Jämsään Toivilan sähköasemalle vuoteen 2028 mennessä.

Kokkola - Seinäjoki



Kuva 14. Kokkola-Seinäjoki-alueen kehittämissuunnitelma.

Sähköasemahankkeet

Seinäjoen 110 kV kytkinlaitos uusitaan kuntoperusteisesti kaasueristeisenä kytkinlaitoksena vuonna 2024. Seinäjoelle lisätään myös toinen 400/110 kV muunto uusien asiakashankkeiden verkkoliittynnän mahdollistamiseksi. Seinäjoen ja Tuovilan välisen 110 kV voimajohdon varteen rakennetaan Kivisaaren sähköasema vuonna 2026 ja Uusikaarlepyyn rakennetaan Sandåsin sähköasema vuonna 2027. Molemmat sähköasemat rakennetaan tuulivoiman liittämistä varten, lisäksi Sandås mahdollistaa alueen jakeluverkon kehittämisen.

Jylkkä–Alajärvi–Toivila 400 kV -yhteyden varrelle rakennetaan Ullavan ja Halsuan sähköasemat vuonna 2027

tuulivoimaa varten. Tarvittaessa voimajohdon varrelle rakennetaan myös Laurinnevan muuntoasema Veteliin tuuli- ja aurinkovoiman liittämiseksi sekä alueen jakeluverkon kehittämisen mahdollistamiseksi. Alajärven ja Petäjaveden väliin suunnitellaan Ulvon sähköasemaa, johon toteutettaisiin Jylkkä–Toivila-välin sarjakompensointi sekä mahdollisestaan tuuli- ja aurinkovoiman liittämistä.

Nykyiselle Alajärvi–Vihtavuori 400 kV -johdon varrelle suunnitellaan tarpeen mukaan Löytökankaan sähköasemaa tuuli- ja aurinkovoiman liittämiseksi. Seinäjoki–Alajärvi 400 kV -johdolle suunnitellaan Kotanevan sähköasemaa niin ikään tuulivoimaa varten.



Seinäjoki-Pori-seudun kehittämissuunnitelma

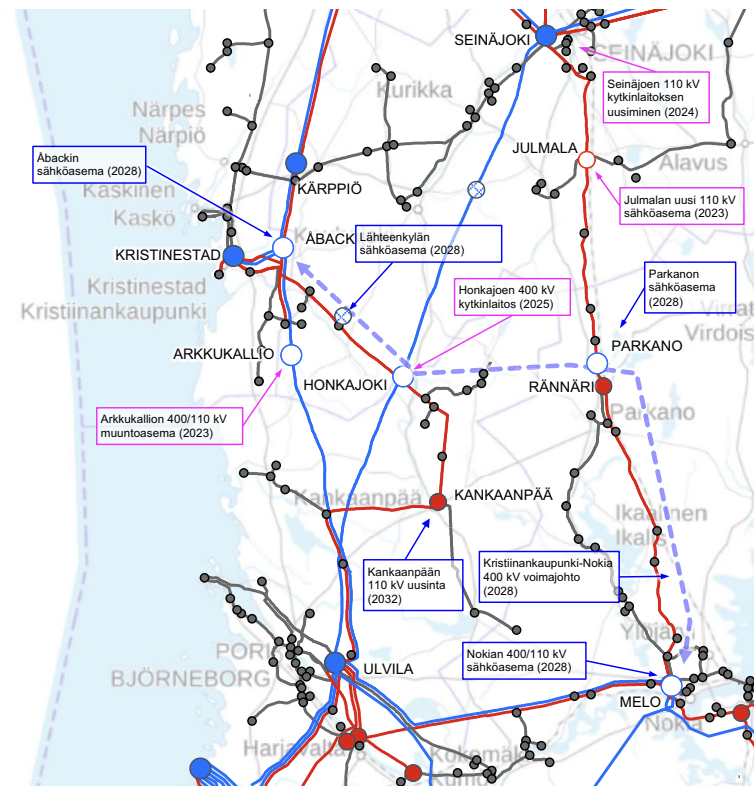
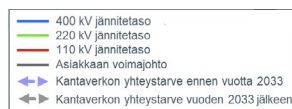
Voimajohtohankkeet

Porin ja Vaasan välisen alueen tuuli-voimahankkeiden mahdollistamiseksi Kristiinankaupungista Åbackin uudelta sähköasemalta Nokialle, Nokian uudelle sähköasemalle rakennetaan 400 kV yhteys. Voimajohto valmistuu vuonna 2028.

Sähköasemahankkeet

Olemassa olevan 400 kV Seinäjoki-Ulvila-voimajohdon varrelle on suunnitteilla Honkajoen uusi sähköasema, jonka käyttöönotto on suunniteltu vuodelle 2025. Sähköasema rakennetaan alueelle suunnitellun tuulivoiman liittämiseksi. Kristiinankaupunkiin rakennetaan uusi Åbackin sähköasema uutta Nokialle rakennettavaa 400 kV voimajohtoa varten. Nokialle rakennetaan vastavasti uusi sähköasema, jolla korvataan

Seinäjoki - Pori



Kuva 15. Seinäjoki-Pori-alueen kehittämissuunnitelma.

myös nykyinen ikääntynyt Melon 110 kV kytkinlaitos. Uuden 400 kV Kristiinankaupunki–Nokia-voimajohdon varrelle rakennetaan myös Lähteenkylän ja Parkanon sähköasemat. Seinäjoki–Uivila 400 kV -johdon varrelle suunnitellaan Sahankylän sähköasemaa tuuli- ja aurinkovoiman liittämistä varten.

Seinäjoen 110 kV kytkinlaitos uusitaan kuntooperusteisesti kaasueristeisenä kytkinlaitoksena vuonna 2024. Seinäjoelle lisätään myös toinen 400/110 kV muunto uusien asiakashankkeiden verkkoliittynnän mahdollistamiseksi. Kankaanpään 110 kV ikääntynyt kytkinlaitos on tarkoitus uusida vuonna 2032.

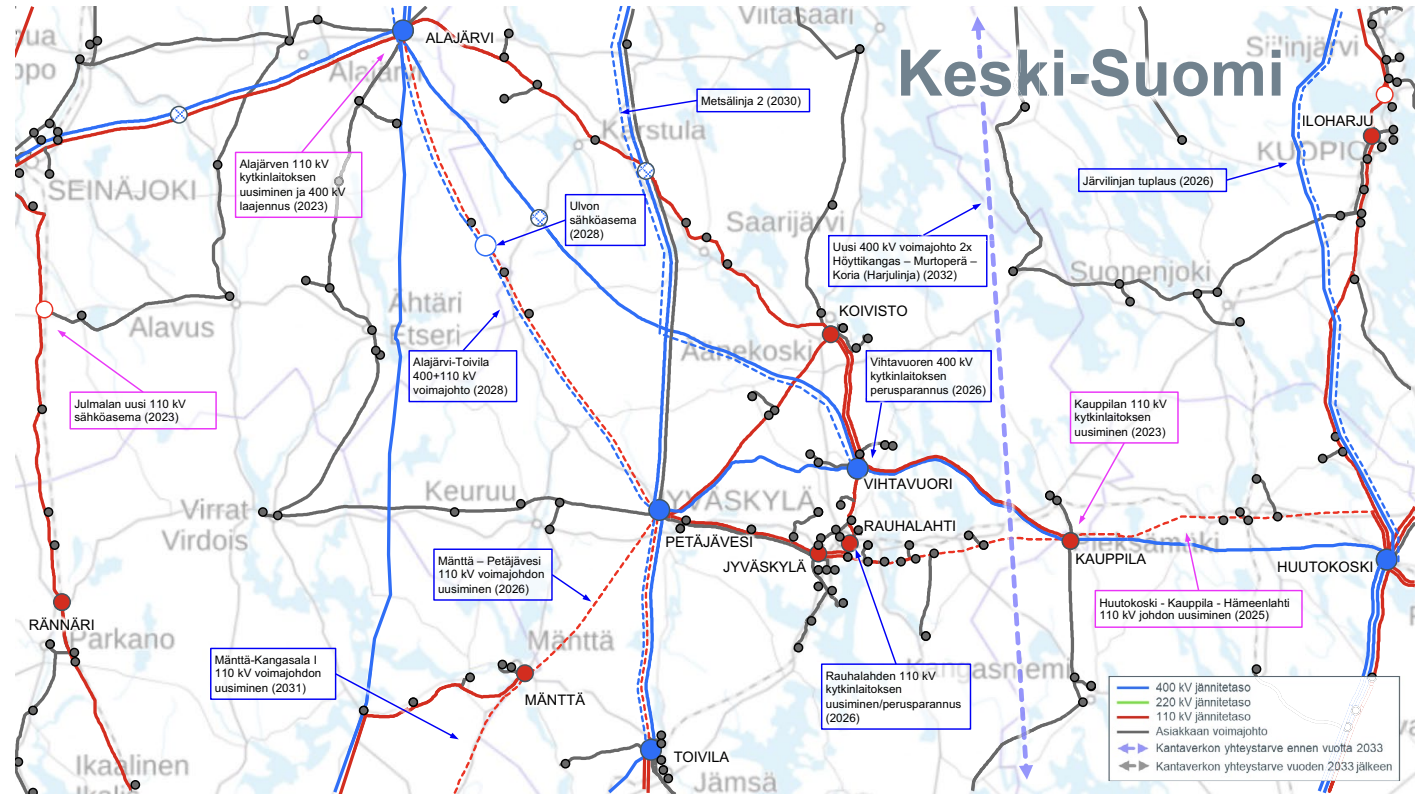


Keski-Suomen kehittämissuunnitelma

Voimajohtohankkeet

Keski-Suomessa on runsaasti iäkkäitä puupylväsrakenteisia 110 kV voimajohtoja, joita tullaan uusimaan. Vuonna 2024 uusitaan 110 kV Huutokoski-Kauppila-Hämeenlahti-voimajohto ja vuonna 2026 110 kV Petäjavesi-Mänttä-voimajohto.

Länsirannikon tuulivoiman siirtämiseksi rakennetaan länsirannikolta Etelä-Suomen sähkökulutuksen keskittymiin uusi 400 kV yhteys Alajärvi-Toivila. Yhteys valmistuu vuonna 2028. Uusi voimajohto rakennetaan pääosin nykyisten 110 kV Alajärvi-Petäjavesi- ja Petäjavesi-Toivila-yhteyksien paikalle. Nykyiset 110 kV yhteydet uusitaan 400 kV voimajohdon kanssa samoille pylväille alaorteen.



Kuva 16. Keski-Suomen alueen kehittämissuunnitelma.

Keski-Suomen poikkileikkauksen siirtokapasiteetin lisäämiseksi ja uuden sähköntuotannon liittämiseksi suunniteltu Metsälinjan vahvistaminen valmistuu vuonna 2030. Uusi yhteys kulkee Muhkanoksesta Pyhänselän sähköasemalta Keski-Suomeen.

Sähköasemahankkeet

Kauppilan sähköasema uusitaan 110 kV Huutokoski–Kauppila–Hämeenlahti-voimajohtoprojektin yhteydessä kuntoperusteisesti vuonna 2024. Rauhalahden sähköaseman perusparannus toteutetaan vuonna 2026. Alajärven ja Petäjäveden väliin suunnitellaan Ulvon muuntoasemaa vuonna 2028, johon rakennetaan uuden 400 kV Alajärvi–Toivila-yhteyden sarjakompensointi sekä liitetään alueen tuuli- ja aurinkovoimaa. Lisäksi vuonna 2030 Metsälinjan varrelle Saarijärvelle suunnitellaan Leppärinteen muuntoasemaa tuuli- ja aurinkovoiman liittämiseksi. Nykyiselle Alajärvi–Vihtavuori 400 kV -johdon varrelle suunnitellaan tarpeen mukaan Löytökankaan sähköasemaa tuuli- ja aurinkovoiman liittämiseksi.



Etelä-Suomi

Alueen kuvaus

Etelä-Suomen suunnittelualue kattaa noin kuudesosan Suomen pinta-alasta. Alue on väestötiheä, suunnittelualueen väkiluvun ollessa noin kolme miljoonaa. Alueen vahvalla 400 kV verkolla mahdollistetaan Pohjois-Suomessa ja länsirannikolla tuotetun sähkön siirtäminen toimitusvarmasti Etelä-Suomen kulutuskeskitymiin. Suunnittelualueella sijaitsee viisi HVDC-rajasiirtoyhteyttä, joista 400 MW tehoinen Fenno-Skan 1 ja 800 MW tehoinen Fenno-Skan 2 sijaitsevat Raumalla, yhdistäen Suomen kantaverkon Etelä-Ruotsin verkkoon. Rajasiirtoyhteydet Viroon ovat 350 MW tehoinen Estlink 1 ja 650 MW tehoinen Estlink 2, jotka kytkeytyvät Suomen kantaverkkoon Espoon ja Anttilan sähköasemilla. Lisäksi Naantalinsalmen sähköaseman ja Ahvenanmaan välillä on varayhteytenä käytettävä tasasähköyhteys, jolla turvataan Ahvenanmaan sähköjärjestelmän toimivuus mahdollisessa häiriötilanteessa.

Etelä-Suomen suunnittelualue on energiaintensiivinen, noin kahden kolmasosan Suomen sähkönkulutuksesta sijoittuessa Tampereen eteläpuolelle. Sähkönkulutus keskittyy pääosin pääkaupunkiseudulle sekä muihin suurempiin kaupunkialueihin, muun muassa Turkuun, Lahteen ja Tampereelle. Polttamiseen perustuvan lämmöntuotannon vähentyessä ja korvautuessa esimerkiksi sähkökattiloilla, kaupunkien sähköalijäämä tulee kasvamaan merkittävästi, jolloin tarve vahvoille ja luotettaville sähkön siirtoyhteyksille tulee korostumaan entisestään. Alueen sähköverkkoa kehitetään jatkuvasti tuotanto- ja kulutussennusteiden mukaan yhteistyössä paikallisten jakeluverkkoyhtiöiden kanssa.

Vetytalous on merkittävä tekijä suunnittelualueen tulevaisuuden sähkönkulutuksessa lämmityksen sähköistymisen lisäksi. Etelä-Suomeen on suunnitteilla useita investointeja vedyn tuotantoon ja sen jatkojalostukseen liittyen. Harja-

valtaan valmistuu Suomen ensimmäinen teollisen mittakaavan vihreän vedyn tuotantolaitos vuonna 2024. Muita vihreän vedyn tuotantolaitoksia on lähivuosina suunnitteilla yhteensä satojen megawattien edestä esimerkiksi Naantaliin, Tampereelle, Lahteen ja pääkaupunkiseudulle. Myös teollisuuden sähköistyminen kasvattaa merkittävästi alueen sähkönkulutusta. Esimerkiksi Porvoon öljynjalostamolle on suunnitteilla elektrolyyseri korvaamaan maakaasulla tuotettua vetyä jalostamon tarpeisiin. Inkooseen on suunnitteilla elektrolyysiä hyödyntävä terästehdas, jonka sähkönkulutus on arviolta satoja megawatteja.

Etelä-Suomen sähköntuotantokapasiteetti koostuu pääosin ydinvoimasta, kaikkien Suomen ydinvoimalaitosten sijoittuessa suunnittelualueelle. Ydinvoiman lisäksi alueella tuotetaan sähköä teollisuuden ja kaukolämmön CHP-laitoksilla, lauhdelaitoksilla sekä vesi- ja tuulivoimalaitoksilla. Fossiilinen



Noin kaksi kolmasosaa Suomen sähkönkulutuksesta sijoittuu Tampereen eteläpuolelle.

sähkön- ja lämmöntuotanto vähenee, esimerkiksi pääkaupunkiseudulla Hannasaaren voimalaitos suljettiin vuonna 2023. Pääkaupunkiseudun viimeisten kivihiilikäyttöisten voimalaitosten käyttö loppuu suunnitelmien mukaan lähivuosina. Paikallisen tuotannon poistuessa, pääkaupunkiseudun sähkön huippukulutuksen on ennustettu kasvavan merkittävästi vuoteen 2030 mennessä.

Etelä-Suomen sähköntuotanto tulee tulevaisuudessa koostumaan yhä enemmän uusiutuvasta energiasta. Alueella on tuulivoimakyselyitä yli 5 gigawatin ja aurinkovoimakyselyitä yli 10 gigawatin edestä, jotka yhteenlaskettuna vastaavat huipputeholtaan lähes viisinkertaisesti ydinvoiman huipputehokapasiteettia. Lisäksi alueelle on tullut tuotantokapasiteetiltaan merkittäviä merituulivoimakyselyitä, joiden toteutuminen ajoittuisi arviolta 2030-luvulle. Aurinkovoimalaitoksien rakentaminen teollisessa mittakaavassa on huomattavasti nopeampaa, jolloin aurinkovoimain kapasiteetti voi kasvaa merkittävästi jo lähivuosina.

Viime vuosien investoinnit Etelä-Suomen verkkoon

Porin ja Rauman seudulla on tehty kahden viime vuosikymmenen aikana paljon investointeja kantaverkkoon. Alueen 400 kV ja 110 kV kantaverkkoa vahvistettiin huomattavasti Olkiluodon kolmannen ydinvoimalaitoksen liittämiseksi ja tuuli-voimahankkeiden liittämisen mahdollistamiseksi. Fenno-Skan 2 -rajasiirtoyhteys rakennettiin vahvistamaan Ruotsin ja Suomen välistä siirtokapasiteettia. Myös suunnitelualueen muuntokapasiteettia on nostettu lisäämällä uusia päämuuntajia sähköasemille. Viimeisinä hankkeina vuonna 2019 uusittiin Olkiluoto A -sähköasema ja rakennettiin uusi Uudenkaupungin 110 kV sähköasema.

Hämeen alueen kantaverkkoa on vahvistettu kasvaneiden siirtotarpeiden ja

verkon ikääntymisen vuoksi. Tampereen alueen kasvaneen sähkön alijäämän seurauksena alueen muuntokapasiteettia kasvatettiin vuonna 2015 rakentamalla uusi Lavianvuoren sähköasema Valkeakoskelle. Vanha ja huonokuntoinen Vanaja-Tikinmaa 110 kV -voimajohto uusittiin vuonna 2018, jolla parannettiin Hämeenlinnan alueen käyttövarmuutta ja siirtokapasiteettia. Vuonna 2019 valmistui viimeinen osuus 1920-luvulla rakennetun kantaverkon ensimmäisen runkolinjan, Rautarouvan korvaavasta voimajohtoyhteydestä välillä Hikiä-Orimattila, kun voimajohto uusittiin 400+110 kV rakenteella. Orimattilaan rakennettiin samalla uusi 110 kV sähköasema. Nyt koko Rautarouva-yhteys Turusta Imatralle on korvattu uudella voimajohdolla.

Varsinais-Suomen alueella on pääasiassa uusittu ikääntynyttä verkkoa. Vuonna 2015 Naantalın 110 kV kytkinlaitos korvattiin uudella Naantalinsalmen sähköasemalla. Samassa yhteydessä

Naantalinsalmen sähköasemalle liittyi uusi Ahvenanmaan ja Manner-Suomen välinen merikaapeliyhteys, ÅL-Link. Forssan ja Liedon välinen voimajohto uusittiin 400+110 kV yhteispylväsvoimajohdolla vuonna 2018. Uusi voimajohto palvelee Varsinais-Suomen alueellisia sähkönsiirtotarpeita ja parantaa alueen kantaverkon käyttövarmuutta. Voimajohtohankkeen yhteydessä Forssan asemalle tehtiin laajennuksia ja perusparannus.

Uudenmaan alueella kasvatettiin muuntokapasiteettia vuonna 2017 lisäämällä muuntajat Espoon ja Länsisalmen sähköasemille. Viime vuosien aikana Inkoon, Nurmijärven, Porvoon ja Ruotsinkylän sähköasemia on perusparannettu ja uusittu. Tammiston ja Virkkalan uusitut 110 kV GIS-kytkinlaitokset valmistuivat vuonna 2022. Virkkalan sähköasema toteutettiin uudella SF6-vapaalla GIS-tekniikalla.

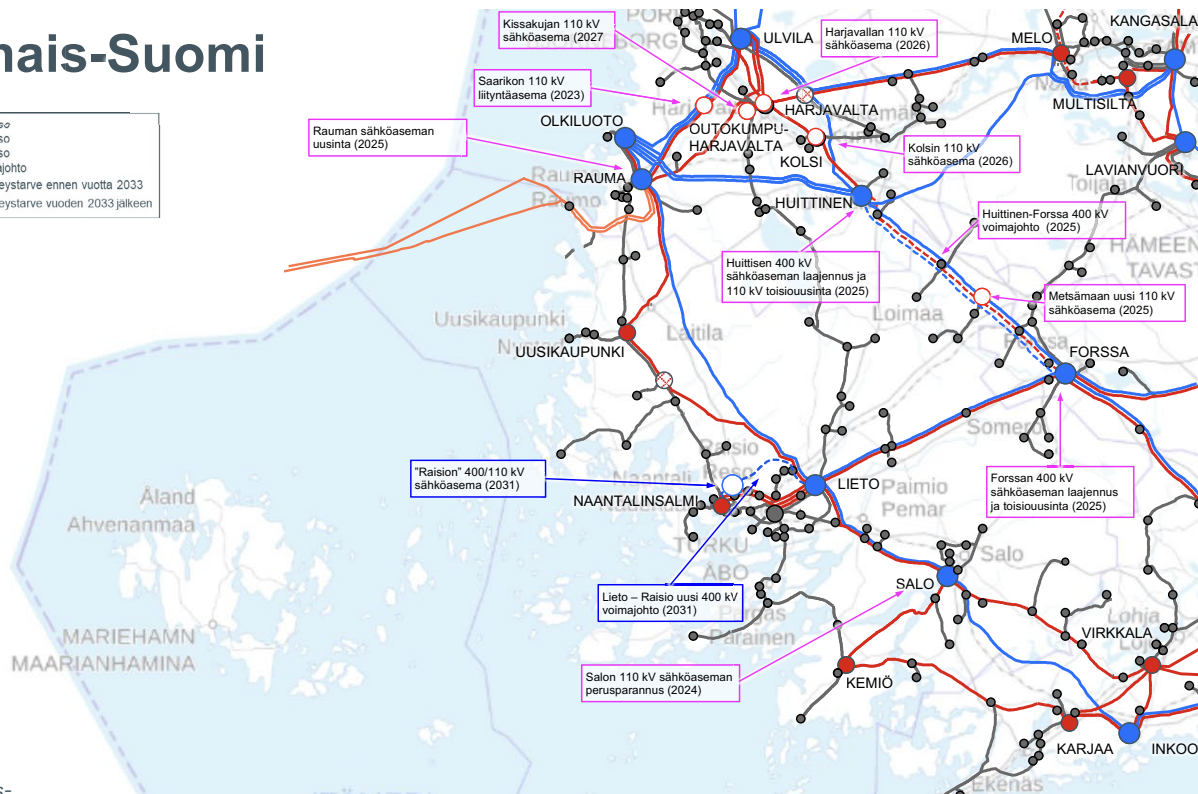
Varsinais-Suomen kehittämissuunnitelma

Varsinais-Suomen alueella rakennetaan uutta verkkoa alueellisten kulutuskeskittymien tarpeeseen. Lisäksi alueella uusitaan ikääntynyttä verkkoa.

Voimajohtohankkeet

Vuonna 2025 valmistuu uusi Huittinen-Forssa 400 kV -yhteys. Voimajohto parantaa kantaverkon energiatehokkuutta ja käyttövarmuutta ja mahdollistaa entistä paremmin huolto- ja vikakeskeytykset ilman, että sähköjärjestelmän käyttövarmuus heikkenee. Lisäksi voimajohton alaorteen uusitaan ikääntynyt 110 kV Kolsi-Forssa-voimajohto Huittisen ja Forssan sähköasemien välillä. Voimajohtolle liitetään Metsämaan uusi 110 kV sähköasema.

Varsinais-Suomi



Kuva 17. Varsinais-Suomen alueen kehittämissuunnitelma.

Naantalin ja Turun alueen sähkönkulutus on kasvamassa, mikä edellyttää sähkön-siirtokapasiteetin kasvattamista alueella. Liedon sähköasemalta Raisioon suunnitellaan uutta 400+110 kV voimajohtoa, jonka käyttöönotto on vuonna 2031. Uusi voimajohto liittyy Raisioon rakennettavalle uudelle muuntoasemalle, josta 400 kV yhteyttä voidaan tarvittaessa jatkaa Rauman suuntaan Rauma–Lieto-välisen siirtotarpeen kasvaessa, esimerkiksi merituulivoimahankkeiden toteutumisen seurauksena.

Sähköasemahankkeet

Varsinais-Suomen alueella uusitaan ikääntyneitä sähköasemia. Salon 110 kV kytkinlaitoksen perusparannus valmistuu vuonna 2024. Seuraavana vuonna valmistuu Rauman sähköaseman uusinta ja Metsämaan uusi 110 kV kytkinlaitos Kolsi–Forssa 110 kV -voimajohdon varrelle. Metsämaan sähköasemalla kasvatetaan alueellista käyttövarmuutta

ja mahdollistetaan alueella sijaitsevien sähköntuotantohankkeiden liittäminen kantaverkkoon.

Porin ja Rauman seudun alueella rakennetaan kolme uutta sähköasemaa korvaamaan asiakkaiden omistamia, ikääntyneitä sähköasemia. Nykyisin kantaverkon sähköä siirretään asiakkaiden omistamien sähköasemien läpi, mikä vaikeuttaa esimerkiksi käyttö- ja kunnossapitotoimenpiteiden suorittamista. Lisäksi sähkömarkkinalain mukaan kantaverkkoyhtiön on omistettava laitteistot, joita tarvitaan sähkön siirtoon kantaverkossa. Omistusmuutokset toteutetaan sähköasemien uusimisen yhteydessä. Harjavallan, Kolsin ja Kissanajan sähköasemien rakentaminen ajoittuu vuosille 2025–2027. Uudet sähköasemat toteutetaan kaasueristeisinä sisäkytkinlaitoksina, minkä avulla vähennetään uusien sähköasemien maankäytöllisiä vaikutuksia.

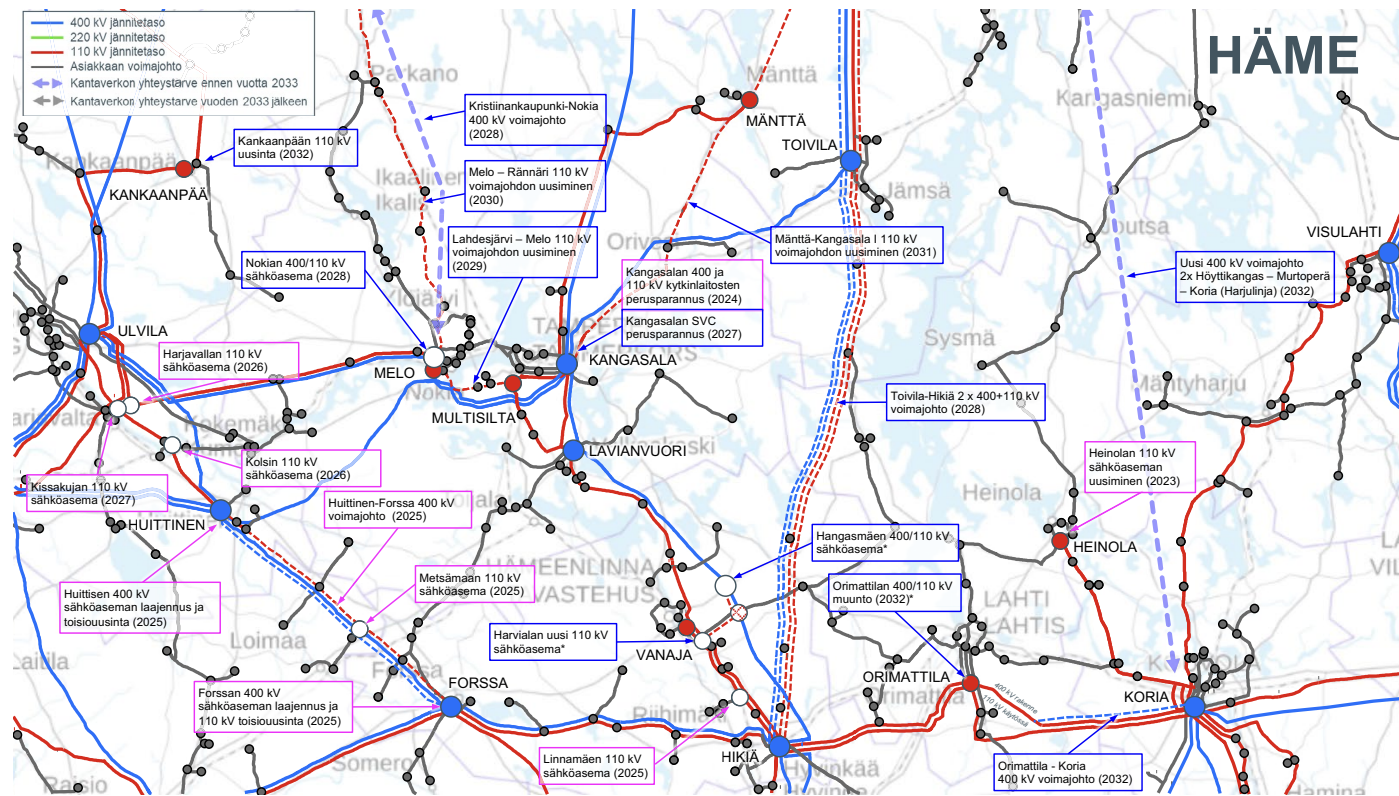


Hämeen kehittämissuunnitelma

Hämeen suunnittelualueella vahvistetaan kantaverkkoa kattamaan alueellisten kulutustarpeiden kasvua. Alueella rakennetaan uutta pääsiirtoverkkoa sekä uusitaan ikääntynyttä verkkoa.

Voimajohtohankkeet

Hämeen suunnittelualueella sijaitsee muutama iäkäs puupylväsrakenteinen voimajohto, joita tullaan uusimaan: 110 kV Lahdesjärvi–Melo-voimajohto uusitaan vuonna 2029 Nokian uuden muuntoaseman valmistuttua, ikääntynyt Melo–Rännäri 110 kV voimajohto uusitaan vuonna 2030 ja Kangasalan ja Mäntän välisestä kahdesta 110 kV voimajohdosta ikääntyneempi itäinen yhteys uusitaan vuonna 2031.



Kuva 18. Hämeen alueen kehittämissuunnitelma.

Nokialle rakennettavalle uudelle Nokian sähköasemalle on suunnitteilla 400 kV voimajohto Kristiinankaupungista, jonka avulla Länsi-Suomen tuulivoimatuotanto siirretään Etelä-Suomen kulutuskeskitymiin. Voimajohtohankeesta on käynnissä YVA-menettely, jossa arvioidaan vaihtoehtoisten reittien ympäristövaihtokutukset. Voimajohtoon rakentamisen yhteydessä rakennetaan uusi Nokian 400/110 kV muuntoasema korvaamaan vanhaa Melon 110 kV sähköasemaa. Uusi sähköasema lisää sähkönsiirtokapasiteettia Tampereen alueelle ja parantaa käyttövarmuutta.

Hausjärvellä sijaitsevasta Hikiän sähköasemasta muodostuu tulevaisuudessa vahva kantaverkon solmupiste, kun sekä pohjoisesta että etelästä rakennetaan uusia voimajohtoja alueelle. Hikiän sähköaseman merkittävyyttä vähennetään suunnittelemalla osa uusista voimajohtoista ohittamaan sähköasema tulevaisuudessa. Pohjoisesta, Toivilan

sähköasemalta, rakennetaan kaksi uutta 400+110 kV voimajohtoa Hikiälle vuonna 2028, joiden avulla siirretään pohjoisen sähköntuotantoa etelän kulutuskeskitymiin. Hikiältä etelään, Vantaalla sijaitsevalle Länsisalmen sähköasemalle, rakentuu uusi 400 kV yhteys vuonna 2030, jolla mahdollistetaan pääkaupunkiseudun sähkönkulutuksen kasvu. Toinen Hikiältä etelään suuntautuva 400 kV yhteys, Hikiä-Inkoo, rakennetaan vuonna 2031. Molempien voimajohtojen suunnittelussa varaudutaan siirtotarpeen ennakoitua suurempaan kasvuun suunnittelemalla yhteys kahden virtapiirin rakenteella.

Kaksinkertaisella 400 kV rakenteella suunniteltu Harjulinja rakentuu Pyhäjärvelle tai mahdollisesti Kiuruvedelle toteutettavalta Murtoperän sähköasemalta Etelä-Suomeen vuonna 2032. Hankkeen yhteydessä Orimattilan sähköasemalle lisätään 400/110 kV muunto, jonka lisäksi Orimattilan ja Korian välille suunnitellaan

400 kV voimajohtoa. Voimajohto on osa Hikiä - Korja 400 kV yhteyttä, joka rakennetaan itä-länsi-suuntaisen siirtokapasiteetin kasvattamiseksi. Hikiän ja Orimattilan väli on valmiiksi rakennettu 400 kV rakenteella, jolloin voimajohto-osuuden käyttöjännite osuudella on muutettavissa 110 kV:sta 400 kV:iin.

Sähköasemahankkeet

Hämeen suunnittelualueella uusitaan lähivuosina ikääntyneitä sähköasemia. Heinolan 110 kV sähköaseman uusiminen valmistuu vuoden 2023 loppupuolella. Kangasalan sähköasemalla on käynnissä laaja perusparannushanke aseman kunnan ylläpitämiseksi, joka valmistuu vuonna 2024.

Tervakoskelle valmistuu uusi Linnamäen sähköasema vuonna 2025 palvelemaan alueen kasvanutta sähkönkulutusta sekä parantamaan alueen käyttövarmuutta. Hämeenlinnan ympäristön sähkönkulutus on kasvussa, muun muassa

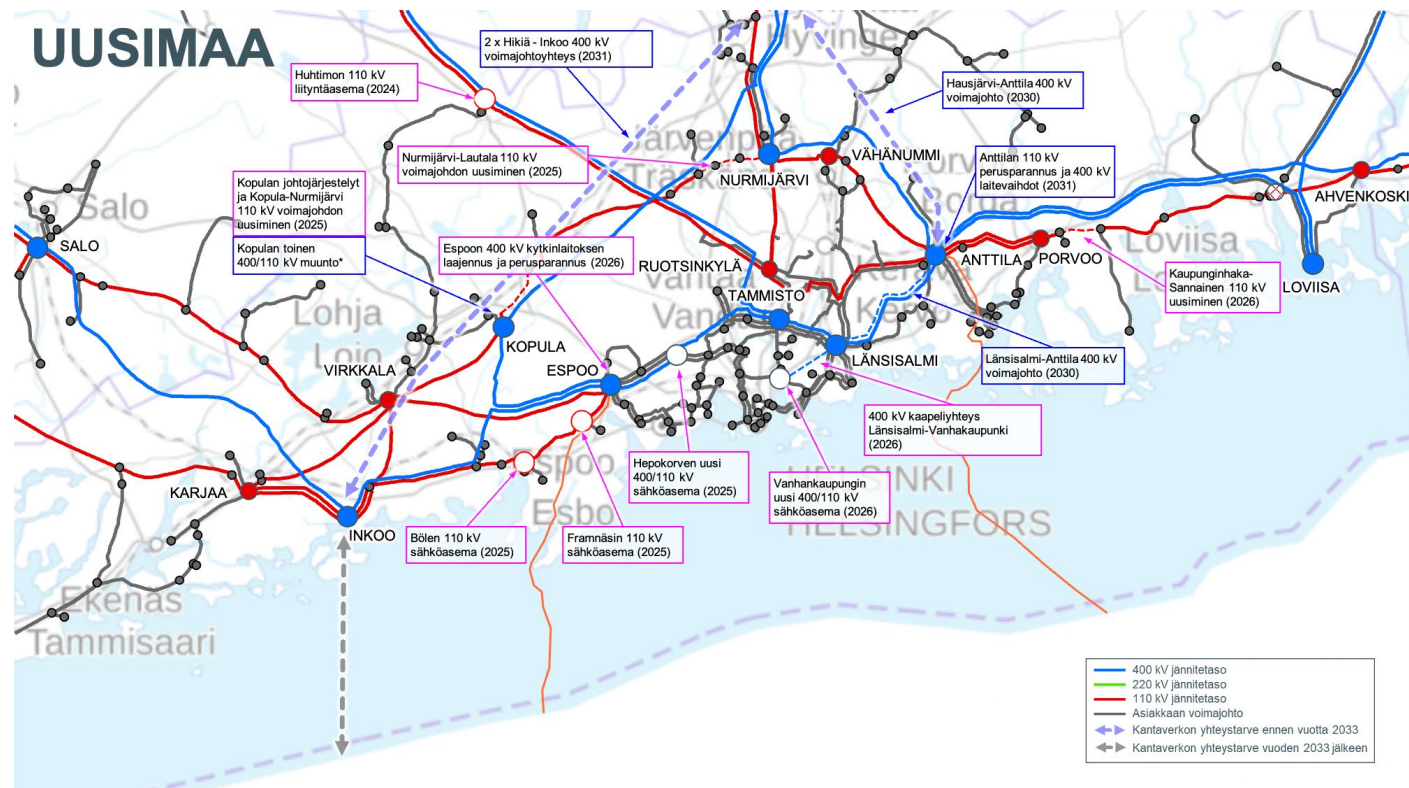
Tervakosken paperitehtaan ja SSAB:n Hämeenlinnan tehtaan sähköistyessä, jolloin Hämeenlinnan alueella on tarve siirtokapasiteetin kasvattamiseksi. Alueen kantaverkon kehittämiseksi on suunnitteilla uusi muuntoasema Hangasmäkeen sekä uusi GIS-kytkinlaitos Harvialan alueelle.

Vuonna 2028 400 kV Kristiinankaupunki-Nokia-voimajohtoon rakentamisen yhteydessä rakennetaan Nokialle uusi 400/110 kV muuntoasema korvaamaan vanhaa Melon 110 kV kytkinlaitosta. Uudella muuntoasemalla mahdollistetaan Tampereen alueen sähkönkulutuksen kasvu. Parkanon alueella on paljon tuulivoimasuunnitelmia, joiden liittäminen kantaverkkoon on tällä hetkellä haastavaa. Alueelle suunnitellaan uutta Parkanon 400/110 kV muuntoasemaa sähköntuotannon liittämiseksi. Sähköasema valmistuu 400 kV Kristiinankaupunki-Nokia-voimajohtoon rakentamisen yhteydessä.

Uudenmaan kehittämissuunnitelma

Uudenmaan suunnittelualueella rakennetaan uusia 400 kV yhteyksiä, joiden avulla siirretään Pohjois- ja Länsi-Suomessa tuotettua sähköä Etelä-Suomen kulutuskeskittymiin. Lisäksi alueella uusitaan ikääntyneitä sähköasemia ja vahvistetaan alueellista kantaverkkoa.

Helsingin ja Vantaan sähköntuotanto- ja kulutus on perinteisesti vaihdellut voimakkaasti vuodenajan mukaan. Kantaverkon kannalta suurimmat siirrot ovat tapahtuneet kesällä, jolloin paikallinen sähköntuotanto on ollut vähäistä. Talvisin alueellista sähköntuotantoa on ollut paljon ja pääkaupunkiseutu on ollut ylijäämäinen, jolloin alueelta on siirretty sähköä muualle Suomeen. Pääkaupunkiseudun siirtotarpeet tulevat kuitenkin kasvamaan merkittävästi lähivuosina, kun perinteisiin polttovoimalaitoksiin perustuva sähköntuotanto korvaantuu sähkökäyttöisellä



Kuva 19. Uudenmaan alueen kehittämissuunnitelma.

lämmöntuotannolla, liikenne sähköistyy sekä alueelle rakentuu datakeskuksia. Tulevaisuudessa suurimmat siirrot ajoittuvat talvikuukausille, jolloin lämmityksen tarve on suurimmillaan

Voimajohtohankkeet

Kulutuksen kasvaessa Helsingin 110 kV suurjännitteisen jakeluverkon siirtokapasiteetti voi jäädä alimitaiseksi. Fingrid suunnittelee pääkaupunkiseudun verkon kehittämistä yhteistyössä alueen sähköntuotanto- ja jakeluverkkoyhtiöiden kanssa, mutta uusien avojohtojen rakentaminen Helsinkiin on hankalaa. Turvataksaan pääkaupunkiseudun asukkaiden ja yhteiskunnallisesti tärkeiden toimintojen sähkönsaannin, Fingrid rakentaa uuden 400 kV kaapeliyhteyden Vantaan Länsisalmen sähköasemalta Helsingin Viikkiin, uudelle Vanhakaupungin sähköasemalle. Yhteys valmistuu vuonna 2026. Kaapeli sijoitetaan kaivantoon suojattuna ja suunnittelussa huomioi-

daan mahdollisuus myös toisen kaapeliyhteyden asentamiseen jälkikäteen. Kahdentamalla kaapeliyhteys voidaan tulevaisuudessa varmistua keskeytymättömästä sähkönsyötöstä myös vikojen ja huoltokeskeytysten aikana siirtojen kasvaessa. Kaapeliyhteyden pääteasemaksi on valittu Vanhakaupungin sähköasema Viikissä, sen keskeisen sijainnin kannalta alueen jakeluverkossa.

Lisäksi pääkaupunkiseudun sähkönkulutuksen kasvun mahdollistamiseksi valmistuu vuonna 2030 uusi 400 kV yhteys Hausjärveltä Porvoossa sijaitsevalle Anttilan sähköasemalle ja sieltä edelleen Vantaalle Länsisalmen sähköasemalle. Vuonna 2031 valmistuu 400 kV yhteys Hausjärven Hikiän sähköasemalta Inכון sähköasemalle, jolla mahdollistetaan Inכון alueen sähkönkulutuksen kasvu ja lisätään siirtokapasiteettia Estlink 3 -tasasähköyhteyttä varten. Kolmas Suomen ja Viron välinen rajasiirtoyhteys, Estlink

3, valmistuu vuonna 2035. Ikäntynyttä 110 kV Kopula-Nurmijärvi-voimajohtoa uusitaan vuosina 2024 ja 2025.

Sähköasemahankkeet

Espoon sähköasema on tärkeä pääkaupunkiseudun sähkönsiirron kannalta. Sähköasemaa tullaan perusparantamaan hyvän käyttövarmuuden ylläpitämiseksi. Läntisen pääkaupunkiseudun sähkönkulutuksen kasvaessa ja sähköntuotannon vähentyessä alueelle tarvitaan lisää muuntokapasiteettia. Tähän tarkoitukseen Fingrid rakentaa Espooseen uuden Hepokorven 400/110 kV muuntoaseman vuonna 2025 400 kV Espoo-Tammisto voimajohtoon varrelle. Lisäksi Helsingin Viikkiin rakennetaan uusi Vanhakaupungin sähköasema Helsingin 400 kV kaapelia varten vuonna 2026 ja Länsisalmen sähköasemaa laajennetaan. Alueella on myös useita sähkönkulutus- ja tuotantohankkeita, joiden liittäminen edellyttää useita sähköasemien laajennuksia.



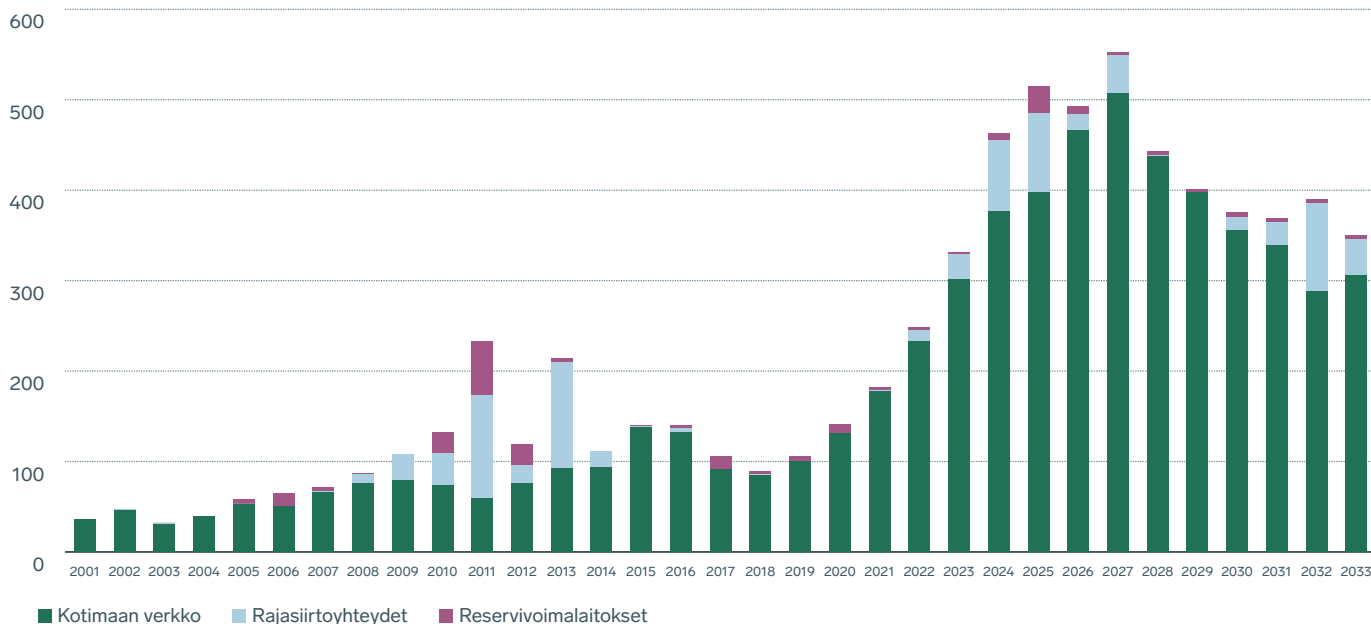
Fingrid suunnittelee pääkaupunkiseudun verkon kehittämistä yhteistyössä alueen sähköntuotanto- ja jakeluverkkoyhtiöiden kanssa.

Kooste investoinneista kantaverkkoon

Viime vuosina Fingridin investoinnit ovat keskittyneet pääosin kotimaan verkkoon ja investointeja on ollut käynnissä ennätysmäärä. Vuosina 2024–2033 Fingrid suunnittelee investoivansa yhä kiihtyvällä tahdilla, 4 miljardia euroa, eli keskimäärin 400 miljoonaa euroa vuosittain. Fingridin vuosittaiset poistot ovat olleet noin 100 miljoonaa euroa ja kasvavat jatkossa. Kuvassa 20 on esitetty Fingridin investointitasot vuosina 2001–2033.

Fingridin investointitasot ovat nousseet pääosin energiamurroksen edellyttämien kantaverkon vahvistusten seurauksena. Fingridin investointikustannuksista noin 80 % kohdistuu uusinvestointeihin. Suuri uusinvestointien osuus johtuu pääasiassa uusien pohjois-eteläsuuntaisten 400 kV yhteyksien, rajasiirtoyhteyksien, kompensointiratkaisujen ja sähköasema-

Investoinnit verkottain ja vuosittain



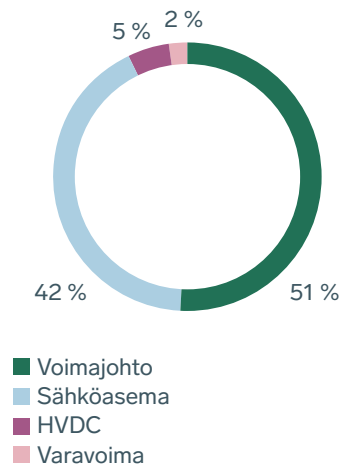
Kuva 20. Fingridin investointitasot vuosina 2001–2033.

investointien suuresta määrästä. Pääosa uudesta sähköntuotannosta sijaitsee Länsi- ja Pohjois-Suomessa, kun sähkönkulutus ja sähköistyvä teollisuus keskittyy pääosin Etelä-Suomeen. Tämä lisää tarvetta vahvoille kantaverkon siirtoyhteyksille. Lisäksi uudet teollisuus- ja sähköntuotantohankkeet edellyttävät uusia sähköasemia liityntöjä varten.

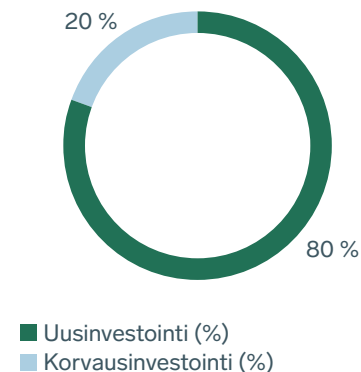
Uusinvestointien lisäksi suunnittelujakson aikana tehdään sähköasemien perusparannuksia ja ikääntyneiden 110 kV voimajohtojen uusimisia. Kantaverkossa ei ole korjausvelkaa, vaan verkkoa on uusittu suunnitelmallisesti tarpeen mukaan. Tarkastelujakson aikana Fingridillä ei ole suunnitelmassa rakentaa uutta varavoimakapasiteettia.

Kuvassa 21 on esitetty, kuinka Fingridin seuraavan 10 vuoden verkkoon kohdistuvat investointikustannukset jakautuvat sähköasema-, voimajohto-, varavoima- ja HVDC-hankkeisiin ja kuvassa 22 nähdään investointien jakautuminen uus- ja korvausinvestointeihin.

Kuvassa 23 on esitetty Fingridin investointimääriä vuosina 2024–2033. Uusia 400 kV voimajohtoja rakennetaan noin 3800 kilometriä. Nämä voimajohdot luovat vahvan pääsiirtoverkon, jota 110 kV yhteydet täydentävät. 110 kV voimajohtojen rakennetaan seuraavan kymmenen vuoden aikana noin 2300 km. Voimajohtohankkeiden lisäksi toteutetaan 128 isompaa sähköasemahanketta. Lisäksi tullaan toteuttamaan useita pienempiä perusparannushankkeita ja lukuisia uusista asiakastarpeista käynnistyviä hankkeita.



Kuva 21. Investointikustannusten jakauma sähköasema-, voimajohto- ja HVDC-hankkeisiin.

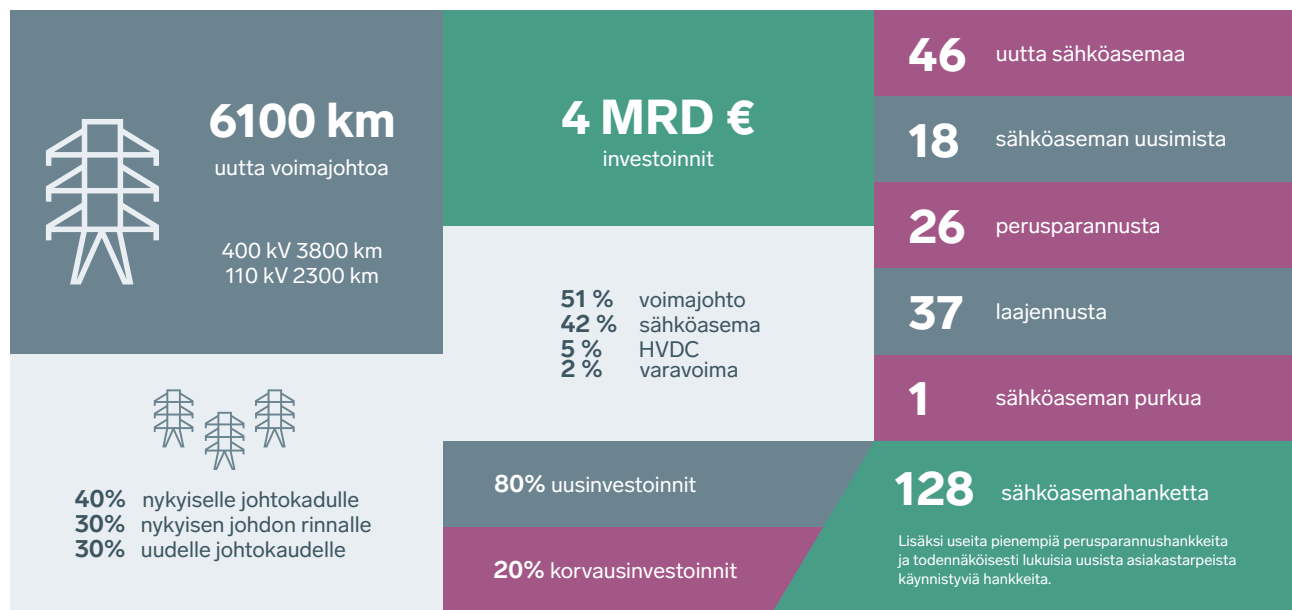


Kuva 22. Investointikustannusten jakauma uus- ja korvausinvestointeihin.

Kehittämissuunnitelmaan liittyy epävarmuuksia energiamurrokseen ja sähkön-tuotantorakenteen muutosnopeuteen liittyen. Esimerkiksi tuulivoiman ja uuden sähköintensiivisen teollisuuden määrällä, maantieteellisellä sijoittumisella sekä yhteiskunnan sähköistymisnopeudella on suuri vaikutus Fingridin investointeihin. Fingrid tekee tiivistä yhteistyötä asiakkaiden kanssa ja valmistautuu mahdollisiin muutoksiin. Todennäköisesti asemalaajennuksia ja uusia 400/110 kV muuntoasemia tullaan toteuttamaan odotettua enemmän, vielä tulevaisuudessa olevien uusien asiakastarpeiden vuoksi.

Fingrid päivittää investointisuunnitelmaa jatkuvana prosessina muuttuvan toimintaympäristön mukana. Ajankoh- taista tietoa investointisuunnitelmasta on saatavilla Fingridin internetsivuilta ja suoraan Fingridiltä. Seuraavan kerran Fingrid julkaisee kehittämissuunnitelman vuonna 2025.

2024–2033 lukuina



Kuva 23. Kehittämissuunnitelma lukuina.

05

Toimintaympäristön muutokset ja tulevaisuuden näkymät

Energia-ala on keskeisessä roolissa ilmastonmuutoksen hillinnässä. Sähkön-tuotantorakenne muuttuu uusiutuvan energian osuuden kasvaessa ja säätö-kykyisen fossiilisen tuotannon vähen-tyessä. Tuuli- ja aurinkoenergian määrä kasvaa nopeasti. Samalla teollisuudessa ja liikenteessä korvataan fossiilisia polt-toaineita sähköllä. Tuotantorakenteen muutos aiheuttaa sähköjärjestelmässä ajoittaista niukkuutta tehosta, joustavuudesta sekä järjestelmän inertiaasta ja oikosulkutehosta. Tämä tuo lisähaas-tetta sähköjärjestelmälle, mutta myös liiketoimintamahdollisuuksia joustavalle

tuotannolle ja kulutukselle sekä esimer-kiksi sähkön varastoinnille.

Fingrid pyrkii tuomaan aktiivisesti esille parannuksia sähkömarkkinoiden toi-mintaan sekä hakee sähköjärjestelmän käyttötoimintaan uusia ratkaisuja, joilla järjestelmä toimii varmasti ja löytää mark-kinalähtöisesti tuotannon ja kulutuksen tasapainon. Älyverkkoteknologia luo uusia mahdollisuuksia toimijoille ja digitalisaatio mahdollistaa tehokkaan markkinainfor-maation jakamisen sekä uusien työkalujen kehittämisen muuttuvan ja monimutkais-tuvan sähköjärjestelmän hallintaan.





Yhteiskunta sähköistyy ja sen sähköriippuvuus lisääntyy. Samalla sähköhuollon vakavat häiriöt ovat muuttuneet yhteiskunnan yhdeksi suurimmista turvallisuushista. Fingridin investointiohjelman toteuttaminen, markkinoiden edistäminen ja käyttötoiminnan kehittäminen parantavat sähkönsaannin luotettavuutta ja valmiutta toimia kriisitilanteissa. Olennaista on myös aktiivinen toiminta eurooppalaisten pelisääntöjen kehittämisessä ja Itämeren alueen yhteistyössä.

Fingridin pitkän aikavälin suunnittelun lähtökohtana ovat ennusteet ja skenaariot, joiden tavoitteena on hahmottaa ja varautua kantaverkon suunnittelun kannalta oleellisiin kehityskulkuihin. Fingridin vuosille 2035 ja 2045 laatimia skenaarioita ja niiden edellyttämiä verkovahvistuksia on kuvattu tarkemmin Fingridin Sähköjärjestelmävisiossa, joka julkaistiin maaliskuussa 2023. Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa keskitytään pääasiassa lähimmän 10 vuoden kehityskulkuihin.

Ilmastomuutoksen hillitseminen

Ilmastomuutoksen hillitseminen edellyttää ripeitä toimenpiteitä ilmastoneutraaliuden saavuttamiseksi. Suomi on asettanut tavoitteen olla hiilineutraali vuonna 2035 ja hiilinegatiivinen pian sen jälkeen. Tavoitteen toteuttamista ja vaikutuksia arvioineet teollisuuden vähähiilisyystiekartat osoittavat hiilineutraaliustavoitteen kasvattavan merkittävästi sähkönkulutusta, sillä fossiilisten polttoaineiden korvaaminen uusiutuvilla tuotantomuodoilla tuotetulla sähköllä on tehokas vaihtoehto teollisuuden, lämmityksen ja liikenteen päästöjen vähentämiseen. Myös Fingridin arvion mukaan päästöjen vähentämiseen liittyvät tavoitteet tulevat aiheuttamaan sähkönkulutuksen rakenteellisen kasvun. Tämä kuitenkin edellyttää, että murroksen vaatimat teknologiat kuten sähköautot, lämpövarastot ja uudet teollisuusprosessit ovat kilpailukyysiä.

Hiilineutraalisuustavoitteiden saavuttamiseksi kehitystä on vauhditettu aluksi erilaisilla investointituilla, kuten teollisuuden sähköistämistuella ja EU:n RRF-tukipaketilla. Puhtaan sähkön kysynnän kasvu luo edellytyksiä kasvattaa myös sähkön tarjontaa markkinaehtoisesti. Onkin yleistä, että esimerkiksi teollisuuden sekä tuulivoiman tuottajien välillä solmitaan suoria sähkönostosopimuksia (PPA).

Suomen omien ilmastotavoitteiden lisäksi yleiseurooppalaisilla tavoitteilla ja kehityksellä on merkittävä vaikutus kantaverkon vaatimiin investointeihin Suomessa. Euroopan Unioni on kiristänyt päästötavoitteitaan viime vuosina: tavoiteltu päästövähennys vuoteen 2030 mennessä on kasvanut 55 prosenttiin aiemmasta 40 prosentista, kun vertailukohtana on vuoden 1990 taso.

EU tavoittelee ilmastoneutraaliutta vuoteen 2050 mennessä. Fossiilisen energian käytöstä luopuminen EU:ssa on valtava muutos, joka luo merkittäviä mahdollisuuksia Suomessa toimiville yrityksille tuottaa vihreää sähköä ja siitä valmistettuja polttoaineita tai muita tuotteita myös vientitarkoituksiin. Näin ollen Suomen sähkönkulutus voi tulevaisuudessa kasvaa yleiseurooppalaisen kehityksen seurauksena merkittävästi enemmän, kuin mitä ainoastaan Suomen oma tavoite edellyttää.

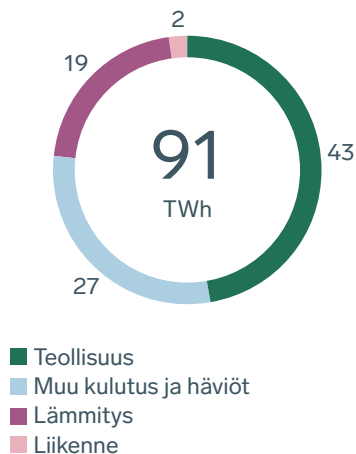


Suomi on asettanut tavoitteen olla hiilineutraali vuonna 2035.

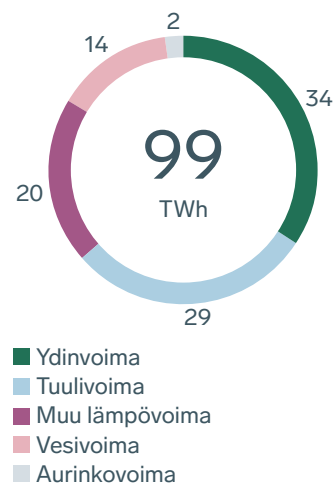
Yhteiskunnan sähköistyminen ja sen kehitysnäkymät

Yhteiskunnan energian käyttö on murrosvaiheessa siirryttäessä perinteisestä, pääosin polttamiseen perustuvasta energiasta, yhä enemmän päästöttömän vihreän sähkön hyödyntämiseen. Tulevaisuuden energiatalous on suurelta osin vetytaloutta, jossa monet perinteiset savupiipputeollisuudenalat saavuttavat merkittäviä päästövähennyksiä siirtymällä puhtaasti tuotetun vedyn hyödyntämiseen. Kuitenkin laajemman vetyinfrastruktuurin vaatimien putkiverkostojen ja varastojen rakentaminen vie väistämättä oman aikansa, joten ensivaiheen hyödyt kohdistuvat niihin maihin ja alueisiin, jotka voivat sijoittaa vedyn ja sen vaatiman sähköntuotannon lähelle vedyn kulutuskohteita. Suomen osalta nimenomaan tämä mahdollistaa kilpailukykyisen aseman uuden teollisuuden aikakaudessa. Suomessa on paitsi erinomaiset mahdollisuudet kehittää uutta, päästötöntä ja edullista sähköntuotantoa riittävän lähelle kulutusta, myös vahva ja kattava sähkönsiirtoverkko, johon liittävät uudet hankkeet.

Sähkön kulutus 2025 (TWh)



Sähkön tuotanto 2025 (TWh)

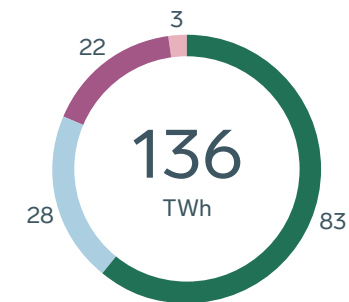


Kuva 24. Sähkönkulutus- ja tuotantoennuste v. 2025.

Sähkönkulutuksella on tulevaisuudessa merkittävää kasvupotentiaalia, josta läheskään kaikki ei toteudu vielä kuluvan vuosikymmenen aikana. Fingrid arvioi sähkönkulutuksen kasvavan pääosin teollisuuskulutuksen vetämänä noin 125–140 TWh suuruiseksi vuoteen 2030 mennessä. Kulutuksen kasvuun vaikuttavat siis erityisesti ilmastotavoitteet ja niiden seurauksena Suomen houkuttelevuus puhdasta sähköä hyödyntävän teollisuuden investointikohteena.

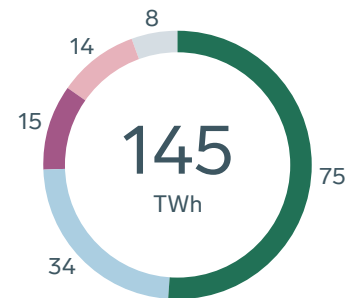
Kuvissa 24 ja 25 on esitetty yhteenveto sähkötaseen kehittymisestä Best estimate -ennusteen mukaisesti vuosina 2025 ja 2030. Eri kulutus- ja tuotantosektoreita on avattu yksityiskohtaisemmin seuraavissa kappaleissa.

Sähkön kulutus 2030 (TWh)



- Teollisuus
- Muu kulutus ja häviöt
- Lämmitys
- Liikenne

Sähkön tuotanto 2030 (TWh)



- Tuulivoima
- Ydinvoima
- Muu lämpövoima
- Vesivoima
- Aurinkovoima

Kuva 25. Sähkönkulutus- ja tuotantoennuste v. 2030.

Teollisuuden sähköistyminen

Teollisuuden vähähiilisyys edellyttää toimenpiteitä ja sähköntarpeen kasvua on käsitelty kattavasti teollisuuden vähähiilitiekartoissa. Kantaverkon kehittämissuunnitelmassa varaudutaan kunnianhimoisten sähköistymisskenaarioiden toteutumiseen. Näitä skenaarioita tukevat myös Suomen hyvät edellytykset tuottaa suuria määriä puhdasta ja kilpailukykyistä sähköä, joka merkittävästi parantaa Suomen houkuttelevuutta investointikohteena. Teollisuuden sähkökulutuksen kasvulla, n. 40–50 TWh välillä 2023–2030, on hallitseva vaikutus koko Suomen sähkökulutuksen kasvuun ja sähköjärjestelmän kokoon.

Tausta teollisuuden sähkönkäytön kasvulle vaihtelee teollisuudenaloittain. Metsäteollisuudessa sähkönkäytön ei oletettu merkittävästi kasvavan vähähiilisyystiekartoissa. Metalliteollisuudessa sähkönkäyttö kasvaa erityisesti teräksen tuotannossa. Kemianteollisuudessa sähkökulutuksen kasvu perustuu fossiilisten polttoaineiden korvaamiseen sähköllä prosessien lämmöntuotannossa sekä Power-to-X-prosessien hyödyntämiseen raaka-aineiden, etenkin vedyn, tuotannossa. Nykyisen teollisuuden sähkönkäytön kasvun lisäksi puhdas ja edullinen sähkö voi houkuttaa Suomeen uusia teollisia investointeja. Mahdollisia toimialoja ovat esimerkiksi sähköstä tuotettujen polttoaineiden tuotanto, datakeskukset ja akkujen valmistus.



Muun sähkönkulutuksen kehitys

Sähkönkäytön arvioidaan kasvavan lämmityksessä n. 3–5 TWh perustuen lämpöpumppujen ja sähkökattiloiden määrän kasvuun. Suuret lämpöpumput ja sähkökattilat voivat korvata polttamista kaukolämmön tuotannossa, ja vastaavasti kiinteistökohtaiset lämpöpumput voivat korvata kauko- ja öljylämmitystä. Teollisuudessa ja palvelualoilla nähdään myös suuritehoisten lämpöpumppujen käytön kasvua.

Suurin sähkönkulutuksen kasvu toteutuu kaupungeissa, joissa fossiilisia polttoaineita hyödyntävää sähkön ja lämmön yhteistuotantoa korvataan sähkönkäyttöön perustuvalla lämmityksellä. Näin sähkönkulutus kasvaa ja -tuotanto samanaikaisesti supistuu. Käytännössä tämä edellyttää erityisesti kasvukeskusten sähkösaannin vahvistamista.

Sähköautojen käyttöönotto vähentää öljyn kulutusta tieliikenteessä ja lisää sähkönkulutusta. Samalla liikenteen kokonaisenergiankulutus pienenee selvästi, koska sähkömoottori on hyötysuhteeltaan polttomoottoria tehokkaampi. Jos koko liikenteessä oleva henkilöautokanta (2021: 2,8 miljoonaa kappaletta) sähköistettäisiin, sähkönkulutus lisääntyisi nykyisillä ajomäärillä noin 6–8 TWh riippuen autojen ominaiskulutuksesta. Sähköautojen määrästä vuonna 2030 Suomessa on esitetty erilaisia arvioita suuruusluokassa 500 000–1 000 000 autoa, jolloin sähkönkulutuksen kasvu olisi noin 1,5–3 TWh.

Raskaan liikenteen sähköistäminen ja junaliikenteen lisääminen kasvattaisivat myös sähkönkulutusta, mutta niiden vaikutuksen arvioidaan olevan rajallinen vielä tällä vuosikymmenellä. Epävarmuustekijänä on syytä huomioida, että

mikäli liikenteen polttoaineena käytettäisiin sähkön sijasta kotimaisella sähköllä tehtyä vetyä tai siitä edelleen johdettuja synteettisiä polttoaineita, seuraisi siitä konversiohäviöiden ja huonomman hyötysuhteen vuoksi korkeampi sähkön kokonaiskulutus Suomessa.

Muun sähkönkulutuksen ei arvioida muuttuvan merkittävästi. Energiatehokkuuden parantumisen vaikutuksesta kotitalouksien ja palvelusektorin sähkönkulutus laskee, mutta ennakoitu väestönkasvu vastaavasti kasvattaa kulutusta. Lisäksi sähkönsiirron lisääntyessä, verkossa syntyvien häviöiden määrä kasvaa. Näiden tekijöiden arvioidaan keskimäärin kumoavan toistensa vaikutuksen, minkä seurauksena teollisuuden, lämmityksen ja liikenteen ulkopuolella muun sähkönkulutuksen ei kokonaisuutena arvioida oleellisesti muuttuvan.



Suurin sähkönkulutuksen kasvu toteutuu kaupungeissa.

Sähköntuotannon kehitysnäkymät

Kokonaisuutena sähköntuotanto Suomessa kasvaa merkittävästi. Tämä mahdollistaa sähkönkulutuksen kasvun sekä sähkön rajakaupan tasapainottamisen ja kääntymisen lopulta sähkön nettoviejäksi. Tuulivoima kasvaa erittäin voimakkaasti, ja sen ennakoitaan nousevan Suomen suurimmaksi sähköntuotantomuodoksi jo kuluvana vuosikymmenenä. Etenkin maatuulivoiman rakentamiselle Suomi näyttää olevan houkutteleva kohde. Merituulivoimahankkeita on useita ja niiden määrä on voimakkaassa kasvussa. Myös aurinkosähkön määrä on kääntymässä voimakkaaseen kasvuun. Vesivoiman odotetaan pysyvän ennallaan samoin kuin ydinvoiman Olkiluoto 3:n käynnistyttyä. Yhteis- ja lauhdetuotannosta koostuvan lämpövoiman arvioidaan supistuvan, kun fossiilisten polttoaineiden käyttö sähköntuotannossa vähenee.



Maatuulivoima

Vuoden 2022 lopussa Suomen tuulivoimakapasiteetti oli 5 677 MW ja vuosituotanto 11,5 TWh³, mikä oli lähes 17 % Suomen sähköntuotannosta. Tuulivoiman investointikustannukset tuotantotehoa kohden ovat laskeneet jo pitkään, ja erityisesti viimeisen viiden vuoden aikana tuulivoima on tehnyt merkittävän kilpailukyloikan. Merkittävin tekijä kustannusten laskulle on ollut voimaloiden koon ja sitä myötä energiantuotannon kasvu samaan aikaan, kun investointi- ja käyttökustannukset ovat laskeneet.

Fingrid on toukokuuhun 2023 mennessä saanut yhteensä jo yli 200 000 MW edestä tuulivoiman liityntäkyselyitä, joista maatuulivoiman osuus on noin 150 000 MW. Suomessa, toisin kuin useammassa muissa Euroopan maissa, on vielä hyvin

tilaa maatuulivoimalle. Maatuulivoiman kasvu tulee perustumaan tuulivoiman hintakilpailukykyyn muita tuotantomuotoja vastaan, suomalaisten tuulipuistojen kilpailukykyyn muita Pohjoismaita vastaan, sähkönkulutuksen kasvuun sekä sähkön ostajien kiinnostukseen hankkia tuulisähköä kahdenvälisillä PPA-sopimuksilla. Erityisesti sähkönkulutuksen kehitys tulee olemaan keskeinen ajuri tuulivoiman kasvulle ja siten tuulivoiman kasvuennusteet ovat sidoksissa sähkönkulutuksen kasvuennusteisiin.

Tuulivoiman arvioidaan kasvavan Suomessa lähes 2 000 MW vuodessa 2020-luvulla, mikä johtaisi 18–23 GW kapasiteettiin vuonna 2030. Tätä vastaava energiantuotanto olisi 60–80 TWh. Tällöin tuulivoimalla tuotettu osuus vastaisi 40–60 prosenttia sähkön

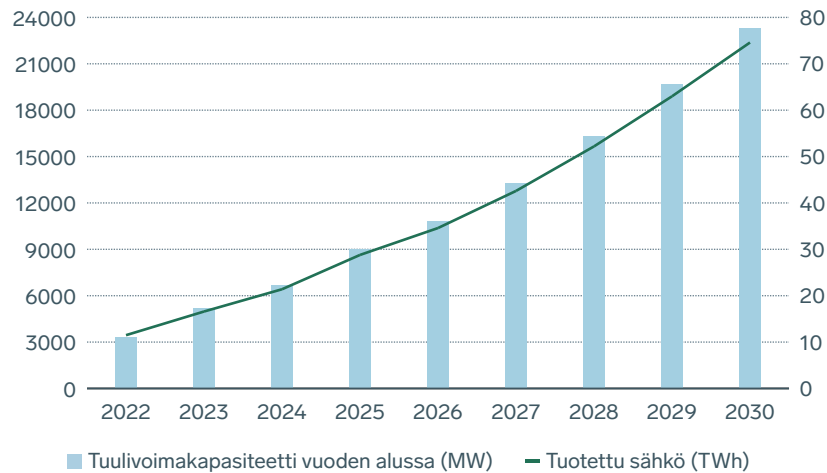
kokonaiskulutuksesta Suomessa. Kehityskulkua on hahmoteltu kuvassa 26. Lähivuosien arvio perustuu julkisiin investointipäätöksiin sekä Fingridin tuulivoimatuottajien kanssa solmimiin liittymissopimuksiin. Pidemmällä aikavälillä tuulivoiman kasvupotentiaali riippuu etenkin sähkönkulutuksen kasvusta.

Tuulivoiman kasvuennusteita on nostettu merkittävästi verrattuna aiempiin suunnitelmiin, johtuen etenkin ilmastavoitteiden tiukentumisesta sekä sähkönkulutusennusteiden kasvusta. Ainakin 2020-luvun alkupuolella tuulivoiman arvioidaan painottuvan maalle, mutta myös meritulivoiman yleistyminen on olennaista etenkin 2020-luvun loppupuolelta alkaen.

Yli 60 % tuulivoimasta on arvioitu sijoitettavan kantaverkon siirtokyvyn kannalta keskeisen Keski-Suomen poikkileikkauksen pohjoispuolelle, mikä lisää pohjois-eteläsuuntaisen siirtokapasiteetin tarvetta kantaverkossa. Oletettua nopeampi tuulivoiman kasvu lisäisi investointitarpeita entisestään sekä tuulivoiman liittämiseen, että pohjois-eteläsuuntaisen siirtokapasiteetin kasvattamiseen. Tuulivoiman jakautuminen tasaisemmin ympäri Suomen, etenkin Etelä-Suomeen ja Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuoliseen Itä-Suomeen, vähentäisi investointitarpeita.

³ tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tiedotteet/tuulivoimakapasiteetti-kasvoi-75-ja-toi-suomeen-yli-29-miljardin-investoinnit
tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tiedotteet/tuulivoimatuotanto-kasvoi-41-prosenttia-vuonna-2022

Tuulivoiman tuotantokapasiteetti ja sähköntuotanto



Kuva 26. Tuulivoiman kasvuskenaario.

Merituulivoima

Kiinnostus merituulivoiman rakentamiseen on voimakkaassa kasvussa niin maailmalla kuin Suomessa. Merituulivoiman etuna maatuulivoimaan nähden, on korkeampi käyttökerroin, tasaisempi tuotanto ja suuremmat turbiinikoot. Merituulivoiman turbiinikokojen ennakoidaan kasvavan edelleen lähivuosina, mikä mahdollistaa rakentamis- ja käyttökustannuksiltaan kalliimpien merituulivoimahankkeiden taloudellisen kannattavuuden. Suomessa on myös verrattain hyvin merituulivoimalle soveltuvaa rannikkoa ja suuri osa maamme sähkönkulutuksesta sijaitsee rannikon lähellä. Merituulivoimahankkeet ovat tällä hetkellä Suomen suurimpia yksittäisiä suunnitella olevia teollisia investointeja. Niiden suunnitellaan toteutuvan pääasiassa 2030-luvun alkupuolella.

Fingridille saapuneita merituulivoimahankeselyitä oli toukokuussa 2023 noin 50 000 MW, eli neljännes kaikista tuulivoiman liityntäkyselyistä. Lukumäärällisesti hankkeita on murto-osa maatuulivoimaan nähden, mutta yksittäiset hankkeet ovat kokoluokaltaan tyypillisesti 1–3 GW, vastaten yhden tai kahden ydinvoimalan tehoa. Merituulivoimahankkeet keskittyvät Pohjanlahdelle, levittäytyen Ahvenanmaan pohjoispuolelta Perämeren pohjukkaan asti. Hankkeista noin puolet sijaitsee talousvesivyöhykkeellä (EEZ-alue) ja puolet aluevesivyöhykkeellä. Talousvesivyöhykkeen hankealueiden luovuttamisperiaatteet ja yksinoikeuden myöntäminen on vielä ratkaisematta Suomessa, mutta alueelle on myönnetty useita tutkimuslupia. Metsähallitus hallinnoi aluevesivyöhykettä ja etenee sinne valmistelemiensa hankealueiden kilpailutusten kanssa.

Kantaverkon kehittämisen osalta merituulivoiman haasteena on hankkeiden valtavat kokonaistehot, sijainti jo valmiiksi tuotantoylijäämäisellä länsirannikolla ja hankkeisiin liittyvät epävarmuudet toteutumisen, valmistumisaikataulun ja lopullisen koon osalta. Käytännössä kaikki länsirannikolle sijoittuvat merituulivoimahankkeet vaatisivat kantaverkon vahvistusta, eli uusia 400 kV yhteyksiä. Koska hankkeiden toteutuminen ja aikataulut ovat epävarmoja, oikeiden ja oikea-aikaisten kantaverkkoinvestointien tekeminen on haastavaa. Hankkeiden lopullinen suuruusluokka vaikuttaa merkittävästi liityntäratkaisuun, joten myös siihen liittyvä epävarmuus haastaa kantaverkon suunnittelua. Fingrid on aikaisessa vaiheessa pohtimassa liityntätarpeita ja -ratkaisuja yhdessä toimijoiden kanssa.

Merituulivoima tuo myös mukanaan uusia järjestelmäteknisiä selvitystarpeita, jotka johtavat todennäköisesti järjestelmäteknisten vaatimusten päivittämiseen. Pidemmällä avomerellä, karkeasti yli 50 kilometrin päässä rannikosta, sijaitsevat merituulipuistot tullaan todennäköisesti liittämään sähköjärjestelmään tasasähköyhteyksillä (HVDC) tai tuotanto muutetaan suoraan vedyksi. Fingridin HVDC-liitynnöille asettamia järjestelmäteknisiä vaatimuksia tulee päivittää huomioimaan merituulivoimaliitynnät. Lisäksi tarvitaan käyttövarmuustarkasteluja, esimerkiksi suurimman sallitun liityntätehon määrittämiseksi ja järjestelmäteknisten ilmiöiden tarkasteluja, esimerkiksi stabiilisuusiilmiöiden hallitsemiseksi.

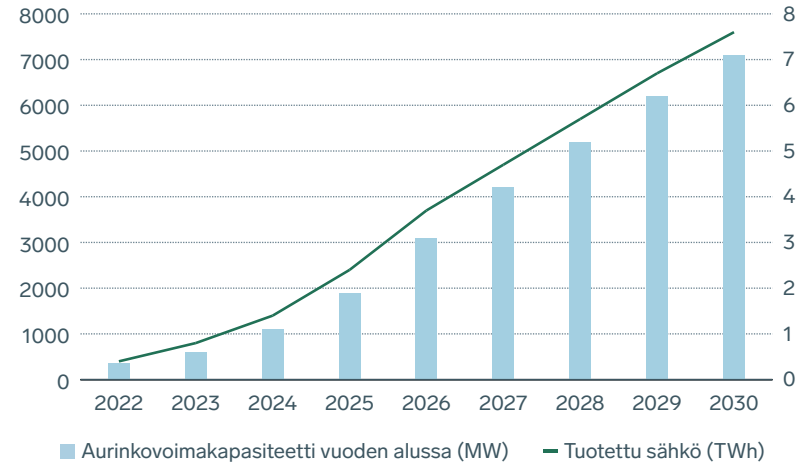


Aurinkovoima

Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti on kasvanut Suomessa voimakkaasti viime vuosina. Vuoden 2022 lopussa asennettu kapasiteetti oli Energiaviraston mukaan 635 MW⁴. Kapasiteetti kasvoi yli 240 MW vuoteen 2021 verrattuna. Aurinkovoimasta valtaosa on pienehköjä kiinteistökohtaisia asennuksia, mutta jatkossa suurempaan rooliin ovat nousemassa teollisen kokoluokan aurinkopuistot.

Fingrid arvioi aurinkosähkön määrän jatkavan voimakasta kasvua tuotantokapasiteetin kasvaessa noin 6–8 GW tasolle vuoteen 2030 mennessä (kuva 27). Vaikka tätä vastaava vuosituotanto on vain noin 5–8 % Suomen sähkönkulutuksesta, vaikutus erityisesti kesällä, matalan sähkönkäytön tilanteissa, on huomattava. Aurinkovoiman kehitys on alkanut näkyä myös Fingridille tulleissa liityntäkyselyissä. Aurinkovoimakyseilyitä oli toukokuussa 2023 jo yli 60 000 MW edestä. Suunnitteilla olevat hankkeet lähentelevät suurimmillaan jopa 1 000 megawattia.

Aurinkovoiman tuotantokapasiteetti ja sähköntuotanto



Kuva 27. Aurinkovoiman kasvuskenaario.

⁴ <https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-pientuotanto-kasvoi-voimakkaasti-vuonna-2022>

Ydinvoima

Ydinsähkön tuotanto Suomessa on tyypillisesti ollut noin 22–23 TWh vuodessa, kattaen noin kolmanneksen sähkön kokonaistuotannosta. Olkiluodon 3 nostaa ydinsähkön tuotannon 35–36 TWh:iin vuodessa. Helmikuussa 2023 valtioneuvosto myönsi Loviisan ydinvoimalaitoksen molemmille yksiköille uuden käyttöluvan vuoden 2050 loppuun asti ja siten ydinsähkön tuotanto pysynee vakaana koko kehittämissuunnitelman tarkastelujakson ajan. Modulaaristen pienydinvoimalaitosten ei arvioida saavan merkittävää roolia sähköntuotannossa vielä tällä vuosikymmenellä.

Muut tuotantomuodot

Vesivoima on tärkeä sähköjärjestelmän tasapainottaja tuotannon säädettävyyden, merkittävän energian varastointikyvyn ja uusiutuvuuden ansiosta. Vesivoiman tuotannossa ei oleteta tapahtuvan merkittäviä muutoksia tarkastelujaksolla.

Yhteistuotannolla (CHP eli Combined Heat and Power) vuosittain tuotetun sähkön määrä on tyypillisesti ollut noin 20–22 TWh, pois lukien koronaviruskriisin ja metsäteollisuuden lakkojen värittäämä vuosi 2020, jolloin tuotanto jäi noin 18 TWh tasolle. Merkittävä poikkeama alaspäin nähtiin myös vuonna 2022, jolloin sekä UPM:n pitkäaikaisen työtaistelun että Venäjän hyökkäyssodan aiheuttamien polttoaineiden saatavuusongelmien vuoksi CHP-tuotanto jäi noin 16 TWh tasolle.

Fossiilisista polttoaineista, etenkin kivihiilestä luopuminen tulee supistamaan yhteistuotantokapasiteettia ja tuotannon määrää tulevaisuudessa. Mahdollisesti uusittavat yhteistuotantolaitokset saatetaan myös mitoittaa nykyisiä laitoksia pienemmiksi, erityisesti sellaisten laitojen osalta, joissa on nyt lisälauhdekapasiteettia eli lämmön tarpeen ylittävää, lauhdevoimaan vertautuvaa sähköntuotantokapasiteettia. Viime vuosina yhteistuotantolaitoksia uusittaessa osa on korvattu vain lämpöä tuottavilla ratkaisuilla, jolloin sähköntuotantomahdollisuus on jätetty hyödyntämättä kokonaan. Edellä mainituista syistä yhteistuotantokapasiteetin sekä kaukolämmön tuotantoon liittyvän yhteistuotantosähkön tuotannon arvioidaan laskevan nykytasolta tarkastelujaksolla.

Teollisuuden yhteistuotantosähkön tuotannon arvioidaan sitä vastoin kasvavan biotehdashankkeiden seurauksena, mutta pidemmällä aikavälillä jäteliemien ja tähteiden jalostaminen sähköä ja lämpöä arvokkaammiksi tuotteiksi voi kääntää myös teollisuuden yhteistuotannon laskuun.

Pelkkää lauhdesähköä tuottavien voimalaitosten osalta markkinatilanne on ollut hyvin hankala jo jonkin aikaa. Huomattava määrä kapasiteettia on suljettu tai purettu. Uutta lauhdekapasiteettia ei arvioida rakennettavan tarkastelujaksolla, sen sijaan myös nykyisten lauhdevoimalaitosten arvioidaan olevan sulkemisuhan alla.



Sähkön varastoinnin ja kulutusjouston kehitysnäkymät

Sähköjärjestelmässä sähköntuotannon ja -kulutuksen on oltava joka hetki tasapainossa, jolloin sähköntuotannon säätökyvyn heikentyessä sähkönkulutuksen säätökyvyn tulee vastaavasti vahvistua. Uusiutuvan, sään mukaan vaihtelevan sähköntuotannon kasvaessa, tarve sähkön kulutusjoustolle ja sähkön varastoinnille, tai sektori-integraation myötä esimerkiksi sähköllä tuotetun lämmön ja vedyn varastoinnille kasvaa. Sähkön kysynnän joustopotentiali on merkittävä, ja suuren osan siitä arvioidaan päätyvän sähköjärjestelmän käyttöön. Varastoinnin avulla sähköä voidaan ottaa talteen silloin, kun sitä on saatavilla paljon ja edullisesti, ja toisaalta hyödyntää silloin, kun sähköstä on niukkuutta ja hinta on korkea.

Teollinen sähkönkulutus voi olla tuotantoprosessin mukaan osittain joustavaa, ja myös tuotteiden välivarastointi luo mahdollisuuksia joustolle. Esimerkiksi

sähkön hinnan ollessa korkea, kulutusta voidaan vähentää teollisuudessa. Teollisuuden lisäksi kotitalous- ja palvelusektorit kattavat nykyään jopa kaksi kolmasosaa huipputehon tarpeesta. Sähkönkulutuksen älykkäässä ohjauksessa on merkittäviä mahdollisuuksia niin sekunti-, minuutti- kuin tuntitason joustoon. Etähallitut kuormat sekä niiden tilaa ja sähkön kysyntä-tarjontatasapainoa seuraava automaattinen älykäs ohjaus, mahdollistavat kulutuksen optimoinnin käyttäjän tarpeiden mukaisesti. Samalla kustannukset ja tarve manuaaliselle ohjaukselle vähenee. Kuluttaja, joko teollinen tai kotitalouskulutus, hyötyy joustosta matalamman sähkölaskun muodossa. Tarvittaessa ohjausta voi hoitaa niin sanottu aggregaattori, joka koostaa joustoa useista eri lähteistä ja voi välittää sitä edelleen sähkömarkkinoille tai verkkoyhtiöiden käyttöön (ns. "virtuaalinen voimalaitos").

Kysynnän lyhytaikaista joustoa edistää myös liikenteen sähköistyminen. Sähköautojen akut muodostavat potentiaalisen energiavaraston, ja niiden latausta ohjaamalla voidaan saada merkittävää apua sähkön kysyntä-tarjontatasapainon hallintaan. Siinä missä älykäs lataus parantaa sähköjärjestelmän kokonaistehokkuutta ja lisää jouston tarjontaa, ohjaamaton lataus vaikuttaa päinvastaisella tavalla, lisäten jouston kysyntää ja aiheuttaen tehonriittävyys- haasteita. Onkin tärkeää, että sähköautojen latausinfrastruktuuri toteutetaan alusta lähtien älykkäällä tavalla. Tämä on oletuksena myös Fingridin järjestelmäsuunnittelussa. Lisäksi mahdollisuudesta syöttää sähköä autojen akuista sähköverkkoon (V2G, Vehicle-to-Grid) voi kehittyä merkittävää hyötyä sähköjärjestelmän tasapainottamiseen.

Sähkön varastointitekniikoita ovat esimerkiksi akut ja pumppuvoimalat. Akku-

jen osalta nähdään kehitystä niin suoraan kantaverkkoon liittyvissä suurissa akkuvoimalaitoksissa, kuin hajautetuissa jakeluverkkoihin tai suoraan loppukuluttajille rakennettavissa akuissakin. Suomessa on jo käytössä useampia akkuvoimalaitoksia ja useita hankkeita on kehitteillä. Näiden lisäksi suunnitteilla on Kemijoki Oy:n selvityksessä olevat pumppuvoimalaitokset Pohjois-Suomeen.

Sähköstä tuotetun lämmön varastointiin on jo käytössä niin kiinteistöjen lämminvesivaraajia, kuin suuren kokoluokan lämpöakkuja kaukolämpöverkossa. Tänä päivänä hyödynnettävissä lämpöakuissa tekniikkana toimii joko suoraan kuumen kaukolämpöveden varastointi suuressa säiliössä, tai lämmön sitominen suureen hiekkamassaan. Etenkin suuren kokoluokan lämpöakkuhankkeita on suunnitteilla, jotka tarjoavat joustoa kaukolämpöjärjestelmään useiksi tunneiksi tai parhaimmillaan jopa kausiluontoisesti.

Power-to-X-prosessien kulutuksen kasvaessa, niihin liittyvien vedyn, polttoaineen tai muiden väli- ja lopputuotteiden varastoinnin merkitys sähköjärjestelmän joustokyvyille kasvaa. Näissä varastointi mahdollistaa myös paremmin uusiutuvan vihreän sähkön hyödyntämisen, esimerkiksi sähköpolttoaineiden valmistukseen, mikä kasvattaa myös lopputuotteiden arvoa. Prosessien varastointitekniikoihin ja -tapoihin liittyy vielä epävarmuuksia.

Teknologian nopean kehittymisen vuoksi on vaikea arvioida mitkä teknologiat tulevat tulevaisuudessa olemaan suurimpia voittajia. Sähkön varastointi kilpailee lähtökohtaisesti markkinoilla muiden joustolähteiden kanssa, ja kilpailukykyisimmät teknologiat valikoituvat lopulta käyttöön eri tarpeisiin. Kokonaisuutena varastojen määrän arvioidaan kasvavan järjestelmässä merkittävästi.



Sähköautojen akut muodostavat potentiaalisen energiavaraston.

Kantaverkkoasiakkaat nyt ja tulevaisuudessa

2020-luvulla suunnitteilla olevien sähköintensiivisten hankkeiden määrä on kasvanut merkittävästi. Sähköverkkoliityntä on hankkeiden toteuttamisen perusedellytys, ja Fingrid tekeekin tiivistä yhteistyötä teollisten toimijoiden kanssa hankkeiden ensimmäisistä askeleista lähtien.

Suurimpia sähköintensiivisiä hankkeita ovat vetyyn perustuvat terästehtaat, vetyä tuottavat elektrolyysilaitokset ja lämmön tuotanto kaupungeissa ja teollisuudessa. Yksittäisen kohteen sähkönkulutus vaihtelee kymmenistä jopa yli tuhanteen megawattiin. Tämän kokoluokat sähkönkäyttäjät ovat ennenkuulumattomia Suomessa.

Kaupungeissa polttamiseen perustuva sähkön- ja lämmöntuotanto on vähenemässä ja se korvautuu pääosin

lämpöpumpuilla ja lämpökattiloilla. Lämmön varastointi mahdollistaa lämmön tuotannon tuulisina hetkinä ja öisin, kun sähkömarkkinoilla on edullista sähköä tarjolla. Vedyn tuottamiseen tarvittava teknologia on vasta kehityskaarensa alkupäässä. Toistaiseksi elektrolyysilaitokset ovat kalliita ja monet toimijat suunnittelevat ajavansa prosessia jatkuvasti myös silloin, kun edullista sähköä ei ole tarjolla. Teknologian kehittyessä kulutuksen joustoon on panostettava enemmän, jotta kulutus seuraisi paremmin sääriippuvaa sähköntuotantoa ja sähkömarkkinoiden hintaa. Jousto mahdollistaa myös teollisuuden verkkoliityntöjen kevyemmän mitoituksen ja siten käytössä olevan infran tehokkaamman käytön. Tavoitteellisesti sähköntuotanto ja -kulutus sijoittuvat lähelle toisiaan, jolloin sähkönsiirtoverkkoa tarvitaan vähemmän kulutuksen ja tuotannon välille.



Sähkötuottajat ja verkkoyhtiöt ovat viime vuosina tiivistäneet yhteistyötä entisestään sähköverkkojen ja verkkoliityntöjen suunnittelussa. Yhteiskunnan kannalta on tärkeää, että sähköverkkoinfra käytetään mahdollisimman tehokkaasti, jolloin kustannukset ja etenkin ympäristövaikutukset pystytään pitämään mahdollisimman vähäisinä. Monin paikoin tuotannon liityntöjä suunnitellaankin 400+110 kV voimajohdorakenteella, jolloin yksittäisellä voimajohdolla pystytään siirtämään useiden tuuli- ja aurinkovoimaloiden tuottama sähkö kantaverkkoon eteenpäin siirrettäväksi. Lisäksi useissa kohteissa 400 kV liittymisverkot suunnitellaan siten, että ne voidaan myöhemmin täydentää rengaskäyttöiseksi verkoksi ja ottaa kantaverkon käyttöön.

Fingrid tarjoaa toimijoille 400 kV voimajohtojen suunnitteluasiakirjoja, jolloin eri toimijat pystyvät rakentamaan

laadukkaita ja kustannustehokkaita voimajohtoja, jotka ovat yhteensopivia kantaverkon vaatimusten kanssa. Tämän lisäksi on kehitteillä liityntäverkkoyrityksiä, jotka pystyvät tarjoamaan liityntäverkkopalveluja eri toimijoille. Tuloksena on edullisempi verkkoliityntä tuottajalle ja pienemmät ympäristövaikutukset, kun useita voimalaitoksia voidaan liittää verkkoon yksittäisillä liittymisjohdoilla. Verkkoliityntöjen käyttöä tehostaa myös hybridipuistot, joissa tuuli- ja aurinkovoimalat ovat sijoittuneet samalle alueelle. Tavoitteena on, että erilliset aurinkovoimahankeet sijoittuisivat eteläisempään Suomeen ja etäälle tuulivoimahankeista, jotta verkon liittämiskapasiteettia riittäisi molemmille tuotantomuodoille.

On väistämätöntä, että tuuli- ja aurinkovoiman keskittyessä tietyille maantieteellisille alueille, kiivaasta verkon rakentamisesta huolimatta kantaverkon liityntäkapasiteetti tulee alueellisesti

loppumaan, kunnes tarvittavat verkovahvistukset ehditään rakentamaan. Näin on käynyt esimerkiksi länsirannikolla. Muutamissa kohteissa alle vuodessa luvitettu aurinkovoimahanke on myös voinut mennä tuulivoimahankeen edelle, tuulivoimahanke luvitusmenettelyn kestäessä huomattavasti pidempään. Fingrid tekee parhaillaan selvitystyötä, jossa tavoitteena on löytää keinoja kantaverkon liityntäkapasiteetin maksimoimiseksi liitettäessä tuuli- ja aurinkovoimaa samaan verkon osaan.

Elinkeinoelämän keskusliiton internet-sivuille on koottu tietoa julkisista vihreän siirtymän investointihankkeista. Tuulivoimayhdistys julkaisee lisäksi tietoa tuulivoimahankeista. Luvitus-, rakentamis- ja käyttövaiheessa olevat tuuli- ja aurinkovoimahankeet ovat nähtävillä myös Fingridin Verkkokiikari-karttapalvelussa, jossa näkyvät myös Fingridin investointisuunnitelman mu-



kaiset voimajohto- ja sähköasemahankkeet sekä kantaverkon vapaana oleva lii­tyntä­ka­pa­si­te­etti lii­ty­mis­pi­steit­täin. Lii­tyntä­ka­pa­si­te­ettiä ei käy­tännös­sä pysty ilmoittamaan tarkasti, joten asiakkaita neuvotaan tekemään lii­tyntä­kyselyt Fingridin verkkosivujen⁵ kautta jo tuotanto- tai kulutushankkeen alkuvaiheessa. Fingrid käsittelee maksuttomat kyselyt luottamuksellisesti ja asiakas saa vastauksena mahdolliset lii­ty­mis­pi­steet, lii­tyntä­ka­pa­si­te­etin tilanteen, tietoa tulevasta verkkovahvistuksista ja alustavan aikataulun lii­ty­n­näl­le. Lii­tyntä­pro­ses­sin aikana hanke tulee myös näkyviin asiakkaan Oma Fingrid -järjestelmään, jonne lisätään tarvittaessa asiakkaalle käyttöoikeudet.

Fingrid on saanut viime vuosina yli 80 000 MW edestä vuosittaisia sähköntuotannon lii­tyntä­kyselyitä. Tämän lisäksi sähkönkulutuksen lii­tyntä­kyselyitä on

saatu enemmän kuin Suomen sähkönkulutus on tänä päivänä. Mahdollisista lii­tyntä­han­keista on hyvä saada tietoa mahdollisimman varhaisessa vaiheessa, sillä nyt tehtävät verkkosuunnitelmat toteutuvat vasta vuosien päästä ja verkon käyttöikä vaihtelee 40 vuodesta jopa 80 vuoteen.

Sekä tuotanto- että kulutushankkeiden kannalta toimivat kanta- ja jakeluverkot ovat ehdottomasti Suomen kilpailuvaltteja, kun kilpaillaan kansainvälisesti jättimäisistä investoinneista. Myös toimijan verkkoliittyn­nän luvitus- ja rakentaminen vie aikansa ja näiden prosessien jouduttaminen on tärkeää. Fingrid pyrkii tarjoamaan erityisosaamistaan ja tukemaan uusia toimijoita verkkoliittyn­tojen toteuttamisessa. Usein teollisuustoi­mijoiden vaatimukset verkkoliittyn­nän kapasiteetille ja siirtovarmuudelle kehittyvät portaittain. Olemassa olevan

verkon kapasiteetti on monesti riittävä toiminnan aloittamiseksi ja tehoa pystytään kasvattamaan sitä mukaa, kun mahdolliset verkkoinvestoinnit valmistuvat. Lisäksi usein pystytään tarjoamaan suuriakin lii­tyntä­tehoja nopeasti, mikäli toimija on valmis tinkimään väliaikaisesti verkkoliittyn­nän käyttövarmuudesta ja häiriösietoisuudesta.

Uutta teollisuutta on tulossa kantaverkon lisäksi myös jakeluverkkoihin. Fingrid suunnittelee useissa kaupungeissa ratkaisuja sähköverkkojen kehittämiseksi yhdessä jakeluverkkoyhtiöiden ja muiden sidosryhmien kanssa. Sähkönkulutuksen kasvu ja kasvavat tarpeet jakeluverkkoyhtiöiden siirtovarmuuden kehittämiseksi poikivat useita investointitarpeita kantaverkkoonkin.

Fingrid investoi ennätys­sel­lisen paljon kantaverkkoon seuraavan 10 vuoden aikana. Uudet sähköntuotanto ja -kulu-



tusasiakkaat tulevat jakamaan kasvavia kustannuksia ja näin Fingridin siirtomaksut tulevat pysymään edullisina myös tulevaisuudessa.

⁵ <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/uusi-liityntakysely>

Sääriippuvaisen tuotannon tasapainottaminen

Uusiutuvan, vaihtelevan tuotannon sekä uusien sähkön varastointi- ja kulutuskohteiden, kuten sähköisen liikenteen ja älykkään kiinteistöjen energiahallinnan yleistymisen myötä, sähkönkulutuksen ja -tuotannon vaihtelu sähköjärjestelmässä tulee voimistumaan. Tämän seurauksena aiheutuvasta, entistä voimakkaammasta sähkön hinnan vaihtelusta on saatu viime vuosien aikana tuulivoimaintegraation etenemisen myötä kokemuksia. Jatkossa tuotannon ja kulutuksen voimakkaat vaihtelut tulevat heijastumaan entistä enemmän myös sähkönsiirtotarpeeseen, jossa tulee esiintymään entistä suurempia vaihteluita niin paikallisella, alueellisella kuin kansallisellakin tasolla.

Yksistään tuulivoimaintegraation myötä kantaverkon suurimmat siirtotarpeet tulevat todennäköisesti ajoittumaan jatkossa sekä alueellisesti että kansallisesti erittäin voimakkaisiin tuulirinta-

miin. Tämän seurauksena sähkönsiirtokapasiteetin mitoittamisen kannalta olennaisten, suurimpien siirtotarpeiden kesto saattaa olla tulevaisuudessa vain muutamia tunteja. Käytännössä suurimman osan ajasta siirtotarpeet voivat olla tasolla, joka on useita kymmeniä prosentteja matalampi kuin voimakkaiden, laajojen säärintamien aiheuttamat suurimmat siirtotarpeet. Siirtokapasiteetin rakentaminen kaikkien suurimpien, mutta mahdollisesti hyvin lyhytkestoisten siirtotarpeiden perusteella, ei välttämättä ole kustannustehokasta. Kyseisinä hetkinä tehokkain tapa siirtojen hallitsemiseksi voisi tulevaisuudessa olla tuotannon, kulutuksen ja varastojen paikallinen säätäminen siirtojen pitämiseksi verkon kapasiteetin mukaisissa rajoissa. Näinä tunteina sähköstä on ylijäämää, jolloin myös paikallisen jouston haitta on pienempi.

Sähköjärjestelmän kulutuksen, tuotannon ja varastoinnin uudet teknologiaratkaisut ja sektori-integraation tarjoamat mahdollisuudet helpottavat tulevaisuudessa järjestelmän hallintaa. Niiden kyky ohjata joustavasti verkosta otettavaa ja verkkoon annettavaa tehoa, voi tarjota resurssien omistajille mahdollisuuden hyötyä säädettyvyyden mahdollistamasta joustokyvystä, tarjoamalla säätökapasiteettia siirtojenhallinnan kasvaviin tarpeisiin. Joustavien resurssien omistajan kannalta siirtojenhallinta voikin tarjota yhden uuden ansaintamekanismin säättö- sekä reservimarkkinoiden ja hintajouston rinnalle.

Fingrid selvittää vuoden 2020 lopulla alkaneessa OneNet tutkimus- ja kehityshankkeessa edellytyksiä markkinaehtoisien joustojen hyödyntämiselle kantaverkon siirtojenhallinnassa,

yhteistyössä jakeluverkkojen kanssa. Hankkeen tavoitteena on tutkia tilanteita, joissa joustoa voisi hyödyntää verkonhallinnassa, esimerkiksi suunniteltujen keskeytysten aikana. Lisäksi hankkeessa tutkitaan mahdollisuuksia liittää energiaresursseja verkkoon, niin sanotuilla joustavilla liityntäsopimuksilla tilanteissa, joissa liittämisen vaatimat verkkoinvestoinnit ovat vielä kesken. Hankkeessa pilotoidaan myös tietojärjestelmäkokonaisuutta, jossa joustavien resurssien tietoja hallitaan keskitetysti ja markkinoilta tulevia joustotarjouksia optimoidaan verkkoyhtiöiden kesken pullonkaulatilanteiden ratkaisemiseksi. Hankkeen visiona on mahdollistaa kaiken kokoisten sähköntuotanto-, kulutus- ja varastointikohteiden osallistuminen markkinoille, ja näiden joustojen saaminen sähköjärjestelmän tarpeisiin.

Sähköntuotannon ja -kulutuksen sijoittuminen

Mahdollisimman monen sähköntuotanto-, kulutus- ja varastointihankkeen toteutumisedellytysten mahdollistamiseksi, hankkeita kannustetaan sijoittumaan järjestelmän kannalta alueille, joissa sähköjärjestelmän kapasiteettia on saatavilla tai lisättävissä riittävän nopeasti ja kustannustehokkaasti. Vaihtoehtoisesti voidaan edellyttää joustokykyä alueilla, joilla verkon siirtokyvystä on niukkuutta. Investointien sijoitteluun on mahdollista kannustaa esimerkiksi verkko- ja liittymämaksuilla. Toisaalta on tärkeää huomata, että hankkeiden sijoittumiseen vaikuttavat useat eri tekijät ja riskinä on, että verkko- ja liittymismaksujen ohjausvaikutus voisi jäädä pieneksi verrattuna muihin kustannustekijöihin.

Investointien fyysisen sijainnin ohjauksen ohella siirtojenhallinnan tarpeiden mukainen tuotannon ja kulutuksen joustokyky on tärkeää. Vaikka tuotanto ja kulutus olisivat sijoittuneet kauas toisistaan, voidaan korkeimman siirtotarpeen tilanteita hallita, jos tuotanto ja kulutuskohteet kykenevät joustamaan tarvittaessa. Pullonkaulojen hallinta voidaan toteuttaa muuttamalla ajojärjestystä vuorokausi- ja päivänsäisen markkinan jälkeen, esimerkiksi toteuttamalla erikoissäätöjä. Tämä edellyttää, että soveltuvia resursseja on saatavilla oikeissa kohdissa verkkoa, ja tarvittava jousto voidaan toteuttaa molempiin suuntiin. Jo nykyisin haasteena on löytää tarvittava määrä ylösäättökykyä Etelä-Suomesta, eli säättökykyistä sähköntuotantokapasiteettia tai joustavaa sähkönkulutusta. Erityisesti ennakoimattomissa vikatilanteissa on tärkeää, että joustavia resursseja on saatavilla lyhyellä varoitusaajalla.



Käyttövarmuustason säilyttäminen voi vaatia tuotannon rajoittamista ennakkoon tietyltä alueelta, esimerkiksi suunnitellun keskeytyksen ajaksi. Rajoittamisen lähtökohdانا on toimijoiden tasapuolinen ja syrjimätön kohtelu. Yksi näkökulma rajoituksiin tilanteissa, joissa uudelle verkkoliittynnälle ei voida antaa täyttä liityntäkapasiteettia kaikissa verkon käyttötilanteissa, on selvittää mahdollisuutta joustaviin liittymissopimuksiin. Joustava liittymissopimus tarkoittaa mahdollisuutta uuden verkkoliittynnän takana olevan tehon rajoittamiseen tietyissä ehdollisissa tilanteissa, joissa täyttä liityntäkapasiteettia ei voida antaa käyttöön. Joustavia liittymissopimuksia voidaan soveltaa määräaikaisina ylimenokauden ratkaisuin, kunnes tarvittavat verkko-
vahvistukset ovat valmistuneet. Liittymisen näkökulmasta joustava liittymissopimus siis mahdollistaisi aikaisemman verkkoon liittymisen.

Sähkömarkkinalain mukaan kantaverkko on suunniteltava, rakennettava ja sitä on ylläpidettävä siten, että verkon siirtokapasiteetti on riittävä varmistamaan edellytykset yhtenäisen sähkökaupan tarjousalueen säilyttämiseen. Suomen jakaminen tarjousalueisiin on mahdollista tuotannon ja kulutuksen ohjauksen ratkaisusta lähtien. Tarjousaluejako ratkaisee ongelman siinäkin tapauksessa, että siirtotarpeiden kasvu on jo ylittänyt verkon siirtokyvyn, eivätkä muut keinot auta. Fingridin Järjestelmävisio skenaarioissa vuodelle 2035 tehtyjen simulointien perusteella Suomen jakaminen kahdeksi tarjousalueeksi Keski-Suomen poikkileikkauksen mukaisesti, aiheuttaisi verrattain maltillisia hintaeroja, mikäli siirtokapasiteetti olisi yleisesti riittävällä tasolla. Saman suuntaisia tuloksia saatiin myös Fingridissä vuonna 2022 toteutetussa diplomityössä, jossa selvitettiin tarjousaluejaon vaikutuksia. Tarjousaluejaon riskinä on esimerkiksi mark-

kinan pilkkoutuminen liian pieniin osiin, millä voisi olla vaikutusta esimerkiksi hintasuojaustuotteiden likviditeettiin ja reservimarkkinoihin. Nykyisen kaltainen tarjousaluejako on ratkaisuna kuitenkin jäykkä, eikä tarjousaluejaon toteuttaminen pohjois-eteläsuunnassa pienentäisi siirtotarvetta esimerkiksi länsi-itäsuunnassa. Tarjousaluejako ei välttämättä myöskään auta kaikissa siirtotilanteissa, ja hetkellisiä pullonkauloja voi syntyä alueellisesti. Tarjousaluejaon rinnalla voi olla tarpeellista tarkastella mahdollisuuksia myös dynaamisempiin malleihin, jotka ottavat paremmin huomioon siirtoverkon rajoitukset käyttöhetkellä.

Järjestelmän kasvaessa, oikein toteutetut kannustimet sähköntuotannon ja kulutuksen ohjaukseen, mahdollistaisivat riittävän määrän siirtokapasiteettia tukevia investointeja. Näin ei vaikutettaisi myöskään liikaa toimijoihin, joille joustaminen olisi kallista tai hankalaa. Lisäksi



jos Suomeen rakennetaan sähköverkon rinnalle vetyverkko, on tärkeää, että markkina ohjaa molempien infrastruktuurien käyttöä kokonaistaloudellisesti. Vety- ja sähköjärjestelmä voivat toimia hyvin yhteen yhteiskunnalle kannattavalla tavalla.

Suuntaajavaltaisen järjestelmän tekniset haasteet

Suuntaajien kautta verkkoon kytketyn tuuli- ja aurinkovoiman lisääntyminen vallitseviksi tuotantomuodoiksi, sekä kulutusrakenteen muutos entistä suuntaajavaltaisemmaksi, haastavat sähköjärjestelmän teknistä toimintaa. Sähköjärjestelmän toiminta perustuu vakaan taajuuden ja jännitteen ylläpitoon, kaikissa siirto- ja käyttötilanteissa. Perinteisesti sähkö on tuotettu pääosin vesi- ja lämpövoimalaitoksissa tahtiko-neilla, joiden luontaiset ominaisuudet vastustavat taajuus- ja jännitemuutoksia. Toisin kuin fyysisesti verkon tahtiin kytkeytyneet koneet, uusi tuotanto ja kulutus kytkeytyy verkkoon suuntaajien kautta, jotka eivät luontaisesti vastusta taajuus- ja jännitemuutoksia. Niiden vaste sähköjärjestelmälle perustuu ohjelmoituihin ominaisuuksiin.

Nykyteknologian tuuli- ja aurinkovoimat vaativat toimiakseen riittävän vahvan sähköverkon, joka ylläpitää verkon taa-

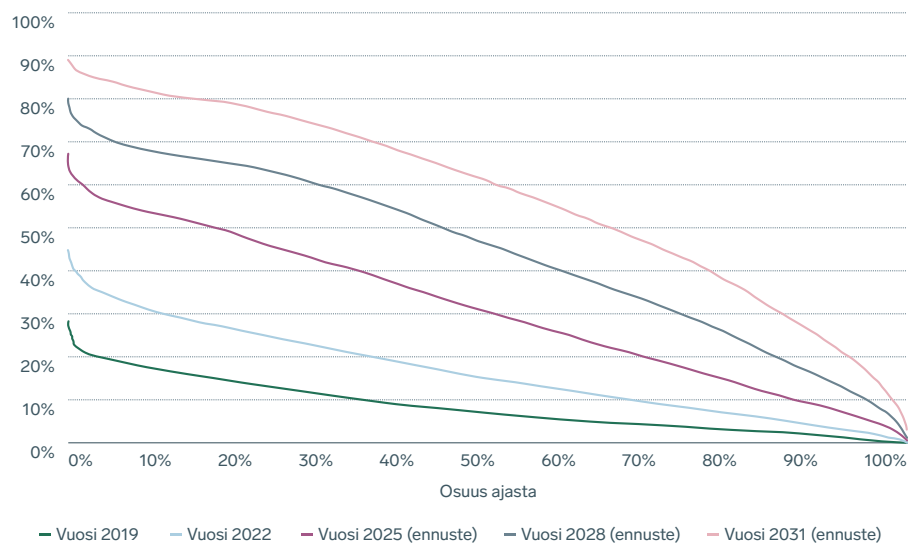
juutta ja jännitettä. Energiamurroksen myötä suuntaajakytkettyjen tuuli- ja aurinkovoimaloiden määrä kasvaa ja samalla tahtikonevoimalaitoksien määrä vähenee. Suuntaajakytkettyjen resurs-sien lisääntyminen vaikuttaa useisiin eri sähköjärjestelmän teknisiin ominaisuuksiin kuten taajuus-, jännite-, kulma- ja resonanssistabiiliuteen, suuntaajalähtöiseen stabiiliuteen, sähkön laatuun sekä suojauksen toimintaan. Osalle teknisistä ominaisuuksista ominaista on järjestelmätason mittakaava (pohjoismainen yhteiskäyttö- eli synkronialue), kun taas osa on paikallisia ilmiöitä.

Tahtikoneiden poistuminen vähentää myös inertian määrää järjestelmässä. Inertian määrä vaikuttaa esimerkiksi suurimpaan sallittuun tehomuutokseen järjestelmässä, ja pienen inertian kohdalla eteen voi tulla tilanteita, joissa suurimpien sähköntuotanto- tai kulutusyksiköiden tehoa voidaan joutua

rajoittamaan. Tilannetta korjaamaan on otettu käyttöön muun muassa uusi reservityyppi, nopea taajuusreservi (FFR, Fast Frequency Reserve). Järjestelmän alimman inertiatason pieneneminen kasvattaa taajuuden muutosnopeutta, jolloin taajuusstabiiliuden varmistamiseksi saatetaan tarvita myös muita ratkaisuja, kuin nopean taajuusreservin määrän kasvattaminen.

Murros kohti suuntaajavaltaista järjestelmää on jo alkanut ja muutosnopeus kiihtyy. Vuonna 2022, ensimmäistä kertaa Suomen sähköjärjestelmässä, hetkellisesti suurin osa tuotannosta (yli 50%) oli suuntaajakytkettyä. Tuuli- ja aurinkovoiman lisääntyessä, yhä useammin suurin osa tuotannosta tulee olemaan suuntaajakytkettyä ja huippuosuus kasvaa jatkuvasti. Tämä nähdään myös kuvan 28 ennusteesta.

Murroksen mukanaan tuomat ilmiöt ja haasteet järjestelmän tekniselle toiminnalle ovat uusia, eikä ratkaisuksi tai edes kaikkien haasteiden tunnistamiseksi ole olemassa vakiintuneita menetelmiä. Järjestelmän tekninen toiminta tulee kuitenkin varmistaa myös tulevaisuuden järjestelmässä. Haasteiden ymmärtämiseksi ja ratkaisemiseksi Fingrid tekee yhteistyötä eri asiantuntijatahojen kanssa. Tärkeässä roolissa on myös yhteistyö kantaverkkoon liittyvien kanssa, jotta varmistetaan liittyvien laitteistojen täyttävän järjestelmän vaatimukset myös tulevaisuudessa. Fingrid on myös mukana käynnissä olevassa pohjoismaisessa yhteistyöprojektissa, jonka tavoitteena on tunnistaa suuntaajakytketyn tuotannon kasvun tuomat tekniset haasteet Pohjoismaissa, sekä löytää ratkaisutapoja pohjoismaista synkronialuetta koskeviin haasteisiin.



Kuva 28. Tuuli- ja aurinkovoiman osuus Suomen kokonaissähköntuotannosta kaikkina vuoden tunteina 2019, 2022 ja ennuste vuosille 2025, 2028 ja 2031.

Vaikka tulevaisuuden toimintatavat, tai edes kaikki haasteet, eivät vielä ole selvillä, ratkaisut löytyvät liittyjille asetettavien vaatimusten, sopimusehtojen, markkinoilta hankittavien järjestelmää tukevien kyvykkyyksien sekä teknisten verkkoratkaisujen yhdistelmästä. Käyttövarmuus on kaikkien verkkoon liittyjien yhteinen asia, jonka ylläpitoon myös liittyjien tulee osallistua. Suuntaajilta vaaditaan jo nykyisellään joitain tahtikoneita vastaavia verkon toimintaa tukevia ominaisuuksia, kuten esimerkiksi vikavirran syöttöä jännitekuopissa sekä kyvykkyyttä jänniteensäätöön. Suuntaajavaltaisessa järjestelmässä suuntaajayhteyksien voimalaitosten tulee kyetä esimerkiksi luomaan verkkoon jännitettä, ilman tahtikoneiden tuottamaa vertailukohtaa. Verkkoon liittyvien laitteiden on täytettävä Fingridin Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset (VJV), joita päivitetään vastaamaan järjestel-

män tarpeita sitä mukaa, kun ymmärrys järjestelmän tarpeista kasvaa. Kohtuullisia järjestelmän asettamia vaatimuksia voidaan kohdistaa myös jo olemassa oleville liittymille.

Liittyjien vaatimusehtojen lisäksi järjestelmää tukevia palveluita voidaan hankkia myös markkinoilta. Tämä edellyttää uusien, markkinoilta hankittavien kyvykkyyksien, markkinapaikkojen ja hankintasääntöjen määrittelyä. Järjestelmän toimintaa voi tukea myös monenlaisilla verkkoon rakennettavilla teknisillä ratkaisuilla, ja tulevaisuudessa onkin odotettavissa merkittävästi yhä enemmän investointeja erilaisiin järjestelmää tukeviin laitteistoihin. Esimerkiksi Jylkän sähköaseman alueelle, jonne on keskittynyt erittäin paljon tuulivoimaa, on rakenteilla verkon jännitettä ja taajuutta vakauttava synkronikompensoattori.

06

Kantaverkon kehittäminen

Fingridin verkon kehittämistä ohjaavat kantaverkkoyhtiön velvollisuudet sekä olemassa olevan verkon kunto ja tarpeet. Lisäksi on paljon erilaisia reunaehtoja, jotka vaikuttavat verkon kehittämiseen. Kantaverkon kehittäminen mahdollistaa luotettavan ja kustannustehokkaan alustan puhtaalle sähköjärjestelmälle.

Keskeisinä tavoitteina on varmistaa, että:

- siirtokapasiteetti riittää asiakkaiden, markkinoiden ja yhteiskunnan tarpeisiin
- toiminta on tehokasta ja turvallista
- laatu on oikein mitoitettu.

Näiden tavoitteiden saavuttamiseksi Fingrid toimii vuorovaikutteisesti asiakkaiden, eri maiden kantaverkkoyhtiöiden, viranomaisten, maanomistajien ja muiden

yhteistyötahojen kanssa sekä varmistaa alan palvelujen saatavuuden. On tärkeää, että yhtiön henkilöstö hallitsee alan erityiskysymykset. Fingrid kehittää toimintaa pitkäjänteisesti ottamalla oppia omista kokemuksista ja muista edelläkävijöistä, sekä hoitaa kantaverkkoa hyvien omaisuudenhallinnan periaatteiden mukaisesti.

Työturvallisuus-, ympäristö- ja maankäyttökysymykset otetaan pitkäjänteisesti huomioon kaikissa kantaverkon elinkaaren hallinnan vaiheissa. Sidosryhmien, Fingridin henkilöstön ja palvelutoimittajien yleistä turvallisuutta sekä ympäristöturvallisuutta edistetään aktiivisesti uusilla toimintatavoilla, koulutuksella ja ohjeistuksella sekä toiminnan valvonnalla. Vastuulliset liiketoimintatavat ovat Fingridin strateginen valinta, mihin sisältyy myös hankintaketjujen vastuullisuudesta huolehtiminen.



Kantaverkon kehittämisperiaatteet

Kantaverkon kehittämisen lähtökohdina ovat asiakkaiden ja yhteiskunnan tulevat tarpeet, Euroopan ja Itämeren alueen sähkömarkkinoiden toimivuuden edistäminen, käyttövarmuustason säilyttäminen, kustannustehokkuus sekä verkon ikääntymisen hallinta. Sähköjärjestelmän murros aiheuttaa merkittäviä muutoksia siirtotarpeisiin ja tekee niistä vaikeammin ennustettavia. Kantaverkon kehittäminen perustuu laajaan ja vuorovaikutteiseen yhteistyöhön lukuisien sidosryhmien kanssa. Fingrid hankkii tietoa asiakkaidensa tarpeista ja suunnitelmista luottamuksellisella ja suunnitelmallisella yhteistyöllä. Sähkömarkkinoiden kehittämistarpeita analysoidaan yhteistyössä eri markkinaosapuolten kanssa ja ylikansallisia ennusteita ja analyysejä tehdään yhteistyössä muiden kantaverkkoyhtiöiden kanssa.

Verkon kehittämisessä Fingrid pyrkii hallitsemaan toimintansa ympäristö- ja

turvallisuusvaikutuksia. Tavoitteena on minimoida haittavaikutukset yleisen edun ja teknistaloudellisten reunaehdojen rajoissa. Kantaverkon rakentamisesta, käytöstä ja ylläpidosta aiheutuu erilaisia ympäristövaikutuksia. Ympäristövaikutusten minimointi ja hallinta ovat tärkeä osa Fingridin käytännön toimintatapoja. Lainsäädännön velvoitteiden ja ohjeistuksen noudattaminen sekä ajantasaisten suunnitelmien ylläpitäminen poikkeustilanteiden varalle toimivat ympäristöhoidon ja ympäristöriskien hallinnan kulmakivinä. Fingrid osallistuu aktiivisesti maankäytön suunnitteluun, jotta verkon kehittämiseen tarvittavat maankäytön varaukset ja niihin liittyvät vaikutukset ympäristöön huomioidaan alueiden kaavoituksessa. Maankäyttö- ja rakennuslain valtakunnallisten alueidenkäyttötavoitteiden mukaisesti voimajohtoja suunniteltaessa hyödynnetään ensisijaisesti olemassa olevia voimajohtoreittejä.

Verkon kehittämistä ohjaavat eurooppalaiset verkkosäädökset. Mitoitussääntöjen soveltamista ja siirtokapasiteetin määrittämistä ohjaa Fingridin sisäinen ohjeistus. Näihin periaatteisiin Fingrid on sitoutunut kantaverkkosopimuksissa. Erityisen haitallisten vikojen riskiä Fingrid voi omalla päätöksellään vähentää tavanomaista käytäntöä varmemmalla verkon mitoituksella. Fingrid huolehtii asettamiensa järjestelmätekniisten vaatimusten ja liittymisehtojen kautta siitä, että voimajärjestelmä mitoitetaan häiriöiden sietokyvyltään riittäväksi.

Kantaverkkoa kehitetään pitkällä aikavälillä kokonaiskansantaloudellisesti, mutta varmistaen samalla tulevaisuuden toimintaedellytykset. Tätä varten Fingrid laatii ja ylläpitää kantaverkon kehittämissuunnitelmaa, jota koordinoidaan Itämeren alueen ja koko Euroopan kattavien verkkosuunnitelmien kanssa. Verkon kehittämissuunnitelma

ja investointiohjelma perustuvat tulevaisuuden siirtoennusteisiin ja verkon uusimistarpeiden pohjalta tehtyihin verkkosuunnitelmiin. Verkon vahvistustarpeet pyritään sovittamaan yhteen kunnossapito-, perusparannus- ja uusimistarpeiden kanssa. Toteutettavat investoinnit ovat kansantaloudellisesti kannattavia tai mitoitussuunnitelman täyttämiseksi välttämättömiä. Lisäksi toteutukseen valittujen hankkeiden tulee olla kustannustehokkaita ja ne tulee sovittaa yhtiön taloudenpitoon.

Verkon kehittämisen onnistumista mitataan analysoimalla kapasiteetin riittävyyttä, käyttövarmuutta, hankkeiden laatua ja kustannuksia sekä seuraamalla kehityshankkeiden toteutumista. Kantaverkon kehittäminen ja kunnonhallinnan periaatteet löytyvät Fingridin [internetsivuilla](#).

Kantaverkon kehittämisprosessi

Kantaverkon kehittämisen kansainvälinen yhteistyö

Kansainvälistä verkkosuunnittelua tehdään usealla tasolla. Näitä ovat Euroopan, Itämeren alueen ja Pohjoismaiden väliset suunnitelmat. Lisäksi tehdään yhteisiä kahdenvälisiä suunnitelmia naapurimaiden kantaverkkoyhtiöiden kanssa.

Eurooppalainen yhteistyö tapahtuu ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators – Electricity) -järjestössä. Järjestön tehtävänä on kehittää sähkömarkkinoita ja tehostaa kantaverkkoyhtiöiden yhteistyötä sekä harmonisoida markkina- ja teknisiä sääntöjä yhteistyössä EU:n komission ja sähkömarkkinaviranomaisten yhteistyöelimen ACERin (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) kanssa. ENTSO-E:n tehtävänä on laatia muun muassa kymmenvuotissuunnitelmat (TYNDP, Ten Year Network Development

Plan) Euroopan sähköverkkojen kehittämiseksi. Eurooppalainen kymmenvuotinen verkkosuunnitelma perustuu ENTSO-E:n sekä kaasuverkkoyhtiötä edustavan ENTSO:n yhdessä laatimiin tulevaisuuden skenaarioihin.

ENTSO-E:n puitteissa verkkosuunnittelua tehdään myös alueellisella tasolla. Suomi kuuluu Itämeren alueen suunnitteluryhmään yhdessä Viron, Latvian, Liettuan, Ruotsin, Norjan, Tanskan, Saksan ja Puolan kanssa. Itämeren alueen kantaverkkojen suunnittelun lisäksi kantaverkkoyhtiöt käynnistivät vuodenvaihteessa 2020–2021 muun muassa uuden meritulivoiman tarvitseman infrastruktuurin edistämiseen keskittyvän hankkeen, Baltic Offshore Grid Iniativen.

Euroopan Komission johtamaan BEMIP (Priority Corridor Baltic Energy Market Integration Plan) -aluryhmään kuuluvat



amat valtiot kuin ENTSO-E:n Itämeren alueryhmään. BEMIP-ryhmässä mukana ovat kantaverkkoyhtiöiden lisäksi maiden ministeriöt ja regulaattorit. BEMIP-ryhmän ensisijaisena tavoitteena on integroida Baltian maat Euroopan sähkömarkkinoihin.

ENTSO-E:n ja BEMIP:in yhteistyön lisäksi kansainvälistä verkkosuunnitteluyhteistyötä tehdään pohjoismaisessa kontekstissa liittyen synkronialuetta koskeviin asioihin. Suomen naapurimaiden Ruotsin, Norjan ja Viron ja kantaverkkoyhtiöiden kanssa Fingrid tekee myös kahdenkeskisiä selvityksiä esimerkiksi kapasiteettitarpeesta ja uusien siirtoyhteyksien sijoittumisesta ja tekniikasta.

Uusien rajasiirtoyhteyksien tarvetta analysoitaessa investoinnit perustuvat laskelmiin kansantaloudellisista hyödyistä. Tämä tarkoittaa, että Fingrid toteuttaa sellaisia rajasiirtoinvestointeja, joiden

ennakoidut hyödyt markkinaosapuolille ovat suuremmat, kuin investoinnista aiheutuvat kustannukset. Hyödyt markkinaosapuolille kattavat sähkön käyttäjien saamat hyödyt (ns. kuluttajan ylijäämän muutos) sekä sähkön tuottajien saamat hyödyt (ns. tuottajan ylijäämän muutos), minkä lisäksi laskelmassa huomioidaan kantaverkkoyhtiöiden keräämien pullonkaulatulojen muutos. Lisäksi arvioidaan muita hyötyjä, kuten sähkön riittävyteen, uusiutuvan energian integrointiin, hiilidioksidipäästöihin, sähköjärjestelmän tekniseen toimintaan tai joustavuuteen liittyviä hyötyjä. Vastaavasti huomioidaan investointikustannukset, käyttö- ja kunnossapitokustannukset sekä ympäristövaikutukset. Lisäksi huomioidaan vaikutus järjestelmän siirtohäviöihin, jotka voivat lisääntyä tai vähentyä investoinnin seurauksena. Kustannus-hyötyanalyysia tehdään sekä yleiseurooppalaisella tasolla ENTSO-E:n toimesta, että kahdenvälisesti Fingridin ja naapuriverkkoyhtiöiden kesken.

Verkkosäännöt

Verkkosäännöt ovat osa Euroopan energiapolitiikan työkalupakkia, joilla pyritään turvaamaan sähkön saannin luotettavuus sekä edistämään kilpailun toimivuutta ja päästövähennyksiä sähkösektorilla. Verkkosääntöjen valmistelussa keskeisiä toimijoita ovat olleet Euroopan komissio, eurooppalaiset kantaverkonhaltijat yhteistyöjärjestönsä ENTSO-E:n kautta sekä energia-alan valvontaviranomaiset yhteistyövirastonsa ACER:n kautta. Lisäksi eri sähkömarkkinaosapuolia on kuultu laajasti verkkosääntöjä valmisteltaessa.

Lainsäädännölliseltä statukseltaan verkkosäännöt ovat eurooppalaisia asetuksia eli ne ovat EU:n jäsenvaltioissa suoraan voimassa olevaa lainsäädäntöä. Eurooppalaisena lainsäädäntönä verkkosäännöt menevät ristiriitatilanteissa kansallisen lainsäädännön edelle. Verkkosääntöjen käyttöönotosta vastaavat jäsenvaltiot.



Verkkosäännöt jaetaan kolmeen ryhmään: liityntöjä, verkon käyttöä sekä sähkömarkkinoita koskeviin verkkosääntöihin. Liityntäsääntöjen tavoitteena on luoda toiminnalliset kriteerit kanta- ja jakeluverkkoihin liitettävälle tuotantolaitoksille, kulutukselle ja HVDC-laitteistoille.

Eurooppalaiseen lainsäädäntöön perustuvia verkkosääntöjä ovat:

- Requirements for Generators, RfG
- Demand Connection Code, DCC
- High-Voltage Direct Current Connections, HVDC

ja lisäksi sähkövarastojen liittämistä varten on laadittu kansallinen vaatimusdokumentti: sähkövarastojen järjestelmätekniset vaatimukset (SJV2019).

Fingrid on ottanut käyttöön liityntäsääntöjen määräykset (RfG ja DCC) osaksi Voimalaitosten järjestelmäteknisiä vaatimuksia (VJV), Kulutuksen järjestelmäteknisiä vaatimuksia (KJV) ja Yleisiä liittymisehtoja (YLE). Suurjännitteisille tasasähköjärjestelmille (HVDC) on omat järjestelmätekniset vaatimukset. Uudet järjestelmätekniset vaatimukset otettiin käyttöön vuonna 2018 ja liittymisehdot vuonna 2017.

Edellä mainittuja järjestelmäteknisiä vaatimuksia (VJV/KJV/SJV/HVDC) täydennetään tarvittaessa nykyistä vaatimusohjaa selventävin ohjein. VJV, KJV ja SJV päivitetään vuoden 2023 aikana ja saatetaan voimaan vuoden 2024 loppuun mennessä. Yleiset liittymisehdot päivitettiin vuonna 2021 ja tästä seuraava päivitys tehdään tarveperusteisesti.



Kansalliset verkon kehittämismenetelmät

Kantaverkkosuunnittelu voidaan jakaa pääpiirteittäin kolmeen osaan: pääsiirtoverkon suunnitteluun, eri alueiden kehittämiseen liittyvän suunnittelun ja liityntöjen suunnitteluun. Yleisellä tasolla pääsiirtoverkon suunnittelulla tarkoitetaan suunnittelua, joka kohdistuu lähinnä 400 ja 220 kV verkkoon. Vastaavasti eri alueiden kehittämiseen liittyvässä suunnittelussa huomioidaan enemmän myös 110 kV verkon kehittämistarpeita sekä muuntokapasiteetin riittävyys. Liityntöjen suunnittelussa selvitetään mahdollisia liityntäpisteitä uusille hankkeille ja näiden edellyttämiä verkon vahvistustarpeita tai muita erikoistarpeita.

Tällä hetkellä suunniteltuja liityntöjä on paljon ja niiden tehot ovat huomattavan suuria. Tästä syystä liitettävyydestä vaativat laajojakin alueellisia suunnitelmia myös pääsiirtoverkon tasolla. Lisäksi on varauduttava vaihtoehtoihin suunnitelmiin erilaisia kehityskulkuja

silmällä pitäen. Pitkällä aikavälillä tulevaisuuden epävarmuuksiin varaudutaan visiotyön avulla, jossa tarkastellaan kantaverkon siirtojen kehittymistä erilaisissa tulevaisuuden tilanteissa.

Visiotyö

Kantaverkkoa suunnitellaan aina kokonaisuutena ja tulevaisuutta ajatellen. Fingrid on julkaissut alkuvuodesta 2023 Järjestelmävisio, joka tarkastelee vuosia 2035 sekä 2045 kantaverkon kehitystarpeiden osalta. Järjestelmävisio on näkemys verkon kehittämistarpeista pitkällä aikavälillä, perustuen sähköntuotanto- ja kulutusrakennetta kuvaaviin tulevaisuuden skenaarioihin. Järjestelmävisioon päämääränä on esittää kantaverkon pääsiirtoverkon kehittämistarpeet, jotka palvelisivat mahdollisimman montaa eri tulevaisuuden tilannetta.

Tällä hetkellä tulevaisuuden skenaarioihin vaikuttaa eniten Suomen ja Euroopan Unionin hiilineutraalisuustavoitteiden mukainen siirtyminen fossiilisista polt-

toaineista uusiutuviin energiamuotoihin, joiden kilpailukyky paranee jatkuvasti. Tulevaisuuden epävarmuuksien hallitsemiseksi järjestelmävisiossa tarkastellaan erilaisia skenaarioita, joiden avulla määritellään kehityspolkuja ja tulevaisuuden kuvia, joiden laatimisessa käytetään mahdollisimman laajasti hyödyksi olemassa olevaa tietoa yhtiön sisältä ja ulkopuolelta. Tavoitteena on saada käsitys tulevaisuuden siirtotarpeista ja kantaverkkoon vaikuttavista haasteista sekä siitä, millainen maailma tulevaisuudessa odottaa.

Järjestelmävisiota päivitetään Fingridissä muutaman vuoden välein. Vuonna 2021 visiotyö avattiin ensimmäistä kertaa myös sidosryhmiemme ja asiakkaidemme kommentoitavaksi. Saatua palautetta hyödynnettiin visiotyöhön päätyneiden skenaarioiden viimeistelyssä. Fingridin visiotyöhön voi tutustua tarkemmin Fingridin verkkosivuilla: Sähköjärjestelmävisio 2023



Pääsiirtoverkon suunnittelu

Pääsiirtoverkko mahdollistaa suurten voimalaitosten ja tuotantokeskittymien liittämisen kantaverkkoon sekä palvelee maiden ja alueiden välisiä voimansiirtotarpeita. Pääsiirtoverkoksi lasketaan kantaverkon 400 ja 220 kV yhteydet, joilla katsotaan olevan merkitystä yhteen kytketyn pohjoismaisen synkronijärjestelmän kannalta.

Koko Fingridin hallinnoimaa kantaverkkoa kehitetään pitkäjänteisesti. Pitkävai-
kutteisia infraratkaisuja suunniteltaessa on kartoitettava toimintaympäristön tulevia epävarmuuksia mahdollisimman laajasti, ja pyrittävä joustavuuteen, sillä tehtävien verkkoratkaisujen on palveltava järjestelmää mahdollisimman hyvin myös muuttuvissa tulevaisuuden tilanteissa. Fingridin tavoitteena onkin kehittää kantaverkkoa siten, että kantaverkko mahdollistaisi Suomen ilmastoneutraaliustavoitteiden saavut-

tamisen, eikä muodostuisi pullonkaulaksi missään todennäköisessä tulevaisuuden skenaariossa.

Pääsiirtoverkon suunnitteluun vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa:

- Lähtökohdat: kantaverkolle asetetut vaatimukset ja olemassa olevan järjestelmän rakenne.
- Muutokset sähköntuotannossa ja kulutuksessa: ennustettu tuotanto- ja kulutuskapasiteetin kehittyminen, uudet investointipäätökset, skenaariotyö.
- Tarpeet sähkön siirrossa maan sisällä ja rajayhteyksillä.
- Vika- ja keskeytystilanteisiin varautuminen.
- Järjestelmätekniset selvitykset, sisältäen teho- ja energiatase-analyysit sekä verkostanalyysit.
- Teknistaloudellisten vaihtoehtojen ratkaisujen vertailu ja arviointi.

Suunnitteluprosessia on havainnollistettu kuvassa 29 ja eri vaiheita suunnittelusta toteutukseen kuvassa 30.

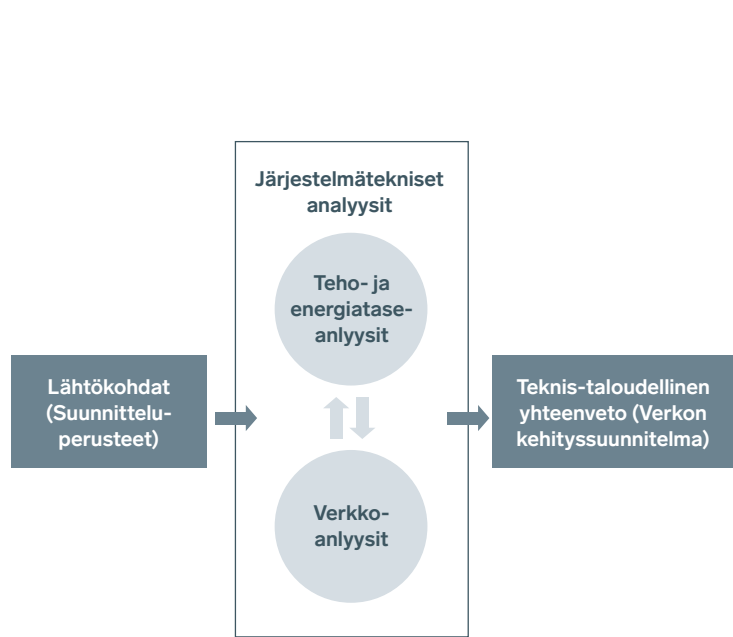
Kokonaisuudessaan uuden voimajohdon läpimenoaika suunnittelusta valmiiksi voimajohdoksi vie Suomen sisäisillä johdoilla noin 7–10 vuotta ja rajajohdoilla usein pidempään. Tulevaisuuden eri kehityskulkuja vastaavat investointitarpeet pyritään havaitsemaan tätä aikaisemmin, esimerkiksi osana järjestelmävisiota ja muuta strategista verkkosuunnittelua. Tyypillisesti investointitarpeet tarkentuvat suunnittelun edetessä. Pääsiirtoverkon suunnittelussa on myös tärkeä selvittää, miten järjestelmä toimii kokonaisuutena tuotanto- ja kulutusrakenteen muuttuessa, ja tarvitaanko tulevaisuudessa erilaista verkkoteknologiavalikoimaa, kuin mitä nykyisin käytetään.

Pääsiirtoverkon suunnittelussa tärkeitä arviointikriteereitä ovat mm:

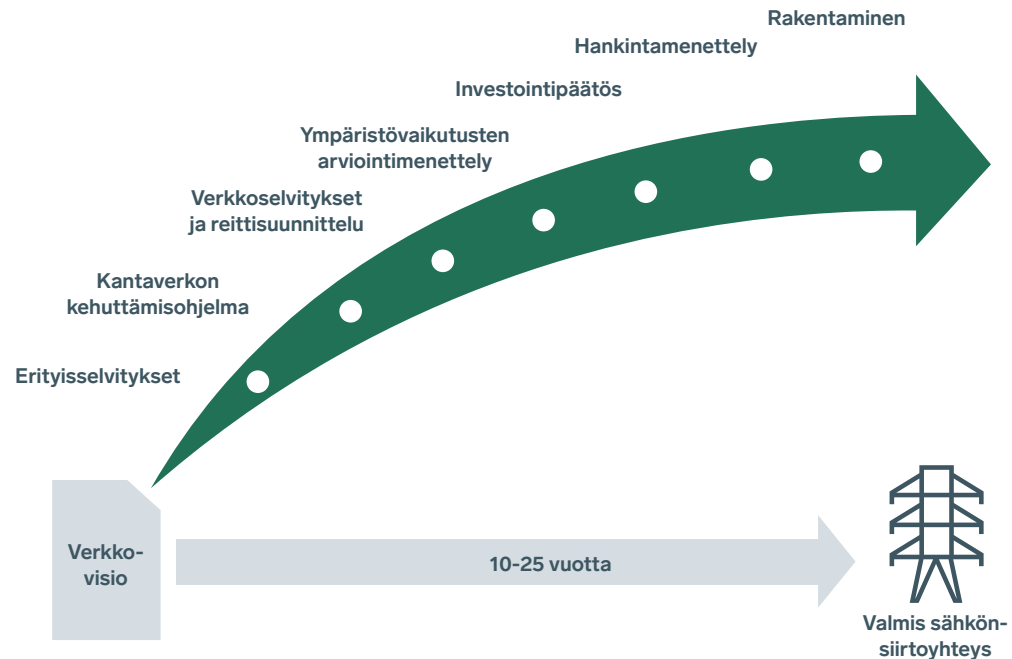
- Verkon käyttövarmuus.

- Siirtotarpeita vastaava siirtokapasiteetti.
- Hyöty sähkömarkkinaosapuolille ja sähkömarkkinoiden toimivuus.
- Sähköpulariski.
- Muutokset siirtohäviöissä.
- Liityntämahdollisuuksien luominen.
- Järjestelmäpalveluiden kauppa.

Siirtokapasiteettia voidaan kasvattaa esimerkiksi uusilla johtoyhteyksillä sekä investoimalla sarja- ja rinnakkaiskompensointiin. Uusien johtojen rakentamisen ohella pääsiirtoverkon kapasiteettia voidaan lisätä myös erilaisilla säädöillä ja loistehon kompensointiratkaisuilla, koska järjestelmän stabiilius rajoittaa siirtokapasiteettia usein ennen voimajohtojen termistä kuormitettavuutta. Uusien teknologioiden kehittymisen myötä täyden siirtokapasiteetin hyödyntämiseen on tullut myös uusia mahdollisuuksia, kuten voimajohtojen reaaliaikaisen kuormitettavuuden (Dynamic Line Rating, DLR) hyödyntäminen.



Kuva 29. Suunnitteluprosessi ylätasolla.



Kuva 30. Kantaverkkoinvestointien eri vaiheita suunnittelusta toteutukseen.

Käyttövarmuus huomioidaan silmu- koidun 400 kV pääsiirtoverkon mitoituksessa niin sanotulla N-1-kriteerillä. Tämä tarkoittaa varautumista yksittäiseen pääsiirtoverkon komponentin tai voimalaitoksen vikaan ilman, että tästä aiheutuu häiriöitä.

Eri alueiden kehittämiseen liittyvä verkkosuunnittelu

Kantaverkko on jaettu neljään suunnittelualueeseen: pohjoinen, länsi, itä ja etelä. Suunnittelu käsittää asiakastarpeiden, verkon kunnon sekä käyttövarmuuden edellyttämät kehityshankkeet ja esimerkiksi muuntokapasiteetin riittävyystarkastelut. Suunnitelmissa huomioidaan kantaverkon lisäksi myös muiden yhtiöiden omistamat suurjännitteiset jakeluverkot sekä niiden kehityssuunnitelmat ja -tarpeet.

Suunnittelun lähtökohdat

Suunnittelun lähtökohdista ovat mitoituksena periaatteet. 110 ja 220 kV kantaverkko mitoitetaan N-1 -periaatteen mukaan, ja verkon tulee kestää yksittäinen verkon komponentin vika ilman, että verkko ylikuormittuu, jännitteet laskevat sallittujen rajojen alapuolelle tai vika laajenee muualle verkkoon. 110 ja 220 kV verkon mitoitusta tapahtuu lähinnä terminen siirtokyvyn, oikosulkuvirtojen sekä sallitun jännitealeneman ehdoilla. Esimerkiksi Lapissa pitkien etäisyyksien vuoksi myös verkon stabiiliisuus rajoittaa siirtoja. 110 kV verkon mitoituksessa sallitaan yksittäisestä viasta aiheutuva alueellinen toimituskeskeytys.

Verkon mitoittavat tilanteet vaihtelevat suunnittelualueittain. Tietyillä alueilla myös pääsiirtoverkon siirrot vaikuttavat voimakkaasti 110 kV rengasverkon kuormittumiseen ja esimerkiksi häviöihin. Erityistilanteissa on huomioitava myös kantaverkon poikkeukselliset

kytkennät tai pitkäkestoiset verkon keskeytykset. Pääsääntöisesti verkko mitoitetaan kestämään minkä tahansa verkkokomponentin vika tai keskeytys. Kunnossapidon ja rakentamisen edellyttämät keskeytykset pyritään ajoittamaan kevyempien siirtojen aikaan.

110 kV verkon kannalta mitoittavia suunnittelutilanteita voivat olla esimerkiksi talvipäivän huippukuorma, talviyön yö sähköpiikit vesivoiman tuotannon ollessa pientä, suuri tuotantoylijäämä tulva-aikaan keväällä tai suuri alijäämä kesäpäivänä, kun paikalliset voimalaitokset ovat vuosihuollossa. Tuulivoimatuotannon kasvaessa tuulivoimasta on tullut uusi alueellisesti merkittävä ja mitoittava suunnittelukriteeri.

Perinteisesti Suomen sähkönkulutus on huipussaan talvella pitkän kylmän kauden aikaan. Toisaalta talvella on myös käytössä enemmän siirtokapasiteettia kylmän ilman viilentäessä voimajoh-

toja ja verkon komponentteja. Kesällä lämmityskuorma on pienempi, mutta jäähdytyskuorma suurempaa. Kesällä myös lauhde- ja vastapainetuotantoa on vähemmän käytössä, mutta tällä on yhä pienempi merkitys perinteisen voimantuotannon vähentyessä järjestelmästä. Kesällä suoritetaan yleensä myös voimalaitosten revisiot. Verkossa suuret siirrot voivat siis tapahtua myös kesäaikaan. Erityisesti kesällä haasteen tuo avojohtoverkon terminen siirtokyky, joka on lämpimällä säällä matalimmillaan. Ulkolämpötilalla on suuri vaikutus etenkin voimajohtojen ja muuntajien termiseen kuormitettavuuteen.

Verkon siirtokykylaskennassa voimalaitosten käyttö pyritään mallintamaan mahdollisimman todenmukaisesti. Tuulivoima, ja tulevaisuudessa mahdollisesti myös aurinkovoima, asettaa erityisiä ja uudenlaisia haasteita kantaverkon mitoitukselle. Tuulivoiman tuotanto vaihtelee tuulen voimakkuuden mukaan ja voi

muuttua nopeasti. Tämä edellyttää, että verkko mitoitetaan sekä suurimman, että pienimmän tuotantotehon tilanteisiin. Suomessa kantaverkon peruseriaatteena on, ettei tuotantoa tai kuormaa rajoiteta verkon normaalitilanteessa. Tämän takia tuulivoimatuotannon rajoitusmekanismeja ei toistaiseksi ole käytetty verkkosuunnittelun apuna muutoin, kuin ylimenokausien ratkaisuna, jolloin rajoitusmekanismi on väliaikainen.

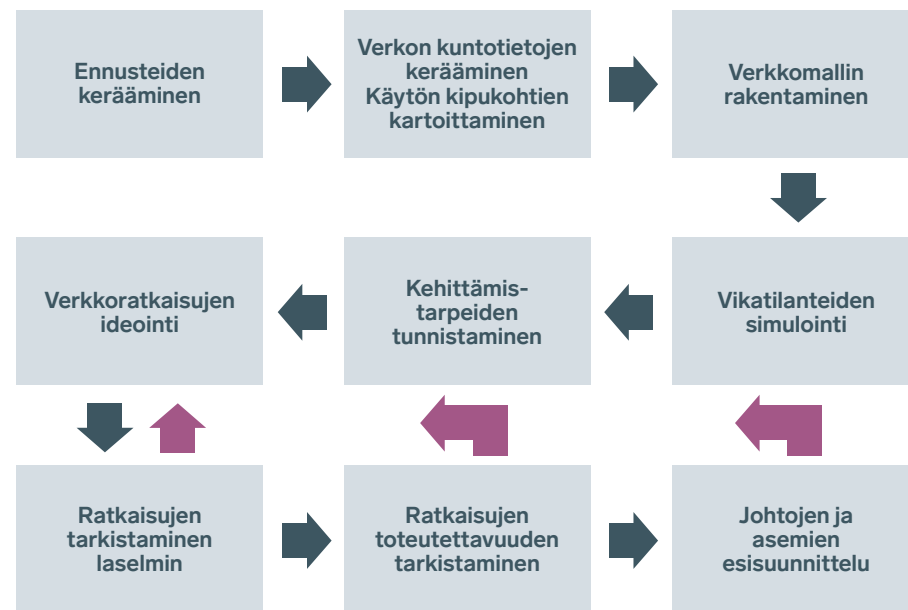
Vesivoimantuotanto saattaa vaihdella voimakkaasti riippuen vesitilanteesta, sähkön hinnasta ja käytettävissä olevasta veden varastointikapasiteetista. Teollisuuden vastapainevoima ajaa oman teollisuusprosessinsa ehdoilla. Yhä vähenevien sähköä ja lämpöä tuottavien kaukolämpövoimalaitosten osalta lähtökohtana verkkosuunnittelussa on, että ne ovat ajossa talven huippukuormitustilanteissa. Osa vastapainelaitoksista on suunniteltu siten, että ne voivat ajaa myös lauhdevoimalaitoksina. Tällöin

on mahdollista, että laitokset ajavat kevyenkin kuorman aikana. Jatkuvaan käyttöön suunniteltujen voimalaitosten keskeytykset on aikaisemmin käsitelty pääosin poikkeustilanteina. Nykyään voimalaitosten käyttö on aiempaa vaikeammin ennustettavaa, johtuen viimeaikaisesta murroksesta sähkömarkkinoilla ja energiajärjestelmässä.

Suunnittelun eteneminen

Verkkosuunnittelu edellyttää ryhmätyötä, jossa eri osa-alueiden asiantuntijat osallistuvat suunnittelun reunaehtojen määrittelyyn ja ideointiin. Kuvassa 31 on esitetty yksinkertaistettu kaavio kantaverkon alueellisen kehittämissuunnitelman toteutuksesta.

Suunnittelun lähtökohtana ovat luottamukselliset asiakaskeskustelut sähkön tuottajien, suurteollisuuden ja verkko-yhtiöiden kanssa, sekä asiakkaiden näkemykset sähköverkon kehittämistarpeista kyseisellä alueella. Luotta-



Kuva 31. Kantaverkon alueellisen kehittämissuunnitelman eteneminen.



muksellinen ja avoin keskusteluyhteys alan toimijoiden kanssa on olennaisen tärkeää kantaverkon suunnittelussa, sillä suurikin teollisuuslaitos pystytään rakentamaan nopeammin, kuin sen tarvitsema kantaverkkoliityntä ja tarvittavat kantaverkon vahvistukset. Verkon rakentamisen lisäksi on varattava aikaa ympäristö- ja maankäyttöasioiden selvittämiseksi ja tarvittavien lupien saamiseksi. Teollisuuden ja voimantuottajien kanssa käytävissä keskusteluissa pyritään kartoittamaan myös mahdolliset kapasiteettin muutokset ja prosessien tehostamisten vaikutukset kulutukseen tai tuotantoon.

Alue- ja jakeluverkkojen sähkönkulutussennusteisiin vaikuttaa tarkastelualueen väestön ja asuinalueiden, palvelukeskitymien ja pk-teollisuuden kehittyminen. Verkon suunnittelussa tehdään lisäksi herkkyystarkasteluja kuormien ja tuotannon kehittymisen osalta. Toteutuneita tehoja ja tehonsiirtoja sekä voimantuo-

tannon ajotapaa pystytään arvioimaan kantaverkon mittaustietoja tarkastelemalla. Teollisuuden muutokset voivat tapahtua nopealla aikataululla, mutta investointipäätöksiä voidaan toisinaan joutua odottamaan hyvinkin pitkään. Tämän vuoksi kantaverkon suunnittelussa on pyrittävä joustaviin ratkaisuihin, jotta sähkön kuluttajien ja tuottajien siirtotarpeet voidaan kattaa, mutta ei tehdä tarpeettomia investointeja.

Varsinainen verkkosuunnitteluprosessi aloitetaan kehittämistarpeiden kartoituksella. Kehittämistarpeita ovat muun muassa verkon ikääntymisen hallinta, verkon siirtokyky, oikosulkuvirtojen hallinta, sähkölaatuongelmat (esimerkiksi jännitevaihtelut) sekä kytkentä- ja keskeytystarpeisiin liittyvät ongelmat.

Kantaverkon suunnittelussa tehdään tehonjakolaskentaa siihen soveltuvalla simulointiohjelmistolla. Ennusteiden ja

mittausten pohjalta verkostolaskentaohjelmiston verkkomalliin lisätään odotettu sähkönkulutus ja -tuotanto, kullekin sähköasemalle ja liittymispisteelle. Verkon riittävyttä voidaan arvioida simuloimalla erilaisia vika- ja poikkeuskytkentätilanteita. Jos verkko ei ole sellaisenaan siirtokyvyltään riittävä, ideoidaan joukko verkkoratkaisuja, joiden riittävyttä tarkastellaan laskelmilla. 110 ja 220 kV verkon suunnittelussa riittävät useimmiten tehonjako- ja oikosulkuvirtalaskelmat. Erityistapauksissa tehdään dynamiikkalaskentaa, jolla pystytään arvioimaan verkon kulma- ja jännitestabiiliutta.

Tehonjakolaskelmia tehdään tulevaisuuden verkkomallilla tavallisesti 5, 10 ja 15 vuoden päähän nykyhetkestä. Tämän lisäksi arvioidaan mahdollisia kehitysuuntia vielä kauemmas tulevaisuuteen. Toisinaan kaukana tulevaisuudessa esiintyvät verkon kehittämistarpeet ohjaavat verkon suunnittelua ja rakentamista jo lähitulevaisuudessa. Esimerkiksi

asemien sijoittelu- ja johtoreittisuunnitelmassa tulee ottaa huomioon mahdolliset tulevaisuuden tilanteet ja tarpeet.

Suunnitelmien yhteydessä on huomioitava uusien sähköasemien ja voimajohtojen maankäyttötarpeet. Jos hankkeet eivät ole mahdollisia maankäytön kannalta, on kehitettävä uusi suunnitelma. Verkon investointeja ei kannata tehdä etupainotteisesti, jos ei ole erityistä syytä nopeuttaa aikataulua. Tällainen tarve voisi aiheutua esimerkiksi saatavilla olevista ajankohdista järjestää siirtokeskeytyksiä. Tulevaisuuden ennustaminen on erittäin vaikeaa ja tulee jatkuvasti haastavammaksi toimintaympäristön muuttuessa nopeasti. Mitä lähempänä tarvetta verkkosuunnitelma toteutetaan, sitä paremmin osataan tehdä juuri oikeanlainen investointi.

Todennäköisimmän tulevaisuuden tilanteen mukainen verkkosuunnitelma viedään Fingridin kantaverkon inves-

tointisuunnitelmaan. Toimintaympäristön muuttuessa ja suunnitelmien täsmennyessä verkkosuunnitelmia ja kehittämissuunnitelmaa päivitetään. Suunnitelmat käydään läpi asiakkaiden kanssa esimerkiksi yhteistyöpalaverissa ja verkon kehittämiseen liittyvissä webinaareissa.

Tuotannon ja kulutuksen liittäminen kantaverkkoon

Kantaverkkoyhtiöllä on Sähkömarkkina- laissa määritelty verkon kehittämis- ja liittämisvelvollisuus. Verkonhaltijan tulee pyynnöstä ja kohtuullista korvauksista vastaan liittää verkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpäikat ja sähköntuotantolaitokset omalla toiminta-alueellaan. Koska kantaverkon tulee aina täyttää sille asetetut käyttövarmuuskriteerit ja koko verkon on oltava lähtökohtaisesti yhtenäinen sähkökaupan tarjousalue, tulee ennen liittymän toteuttamista tehdä tarvittavat verkon vahvistustoimenpiteet. Näistä Fingrid päättää ennen liittymissopimuk-

sen solmimista. Käytännössä asiakkaiden liityntätarpeet ja muut tuotannon ja kulutuksen muutokset edellyttävät verkon jatkuvaa kehittämistä kokonaisuutena – ei vain liityntöjen osalta.

Fingridin liittymisehdot ja -prosessi on kuvattu Fingridin internetsivuilla. Liityntäpiste sovitaan yhteistyössä liittyjän ja Fingridin kesken. Pääperiaatteena on, että asiakas maksaa liittymästään kiinteän liittymismaksun ja Fingrid huolehtii kantaverkon muutoksista ja mahdollisesti tarvittavista verkkovahvistuksista. Liittymistapoja ovat sähköasemaliityntä ja voimajohtoliityntä.

Sähköasemaliitynnällä tarkoitetaan Fingridin sähköaseman 400, 220 tai 110 kV kytkinlaitokseen tehtävää liityntää. Sähkötehoaltaan yli 250 MVA liitynnät ovat mahdollisia vain 400 kV jännitetasossa. Sähköjärjestelmän käyttövarmuussyistä 400 ja 220 kV jännitetasoilla liityntä tapahtuu aina Fingridin sähköasemalla.

Suomessa kantaverkon voimajohdot ovat pitkiä ja kytkinlaitokset harvassa, johtuen maan pituudesta ja harvasta asukastiheydestä. Siksi liitynnät myös 110 kV voimajohtoon sallitaan, huomioiden voimajohdon käytettävissä oleva siirtokapasiteetti ja muut tekniset reunaehdot. Voimajohtoliitynnällä tarkoitetaan kiinteästi tai kytkinlaitteella kantaverkon 110 kV voimajohtoon liittyvää haarajohtoa tai sähköasemaa. Voimajohtoliityntään liitettävän muuntajan suurin sallittu nimellisteho on 40 MVA ja pienin sallittu oikosulkureaktanssi 48,0 ohmia. Kantaverkon voimajohdon siirtokapasiteetin salliessa samaan liittymispisteeseen voidaan kytkeä enintään 65 MVA muutokapasiteettia ja liityntää voidaan kuormittaa enintään 60 MW:iin asti. Erikseen määriteltyjen vaatimusten puitteissa voidaan käyttää myös yhtä korkeintaan 63/31,5/31,5 MVA kolmikäämimuuntajaa.

Huonona puolena voimajohtoliitynnässä on, että voimajohdon vikaantuessa kyseiseen voimajohtoon suoraan liittyneet asiakkaat kokevat aina toimituskeskeytyksen. Vikojen lisäksi myös huollot voivat aiheuttaa keskeytyksiä voimajohtoliityntöihin ja liittyyä on vastuussa korvaavan syötön järjestämisestä. Voimajohtoliitynnät pienentävät myös voimajohdon pääkäyttötarkoitukseen eli kantaverkon sähköasemien väliseen sähkönsiirtoon varattua siirtokapasiteettia ja voimajohdon käytettävyyttä.

Liittymissopimukseen kuuluvissa Fingridin yleisissä liittymisehdoissa (YLE) on määritelty sähköverkkoon liitettävien sähkölaitteistojen yleiset tekniset vaatimukset. Liittymisehdoilla varmistetaan liitettävien verkkojen tekninen yhteensopivuus sekä määritellään liityntää koskevat oikeudet, vastuut ja velvollisuudet.





Fingridin investointisuunnitelman muodostuminen

Kantaverkon investointisuunnitelmassa ylläpidetään suunnitelmaa kantaverkoon tehtävistä investoinneista. Investointisuunnitelma kattaa kantaverkon uus- ja korvausinvestoinnit seuraavalle kymmenelle vuodelle. Hankkeet päätyvät investointisuunnitelmaan verkkosuunnitelmissa ja kunnonhallintasuunnitelmissa määriteltyjen tarpeiden perusteella. Investointisuunnitelma on sen hetkinen paras arvio tulevista hankkeista ja siinä on määritelty investointihankkeiden laajuudet, aikataulut sekä arvioidut vuosittaiset kustannukset. Fingridin investointisuunnitelmaa arvioidaan ja päivitetään useamman kerran vuodessa. Jos toimintaympäristössä tapahtuu muutoksia, investointisuunnitelmaa päivitetään vastaamaan muuttunutta tilannetta.

Investointisuunnitelman avulla ennakoidaan muun muassa ulkoisten ja sisäisten

resurssien riittävyyttä sekä tehdään talouden suunnittelua. Investointisuunnitelma ei ole vielä investointipäätös, vaan päätös tehdään, kun hankkeen tarve on realisoitunut ja hankkeen toteutus alkamassa. Toimintaympäristön ollessa vaikeasti ennustettava, voi suuriakin muutoksia tapahtua nopeassa aikataulussa. Tämän vuoksi Fingridin investointisuunnitelman on oltava ketterä ja joustavasti päivittyvä. Lisäksi investointisuunnitelman ohella on selvityksessä joukko vaihtoehtoisia ratkaisuita, jotka tarvittaessa siirretään investointisuunnitelmaan.

Investointisuunnitelman raportointia ja päivitysprosessia on kehitetty ja kehitetään jatkuvasti, jotta tilannekuva olisi koko ajan paras mahdollinen ja helposti nähtävillä. Kehittämissuunnitelmassa esiteltävät investointihankkeet ovat yhden ajanhetken otos investointisuunnitelmasta.

07

Kehittämissuunnitelman lähtökohtia

Fingridin kantaverkko ja Suomen sähkönsiirtojärjestelmä

Fingridin tehtävä on turvata yhteiskunnassamme varma sähkö kaikissa tilanteissa ja edistää puhdasta, markkinaehtoista sähköjärjestelmää. Varma sähkö turvataan siirtämällä sähköä kantaverkossa, sähköjärjestelmän ”moottoritellä”, eli korkeajännitteisessä verkossa tuotantolaitoksilta teollisuudelle ja sähköyhtiöille. Maanlaajuinen kantaverkko on sähkönsiirron runkoverkko, johon ovat liittyneenä suuret sähköntuottajat, sähköintensiivinen teollisuus sekä sähkön jakeluverkot. Valtaosa Suomessa kulutetusta sähköstä siirretään kantaverkon kautta.

Sähköjärjestelmämme on osa yhteispohjoismaista sähköjärjestelmää Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan järjestelmien kanssa. Sähköä virtaa jatkuvasti maasta toiseen. Olemme kytkeytyneet myös Keski-Euroopan sähköjärjestelmään naapurimaiden kautta. Suomesta on siirtoyhteydet Ruotsin ja Norjan lisäksi myös Viroon. Rajasiirtoyhteyksillä voimme varmistaa käyttövarman sähkön myös suurimpien sähkönkulutushuippujen aikaan. Riittävät siirtoyhteydet turvaavat sähkömarkkinoiden toiminnan.



Kantaverkkoon kuuluvat 400 ja 220 kV sekä sähkönsiirron kannalta keskeisimmät 110 kV voimajohdot ja sähköasemat. Sähkömarkkinalain mukaan Fingridin on nimettävä ja julkaistava kantaverkkoonsa kuuluvat voimajohdot, sähköasemat ja muut laitteistot. Nimeäminen tehdään kunkin siirtopalvelujen hinnoittelua koskevan valvontajakson ajaksi, viimeistään yhdeksän kuukautta ennen valvontajakson alkamista. Fingridin sähkönsiirtoverkko on esitetty kuvassa 32 ja kuvassa 33 on esitetty verkko-omaisuus lukuina.

Fingridin vastuulla ovat kantaverkon kehittäminen, käyttö ja ylläpito sekä sähkömarkkinoiden edistäminen. Lisäksi tehtävänä on osallistua eurooppalaisen yhteistyöjärjestö ENTSO-E:n toimintaan ja tarkemmin eurooppalaisten verkko-sääntöjen laadintaan sekä rajat ylittävään verkkosuunnitteluun.



Kuva 32. Fingrid Oyj:n sähkönsiirtoverkko.

5,4 MRD € omaisuuden arvo*



2,8 MRD €
voimajohto-omaisuus

14,400 km voimajohtoa

45,600 voimajohtopylvästä

41,400 harustettua pylvästä
3,700 vapaasti seisovaa pylvästä
370 peltopylvästä

112,000 km johtimia

45,600 ha johtokatua

1,6 MRD €
sähköasemaomaisuus

121 sähköasemaa



95 muuntajaa

29,800 MVA muuntokapasiteettia



13 sarjakondensaattoria

1 rinnakkais-kondensaattori



24 GIS-laitosta
1 SF6 vapaa



1,400 katkaisijaa



3,800 erotinta



6,000 mittamuuntajaa



81 reaktoria

0,5 MRD €

varavoimaomaisuus

877 MW

0,5 MRD €

HVDC-omaisuus

3 asemaa

320 km kaapeleita

*Jälleenhankinta-arvo

Kuva 33. Fingridin verkko-omaisuus lukuina.

Kantaverkon elinkaaren hallinta

Kantaverkko muodostuu voimajohdoista ja sähköasemista, jotka puolestaan koostuvat monista erilaisista laitteista ja rakenneosista. Näillä osilla on erilaiset elinkaaret erilaisine huolto- ja kunnossapitotarpeineen sekä eripituiset eliniät, joiden päätyttyä ne viimeistään on korvattava uusilla. Kantaverkko-omaisuudesta vain tontit ja johtokatuja käyttäoikeudet ovat ikääntymätöntä omaisuutta.

Sähköasemalla on luontaisesti eri-ikäisiä laitteita ja rakenteita, sillä sähköasemia harvoin rakennetaan heti lopulliseen laajuuteen. Laajennuksille varataan tilaa ja niitä tehdään tarvittaessa, minkä vuoksi sähköaseman ikää on tarkasteltava laitteittain. Voimajohdon ikä on yksikäsitteisempi, vaikka sitäkin hämärtävät myöhemmin esimerkiksi johtimien vaihdot ja lisäykset. Voimajohto on yleisesti ottaen selvästi pitkäikäisempi

kuin sähköasema. Voimajohdon osien pitoaikaodotteet ovat 40 ja 80 vuoden välillä; lyhimät optisilla ukkojohtimilla (OPGW), pisimmät vapaasti seisovilla teräspylväillä. Asemalaitteiden pitoaikaodotteet ovat selvästi lyhyemmät, 30 ja 60 vuoden välillä. Seuraavissa taulukoissa on esitetty valvontamallin mukaiset verkonosien tekniset eliniät.

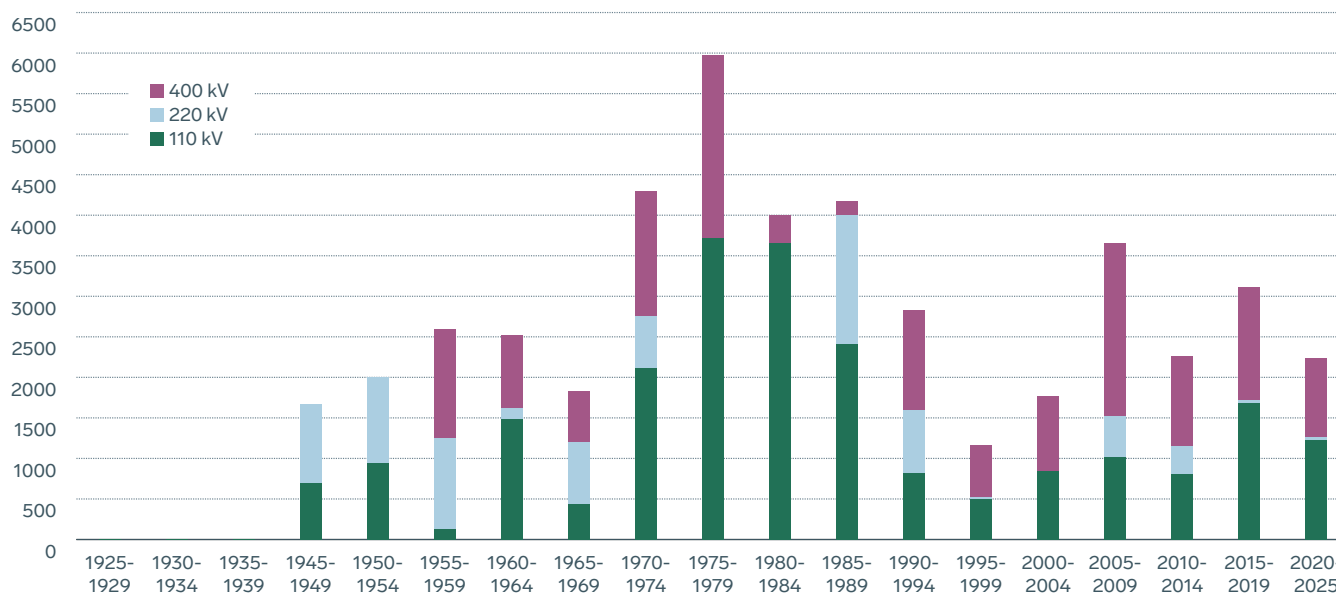
Muuntajat	60 v
Ylijännitesuojat	40 v
Katkaisijat	40 v
Kondensaattorit	40 v
Eroittimet	40 v
Öljyreaktorit	45 v
Mittamuuntajat	35 v
Kuivareaktorit	30 v

Suomen kantaverkko on saavuttanut nykyisen muotonsa yli 80 vuoden aikana. Vanhimmat käytössä olevat 110 kV voimajohdot on rakennettu 1940-luvulla. Suurin osa kantaverkon vanhimmista

osista on jo perusparannettu tai korvattu uusilla. läkkäitä voimajohtoja on kuitenkin vielä käytössä. Sähköasemilla sen sijaan vanhimmat laitekannat on jo kauan sitten korvattu uusilla. Tällä hetkellä kantaverkon keski-ikä on noin 26 vuotta. Johtojen keski-ikä on 31 vuotta, mikä on yli kymmenen vuotta suurempi kuin asemien suurjännitelaitteiden 18 vuoden keski-ikä. Johtojen kokonaispituudesta noin kuudennes on yli 50 vuoden ikäistä, kun asemalaitteista vain alle 5 prosenttia on yli 40 vuoden ikäistä.



Fingridin pylväiden ikäjakauma



Kuva 34. Kantaverkon voimajohtopylväiden ikäjakauma.

Laitteen elinkaaren lähestyessä loppuaan sen korvaaminen uudella pyritään tekemään oikea-aikaisesti, ennen kuin vaurioista ja lisääntyvistä vioista koituu haittaa. Oikeaan ajankohtaan vaikuttavat kunnan lisäksi monet muutkin seikat, kuten käyttökeskeytysten saaminen ja sopivat uusimiskokonaisuudet. Elinkaaria voidaan pidentää korjauksilla ja perusrannuksilla ja joskus korvausinvestointia voidaan myöhästyttää tietoisesti. Näin voidaan saada nopeimmin ikääntyvät verkon osat kestävämpään mielekkääseen uusimisajankohtaan asti. Lykkäämisestä johtuva verkon käyttövarmuuden vähäinen heikentyminen sallitaan, mutta käyttö- ja henkilöturvallisuuden tasosta ei tingitä.

Kaikki verkon laitteet eivät yllä normaaliin elinkaareen kunnossapidosta huolimatta ja joskus huonoja yksilöitä ja laitetyppejä joudutaan uusimaan ennen aikaisesti.

Ulkoisista syistä tai vioissa vaurioituneet laitteet täytyy korvata välittömästi ja kuormitettavuudeltaan riittämättömäksi jääneet verkon osat korvataan vahvemmalla verkolla. Vanha laite voidaan korvata uudella myös uuden laitteen ylivertaisten teknisten ominaisuuksien tai häviöiden pienentämisen takia. Tarpeettomaksi käynyt laite tai verkon osa voidaan siirtää uuteen paikkaan tai poistaa käytöstä. Myös turvallisuus- ja ympäristösyistä voidaan tehdä ennen-aikaisia korvausinvestointeja.

Elinkaarien optimoinnissa tärkeä työkalu on laitteiden historiatiedot sisältävä, kattava ja ajantasainen omaisuudenhallintajärjestelmä. Sen avulla voidaan elinkaarien suunnittelussa ottaa huomioon kaikki hankinnassa, käytössä, tarkastuksissa ja kunnossapidossa syntyneet tiedot. Lisää päätöksenteossa tarvittavaa taustatietoa tuo verkkoyh-

tiöiden kansainvälinen yhteistyö, jonka ansiosta saadaan muun muassa muutoin hitaasti kertyvää kokemusperäistä tietoa laitteiden käytöstä ja vikaantumisista. Kantaverkon käyttövarmuus pyritään pitämään hyvällä tasolla ikääntymisestä huolimatta. Ikääntyvän verkon saneeraus-, korjaus- ja korvausinvestointien ajoittamispäätökset ovat keskeisen tärkeitä kantaverkko-omaisuuden kustannustehokkaassa ja laadukkaassa hallinnassa. Kuntoselvityksillä ja muilla tavoin kerätyt kantaverkon kunnossapito- ja perusparannustarpeet kerätään verkko-omaisuuden hallintajärjestelmään ja näistä tarpeista muodostetaan toteutettavia kokonaisuuksia, jotka toteutetaan parantavana kunnossapitona tai erillisenä isompana perusparannushankkeena. Kantaverkon investointisuunnitelman ylläpidon tärkeänä osana onkin kunnonhallinnan ja verkkosuunnittelun tiivis yhteistyö.

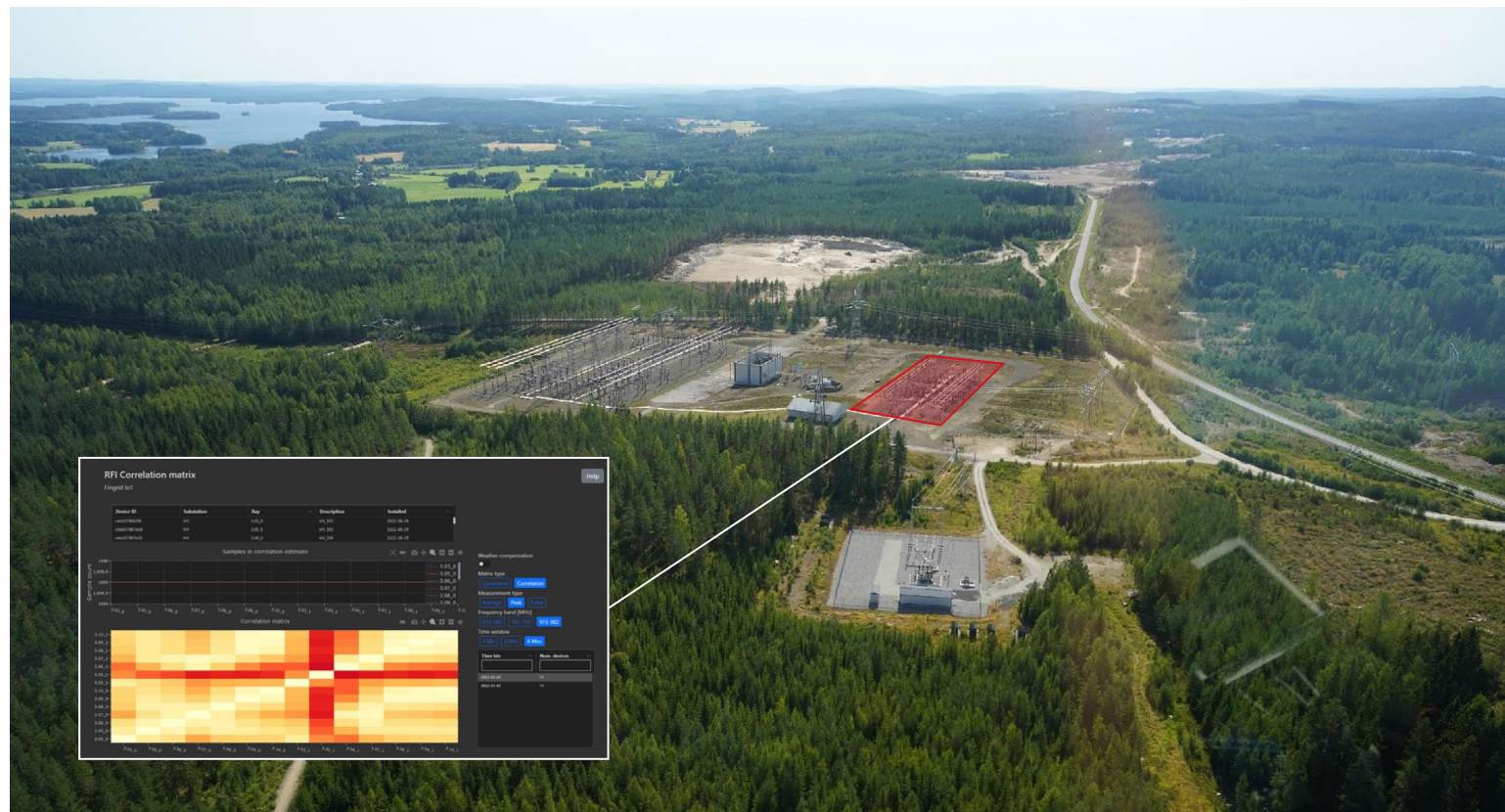
Uudet kunnonvalvonnan teknologiat

Uusien digitaalisten kunnonvalvontaratkaisujen avulla voidaan uudella tavalla ennakoida vikojen kehittymisen seurantaa ja esimerkiksi huurrekuormien tunnistusta. Näin voidaan parantaa näkyvyyttä laitteiden ja omaisuuden kuntoon. Uusi tekniikka vähentää kunnossapitotöistä ja vioista aiheutuvia keskeytyshaittoja sekä kohdentaa kunnossapitotyöt tarkemmin tarpeellisesti. Näin pystytään entisestään parantamaan kustannustehokkuutta. Digitaalisen kunnonvalvonnan tavoitteena on lisätä näkyvyyttä erityisesti sähköasemalaitteiden kuntoon ja tätä kautta parantaa käyttövarmuutta sekä riskienhallintaa. Digitaalisen kunnonvalvonnan avulla toiminta muuttuu aikaperusteisesta enemmän tarpeelliseksi. Kunnonvalvontaratkaisuja on kehitetty tuloksellisesti esimerkiksi

innovaatiokilpailujen avulla toimittajakumppaneiden kanssa.

Vuosina 2021 ja 2022 otettiin käyttöön digitaalisten kunnonvalvontajärjestelmien ensimmäisiä versioita, joita voidaan hyödyntää kytkinlaitteiden ja virta- muuntajien kunnonvalvonnassa. Näiden sähköaseman primäärilaitteisiin liittyvien valvontajärjestelmien käyttöönottoja jatketaan tulevana vuosina. Tavoitteena on, että ne ovat laajasti käytössä kantaverkon omaisuuden valvonnassa vuonna 2025. Digitaalisten valvontajärjestelmien alusta mahdollistaa myös jo olemassa olevien valvontaratkaisujen tehokkaamman hyödyntämisen ja uusien valvontaratkaisujen kehittämisen tukemaan kunnossapitotoimintaa. Digitaalisen kunnonvalvonnan kehitystyön edistämiseksi yhteistyömahdollisuuksien selvittämistä jatketaan muiden tähän soveltuvien kantaverkkoyhtiöiden kanssa.

Perinteisen, paikan päällä tehtävän visuaalisen kuntotarkastuksen rinnalle, on nousemassa miehittämättömien ilma-alusten, eli dronien hyödyntäminen verkon kuntotarkastuksissa. Droneilla saadaan tuotettua tarkkaa lähikuvaa esimerkiksi korkeiden pylvärakenteiden erikoistarkastuksissa sekä hankalasti maasta havainnoitavien sähköasemalaitteiden yläpuolelta. Tulevaisuudessa laajempiin kuva-aineistoihin voidaan hyödyntää automaattista kuvantunnistusta, joka pystyy havaitsemaan selkeät kunnossapitoa vaativat kohteet. Dronoja hyödynnetään myös kunnossapitotöiden laadunvarmistukseen, erityisesti vaikeakulkuisissa maaston kohdissa.



Kuva 35. Digitaalisilla kunnonvalvontajärjestelmillä voidaan havaita poikkeamia sähköasemalaitteissa. Kuvassa Vihtavuoren sähköasema Laukaalla.

Vastuullisuus ja ympäristön huomioiminen

Fingrid on yhteiskunnallisesti merkittävässä tehtävässään sitoutunut vastuullisiin ja eettisiin toimintatapoihin kestävän kehityksen edistämiseksi. Fingrid huolehtii ilmasto- ja ympäristövastuusta, sosiaalisesta vastuusta sekä hyvästä hallintotavasta ESG-mallin mukaisesti (Environment, Social, Governance). Fingrid edistää liiketoiminnallaan erityisesti Yhdistyneiden kansakuntien kestävän kehityksen ilmastotekoihin, energiaan ja infrastruktuuriin liittyviä globaaleja SDG-tavoitteita (Sustainable Development Goals).

Fingrid luo liiketoiminnallaan merkittävää yhteistä arvoa niin asiakkailleen, henkilöstölleen, sopimuskuppaneilleen, omistajilleen kuin koko suomalaiselle yhteiskunnalle. Fingridin perustehtävä

sekä riittävän ja luotettavan sähköinfrastruktuurin arvo näkyy jokaiselle suomalaiselle varmana sähkön saantina, mikä ei ole kaikkialla maailmassa itsestään selvää. Yhteiskunnallinen arvo näkyy Suomen kilpailukyvyssä, kun yhtiö mahdollistaa investointeja Suomeen pitäen samalla kantaverkkohinnoittelun edullisena vertailumaihin nähden. Fingridin suomalaisille omistajilleen maksamat osingot ja verot palautuvat takaisin suomalaisen yhteiskunnan hyvinvoinnin rakentamiseen. Oman henkilöstön lisäksi arvo välittyy lukuisissa hankkeissa työllistyville palvelutoimittajille. Arvoa luodaan myös ilmastotavoitteiden saavuttamiseksi rakentamalla puhtaan sähkön tarvitsema vahva kantaverkko ja toimivat sähkömarkkinat. Fingrid raportoi laajemmin yritys vastuusta yhtiön verkkosivuilla ja vuosikertomuksessa.



Fingridin luoma arvo vuonna 2022

ARVON MUODOSTUMINEN

- › Fingridin valtakunnallinen kantaverkko luo alustan puhtaalle sähköjärjestelmälle. Noin 500 kilometriä uusia kantaverkon voimajohtoja ja 16 uutta tai laajennettua sähköasemaa.
- › Sähkönsiirron toimitusvarmuus 99,99993 %.
- › Kantaverkkoon liitettiin 1 940 megawattia tuulivoimaa, mikä aikaansaa tulevaisuudessa vuosittain epäsuorasti 357 000 hiilidioksidiekvivalenttitonnia päästövähennyksen. Rajasiirtoyhteyksien luotettavuus 98,6 %.
- › Euroopan kustannustehokkaimpia sähkömarkkinoiden valvontaviranomaisten vertailussa. Toiseksi edullisin hinnoittelu ENTSO-E:n eurooppalaisessa hintatasovertailussa. Asiakkaat kokevat Fingridin toimivan koko yhteiskunnan hyväksi (4,4/5).
- › Henkilöstö kokee työnsä merkitykselliseksi ja on valmis suosittelemaan työnantajaansa (eNPS 72). Työtapaturmataajuus 5,4. Sairauspoissaolot 1,5 %. Koulutusta keskimäärin 5 päivää/työntekijä.
- › Suomen suurimpia yhteisöveronmaksajia (47 M€). Korvaukset rahoittajille ja osakkeenomistajille 150 M€.
- › Investoinnit kantaverkkoon noin 250 M€. Oman henkilöstön työvuosia 447 ja palvelutoimittajien 642.
- › Suorat hiilidioksidipäästöt sekä sähkön kulutuksesta ja häviöistä johtuvat epäsuorat päästöt yhteensä 106 000 hiilidioksidiekvivalenttitonnia (scope 1 ja 2). Jätteistä 99 % hyötykäyttöön ja 82 % kierrätykseen.

01 VOIMAVARAT

02 LIIKETOIMINTAPROSESSI

03 VAIKUTUKSET

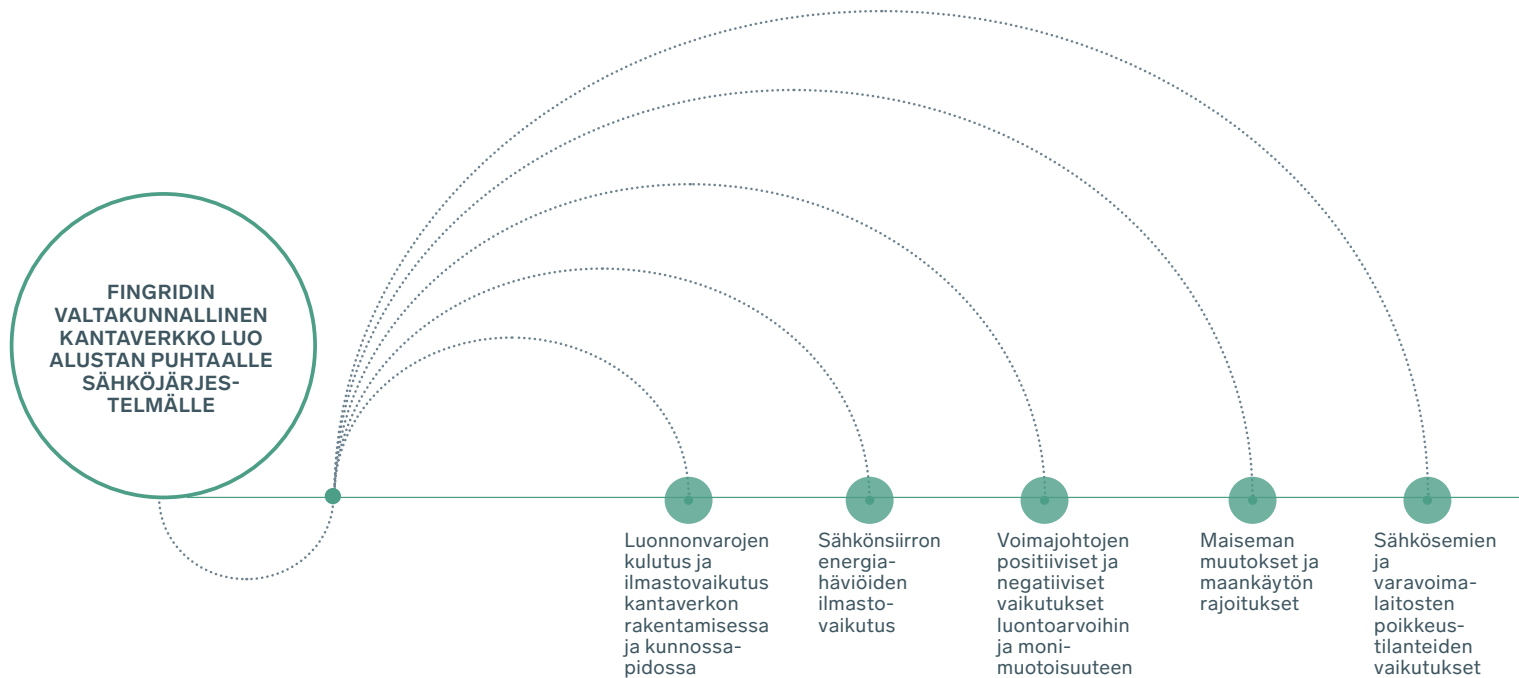
04 ARVON MUODOSTUMINEN

Fingrid edistää osaltaan erityisesti näitä YK:n kestävän kehityksen tavoitteita



Kuva 36. Fingridin luoma arvo vuonna 2022.

Fingridin merkittävimmät ympäristönäkökohdat



Kuva 37. Fingridin merkittävimmät ympäristönäkökohdat.

Maanomistajien huomioiminen sekä voimajohtojen suunnittelu ja luvittaminen

Vuorovaikutus voimajohtoalueen maanomistajien ja kantaverkon voimajohtojen läheisyydessä asuvien kanssa on Fingridille tärkeää. Yhteydenpito alkaa jo, kun suunnitellaan alustavia voimajohtoreittejä, arvioidaan ympäristövaikutuksia sekä selvitetään niiden lieventämismahdollisuuksia. Maanomistajille suunnattu viestintä on aktiivista ja Fingrid kehittää toimintatapojaan jatkuvasti palautteen avulla.

Haitallisten ympäristövaikutusten ehkäisy ja lieventäminen alkaa voimajohtohankkeessa johtoreittien suunnittelusta. Reittisuunnittelussa tukeudutaan maankäyttö- ja rakennuslain valtakunnallisten alueidenkäyttötavoitteiden mukaisesti ensisijaisesti nykyisiin voimajohtoihin. Kokonaan uuteen maastoon sijoittuvien voimajohtoreittien suunnittelussa hae-

taan ratkaisuja asutuksen ja arvokkaiden luonto- ja muiden ympäristökohteiden välittömän läheisyyden välttämiseksi. Reittivaihtoehdot suunnitellaan peruskarttatasolla ottaen huomioon ympäristöhallinnon tuottama paikkatietoaineisto. Tällöin huomioidaan myös alueen maankäytön suunnitelmat ja muut alueen hankkeet.

Merkittävässä 400 kilovoltin voimajohtohankkeissa luontovaikutukset ja niiden lieventämismahdollisuudet selvitetään lainsäädännön edellyttämässä ympäristövaikutusten arviointimenettelyssä (YVA). YVA-menettelyn myötä maanomistajat ja muut sidosryhmät saavat tietoa sekä voivat vaikuttaa hankkeeseen. Osallistamisella on suuri merkitys siinä, että voimajohto onnistutaan sovittamaan ympäristöönsä eri näkökulmat ja sidosryhmät huomioon ottaen. YVA-menettelyissä Fingrid on jatkanut lähialueen asukkaiden tiedot-



tamista lakisääteisiä käytäntöjä laajemmin maanomistajakirjein ja tarvittaessa viranomaistiedottamista täydentävin paikallislehti-ilmoituksin.

Johtoreitit tarkentuvat maastokäyntien ja YVA-menettelyn yhteydessä, joissa tunnistetaan ja arvioidaan ympäristövaikutuksia tarkemmin. Kun YVA-selostus on valmistunut ja yhteysviranomaisen on antanut siitä perustellun päätelmänsä, Fingrid valitsee toteutettavan johtoreitin ympäristövaikutusten ja saadun palautteen sekä teknistaloudellisten lähtökohtien perusteella.

Vaikutuksiltaan vähäisemmissä 110 kilovoltin hankkeissa tehdään ympäristöselvitys. Selvitysten tuottaman tiedon avulla lievennetään vaikutuksia ja varmistetaan kohteiden arvojen säilyminen hankkeen jatkosuunnittelussa sekä rakentamisessa.

Lopullinen johtoreitti suunnitellaan YVA-menettelyä tai ympäristöselvitystä seuraavassa yleissuunnitteluvaiheessa maastotutkimusten perusteella. Suunnittelussa hyödynnetään kaukokartoitusaineistoa (ilmakuvaus ja laserkeilaus), jota tarkistetaan tarvittavin maastokäynnein esimerkiksi risteävien johtojen, teiden ja rakennusten kohdalla. Aineiston perusteella suunnitellaan voimajohtopylväiden sijoittuminen ja tehdään tarvittavat pylväspaikkojen maaperätutkimukset perustusolosuhteiden määrittämiseksi. Maanomistajia informoidaan suunnitteluratkaisusta heidän kiinteistöllään ja pääosassa hankkeita heidän kanssaan pyritään yleissuunnitteluvaiheessa tekemään sopimus, jolla sovitaan voimajohdon sijoittamisesta heidän kiinteistölleen.

Yleissuunnittelun valmistuttua Fingrid hakee valtioneuvostolta, tai vähäisemmissä hankkeissa Maanmittauslaitokselta, lunastuslupaa käyttöoikeuden perus-

tamiseksi ja vastaavasti maanomistajan käyttöoikeuksien supistamiseksi voimajohdon johtoalueella. Käyttöoikeuden perustaminen tarkoittaa, että Fingridille perustetaan pysyvä oikeus voimajohdon rakentamista, ylläpitoa ja uusimista varten.

Lunastusluvan myöntämisen jälkeen tulee Maanmittauslaitoksessa vireille lunastustoimitus, jonka suorittaa riippumaton lunastustoimikunta. Lunastustoimituksen alkukokouksessa tehdyn ennakkohaltuunottoa koskevan päätöksen jälkeen voimajohdon rakentaminen voidaan aloittaa. Lunastustoimituksessa tehtyjen päätösten nojalla saatetaan voimaan johtoalueen käyttöoikeuden supistuksen edellyttämät rajoitukset ja oikeudet johdon rakentamiseksi, käyttämiseksi ja kunnossapitämiseksi sekä määrätään korvaukset taloudellisista menetyksistä. Käyttöoikeuden pysyvä lunastus tarkoittaa esimerkiksi metsämaalla sitä, että metsätalousme-



netykset korvataan vastaavalla tavalla, kuin ne korvattaisiin omistusoikeuden lunastuksessa. Maapohjan ja puuston omistus jää maanomistajalle



Rakentamisen seurauksena maksettavat korvaukset

Suomen perustuslain 15 §:n mukaisesti jokaisen omaisuus on turvattu. Omaisuuden pakkolunastuksesta yleiseen tarpeeseen täyttä korvausta vastaan säädetään lailla. Kantaverkon voimajohtohankkeisiin sovelletaan kiinteän omaisuuden ja erityisten oikeuksien lunastuksesta annettua lakia (603/1977), jonka perusteella lunastettavan omaisuuden omistajan tulee saada täysi korvaus hankkeesta aiheutuvista taloudellisista menetyksistä. Korvaukset määrätään omaisuuden käyvän hinnan mukaan. Mikäli se ei vastaa luovuttajan täyttä menetystä, arviointi perustuu omaisuuden tuottoon tai siihen pantuihin kustannuksiin.

Lunastuskorvaus muodostuu kohteen-, haitan- ja vahingonkorvauksesta:

- Kohteenkorvausta määrätään muun muassa johtoalueen maapohjasta, pylväsaloista, erikoistapauksessa puustosta ja rakennuksista.
- Haitankorvausta määrätään muun muassa pylväshaitasta, kulkuhaitasta ja tilusten pirstoutumisesta.
- Vahingonkorvausta määrätään ennenaikaisesta hakkuusta, taimikon menetyksestä, tuulenkaadoista ja sadonmenetyksestä.

Kantaverkon turvallisuus

Kantaverkon rakenne täyttää sähköturvallisuusvaatimukset ja -etäisyydet. Työterveys ja -turvallisuus ovat etusijalla kaikessa Fingridin toiminnassa. Yhtiölle on tärkeää, että jokainen työntekijä sekä Fingridin työmailla työskentelevät palvelutoimittajien työntekijät pääsevät kotiin turvallisesti ja terveinä. Työturvallisuuden lisäksi Fingridille on tärkeää, ettei kantaverkosta aiheudu vaaraa muille ihmisille tai sähköjärjestelmän toimivuudelle.

Voimajohtojen turvallisuus taataan huolellisella ja ennakoivalla kunnossapidolla. Voimajohtoille tehdään säännönmukaisesti rakenteiden ja voimajohtoalueen tarkastuksia. Voimajohtojen aluskasvillisuus raivataan säännöllisesti. Reunametsien puuston pituudesta huolehditaan latvojen helikopterisauhauksella ja hakkuilla siten, etteivät puut kaatuessaan ylety voima-

johtoihin. Tarkastuksissa havaitut viat korjataan ennakoiden, ennen kuin ne aiheuttavat sähkönsiirron keskeytymisen tai vaaraa voimajohtojen ympäristössä. Vuonna 2022 tarkastuksia tehtiin noin 5 100 johtokilometrille. Johtoaukeaa raivattiin noin 5 000 hehtaaria ja reunametsien puustoa kaadettiin noin 111 000 kuutiometriä. Toimenpiteisiin liittyen oltiin yhteydessä yli 11 500 maanomistajaan. Näillä toimenpiteillä voimajohtot pysyvät käyttövarmoina ja ennen kaikkea turvallisina ympäristölleen.

Työskentelyä ja muuta toimintaa sähköverkon läheisyydessä ohjeistetaan säännöllisesti. Fingrid osallistuu aktiivisesti maankäytön suunnitteluun kuntien ja maakuntaliittojen kanssa, varmistaakseen turvallisuuden ja kantaverkon maankäyttövaraukset. Sähkö- ja magneettikentät huolestuttavat ihmisiä voimajohtojen läheisyydessä. Sähkö- ja magneettikenttiä esiintyy kaikkialla, ja

voimajohtot ovat yksi kenttien lähteistä. Sosiaali- ja terveysministeriön määrittelemät väestön altistumisen raja-arvot eivät ylity voimajohtojen läheisyydessä. Vuonna 2023 Fingrid on julkaissut edelleen ulkopuolisen asiantuntijatahon kanssa tilannekatsauksia sähkö- ja magneettikenttiin liittyvistä lääketieteellis-painotteisista tutkimuksista maailmalla. Aiemmasta poikkeavaa näyttöä terveysvaikutuksista ei ole todettu.

Sähkönsiirtojärjestelmän teknologiset valinnat

Seuraavissa kappaleissa esitellään Fingridin käytössä olevia teknologisia perusratkaisuja. Lisäksi käydään läpi muutamia ajankohtaisia teknologioita, joilla nähdään olevan hyötyjä muuttuvassa toimintaympäristössä.



Kantaverkon perusratkaisut

Sähkönsiirtotekniikan perusratkaisut ovat pysyneet muuttumattomina vuosikymmeniä, eikä näköpiirissä ole tekniikoita, jotka tulisivat muuttamaan peruseräaatteita. Kantaverkossa käytetään suuria jännitetasoja pitkien siirtoetäisyyksien vuoksi ja suurilla siirtotehoilla sähkönsiirrossa syntyvien häviöiden pienentämiseksi. Suomen kantaverkko perustuu avojohtoihin ja vaihtosähköön. Fingridin omistamassa kantaverkossa sähkönsiirto tapahtuu 400, 220 ja 110 kV jännitetasoilla. Jännitetasojen välillä sähköä siirretään muuntajien kautta. Fingridillä käytössä olevien 400/220 ja 400/110 kV muuntajien teho on tyypillisesti 400 MVA ja 220/110 kV muuntajien teho 100–250 MVA. Nyt rakennettavien voimajohtojen voidaan odottaa olevan käytössä vähintään 60–80 vuotta.

Itämeren rajasiirtoyhteydet Suomesta Ruotsiin ja Viroon on toteutettu tasa-

sähköteknologialla, joka mahdollistaa pitkienkin kaapeliyhteyksien rakentamisen. Haittapuolina tasasähköyhteyksissä on kuitenkin erittäin korkeat rakentamiskustannukset sekä monimutkaisemmasta tekniikasta johtuva heikompi käyttövarmuus. Lisäksi väliasemien lisääminen tasasähköyhteyksiin on teknisesti hankalaa ja kallista. Näiden syiden vuoksi tasasähköyhteydet eivät sovellu laajemmin käytettäväksi Suomen sisäisessä kantaverkossa.

Sähköasemien perusrakenteet:

Sähköasemien avulla kantaverkkoon voidaan liittää sähkön tuottajia tai suuria yksittäisiä kuluttajia. Sähköasemat voivat olla muuntoasemia, jotka yhdistävät eri jännitetasojen voimajohtoja, tai pelkkiä kytkinlaitoksia, jotka yhdistävät saman jännitetasojen voimajohtoja toisiinsa. Sähköasemia tarvitaan sekä sähkönsiirron mahdollistamiseen, että kytkentätöiden toteuttamiseen, kuten vikatapauksissa vian

rajaamiseen. Sähköasemien suojausjärjestelmät tunnistavat voimajohtojen olevat viat ja lähettävät sähköasemien kytkinlaitteille automaattisesti irtikytkentäohjaukset. Lisäksi sähköasemilla voi olla esimerkiksi kompensointilaitteita, joilla lisätään voimajohtojen sähkönsiirtokykyä ja pienennetään sähkönsiirrossa tapahtuvia energiahäviöitä.

Sähköasemien perusratkaisuna käytetään ilmaeristeistä avokytkinlaitosta. Tapauskohtaisesti käytetään myös kaasueristeisiä sisäkytkinlaitoksia. Kaasueristeinen kytkinlaitos on huomattavasti avokytkinlaitosta pienempi, jolloin se on käyttökelpoinen ratkaisu esimerkiksi ahtaalla kaupunkialueella tai silloin, kun tilaa on muuten niukasti. 110 kV jännitetasolla perusratkaisuna käytetään kaksoiskisko-apukisko- ja kisko-apukisko-järjestelmiä. 400 kV jännitetasolla perusratkaisuna on kaksoiskatkaisijajärjestelmä eli duplex-

järjestelmä, jossa suurin osa laitteista on kahdennettu ja esimerkiksi kiskovika ei aiheuta keskeytystä asemalle liittyneillä voimajohtojen avulla. 220 kV jännitetasolla sähköasemien ratkaisu määritetään tapauskohtaisesti, mutta tyypillisin ratkaisu avokytkinlaitoksilla on kaksoiskisko-apukisko-järjestelmä.

Voimajohtojen perusrakenteet:

Kantaverkossa käytetään voimajohtojen perusratkaisuna ilmajohtoja. Tietyissä poikkeustapauksissa käytetään myös maakaapelointia, jos ilmajohtojen rakentaminen on maankäytöllisten rajoitusten takia mahdotonta ja siirtoetäisyys on riittävän lyhyt. Esimerkiksi pääkaupunkiseudulla on rakenteilla uusi 400 kV maakaapeliyhteys. Lisäksi kaasueristeisiin kytkinlaitoksiin liitytään lyhyillä kaapeliosuuksilla.

Kantaverkon voimajohtoja käytetään 110, 220 ja 400 kV jännitetasoilla. Jän-

nitetasot vaikuttavat myös käytettävään pylväsrakenteeseen, korkeamman jännitteen vaatiessa suuremmat ilmävälit ja turvaetäisyydet, ja tätä kautta vahvemman mekaanisen kestävyuden.

Fingrid on kehittänyt perusratkaisuna kantaverkon tarpeet täyttävät niin sanottu tyypipylväät. Uusia pylväsrakenteita suunnitellaan tarpeen mukaan lisää ja tyypipylväitä kehitetään myös standardien ja muiden tarpeiden muuttuessa. Pylväsrakenteiden kehittämisessä on pyritty nopeuttamaan hankkeen suunnittelua ja yhdenmukaistamaan laatua. Tyypipylväiden myötä varsinkin uusien ja ulkomaalaisten urakoitsijoiden on helpompi ja nopeampi lähteä suunnittelemaan uutta voimajohtoa Fingridin tarpeisiin. Tyypirakenteita (pylväät ja perustukset) pyritään käyttämään aina, kun se on mahdollista.

Voimajohtopylväät jaotellaan niiden rakenteen ja toiminnallisuuden mukaan.

Kantaverkossa käytetään perusratkaisuna harustettuja-, vapaasti seisovia- ja peltopylväitä. Pylväät on jaoteltu kuvassa 38. Suurin osa kantaverkon pylväistä on harustettuja teräspylväitä, joissa harukset siirtävät rakenteeseen kohdistuvat vaakavoimat perustuksiin siten, että pylväsjalkaa ja perustusta rasittavat vain pystykuormat. Kaikkien uusien voimajohtojen pylväät ovat kuumasinkittyä terästä, mutta vanhempien 110 kV voimajohtojen osalta on käytössä paljon myös puupylväitä. Harustetun pylvään jalat ja orsi voivat olla joko teräsputkea tai ristikkorakennetta.

Vapaasti seisovia pylväitä käytetään voimajohtojen käännyksissä, kirituspylväinä, kahden virtapiirin pylväinä ja silloin, kun johtoalueen leveys on rajoitettu. Näillä pylväillä vaakavoimat siirtyvät rungon kautta perustuksiin ja aiheuttavat sekä pylväeseen että perustuksiin suuren voiman. Perusrakenne onkin harustettuja pylväitä huomatta-

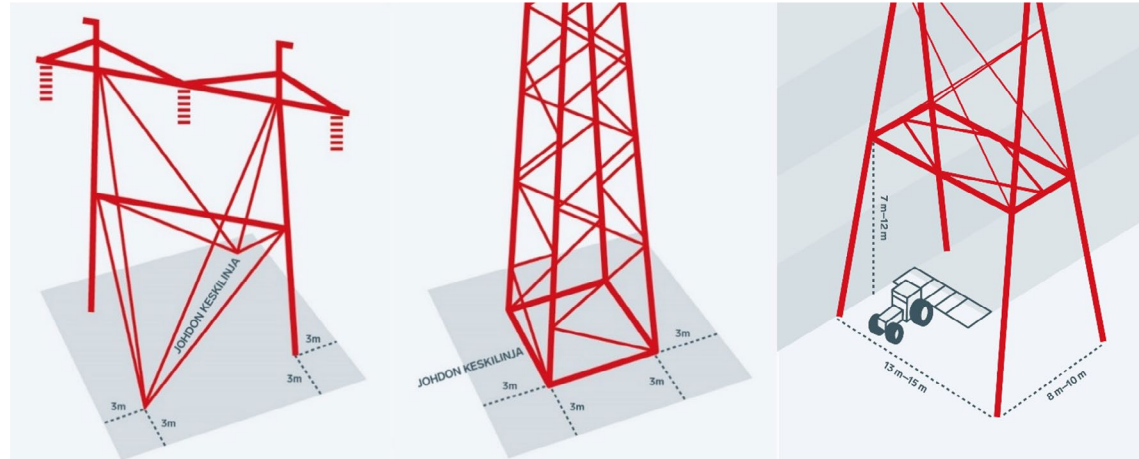
vasti järeämpi. Vapaasti seisovat pylväät ovat lähes poikkeuksetta terästä. Peltopylväillä tarkoitetaan nimensä mukaisesti pelloilla käytettävää pylvästyyppeä. Peltopylväs on Fingridin kehittämä voimajohtopylväsmalli, jonka suunnittelussa on pyritty vähentämään maanviljelylle aiheutuvia haittoja. Nykyisin peltopylväitä käytetään 400 kV jännitetasolla ja 400+110 kV yhteispylväsrakenteella. 110 kV jännitetaso perusratkaisuna peltoalueilla käytetään vapaasti seisovia pylväitä.

Yhteispylväsrakenteella, eli sijoittamalla samaan pylväeseen useita voimajohtoja, voidaan kaventaa tarvittavaa johtoaluetta, tai rakentaa uusi voimajohto nykyisen voimajohtoon paikalle. Yhteispylväsrakenteena käytetään yleisimmin harustettua 400 ja 110 kV portaalipyvästä, jossa alempijännitteinen voimajohto sijoitetaan pylvään väliorteen. Myös 110 kV yhteispylväiden rakentaminen on lisääntynyt viime aikoina.



Yhteispylväsrakentamisella voidaan vähentää uudesta voimajohtoreitistä aiheutuvia maankäytöllisiä haittoja. Pylväsrakenteeseen liittyy myös haasteita, esimerkiksi huolto- ja kunnossapitotyöt edellyttävät useimmiten molempien virtapiirien kytkemistä jännitteettömäksi.

Yhteispylväsrakentamista on pyritty tähän asti välttämään 400 kV jännitetasolla. Kaksinkertaisten 400 kV voimajohtojen siirrot ovat suuria ja vikatilanteessa vaikutukset käyttövarmuuteen voivat olla merkittäviä. Yhteispylväsrakennetta on käytetty kohteissa, joissa ei ole muuta teknistä mahdollisuutta olemassa, tai kohteissa, joissa sen käyttö katsotaan olevan esimerkiksi merkittävistä ympäristöllisistä syistä perusteltua. Tulevaisuuden kasvavia siirtotarpeita varten Fingrid on selvittämässä mahdollisuutta 400 kV yhteispylväiden käytön lisäämiseksi.



Kuva 38. Kuvassa vasemmalta oikealle: harustettu pylväs, vapaasti seisova pylväs sekä peltopylväs.

Verkon siirtokykyä ja vakautta edistävät ratkaisut

Kantaverkossa termistä siirtokapasiteettia rajoittaa virtalämpöhäviöistä johtuva lämpeneminen. Suomessa sähköä siirretään pitkiä matkoja, esimerkiksi Pohjois-Suomen tuotantolaitoksilta Etelä-Suomen kulutuskeskittymiin. Pitkillä siirtojohtoilla tapahtuva sähkön siirto johtaa usein tilanteeseen, jossa verkon siirtokapasiteettia rajoittaa termisen kapasiteetin lisäksi myös järjestelmätekniset ilmiöt. Näitä ovat esimerkiksi verkon vikojen jälkeinen voimalaitosten tehoheilahtelujen vaimeneminen ja verkon jännitestabiilius.

Suomen kantaverkossa verkon siirtokykyä on saatu kustannustehokkaasti kasvatettua sarjakondensaattoreilla, joilla kompensoidaan osa johdon induktiivisesta reaktanssista. Sarjakompensoinnin voidaan ajatella lyhentävän verkon sähköistä pituutta, jonka vuoksi sarjakom-

pensointi parantaa sekä voimalaitosten tehoheilahtelujen vaimenemista, että jännitestabiiliutta. Sarjakompensointia käytetään Pohjois- ja Etelä-Suomen sekä Suomen ja Ruotsin välisillä pitkillä 400 kV siirtoyhteyksillä.

Keski-Suomen poikkileikkauksen eteläpuolinen kantaverkko on voimakkaasti silmukoitu ja johtopituudet ovat lyhyitä, jolloin sarjakompensointi ei ole toteutuskelpoinen vaihtoehto. Suuren tuulivoimatuotannon aikaan verkon pohjois-eteläsuuntainen siirto saattaa kasvaa voimakkaasti, jonka seurauksena jännitteet laskevat Keski- ja Etelä-Suomen sarjakompensoimattomilla osuuksilla. Tällöin pohjois-eteläsuuntaista siirtokykyä on mahdollista kasvattaa rinnakkaiskompensoinnilla. Fingrid on valinnut rinnakkaiskompensointiratkaisuksi mekaanisesti kytkettävät kondensaattoriparistot hajautettuna useille sähköasemille. Kondensaattoriparistot

kytketään muuntajan 21 kV tertiäärikiskoon, jonka ansiosta kompensointi voidaan toteuttaa kustannustehokkaasti. Aiemmin tertiäärikiskoja on käytetty kompensointiin vain induktiivisella puolella, mutta kondensaattoriparistojen myötä tertiäärin kapasitiivinen puoli saadaan myös hyödynnettyä.

Mekaanisesti ohjattavan rinnakkaiskompensoinnin lisäksi Kangasalan sähköasemalla on käytössä dynaamisesti ohjattava loistehon kompensointijärjestelmä (SVC), joka parantaa sekä tehoheilahtelujen vaimentumista, että jännitestabiiliutta. Isojen voimalaitosten lisästabilointijärjestelmät mahdollistavat niin ikään suuremmat siirtotehot kantaverkossa. Lapissa on otettu ensimmäisenä maailmassa käyttöön myös tuulipuiston Power Oscillation Damping (POD) säätöjärjestelmä, joka pystyy tehokkaasti vaimentamaan verkossa esiintyviä tehoheilahduksia. Ratkaisu

mahdollistaa huomattavasti suurempien tuotantomäärien liittäminen verkkoon.

Uusimpana verkon vakautta ja liitettävyyttä parantavana ratkaisuna Fingrid on ottamassa Jylkän sähköasemalla käyttöön synkronikompensointorin, eli käytännössä ison tahtikoneen ilman energianlähdettä. Ratkaisulla varmistetaan länsirannikolle voimakkaasti keskittyneen tuulivoiman toimintaa ja parannetaan kantaverkon käyttövarmuutta alueella. Synkronikompensointorin käyttöön otetaan lisäksi taajuuksien suuntaajille mahdollisuuden toimia stabiilisti erilaisissa käyttötilanteissa. Fingrid tutkii tarvetta lisätä synkronikompensointoreita tai dynaamisia loistehokompensointoreita (STATCOM) myös muiden tuulivoima- ja aurinkovoimakas- kitymisen läheisille asemille, tukemaan suuntaajien stabiiliutta.

Dynaamisen kuormitettavuuden hyödyntäminen

Johdon todellinen kuormitettavuus riippuu voimakkaasti ympäristöolosuhteista, lähinnä vallitsevasta säätilasta. Säätilan osalta eniten johdon kuormitettavuuteen vaikuttavat tuulen nopeus ja suunta sekä ulkoilman lämpötila. Muiden tekijöiden vaikutus on vähäisempi, mutta selkeää vaikutusta on myös esimerkiksi auringonsäteilyn voimakkuudella ja sateisuudella.

Perinteisesti johdon kuormitettavuus on määritetty Static Line Rating (SLR) -menetelmällä, jossa sääolosuhteiden oletetaan olevan muuttumattomat ja johdon kuormitettavuuden kannalta hyvin konservatiiviset. Tämä johtaa muuttumattomaan ja lähtökohtaisesti hyvin matalaan kuormitettavuuteen, kun halutaan varmistua, ettei voimajohtoja missään tilanteessa kuormiteta yli sen suunnittelulämpötilan.

Dynamic Line Rating (DLR) -menetelmällä voidaan hyödyntää voimajohdon todellinen kuormitettavuus. Käytännössä voimajohdon kuormitettavuus on Suomen olosuhteissa lähes aina suurempi, kuin SLR-menetelmällä laskettuna, keskimäärin noin kaksinkertainen. DLR-menetelmän avulla voidaan myös varmistua, ettei voimajohtoa kuormiteta liikaa niissä olosuhteissa, joissa todellinen kuormitettavuus on jopa SLR-kapasiteettia matalampi. Dynaamisen kuormitettavuuden määritykseen on vuosien saatossa kehitetty useita eri menetelmiä. DLR ei siten ole uusi teknologia ja kaupallistikin DLR-järjestelmiä on ollut saatavilla jo 1990-luvun alkupuolelta lähtien. DLR:n hyödyntäminen verkkoyhtiöissä on kuitenkin erinäisistä syistä ollut hitaampaa.

Viime aikoina DLR:n hyödyntäminen on lisääntynyt erityisesti kahdesta syystä: tuulivoiman määrän lisääntymisen ja DLR-järjestelmien kehittymisen seu-

rauksena. DLR sopii hyvin yhteen tuulivoiman kanssa, sillä tuulisina aikoina myös voimajohtojen kuormitettavuus on tyypillisesti korkeampi, tuulen viilentävän vaikutuksen takia.

DLR-laskennassa hyödynnetään yleensä paikallisia sää tietoja, esimerkiksi johdolle asennettavien sensorien avulla. Näitä tukemassa voi olla erityyppisiä mittauksia. Jos käytössä on mittaus-sensoreita, yleisperiaatteena on, että sää tietoja tarkennetaan sensorien välittämien mittaustietojen perusteella ja varsinainen johdon kuormitettavuus lasketaan standardimallin (CIGRE/IEEE) avulla, sää tietoihin perustuen.

Voimajohdon dynaaminen kuormitettavuus lasketaan yleensä sekä reaaliaika-arvona, että ennustearvoina. Ennustearvoja voidaan laskea useilla eri ennustejaksoilla ja usein myös eri luotettavuustasoilla. Ennusteiden laskennassa

hyödynnetään sääennusteita ja lisäksi voidaan huomioida mittaussensorien mukainen johdon aiempi käyttäytyminen. DLR-menetelmää hyödyntämällä on mahdollista saada huomattavasti lisää siirtokapasiteettia niissä tilanteissa, joissa johdon kuormitettavuus rajoittaa siirtokykyä. Usein johdon kuormitettavuutta rajoittaa myös jonkin sähköasemalaitteen kuormitettavuus. Näissä tilanteissa voi olla tarpeen harkita, voidaanko laitteiden kuormitettavuutta kasvattaa lisääsiirtokapasiteetin saavuttamiseksi. Lisäksi siirtokapasiteettia voi rajoittaa myös jännite- tai kulumastabiilius.

Fingrid välittää. Varmasti.

Tarkempaa tietoa Fingridistä sekä eri toimintojen yhteyshenkilöt löydät yhtiön verkkosivuilta osoitteesta www.fingrid.fi

Fingrid Oyj

Läkkisepäntie 21, 00620 Helsinki
PL 530, 00101 Helsinki
Puhelin 030 395 5000

Palaute ja lisätiedot: viestinta@fingrid.fi



FINGRID