

Fingrid Oyj – kaksi vuosikymmentä

SISÄLTÖ

- 2 Yhtiön perustaminen
- 3 Asiakastoiminta
- 4 Talous, omistus ja vastuullisuus
- 6 Siirtokapasiteetin varmistaminen
- 8 Käyttövarmuuden hallinta
- 10 Sähkömarkkinoiden edistäminen
- 12 Energiajärjestelmän murros
- 12 Kansainvälinen yhteistyö
- 13 Strategia, johtaminen ja työyhteisö
- 14 Digitaalisesti kohti tulevaisuutta
- 14 Lopuksi

FINGRID
20 VUOTTA



Yhtiön perustaminen

Suomen Kantaverkko Oy, nykyinen Fingrid Oyj, perustettiin 29. marraskuuta 1996.

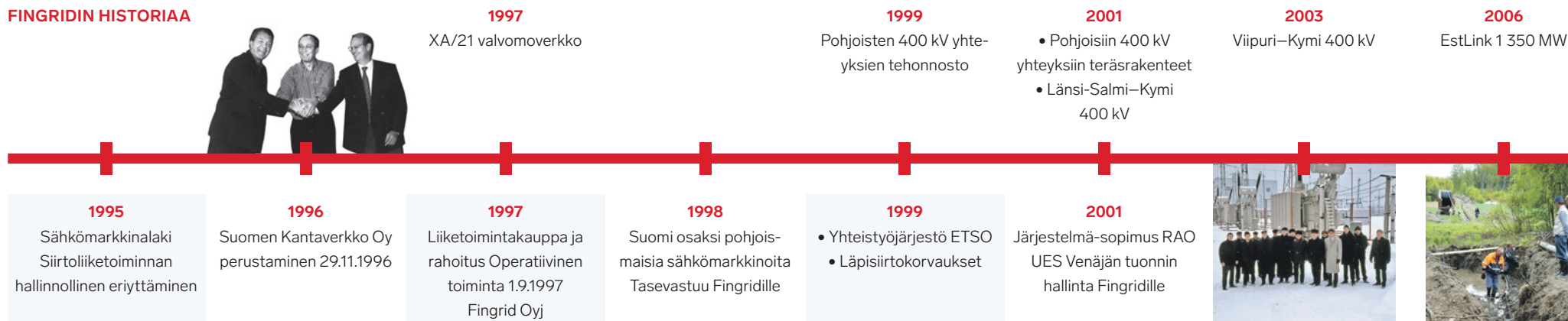
Operatiivisen toimintansa yhtiö käynnisti maanantaina 1. syyskuuta 1997. Edeltävänä päivänä oli varmistunut Suomen taloushistorian siihen asti suurin rahassa maksettu, yli miljardin euron arvoinen liiketoimintakauppa ja tarvittavat rahoitusjärjestelyt, joilla Imatran Voima Oy, Pohjolan Voima Oy ja Suomen valtio sopivat kantaverkkoliiketoiminnan ja voimansiirtoverkkojen keskittämistä yhteen yhtiöön. Samasta ajankohdasta lähtien Fingrid asetettiin lain määräämään ja yhtiön verkkoluovassa määriteltyyn järjestelmävastuuseen Suomen koko sähköjärjestelmästä.

Yhtiön perustaminen päätti vuosikymmeniä jatkuneen erimielisyyden päävoimansiirtoverkkojen rakentamisesta ja siirtokorvauksista suurteollisuuden ja valtiollisen Imatran Voiman välillä. Merkittävänä vaikuttimena yhtiön syntyyn oli Suomen jäsenyys Euroopan unionissa 1995 ja direktiivi sähkömarkkinoiden avaamisesta, joka edellytti sähkön kantaverkkosiirtoa koskevan hallinnon eriyttämistä sähkön tuotannosta ja myynnistä.

Uuden yhtiön alkuvuosien tärkein tavoite oli saavuttaa niin asiakkaiden kuin koko yhteiskunnan luottamus tehokkaana ja tasapuolisena toimijana, joka pitää valot päällä valtakunnassa ja hoitaa vastuullisesti elintärkeää kansallista infrastruktuuria.

*Historia-artikkelin kirjoittaja **Matti Tähtinen** on osallistunut Fingridin liiketoiminnan kehittämiseen ja johtamiseen useissa eri tehtävissä yhtiön koko toiminnan ajan. Työura voimayhtiöissä alkoi keväällä 1976 luovassa työssä Oulujoki Oy:n Jylhämän voimalaitoksen hiekkapuhaltamalla ja myöhemmin yhtiön vesivoimalaitosten kaukokäyttö- ja hälytysjärjestelmien käyttöönotossa. Vakituksena työt alkoivat 1981 Imatran Voima Oy:ssä voimayhtiöiden käytönvalvonnan ja viestiverkkojen kansainvälisten ja kotimaisten toteutusprojektien asiantuntija- ja johtotehtävissä.*

FINGRIDIN HISTORIAA



Asiakastoiminta

KANTAVERKKOPALVELU JA NEUVOTTELUKUNTA

Kahden vuosikymmenen aikana kantaverkkoasiakkaiden määrä on noussut kolmanneksella toiminnan alun alle sadasta nykyiseen runsaaseen sataan kahteenkymmeneen. Määrällisesti jakeluverkkotoimintaa asiakkaista edustaa noin puolet, sähköntuotantoa kolmannes ja suurteollisuutta viidennes.

Jakeluverkkooasiakkaiden osuus on pienentynyt viime vuosikymmenellä tapahtuneen verkkoliiketoiminnan keskittymisen seurauksena ja toisaalta tuottajayhtiöitä on tullut lisää tuulivoimatuotannon kasvun myötä. Kymmenen suurinta asiakasta vastaavat vajaasta puolesta siirtotoiminnan nykyisestä yli 300 miljoonan euron liikevaihdosta.

Kantaverkkopalvelun hinnoittelurakenteessa on otettu mahdollisimman tasapuolisesti huomioon energiankäytöltään erilaiset asiakkaat. Pitkän käyttö-

ajan kulutuskuormat hinnoitellaan suhteellisesti edullisemmin.

Yhtiön perustamisvaiheessa sekä tuotanto että kulutus maksoivat siirtopalvelusta saman verran. Tuotantomaksujen vaihteluja tasanneiden pohjoismaisten rajatariffien poiston jälkeen 1999 puolet yhtiön liikevaihdosta olisi jäänyt säiden armoille eli vaihdellut laidasta laitaan vuotuisista sademääristä ja lämpötiloista riippuvan kotimaisen tuotannon mukaan. Noin 700 miljoonan euron kassavirran varmistaneella ensimmäisellä sopimusjaksolla 1.11.1998–31.12.2001 kantaverkkopalvelun aiheuttamat kustannukset kohdennettiin lähes kokonaan kulutukselle.

Hinnoittelua yksinkertaistettiin vielä jatkossa luopumalla erillisistä häviö- ja järjestelmäpalvelumaksuista. Lisäksi kulutuksen laskentaa muutettiin siten, että suoraan kantaverkkoon liitetyn tuotannon asema asiakasverkon alueella tapahtuvaan tuotantoon nähden tasapainottui. Nykyisin hinnoitteluun on sisällytetty hieman enemmän tuotannolle kohdistuvia

maksuja ja myös verkkoon liittymismaksuja on kustannusvaikutusten osalta yhtenäistetty.

Fingrid poikkesi monella tapaa samoihin aikoihin muissa maissa toimintansa käynnistäneistä kantaverkkotoimijoista. Selkeä ero oli kustannustehokkuuteen ja korkeaan laatuun tähtäävä liiketoimintamalli, jossa palveluja ulkoistettiin ja keskityttiin ydinosaamiseen. Toinen merkittävä seikka liittyi asiakkuusajatteluun eli siirtopalvelusta maksavat liittäjät olivat Fingridin asiakkaita. Muualla puhuttiin ja puhutaan yleisesti vieläkin pelkästään liittyjistä.

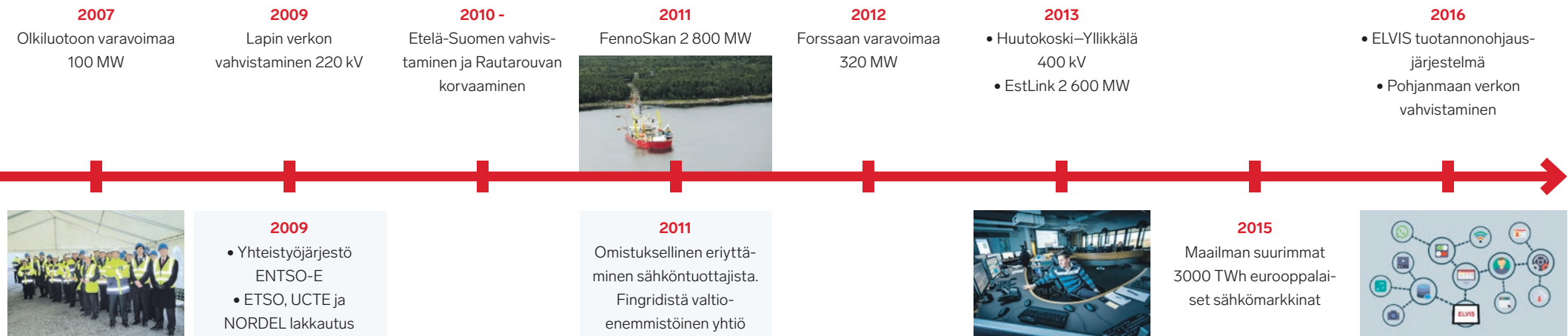
Monopolyhtiölle asiakkaiden luottamuksen saavuttaminen vaatii kaikelta yhteydenpidolta ja sopimusvoimalta tavanomaista enemmän. Tätä tavoitetta tukemaan perustettiin yhtiöjärjestyksen mukaisesti neuvottelukunta, johon yhtiön hallitus kutsui erityyppisiä asiakkaita kattavasti ja asiantuntevasti edustavia henkilöitä.

Neuvottelukunnan kestoaiheita alusta alkaen olivat kantaverkkopalvelun hinnoittelurakenne, inves-

tointisuunnitelmat ja markkinakehitys rajayhteydet mukaan lukien. Myöhemmin neuvottelukuntaa on hyödynnetty myös yhtiön toimintaympäristön arvioinnissa sekä keskusteluissa keskeisistä tavoitteista, kuten asiakastoimintamallin kehittämisestä.

JÄRJESTELMÄVASTUUSTA SYNTYY PALVELUJA MYÖS MARKKINOILLE

Järjestelmävastuuseen sisältyy kantaverkon kehittämisen ja käyttötekniikan hallinnan lisäksi 1.9.1998 yhtiölle määrätty valtakunnallinen tasevastuu sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapainon hallinnasta. Tasehallintaan kuuluu myös tasesähkön myynti seuraavalle portaalle eli tasepalveluasiakkaille, jotka näin voivat oikaista mahdolliset tasepoikkeamat ja saada otetun ja myydyt sähkön määrän täsmäämään. Tämä puolestaan edellyttää laajaa energiamittausten keruuta ja tehokasta energiaselvitysmallia. Tasehallinnan liikevaihto 2015 oli lähes 140 miljoonaa euroa.



Sähkökaupan pohjoismaisen taseselvityksen ja sähkön vähittäismarkkinoiden edistämiseksi perustettiin 2013 osakkuusyhtiö eSett Oy, jonka omistavat yhdessä Fingridin kanssa Ruotsin kantaverkosta vastaava Svenska Kraftnät ja Norjan kantaverkkoyhtiö Statnett. Yhteinen taseselvitys olisi aikataulun mukaan mahdollista 2017 alkupuolella.

Suurin asiakasryhmä eli sähkömarkkinatoimijat hyödyntävät sähkön myynnissä ja hankinnassa Fingridin osaomistamaa Nord Pool -sähköpörssiä, sähkön toimitusvarmuutta sekä tasehallintaa. Sähkömarkkinainformaation läpinäkyvä, ajantasainen ja luotettava järjestäminen verkkosivustojen, mobiilialustojen tai muutoin sähköisten palvelujen kautta on osa yhtiön sähkömarkkinatoimijoille järjestämää palvelua. Sähkömarkkinatoimijoilla ei ole suoraa sopimussuhdetta Fingridiin, mutta toimintamalli perustuu asiakkuusajatteluun.

Fingridille on uskottu myös muita, joskin järjestelmävastuun hoidon ulkopuolisia, asiakasvastuita. Nämä palveluvastuut on eriytetty tytäryhtiöön Finextra Oy. Yhtiö hoitaa asiakkaille Energiaviraston hallinnoimaan alkuperätakuuseen liittyviä varmuuksia sekä tehoreservijärjestelmän aktivointiin liittyviä ennakkotoimia. Tehoreservijärjestelmällä ylläpidetään tuotantokapasiteettia ajovalmiudessa pitkittyviä perustehotaspainon poikkeamia varten. Fingrid oli laatimassa tehoreservijärjestelmän ensimmäistä toimintamallia viime vuosikymmenen keskivaiheilla. Nykyisin järjestelmä koskee noin 300 megawatin tuotantovarausta.

ASIAKASYHTEISTYÖ

Neuvottelukunnan lisäksi asiakasedustusta vahvistettiin viime vuosikymmenen lopulla uudistettuun liiketoimintamalliin ja strategiaan siirryttäessä. Yhtiön päätehtäväksi määriteltiin voimansiirtojärjestelmän kehittäminen, sähkön toimintavarma siirto ja sähkömarkkinoiden edistäminen. Kullakin päätehtävästä vastaavalla sisäisellä prosessilla on oma nimetty asiakastoimikunta. Neuvottelukuntaan sekä verkko-, käyttö- että markkinatoimikuntiin osallistuu yhteensä

lähes neljäkymmentä asiakkaiden johto- ja asiantuntijatehtävissä toimivaa henkilöä.

Suora asiakasyhteistyö on yhtiön toiminnan keskiössä. Kantaverkkoliiketoiminnan osalta jatketaan viime vuosikymmenen alussa käynnistettyä, asiakkaita suoraan osallistavaa alueellisen verkkosuunnittelun toimintamallia. Fingridiltä pyydetään asiantuntijatukea verkoston mitoituksen ohella enenevästi markkinoihin, verkkosääntöihin ja tuulivoiman liittämiseen liittyvissä kysymyksissä.

Toimintaympäristön yleinen muutos ja meneillään oleva energiamurros vaativat jatkossa aiempaa useamman yhtiön asiantuntijan osallistumista suoraan asiakastyöhön. Hajautetumpi asiakastoiminta ja uusien sähköisten palvelujen kehittäminen vaativat asiakasvastuullisilta monipuolisia valmiuksia. Tuulivoiman myötä asiakkaita on lisäksi tullut energia-alaa vähemmän tuntevia tahoja, kuten pääomasijoittajia, joille järjestelmätekniset vaatimukset eivät ole päivitettäviä käsitteitä.

Syyskuun 2013 alussa voimaan astunut uusi sähkömarkkinalaki merkitsi Fingridin asiakasyhteistyön kannalta edeltäviä vuosia tiiviimpää tulkintakeskustelua kantaverkon nimeämisestä. Aiemmin kantaverkko siunettiin vähintään 110 kilovoltin yhteyksistä koostuva valtakunnallinen, yhtenäinen ja silmukoitu verkko. Uuden lain mukaan myös säteittäinen johto voi kuulua kantaverkkoon, jos sen jännite on riittävän korkea ja se syöttää jakeluverkon suurta kulutuskeskittymää.

Kantaverkon rajauskeskusteluita asiakkaiden kanssa on käyty yhtiön perustamisesta lähtien. Kantaverkkoa kehitettäessä saattaa johtojen käyttöluonne muuttua niin, että ne eivät enää täytä kantaverkolle asetettuja ehtoja. Lisäksi neuvottelu- ja suunnittelu-prosessi esimerkiksi Helsingin aluetta syöttävästä 400 kilovoltin yhteydestä on ollut käynnissä jo pitkään.

Asiakastoimintaa tukevat myös jäsenyydet ja vaikuttaminen alan eri järjestöissä. Fingrid on muun muassa Energiategollisuus ry:n jäsen, kuten monet yhtiön asiakkaistakin. Yhdistäviä asioita ovat verkko- ja toiminnan sääntelyä ja työmarkkinoita koskevat

kysymykset sekä yleisesti energia-alan toimintaympäristön muutosilmiöt.

Vuotuisten asiakastytyväisyyssmittausten kouluarvosana on kehittynyt vuosien kuluessa myönteisesti jo aloitustasolta hyvä väkällä jopa kiitettäväksi. Fingridin näkyvyys ja viestinnän vaikuttavuus on tehtyjen julkisuusanalyysien mukaan noussut vuosi vuodelta ollen ennätystasolla tämän vuoden alkupuolella. Myös yhtiön yritysilmettä on matkan varrella päivitetty lähinnä sähköisten kanavien tarpeisiin 2007 ja perusteellisemmin keväällä 2016 osin merkkivuoden mutta tavoitteellisemmin myös yrityskuvan vahvistamiseksi. Yhtiö hyödyntää aktiivisesti sosiaalisen median verkostopalveluita, kuten LinkedIniä ja Twitteriä.

Talous, omistus ja vastuullisuus

RAHOITUS KANSAINVÄLISILTÄ MARKKINOILTA

Suomen Kantaverkko Oy maksoi liiketoimintakaupassa kantaverkosta ja liiketoiminnasta 1 139 miljoonaa euroa. Kaupanteon yhteydessä kauppahinnasta maksettiin vajaa viidennes, joka rahoitettiin hankitulla osakepääomalla ja 1.9.1997 liikkeelle lasketulla pääomalla, jonka samana päivänä voimaan tullut osakeyhtiölain muutos mahdollisti laskettavaksi omaan pääomaan. Lisää osakepääomaa yhtiöön saatiin suomalaisilta institutionaalisilta sijoittajilta. Loppuerä



kauppasummasta maksettiin myyjille 30.12.1997, jota edelsi intensiivinen oman varainhankinnan järjestäminen. Tämä merkitsi vieraan pääoman hankintaa syndikoidulla valmiusluotolla kotimaisista ja kansainvälisistä pankeista koostuneelta ryhmittymältä sekä liikkeelle lasketuilla kotimaisella joukkovelkakirjalainalla ja ECP-yritystodistusohjelmalla niin kotimaisille kuin kansainvälisille sijoittajille. Rahoitusratkaisuun sisältyi myös lainajärjestely Pohjoismaiden Investointipankilta.

Kantaverkon omistus saatiin lopulliseen laajuuteensa Lapin alueen verkon osien ostolla Kemijoki Oy:ltä syksyllä 1998 yhtiön ollessa jo vakiintuneessa rahoitusasemassa.

Siirtyminen toiminnan alussa kansainvälisille rahoitus- ja pääomamarkkinoille sekä mahdollisimman edullisen rahoituksen järjestäminen edellyttivät myös luottokelpoisuusluokitusten hankintaa. Keväällä 1998 Moody's antoi yhtiölle luokituksen Aa3 ja Standard & Poor's puolestaan AA. Rahoitusmalli ja velkakirjojen noteeraus pörssissä oli jo edellyttänyt yhtiömuodon muuttamista julkiseksi osakeyhtiöksi syyskuussa 1997 sekä samalla soveltuvien hallinnointisääntöjen ja raportoinnin noudattamista.

Saavutettu sidosryhmien ja rahoittajien luottamus yhdessä korkean luottoluokituksen kanssa mahdollistivat tasapainoisen pääomarakenteen luomisen pääomaintensiivistä toimintaa harjoittavalle Fingridille. Rakenne on nykyisinkin sama, mutta omaa pääomaa ylläpidetään tällä hetkellä noin 30 prosentin tasolla ja kassavarat on pitkäaikaisesta tasosta puolitettu alle 100 miljoonaan euroon. Rahoitusriskejä hallitaan yhtiön liiketoimintamallin pohjalta vaihtuvakorkoisia instrumentteja hyödyntämällä, äkillisiltä korkotason muutoksilta suojautumalla, vastapuoliriskejä järjestelmällisesti arvioimalla sekä jälleenrahoituksen ja lainakannan maturiteetin hallinnalla.

YHTIÖSTÄ KONSERNIKSI

Fingridistä muodostettiin konserni 1999 alussa yhtiön eri kehittämissivustuiden selkeyttämiseksi ja toiminnan läpinäkyvyyden lisäämiseksi. Emoyhtiön suorat

vastuut käsittivät kantaverkkoliiketoiminnan, verkkomaisuuden hallinnan ja konsernipalvelut.

Järjestelmä- ja tasevastuun hoito ja pohjoismaisen yhteistyö eriytettiin Fingridin täysin omistamaan tytäryhtiöön Fingrid System Oy, johon henkilöstö siirtyi voimajärjestelmäkeskuksesta ja tasehallintaa siihen saakka hoitaneesta Suomen Voimatase Oy:stä. Verkon käyttö ja kunnossapidon hallinta keskitettiin tytäryhtiöön Fingrid Verkko Oy, jonka toimintamallia kehitettiin 110 kilovoltin verkkojen käytön ja kunnossapidon osajaksi Suomessa. Lisäksi perustettiin Fingrid Varavoima Oy hankkimaan ja hallinnoimaan voimajärjestelmän hallinnassa tarvittavaa nopeaa häiriöreserviä, joka uhkasi markkinamurroksessa ehtyä.

Konsernirakennetta kevennettiin myöhemmin sitä mukaa, kuin asetetut kehittämistavoitteet oli saavutettu. Tällä hetkellä konsernin muodostavat emoyhtiö ja sen täysin omistamat tytäryhtiöt Finextra Oy ja Fingrid Datahub Oy. Yhtiöllä on lisäksi osakkuudet pohjoismaista sähköpörssiä hallinnoivassa norjalaisessa Nord Pool AS:ssa ja taseselvitystä kehittävässä eSett Oy:ssä.

LIIKEVAIHTO JA OMISTUSMUUTOS

Fingridiä perustettaessa osakkaat asettivat kantaverkkosiirron hinnoittelulle 15 prosentin alentamistavoitteen, mikä voitiin saavuttaa jo ensimmäisenä täytenä toimintavuotena 1998 ja hintatasoa alennettiin vuosien kuluessa lisää. Tämän mahdollistivat toiminnan jatkuva tehostaminen muun muassa ydinosaamisen ulkopuolista toimintaa ulkoistamalla, maltillinen investointitaso ja osin myös sähköpörssin tulottamat pullonkaulatulot.

Yhtiön liikevaihto vuonna 2015 oli 600 miljoonaa euroa. Tästä runsas puolet tuli verkkopalvelujen myynnistä, neljännes tasehallintapalvelusta ja loput pullonkaulatuloista, rajasiirtopalveluista, läpisiirtomaksuista ja tehoreservipalvelusta. Nykyinen 2016 alusta käynnistynyt kantaverkkosiirron hinnoittelun valvontamalli edellyttää sähkömarkkinoilla riittämättömästä siirtokapasiteetista aiheutuvien pullonkaulatulojen

eriyttämistä, eikä niitä enää jatkossa lasketa mukaan liikevaihtoon.

Euroopan unionin energiamarkkinoita koskeva 2011 voimaan tullut kolmas lakipaketti merkitsi, että sähkön tuottajat eivät enää voineet omistaa siirtoyhtiöitä. Säädännön kiristäminen johti siihen, että Fortum ja Pohjolan Voima joutuivat luopumaan omistuksistaan Fingridissä. Yhtiön suurimmaksi omistajaksi tuli 19.4.2011 tehdyllä kaupalla Suomen valtio.

Fingridin omistajamuutos näkyy muun muassa siinä, että nykyisin yhtiön tavoitteena on maksaa valtaosa tuloksestaan osinkoina. Yhteisöveroa Fingrid maksaa kahdenkymmenen eniten maksavan joukossa Suomessa. Kantaverkkosiirron hinnoittelua on muutettu asteittain siten, että vuodesta 2014 lähtien palvelusta on tuloutettu Energiaviraston vahvistaman kohtuullisen tuoton mukainen korkein sallittu tuotto.

Kun palvelun hinta ja osingonmaksutavoite on kiinnitetty, on kustannustehokkuuden vaaliminen entistäkin tärkeämpää. Monopoliastemastaan huolimatta Fingridiä on johdettava samoin liiketaloudellisin periaattein kuin normaalia, kilpailluilla markkinoilla toimivaa palveluyhtiötä. Fingridin toiminnan tehokkuus näkyy selkeästi yhtiön siirtohinnoittelussa, joka on Euroopan alhaisimpia.

Energiamarkkinavirasto (nykyisin Energiavirasto) on soveltanut WACC-mallia eli pääoman keskimääräisen kustannuksen laskentaa verkkotoiminnan kohtuullisen tuoton määrittelyssä ja valvonnassa. Ensimmäinen vuonna 2005 käynnistynyt valvontajakso oli kolmivuotinen, jonka jälkeen siirryttiin nelivuotisiin valvontajaksoihin. Energiavirasto on pidentänyt valvonnan aikahorisonttia, ja 2016 virasto vahvisti valvontamenetelmät kahdelle perättäiselle nelivuotiskajolle.

Fingrid on johdonmukaisesti ajanut valvontamalliin määrittelyperusteita, jotka ottaisivat asianmukaisesti huomioon tuottopohjan laskemisen kantaverkon todellista laajuutta ja ikääntymistä kuvaavalla menetelmällä, toiminnan luonnetta ja riskejä vastaavat riskipreemiot sekä korkokannan, joka heijastaa toimin-

nan pitkää aikajännettä ja siihen soveltuvien likvidien rahoitusinstrumenttien markkinakorkoja.

Fingrid huolehtii sisäisestä valvonnasta ja riskienhallinnasta osakeyhtiölain ja arvopaperimarkkinalain julkiselta yhtiöltä edellyttämällä tavalla ja raportoi liiketoiminnasta IFRS- ja FAS-standardien mukaisesti. Toimintaa sääntelee lisäksi sähkömarkkinalaki. Yhtiö noudattaa Arvopaperimarkkinayhdistyksen Suomen listayhtiöiden hallinnointikoodia ja EMTN-ohjelman joukkovelkakirjat listataan Lontoon pörssissä UKLA-säännösten mukaisesti.

Säädösten rinnalla ja osin ensisijaisena tekijänä hallintoa ja riskienhallintaa kehitettäessä otetaan huomioon yhtiön vastuulla olevan Suomen sähköjärjestelmän toimivuus ja sen merkitys koko yhteiskunnan toimivuuden kannalta.

YLIKANSALLINEN SÄÄNTELY

Kantaverkkotoiminnan ylikansallinen sääntely on lisääntymässä. Uudet yleiseurooppalaiset verkkosäännöt ovat asetusten tavoin Euroopan unionin jäsenvaltiossa suoraan oikeusvaikutteisia. Tällaisista esimerkeinä ovat energian tukkumarkkinoiden eheys- ja läpinäkyvyytsvaatimuksia koskeva asetus tai operatiivista toimintaa koskevat verkkosäännöt. Toeutuneen ja näköpiirissä olevan sääntelyn lisääntymisen vuoksi Fingrid on viime vuosina lisännyt resursseja liiketoiminnan laillisuuden, kestävyuden ja riskienhallinnan varmistavien toimintamallien ja auditointien kehittämiseen.

Eurooppalaisten sääntelyviranomaisten järjestön ACER tilaamassa kantaverkkoyritysten kokonaistehokkuutta tutkineessa vertailussa 2013 Fingrid oli yksi kolmesta organisaatiosta, jotka korkean tehokkuutensa vuoksi edustivat tilastoaineistossa poikkeavia, vertailuun vaikeasti sisällytettäviä toimijoita. Saavutettu kokonaistehokkuus perustuu liiketoimintamalliin, jossa markkinaehtoisesti hankittavissa olevat palvelut on ulkoistettu, toimintaa on keskitetty, digitalisaatiota hyödynnetty tuottavasti ja motivoitunut henkilöstö keskittyy ydinosaamista vaativiin tehtäviin.

Fingrid on asiantuntijaorganisaatio, jossa työskentelee reilut kolmesataa vakituksessa työsuhteessa olevaa henkilöä. Henkilömäärä on noussut yhtiön toiminnan aikaiseen alimpaan tasoon verrattuna noin sadalla. Tämä selittyy yhtiön vastuuden ja työmäärän kasvulla. Laajeneva liiketoiminta ja tarvittava kehittäminen vaativat kuitenkin arvioimaan organisaation kokonaistuottavuutta ja resurssien kohdistamista koko ajan. Työyhteisön ilmapääri ja muut edellytykset tulokselliselle toiminnalle ovat henkilöstöpalautteen ja muiden selvitysten perusteella hyvällä tasolla.

Fingridin toimintaan kohdistuu rahoitus- ja markkinasääntelyn lisäksi enenevästi hankintatoimintaan ja maailmanlaajuisiin yleissitoviin vastuullisuusaloitteisiin liittyviä vaatimuksia. Yhdistyneiden kansakuntien Global Compact -vastuullisuusaloitteen sosiaaliset, taloudelliset ja ympäristötavoitteet sisältyvät käytännössä jo Fingridin arvoihin, ja ne on useamman vuoden kestäneessä kehittämisprosessissa sisällytetty yhtiötä ja koko henkilökuntaa sitoviin toimintaperiaatteisiin, strategiaan ja toimeenpanomalleihin. Julkisesti raportoitavat yritys vastuun olennaisten asioiden tavoitteet ja tulokset sisältyvät yhtiön strategiaan mittareihin ja ne on jo useana vuonna raportoitu vuosikertomuksessa yhdessä muiden GRI-tunnuslukujen kanssa.

Siirtokapasiteetin varmistaminen

KAKSI MILJARDIA EUROA SIIRTOKAPASITEETTIIN

Fingrid on rakentanut kiihtyvällä tahdilla kantaverkkoa, rajayhteyksiä ja häiriötilanteissa tarvittavaa varavoimaa. Kahdenkymmenen toimintavuotensa aikana yhtiö on investoinut kantaverkkoon lähes kaksi miljardia euroa ja tästä kolme neljännestä viimeisen kymmenen vuoden aikana. Yhtiön nykyistä investointitasoa kuvaa se, että kuluvan vuosikymmenen verkko- ja varavoimainvestointit vastaavat rahalliselta arvoltaan lähes puolta siitä, mitä Suomen suurvoimansiirron satavuotisen historian aikana

kantaverkkoa on kaikkiaan rakennettu.

Uutta voimajohtoa on vedetty 3 200 kilometriä, kun kaikki 110, 220 ja 400 kilovoltin voimajohdot ja merikaapelit lasketaan mukaan. Muunto- ja sähköasemia on rakennettu tai täysin perusparannettu kymmeniä eri puolilla Suomea. Meneillään olevien hankkeiden valmistuttua 2016 lopussa Fingridin omistamassa verkossa on ajojohtoja noin 14 500 kilometriä, voimajohtopylväitä 47 500, merikaapeleita runsaat 300 kilometriä ja sähköasemia lähemmäs 120.

MERKITTÄVIÄ VERKKOINVESTOINTEJA JA UUSIA VARAVOIMALAITOKSIA

Merkittävimpiä voimajohtohankkeita viime vuosikymmenellä olivat pohjois-eteläsuuntaisten 400 kilovoltin vaihtosähköyhteyksien tehonnosto sarjakompensoinnilla, usean vuoden kestänyt alumiinirakenteiden vaihto teräksisiin 400 kilovoltin johdoilla Ruotsin rajalta Torniossa Seinäjoelle ja Savoan Huutokoskelle sekä 400 kilovoltin voimajohdon rakentaminen Helsingin Länsisalmesta Kotkan lähelle Kymiin ja sieltä edelleen rajayhteytenä Viipuriin. Olkiluoto 3 -voimalaitoksen edellyttämät verkko vahvistukset toteutettiin suunnitellusti, ja vuosikymmenen lopulla käynnistettiin pitkään suunnitelmassa olleen toisen 400 kilovoltin voimajohdon rakentaminen Lappeenrannan läheltä Ylikkälästä Huutokoskelle. Yli 150 kilometrin mittainen Järvi-Suomen ylittävät johto otettiin käyttöön 2013.

Alueellisia suuria kokonaisuuksia tällä vuosikymmenellä ovat olleet Lapin verkon vahvistaminen sekä 2016 lopulla valmistuva hankesarja Pohjanmaan verkon uudistamisesta 400 kilovoltin jännitteiseksi Lounais-Suomen Ulvilasta Oulun korkeudelle saakka.

Vastaavanlainen suurtyömaa on meneillään oleva 1929 käyttöön otetun Suomen kantaverkon ensimmäisen voimajohdon eli niin sanotun Rautarouvan korvaaminen uusilla 400 ja 110 kilovoltin yhteyksillä. Alun perin johto rakennettiin siirtämään Imatran vesivoimaa Viipuriin, Helsinkiin ja Turkuun sekä muualle Etelä-Suomeen.

Oman lukunsa muodostavat lähes kaikkiin verkko-hankkeisiin liittyvät sähköasemien laajennukset, perus-



20 vuotta voimassa olleen YVA-lain aikana YVA-hankkeita on Suomessa tullut vireille reilut 700. Näistä Fingridin hankkeita on ollut lähemmäs 40.

parannukset tai useiden kokonaan uusien asemien rakentaminen, kuten lähellä Kokkolaa sijaitseva Hirvisuon 400/110 kilovoltin muuntoasema. Huomatavan mittavia ja markkinoiden kannalta ensiarvoisen tärkeitä olivat vuosina 2011 ja 2013 valmistuneet FennoSkan 2- ja EstLink 2 -merikaapeliyhteydet. Niiden yhteisarvo oli lähes 700 miljoonaa euroa, josta Fingridin osuus oli noin puolet.

Verkkoinvestointien lisäksi varavoimana käytettäviä kaasuturbiinilaitoksia on järjestelmällisesti perusparannettu, viimeisimpänä Huutokosken 180 megawatin laitos. Uusia laitoksia on rakennettu kaksi. Olkiluodon 100 megawatin hanke oli yhteisprojekti Teollisuuden Voima Oy:n kanssa, ja laitos otettiin käyttöön 2007. Yhtiön täysin omana hankkeena toteutettu Forssan 320 megawatin laitos valmistui 2012.

Yhtiön strategiaan sisältyvä verkkoinvestointiohjelma kattaa lähes kaksi vuosikymmentä ja siinä otetaan huomioon sähkömarkkinoilla tarvittavan siirtokapasiteetin lisäksi verkon ikääntymisestä sekä käyttövarmuuden ylläpitämisestä tulevat tarpeet. Investointilaskelmat perustuvat liiketaloudellisten tavoitteiden lisäksi kansantaloudelliseen hyötyyn.

Investointiohjelmissa yhdistetään ennakovasti ja kokonaistaloudellisesti uuden kapasiteetin rakentamista, perusparannustarpeita ja vanhan purkamista, mikä myös alentaa hankkeiden määrää. Suuremmilla hankkeilla saavutetaan huomattavaa kilpailutuseta ja kokonaiskannattavuus paranee, kun projektien määrälle kerrannaiset perustamis- ja hallintokustannukset vähenevät.

Pitkäjänteinen investointiohjelma mahdollistaa usein myös eri hankkeiden materiaalien tai laitteiden yhdistämisen kansainvälisen markkinan kannalta riittävän suuriksi hankintakokonaisuuksiksi. Tyyppi-esimerkkinä tällaisesta ovat johdinhankinnat ja joskus jopa usean päämuuntajan toimitus yhtenä kokonaisuutena useammalle vuodelle jaksotettuna. Toimintamallilla saavutetaan kustannustehokkuutta, josta hyötyy sekä tilaaja että toimittaja.

Hankkeiden vuotuinen työllistävä ulkoinen vaikutus on viime aikoina ollut yli 600 henkilötyövuotta. Fingridin julkinen investointiohjelma kannustaa myös palvelutoimittajia keskittymään kustannustehokkuuteen sekä pitkäjänteiseen osaamiseen ja toimintamallien kehittämiseen.

INVESTOINTIOHJELMA JA KANTAVERKKOSUUNNITTELU

Investointiohjelman ja yhtiön taloussuunnittelun pohjana käytetään kotimaan noin kahden vuosikymmenen aikajänteellä ylläpidettävää verkkovisiota. Verkkovision lähtökohtina ovat tuotannon ja sen rakenteen sekä kulutuksen kehittymisarvot kotimaassa ja lähialueilla.

Tehon riittävyttä voimajärjestelmässä analysoidaan todennäköisyyspohjaisilla simuloinneilla. Lisäksi kaikkien uusien verkkoliityntöjen tai verkko-muutosten osalta laaditaan liittymän mitoituksen, sähköturvallisuuden ja käyttövarmuuden edellyttämät teho- ja vikavirtaselvitykset. Kantaverkon siirtokyvyn mitoitusperusteena on, että yksittäinen kantaverkon vika ei saa johtaa sähkön tuotannon eikä kulutuksen keskeytymiseen.

Kantaverkkosuunnittelussa yhdistyvät edellä kuvatut pitkän aikavälin suunnitelmat sekä Fingridin alueelliset verkkosuunnitelmat, joiden laatimiseksi ja suunnittelulähtökohtien keräämiseksi kantaverkko on jaettu kahteentoista suunnittelualueeseen. Samaan prosessiin pohjautuu myös kansallisen verkkosääntelyn edellyttämän kantaverkon kymmenvuotissuunnitelman julkaisu joka toinen vuosi.

Investointiohjelma on rakennettu niin, että hankkeiden toteutettavuuteen ratkaisevasti vaikuttavat luvitusasiat, kuten ympäristövaikutusten arvioinnit (YVA-menettely), suoritetaan etupainotteisesti ennen varsinaista investointipäätöstä. Esiselvitys helpottaa hankkeiden tarkemman ajoituksen ja toteuttamisen arviointia mahdollisten toimintaympäristön muutosten kuten tuotannon tai kulutuksen todellisen kehittymisen ja sijoittumisen mukaisesti.

Voimajohtojen materiaali- ja rakennetekniikat ovat kehittyneet vuosien aikana. Paremman käyttövarmuuden ja kunnossapidettävyyden saavuttamiseksi sekä maankäyttö- että maisemasyistä on kehitetty uusia harustettuja ja vapaasti seisovia pylväsmalleja sekä useamman virtapiiriin johto- ja yhteispylväsratkaisuja. Pylväiden perinteisten teräsristikkojen ohella käytetään putkirakenteita ja johtimia kannattelevat, aiemmin posliiniset ja myöhemmin lasiset eristinketjut vaihtuvat lasikuitu- ja silikonirakenteisiin komposiittieristimiin.

Suurin teknologinen muutos on tapahtunut sähköasemilla, joissa sähkömekaaniset suojaileet ovat korvautuneet digitaalisella prosessoriohjatulla tekniikalla ja tulleet osaksi sähköaseman väyläpohjaisesti hajautettua automaatiojärjestelmää. Tämä mahdollistaa myös aiempaa huomattavasti tarkemman sähköasemainformaation keräämisen ja käyttöteknisen hyödyntämisen niin häiriönselvityksessä kuin ennakoivassa kunnossapidossa. Kuituoptiikkaan perustuva kenttälaitteiden välinen tiedonsiirto on vähentänyt perinteistä asemakaapelointia tuntuvasti.

Myös sähköasemien kytkinlaitteiden rakenne-, materiaali- ja eristystekniikka on kehittynyt parina vuosikymmenenä suuresti. Asemien kokoa on tarvittaessa voitu pienentää hyödyntämällä kaasueristeisiä kytkinlaitoksia. Myös perinteisissä avokytkinlaitoksissa käytetään enenevästi kaasueristeisiä erottavia katkaisijoita, jolloin tilaa vievistä erillisistä erottimista on voitu luopua. Molemmat tekniikat vähentävät myös kunnossapidon tarvetta ja lisäävät käyttövarmuutta.

Lisäksi verkon siirtokapasiteettia on kasvatettu olemassa olevien voimajohtojen sarjakompensointitekniikalla, jolloin uusien johtojen rakentamista on voitu merkittävästi myöhentää. Menetelmän avulla vaihtovirtayhteyden sähköisiä ominaisuuksia muutetaan suurilla kondensaattoriparistoilla suuremman tehon siirtämiseksi voimajohdon läpi. Fingrid on hyödyntänyt tätä mahdollisuutta sekä Ruotsin rajajohdoilla, että pohjois-eteläsuuntaisilla 400 kilovoltin yhteyksillä.

Merkitykseltään kasvaneen teknologisen ja käyttöteknisen osaamisalueen muodostaa HVDC eli suurjännitteinen tasavirtatekniikka, jota on käytössä neljällä merikaapeliyhteydellä Ruotsiin ja Viroon sekä Suomen kantaverkkoon rajajohdoilla liittyvällä Viipurin muuntoasemalla Venäjän puolella.

ITOMS- JA ITAMS-VERTAILUJEN KÄRKIJOUKOSSA

Kunnossapidon hankintaa on rationalisoitu maantieteellisen kattavuuden, kustannustehokkuuden ja laadun varmistamiseksi siten, että verkon kunnossapitoa kilpailutetaan alueellisesti ja useamman vuoden sopimusjaksoissa. Toimintamallin kehittämisessä on sovellettu omaisuuden hallinnan PAS55-standardia, jolle on hankittu sertifiointi Lloyd's Registerin auditoinnina.

Fingrid on saanut toistuvasti tunnustuksia onnistumisesta verkon kokonaisvaltaisessa elinkaaren hallinnassa. Joka toinen vuosi toteutettavassa kansainvälisessä verkon kunnossapidon ITOMS-vertailussa yhtiö on sijoittunut aina kolmen parhaan joukkoon, ellei parhaimmaksi. Tämän taustalla ovat henkilöstön asiointumemuksen ohella yhtenäisesti ylläpidetyt laatu- ja käyttötiedot verkon osista ja laitteista. Tiedonhallintaa ja toiminnanohjausjärjestelmiä on kehitetty niin, että laitteiden ja johtojen perusparannusinvestoinnit ja kunnossapidon toimenpiteet kohdennetaan ja ajoitetaan toimintavarmuuslähtöisesti verkkokomponenttien jopa vuosikymmeniä kattavasti tallennetun elinkaaritiedon perusteella.

Tietojärjestelmien hyödyntäminen ja toiminnan tehokkuus ovat merkinneet kärkisijojen saavuttamista niin ikään kansainvälisessä omaisuuden hallinnan prosessien toimivuutta ja tuottavuutta mittaavassa ITAMS-vertailussa. Parhailleen sekä investointien että kunnossapidon hallinnan ohjausta viimeistellään uudessa ELVIS-toiminnanohjausjärjestelmässä, joka korvaa pitkään verko-omaisuuden hallintaan tehokkuutta tuoneen ELNET-verkkotietojärjestelmän.

Uuden toiminnanohjausjärjestelmän keskeisiä ominaisuuksia ovat projektisalkku, omaisuusrekisteri, verkostolaskenta ja työkalut siirtokeskeytysten ja kytkentöjen suunnitteluun sekä sähköasemien ja voimajohtojen kunnossapidon hallintaan. Kokonaisuus mahdollistaa paikkatiedon hyödyntämisen ja jakamisen komponenttikohtaisesti esimerkiksi järjestelmään sisältyvän karttaliittymän kautta. Verkon mallinnuksessa käytetään moderneja ydintietoon ja käsitemalliin perustuvia ratkaisuja, jotka mahdollistavat informaation vaihdon muun muassa reaaliaikaisen käytönvalvontajärjestelmän kanssa. Näin omaisuuden elinkaaren hallinnan lisäksi uusi järjestelmä vahvistaa myös käyttövarmuuden hallintaa ja yhtiön talousohjausta.

ELVIS-hankkeen mittavuutta kuvaa, että toimitussopimus allekirjoitettiin helmikuussa 2012 ja vaiheittain vastaanotettu järjestelmäkokonaisuus siirtyi takuuajalle kesäkuun lopussa 2016. Toimitussopimusta edelsi usean vuoden toiminnallisuuden määrittelyvaihe, joten suurhanke on kestänyt vuosikymmenen. Laajimmillaan projektissa on työskennellyt reilut 200 yhtiön omaa ja toimittajan asiantuntijaa.

Voimajohtoja ja sähköasemia urakoivat tai kunnossapitävät yritykset ovat kansainvälistyneet ja materiaalihankintojen ulkomaiset toimitusketjut ovat pidentyneet. Fingridin työmailla työskentelee monikulttuurista henkilöstöä. Vastuullisen toiminnan varmistamiseksi ja siinä harmaan talouden torjumiseksi sopimusvelvoitteita ja auditointikäytäntöjä on kehitetty järjestelmällisesti.

Palvelutoimittajien henkilöstön kansainvälistyminen oli myös yksi syy käynnistää nolla tapaturmaan tähtäävä työturvallisuusohjelma, jolla viime vuosien aikana on saavutettu kestäviä tuloksia turvallisuuden lisäksi myös työn laadun suhteen.

MAANOMISTAJAT TÄRKEÄNÄ SIDOSRYHMÄNÄ

Päävoimansiirtoverkon voimajohdot ovat näkyvä osa suomalaista kulttuurimaisemaa. Fingrid ei omista johtokäytävien maapohjia, vaan niiden käyttöoikeudet on saatu lunastusmenettelyn kautta. Johdot ylittävät

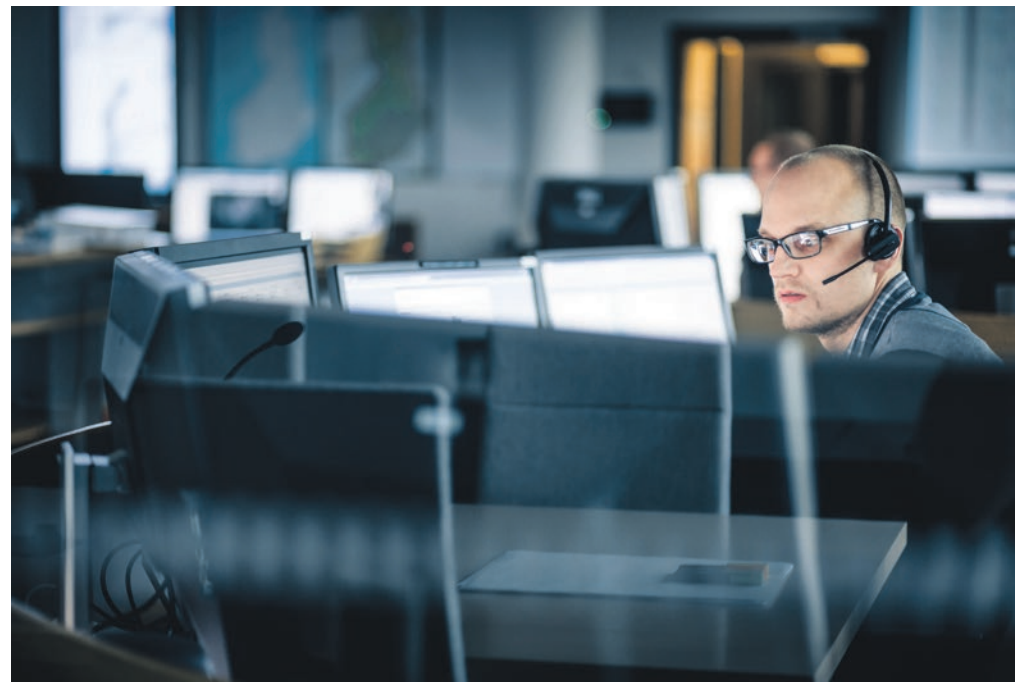
kympenien tuhansien maanomistajien maat. Uusia johtoja rakennettaessa pääkäytäntö on hyödyntää olemassa olevia johtokatuja rakentamalla johto nykyisen tilalle, yhteispylväille tai olemassa olevan vierelle. Purettavien johtojen ja sähköasemien materiaalit kierrätetään lähes sataprosenttisesti.

Maisemallisesti merkityksellisissä verkon rakentamiskohteissa on hyödynnetty maisemapylväitä, joiden suunnitteluun on osallistunut maamme eturivin teollisia muotoilijoita. Viimeisimpinä ratkaisuna on otettu käyttöön niin sanottu peltopylväsmalli, joka onnistuneen muotoilun lisäksi helpottaa viljelykoneiden käyttöä sekä vähentää rikkakasvien ja hukkamaan syntyä. Pylväsmallille myönnettiin teollisen muotoilun Fennia Prize 2012 Grand Prix -palkinto.

Ympäristöön soveltuvien teknisten ratkaisujen lisäksi oleellista on ollut panostaminen maanomistaja-yhteistyöhön. Tämä on erityiseen tärkeää ympäristövaikutusten arviointimenettelyissä, joita viime vuosina on ollut runsaasti. YVA ry myönsi Fingridille 2011 Hyvä YVA -palkinnon, jonka palkitsemisperusteiden mukaan voimajohtohankkeen selvitystyö antoi hyvän esimerkin siitä, miten esitettiin uusiin vaihtoehtoihin tulee suhtautua. Yhteistyö on tärkeää myös voimajohtohankkeiden edellyttämissä raivauksissa ja johtoalueiden myöhemmässä kasvuston käsittelyssä, joissa myös on lisätty maanomistajien ja muiden sidosryhmien kuulemista ja vaikuttamismahdollisuuksia.

Yhteydenpitoa maanomistajien ja muiden voimajohdoista tietoa tarvitsevien kanssa on edistetty osallistamalla säännöllisesti maa- ja metsätalouteen liittyviin yleisötapahtumiin ja lisäämällä paikkatietoon perustuvia sähköisiä palveluita, kuten karttasovelluksia. Perinteisiäkin toimintamalleja, kuten suoria tapaamisia ja maanomistajakirjeitä, ei ole unohdettu. Teemajulkaisu Yhteisillä linjoilla tavoittaa vuosittain laajalevikkisen lehden mukana 300 000 viljelijää, maanomistajaa ja muuta maankäytöstä kiinnostunutta lukijaa.

Fingrid on yhteydessä maanomistajiin ja muihin tahoihin myös niin sanottuja risteämäläusuntoja



Voimajärjestelmästä, verkonhallinnasta, tuotannon ja kulutuksen tasapainosta sekä käytön suunnittelusta vastaavat henkilöt työskentelevät hyvän tiedonvaihdon ja yhteistyön mahdollistavissa tiloissa kantaverkkokeskuksessa Helsingin Käpylässä.

laadittaessa. Niissä yhtiö arvioi viranomaistehtävänä voimajohtojen läheisyydessä tapahtuvan moninaisen rakentamisen ja maankäytön lupa- ja turvallisuusedellytykset. Yhtiön ja ympäröivän yhteiskunnan toimeliaisuutta osoittaa, että risteämäläusuntoja laaditaan yli 400 vuodessa.

Käyttövarmuuden hallinta

KÄYTÖNVALVONTA

Suomessa sähkön tuotannon ja kantaverkon hallinnassa sähköasemien miehityksestä luovuttiin 1970-luvun loppuun mennessä ottamalla käyttöön tietokone- ja prosessoripohjaiset käytönvalvontajärjestelmät ja siirtymällä kaksiportaiseen toimintamalliin. Voimailaitoksia ja voimajärjestelmää kokonaisuutena ohjattiin Imatran Voiman keskusvalvomosta ja verkon valvonta oli jaettu silloisten verkon käyttöpiirien mukaisesti. Teollisuuden tuotannolla ja verkoilla oli omat valvomonsa.

Kun kantaverkkotoiminta 1992 eriytettiin Imatran Voimassa tytäryhtiöön IVO Voimansiirto Oy, todettiin käyttötoiminnan organisoinnin kunnossapidon ohella muodostuvan verkon kokoon ja asemien määrään nähden varsin raskaaksi. Kantaverkkoa hallittiin useammassa vuorossa tuotannon valvonnasta eriytetystä käyttökeskuksesta Vantaan Myyrmäessä ja seitsemästä piirivalvomosta eri puolilla Suomea. Lapin alueen kantaverkkoa ohjattiin Kemijoki Oy:n vesivoimavalvomosta. Syksyllä 1992 käynnistettiin hanke, jonka tavoitteena oli toteuttaa kantaverkko-toimintaa varten tuotannon hallinnasta riippumaton käytönvalvontajärjestelmä ja korvata olemassa olleet, usean eri toimittajan järjestelmät samalla verkotetulla tekniikalla. Koko maan kattava uusi järjestelmä luovutettiin tuotantokäyttöön 30.8.1997 eli sopivasti ennen Fingridin operatiivisen toiminnan käynnistymistä kahta päivää myöhemmin.

Järjestelmäarkkitehtuurin suunnittelun lähtökohtana oli käyttötoiminnan tehostaminen. Uusi järjestelmä ei saanut rajoittaa käyttötoiminnan organisointia valvottavan verkon laajuuden, valvomoiden määrän tai sijoittumisen mukaan. Tarvittaessa piti voida toimia useammasta tai vain yhdestä paikasta. Tavoite saavutettiin soveltamalla ensimmäistä kertaa maailmassa reaaliaikaista hajautettua tietokantaa ja automaattista tiedonsiirron yhteysreititystä sähköjärjestelmän valvomoverkossa. Verkon kymmenissä palvelimissa ja työasemissa koko kantaverkon näyttökuvat ja valvontatiedot olivat reaaliaikaisesti samat. Tämä oli radikaali muutos aiempaan tilanteeseen verrattuna, jossa piirivalvomosta voitiin ohjata vain oman alueen tyyppisesti noin kymmentä sähköasemaa. Muun verkon tilasta ei käytännössä ollut tarkkaa tietoa.

Samoin ensimmäistä kertaa valvonta- ja ohjausvastuut minkä tahansa kohteen tai verkkoalueen osalta voitiin tarvittaessa siirtää paikasta ja työasemalta toiseen henkilön käyttäjätunnuksen perusteella, jolloin valvomotoiminnan hoito oli periaatteessa täysin paikkariippumatonta.

Järjestelmän käyttöliittymät satoine näyttökuvineen ja tietokannan määrittäminen olivat suuria tilaajan vastuulla olleita tehtäväkokonaisuuksia. Verkkomallin ja edistyksekköiden voimajärjestelmäsovellusten määrittäminen ja saattaminen yhteensopiviksi käyttösoleilleiden suunnittelumallien ja käyttötoiminnan tavoitteiden kanssa kestivät projektin koko kuuden vuoden toteutusajan. Järjestelmätekniisten asiantuntijoiden lisäksi hankkeen suunnittelu ja käyttöönotto työllistivät reilusti toistasataa käyttö- ja kunnossapidon asiantuntijaa.

Toiminnan tehostaminen ja keskittäminen tapahtuivat vaiheittain. Aluksi voimajärjestelmää hallittiin Fingridin pääkonttorin yhteyteen sijoitetusta voimajärjestelmäkeskuksesta ja verkon hallintaa kolmesta aluekeskuksesta valvomosta Hämeenlinnassa, Varkaudessa ja Petäjävedellä. Aluekeskusten lisäksi Imatran, Pyhäkosken, Raision, Seinäjoen ja Tammiston toimipisteissä hoidettiin paikalliskäytön ja kunnossapidon tehtäviä.

Pohjois-Suomen käyttö- ja kunnossapitotoiminta siirrettiin Imatran Voiman Pyhäkosken tiloista Ouluun, jonne 1998 perustettiin aluekeskus ja rakennettiin täydentävä käytönvalvonnassa valvomo. Oli kuitenkin jo tuolloin ilmeistä, että kantaverkon operatiivinen hallinta käytönsuunnittelusta lähtien toimisi tehokkaammin ja laadukkaammin, jos verkonhallinta keskittäisiin yhteen paikkaan. Näin tapahtui 1.10.2001, kun verkkokeskus aloitti toimintansa Hämeenlinnan aluekeskusten tiloissa ja otti vastuulleen kantaverkon hallinnan koko Suomen alueella.

Verkkokeskuksen perustaminen oli osa laajempaa toiminnan rationalisointia, johon sisältyi myös verkon paikalliskäyttö- ja tietoliikenteen kunnossapitohenkilöstön ulkoistaminen palvelutoimittajille. Uusi toimintamalli otettiin käyttöön 1.2.2001 ja se merkitsi myös paikalliskeskusten lakkauttamista. Aluekeskukset Hämeenlinnassa, Oulussa, Petäjävedellä ja Varkaudessa keskittyivät muutoksen jälkeen investointiprojektien ja kunnonhallintatöiden toteutuksen alueelliseen suunnitteluun, valvontaan ja käyttötekniiseen tukeen.

KÄYTTÖVARMUUS 99,9999 PROSENTTIA

Käyttövarmuuden hallinta on yksi Fingridin pääprosesseista. Sen tärkein tavoite on ylläpitää korkea kantaverkon siirtovarmuus. Saavutettu vuotuinen 99,9998 prosentin taso voimajärjestelmän jatkuvasti monimuokkaistuvassa toimintaympäristössä on kova tavoite.

Siirtovarmuuden ylläpitoa on tukenut edellä kuvattu käyttötoiminnan keskittäminen, joka saatiin päätökseen, kun Hämeenlinnan verkkokeskus muutti voimajärjestelmäkeskuksen kanssa yhtiön uusiin toimitiloihin Helsingin Käpylään. Voimajärjestelmästä, verkonhallinnasta, tuotannon ja kulutuksen tasapainosta sekä käytön suunnittelusta vastaavat henkilöt ovat 14.1.2013 alkaen hoitaneet tehtäviään hyvän tiedonvaihdon ja yhteistyön mahdollistavassa kantaverkkokeskuksessa.

Uuden toimitalon rakentaminen oli itsessään tärkeä hanke. Talo valmistui marraskuussa 2012 ja suunnittelun lähtökohtana neljä vuotta kestäneessä projektissa oli toteuttaa modernit, organisaation tuloksellista toimintaa edistävät ja monimuotoista asiantuntijatyötä tukevat tilat, joiden suunnittelussa henkilöstön sijoittuminen pääprosessien mukaisesti oli olennainen ohjaava tekijä. Tärkeimmät perusteet uuden toimitalon rakentamiselle olivat kuitenkin käyttövarmuuden hallinnan asettamat ja sen jatkuvuuden varmistavat vaatimukset.

Kantaverkkokeskus huolehtii vuosittain lähes 2 500 kytkentäohjelman suunnittelusta ja toteutuksesta verkon rakentamisen ja kunnossapidon tarpeisiin sekä samalla mahdollisimman suuren siirtokapasiteetin saamiseksi markkinoiden käyttöön. Lisäksi se toimii säätösähkömarkkinoilla ja vastaa reservien hankinnasta taajuuden, tehotasapainon ja häiriövalmiuden ylläpitämiseksi.

Siirtyminen veloitteepohjaisesta, lähinnä tuottajien ylläpitämistä tehoreserveistä ostopalveluun ja reservien markkinaehtoiseen hankintaan on ollut yksi suurista Fingridin jo viime vuosikymmenen alussa käynnistyneistä ja vieläkin jatkuvista käyttövarmuuden hallinnan muutosprosesseista. Kantaverkkokeskus vastaa myös

sähkön siirrossa syntyvien häviöiden kattamiseen tarvittavan energian hankinnasta sähkömarkkinoilta. Kantaverkon häviöihin kuluu vuosittain noin terawattitunti sähköä eli suuren kaupungin kuluttama sähkömäärä. Tarvittavan energian hankinta muodostaa yhden suurimmista yhtiön kulueristä ja häviöiden hinnanvaihteluilta suojaudutaan pitkäjänteisesti.

SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUS PUHUTTAA MAAILMANLAAJUISESTI

Sähkön toimitusvarmuuden turvaaminen on noussut maailmanlaajuisesti yhdeksi energia-alan tärkeimmistä kysymyksistä sähkön yhteismarkkinoiden edistämisen ohella. Kehityksen taustalla vaikuttavat erityisesti vuosina 2003 ja 2006 kymmeniä miljoonia ihmisiä koetelleet erilaisista teknisistä syistä ja käyttöyhteistyön puutteista aiheutuneet suurhäiriöt Yhdysvalloissa ja Euroopassa. Lisäksi verkkojen käyttövarmuutta uhkaavat jatkossa ilmastonmuutoksen aiheuttamat rajuilmat ja muut poikkeukselliset sääilmiöt sekä merkittävästi lisääntyneet kyberturvallisuusriskit. Tämä kaikki edellyttää aiempaa perusteellisempaa varautumista.

Voimajärjestelmän hallinta on vaikeutunut viime vuosina oleellisesti. Ennustettavuudeltaan usein hankalan uusiutuvan energian osuuden nopea kasvu, säätövoiman hupeneminen, sähkön hinnan ohjaamat nopeat siirtotilanteiden muutokset, suurten tuotantoyksiköiden käyttöönotto ja toisaalta poistuminen markkinoilta, rajayhteyksien hallinta sekä järjestelmää tukevan liike-energian väheneminen perinteisten voimalaitosten sulkemisten myötä vaativat käyttövarmuuden ylläpidossa uusia toimintamalleja ja tiiviimpää valvomoyhteistyötä koko Itämeren alueella.

Hupenevan kotimaisen säätövoimatuoannon korvaajaksi on säätösähkömarkkinoiden rajat ylittävän toiminnan kehittämisen lisäksi saatava myös kulutuksen joustot laajasti mukaan. Tulevaisuuteen on varauduttava kattavalla ennakkosuunnittelulla, koulutuksella ja simulaatioharjoittelulla.

Lähiaikoina hyväksyttäneen voimajärjestelmän häiriönhallintaa ja käytön palautusta koskeva verkkosääntö, joka edellyttää muun muassa sähköasemien, käytönvalvonnan, tiedonsiirron ja puheviestinnän teknisen toiminnan varmentamista yhtäjaksoisen 24 tunnin sähköttömän ajan varalta. Näin pitkää koko Suomen kattavaa katkoa ei ole koettu, mutta sellaisen todennäköisyys kasvaa sähköjärjestelmän hallittavuuden vaikeutumisen ja muiden uhkien myötä. Käytön palautuksen ongelmat ja tuntien nopea kuluminen todettiin kouriintuntuvasti syksyn 2014 VALVE-harjoituksessa, jossa mahdollisimman todenmukaisesti simuloitiin suurhäiriön jälkitilannetta muun muassa katkaisemalla sähköt Rovaniemen kaupungista ja harjoittelemalla sähkönpalautusta kantaverkkoon Kemijoen vesivoimalla.

VARAUTUMINEN POIKKEUSTILANTEISIIN

Fingrid on käynnistänyt kokonaisselvityksen häiriövalmiuden ja tarvittavien varmennuksien edellyttämistä teknisistä ja toiminnallisista kehittämistarpeista. Sinänsä poikkeuksellisiin tilanteisiin ja suurhäiriöön varautumista on harjoiteltu paljon, mutta täyskatkon kestoajaksi ei tähän mennessä ole oletettu täyttä vuorokautta. Muutenkin riskienhallinta ja sen osana toiminnan jatkuvuuden varmistaminen ovat viime vuosina olleet yhtiön tavoitteissa keskeisessä asemassa. Jatkuvuuden hallintaa kehitetään käytännönläheisesti valikoitujen, monipuolista varautumista edellyttävien uhkakuvien sekä niihin liittyvän suunnittelun ja käytännön harjoittelun pohjalta. Oleellista on kyky luoda tilannekuva nopeasti ja siirtyä poikkeustilanteen johtamiseen sekä käynnistää ajantasainen kriisiviestintä.

Valmiustoiminta nähdään yhtiössä jatkuvuuden hallinnan jatkumona. Normaaliajan varautumisessa otetaan huomioon myös poikkeusolot, jolloin voimajärjestelmän hallintaa poikkeusoloissa voidaan harjoitella normaalien väistötillanharjoitteiden yhteydessä. Yhtiön vastuulla on myös Huoltovarmuuskeskuksen kanssa tehdyn sopimuksen mukaisesti voimahuollon

valmiussuunnittelua koordinoivan voimatalouspoolin toimiston ja alueorganisaation operatiivinen hoito.

Voimatalouspoolin ja siihen kuuluvien yritysten keskeisin tehtävä on luoda normaalioloissa valmius valtakunnan voimahuollon turvaamiseen ja johtamiseen poikkeusolojen aikana valtioneuvoston asettamien tavoitteiden mukaisesti. Tällaisesta hyvänä esimerkkinä on Huoltovarmuuskeskuksen hallinnoimana ja parhaillaan laajenevasti käyttöön otettava KRIVAT-järjestelmä viranomaisten ja energiayritysten johtokeskusten ja valvomoiden väliseen informaation vaihtoon.

Varautuminen voimajärjestelmän hallinnan vaikeutumiseen näkyy myös pohjoismaisen käyttöyhteistyön ja erityisesti käytön suunnittelun tiivistämisessä. Tätä varten on perusteilla komission alueellisten tavoitteiden mukainen pohjoismaisen sähköjärjestelmän käytön suunnittelun yhteistoimisto Nordic RCS Kööpenhaminaan, johon asiantuntijoita osallistuu Energinetin, Fingridin, Statnetin ja Svenska Kraftnäin organisaatioista.

Sähkömarkkinoiden edistäminen

RAJAT AUKI 3 000 TERAWATTITUNNIN MARKKINOILLE

Fingridin pohjoismaisilla yhteyksillä luovuttiin rajatariffeista vuonna 1999 ja Suomesta tuli oma tarjousalue osaksi pohjoismaista sähkömarkkinaa. Markkinoille tarjolla olevaa yhteyskapasiteettia lisättiin siirtojohtojen kompensointitekniikalla Ruotsin suunnasta 50 prosentilla 2 100 megawattiin ja lähes kaksinkertaisesti vientisuunnassa 1 700 megawattiin. Toisen 400 kilovoltin tasasähkökaapeliyhteyden FennoSkan 2:n toteutus Svenska Kraftnäin kanssa Raumalta Dannebohon Ruotsiin nosti 2011 siirtokapasiteetin 2 700 megawattiin molemmissa suunnissa.

Jo ennen markkinoiden säänneltyä avaamista osa suomalaista raskasta teollisuutta oli sopinut 500 megawatin sähkön siirtomahdollisuudesta Ruotsista Suomeen. Fingridin toimintansa alussa tälle siirrolle soveltamien rajatariffien tasapuolisuutta ehdittiin haastaa korkeinta oikeusastetta myöten, mutta saatu päätös oli Fingridin kannalta myönteinen.

Rajatariffien poistamisen jälkeen uusittiin Ruotsin yhteyksien omistusta, käyttöä ja kustannuksia säädellyt sopimusjärjestelmä, jossa vanhimmat Kalixin 220 kilovoltin yhteyden sopimukset oli tehty jo 1950-luvun lopulla, toisena sopijapuolena Kungliga Vattenfallsstyrelse.

Pohjoismaissa siirtyminen sähköntuottajien kahdenvälisestä rajasiirron ja tuotannon optimoinnin hyödynjaosta markkinoiden kautta tapahtuvaan kaupankäyntiin johti aluksi sähkön pohjoismaisen tukkuhinnan laskuun, kun sähköntuotannon kansalliset ylijäämät purkautuivat yhteismarkkinoille. Myöhemmin, kun investoinnit pohjoismaiseen tuotantoon ehtyivät tai viivästyivät ja kulutus oli vielä kasvussa, sähkön hinta markkinaehtoisesti jälleen nousi.

Hinnan noususta huolimatta markkinoiden keskihintataso alkoi kuitenkin pysytellä alle uuden tuotannon rajakustannuksen ja käytännössä alempana kuin hiililauhdetuotannon muuttuvat kustannukset. Kehitystä on kiihdyttänyt tuetun uusiutuvan energian tulo markkinoille, mutta jo tätäkin ennen markkinoiden kokonaisvolyymin kasvu rajayhteyksien rakentamisen myötä Pohjoismaista Manner-Eurooppaan oli riittävä pysyvästi edullisemmalle sähkön hinnalle.

Julkisuudessa käyty keskustelu sähkömarkkinoiden toiminnasta ja niihin liittyen myös rajayhteyksien investoinneista on ollut kaksijakoista. Markkinaehtoisuus on ollut hyvästä alhaisten hintojen vallitessa, mutta perustelulogiikka on unohtunut, kun markkinoiden on sanottu toimivan huonosti hintojen noustessa.

Itärajalla sähkön tuonti Venäjältä 400 kilovoltin yhdysjohdoilla nousi ennätyslukemiin 2001, kun Viipurin neljäs muuttajayksikkö otettiin käyttöön ja siir-

ryttiin teknisen maksimitehon käytön mahdollistavaan uuteen tuonnin siirtopalveluun ja sovittiin RAO EES Rossiin kanssa uusista järjestelmä- ja käyttöehdoista. Uusi sopimusjärjestelmä laajensi Venäjän tuontimahdollisuuksien tarjoamisen kaikille kiinnostuneille tahoille, kun Imatran Voiman ja Pohjolan Voiman koko rajakapasiteetin varanneet pitkät tuontisopimukset päättyivät.

Tärkeä Venäjän tuonnin etappi oli kolmannen 400 kilovoltin rajayhdysjohdon valmistuminen vuoden 2003 alussa Pietarista ensin Viipuriin ja sieltä Fingridin Kymin sähköasemalle. Yhteys Pietarista Viipuriin mahdollisti Pietarin Luoteislaitoksen eli tuolloin uunituoreen 450 megawatin kaasukombivoimalaitoksen liittäminen ja synkronoinnin Suomen verkkoon. Kaiken kaikkiaan kaupallinen tuontimahdollisuus Venäjältä kasvoi 50 prosenttia 1 300 megawattiin.

Sähkön tuonti Venäjältä Suomen kautta pohjoismaisille markkinoille oli viime vuosikymmenen alkupuolella taloudellisesti niin kiinnostavaa, että siirtopalvelusta käytiin neuvotteluja lähes kolmenkymmenen kansainvälisen toimijan kanssa. Tämän lisäksi venäläiset ehdottivat suunnitelmia lisäyhteyksistä Pohjois-Suomeen ydinvoimatuoitannoltaan ylijäämäiseltä Kuolan alueelta.

Venäjällä toimi ja toimii edelleen vientimonopoli, mikä käytännössä rajoitti palvelun markkinointimahdollisuuksia ja tosiasialisesti myös tuojien määrää. Saadakseen kapasiteetin jaettua usealle tuojalle, Fingrid asetti palvelulle tuojakohtaisia kapasiteettirajoituksia. Tuonnista kiinnostuneiden yhtiöiden määrä lisääntyi, mutta niiden omistustaustoista ei aina saatu täyttä varmuutta.

Tälle vuosikymmenelle tultaessa venäläiset keskittivät koko tuonnin sähkön sikäläisen vientiyhtiön eli nykyisen InterRAOn suomalaiseen tytäryhtiöön. Merkittävä muutos tapahtui 2011, kun Venäjän kapasiteettiperusteiset sähkömarkkinat avattiin. Sen jälkeen sähköstä on saanut markkinaehtoisesti paremman hinnan tehotaseeltaan suhteellisen heikolla Venäjän

luoteisella alueella. Markkinamuutoksen seurauksena sähkön vuotuinen tuonti Venäjältä pohjoismaisille markkinoille romahti yli kymmenestä terawattitunnista neljään terawattituntiin. Ensimmäinen vakava oire Venäjän luoteisalueen tehotaseen heikkenemisestä nähtiin tammikuussa 2006, kun venäläiset yllättäen ja ensimmäisen kerran yhteyden koko käyttöhistorian aikana rajoittivat vientiä Suomeen käyttövarmuussyistä.

Eurooppalaisten markkinoiden ulkopuolelta tuotavalle venäläiselle sähkölle sovellettu rajatariffi pysyi alusta asti kestoaiheena kaikilla tasoilla venäläisten osapuolien kanssa käydyissä neuvotteluissa. Jopa presidentti **Putin** viittasi rajatariffiin joulukuussa 2004 presidentti **Halosen** tapaamisen jälkeen järjestetyssä lehdistötilaisuudessa kaupallisen yhteistyön ongelmana.

Tuontimaksujen poistamista tai alentamista ajettiin myös Venäjän ja Euroopan unionin välisessä energiadialogiprosessissa jopa sen verran voimakkaasti, että komissio esitti sekä eurooppalaisten kantaverkkotoimijoiden järjestö ETSO:lle että Fingridille muutosmahdollisuuksien selvittämistä. Nyttemmin tariffia on kehitetty paremmin erityyppisten sähkömarkkinoiden välisen sähkönsiirron hinnoitteluun sopivaksi ja vastavuoroiseksi. Vienti Venäjälle on ollut mahdollista kesäkuusta 2015.

Venäläisen sähkön hintaetuun liittyi myös edellisen vuosikymmen puolivälissä hanke rakentaa tuhannen megawatin merikaapeliyhteys Sosnovyi Borin Kernovon-alueelta Kotkaan. Yhtiö ei kuitenkaan saanut kauppa- ja teollisuusministeriöltä rajoitustalutapa ja korkeinta oikeusastetta myöten käsitelty monivuotinen hanke kaatui sähkön omavaraisuusnäkökohtiin sekä Fingridin selvittämiin käyttövarmuusriskeihin.

Venäläiset olivat laajemminkin aktiivisia rajayhteyskysymyksissä. Sähköyhtiö RAO EES Rossiin pääjohtaja **Anatoli Tšubais** esitti Venäjän ja Euroopan sähköverkkojen yhdistämistä ja synkronointia. Poliittiset mittasuhteet saaneesta suurhankkeesta samoin kuin pilotiksi esitetystä pohjoismaisen järjestelmän synkronoinnista Venäjän verkkoon tehtiin teknisiä

selvityksiä ja myös niistä raportoitiin mainitussa energiadialogissa. Fingrid osallistui selvityksiin tai niiden seurantaan NORDEL- ja eurooppalaisen ETSO-järjestön edustajana.

Synkronointihankkeet tyrehtyivät lopulta eri puolilla maailmaa ja lopulta Moskovassakin tapahtuneiden suurhäiriöiden esiin nostamiin riskeihin ja Venäjällä keskityttiin tämän jälkeen energiasektorin reformin läpiviemiseen, joka saatiin päätökseen 2008. Nykyisin Fingridin vastapuolina Venäjällä toimivat verkkotoimintojen hallintayhtiö Rosseti, kantaverkkoyhtiö FSK, järjestelmän käytöstä vastaava SO UPS ja sähkön vientiyhtiö InterRAO.

RAJASIIRTOYHTEYKSIEN LISÄÄMINEN

Markkinoiden toiminnalle tärkeitä rajasiirtoyhteydet saivat oleellisen lisän, kun 350 megawatin tehoinen merikaapeliyhteys EstLink 1 vihittiin käyttöön 2006 suomalaisvirolaisen konsortion rakennuttamana. Viron suunnan rajakapasiteetti lähes kolminkertaistui 2013, kun 650 megawatin tehoinen toinen merikaapeliyhteys EstLink 2 valmistui Fingridin ja Viron kantaverkkoyhtiö Eleringin yhteistyönä, ja Baltian maat liittyivät osaksi pohjoismaista ja samalla kasvavaa Itämeren alueen sähkömarkkinaa. Markkinavastavuoroisuuden toteutuminen mahdollisti lisäksi sen, että EstLink 1 siirtyi samana vuonna Fingridin ja Eleringin omistukseen. EstLink 2 oli poliittisestikin niin merkittävä, että sille saatiin Euroopan unionilta 100 miljoonan euron investointituki.

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden toiminnan käynnistyttyä täydessä laajuudessa 2000-luvun alussa vastaavia markkinamalleja on sovellettu muualla Euroopassa alueellisesti ja vaiheittain kehittyneiden markkinoiden luonnissa. Kuluva vuosikymmenen aikana kehitys on ollut erityisen nopeaa, kun alueellisia markkinoita on yhdistetty toisiinsa. Tällä hetkellä sähkölle lasketaan seuraavan päivän tuntihinnat markkinalla, jonka vuotuinen volyyymi on lähes 3 000 terawattituntia ja joka kattaa 19 maata ja maantieteellisesti lähes koko Euroopan. Vertailun vuoksi: ener-

giaintensiivisen Suomen noin 80 terawattitunnin sähkön kulutus edustaa vain kolmea prosenttia kokonaisvolyyymistä.

Sähköä tuotetaan tällä hetkellä eurooppalaisilla ja samalla maailman suurimmilla sähkömarkkinoilla voimalaitosten kustannustehokkaimman ajorjestyksen mukaisesti. Jo 1700-luvulta peräisin oleva **Adam Smithin** kuvaus markkinoiden näkymättömästä kädestä ohjaa tehokkaasti tuhansia tuotannon generaattoreita ja toisaalta kulutusta kulloisenkin energiahinnan perusteella ilman keskitettyä ohjausjärjestelmää.

Suomen huippukulutus on noussut yli 15 000 megawatin ja pakkaspäivinä kulutusta kattamaan tarvitaan useita tuhansia megawatteja tuontisähköä. Tilannetta on vaikeuttanut Venäjän tuonnin energiamäärässä laskettuna lähes 70 prosentin pudotus. Vaikka edullisen sähkön tarjonta markkinoilla on lisääntynyt ja sähkön hinta on ollut jo pitkään alhaalla Suomessakin, se on edelleen pysyvästi korkeampi kuin Ruotsissa ja Norjassa.

Sähkön tuonti lännestä on viime aikoina ollut ennätystasolla ja tuontisähkön kokonaismäärä lähentelee neljännestä vuotuisesta kulutuksesta. Suomen talviajan teho- ja energiatasetta helpottaa jonkin verran Olkiluodon uuden ydinvoimalan valmistuminen myöhemmin tällä vuosikymmenellä ja pidemmällä tähtäimellä Fennovoiman ydinvoimala Pyhäjoella ensi vuosikymmenen puolivälissä. Tuulivoima parantaa energiatasetta, mutta tehotaseen osalta sen varaan ei voida laskea, kuten tämän vuoden tammikuun kovilla pakkasilla voitiin havaita.

VÄHITTÄISMARKKINAT KEHITTYVÄT

Kuluneen yli kahden vuosikymmenen aikana eurooppalainen sähkömarkkinayhteistyö on kohdistunut lähinnä tukkumarkkinoiden avaamiseen. Vähittäismarkkinoiden kehittäminen on jäänyt kansalliselle tasolle ja edennyt maittain hyvin vaihtelevasti. Monissa maissa vähittäismyyntiä ei voi käytännössä vieläköön kilpailuttaa, kun taas Suomessa vähittäisasiakkaat

ovat voineet kilpailuttaa sähkön myyjät jo 1998 alkaen tyyppikulutuskäyriin ja myöhemmin todelliseen tunti-kohtaisesti mitattuun energiaan perustuen. Kehitteillä oleva pohjoismainen taseselvitys tulee edistämään tukkumarkkinoiden kaupankäynnin lisäksi rajat ylittävän sähkön vähittäiskaupan käynnistymistä.

Suomessa vähittäisasiakkaista sähkönmyyjiä vaihtaa vajaa 10 prosenttia vuodessa, mutta hintavertailuja laatii ja myyjä kilpailuttaa suurempi määrä. Toimittajan vaihtokynnystä nostaa kilpailutuksesta koituvan vaivan lisäksi alhaiseksi koettu hyöty, sillä sähkönsiirto ja verot ovat kilpailun ulkopuolella. Sähkön kokonaishinnasta kilpailutettavan energian osuus on vain noin kolmasosa, jolloin esimerkiksi kaukolämpömitetyssä kerrostaloasunnossa saavutettava hyöty voi jäädä muutamia kymmeniä euroihin vuodessa. Kantaverkkosiirron keskimääräinen osuus kuluttajan maksamasta sähkön kokonaishinnasta on kolmisen prosenttia.

Sähkönkäyttöpaikkoja on Suomessa karkeasti noin 3,5 miljoonaa. Tällä hetkellä esimerkiksi myyjänvaihto tai käyttöpaikan omistajan muutos aiheuttavat pääosin käsin tehtävää ja virhealtista tietojen päivittämistä useiden sähköntoimitusketjussa olevien toimijoiden tieto- ja laskutusjärjestelmissä. Joustavuutta lisäävää ja vähittäismarkkinoiden aktiivisuutta edistävää yhtenäistä hallintamallia eri toimijoiden välillä ei ole olemassa.

Asiantilan korjaamiseksi Fingrid on työ- ja elinkeinoministeriön esityksestä toteuttamassa keskitettyä sähkömarkkinaosapuolia palvelevaa ja sähkömarkkinoiden rekisteröityä tietoa hallinnoivaa tiedonvaihtopalvelua. Tätä varten on perustettu Fingridin täysin omistama tytäryhtiö Fingrid Datahub Oy, joka aloitti toimintansa kuluva vuoden alussa. Aikataulun mukaan sähkömarkkinoiden ja erityisesti vähittäismarkkinoiden osapuolitietojen hallintaa tehostava palvelu järjestelmineen on käytössä 2019 jälkipuoliskolla.

Energiajärjestelmän murros

UUSIUTUVIEN TUKI UHKAA ENERGIAPOHJAISTA MARKKINAMALLIA

Euroopan unionin energia- ja ilmastopolitiikka rakentuu päästöjen vähentämisen ja uusiutuvan energian osuuden lisäämisen sekä energiatehokkuuden parantamisen varaan. Kaikissa näissä energia-alan toimet ovat olennaisessa asemassa.

Sähkön tuotantorakenne on voimakkaasti muuttunut uusiutuvan energian osuuden lisääntyttyä ja säätökelpoisen fossiilisen lauhdetuotannon vähentyttyä. Suomessa kehitys on johtanut hiililauhdelaiteiden pitkäaikaissäilytykseen ja purkamiseen. Kehitys vain kiihtyy, kun Pariisin joulukuun 2015 ilmastopöytäkirjasta aletaan toden teolla laittaa käytäntöön.

Tähän saakka sähkömarkkinoiden sujuva toiminta on helpottanut järjestelmävuorokausittain toteutettujen kantaverkkoyhtiöiden kuten Fingridin toimintaa järjestelmän hallinnassa. Seuraavan päivän siirtotilanne on ollut tiedossa vuorokautta etukäteen ja toimijat ovat voineet hallitusti säätää sähkön myyntejään ja hankintoihin käyttötunnille saakka.

Tuotantorakenteen muutos kuitenkin vaarantaa nykyisen pelkkään energiaan perustuvan markkinamallin toiminnan, koska tuettu uusiutuva energiantuotanto ei reagoi markkinoiden hinta-signaaleihin ja poistaa kannattavuutta käytössä olevalta tuotannolta ja uusilta markkinaehtoisilta investoinneilta. Tapahtunut ja vielä etenevä muutos vaikuttaa markkinoilla yli rajojen niin Pohjoismaissa kuin muualla Euroopassa.

Kun Saksa tämän vuosikymmenen alussa päätti aloittaa ydinvoiman alasajon ja kohdistaa mittavan tuen uusiutuvalla energialle, käynnistyi meneillään oleva tuotantorakenteen murros täydessä laajuudessaan koko Euroopan alueella. Pelkästään Saksassa tuuli- ja aurinkovoiman tuotantoteho ylittää jo

80 000 megawattia eli moninkertaisesti poistuvan ydinvoimatehon määrän ja energiassakin laskettuna kaksinkertaisesti. Tilanne on samansuuntainen suorassa osassa Eurooppaa, ja muun muassa Ruotsi on seuraamassa Saksan mallia ja suunnittelee ydinvoimasta luopumista nopeutetulla aikataululla sekä tukemalla merkittävästi tuulivoiman rakentamista.

Hinnoitteluongelmien lisäksi uusiutuvan tuotannon suurta alueellista vaihtelua on vaikeaa tasata perinteisen, säätävän tuotannon määrän jatkuvasti vähentyessä. Suurin ongelma on, että uusiutuvan tuotannon tehoa ei välttämättä ole käytettävissä silloin, kun sitä tarvitaan esimerkiksi kylmän ja tyynen talvipäivän kulutushuippuina.

Mikäli talvella pakkasrintama on pitkäaikainen ja ulottuu idästä Pohjoismaihin sekä etelässä laajalle Eurooppaan, niin tilanne voi muuttua kriittiseksi ja johtaa alueelliseen ja jopa koko mantereen laajuiseen kulutuksen säännöstelyyn. Voimajohtojen kapasiteetit eri alueiden tai maiden välisillä rajayhteyksillä eivät välttämättä riitä tasaamaan ääritilanteissa syntyviä suuria eroja maiden tehotaseissa. Uusiutuvan tuotannon merkittävydestä ja aiemmin kokemattomista seurauksista kertoo sekin, että kevään 2016 osittainen auringonpimennys Euroopassa ensin vähensi käytettävissä olevaa tuotantoa hyvin nopeasti 17 000 megawattia ja pimennyksen jälkeen tehoa palautui vieläkin nopeammin 25 000 megawattia. Tilanteesta selvittiin valvomoyhteistyötä tiivistämällä sekä tuotantoreservejä varaamalla.

Nopeaa ratkaisua verkkokapasiteetin riittävyysongelmiin ei ole näköpiirissä, koska uusien voimajohtojen rakentaminen saattaa alue- ja ympäristöpoliittisine valmisteluineen viedä vuosikymmeniä komission lupaprosessien keventämiseen tähtäivistä ja investointeja tukevista toiminnoista huolimatta. Sähkön säännöstely tai iso häiriö voi johtaa nopeisiin poliittisiin ratkaisuihin, joita on jo koettu sekä kansallisesti että Euroopan tasolla. Päätöksenteon nopeus on sinänsä hyvästä, mutta se vaikuttaa helposti myös valmistelun ja päätösten laatuun.

Markkinamallin uutta versiota kehitetään ja vaihtoehtoja haetaan muun muassa siirtämällä kaupankäyntiä lähemmäksi käyttöhetkeä ja mahdollisesti poistamalla hintakattoja, jotta teholle saataisiin niukkuustilanteessa riittävä hinta. Hinnan pitäisi olla niin korkea, että se pitää tuotannon tehoreservejä valmiudessa. Kulutuksen jousto tulisi voida valjastaa täydessä mitassa korvaamaan vähenevää tuotannon säätöpotentiaalia.

Sähkön kulutuksessa on huomattavia määriä tehoa, jota voitaisiin käytännössä rajoittaa ilman sähkön kuluttajalle aiheutuvaa haittaa. Tällaisten joustojen toteuttaminen edellyttää kuitenkin sopimista kuluttajien kanssa sekä mahdollisuutta teknisesti liittää hinta- ja rajoitusohjauksia kymmeniin tuhansiin kulutuskohteisiin.

Kansainvälinen yhteistyö

FINGRID AKTIIVISENA VAIKUTTAJANA

Eurooppalaisten sähkömarkkinoiden kehittäminen on ollut Fingridin kannalta elintärkeä vaikuttamisprosessi. Kantaverkkotoimijoiden alueelliset järjestöt perustivat 1999 yhteistyöjärjestö ETSOn, jonka ensisijaisena tavoitteena oli vapaaehtoisuudelta sopia rajatariffien poistosta ja keskinäisistä sähkön läpisiirtoa koskevista korvauksista. Tämä noin 400 miljoonan euron vuotuinen järjestely merkitsi käytännössä sähkömarkkinoiden todellisen vapautumisen alkua koko Euroopan alueella. Fingrid osallistui aktiivisesti järjestön johtamiseen ja toimintaan.

ETSOn seuraajaksi perustettiin 2009 ENTSO-E, johon ETSO ja kaikki alueelliset kantaverkkojärjestöt kuten pohjoismainen NORDEL ja Manner-Euroopan UCTE sulautuivat. Fingrid on osallistunut pitkäjänteisesti ENTSO-E:n johtamiseen ja toimintaan sekä hallituksessa että eri valmistelukomiteoissa ja työryhmissä.

Järjestöllä on keskeinen asema yhdessä komission ja eurooppalaisten sääntelyviranomaisten kanssa laadittaessa sähkömarkkinoita ja siirtoverkkoja koskevia lainvoimaisia verkkosääntöjä. Verkkosäännöt hyväksytään Euroopan unionissa direktiivejä vastavalla menettelyllä, mutta ne ovat voimaantullessaan välittömästi noudatettavaa säädäntöä.

Eurooppalaisen yhteistyön ohella pitkän historian omaava NORDEL-toiminta oli tuloksellista, kun pohjoismaisia näkökantoja ja tavoitteita edistettiin eurooppalaisessa sähkömarkkinayhteistyössä. Vaikka järjestönä NORDEL on lakannut olemasta, tiivis pohjoismainen yhteistyö jatkuu osana eurooppalaisen mallin mukaista sähkömarkkinoiden alueellista kehittämistä.

Muista Pohjoismaista poiketen Suomi muodostaa pohjoismaisessa sähköpöytäkirjassa yhden hinta-alueen, mikä vaatimus on kirjattu myös 2013 sähkömarkkinalakiin. Fingridin tavoitteena on edelleen pienentää Suomen ja läntisten naapurimaiden välistä aluehintaeroa ja Suomen kansantaloudelle aiheutuvaa haittaa kasvattamalla läntistä rajasiirtokapasiteettia. Yhtiö on jo pitkään käyttövarmuus- ja hintayhtenäisyyssyistä halunnut rakentaa pohjoiseen kolmannen vaihtosähköyhteyden Svenska Kraftnätin kanssa, mutta yhteisen näkemyksen saavuttaminen on vienyt aikaa. Nykyistä yhtenäisempi hinta koko markkina-alueella edellyttää lisää siirtokapasiteettia myös Ruotsissa ja Norjassa, joissa tarvittavat verkkoinvestoinnit eivät kuitenkaan ole edenneet toivotusti.

Pohjoismaisen energia-yhteistyön tehostaminen on ollut pitkään maiden energiaministerien asialistalla. Syksyllä 2015 ministeristö kutsui **Jorma Ollilan** selvitysmieheksi arvioimaan tilannetta.

Esillä on aika ajoin ollut myös yhteispohjoismaisen kantaverkkoyhtiön perustaminen tarvittavien investointien edistämiseksi. Fingridin ja Suomen kannalta oleellinen kysymys on, miten Ruotsin ja Norjan kantaverkoissa tai näiden maiden välisillä eteläisillä rajayhteyksillä tarvittavia vahvistuksia rahoitettaisiin. Verkkokapasiteetin kasvattamiseksi Euroopan

komissio on jo kaavailut malleja, joissa kantaverkko-yhtiöt voisivat osallistua investointeihin toisen toimijan verkossa.

KESKUSTELUALOITE: SÄHKÖMARKKINAT KORJAUKSEN TARPEESSA

Fingrid julkaisi toukokuussa 2016 energiapolitiittisia päättäjiä ja alan toimijoita yli valtakunnan rajojen haastavan keskustelualoitteen. Sähkömarkkinoiden vahvistaminen kaipaa nopeita toimia muun muassa tukipolitiikan harmonisoimista ja muuttamista niin, etteivät markkinat ja niiden tuottama tehokkuus sekä mittavat kansantaloudelliset hyödyt tyrehy veronmaksajien rahoilla tapahtuvaan markkinoiden eräänlaiseen kansallistamiseen.

Poliittisilla tahoilla ollaan havahtumassa tosi-asiaan, että ylimitoitettut tuet romuttavat neljännesvuosisadan aikana rakennuttua eurooppalaista sähkömarkkinajärjestelmää. Tärkeä on myös havainto kansallisesti maksettujen tukirahojen valumisesta rajojen yli. Näin tapahtuu vaikkapa Saksassa, jossa alhaisemmat ja toisinaan negatiiviset aluehinnat johtavat omien veronmaksajien miljardien tukieurojen päätymiseen naapurikansantalouksiin.

Markkinoiden kehittäminen, verkkosäännöt ja verkkosuunnitelmat edellyttävät mittavaa valmistelua. Fingrid jatkaa aktiivisesti eurooppalaista yhteistyötä ENTSO-E:n hallinnossa ja alueellisissa kokoonpanoissa. Fingridillä on edustus verkkosääntöjen valmistelutyöryhmissä. Tämän lisäksi Fingrid osallistuu pohjoismaisena ja eurooppalaisena yhteistyönä joka toinen vuosi julkaistavien Euroopan kantaverkkojen kymmenvuotissuunnitelman samoin kuin alueellisten Pohjoismaiden ja Itämeren alueen verkkosuunnitelmiin laadintaan.

Myöskään Fingridin kotimaisia sidosryhmiä varten perustaman ja hallinnoiman verkkosääntöfoorumin pöydältä ei tule puuttumaan työstettäviä asioita. Euroopan unionin komitologiakäsittelyssä hyväksytyt ja jo voimassaolevia verkkosääntöjä ovat siirtokapasiteetin ja pullonkaulojen hallin-

taa sekä sähkön tuotannon verkkoon liittämistä koskevat säännöt. Verkkosäännöt siirtokapasiteetin pitkäaikaisesta varaamisesta, kulutuksen verkkoon liittämisestä, tasavirtayhteyksistä ja voimajärjestelmän käytöstä on hyväksytyt ja odottavat voimaantuloa. Häiriöhallinnan ja käytön palautuksen verkkosäännön voimaantulo odottaa vielä Euroopan parlamentin ja neuvoston päätöskäsittelyä. Tasehallinnan verkkosääntö on komitologiakäsittelyssä.

Sähkömarkkinakehityksen alkuvaiheissa Fingrid toimi myös konsulttina lähinnä itäisen Euroopan juuri sähkömarkkinoille liittyvien maiden kantaverkkotoimijoille. Sähkömarkkinoiden edistämistavoitteiden lisäksi toiminta palveli yhtiön henkilökunnan kansainvälistymistä ja ammatillisia kehitysmahdollisuuksia. Tästä toiminnasta kuitenkin myöhemmin luovuttiin yhtiön oman tehtäväkentän monipuolistuessa ja vastuiden lisääntyttyä toimintaympäristön muutoksen myötä.

Fingridin toiminta on kansallisista toimintavastuista huolimatta kehittynyt huomattavan kansainväliseksi, kun verkon rakentaminen ja monet järjestelmät hankitaan kansainvälisellä kilpailutuksella. Eurooppalaisen ja Itämeren alueen yhteistyön lisäksi Fingrid osallistuu voimajärjestelmien kansainväliseen tutkimus- ja kehitystoimintaan valikoiduilla teknisillä aloilla kuten yhtiölle tärkeässä merikaapeli HVDC-tasavirtatekniikassa. Myös kantaverkkotoiminnan parhaiden käytäntöjen vertailututkimukset edellyttävät ja mahdollistavat syvällistä kansainvälistä asiantuntijayhteistyötä.

Strategia, johtaminen ja työyhteisö

KANTAVERKKOTOIMINNAN ESIKUVA

Toimitusjohtaja **Jukka Ruusunen** toteaa Fingridin vuosikertomuksessa 2006: "Euroopan unionissa

energia on noussut politiikan asialuettelon kärkeen. Energiapolitiikan kulmakiviä ovat kilpailukyky, ympäristö ja toimitusvarmuus. Näiden tavoitteiden tasapainottaminen on osoittautunut erittäin haasteelliseksi tehtäväksi jatkuvasti muuttuvassa ympäristössä." Tuolloin puhuttiin vielä tavoitteiden tasapainottamisesta, mutta nyt ennustetut haasteet ovat muuttuneet jo päivittäisiksi sähkömarkkinoita ja jopa voimajärjestelmän hallintaa uhkaaviksi tapahtumiksi.

Tätä taustaa vasten käynnistettiin 2007 Fingridissä kokonaisvaltainen neljän näkökulmaan eli asiakkaisiin, talouteen, sisäisiin prosesseihin ja henkilöstöön perustuva strategiatyöprosessi sekä tätä tukeva työyhteisön kehittämissuunnitelma. Strategiapuolesta oli tuki jo olemassa, mutta radikaalisti muuttuva toimintaympäristö vaati aiempaa enemmän koko henkilöstöä osallistavaa lähestymistapaa. Tähän neljän näkökulman strategijaviitekehys sopi hyvin.

Yhtiön strategia on kiteytetty sloganiin "Valot päällä valtakunnassa ja markkinat toiminnassa. Investoinnit turvallisesti ja tehokkaasti". Näiden hoitamisessa visiona on olla kantaverkkotoiminnan esikuva, joka ajoittaisen saavuttamisen jälkeenkin on toimintaa kirittävä maali.

Yhtiön arvot työstettiin koko organisaation voimin uuteen muotoon osana strategiatyöprosessia. Kuluva vuonna henkilöstö haastettiin jälleen pohdemaan arvojen merkitystä käytännön toiminnassa ja suhteessa muuttuvaan toimintaympäristöön. Lopputuloksena oli, että avoimuus, tasapuolisuus, tehokkuus ja vastuullisuus ovat edelleenkin toimiva arvokokonaisuus monopoliasemassa toimivalle kantaverkko-yhtiölle voimakkaasti muuttuvassa toimintaympäristössä. Yhtiötä perustettaessa käytetyt määreet tasapuolisuudesta ja tehokkuudesta ovat edelleen mukana.

Organisaatorakenne ja johtamisjärjestelmä muokattiin matriisimuotoon osaksi strategiaa, jossa yhtiön kolmen päätehtävän toteuttamista varten otettiin käyttöön sisäiset prosessit eli siirtokapasiteetin varmistaminen, käyttövarmuuden hallinta ja

sähkömarkkinoiden edistäminen. Olennainen piirre Fingridin soveltamassa mallissa on, että prosessiomistajuudet nimettiin prosessien toimeenpanon kannalta keskeisimpien toimintojen johdon vastuulle. Näin myös johtamisessa toteutuu matriisirakenteelle tyypillinen kaksoisrooli yhtäältä prosessin ja toisaalta henkilöstöresurssien näkökulmasta.

Matriisiorganisaatiota on kehitetty edelleen niin, että pääprosessien ohella myös asiakas-, talous- ja henkilöstönäkökulmat muodostavat johtamisjärjestelmässä prosessimaisittain hallittavat kokonaisuudet. Tällä varmistetaan muun muassa henkilöstöasioiden ja osaamisen varmistamisen strateginen asema yhtiön toiminnassa. Yhtiötason strategisia mittareita ovat siirtokeskeytysten aiheuttama haitta kansantaloudelle, tukkusähkön markkinahinta Ruotsiin verrattuna, kustannustehokkuus ja asiakastyytyväisyys.

Henkilöstön osallistamisella ja valtaistamisella yhtiön strategiasta on saatu yhteinen strategia. Henkilöstön kehityskeskustelut nivottiin rakenteeltaan, sisällöltään ja ajoitukseltaan yhteen liiketoiminnan strategisen suunnittelun kanssa. Keskusteluille annettiin tavoitetta paremmin kuvaava nimi "Minun strategiani", jossa neljän näkökulman mukaisesti sovitaan yhtiön tavoitteiden suuntaisista jokaisen yhtiöläisen henkilökohtaisista tavoitteista.

Innovaatiotoiminnan edistämiseksi ja tavoitteiden kiteyttämiseksi on hyödynnetty alan käytäntöjä tutkivia korkeakouluja ja asiantuntijatahoja, mutta ensi sijassa luomalla innovaatioita tukevia sisäisiä toimintamalleja. Ideoiden käsittelyä ja arviointia varten on käytössä oma hallintajärjestelmä, josta esityksiä kootaan säännöllisesti päätettäväksi asianomaisten prosessien ohjausryhmissä. Laajempien kuten toimintaympäristöä koskevien työpajojen läpivientiin on henkilöstöstä valikoitu ja valmennettu avainhenkilöitä.

Suomessa ei ole toista kantaverkko-yhtiötä, joten yhtiö on järjestelmällisesti kehittännyt yhteistyötä korkeakoulujen, tutkimuslaitosten ja muiden

kotimaiseen voimajärjestelmäosaamiseen vaikuttavien tahojen kanssa. Alan teknologian tutkimusta ja kehitystä on 2006 alkaen arvioitu yhtiön hallinnoimassa teknologiafoorumissa, johon on kutsuttu edustajia korkeakouluista, tutkimuslaitoksista ja alan järjestöistä. Fingrid on myös rahoittanut osaa-misalueen koulutukseen tarvittavia professuureja. Erittäin tärkeää yhtiölle on ollut mahdollisuus tarjota korkeakouluopiskelijoille haastavia opinnäytetöitä sekä tukea väitöskirjahankkeita toiminnan eri osaluilla.

Fingrid voitti 2015 Vastuullinen kesäduuni -kampanjan suurten yritysten sarjan. Yhtiö saa vuosittain noin 2 000 harjoittelupaikkahakemusta opiskelijoilta, mikä on kymmenkertainen määrä joitakin vuosia aiempaan verrattuna.

Fingrid on osallistunut myös yrityskulttuuria ja johtamista mittaavaan Great Place to Work -tutkimukseen. Yhtiön sijoitus keskisuurten yritysten sarjassa on ollut nousujohteinen, ja 2016 yhtiö saavutti sijan 10, mitä voidaan pitää erinomaisena energia-alan monopolitoimijalle. Työyhteisötutkimukset koetaan mielekkäinä ja niiden edustavuus on pysynyt korkeana henkilöstön vastausprosentin ollessa lähellä ja jopa yli 90 prosenttia.

Digitaalisesti kohti tulevaisuutta

DIGITALISAATIO LISÄÄ TUOTTAVUUTTA JA TEKEMISEN MIELEKKYYTTÄ

Fingridin koko operatiivinen toiminta nojaa tehokkaisiin, korkean käytettävyyden ja turvallisuuden tietoliikenne- ja tietojärjestelmäratkaisuihin. Fingridissä ja sen edeltäjissä on oivallettu alusta pitäen, että investoinnit tieto- ja tietoliikennejärjestelmiin ja niiden innovatiivinen käyttö mahdollistavat suurelta osin käyttötoiminnan ja kunnossapidon operatiivisen

tehokkuuden. Digitalisaatio on ollut sähköjärjestelmän hallinnassa kantava teema jo vuosikymmeniä ennen nykyisen termin tunnetuksi tuloa.

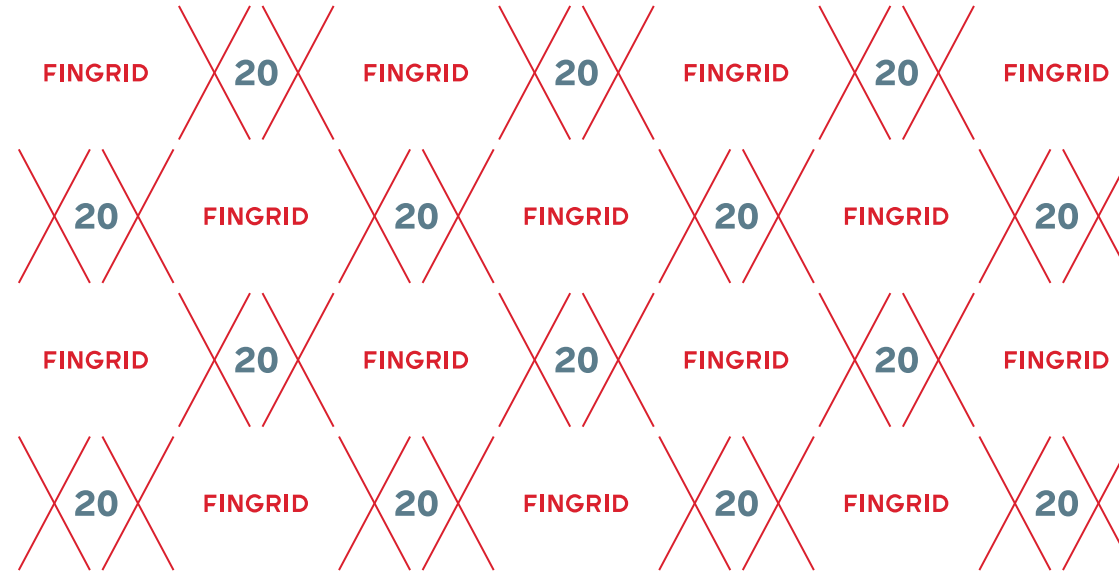
Fingridin tietojärjestelmien kehittämisessä ja toteutuksessa kyberuhkien torjunta on ollut keskeinen suunnittelukriteeri ja verkkoturvallisuuden kehittämisessä yhtiö on ollut eturintamassa yhteistyössä viranomaisten kanssa.

Nopeasti muuttuva liiketoimintaympäristö, monimutkaistuva voimajärjestelmän hallinta, sähköverkkojen älykkäät ratkaisut, vähittäiskuluttajien sähkönkäyttöön liittyvä informaatio ja ohjaus sekä monet muut tekijät edellyttävät yhä kattavampaa liiketoimintatiedon hallintaa ja suuria tietomääriä käsittelemään kykeneviä informaatoratkaisuja. Sähköjärjestelmä itsessään tuottaa jo nyt valtavasti hyödynnettävää tietoa, joka yhdistettynä toimintaympäristöstä saatavaan tietoon ja digitalisaatioinnovaatioihin, kuten analytiikkaan ja visualisointiin, luo ennen näkemättömiä mahdollisuuksia.

Tarkemmat ennusteet, sujuvat toteutusprosessit, nopea reagointi ja luotettava päätöksenteko merkitsevät kaikki tehokkaampaa ja kestävämpää liiketoimintaa sekä henkilötöiden suurempaa lisäarvoa. Samalla digitalisaatio muuttaa työn tekemisen luonnetta virtuaalisemmaksi sekä ajasta että paikasta riippumattomaksi. Fingrid on kaikessa tässä tiiviisti mukana.

Lopuksi

Fingridiläinen kantaverkkotoiminta on kustannustehokkuudessa ja laadussa mitattuna maailman kärkeä. Hyvän perustan yhtiön toiminnalle antoivat edeltäjiltä perityt osaaminen, ulkoistamiseen perustuva liiketoimintamalli sekä suomalaisiin olosuhteisiin soveltuva teknisesti korkeatasoinen siirtoverkko. Kustannustehokkuuden omaksumista oli vauhdittanut jo vuosikymmenet jatkunut kilpailuasetelma verkon rakentamisessa.



Fingridin käynnistäessä toimintaansa syyskuussa 1997 ei samanlaista liiketoimintamallia ollut olemassa muualla. Omistukseltaan yhtiö oli yksityinen, mutta toteutti laissa määrättyä tehtävää. Toiminnan käynnistämiseen täydessä laajuudessaan oli käytännössä aikaa yhtiölle siirtyneiden liiketoimintasopimusten päättymiseen eli marraskuuhun 1998 saakka. Tämä edellytti kaikki liiketoiminnan osa-alueet kattavan kehittämisprosessin nopeaa käynnistämistä. Kehittäminen on jatkunut vaatimusten ja vastuiden kasvaessa yhtiön koko toiminnan ajan, kuten edellä on kuvattu.

Toiminnan ensimmäinen vuosikymmen oli paljolti Fingridistä lähtevää liiketoimintamallien kehittämistä ja ratkaisujen toteuttamista, kun taas jälkimmäistä on leimannut ulkopuolelta tulevan

sääntelyn vahvistuminen sekä toimintaympäristön kiihtyvä ja yhtiön toimista riippumaton muutos. Tämä yhdessä nykyisen toiminnallisen laadun ylläpidon, ennätyskellisen investointitahdin ja suurten liiketoiminnan kehittämishankkeiden kanssa vaatii yhtiöltä toimimista ja asemaa luotettuna energia-vaikuttajana ja sen henkilöstöltä monipuolista, aktiivista ja tuloksellista työskentelyä.

Selkeä strategia ja sen toimeenpanemiseksi valittu, henkilöstöä syvästi osallistava toimintamalli ovat onnistumisen kannalta avainasemassa. Erityisesti on huolehdittava, että myös yhtiön tulevilla vuosikymmenillä keskitytään asiakkaiden ja yhteiskunnan kannalta oleelliseen, jotta visio kantaverkkotoiminnan esikuvasta ei karkaa ulottumattomiin.