

**SÄHKÖNJAKELUN JA VERKKOLIIKETOIMINNAN
KEHITYSTRENDIT POHJOISMAISSA JA VIROSSA**
**Development trends of electricity distribution and
distribution business in Nordic countries and Estonia**

Aarni Koskimies

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT
School of Energy Systems
Sähkötekniikka

Aarni Koskimies

Sähkönjakelun ja verkkoliiketoiminnan kehitystrendit Pohjoismaissa ja Virossa

2020

Kandidaatintyö.

40 s.

Tarkastaja: DI Janne Karppanen

Sähköverkkoliiketoiminta on yhteiskunnan keskeinen toimiala. Ala elää tällä hetkellä voimakasta murrosta. Toimitusvarmuusvaatimusten muutokset, sähköautojen ja pientuotannon määrän kasvu sekä urbanisaation tuoma käyttöpaikkojen muutos ovat kaikki alaa muokkavia tekijöitä. Älykäs sähköverkkoteknologia mahdollistaa asiakkaan entistä aktiivisemmän roolin osana sähkömarkkinoita.

Suomen, Ruotsin, Norjan, Tanskan ja Viron verkkoliiketoiminnasta voi löytää samankaltaisuuksia. Kaikki valtiot esimerkiksi noudattavat Euroopan Unionin verkkoliiketoimintaa koskevia direktiivejä. Lisäksi Pohjoismaista yhteistyötä on löydettävissä myös sähköverkkoalalta. Eroavaisuuksia on silti useita. Kansallinen regulaatio ja lainsäädäntö sekä paikallinen energiapolitiikka vaikuttavat kaikki verkkoliiketoimintaan.

Jakeluverkkoyhtiö toimii tiiviissä yhteistyössä eri sidosryhmien kanssa. Asiakkaat, regulaattorit ja yhtiön omistajat ovat sidosryhmiä, jotka on otettava yhtiön toiminnassa huomioon. Näiden sidosryhmien palveleminen vaatii erilaisten vaatimusten yhteensovittamista. Sähköverkkoinvestointien pitkäikäisyys asettaa omat haasteensa, sillä toimintaa on suunniteltava vuosikymmeniä etukäteen.

Tässä kandidaatintyössä tutkittiin sähköverkkoliiketoiminnan kehitystrendejä Pohjoismaissa ja Virossa. Työssä käydään läpi alaa koskevia keskeisiä haasteita eri maissa. Lisäksi paneudutaan verkkoliiketoimintaa ohjaaviin tekijöihin. Lopuksi tarkastellaan jakeluverkkoyhtiöiden käytännön toimia haasteisiin vastaamiseksi. Työ tehtiin kirjallisuuskatsauksena ja lähdemateriaalina toimivat regulaattoreiden ja verkkoyhtiöiden julkaisut sekä tutkimusraportit.

ABSTRACT

Lappeenranta–Lahti University of Technology LUT
School of Energy Systems
Electrical Engineering

Aarni Koskimies

Development trends of electricity distribution and distribution business in Nordic countries and Estonia

2020

Bachelor's thesis.

40 p.

Examiner: M.Sc. Janne Karppanen

Distribution business is a central part of society. It is going through a major transformation. Changes in requirements for the security of supply as well as the adoption of electric vehicles are transforming the whole field of business. Additionally, the small-scale electricity generation and the effects of urbanization are large factors in developing the grid in the Nordic countries. The emerging smart grid phenomenon is crucial for the more active participation of consumers in electricity markets.

There are similarities to be found in the distribution businesses of Finland, Sweden, Norway, Denmark and Estonia. For instance, all of these countries follow the directives passed by European Union concerning electricity distribution business. There is also Nordic co-operation in the distribution business. However, there are still many differences in how this field of business is arranged in the selected countries. National regulation and legislation in addition to national energy policy are all factors behind these variations.

Distribution system operator operates in co-operation with various stakeholders. These include the customers, regulators and the owners of the company. Considering multiple requirements is necessary for meeting the stakeholders' expectations. The long timeframes of investments in the grid is another challenging aspect for system operators because of the need for deliberate planning decades into the future.

This thesis studies the development trends of electricity distribution and distribution business in Nordic countries and Estonia. Focus is on the challenges in distribution business in the selected countries. Additionally, the regulation and legislation of the distribution business is studied. In the last part of the thesis the practical solutions used by the DSOs' are researched. This thesis is a literature review of existing research material provided by regulators and system operators as well as international research groups.

SISÄLLYSLUETTELO

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

| | | |
|-----|--|----|
| 1. | JOHDANTO | 6 |
| 2. | TOIMIALAN HAASTEET JA KANSALLISET KEHITYSTRENDIT | 7 |
| 2.1 | Sähkönjakelun tunnusluvut | 7 |
| 2.2 | Toimitusvarmuus | 8 |
| 2.3 | Sähköautot | 10 |
| 2.4 | Pientuotanto | 12 |
| 2.5 | Kuormitusten muuttuminen | 14 |
| 2.6 | Urbanisaatio | 15 |
| 2.7 | Älykäs sähköverkko | 16 |
| 3. | VALVONTA JA LAINSÄÄDÄNTÖ | 18 |
| 3.1 | Valvonta | 18 |
| 3.2 | Lainsäädäntö | 19 |
| 4. | JAKELUVERKKOYHTIÖIDEN KEINOT VASTATA HAASTEISIIN | 23 |
| 4.1 | Käytettävät teknologiat | 23 |
| 4.2 | Hinnoittelu | 24 |
| 4.3 | Verkostoinvestoinnit | 26 |
| 5. | TULOSTEN ANALYSOINTI | 29 |
| 6. | YHTEENVETO | 33 |
| | Lähteet | 34 |

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

| | |
|---------|--|
| DSO | Distribution system operator, jakeluverkkoyhtiö |
| DUR | Forsyningstilsynet, Tanskan energia-alan sääntelyviranomainen |
| Ei | Energimarknadsinspektionen, Ruotsin energia-alan sääntelyviranomainen |
| KJ | Keskijännite |
| NordREG | Nordic energy regulators, Pohjoismainen sääntelyviranomaisten kattojärjestö |
| NVE | Norges vassdrags- og energidirektorat, Norjan energia alan sääntelyviranomainen |
| PJ | Pienjännite |
| SAIDI | System Average Interruption Duration Index, järjestelmäindeksi sähkönjakelun keskeytysten kestosta asiakasta kohti |
| SAIFI | System Average Interruption Frequency Index, järjestelmäindeksi sähkönjakelun keskeytysten keskimääräisestä lukumäärästä |
| V2G | Vehicle-to-grid, sähkönsyöttö ajoneuvosta sähköverkkoon |

1. JOHDANTO

Sähköverkkoliiketoiminta on murroksessa ja muuttuu lähitulevaisuudessa voimakkaasti. Euroopan Unionin asettamat päästövähennystavoitteet vaikuttavat sähköntuotantoon ja -käyttöön. Tämä asettaa paineita myös sähköverkkoliiketoiminnalle. Samalla kansainväliset kehitystrendit kuten urbanisaatio, sähkön pientuotannon kasvu, verkon kuormitusten muutokset ja sähköautojen kasvava määrä on kaikki otettava verkkoa suunniteltaessa huomioon.

Tulevan kehityksen ennakoiminen on välttämätöntä pitkäaikaisten investointien kuten sähköverkon kohdalla. Lähivuosikymmenten sähkönjakelun suuntaviivoista tehdään päätöksiä jo tänään. Päätökset verkon kehittämisestä vaativat laaja-alaista ymmärrystä teknologisista haasteista, sidosryhmien vaatimuksista ja verkkoyhtiöiden mahdollisuuksista muuttaa toimintaansa vastaamaan kansallisia tarpeita.

Toimialan murroksen keskiössä operoivat jakeluverkkoyhtiöt toimivat yhteiskunnan kannalta kriittisellä ja säännellyllä alalla. Pysyminen kustannustehokkaana investoiden samalla epävarmaan tulevaisuuteen on haastava yhtälö. Toimiva jakeluverkko on kaikkien sidosryhmien intresseissä. Vaatimusten ristipaineessa on verkkoyhtiöiden tasapainoiltava verkon kehittämisen ja kustannusten hallitsemisen välillä.

Haasteista voi löytää Pohjois-Euroopassa samankaltaisuuksia. Tästä huolimatta sähköverkon kehittämisen lähtökohdat ja tulevaisuudensuunnitelmat vaihtelevat maittain. Tämän tutkimuksen tavoitteena on tutustua näihin eroihin ja selvittää ajankohtaista tietoa Ruotsin, Norjan, Tanskan, Suomen ja Viron sähköverkkoliiketoiminnan muutoksista lähitulevaisuudessa. Työ rajautui näihin valtioihin, sillä kyseessä on toimintaympäristö, joka on jossain määrin samanlainen eri valtioiden välillä. Samalla kyseessä on alue, jossa valtiot noudattavat samaa EU-lainsäädäntöä, mutta tekevät itse omat käytännön ratkaisunsa verkkoliiketoiminnan järjestämisestä.

Tutkimus on kirjallisuusselvitys, joka täydentää verkkoliiketoiminta-alan tutkimusta yleiskatsauksella lähivuosien kehitykseen. Tutkimusmenetelmäksi valikoitui kirjallisuusselvitys, sillä työn tavoitteeseen pääseminen vaatii laajaa katsausta monipuoliseen lähdemateriaaliin. Kirjallisuuskatsaus on samalla paras tapa saada ajankohtaista tietoa toimista eri maista.

Työn tutkimuskysymykset ovat seuraavat:

- 1) mitkä ovat keskeisimpiä tunnistettuja/ajankohtaisia haasteita kussakin maassa tänään ja tulevaisuudessa?
- 2) millä keinoilla, tekniikoilla ja aikajänteillä haasteisiin vastataan?
- 3) miten lainsäädäntö ohjaa sähköverkkojen kehitystä?
- 4) millaiset ovat kunkin maan sähköverkkotoimintaan liittyvät olennaiset tunnusluvut?

2. TOIMIALAN HAASTEET JA KANSALLISET KEHITYSTRENDIT

Seuraavissa kappaleissa pureudutaan tarkemmin valittuihin haasteisiin, joita toimiala kohtaa tänään ja tulevaisuudessa. Haasteista voi löytää kansainvälisesti yhteneväisyyksiä, mutta toimet niihin vastaamiseksi vaihtelevat maittain. Aluksi esitellään sähkönjakelun tunnuslukuja eri maissa.

2.1 Sähkönjakelun tunnusluvut

Sähköverkkoliiketoiminnan tunnuslukuja vertailemalla saadaan kuva maan sähköverkon tilasta. Samalla tunnusluvut kertovat verkon kehittämisestä. Taulukossa 2.1 esitetään työhön valittujen maiden sähköverkkoliiketoimintaan liittyviä eräitä tunnuslukuja.

Taulukko 2.1. Sähköjakelun tunnuslukuja maittain vuonna 2016. (Council of European Energy Regulators, 2018)

| | Suomi | Ruotsi | Norja | Tanska | Viro |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-------------------|
| Jakeluverkkoyhtiöiden lukumäärä [kpl] | 77 | 184 | 136 | 67 | 34 |
| PJ/KJ-johtopituudet [km] | 242 792/ 145 819 | 317 304/ 201 173 | 217 228/ 104 345 | 92 905/ 63 011 | 33 270/ 29 129 |
| PJ/KJ-kaapelointiaste [%] | 44,4/ 22,5 | 80,9/ 61,3 | 55,8/ 42,3 | 99,7/ 98,8 | 30,1/ 29,1 |
| SAIDI [min/asiakas] | 80,56 | 94,42 | 128,83 | 19,38 | 222,23 |
| SAIFI [kpl/asiakas] | 1,58 | 1,34 | 1,89 | 0,42 | 1,96 |

Taulukosta 2.1 nähdään ensinnäkin eroavaisuus jakeluverkkoyhtiöiden määrässä eri maissa. Esimerkiksi Norjassa on melkein kaksinkertainen määrä verkkoyhtiöitä Suomeen verrattuna. Toisaalta Viro ylittää lähes puoleen Suomen jakeluverkkoyhtiöiden määrästä, vaikka valtion maapinta-ala on kooltaan alle kuudenesosan Suomen pinta-alasta. Verkkoyhtiöillä on hallussaan laajoja alueita, joille sähkönsaanti olisi turvattava.

Toinen esille nouseva asia on pienjännite- ja keskijänniteverkon maakaapelointiaste. Tässäkin on huomattavia eroavaisuuksia työhön valittujen maiden välillä. Tanskassa lähes koko jakeluverkko on maakaapeloitu. Toisaalta Virossa kaapelointiaste jää alle kolmasosaan verkopituudesta. Suomessa kaapelointiaste on samoin alhainen erityisesti keskijänniteverkon osalta. Huomioitavaa on, että toimitusvarmuusvaatimukset kirjattiin lakiin Suomessa vain kolme vuotta ennen taulukcodatan julkistusta. Vertailtaessa vuoden 2018 kaapelointiastetta Suomessa taulukcodataan, nousua on pienjänniteverkon osalta kymmenen prosenttiyksikköä ja keskijänniteverkossa yli 12 prosenttiyksikköä (Energiavirasto, 2019). Muutos Suomen maakaapelointiasteessa on ollut nopeaa ja kehitys jatkuu todennäköisesti samanlaisena, kunnes Sähkömarkkinalain asettamat toimitusvarmuusvaatimukset on saavutettu.

Kolmas taulukosta nähtävä huomattava ero valtioiden välillä on System Average Interruption Duration Index- (SAIDI) ja System Average Interruption Frequency Index- (SAIFI) tunnusluvuissa. SAIDI ilmaisee sähkönjakelun keskeytysten keskimääräisen keston minuuteissa asiakasta kohti ja SAIFI sähkönjakelun keskeytysten keskimääräisen lukumäärän (Ensto, 2016). Taulukkoon valitut SAIDI- ja SAIFI-tunnusluvut sisältävät niin suunnitellut

ja suunnittelemattomat keskeytykset kuin epätavalliset tapahtumat. Viimeksi mainittuja voivat olla esimerkiksi mittausvuotena tapahtuneet merkittävät myrskyt, joiden ei voida katsoa olevan vuosittaisia ilmiöitä. SAIDI ja SAIFI ovat nimensä mukaisesti koko järjestelmän keskiarvoa kuvaavia tunnuslukuja, joten alueelliset erot voivat olla merkittäviä. Täten taulukoon valittu data kuvaa tilannetta koko maan tasolla ja siinä voi olla jonkin verran poikkeuksia verrattuna vuoteen, jona epätavallisia tapahtumia ei ilmene.

Vertailtaessa näitä tunnuslukuja huomataan, että Virossa asiakas kohtaa vuoden aikana liki neljä tuntia sähkönjakelun keskeytyksiä, kun taas Norjassa keskeytysten keskimääräinen kesto jää liki puolitoista tuntia tämän alle. Kun SAIFI otetaan mukaan vertailuun, nähdään, että Viron ja Norjan välillä ei kuitenkaan ole merkittävää eroa keskeytysten kappalemäärässä. Tämä kertoo Viron keskeytysten olevan pitkäkestoisia, mutta lukumäärä ei nouse verrokkimaita suuremmaksi. Virossa havaittua keskeytysten pitkää kestoa on tarkasteltu lähemmin luvussa 2.2.

Toisaalta Suomea ja Ruotsia vertailtaessa havaitaan, että ero keskeytysten määrässä ei suoraan korreloi keskeytysten pituudessa. Suomessa asiakas kokee keskimäärin enemmän keskeytyksiä, mutta niiden pituus on lyhyempi kuin Ruotsissa. Maakaapelointiaste on vertailussa Ruotsille edullinen, mutta sillä ei näytä olevan merkitystä jakelunkeskeytysten kestolle. Eroa voivat selittää niin epätavalliset tapahtumat mittausvuonna kuin suunnitellut mitatut jakelunkeskeytykset esimerkiksi verkon kehittämisen takia.

Tanskan erikoisasema Pohjoismaissa on neljäs taulukosta ilmenevä asia. Liki sataprosenttinen pienjännite- ja keskijänniteverkon maakaapelointiaste on Pohjoismaisessa viitekehyksessä poikkeuksellinen. Samoin merkittävää on, että keskimääräinen tanskalainen sähkönjakelun asiakas kokee alle 20 minuuttia jakelunkeskeytyksiä vuodessa. Samalla keskeytysten kappalemäärästä voidaan nähdä, että SAIFI on verrokkimaista alhaisimmalla tasolla, jääden kolmasosaan Ruotsin seuraavaksi alhaisimmasta luvusta.

2.2 Toimitusvarmuus

Verkon toimitusvarmuuden pitäminen hyvällä tasolla on niin verkon asiakkaiden kuin sitä hallinoiden yhtiöiden intresseissä. Lainsäädäntö ohjaa paikoin vahvasti verkkoyhtiöiden kehitystä tällä saralla. Tämä johtuu sähköverkon erittäin tärkeästä asemasta nykyaikaisessa yhteiskunnassa sekä verkkoyhtiöiden monopoliasemasta.

Toimitusvarmuuden suhteen haasteet ovat monessa maassa samanlaisia. Sähköverkko saattaa osin tavoitella jo 50 vuoden ikää, jopa ylikin. Samalla jakeluverkkoihin kohdistuu suurempaa painetta kasvaneen hajautetun tuotannon johdosta. Sääilmiöt myrskyjen ja suurten lumikuormien muodossa ovat samankaltaisia Suomessa, Ruotsissa ja Norjassa.

Eri maissa toimet toimitusvarmuuden kehittämiseksi eroavat toisistaan. Suomessa lainsäädäntö asettaa vaatimuksia jakeluverkkoyhtiöille kehittämissuunnitelmista, kun taas muissa Pohjoismaissa jakeluverkkoyhtiöt suunnittelevat verkon kehitystä joko kansallisten siirtoverkkoyhtiöiden alaisuudessa tai niiden kanssa yhteistyönä (Lusth et al., 2019; Energinet, 2018b; NVE, 2009). Viron verkonkehittämissuunnitelmia ei ole saatavilla. Suomessa, Ruotsissa ja Virossa sähkökatkojen kestolle on lainsäädännössä asetettu maksimiaikoja. Tästä lisää luvussa 3.2.

Sähköverkon toimitusvarmuus koostuu siirto- ja jakeluverkon toimitusvarmuudesta ja energian ja tehon riittävydestä. Tässä työssä keskitytään erityisesti jakeluverkon toimitusvarmuuteen. Seuraavassa esitellään tarkemmin eri maiden jakeluverkkoa toimitusvarmuuden osalta.

Suomessa toimitusvarmuuden kehitys parempaan suuntaan sai vahvan sysäyksen 2010-luvun alun talvimyrskyjen johdosta. Pisimmät sähkökatkot kestivät tuolloin yli kuukauden. Vuonna 2013 voimaan tulleessa sähkömarkkinalaissa asetettiin uudet reunaehdot sähkönjakelun keskeytysten määrälle ja kestolle vuoteen 2028 mennessä. Taajama-alueen asiakkaalle sallitaan tuolloin korkeintaan kuuden tunnin jakelunkeskeytys ja haja-asutusalueen sähkönkäyttäjälle maksimissaan 36 tunnin keskeytys. Jakeluverkkoyhtiöt alkoivat näin ollen kii-vaasti suunnitella toimiaan seuraaviksi vuosikymmeniksi. Lain uudistukseen liittyy myös välitavoitteita siirtymäajalle. Jakeluverkkoyhtiöillä on mahdollisuus hakea jatkoaikaa tavoitteiden täyttämiseen ja vuonna 2018 lisääikää asiakkaiden tuomiseksi lain mukaisten vaatimusten piiriin sai seitsemän yhtiötä. Näin ollen viimeisetkin asiakkaat saadaan toimitusvarmuusvaatimusten piiriin vuonna 2036. (Partanen, 2018)

Suomessa hallitus on pohtinut vaihtoehtoa antaa sellaisille verkkoyhtiöille lisääikää vuoteen 2036 asti, joiden verkkorakenne vaatisi suuria muutoksia päästäkseen toimitusvarmuustavoitteisiin vuoteen 2028 mennessä. Tällä pyritään vähentämään sähkön siirtohintojen korotuspaineita. (Hallituksen esitys eduskunnalle laeiksi sähkömarkkinalain, sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain ja Energiavirastosta annetun lain 1§:n muuttamisesta, 2020).

Uudet vaatimukset tuovat mukanaan suuria muutoksia verkon kustannuksiin. TEM:n selvityksessä 2013 arvioitiin vaatimuksiin vastaamisen maksavan noin 3,5 miljardia euroa, kun verkon ylläpito vuoden 2014 tasolla maksaa samalla aikavälillä noin 6,6 miljardia euroa. Toisaalta korjauskustannukset laskevat toimintavarmemman verkon myötä. (Partanen, 2018)

Ruotsissa paikallinen säätelyelin Energimarknadsinspektionen (Ei) arvoi toimitusvarmuuden olevan pääsääntöisesti hyvällä tasolla (Lusth et al., 2019). Ruotsi ei ole kuitenkaan asettanut samanlaista pitkän aikavälin suunnitelmaa sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi kuin Suomi. Paikallinen sähkömarkkinalaki kuitenkin asettaa sähkökatkon maksimikestoksi yhden vuorokauden (Byman, 2017).

Jakeluverkkoyhtiöiden tulee Ruotsissa toimittaa Ei:lle vuosittain raportti, joka sisältää tietoa vuoden aikana tapahtuneista sähkökatkoksista. Tämän datan pohjalta jakeluverkkoyhtiön tulee myös luoda suunnitelma alueensa verkon toimitusvarmuuden kehittämisestä seuraavana vuonna ja toimittaa se säätelyelimelle (Lusth et al., 2019). Energimarknadsinspektionen ottaa sitten kantaa verkkoyhtiöiden korjausehdotusten riittävyteen (Lusth et al., 2019). Ruotsissa on esitetty, että sähkönjakelun toimitusvarmuuden pitäminen vähintään nykyisellä tasolla vaatisi tulevaisuudessa tarkan mitattavissa olevan tavoitteen, johon verkkoyhtiöt pyrkisivät (Byman, 2016).

Tanskan sähköverkko on monin paikoin tulossa käyttöikänsä päähän. Tästä huolimatta maan sähköverkon toimitusvarmuus on yksi Euroopan parhaita. Keskimäärin asiakas kärsi sähkökatkosta vuonna 2017 ainoastaan 25 minuuttia. Tämä tarkoittaa katkotonta sähkönjakelua 99,995 prosenttia ajasta. Jakeluverkon viat muodostavat valtaosan sähkönjakelun keskey-

tyksistä. 2000-luvun alusta 2010-luvun loppuun jakeluverkkojen vikojen aiheuttamien sähkökatkojen kesto on saatu laskettua puoleen, pääasiassa aktiivisen maakaapeloinnin ansiosta (Energinet, 2018a).

Tanskassa sähköverkkoa kehitetään vuosittain julkaistavan RUS-suunnitelman perusteella. Suunnitelma tehdään 10 vuodeksi eteenpäin ja se kattaa uudet investoinnit, verkon laajentamistarpeet ja toimet verkon osien uudelleensuunnittelemiseksi ympäristösyistä. Raportin julkaisee siirtoverkkoyhtiö Energinet ja se toimii pohjana jakeluverkkoyhtiöiden suunnitelmille kehittää paikallista verkkoaan (Energinet, 2019). Tulevaisuudessa Energinetin ja jakeluverkkoyhtiöiden yhteistyötä aiotaan tiivistää entisestään johtuen hajautetun tuotannon kasvun aiheuttamista vaatimuksista jakeluverkoille (Energinet, 2018b).

Norjan sähköverkko yhdistyi maanlaajuiseksi vasta 1994 (NVE, 2017). Siirtoverkon valmistuttua norjalaiset ovat päässeet nauttimaan tanskalaisten tavoin yhdestä Euroopan parhaimmasta sähkönjakelun toimitusvarmuudesta. Ilman äärimmäisiä sääilmiöitä toimitusvarmuus kohoaa lähelle 99,99 %. (NVE, 2018)

Norjan jakeluverkon toimitusvarmuutta kehitetään alueellisilla suunnitelmilla. Maa on jaettu 17 alueeseen, joissa paikalliset jakeluverkkoyhtiöt muodostavat yhdessä alueensa verkkokehityssuunnitelman seuraavaksi kymmeneksi vuodeksi. Vuosittaiset raportit toimitetaan hyväksyttäväksi säätelyelin Norges vassdrags- og energidirektoratille (NVE). Huomattavaa on, että halutut verkon laajennushankkeet kyseiselle vuodelle täytyy löytyä jo viimeisimmästä NVE:lle toimitetusta raportista. Tämä ajaa jakeluverkkoyhtiöitä suunnittelemaan verkon kehitystä pitkälle tulevaisuuteen. Vuosiraportit sisältävät myös muuta tietoa verkon tilasta ja toiminta-alueen erityispiirteistä. (NVE, 2009)

Viron sähköverkko on maan historiasta johtuen tiiviissä yhteydessä Venäjän sähköverkkoon. Syvemmän EU-integraation myötä tulevaisuudessa tilanne muuttuu. Viro yhdessä muiden Baltian maiden kanssa synkronoituu Manner-Euroopan sähköverkkoon vuonna 2025 (Euroopan komissio, 2019). Tämä vaatii kuitenkin sähköverkon tavanomaisen kehittämisen ohella miljardiluokan investointeja (Cavegn, 2019). Viron energia-alan säätelyelimen Konkurentsiametin mukaan vuosien 2014-2015 aikana verkossa koetut viat vähenivät, mutta suunniteltujen jakelunkeskeytysten kesto piteni, mikä kertoo verkon vaatimien korjausten olevan aiempaa pidempikestoisia (Konkurentsiamet, 2017).

Virossa jakeluverkon kehitys jää paikallisille yhtiöille, siirtoverkkoyhtiö Elering AS:n keskittyessä siirtoverkon kehittämiseen maan sisällä ja sen rajoilla. Verkkokehityssuunnitelmia ei ole julkisesti saatavilla. Reunaehtona jakeluverkon toimitusvarmuuden kehittämiseksi paikallinen sähkömarkkinalaki kuitenkin asettaa sähkökatkoille maksimikeston, sekä katkojen keston yhteispituuden vuodessa. Toisin kuin Suomessa, jakeluverkon aiheuttamien sähkökatkojen sallittu kesto vaihtelee vuodenajan mukaan. Talvikaudella katko saa olla pisimmillään 16 tuntia ja kesäkaudella neljä tuntia tätä vähemmän. Vuodessa jakeluverkon vikojen aiheuttamat katkot eivät saa ylittää yhteensä 70 tuntia. (Konkurentsiamet, 2017)

2.3 Sähköautot

Sähköautot ovat autoja, joiden voimanlähteenä on joko pelkästään sähkömoottori tai hybridiautojen tapauksessa sähkö- ja polttomoottori. Hybridiautoja voidaan edelleen luokitella sähköverkosta ladattaviin hybridiautoihin ja hybridiautoihin, jotka saavat energiansa polttoaineesta ja käyttävät sähköä ainoastaan varastoimaan energiaa. Ainoana voimanlähteenään

sähkömoottoria käyttäviä autoja kutsutaan täyssähköautoiksi. Tässä työssä termillä sähköauto viitataan niin ladattaviin hybridautoihin kuin täyssähköautoihin. Mielenkiinnon kohteena ovat siis autotyypit, joiden käyttövoima ladataan osittain tai kokonaan sähköverkosta. (Plugit, 2020)

Sähköautojen määrä tulee kasvamaan tulevaisuudessa. Pohjoismaissa edelläkävijä sähköautojen käytössä on Norja, jossa joka kymmenes auto on sähköauto. Norja johtaa tällä tuloksella myös maailmantilastoa. Norjan sähköautokokemuksista voidaan oppia myös muissa Pohjoismaissa. Tästä syystä tässä luvussa tarkastellaan tarkemmin norjalaisen sähköautoinnostuksen syitä ja seurauksia.

Seuraavassa taulukossa 2.2 vertaillaan sähköautojen määrää. Norjan vertailukohtaksi valittiin kaksi naapurimaata. Maat valikoituivat niistä saatavan datan vuoksi. Tanskasta tai Viirosta ei ole vapaasti saatavilla dataa ensirekisteröinneistä tai sähkö- ja hybridautojen yhteenlasketusta määrästä. Taulukko kuvaa tilannetta vuoden 2018 lopussa.

Taulukko 2.2. Sähköautojen määrä ja osuus autokannasta ja ensirekisteröinneistä maittain (Autoalan tiedotuskeskus, 2019; Statistics Sweden, 2019; Norsk elbilforening, 2019; Statistik centralbyrå, 2019; European automobile manufacturers association, 2019)

| | Suomi | Ruotsi | Norja |
|--|--------------|---------------|--------------|
| Sähköautojen määrä [kpl] | 15 499 | 66 058 | 296 214 |
| Sähköautojen osuus henkilöautokannasta [%] | 0,57 | 0,14 | 10,7 |
| Sähköautojen ensirekisteröintien määrä [kpl] | 5 708 | 28 957 | 86 290 |
| Sähköautojen osuus henkilöautojen ensirekisteröinneistä [%] | 4,74 | 7,92 | 58,3 |

Taulukko 2.2 antaa yleiskatsauksen sähköautojen määrästä Suomen naapurimaissa. Samalla sähköautojen prosenttiosuus henkilöautojen ensirekisteröinneistä kertoo tulevaisuudensuunnasta. Norja on ylivoimainen niin sähköautojen määrässä kuin ensirekisteröintien osuudessa. Suomessa sähköautoja on enemmän suhteessa autokantaan, mutta Ruotsissa sähköautojen osuus ensirekisteröinneistä on suurempi.

Norjan valtio on tukenut sähköautoilua 1990-luvulta asti. Sähköauton ostosta saa veroetuja ja auton käyttöä on tuettu esimerkiksi bussikaistojen ja paikoitusalueiden käyttöoikeuksin. Joistakin tukimuodoista on luovuttu sähköautoilun suosion kasvaessa (Avere, 2012). Norjan sähköautotukijärjestelmä on yhdenlainen malli sähköautojen määrän kasvattamiseksi. Tuki-
muotoja yhdistelemällä autokanta voi sähköistyä nopeasti. Huomattavaa on, että Ruotsissa rekisteröitiin vielä vuonna 2010 enemmän sähköautoja kuin Norjassa (Nikel, 2019).

Sähköautojen määrän kasvu asettaa tulevaisuudessa uusia vaatimuksia jakeluverkolle. Muutos tapahtuu todennäköisesti useamman vuosikymmenen kuluessa, mutta sähköverkkoinvestointien pitkäikäisyyden takia tämä trendi tulisi ottaa huomioon jo nyt.

Aiempina vuosikymmeninä kasvaneisiin kapasiteettivaatimuksiin vastaaminen on tarkoittanut uusia vahvistuksia verkon teknologiaan, mutta tulevaisuudessa uudenlaiset kulutustaan vaihtavat joustavat kuormat voivat olla ratkaisu. Mahdollisista joustavista kuormista kehityksen kärjessä ovat nimenomaan sähköautot. Paradoksaalisesti sähköautot voisivat siis toimia ratkaisuna aiheuttamiinsa huoliin verkkokapasiteetin riittävyydestä (Codani et al., 2015).

Öisin ladatut sähköautot voisivat toimia päivän huippukulutustunteina sähkövarastona, jota puretaan verkkoon. Samalla ne voisivat toimia avustavana reservinä verkkoon kytketyille voimalaitoksille. Tämänkaltaisen reservin etuna olisi mahdollisuus ottaa se käyttöön välittömästi häiriön ilmetessä. (Denholm & Sioshansi, 2009)

Tanskassa on jo kokemusta sähköautojen käytöstä sähkön syöttämiseksi verkkoon. Tätä kutsutaan Vehicle-To-Grid-tekniikaksi (V2G). Edison-projektissa simuloitiin sähköautojen käyttöä tuulivoimaloiden ylituotannon varastointiin (Andersen et al., 2015). Sitä seuranneessa Nikola-projektissa siirryttiin kokeilemaan tätä laboratorioympäristössä. Parker-projekti siirsi kokemukset kahdesta edellisestä projektista todelliseen ympäristöön. Samalla saatiin selvitettyä taloudellisia ja lainsäädännöllisiä esteitä V2G-tekniikan käyttöönotolle (Andersen et al., 2015). Yksi huomioista oli tarve valmistajien väliselle standardimerkinneille, josta saisi selville auton sopivuuden V2G-käyttöön (Parker, 2019).

2.4 Pientuotanto

Sähkön pientuotanto tarkoittaa sähkön tuottamista pienillä voimalaitoksilla (Energiateollisuus ry, 2019). Sähkön pientuotantoa saatetaan kutsua myös hajautetuksi sähköntuotannoksi kuvaamaan sähkövoimalan sijaintia kuluttajan lähialueella. Tästä huolimatta on tärkeää erottaa nämä kaksi termiä toisistaan. Pientuotanto on hajautettua tuotantoa, mutta kaikki hajautettu tuotanto ei ole pientuotantoa. Sen lisäksi on huomattava, että pientuotannon määrittelytavat vaihtelevat maittain. Tuotantotavan määrittelyä voidaan lähestyä voimalaitoksen omistajuuden, kokoluokan tai kytkentään käytetyn verkon näkökulmista (Krönert et al., 2019).

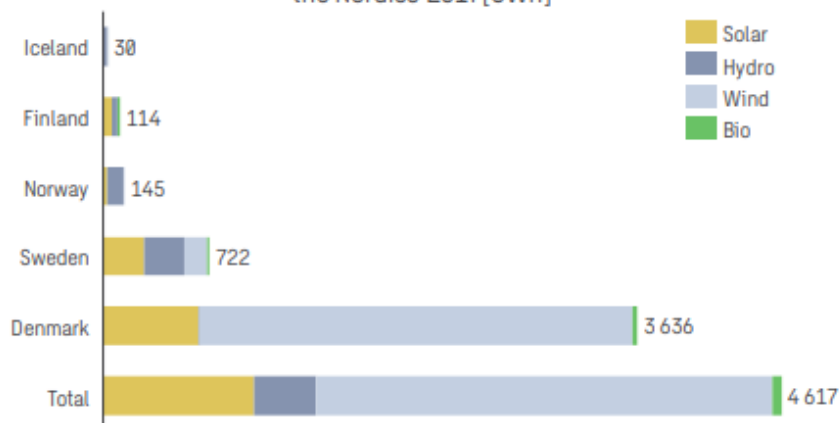
Sähkön pientuotanto pohjautuu yleensä uusiutuviin energialähteisiin. Aurinkovoimalat, tuulivoimalat ja pienet vesivoimalaitokset ovat suosituimpia tapoja tuottaa sähköä pienimuotoisesti. Sähkönsiirto toteutuu useimmiten jakeluverkon kautta pientuottajalta loppukäyttäjälle. Suomessa sähkömarkkinalaki määrittää voimalan nimellistehoksi maksimissaan kaksi megavoltiampeeria. (Energiateollisuus ry, 2019).

Sähkön pientuotantoon luetaan kuuluvaksi myös niin sanottu sähkön mikrotuotanto, joka tarkoittaa hyvin pienen, Suomessa maksiminimellisteholtaan 100 kilovoltiampeerin voimalan tuottamaa sähköä suoraan tuotantolaitoksen haltijan käyttöön. Mikrotuotannossa sähköä syötetään jakeluverkkoon vain satunnaisesti ja vähäisiä määriä. (Energiateollisuus ry, 2019)

Vaikka tuotantotavat ovat samoja, vaihtelee pientuotetun sähkön määrä Pohjoismaiden sisällä voimakkaasti. Pientuotannon suunnannäyttäjäksi Pohjoismaissa on Tanska. Tuulivoimaloille otollinen sijainti ja hajautetun tuotannon tukeminen loivat valtavan etumatkan muihin Pohjoismaihin verrattuna. Vuonna 2017 noin 80 % Pohjoismaissa pientuotetusta sähköstä muodostui tanskalaisissa tuuli- ja aurinkovoimaloissa (Krönert et al., 2019).

Sähköä tuotettiin Pohjoismaissa pienvoimaloissa vuonna 2017 noin 4,6 terawattituntia. Tanskalaiset pienvoimalat vastasivat noin 3,6 terawattitunnista. Kuva 2.1 esittelee tarkemmin pientuotannon jakautumista maittain ja tuotantomuodoittain.

Estimated distributed electricity production for potential self-consumption in the Nordics 2017[GWh]



Kuva 2.1 Sähkön arvioitu pientuotanto kuluttajien toimesta tuotantomuodoittain Pohjoismaissa vuonna 2017. (Krönert et al., 2019)

Kuvaa 2.1 tulkittaessa on huomioitava, että se ei ota huomioon pientuotantoa, joka muodostaa pienvoimalaitoksen haltijan pääelinkeinon. Kuva 2.1 pohjautuu tutkimukseen, jossa pientuotantolaitosta määriteltäessä maksimitehoksi asetettiin yksi megawatti. Tämä voi antaa virheellisen kuvan esimerkiksi Suomen osalta, sillä Suomessa lainsäädännön asettamat rajat pientuotannolle ovat tätä suurempia. Kokonaiskuva tulee kuitenkin ilmi.

Suurimman osuuden sähkön pientuotannosta 2017 muodosti tuulivoima. Jos tätä pääasiassa tanskalaista tuotantoa ei oteta huomioon, oli aurinkovoiman suuri osuus Pohjoismaiden yhteinen nimittäjä. Norjassa ja Ruotsissa pienet vesivoimalaitokset muodostivat suuren osuuden maiden pientuotannosta.

Pohjoismaissa sähkön pientuotantoa tuetaan vaihtelevasti. Tukimuotoja voivat olla esimerkiksi verovapautukset, investointituet tai syöttötariffit. Verovapautukset voivat kohdistua esimerkiksi voimalan asentamisen kustannuksiin. Investointituet puolestaan kannustavat voimala-asennuksiin. Syöttötariffein tuetaan pienvoimalan tuottaman sähkön syöttämistä takaisin verkkoon kilpailukykyisellä hinnalla. Tanskan tukijärjestelmä on pitkään ollut avokätisin. Ruotsissa on viime vuosina lisätty panostusta pientuotantoon. Suomen ja Norjan pientuotantotuet ovat näitä kahta pienempiä. Kaikissa Pohjoismaissa sähkön pientuottajilla on oikeus kytkeä voimalaitoksensa ja myydä ylijäämäsähköään jakeluverkkoon. (Krönert et al., 2019)

Tanskassa pientuottajien tukijärjestelmää on viime vuosina kuitenkin vähennetty. Aikaisemmin pienvoimalan jakeluverkkoon kytkemisen kustannuksista vastasi jakeluverkkoyhtiö. Uuden tukijärjestelmän puitteissa kustannuksista vastaa sähköntuottaja. Samalla järjestely muuttui siten, että mahdollisista jakeluverkon vahvistustarpeista pientuotantolaitoksen alueella vastaa sähköntuottaja jakeluverkkoyhtiön sijaan. Aikaisempi kotitalouksien omaan käyttöön asennettujen tuulivoimaloiden tukijärjestelmä on myös purettu. (Krönert et al., 2019)

Tukijärjestelmien muodostamisen vaikeudesta kertoo Tanskassa 2010-luvun alussa tapahtunut ilmiö. Uusien pienaurinkovoimaloiden tukipolitiikka rakennettiin oletuksille aurinkovoi-

maloiden teknisten ominaisuuksien ja sähkön hintojen lineaarisesta kasvusta. Todellinen kehitys ei seurannut ennusteita ja tämä teki 2010-luvun alkuvuosina aurinkovoimaloiden asentamisesta erittäin houkuttelevaa. Voimaloiden asentamisen kasvanut suosio johti huippuvuosien 2012-2013 jälkeen asennustukiin budjetoitujen varojen loppumiseen. Tukimäärien korjausten epäonnistuttua järjestelmä ajettiin alas vuonna 2017. (Krönert et al., 2019)

Nämä muutokset kuvaavat sähkön pientuotannon vahvistunutta asemaa Tanskassa. Teknologinen kehitys ja sähkön hintojen kasvu ovat tehneet pientuotannosta entistä houkuttelevampaa, jolloin tukitarve teknologialle vähenee. Toisaalta tapahtumat ovat osoitus valtioiden vaikeasta tehtävästä luoda sellainen tukijärjestelmä, joka mahdollistaa sähköntuotannon aloittamisen tekemättä siitä liian kannattavaa tuottajalle. Voimakkaat korjausliikkeet tukipolitiikkaan luovat kausia, joissa pientuotanto on erityisen kannattavaa tai hyvin kannattamatonta. Pitkäjänteinen tukijärjestelmän rakentaminen vaatisi teknologisen kehityksen ja hintasuuntausten oikeaa ennakkointia, mikä on hyvin vaikeaa. Pitkän aikavälin tavoitteena on tilanne, jossa hajautettu tuotanto ei tarvitse tukitoimia ollakseen kannattavaa.

Pienimuotoinen sähköntuotanto muuttaa käsityksemme yhdensuuntaisesta sähköverkosta kaksisuuntaiseksi. Kuluttaja on tulevaisuudessa aktiivinen markkinaosapuoli myös muulloin kuin sähkösopimusta valitessaan. Esimerkiksi talvikuukausina kuluttajana toimiva asiakas saattaa kesällä toimia nettotuottajana. Suosion kasvaessa pientuotanto muuttaa sähköverkon suunnitteluperiaatteita ja asettaa uusia kysymyksiä verkon alueellisista investointitarpeista. (Krönert et al., 2019)

Pientuotanto aiheuttaa yleistyessään erinäisiä haasteita siihen kytketyille verkoille. Pientuotannon määrän vaihtelusta johtuvat taajuuden muutokset voivat johtaa sähkön laadun heikkenemiseen. Sähköverkon luotettavuutta täytyy arvioida uudelleen verkon koostuessa yhä useammasta osasta. Verkkoonliittämisohjein voidaan kuitenkin määrittää voimalaitosten toimintaa häiriötilanteissa. Samalla pientuotannon kaukosäätö ei usein ole voimalaitoksen omistajan näkökulmasta kannattavaa. Pientuotannon vaikutuksia jakeluverkkoon voitaisiin vähentää esimerkiksi sähkön varastointiteknologian liittämällä verkkoon (Delfanti et al., 2014).

2.5 Kuormitusten muuttuminen

Useiden skenaarioiden mukaan, tulevaisuudessa sähköverkossa siirrettävät huipputehot kasvavat, samalla kun verkossa siirrettävän sähköenergian kokonaismäärä pienenee (Lassila et al., 2019). Lopputuloksena on verkon kuormitusten muutos. Tulevina vuosikymmeninä varsinkin sähköautojen laajamittainen käyttöönotto kasvattaa verkon huipputehoja (Lassila et al., 2019). Samoin sähkön pörssihintaan pohjautuvalla kysyntäjoustolla on muuntajia kuormittava vaikutus (Pahkala et al., 2017).

Sähköautojen suosion ohella myös lämpöpumppujen kasvava määrä tulee vaikuttamaan verkon kuormitusprofiiliin, mikäli verkkoon ei lisätä kysyntäjoustoa helpottavaa automaatiota. Lämpöpumppuasennus jollakin muulla tavalla kuin sähköllä lämmitettyyn kiinteistöön voi jopa kaksinkertaistaa sähkönkulutuksen. Verkkoa suunniteltaessa lämpöpumpun mahdollista käyttöönottoa kussakin kiinteistössä seuraavien vuosikymmenten kuluessa voidaan joko-reenkin ennakoida nykyisen lämmitystavan perusteella. Esimerkiksi öljylämmitteinen kiinteistö siirtyy tulevaisuudessa todennäköisesti lämpöpumpun käyttäjiksi ennen suorasähkölämmitteistä johtuen valmiista lämpöpumppuun siirtymistä edesauttavasta infrastruktuurista. (Lassila et al., 2019)

Verkko mitoitetaan tehon perusteella, joten huipputehojen kasvu vaatii lisäinvestointeja. Nykyisessä mallissa asiakkaalta veloitetään kiinteä maksu ja lisäksi maksu käytetyn energian perusteella. Jakeluverkkoyhtiöt joutuvat näin ollen tekemään verkkoinvestointeja pienenevällä kassavirralla, mikäli energian kokonaiskulutus jatkaa laskuaan (Honkapuro et al., 2016). Tulevaisuudessa onkin mahdollista, että verkkoyhtiöt veloittavat verkon käytöstä tehoperusteisesti (Silventoinen, 2018). Tehokaista-pohjaista hinnoittelua tutkittaessa saatiin selville sen verkon huipputehoja pienentävä vaikutus (Honkapuro et al., 2016). Tehohinnoitteluun siirryttäessä myös asiakkaan mahdollisuudet vaikuttaa maksunsa suuruuteen kasvavat nykyisestä (Silventoinen, 2018). Asiakkaan sähkökäyttöön nimittäin vaikuttaa merkittävästi mahdollisuus saavuttaa toimillaan taloudellista etua (Annala et al., 2012). Tehoperustainen hinnoittelu kohdistaisi maksuja tehokkaammin sinne missä kustannukset syntyvät (Pahkala et al., 2017).

Ruotsissa yksi verkkoyhtiö otti jo 2015 tehoerusteisen hinnoittelun käyttöön (Honkapuro et al., 2016; Sollentuna energi & miljö). Sollentunan kunnassa tehoerusteinen maksu veloitetaan arkipäivinä aamu- ja iltaseitsemän välisen ajan sähkökäytöstä. Maksun määrä pohjautuu sähkömittarista tunneittain luettuihin lukemiin ja vuoden mitattuun huipputehoon. Talvikaudella marraskuusta maaliskuuhun maksu on kaksinkertainen kesäkauteen verrattuna. (Sollentuna energi & miljö)

Suomessa verkonhaltijat voivat määrittellä itse muodon, jolla sähkönsiirto veloitetaan asiakkaalta. Kuormitusten muutoksiin pystytään vastaamaan uusien tehokomponentein (Pahkala et al., 2017). Vuonna 2017 Helen Sähköverkko Oy ja vuonna 2018 LE-Sähköverkko ottivat ensimmäisinä verkkoyhtiöinä Suomessa tehoerusteisen hinnoittelun osaksi siirtohinnoittoa (Koistinen, 2017). Hinnoittelua eri maissa käsitellään tarkemmin luvussa 4.2.

2.6 Urbanisaatio

Urbanisaatio on maailmanlaajuinen trendi. Tulevaisuudessa kaupungistumiskehityksen odotetaan kiihtyvän entisestään. Vuonna 2030 on odotettavissa lähes kahden kolmasosan maailman väestöstä asuvan kaupungeissa (Varho&Tebest, 2014).

Sähköverkkoliiketoiminnan kannalta kaupungistuminen tuo erinäisiä haasteita mukanaan. Kaupungistumiskehitys ei ole lineaarista, joten tulevien vuosikymmenten alueellisia väestömuutoksia voi olla vaikeaa arvioida. Väkiluvun väheneminen haja-asutusalueilla vaikeuttaa jakeluverkkoinvestointien kustannustehokasta suunnittelua (Lassila et al., 2019). Väestön vähenemisellä ei kuitenkaan ole suoraa yhteyttä sähkökäyttöpaikkojen määrän tai kulutuksen vähenemiseen (Silventoinen, 2018).

Jakeluverkon kehittämistä ohjaa vahvasti alueen liittymämäärien kehitys (Silventoinen, 2018). Yksittäisten liittymien sähkökäytön määrä saattaa vaihdella suurestikin, kun vähemmälle käytölle jääneitä asuntoja otetaan uudestaan käyttöön. Liittymän sähkökäytön vähenemisestä ei täten voi päätellä tulevaisuudessa odottavan kyseisen liittymän sulkeminen (Lassila et al., 2019). Myös vapaa-ajan asunnot ja niiden sähköistämistrendi on jakeluverkkoa suunniteltaessa otettava huomioon. Suomessa kesämökkien suosio näkyy haja-asutusalueiden sähkökäytön lisääntymisenä, vaikka vakituisten asukkaiden määrä näillä alueilla vähenee (Lassila et al., 2019).

Ruotsissa urbanisaatiolla on samankaltaisia vaikutuksia kuin Suomessa. Kaupunkiväestön lisääntymisen myötä urbaanien alueiden verkon kapasiteettiin kohdistuu aiempaa suurempaa korotuspainetta. Samalla maaseudulla asuvien sähkökäyttäjien määrä laskee ja haasteena nähdään sähkökäytön kustannusten nousu tällaisilla alueilla. Ratkaisuna nähdään energiarastojen käyttöönotto, erityisesti sähköautojen muodossa luvussa 2.3 esitetyllä tavalla. Tällä voitaisiin vastata maaseudun asiakasmäärien harvenemiseen kustannustehokkaammin kuin investoinneilla verkon maakaapelointiin. Kaupunkialueilla sähköautojen suhteellinen määrä on maaseutua huomattavasti suurempi, joten ne tulevat vaikuttamaan verkkokapasiteettivaatimuksiin, mikäli kulutusjousto edistäviä tekijöitä ei oteta käyttöön. (Nordling, 2017)

Tanskassa urbanisaatio nähdään Suomesta ja Ruotsista poiketen enemmän positiivisena voimana kuin haasteena. Erityisesti asuntojen energiatehokkuus tulee vuoteen 2050 mennessä laskemaan kaupunkiväestön hiilidioksidipäästöjä merkittävästi. Sähköverkon näkökulmasta älykkäiden komponenttien lisääminen mahdollistaa tuotannon ja kulutuksen jatkuvan ja joustavan tasapainon mikä tehostaa osaltaan energiankäyttöä. Sähköverkon kuormituksen nähdään kaupungistumisen myötä vähenevän, sillä lyhyet etäisyydet mahdollistavat yhä useammalle luopumisen sähköauton käytöstä. (Realdania, 2012)

Norjassa sähköverkon kehittämistyö keskittyy seuraavina vuosina erityisesti suurten kaupunkien ja harvaan asutun maaseudun verkkokapasiteetin kasvattamiseen. Maaseudun sähkökäyttöä kasvattavat paikallisesti esimerkiksi öljyteollisuuteen liittyvät hankkeet. Siinä mielessä erityisesti siirtoverkkoinvestoinneille näillä alueilla on enemmän perusteita kuin Suomen ja Ruotsin vastaavilla alueilla, missä suuria teollisuushankkeita ei välttämättä ole näköpiirissä. (Statnett, 2019).

2.7 Älykäs sähköverkko

Tulevaisuudessa sähköverkko muuttuu älykkäämmäksi kaikissa työhön valituissa maissa. Esimerkiksi sähkön kulutuksen seuraaminen etäluettavilla mittareilla on monessa maassa jo käytössä. Seuraavan sukupolven mittarit tukevat sähkökaupan reaaliaikaistumista tarjoamalla asiakkaiden ja verkkoyhtiöiden käyttöön nykyistä enemmän dataa (Pahkala et al., 2018). Muiksi askeleiksi kohti älykkäämpää verkkoa on esitetty muun muassa sähköautojen käyttöä sähkövarastoina ja energiayhteisöjen hajautetun sähköntuotannon käynnistämistä (Tuunanen, 2015; Pahkala et al., 2018).

Älykkäällä sähköverkolla on monia etuja nykytilanteeseen verrattuna. Uusiutuvan energiantuotannon integrointi verkkoon helpottuu ja sähkön laatu paranee (Tuunanen, 2015). Älykkäät, kahteen suuntaan kommunikoiivat sähkömittarit mahdollistavat kuormien etähallinnan (Tuunanen, 2015). Sähkövarastojen käyttöönotto mahdollistaa tällaisen varaston haltijan osallistumisen verkon tehotasapainon hallintaan ja taajuuden säätöön (Pahkala et al., 2018). Älykäs sähköverkko on siis monin tavoin tukemassa sähkön loppukäyttäjän ja tuottajan rajan hälvenemistä (Pahkala et al., 2018).

Suomessa toimia älyverkon rakentamiseksi on tutkittu kattavasti Työ- ja Elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän vuonna 2018 valmistuneessa selvityksessä (Pahkala et al., 2017; Pahkala et al., 2018). Selvityksessä esitettiin tulevana kehityksenä muun muassa sähkövarastojen haltijoiden, energiayhteisöjen ja itsenäisten aggregaattorien osallistumista sähkömarkkinoille älyverkon kautta (Pahkala et al., 2018).

Tanskassa siirtoverkkoyhtiö Energinet in strategiassa vuosille 2018-2020 ennakoidaan asiakkaiden roolin muuttuvan yhä lähemmäs perinteistä energiantuottajan roolia (Energinet, 2018). Samalla Energinet aikoo julkaista sähköverkosta saatua dataa suuren yleisön käyttöön helpottamaan uusia älykkäitä energiaratkaisuita ja asentaa vuoteen 2020 mennessä jokaiseen kotiin etäluettavan sähkömittarin (Energinet, 2018).

Norjassa älymittarit on asennettu jokaiseen kotiin vuoden 2019 loppuun mennessä (Ballo, 2015). Norjassa erityinen älyverkkokeskus esitti 2015 muun muassa mikrotuotannon saarekekäytön, vesivoimaloille suunnattujen sähkövarastojen ja sähköautojen älykkään latauksen olevan tärkeitä askelia kohti älykkäämpää verkkoa. Samalla keskiössä on jo aiemmin tässä työssä tutuksi tullut siirtyminen perinteisestä yksisuuntaisesta verkosta kohti kaksisuuntaista älyverkkoa. (The Norwegian Smartgrid Centre, 2015)

Ruotsin jokaisessa kodissa tuli olla älykäs sähkömittari jo vuonna 2009. Maassa perustettiin vuonna 2012 Norjan älyverkkokeskuksen tapainen älyverkkoneuvosto koordinoimaan älykkään sähköverkon kehittämistä. Tavoitteena on asiakkaiden aktiivisemmän roolin mahdollistaminen ja älyverkon kehittämiselle suotuisen toimintaympäristön luominen. Ruotsin ratkaisut älyverkon kehittämiseksi ovat hyvin samankaltaisia kuin Suomessa. (Widegren, 2015)

Virossa paikallinen siirtoverkkoyhtiö Elering esitteli vuonna 2018 Estfeed-tietokannan, joka tarjoaa muun muassa sähkön tuottajille ja aggregaattoreille suuria määriä dataa yhdessä paikassa. Tavoitteena on mahdollistaa sellaisten sovellusten kehittäminen, joilla edistetään sähköntuotannon, sähkön siirron ja sähkön kulutuksen tehokkuutta. Virossa onkin tähän mennessä keskitytty erityisesti informaation liikkuvuuteen osana älyverkkoa. Tausta-ajatuksena tässä on seuraava huomio: ”Halvinta, varminta ja vihreintä energiaa on käyttämätön energia” (Elering, 2019). Käynnissä on myös useita projekteja liittyen muun muassa mikrotuotannon saarekekäyttöön ja sähköautoinfrastruktuurin rakentamiseen (Arengu, 2016).

Euroopan unionin yhteinen tutkimuskeskus julkaisi viimeisimmän jakeluverkkoyhtiöhavaintoja keränneen raporttinsa 2019. Tässä tarkasteltiin erityisesti älyverkkokehitystä. Havaintoja saatiin kaikista tässä työssä käsitellyistä maista. Suomi, Ruotsi ja Viro nostettiin esiin esimerkillisestä älykkäiden sähkömittareiden käyttöönotostaan jo ennen takarajaa 2020. Suomesta huomioitiin myös kokeilut jakeluverkkoyhtiöiden ohjaamasta vapaaehtoisten asiakkaiden kysyntäjousta ja Ruotsista älykkäiden termostaattien testaus osana verkon joustavuuden kehittämistä. Norja ja Tanska nousivat esille tarkasteltaessa älymittaridatan käyttöä osana sähköntuottajien ja verkkoyhtiöiden asiakkaiden aktivoimista. (Andreadou et al., 2019)

3. VALVONTA JA LAINSÄÄDÄNTÖ

Sähkönsiirto on luonnollinen monopoli, sillä useamman rinnakkaisen verkon rakentaminen ei ole kannattavaa. Tästä syystä alaa ohjataan ja valvotaan niin Euroopan unionin, valtioiden kuin kansallisten regulaattorien toimesta. Tässä luvussa tutustutaan tarkemmin sähkönjakeluverkkojen kehittämistä ohjaaviin tekijöihin.

3.1 Valvonta

Sähkönsiirron valvonta toteutuu kansallisten regulaattoreiden toimesta. Suomessa asiaa hoitaa Energiavirasto, Ruotsissa Energimarknadsinspektionen, Norjassa Norges vassdrags- og energidirektorat, Tanskassa Forsyningstilsynet (DUR) ja Virossa Konkurentsiamet. Lisäksi Pohjoismaissa toimii regulaattoreiden yhteistyöelin NordREG. Sen tavoitteena on yhtenäistää Pohjoismaista verkkoregulaatiota ja EU-lainsäädännön täytäntöönpanoa. Samalla kansalliset valvontaelimet saavat erilaisia näkökulmia ja yhteistyö tuo etuja esimerkiksi ylikansallisten siirtoverkkojen rakentamiseen (Nordic Energy Regulators). Etuna on myös yhteisen Pohjoismaisen äänen vahvistaminen Euroopan Unionin päätöselimissä sekä yhteisen Pohjoismaisen hyvinvointivaltionäkökulman tuominen osaksi kansallisia suunnitelmia (Fortum, 2019). Yhteistyöelimellä on vuosittain vaihtuva puheenjohtajaregulaattori, joka vuonna 2019 oli Tanskan Forsyningstilsynet (Nordic Energy Regulators).

Toiminnoiltaan ja vastuultaan sähkönsiirron valvonnan osalta kansalliset regulaattorit ovat hyvin samankaltaisia. Toisaalta nimensä mukaisesti Norjan NVE hallinnoi sähkönsiirron lisäksi maan vesivaroja ja esimerkiksi Virossa, Suomessa ja Ruotsissa valvontaelin vastaa myös maakaasuliiketoiminnan valvonnasta. Tässä työssä keskitytään kuitenkin regulaattoreiden kansallisen sähkönjakelun valvontaan liittyviin toimintoihin.

Euroopan unionin valtioiden säätelyelinten toimintaa ohjaavat kansallisen lainsäädännön lisäksi unionin direktiivit koskien sähkönsiirtoa. EU-lainsäädäntö tosin on yleisluontoista ja antaa jäsenvaltioille vapauksia kohdistaa huomionsa kansallisiin erityispiirteisiin. Tämä johdetaan osin energiakysymysten vahvasta roolista osana kansallista politiikkaa (Fortum, 2019). Esimerkiksi direktiivin 2019/944/EU kohdassa 83 määrätään yhteisistä tavoitteista seuraavaa:

”Säätelyviranomaisten olisi varmistettava, että siirtoverkonhaltijat ja jakeluverkonhaltijat toteuttavat asianmukaiset toimenpiteet verkkonsa häiriönsietokyvyn ja joustavuuden parantamiseksi. Tätä varten niiden olisi seurattava siirtoverkonhaltijoiden ja jakeluverkonhaltijoiden suoritustasoa käyttäen indikaattoreina esimerkiksi näiden verkonhaltijoiden kykyä käyttää johtoja niiden dynaamisella kuormitusmitoituksella, sähköasemien etäseurannan ja reaaliaikaisen valvonnan kehitystä, verkkohävikin vähenemistä sekä sähkökatkosten tiheyttä ja kestoja.” (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2019/944)

Sähköverkkoliiketoiminnan regulaattorin tärkeimpänä tehtävänä on toimia niin, että kilpailu toteutuu verkkoyhtiöiden monopoliasemasta huolimatta. Samalla sillä on viranomaisena valta vaikuttaa monopoliaseman väärinkäyttöksiin. Tavoitteena regulaattorin toiminnan ja sähkömarkkinalainsäädännön taustalla on tuoda vapaan kilpailun elementtejä osaan verkkoliiketoiminnasta. Aikaisempi sähkönsiirron vapauttaminen ja viime vuosikymmenellä lainsäädäntöön lisätty kirjaus sähkönsiirron ja -toimituksen eriyttämisestä ovat esimerkkejä kilpailun lisäämisestä lainsäädännön keinoin. Lain toteutumista käytännössä valvoo kansallinen regulaattori. (Partanen, 2020)

Toinen regulaattorin tehtävä on myöntää lupia sähkönjakelun aloittamiseen. Kaikissa tähän työhön valituissa maissa verkkoliiketoiminta on luvanvaraista. Samoin kaikissa työn maissa regulaattori vahvistaa verkkoyhtiön yksinoikeuden verkon hallintaan tietyllä alueella.

Valvontaelin toimii samalla eräänlaisena asiakkaiden äänenä verkkoyhtiölle (Partanen, 2020). Regulaattorit tekevät muun muassa arvioita riitatilanteissa. Esimerkiksi Suomessa Energiavirasto määräsi vastikään jakeluverkkoyhtiö Caruna Oy:n maksamaan vakiokorvauksia asiakkaille, joiden sähkömittarin rikkoutuminen johti sähkönjakelun keskeytykseen (Energiavirasto, 2020). Tässä esimerkissä regulaattori toimi puolueettomana välimiehenä ja otti kantaa verkkoliiketoiminnan vastuukysymyksiin. Lisäksi sen tekemän asiantuntija-arvion perusteella tehtiin varsinainen oikeuden päätös asiasta.

Asiakkaan ja reilun kilpailun näkökulmista tärkeää on myös verkkoyhtiöiden hinnoittelun kohtuullisuuden, sähkön laadun ja verkon kehittämisen tehokkuuden valvontatyö. Tämä tapahtuu käytännössä vaatimalla jakeluverkkoyhtiöitä raportoimaan toimistaan. Näiden raporttien pohjalta regulaattori tekee päätelmiä siitä, oliko toiminta oikeutettua lain näkökulmasta. Samalla valvontaviranomainen saa tietoa verkon kehityksen suunnasta ja mahdollisista kehityskohteista tulevaisuudessa. Raportoinnin kohteet ja laadintatapa vaihtelevat kuitenkin maittain. Esimerkiksi Suomessa jakeluverkkoyhtiöiden on pitänyt Sähkömarkkina-lain uudistuksen jälkeen raportoida sähköenergian siirretty määrä verkossa, mutta tällaista vaatimusta ei muissa työhön valituissa maissa ole (Haatainen, 2013). Norjassa on päädytty ratkaisuun, jossa tietyn alueen jakeluverkkoyhtiöt tekevät yhdessä suunnitelman alueen verkon kehittämisestä seuraavaksi kymmeneksi vuodeksi ja toimittavat tämän raportin NVE:lle (NVE, 2018). Tätä käsiteltiin tarkemmin luvussa 2.2.

Sähkönjakelun valvontaa on useassa maassa jaettu valvontajaksoihin. Esimerkiksi Suomessa ja Ruotsissa valvontajakson pituus on 3 vuotta (Energimarknadsinspektionen; Energiavirasto, 2018). Valvontajaksoina voidaan keskittyä johonkin tiettyyn valvonnan osa-alueeseen, kuten Ruotsissa tai esimerkiksi päivittää kohtuullisen tuoton laskennan perusteena olevia parametrejä, kuten Suomessa tehtiin valvontajaksolle 1.1.2020-31.12.2023 (Energiavirasto, 2018; Energimarknadsinspektionen, 2019)

3.2 Lainsäädäntö

Euroopan unioni on tulevaisuudessa enenevässä määrin energiaunioni. Lukuisin lakipaketein luodaan puitteita esimerkiksi sähkön sisämarkkinoille, kantaverkkoyhtiöiden yhteistyölle ja siirtymälle kohti hiilivapaata energiantuotantoa. Kaiken taustalla vaikuttavat Pariisin ilmas-tosopimuksen mukaiset päästövähennykset, joita EU kaavailee vuodelle 2030. Tuolloin hiilidioksidipäästöjen tulisi olla vähintään 40 % nykyistä pienemmät (Euroopan parlamentti, 2019). Pohjoismaisen sähköverkkolainsäädäntökehityksen taustalla on myös 2010 julki-sitettu Kööpenhaminan julistus, jossa päätettiin lisätä Pohjoismaista yhteistyötä verkkoinves-tointien ja niiden suunnittelun saralla (Fortum, 2019). Pohjoismaisten regulaattoreiden yh-teistyöelin NordREG luvussa 3.1 käsiteltyjen vastuidensa ohella antaa suosituksia jäsenval-tioissa tapahtuvaan EU-direktiivien täytäntöönpanoon (Energiavirasto, 2019).

Direktiivin 2009/72/EY myötä Euroopan unionin sähkömarkkinoilla sähkönsiirto eriytettiin sähköntuotannosta ja myynnistä. Näin jälkimmäiset vapautettiin kilpailulle sähkönsiirron jäädessä valvotuksi monopolitoiminnaksi. Samalla aikaisemmin niin sähkönmyyntiä kuin

siirtoa tarjonneiden jakeluverkkoyhtiöiden tuli eriyttää myyntitoiminnot sähkönjakelutoiminnoista. Tämä ei tarkoita omistuksen eriyttämistä vaan toimintojen ja laillisen aseman jakamista useampaan yhtiöön, joilla on omat vastuualueensa, esimerkiksi yhdellä sähkömyynti ja toisella sähkönjakelu. Tämä lakiuudistus ei koske alle 100 000 asiakasta palvelevia jakeluverkkoyhtiöitä. Vaikka Euroopan tasolla 90 prosenttia jakeluverkkoyhtiöistä ei näin ollen joutunut uuden lainsäädännön piiriin, koskevat muutokset yli 70 prosenttia unionin kansalaisista. (Andreadou et al., 2019)

Vuonna 2019 voimaan astui direktiivi 2019/944/EU. Sen ensimmäisessä kohdassa otetaan kantaa em. direktiivin 2009/72/EY muuttamisesta monin paikoin ja selkeyden vuoksi uudelleen laatimisesta. Sähkönjakeluverkkoyhtiöiden toiminnan kannalta olennaisia ovat vahvat kannanotot asiakkaiden aktiivisemmasta roolista markkinaosapuolena. Kohdassa 37 halutaan edesauttaa kuluttajien mahdollisuutta kysyntäjoustoon niin halutessaan. Kohta 38 ajaa sähkölaskujen dynaamisuutta eli kiinteiden osien minimointia ja kohta 39 asiakkaiden pääsyä markkinoille käymään kauppaa kulutusjoustollaan. Kohta 41 puhuu sähköautojen tehokkaasta integroinnista sähköverkkoon ja kohta 42 kuluttajien omistamien hajautettujen tuotantolaitosten ja sähkövarastojen osallistamisesta markkinoille. (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2019/944)

Edellisessä kappaleessa käsitellystä direktiivistä nähdään, että älyverkon kehittäminen nähdään Euroopan unionissa tärkeänä osana tulevaa kehitystä. Tämä tuodaan suoraan esille myös kohdassa 51:

”Jäsenvaltioiden olisi kannustettava uudistamaan sähkönjakeluverkkoja esimerkiksi älykkäiden verkkojen käyttöönoton kautta, ja nämä verkot olisi rakennettava niin, että ne edistävät hajautettua sähköntuotantoa ja energiatehokkuutta.” (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2019/944)

Samalla muihinkin, tämän työn luvun kaksi mukaisiin haasteisiin ja kehitystrendeihin vauraudutaan. Verkon kehittämisen ohjaaminen ja asiakkaan roolin muutos edesauttavat energiatehokkaampaa sähkönkäyttöä. Tämä on oleellinen osa päästövähennystalkoita. Myös direktiivin kohta 61 puhuttelee kansallisia lainsäätäjiä suoraan jakeluverkonhaltijoiden osuudesta sähköverkkojen kehittämisessä:

”Jakeluverkonhaltijoiden on integroitava kustannustehokkaasti uusi sähköntuotanto ja erityisesti laitokset, jotka tuottavat sähköä uusiutuvista lähteistä, sekä uudet kuormat kuten lämpöpumpuista ja sähköajoneuvoista saatavat kuormat. Tätä varten jakeluverkonhaltijoilla olisi oltava mahdollisuus käyttää markkinamenettelyihin perustuen palveluja, jotka liittyvät hajautettuihin energiasursseihin, kuten kulutusjousto ja energian varastointi, ja niitä olisi kannustettava tähän, jotta ne voivat käyttää verkkoaan tehokkaasti ja välttää kalliita verkon laajennuksia. Jäsenvaltioiden olisi toteutettava aiheellisia toimenpiteitä, kuten kansalliset verkkosäännöt ja markkinasäännöt, ja kannustettava jakeluverkonhaltijoita verkkotariffeilla, jotka eivät muodosta estettä joustolle tai energiatehokkuuden parantamiselle verkossa. Jäsenvaltioiden olisi myös laadittava jakeluverkkojen kehittämissuunnitelmia, jotta voidaan tukea laitosten, jotka tuottavat sähköä uusiutuvista lähteistä, integrointia, helpottaa energiavarastojen kehittämistä ja liikenteen sähköistämistä sekä tarjota verkon käyttäjille asianmukaista tietoa verkon odotettavissa olevista laajennuksista tai parannuksista, sillä nykyisin suurimmassa osassa jäsenvaltioita ei ole tällaisia menettelyjä.” (Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2019/944)

Euroopan unionin lainsäädännön lisäksi jakeluverkkoyhtiöitä koskee kansallinen lainsäädäntö. Yhteinen tekijä työssä käsitellyille valtioille on, että sähkönjakelu on luvanvaraista toimintaa ja sitä tehdään valtion säätelyelimen ohjauksessa. Seuraavassa esitellään ensin lyhyesti Suomen Sähkömarkkinalain olennaiset pykälät ja sen jälkeen huomioita kunkin muun työssä käsitellyn maan vastaavista laeista.

Suomessa jakeluverkon kehittämistä ohjataan Sähkömarkkinalailla. Sähkömarkkinalaissa määrätään esimerkiksi jakeluverkon rakentamisen yksinoikeudesta verkkoyhtiön alueella. Lain kuudes luku määrittelee jakeluverkkoa ja jakeluverkonhaltijaa koskevat säädökset. Sähkömarkkinalain pykälä 50 määrää jakeluverkkoyhtiön suunnittelemaan, rakentamaan ja ylläpitämään laadukasta jakeluverkkoa. Pykälä 51 on jo luvussa 2.2 tarkasteltu uusi lisäys vuodelta 2013, joka määrittää rajat sähkökatkojen kestolle siirtymäajan jälkeen. Pykälässä 52 määrätään jakeluverkon kehittämissuunnitelman laatimisesta, mikä vastaa Euroopan unionin direktiivin 2019/944/EU kohdan 83 vaatimusta sääntelyviranomaisen roolista jakeluverkkoyhtiöiden verkkokehityksen ohjaajina. Pykälä 55 määrää jakeluverkkoyhtiön lasuttamaan alueensa asiakkaita tasapuolisesti. Pykälä 60 koskee direktiivissä 2009/72/EY esitettyä sähkönmyynnin, -tuotannon ja -jakelun oikeudellista eriyttämistä. Rajana lailliseen eriyttämiseen ei kuitenkaan pidetä asiakasmäärää vaan verkossa siirrettyä sähkön määrää edellisen kolmen vuoden aikana. Tämä raja on 200 gigawattituntia. Toimintojen eriyttämisen raja menee 50 000 asiakkaassa. Suomessa on myös voimassa Pohjoismaisessa viitekehyksessä ainutlaatuiset ohjeet siitä, ettei jakeluverkkoyhtiö ja sähkönmyyntiyhtiö saa muistuttaa nimeltään ja logoltaan toisiaan. (Sähkömarkkinalaki 588/2013; Pöyry, 2015)

Virossa paikallinen sähkömarkkinalaki käsittelee Suomen tapaan kaikkia sähkömarkkinaosapuolia. Lain pykälä 16 vastaa siellä direktiivin 2009/72/EY mukaisesta laillisesta ja toimintojen eriyttämisestä. Asiakasmäärän ylittäessä 100 000 ei jakeluverkkoyhtiö saa toimia sähköntuottajana tai -myyjänä. Luvun kaksi pykälä 18 käsittelee jakeluverkkoyhtiön johtamista ja toimintaa ja luku kuusi jakeluverkkoyhtiön monopoliasemaa, jakeluverkkoyhtiön velvollisuuksia palvelujen toimittajana ja jakeluverkkoyhtiölle sallittuja tapoja veloittaa toiminnastaan. Kaiken kaikkiaan laki on hyvin samankaltainen kuin Suomessa. (Estonian Electricity Market Act)

Tanskan ja Ruotsin lainsäädännöstä on huomattavan vähän informaatiota saatavilla. EU-direktiivien käyttöönoton myötä jäsenmaissa lainsäädäntö on silti samankaltaista. Ruotsissa on kuitenkin direktiiviä 2009/72/EY tarkemmat rajat toimintojen lailliselle eriyttämiselle. Eriyttäminen on pakollista kaikille jakeluverkkoyhtiöille ilman asiakasrajaa, toisin kuin Suomessa, Tanskassa, Norjassa tai Virossa. Toimintojen eriyttämisen raja on sen sijaan sama niin Tanskassa kuin Ruotsissa. Alle 100 000 asiakkaan jakeluverkkoyhtiöt on näin ollen vapautettu kyseisissä maissa toimintojen eriyttämisestä. Norjasta poiketen Tanska ja Ruotsi määräävät eriytettyjen verkkoyhtiöiden osien brändien eroavan toisistaan ilman vaaraa sekaannuksille. Suomen kaltaista nimen ja logon erottamisvaatimusta ei kuitenkaan ole käytössä. Tanskassa on käyty keskustelua Suomessa käytössä olevan lainkirjaimen käyttöönotosta. Tavoitteena on reilun kilpailun edistäminen ja lain tulkinnanvaraisuuden vähentäminen. (Pöyry, 2015)

Norja eroaa muista tässä työssä käsitellyistä maista siten, ettei se ole osa Euroopan unionia. Se on kuitenkin osa Euroopan unionin sisämarkkinoita EEA-sopimuksen myötä. Norja on myös ottanut käyttöön EU:n kolmannen energiapaketin nimellä kulkevan lakipaketin koskien muun muassa verkkoyhtiöiden toimintojen eriyttämistä (Fortum, 2019). Norjassa on täten käytössä samankaltainen toimintojen eriyttämisen vaatimus kuin muissa tässä työssä

käsitellyissä maissa, jonka alaraja menee 100 000 asiakkaassa. Lisäksi maan regulaattori NVE saattaa asettaa erityisvaatimuksia eriyttämislle (Pöyry, 2015). Norjan energialaki vastaa EU-yhteistyön myötä pitkälti muiden tässä työssä käsiteltyjen maiden paikallisia lakeja. Lain luku kaksi käsittelee sähköverkkotoiminnan luvanvaraisuutta ja luku kuusi vastuukysymyksiä sekä sähkön laatua (Norsk Energiloven). Norjalla on kuitenkin EEA-sopimukseen sisäänrakennettu oikeus hylätä EU:n ehdottamat lainsäädäntömuutokset niin halutessaan (Fortum, 2019).

Eriyttämisen lisäksi korvaukset sähkönjakelun keskeytyksestä ovat oleellinen osa verkkoliiketoiminnan lainsäädäntöä. Suomessa Sähkömarkkinalaki määrää vakiokorvauksia sähkökatkon keston perusteella, alkaen 12 tunnin pituisesta jakelunkeskeytyksestä. Korvauksista ei saa päättää sähkösopimuksessa niin, että asiakas häviäisi tilanteessa laissa säädettyihin vakiokorvauksiin verrattuna. (Sähkömarkkinalaki)

Norjassa vakiokorvaukset maksetaan, kun sähkönjakelun keskeytys on yli 12 tuntia. Maksimimäärä maksetaan kuitenkin jo 72 tunnin keskeytyksestä, kun Suomessa maksimikorvaus maksetaan jakelunkeskeytyksen kestäessä yli 288 tuntia. Korvaus maksetaan 72 tunnin jälkeen jokaisesta 24 tunnin periodista uudelleen. (Council of European Energy Regulators, 2016)

Ruotsissa on samantapainen järjestelmä kuin Norjassa. Yli 12 tunnin keskeytyksen jälkeen maksetaan vakiokorvaus, mutta maksimikorvaus maksetaan jo keskeytyksen kestäessä 24 tuntia. Tämän jälkeen jokaiselta 24 tunnin periodilta maksetaan sama korvaus, kuitenkin korkeintaan 300 % vuotuisesta siirtotariffista. Suomessa tämä korvauskatto on 200 %. (Council of European Energy Regulators, 2016)

Virossa on käytössä vakiokorvausjärjestelmä, jossa maksetaan jakelunkeskeytyksistä myös niiden ollessa suunniteltuja (Council of European Energy Regulators, 2016). Tarkempaa tietoa korvausten määrästä tai rajoista ei kuitenkaan ole saatavilla.

Suomessa, Ruotsissa ja Virossa vakiokorvaukset maksetaan automaattisesti, mutta Norjassa asiakkaan täytyy hakea korvauksia erikseen (Council of European Energy Regulators, 2016). Tanskassa ei makseta laisinkaan vakiokorvauksia (Council of European Energy Regulators, 2016). Toisaalta toimitusvarmuus on maassa niin hyvällä tasolla, että korvauksia maksettaisiin hyvin harvoin.

4. JAKELUVERKKOYHTIÖIDEN KEINOT VASTATA HAASTEISIIN

Luvussa 2 esitellyt haasteet ja kehitystrendit vaikuttavat jakeluverkkoyhtiöiden tulevaisuudensuunnitelmiin. Ne kannustavat ja ajoitin pakottavat kehittämään alueellisia verkkoja ja hinnoittelutapaa. Samoin lainsäädäntö ajaa älykkään sähköverkon rakentamista energiatehokkuuden parantamiseksi. Tässä luvussa tarkastellaan verkkoyhtiöiden käytännön toimia eri haasteisiin ja kehittämistarpeisiin vastaamiseksi.

4.1 Käytettävät teknologiat

Jakeluverkkoyhtiöillä on käytössään useita teknisiä ratkaisuja verkon kehittämiseksi. Tehokkaat keinot vaihtelevat alueittain. Teknisillä ratkaisuilla pyritään pääasiassa vaikuttamaan verkon toimitusvarmuuteen positiivisesti, mutta älykkäällä sähköverkkoteknologialla on muitakin vaikutuksia.

Mahdollisia teknisiä ratkaisuja verkon toimitusvarmuuden parantamiseksi ovat muun muassa maakaapelointi, ilmajohtojen siirto teiden varsille, ilmajohtokatuja vierimetsän hoito ja verkostoautomaation lisääminen. (Räisänen, 2014). Maakaapeloinnilla on useita etuja avojohtoihin verrattuna. Maakaapelit vievät vähemmän tilaa ja niillä on parempi käyttövarmuus (Elovaara & Haarla, 2011). Jännitteiset osat on kosketussuojattu, joten ne ovat turvallisempia ja samalla maakaapelointi pienentää sähköverkon ympäristövaikutuksia (Elovaara & Haarla, 2011). Poikkeuksellisten sääolojen aiheuttamissa suurhäiriötapauksissa maakaapelointi on ainoa tapa välttää laajamittaiset jakelunkeskeytykset (Räisänen, 2014).

Toisaalta maakaapeloinnin investointikustannukset ovat huomattavasti avojohtoa korkeammat. Vikatapauksissa vian etsintä voi olla vaikeampaa ja korjaus maksaa avojohtoa enemmän (Elovaara & Haarla, 2011). Maakaapeloitu verkko kestää myös huomattavasti ylikuormitusta (Elovaara & Haarla, 2011). Maakaapeloinnin hintaan vaikuttaa kaapelin ja maahan asennettavien jakelumuuntamojen kalleus, mutta myös asennusteknologian kehittymättömyys (Räisänen, 2014).

Suomessa ilmajohtoja rakennettiin pitkään kustannusperusteisesti linnuntietä paikasta toiseen. Tämä tarkoittaa, että suuri osa verkosta kulkee metsän keskellä. Toimitusvarmuusvaatimusten kasvaessa on ilmajohtojen tienvarteen rakentamisesta tullut parempi vaihtoehto. Tutkimusten mukaan vikaherkkyys metsäjohtoon verrattuna on noin puolet entisestä. (Räisänen, 2014)

Metsän läpi kulkemaan jätetyn ilmajohtojen suurin vikaantumistekijä on johdon päälle kallistunut tai kaatunut puu. Johtokadun vierimetsää hoitamalla on merkittävästi parannettu sähköjakelun luotettavuutta. Vierimetsän metsänhoitosuosituksen mukainen hoito on nopea ja kustannustehokas ratkaisu toimitusvarmuuden parantamiseksi. Verkostoautomaatio puolestaan auttaa vikojen etsimisessä ja nopeuttaa näin niiden korjaamista. Toimitusvarmuutta parantavaa verkostoautomaatiota voivat olla erilaiset kauko-ohjattavat erottimet ja pylväskatkaisijat. (Räisänen, 2014)

Yksi mahdollinen tapa jakeluverkkoyhtiöille lisätä siirtomatkaa ja verkossa siirrettävää tehoa on ottaa käyttöön uusi yhden kilovoltin jännitetaso nykyisten 400 voltin ja 20 kilovoltin järjestelmien väliin. Sähköverkon pj-komponentit kestävät jo nykyisellään kilovoltin jännit-

teen. 400 voltin verkkoon verrattuna sähkönsiirtokyky olisi parempi. Lisäksi kilovoltin johtojen vaatimat johtokadut ovat huomattavasti 20 kilovoltin johtojen vaatimia pienemmät. Etuna on myös kilovoltin verkon rakentamiseen tarvittujen materiaalien, esimerkiksi johtimien samankaltaisuus 400 voltin verkkoon verrattuna. Näin ollen kilovoltin verkolla on mahdollista joko korvata nykyisiä 400 voltin tai 20 kilovoltin verkko-osia tai toimia näiden ohella. (Norri, 2006)

Kuten todettua luvussa 2.7, älymittareiden kautta saatua dataa tullaan hyödyntämään useassa maassa tulevaisuudessa osana verkon suunnittelua. Älykkäiden sähkömittareiden datalle tullaan varmasti keksimään myös täysin uusia käyttötapoja. Virossa on esimerkiksi luotu järjestelmää, jossa dataa on mahdollisimman hyvin julkisessa käytössä. Tällä pyritään edesauttamaan sovelluskehitystä. (Elering)

Tanskassa on puolestaan suunnitelmia älyverkkodatan käytöstä osana pienoiskoptereilla toteutettua sähköverkon valvontaa ja vikojen etsintää. Dataa voidaan käyttää koneoppimista hyödyntäen ennustamaan vikaantumisherkkiä alueita sähköverkossa. Mahdollinen täysin uusi valvonnan apuväline on sosiaalisen median päivityksistä indeksoimalla saatu tieto sähkökatkoksista. (Danskenenergi, 2017)

4.2 Hinnoittelu

Verkkoyhtiöiden hinnoittelu perustuu tänä päivänä siirretyn energian määrään. Tulevaisuudessa niin verkon kuormitusten muutos kuin energian käytön vähentyminen ajavat verkkoyhtiöitä muuttamaan hinnoitteluperusteitaan. Yhtiöiden on turvattava taloutensa pitääkseen verkkoinvestoinnit tarvittavalla tasolla ja kuitenkin vastattava asiakkaiden vaatimuksiin kohtuullisesta hinnoittelusta. Samalla sähkönjakelun hinnoittelun tulee kannustaa energiatehokkuuteen. (Honkapuro et al., 2012)

Verkkoyhtiöiden näkökulmasta energiaperustainen hinnoittelu ei vastaa enää niiden kustannusrakennetta. Ainoastaan noin kuusi prosenttia kustannuksista on energiaperusteisia (Honkapuro et al., 2012). Kuten aiemmin luvussa 2.5 havaittiin, verkkoinvestoinnit tehdään tehoperusteisesti. Täten jakeluverkkoyhtiön kustannusrakennetta tutkailtaessa voidaan sanoa investointi- ja rahoituskustannusten olevan tehoperusteisia kustannuksia. Näiden muodostaessa yli puolet tyyppillisen jakeluverkkoyhtiön kustannuksista, nähdään yhtiöiden tarve muuttaa hinnoitteluaan (Honkapuro et al., 2012).

Vaihtoehtoisia hinnoittelutapoja on useampia. Esimerkiksi (Honkapuro et al., 2012) tutkimusraportissa löydettiin neljä erilaista mahdollista tapaa veloittaa sähkönjakelusta. Näistä ensimmäinen olisi kiinteä kuukausimaksu ilman käyttöpohjaista komponenttia, jossa verkkoyhtiöt hyötyisivät vakaasta ja ennustettavasta kassavirrasta, mutta järjestelmä ei kannustaisi energiatehokkuuteen. Toinen mahdollinen tapa olisi täysin energiankäytön mukaan muuttuva komponentti ilman kiinteää osaa. Tämä kannustaisi energiankäytön vähentämiseen, muttei vastaisi verkkoyhtiöiden kustannusrakennetta. Kolmas vaihtoehto olisi käyttöajan mukaan vaihteleva energiatariffi, joka vastaisi nykyistä yö sähkömallia, mutta huomattavasti tiheimmin vaihtuvien hinnoitteluväleillä. Tätä edesauttaisi tunneittain luettavista sähkömittareista saatu käyttödata. Neljäs tariffirakenne olisi tehoperusteinen hinnoittelu, joka on otettu jo käyttöön Suomessa ja Ruotsissa yksittäisissä jakeluverkkoyhtiöissä. Tässä yhdistyy verkkoyhtiöiden kustannusrakennetta vastaava hinnoittelu ja asiakkaiden näkökulmasta energiatehokkuuteen ja kysyntäjoustoon kannustava rakenne. (Honkapuro et al., 2012)

Tehoperusteinen hinnoittelun pohjalta on kehitetty varteenotettava vaihtoehto nykyiselle laajasti käytössä olevalle mallille, tehokaistahinnoittelu. Tehokaistahinnoittelusta voidaan käyttää myös termiä tehorajahinnoittelu (Haakana et al., 2017). Käyttöpaikan tehokaista määräytyisi esimerkiksi vuoden mitatun huipputuntitehon mukaan. Asiakas saisi täten käyttää sähköä tilatun kaistansa rajoissa. Suurempi tehokaista maksaisi enemmän ja oman teho-kaistan ylitykset huomioitaisiin verkkoyhtiön määräämällä tavalla. (Honkapuro et al., 2012)

Tehokaistassa on lukuisia hyviä ominaisuuksia niin asiakkaiden kuin verkkoyhtiöiden näkökulmista. Verkkoyhtiö saisi kohdennettua kustannuksia enemmän verkkoinvestointeja vastaaviksi. Samalla kassavirta olisi tasaisempi ja ennustettavampi kuin täysin tunneittain vaihtuva tehopohjainen hinnoittelu. Asiakkailta olisi mahdollisuus ja kannustin vaikuttaa tunti-tehoonsa ja tätä kautta sähköstä maksamaansa hintaan. Toisaalta tehokaista ei sellaisenaan kannustaisi energiansäästöön, jos asiakkaalla on käytössään huomattavasti omaa tarvettaan suurempi tehokaista. Tällaisissa tilanteissa verkkoyhtiöllä voisi olla käytössään oikeus siirtää asiakas pienemmän tehokaistan piiriin. (Honkapuro et al., 2012)

Teknisesti tehokaistahinnoittelu vaatisi tuntiluettavan sähkömittarin, joten esimerkiksi Suomessa, Ruotsissa ja Norjassa olisi kokonaisvaltainen siirtymä jo mahdollinen. Siirtymäaika olisi kuitenkin käytännössä vuosia (Haakana et al., 2017). Tehokaistatariffiin siirtymisen haasteena nähdään nimenomaan siirtymänaikaisen hinnoittelun muodostaminen (Honkapuro et al., 2012). Taulukossa 4.1 esitellään sähkönhinnan muodostumista tällä hetkellä työhön valituissa maissa.

Taulukko 4.1. Sähkönhinnan muodostuminen Pohjoismaissa ja Virossa. (Pyöry, 2015; Pöyry, 2017)

| | Suomi | Ruotsi | Norja | Tanska | Viro |
|---|--|--|--|---|--|
| Tariffi-rakenteelle asetetut vaatimukset lainsäädännössä | Ei esteitä teho- perusteisille mak- suille. Tarif- fien tulee olla tasapuo- lisia ja mak- superusteiden selvät. | Ei esteitä te- hoperusteisille mak- suille. Tarif- fien tulee olla tasapuo- lisia. | Ei esteitä te- hoperusteisille mak- suille. | Ei esteitä te- hoperusteisille mak- suille, mutta Forsynings- tilsynetin täytyy hy- väksyä tarif- firakenne. | Ei vaati- muksia, mutta mak- sukriteerien tulee olla läpinäkyviä ja tasapuo- lisia. |
| Tariffi-rakenne kotitalouksille | Kiinteä maksu ja energiaperus- teinen maksu. Joil- lain verkko- yhtiöillä te- hoperusteisen maksu. | Kiinteä maksu ja energiaperus- teinen maksu. Joil- lain verkko- yhtiöillä te- hoperusteisen maksu. | Kiinteä maksu ja energiape- rusteinen maksu. | Kiinteä maksu ja energiape- rusteinen maksu. | Kiinteä maksu ja energiape- rusteinen maksu. |

Taulukosta nähdään, että kaikissa maissa kotitaloudet maksavat sähkönkäytöstään kiinteän kuukausimaksun lisäksi energiankäytön määrään perustuvan maksun. Suomessa ja Ruotsissa on joillain verkkoyhtiöillä jo mahdollisuus teho- perusteiseen hinnoitteluun. Perustana

maksuille käytetään vuoden mitattua huipputehoa. Muissakaan työn maissa ei ole lainsäädännöllisiä esteitä tehoerusteisen hinnoittelun käyttöönottoon tulevaisuudessa. (Pöyry, 2017)

4.3 Verkostoinvestoinnit

Verkkoinvestoinnit ovat pitkäikäisiä, joten niiden suunnittelussa on otettava huomioon useiden vuosikymmenten aikajänne, jona verkko on käytössä. Tässä luvussa esitellään työhön valittujen maiden uusimpia suunnitelmia koskien merkittäviä verkkoinvestointeja kussakin maassa. Mielenkiinnonkohteina ovat esimerkiksi älykkään verkkotekniikan käyttöönotto ja verkkoinvestoinnit kapasiteetin kasvattamiseksi ja toimitusvarmuuden parantamiseksi.

Suomessa lakisääteiset toimitusvarmuusvaatimukset asettavat takarajaksi verkkoinvestoinneille vuoden 2028 tai 2036 verkkoyhtiöstä riippuen. Tällöin toimitusvarmuus tulee olla lain määräämällä tasolla niin etteivät sähkökatkot ylitä niille asetettuja maksimiaikoja. Keinoja tavoitteen saavuttamiseksi on esitelty luvussa 4.1. Älykästä sähköverkkoteknologiaa on Suomessa otettu jo maanlaajuisesti käyttöön älykkäiden sähkömittareiden muodossa. Verkkoinvestoinnit toimitusvarmuuteen tulevat arvioiden mukaan maksamaan noin 3,5 miljardia euroa (Partanen, 2018).

Norjassa on viime vuosina investoitu erityisesti siirtoverkkoon. Siirtoverkkoyhtiö Statnett onkin tällä hetkellä Pohjoismaiden johtava verkkoinvestointien tekijä. Verkkoinvestointien tarvetta arvioidaan aina seuraavalle neljälle vuodelle. Esimerkiksi Pohjois-Norjan toimitusvarmuuteen on viime vuosina investoitu huomattavasti. Tästä huolimatta tulevina vuosina ennustetaan verkkoinvestointien tarpeen kasvavan esimerkiksi uuden uusiutuvan energian tuotannon myötä. Verkkoinvestointeja tarvitaan niin suurissa kaupungeissa kuin maaseudulla. Seuraavien neljän vuoden kuluessa siirtoverkkoon investoidaan neljästä kuuteen miljardia Norjan kruunua eli noin 400-600 miljoonaa euroa vuosittain. Lisäksi lähitulevaisuudessa on suunnitelmissa kartoittaa Tanskan, Ruotsin ja Suomen siirtoverkkoyhtiöiden kanssa mahdollisuutta kasvattaa verkon siirtokapasiteettia maiden välillä. Esimerkkinä tästä ovat Suomen ja Norjan Finnmarkin välisen verkon parannukset. Samalla mittavat rakennushankkeet siirtoverkon rakentamiseksi Etelä-Norjan ja Pohjois-Saksan sekä Iso-Britannian välille ovat valmistumassa. (Statnett, 2019)

Suomen tapaan Norjassa on vuoden 2019 lopussa jokaisessa kodissa älykäs sähkömittari. Norjan älyverkkokeskus tutkii seuraavina vuosikymmeninä voimakkaasti älykästä sähköverkkoa ja sen mahdollisuuksia erilaisissa pilottihankkeissa. Selvää näkemystä vuosien 2030-2040 älyverkosta ei kuitenkaan pystytä antamaan. Tämä johtuu kyseisen älyverkkokeskuksen mukaan esimerkiksi esineiden internetin nopean kehityksen tuomista lähes rajattomista erilaisista tavoista yhdistellä sähköntuotantoa ja -kulutusta osaksi tulevaisuuden älykaupunkikuvaa. (The Norwegian Smartgrid Centre, 2017)

Tanskan siirtoverkkoyhtiö arvioi investointitarvetta kahden vuoden välein päivitetävässä suunnitelmassa. Seuraavina kymmenenä vuotena parannetaan Norjan tapaan siirtoverkkoa, jotta uutta uusiutuvaa energiantuotantoa saadaan osaksi verkkoa. Samoin jakeluverkkoinvestointeja jatketaan aiemmalla tahdilla, jotta niin uutta pientuotantoa kuin uusia datakeskuksia saadaan liitettyä verkkoon. Samalla sähkönkulutuksen kasvu vaatii investointeja verkkokapasiteettiin. Lisäksi Tanskassa halutaan siirtoverkkoinvestoinneilla parantaa kaupasuhteita esimerkiksi naapurimaa Saksaan. Energinet arvioi investoivansa siirtoverkkoon vuoteen 2028 mennessä noin 45 miljardia Tanskan kruunua eli noin kuusi miljardia euroa

(Energinet, 2018). Myös älykkään sähköverkon rakentamista painotetaan lähitulevaisuudessa. Vuoden 2020 loppuun mennessä älymittari tulisi löytyä jokaisesta kodista. Sähköverkosta saadulla datalla pyritään parantamaan jo ennestään Euroopan huipputasolla olevaa toimitusvarmuutta esimerkiksi koneoppimiseen pohjautuvien ennusteiden avulla (Dansken energi, 2017).

Ruotsissa verkkoinvestoinneille on suuri tarve jakeluverkon paikoin ikääntyvissä osissa. Jakeluverkkoyhtiöiden pitkäjänteistä kehittämistyötä vaikeuttaa kuitenkin neljän vuoden välein vaihtuva kannustepolitiikka. Tämän rinnalle on Ruotsissa ehdotettu pidemmän aikavälin kansallisen kehitysstrategian muodostamista. Tämä helpottaisi jakeluverkkoyhtiöiden työtä, sillä kehittämisen suunta säilyisi samankaltaisena pidempään kuin neljä vuotta. (Nordling, 2017)

Toisena kehitystyötä vaikeuttavana tekijänä nähdään pitkäkestoinen lupaprosessi sähköntuotantolaitoksille. Pientuotannon asentamisen nopeus verrattuna perinteisiin suurempiin voimalaitoksiin muokkaa verkon tarpeita entistä nopeammin. Toisaalta niiden elinkaari on suuria voimalaitoksia lyhyempi. Seuraavien neljän vuoden aikana verkkoinvestointien määrä tulee nousemaan huomattavasti eikä tälle trendille nähdä loppua sitä seuraavien nelivuotiskausien aikana. Erityisesti uusien merelle sijoitettavien tuulivoimapuistojen yhdistäminen verkkoon tulee vaatimaan verkkokapasiteetin kasvattamista. Samalla on uudistettava niitä verkko-osia, joiden ikä lähentelee jo 50:tä vuotta. (Nordling, 2017)

Virossa on verkon toimitusvarmuuden kasvattamisen lisäksi 2020-luvun puolivälissä edessä irrottautuminen Venäjän sähköverkosta ja liittyminen osaksi Manner-Euroopan verkkoa. Vuoteen 2033 jatkuvassa ennusteessa Viron sähköntuotanto tulee muuttumaan huomattavasti maan siirtyessä pois öljyliuskeen käytöstä. Euroopan Unionin päästöpölytiikka tulee nostamaan fossiilisen sähköntuotannon hintaa, mikä osaltaan edesauttaa uusien investointien syntyä. Muutosnopeus on kuitenkin niin suuri, että Viro tulee olemaan vuodesta 2024 eteenpäin huippukulutustunteina täysin riippuvainen sähköntuonnista. (Konkurentsiamet, 2018)

Virolla on tällä hetkellä käyttökelpoiset yhteydet Suomen ja Latvian sähköverkkoon ja lisää yhteyksiä Latviaan on rakenteilla, joten sähköntuonti on mahdollista. Virossa kuitenkin tunnustetaan, että näillä mailla on jo itsellään sähköntuotannonvajetta. Tämä tarkoittaa sitä, että Viron on investoitava uusiin siirtoverkkolinjoihin rajojensa yli, mikäli sähköverkon toimitusvarmuutta halutaan kasvattaa. Suunnitteilla onkin esimerkiksi yhteys Puolaan. Virossa toimitusvarmuuden haasteet liittyvät pitkälti sähköntuotannon muutoksiin, mutta sähköverkkokin on ikääntynyt ja kapasiteettinsa rajoilla. Uusien merelle sijoitettujen tuulivoimalaitosten kytkeminen verkkoon vaatii siirtoverkkoinvestointeja lähivuosina. (Konkurentsiamet, 2018)

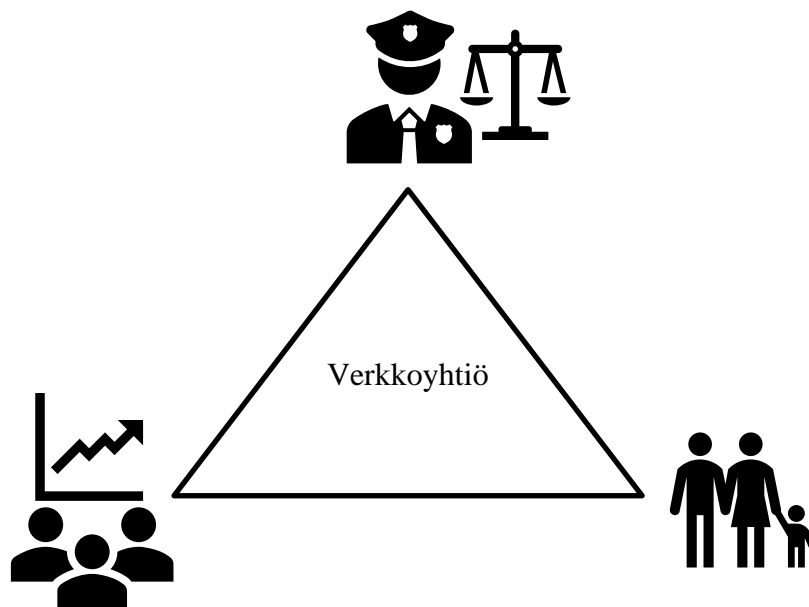
Pohjoismaisena yhteistyönä laaditussa raportissa luotiin Suomen, Ruotsin ja Norjan sähköverkon kehitykselle todennäköinen skenaario seuraavalle kahdellekymmenelle vuodelle. Merkittävä tutkimuksessa löydetty tekijä oli sähkönkulutuksen kasvu 15 %:lla. Samalla Ruotsin luopuessa ydinvoimasta ja uusiutuvan sähköntuotannon kasvaessa sähkönhinta tulee todennäköisesti olemaan lähempänä Keski-Euroopan hintatasoa ja lisäksi hinnan tunti vaihtelut ovat tulevaisuudessa nykyistä suurempia (Energinet et al., 2019). Tämän kehityskulun myös Viron Konkurentsiamet nosti esiin raportissaan, mutta siinä taustavaikuttimena hintaeron tasapainottumiseen Keski- ja Pohjois-Euroopan välillä pidetään Norjan ja Saksan välille rakennetun siirtokapasiteetin valmistumista (Konkurentsiamet, 2018).

Toisaalta lähteessä (Energinet et al., 2019) referenssiskenaarion toteutumiselle löydettiin useita epävarmuustekijöitä. Esimerkiksi päästökaupan epävarma hinnoittelu, Ruotsin useat mahdolliset ydinvoimaskenaarit, siirtokapasiteetin lasku joillakin väleillä ja energiavarojen vielä avoin rooli tulevaisuuden Pohjoismaisessa sähköverkossa vaikeuttavat tarkkojen ennusteiden laatimista. Varmana pidetään kuitenkin sitä, että Suomen, Ruotsin ja Norjan muodostama alue jatkaa 2040-luvullakin sähkön nettoviejänä. (Energinet et al., 2019)

5. TULOSTEN ANALYSOINTI

Verkkoliiketoiminta muuttuu lähitulevaisuudessa voimakkaasti. Tämä murros on monin paikoin jo alkanut. Verkkoinvestointien pitkä aikajänne vaatii verkkoyhtiöiltä suunnittelua pitkälle epävarmaan tulevaisuuteen. Epävarmuuden lisäksi suunnittelupäätöksiä vaikeuttaa verkkoyhtiöiden rooli sidosryhmien välillä. Tätä tasapainoilua esittää kuva 5.1. Kolmion kärjissä sijaitsevat yhtiön omistajat, regulaattorit ja asiakkaat. Jakeluverkkoyhtiö on lähtökohtaisesti yritys eli sen tavoite on tuottaa voittoa omistajilleen. Toisaalta säännöstellyllä alalla lakia ja regulaatiota noudattamatta verkkoyhtiö on nopeasti tilanteessa, jossa se maksaa korvauksia tai menettää toimilupansa. Lisäksi asiakkaiden kuunteleminen tarkalla korvalla on tärkeää alalla, joka koskettaa kaikkia ja josta keskustellaan paljon julkisuudessa. Asiakkaan roolin muutos entistä aktiivisemmaksi sähkömarkkinaosuoleksi tekee asiakaspalvelusta entistä tärkeämpää.

Ympäristönäkökulmaa ei myöskään voi unohtaa. Sähkönjakelun kehitys on tärkeässä osassa ilmastonmuutoksen vastaisessa taistelussa. Jakeluverkkoyhtiöt ovat edellä esitettyjen olosuhteiden pakosta hyvässä positiossa omaksua niin sanotut vastuullisemman kapitalismin arvot. Niissä korostetaan yritysten vastuuta toimia tavalla, joka hyödyttää omistajien lisäksi ympäristöä ja yhteiskuntaa (Financial Times, 2019).



Kuva 5.1. Jakeluverkkoyhtiön sidosryhmät.

Taulukkoon 5.1 on kerätty maakohtaisia huomioita eri haasteiden vaikutuksista. Haasteita käsiteltiin tarkemmin luvussa kaksi ja taulukkoon otettiin pieni katsaus havaitusta tilanteesta kyseisessä maassa. Vihreällä on korostettu niitä maita, joiden tilanne on erityisen hyvä muihin työhön valittuihin maihin verrattuna. Lisäksi on nostettu esiin maita, joissa kyseisestä haasteesta on tehty merkittävää tutkimusta tai pilottihankkeita. Vastaavasti oranssilla on merkitty maita, joissa ollaan joko jäljessä muiden maiden kehityksestä tai missä haaste tulee todennäköisesti vaikuttamaan keskimääräistä voimakkaammin. On muistettava, että valtiot ovat historiallisista ja sosioekonomisista syistä hyvin erilaisissa tilanteissa lähtiessään ratkomaan näitä haasteita. Viro on monelta kantilta hyvin erilaisessa tilanteessa Pohjoismaihin verrattuna. Bruttokansantuote on Virossa noin puolet Suomen ja noin kolmanneksen Norjan

bruttokansantuotteesta (Globalis, 2020). Muita merkittäviä tekijöitä ovat taloustilanne ja kansallinen politiikka. Esimerkiksi Suomessa on perinteisesti nähty koko maan asuttaminen tärkeänä (Tikkanen, 2018). Tämä heijastuu toimitusvarmuuden kehittämisvaatimusten ja urbanisaation vaikutuksiin jakeluverkkoyhtiöille. Toisaalta Norjassa on saatu merkittäviä teollisuusinvestointeja maaseudulle, jotka ajavat verkon kehittämistä myös näissä osissa maata.

Taulukko 5.1 Sähkönjakelun haasteiden vaikutuksia maittain.

| | Suomi | Ruotsi | Norja | Tanska | Viro |
|---------------------------------------|--|---|---|---|--|
| Toimitusvarmuusvaatimukset | Merkittävä muutos lainsäädännössä viime vuosina tuo lisähaasteita verkko-yhtiöille. | Suunnitteilla tuntirajoja sähkönjake-lun keskey-tyksille. | Ei merkittäviä muutoksia lainsäädän-töön viime vuosina, pit-käkestoiset sähkönjake-lun keskey-tykset. | Toimitusvarmuus Euroopan huipputa-soa, pientuo-tannon kas-vun myötä verkon kehittä-mistä paran-netaan. | Tarve siirto-kapasiteetin nostolle säh-köntuotannon muuttuessa. Osaksi Man-ner-Euroopan sähköverkkoa 2025. |
| Sähköautot | Käyttö vielä pientä, mutta kasvaa vuo-sittain. | Suomea suu-rempi osuus autokannasta. | Maailman huippua niin käytössä kuin ensirekiste-röinneissä. | Suomen kanssa sa-massa tilan-teessa, mer-kittävä hanke V2G-tekno-logiasta. | Osuus auto-kannasta hie-man suurempi kuin Suo-messa. |
| Pientuotanto | Pohjoismai-den häntä-päässä, pää-osin aurinko-ja biovoima-loita. | Merkittäviä määriä pieniä vesivoima-loita. | Pääosin vesi-voimaa, pieni osuus Poh-joismaita ver-tailtaessa. | Pohjoismai-den huippua, pientuulivoi-malat merkit-tävässä roo-lissa. | Hyvin vähän tietoa saata-villa. Pieni osuus maan sähköntuotan-nosta. |
| Kuormitus-ten muutos | Lämpöpum-put ja sähkö-autot muutta-vat kuormi-tusprofiilia, merkittävää tutkimusta eri tehotarif-feista. | Muuttaa to-dennäköisesti verkkoyhtiöi-den hinnoitte-lua, tehotariffi jo osin käy-tössä. | Sähköautojen suuri osuus ei ole aiheutta-nut toimenpi-teitä. | Pientuotan-non suuri osuus tulevai-suudessa mer-kittävässä roolissa. | Sähköautojen ja pientuotan-non pienet osuudet eivät vielä aiheutta-neet toimen-piteitä. |
| Urbanisaatio | Käyttöpaik-kojen muutos vaikeuttaa verkkoinves-tointien suun-nittelua maa-seudulla. | Osin saman-laisia vaiku-tuksia kuin Suomessa, sähkönkäytön hinnannousu maaseudulla. | Suuret teolli-suushankkeet maaseudulla ajavat kehittä-mään verkkoa koko maassa. | Nähdään energia-alalla positiivisena asiana. | Ei ole noussut esille tutki-muksissa. |
| Älykäs sähkö-verkko-teknologia | Älykkäät mit-tarit käytössä, merkittävää tutkimusta tulevaisuuden sähkömarkki-naosapuo-lista. | Älykkäät mit-tarit käytössä, samankaltai-sia suunnitel-mia asiakkaan roolin muu-toksesta kuin Suomessa. | Älykkäät mit-tarit käytössä, sähköautot ja vesivoima ajavat älyver-kon suunnit-telua. | Älykkäiden mittareiden asennus käyn-nissä, asiak-kaan roolin muutos ja avoin data osana suunnit-telmia. | Osalla sähkö-asiakkaista älykäs mittari käytössä, avoimen da-tan suuri rooli älyverkko-suunnitel-missa. |

Haasteiden ja verkkoliiketoimintaa ohjaavien tekijöiden lisäksi tutkittiin verkkoyhtiöiden keinoja vastata esiteltyihin haasteisiin. Esille nostettiin niin tekniset ratkaisut kuin hinnoittelumuutoksetkin. Teknisin ratkaisuin on mahdollista parantaa verkon toimitusvarmuutta tai vähentää siirtohäviöitä. Maakaapelointi on Pohjois-Euroopan olosuhteissa ainoa tapa välttää laajamittaisesti suurten myrskyjen aiheuttamat jakelunkeskeytykset. Odotettavissa on, että maakaapelointiasteet nousevat luvun kaksi alussa esitetyistä luvuista ainakin Suomessa ja Ruotsissa. Myös kilovoltin jakelua on otettu käyttöön ainakin Suomessa.

Älykkäiden sähkömittareiden asentaminen on vasta alkua älykkään sähköverkon rakentamisessa. Kaikissa työhön valituissa maissa on joitakin suunnitelmia tulevaisuuden älyverkkokehitykselle. Pohjoismainen yhteistyö voisi tuoda etuja tulevaisuudessa, kun kokemuksia ja näkemyksiä voitaisiin vaihtaa naapurimaiden kesken. Tällöin voitaisiin myös järjestelmiä yhteensovittamalla tehostaa ylikansallisten siirtoverkkolinjojen käyttöä. Myös V2G-tekniologian toimintaa käytännössä tullaan näkemään tulevaisuudessa.

Toinen osa-alue näitä keinoja ovat hinnoittelumuutokset. Tilanne tällä hetkellä on hankala jakeluverkkoyhtiöiden näkökulmasta, mikäli energian kokonaiskulutus jatkaa laskuaan samalla kun verkossa siirrettävät huipputehot kasvavat. Verkkoinvestointien tarpeen ollessa suuri monessa työhön valitussa maassa, on oletettavaa, että hinnoittelun tulee tulevaisuudessa vastata verkkoyhtiöiden kustannusrakennetta.

Maakohtaisesti tulevaisuutta ajateltaessa Suomen verkkoyhtiöiden pyrkimys täyttää toimitusvarmuusvaatimukset sekä urbanisaation vaikutukset maassa ovat mielenkiintoista seurattavaa. Ruotsilla ja Virolla on samankaltaisia pyrkimyksiä muuttaa sähköntuotantoaan kohti uusiutuvaa tuotantoa. Tämän seurauksia koko Pohjolan verkkoliiketoimintaan ja sähkön hintaan työn maissa kannattaa tulevaisuudessa tarkkailla. Sähkön hintaan tulee jatkossa vaikuttamaan myös Norjan tiiviimpi verkkoyhteys Manner-Eurooppaan. Lisäksi esimerkiksi Tanskan mahdollisuudet pitää toimitusvarmuus nykyisellä tasolla verkon ikääntyessä ja Norjan autokannan sähköistymisen vaikutukset verkon kuormitukseen ovat asioita, joita kannattaa seurata.

6. YHTEENVETO

Työn tavoitteena oli selvittää ajankohtaista tietoa sähköverkkoliiketoiminnan kehityksestä Suomessa, Ruotsissa, Norjassa, Tanskassa ja Virossa. Työhön valikoituneiden maiden verkko-liiketoiminnan haasteita esiteltiin luvussa kaksi. Samalla esiteltiin sähkönjakelun olennaisia tunnuslukuja eri maista. Haasteista löydettiin niin yhtäläisyyksiä kuin eroavaisuuksia. Esiin nousi esimerkiksi Norjan johtava asema sähköautoilun saralla ja Tanskan sähkön pientuotannon määrä. Toimitusvarmuudesta ja sen kehittamisestä löytyi suuria eroavaisuuksia maiden välillä. Suomessa toimitusvarmuus on erityisen suuri kehittämiskohde seuraavien vuosikymmenten aikana. Älykkään sähköverkkoteknologian käyttöönotosta löytyy eroja maiden välillä, mutta koko Eurooppaa tarkasteltaessa Pohjoismaat ovat kaikki sillä saralla kehityksen kärjessä.

Luku kolme keskittyi sähköverkkoliiketoiminnan lainsäädäntöön ja valvontaan. Alan vahvan sääntelyn takia toiminnan lainmukaisuus on olennainen osa jakeluverkkoyhtiöiden työtä. Lainsäädäntö on kaikissa työhön valituissa maissa samankaltainen, sillä ne kaikki noudattavat Euroopan Unionin energiadirektiivejä. Samalla valvonnasta voi löytää samankaltaisuuksia, sillä Pohjoismaista yhteistyötä on viime vuosina vahvistettu yhteisen valvontaelimen NordREG:in avulla. Kansalliset valvontaelimet päättävät kuitenkin viimekädessä valvonnasta ja täten tälläkin saralla löytyi eroja esimerkiksi jakeluverkkoyhtiöiden raportointivastuista.

Lopuksi luvussa neljä keskityttiin jakeluverkkoyhtiöiden toimintaan käytännössä. Mielenkiinnonkohteena olivat käytännön tekniikat ja aikajänteet, joilla luvussa kaksi läpikäytyihin haasteisiin voitaisiin vastata. Löydetyt teknologiset ratkaisut keskittyvät pääasiassa toimitusvarmuuden parantamiseen, mutta myös älykkään sähköverkon rakentamiseen. Hinnoittelumuutoksin pyritään vastaamaan sähköverkon kuormitusten muutoksiin entistä paremmin. Samalla verkkoinvestointeja suunnitellaan vuosikymmeniä tulevaisuuteen. Monessa maassa verkko on käyttöikänsä päässä, joten lähivuosina toteutetaan miljardiluokan investointeja.

Työ toteutettiin kirjallisuuskatsauksena valmiin materiaalin pohjalta. Lähteinä toimivat esimerkiksi regulaattoreiden, verkkoyhtiöiden ja tutkimuslaitosten raportit. Ajoittain ongelmana oli tiedon saatavuus, sillä esimerkiksi Viroa ei käsitellä Pohjoismaisissa tutkimuksissa ja Tanskasta ja Norjasta oli saatavilla vähemmän tietoa englanniksi. Tiedon saatavuusvaikeuksista johtuen maiden ja aihealueiden käsittelyssä oli joitakin eroja. Tutkimuskysymyksistä haasteiden tarkastelu oli muita osa-alueita kattavampaa ja toisaalta kysymys tekniikoista, keinoista ja aikajänteistä haasteisiin vastaamiseksi jäi pienempään osaan. Valvontanäkökulmaa tarkasteltiin maakohtaisesti vähän, sillä tietoa eri maiden valvontaelimien toiminnasta oli saatavilla rajoitetusti. Jatkotutkimustarvetta on ainakin verkon kuormitusmuutosten ja verkkoyhtiöiden hinnoittelumuutosten toiminnasta käytännössä. Lisäksi tässä työssä vähemmälle huomioille jääneiden maiden verkkoliiketoiminnan erityispiirteitä voisi jatkossa tutkia lisää.

LÄHTEET

Andersen, P. B. Binding, C. Gantenbein, D. Jansen, B. Marra, F. Poulsen, B. Sundstroem, O. Træholt, C. 2010. Electric Vehicle Fleet Integration in the Danish EDISON Project: A Virtual Power Plant on the Island of Bornholm. Teoksessa: 2010 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Providence, Rhode Island, USA. 25-29.7.2010. IEEE. ISBN: 978-1-4244-6551-4 (sähköinen) Saatavissa: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5589605>

Andreadou, N. Flammini, M. G. Fulli, G. Masera, M. Prettico, G. Vitiello, S. 2019. Distribution System Operators observatory 2018 - Overview of the electricity distribution system in Europe. Luxembourg: Publications Office of the European Union. ISBN: 978-92-79-98738-0 (sähköinen). Saatavissa: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC113926/jrc113926_kjna29615enn_newer.pdf

Annala, S. Tuunanen, J. Viljainen, S. 2012. Demand response from residential customers' perspective. Teoksessa: 2012 9th International Conference on the European Energy Market. Firenze, Italia. 10-12.5.2012. IEEE. ISBN: 978-1-4673-0833-5 (sähköinen). Saatavissa: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6254651>

Arengu, L. 2016. Smart Grid Related Specialisation Areas in Estonia. Saatavissa: <https://s3platform.jrc.ec.europa.eu/documents/20182/195230/5.+Laura+Arengu+-+Smart+Grids+in+Baltics+13.11.16+%281%29.pdf/5bc74af4-2405-4941-9614-c5ec6df880>

Autoalan tiedotuskeskus. 2019. Liikennekäytössä olevat sähköautot. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 19.11.2019]. Saatavissa: http://www.aut.fi/tilastot/autokannan_kehitys/sahkoautojen_maaran_kehitys

Autoalan tiedotuskeskus. 2019. Autojen ensirekisteröinnit ajoneuvolajeittain. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 19.11.2019]. Saatavissa: http://www.aut.fi/tilastot/ensirekisteroinnit/autojen_ensirekisteroinnit_ajoneuvolajeittain

Avere. 2012. Norwegian Parliament extends electric car initiatives until 2018. [Verkkoaineisto] [Viitattu 19.11.2019] Saatavissa: <https://web.archive.org/web/20131024170630/http://www.ave.org/www/newsMgr.php?action=view&frmNewsId=611§ion=&type=&SGLSESSID=tqiice0pmjdclt714q0s3s1o27>

Ballo, I. 2015. Imagining energy futures: Sociotechnical imaginaries of the future Smart Grid in Norway. 12s. Teoksessa: Energy Research & Social Science 9/2015. Saatavissa: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629615300384>

Byman, K. 2016. Five Paths for Sweden. Tukholma, Ruotsi: The Royal Swedish Academy of Engineering Sciences. 60s. ISBN: 978-91-7082-931-4. Saatavissa: <https://www.iva.se/globalassets/bilder/projekt/vagval-el/201608-iva-vagvalel-slutrapport-english-b.pdf>

Byman, K. 2017. Reliability in Sweden's electricity system. Tukholma, Ruotsi: The Royal Swedish Academy of Engineering Sciences. 55s. ISBN: 978-91-7082-963-5. Saatavissa: <https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/201705-iva-vagvalel-leveransskerhet-english-c.pdf>

Cavegn, D. 2019. Network operator Elering signs agreement to join Continental Europe grid. [Verkkoaineisto] [Viitattu 1.11.2019]. Saatavissa: <https://news.err.ee/945389/network-operator-elering-signs-agreement-to-join-continental-europe-grid>

Codani, P. Knezovic, K. Marinelli, M. Perez, Y. 2015. Distribution grid services and flexibility provision by electric vehicles: a review of options. Teoksessa: 2015 50th International Universities Power Engineering Conference. Stoke on Trent, UK. 1-4.9.2015. IEEE. ISBN: 978-1-4673-9682-0. Saatavissa: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7339931>

Council of European Energy Regulators. 2016. 6th CEER benchmarking on the quality of electricity and gas supply. Bryssel, Belgia. Saatavissa: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/d064733a-9614-e320-a068-2086ed27be7f>

Council of European Energy Regulators. 2018. CEER Benchmarking report 6.1 on the continuity of electricity and gas supply - Data update 2015/2016. Bryssel, Belgia. Saatavissa: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>

Danskenergi. 2017. Smart distribution grids power Europe's transition to green energy. Saatavissa: https://www.danskenergi.dk/sites/danskenergi.dk/files/media/dokumenter/2017-11/DSO_Magazine_210x297_ENG_V10.pdf

Delfanti, M. Falabretti, D. Merlo, M. Monfredini, G. 2014. Distributed generation integration in the electric grid: Energy storage system for frequency control. Milano, Italia: Energian laitos, Politecnico di Milano. 13s. Journal of Applied Mathematics Volume 2014. Saatavissa: <https://www.hindawi.com/journals/jam/2014/198427/> .

Denholm, P. Sioshansi, R. 2009. The value of plug-in hybrid electric vehicles as grid resources. Saatavissa: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1353369>

Elering. 2019. Smart grid Development. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 10.12.2019] Saatavissa: <https://elering.ee/en/smart-grid-development#tab0>

Elovaara, J. Haarla, L. 2011. Sähköverkot 2. Helsinki, Suomi: Gaudeamus. ISBN: 978-951-672-363-4.

Energiateollisuus ry. 2019. Hajautettua sähkön pientuotantoa. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 17.11.2019]. Saatavissa: https://energia.fi/energiasta/asiakkaat/sahkoasiakkuus/sahkon_pientuotanto

Energiavirasto. 2018. Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016-31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020-31.12.2023 valvontajaksolla. 120s. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6njakelu-2016-2023.pdf/72eac45f-4fe0-6b0a-d5f7-e89ee97b89fc/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6njakelu-2016-2023.pdf>

Energiavirasto. 2019. NordREG julkaisee suositukset uuden EU-lainsäädännön täytäntöönpanoksi. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 17.2.2020]. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/tiedote/-/asset_publisher/nordreg-julkaisee-suositukset-uuden-eu-lainsaadannon-taytantoonpanoksi

Energiavirasto. 2020. Energiavirasto velvoitti yhtiön maksamaan vakiokorvauksen sähkömittarin vikaantumisesta johtuneesta sähkökatkosta. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 10.2.2020]. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/tiedote/-/asset_publisher/energiavirasto-velvoitti-yhtiön-maksamaan-vakiokorvauksen-sahkomittarin-vikaantumisesta-johtuneesta-sahkokatkosta

Energiavirasto. 2019. Verkkotoiminnan julkaisut. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 10.2.2020]. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut>

Energinet. 2019. Summary of RUS plan 2018. Fredericia, Tanska: Energinet. 10s. Saatavissa: <https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/RUS-plan-2018-summary>

Energinet. 2018a. Security of electricity supply report 2018. Fredericia, Tanska: Energinet. 36s. Saatavissa: <https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Security-of-electricity-supply-report-2018>

Energinet. 2018b. Energy across borders. Strategia 2018-2020. Fredericia, Tanska: Energinet. 17s. Saatavissa: <https://en.energinet.dk/About-our-reports/Reports/Strategy-2018-2020>

Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnät. 2019. Nordic grid development plan 2019. 46s. Saatavissa: <https://www.statnett.no/contentassets/61e33bec85804310a0feef41387da2c0/nordic-grid-development-plan-2019-for-web.pdf>

Energimarknadsinspektionen. 2019. Ei:s verksamhetsplan 2020. 15s. Saatavissa: https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202019/Ei_R2019_06.pdf

Energimarknadsinspektionen. Utvecklad reglering inför perioden 2020-2023. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 10.2.2020]. Saatavissa: <https://www.ei.se/sv/Projekt/Projekt/Utvecklad-reglering-for-framtidens-elnat/>

Ensto. 2016. SAIDI- ja SAIFI-indeksit kertovat sähköjakelun luotettavuudesta. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 8.2.2020]. Saatavissa: <https://www.ensto.com/fi/yhtio/uutiset-ja-media/artikkelit/saidi--ja-saifi-indeksit-kertovat-sahkonjakelun-luotettavuudesta/>

Estonian Electricity Market Act. Saatavissa: <https://www.rigiteataja.ee/en/eli/528082014005/consolide>

Euroopan komissio. 2019. Energy security: The synchronisation of the Baltic States' electricity networks – European solidarity in action. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 26.2.2020]. Saatavissa: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_19_3337

Euroopan parlamentti. 2019. Briefing on Internal market of electricity. Saatavissa: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/595925/EPRS_BRI\(2017\)595925_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/595925/EPRS_BRI(2017)595925_EN.pdf)

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi EU 2019/944. Saatavissa: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/fi/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>

European automobile manufacturers association. 2019. Rekisteröinnit. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 19.11.2019]. Saatavissa: <https://www.acea.be/statistics/tag/category/by-country-registrations>

Financial Times. 2019. How to build a more responsible corporate capitalism. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 28.2.2020]. Saatavissa: <https://www.ft.com/content/8b282346-eea3-11e9-85f4-d00e5018f061?emailId=5da6e1bd76a585000460a044&segmentId=27d43a35-5735-2068-096c-93634f74e431>

Fortum. 2019. From national to regional grid planning. Saatavissa: <https://www.fortum.com/sites/g/files/rkxjap146/files/documents/fortum-energy-review-grid-planning-11-2019.pdf>

Globalis. Bruttokansantuote asukasta kohden. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 28.2.2020]. Saatavissa: <https://www.globalis.fi/Tilastot/BKT-per-asukas>

Haakana, J. Haapaniemi, J. Honkapuro, S. Järventausta, P. Koskela, J. Lassila, J. Lummi, K. Partanen, J. Rautiainen, A. Supponen, A. 2017. Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset. LUT Scientific and Expertise Publications 65. ISBN: 978-952-335-105-9. Saatavissa: https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143710/Tariffirakente tutkimus_LUT_TUT_raportti_final.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Haatainen, T. 2013. Selvitys sähköverkkoyhtiön raportointi- ja analysointitarpeista. 33s. Saatavissa: https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/65604/Haatainen_Toni.pdf?sequence=1

Hakkarainen, E. Hakkarainen, T. Ikäheimo, J. Tsupari, E. 2015. The role and opportunities for solar energy in Finland and Europe. Espoo, Suomi: Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy. 96s. ISBN: 978-951-38-8236-5 (sähköinen). Saatavissa: <https://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2015/T217.pdf>

Hallituksen esitys eduskunnalle laeiksi sähkömarkkinalain, sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain ja Energiavirastosta annetun lain 1§:n muuttamisesta. 2020. Saatavissa: <https://www.lausuntopalvelu.fi/FI/Proposal/DownloadProposalAttachment?attachmentId=11516>

Honkapuro, S. Partanen, J. Tuunanen, J. 2012. Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteiden kehitysmahdollisuudet. LUT Energia tutkimusraportti 21. ISBN: 978-952-265-245-4 (sähköinen). Saatavissa: <https://www.lut.fi/documents/10633/138922/Jakeluverkko-yhti%C3%B6iden+tariffirakenteiden+kehitysmahdollisuudet/e890db99-9c44-4f83-83d3-d5af676a1240>

Honkapuro, S. Tuunanen, J. Partanen, J. 2016. Power-based distribution tariff structure: DSO's perspective. IEEE. ISBN: 978-1-5090-1298-5. Saatavissa: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7521249>

Koistinen, A. 2017. Lämmitätkö sähköllä? Verkkoyhtiö voi alkaa laskuttaa sinua kulutuspiikeistä. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 10.12.2019] Saatavissa: <https://yle.fi/uutiset/3-9794329>

Konkurensiamet. 2017. Electricity and gas markets in Estonia. [Verkkoaineisto] [Viitattu 1.11.2019]. Saatavissa: https://www.ceer.eu/documents/104400/5988265/C17_NR_Estonia-EN.pdf/c613dbf7-ffec-d057-072a-b305b0f2d1fd

Konkurensiamet. 2018. Electricity and gas markets in Estonia. [Verkkoaineisto] [Viitattu 15.2.2020]. Saatavissa: https://www.konkurensiamet.ee/sites/default/files/elektrija_gaasituru_aruanne_2018_v4_tolge_en.pdf

Krönert, F. Land Henriksen, G. Boye, S. Edfeldt, E. Wiesner, E. Fogsgaard Nilsson, M. Uusitalo, O. 2019. Distributed electricity production and self-consumption in the Nordics. [Verkkoaineisto] [Viitattu 17.11.2019]. Saatavissa: <https://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2019/06/Distributed-energy-production-and-self-consumption-20190607.pdf>

Lassila, J. Haakana, J. Haapaniemi, J. Partanen, J. Räisänen, O. 2019. Sähköasiakas ja sähköverkko 2030. Lappeenranta: LUT yliopisto. 79s. LUT Scientific and Expertise Publications 94. ISBN: 978-952-335-357-2 (sähköinen). Saatavissa: <https://www.lut.fi/documents/10633/521610/Sa%CC%88hko%CC%88asia-kas+ja+sa%CC%88hko%CC%88verkko+2030-loppuraportti.pdf/a5b20152-8247-45d4-b747-17a236659666>

Lusth, T. Dalheim, M. Karlsson, J. Morén, G. Wahlberg, S. 2019. The Swedish electricity and natural gas market 2018. Eskilstuna, Ruotsi: Energimarknadsinspektionen. 80s. Saatavissa: https://ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202019/Ei_R2019_03.pdf

Nikel, D. 2019. Electric cars: why little Norway leads the world in EV usage. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 19.11.2019]. Saatavissa: <https://www.forbes.com/sites/david-nikel/2019/06/18/electric-cars-why-little-norway-leads-the-world-in-ev-usage/>

Nordic Energy Regulators. About NordREG. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 15.2.2020]. Saatavissa: <https://www.nordicenergyregulators.org/>

Nordling, A. 2017. Sweden's future electrical grid. Tukholma, Ruotsi: The Royal Swedish Academy of Engineering Sciences. 56s. ISBN: 978-91-7082-945-1. Saatavissa: <https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagvalel-swedens-future-electrical-grid.pdf>

Norges vassdrags- og energidirektorat. 2017. Overview of Norway's Electricity History. Oslo, Norja: Norges vassdrags- og energidirektorat. 12s. ISBN: 978-82-410-1567-0. Saatavissa: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_15.pdf

Norges vassdrags- og energidirektorat. 2018. The Norwegian power system. Grid connection and licensing. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 30.10.2019]. Saatavissa: <https://www.statkraftdatacentersites.com/globalassets/9-statkraft-datacentres/documents/faktaark-energi-nve.pdf>

Norges vassdrags- og energidirektorat. 2009. Report on regulation and the electricity market Norway. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 30.10.2019]. Saatavissa: https://www.ceer.eu/documents/104400/3740731/E09_NR_Norway-EN.pdf/99d6641b-c214-cf07-c324-70721733af7d?version=1.0

Norsk elbilforening. Norwegian EV market. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 19.11.2019]. Saatavissa: <https://elbil.no/english/norwegian-ev-market/>

Norsk Energiloven. Saatavissa: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50/KAPITTEL_1#KAPITTEL_1

Norri, P. 2006. 1000 voltin jakeluverkon rakentaminen. 43s. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/9920/TMP.objres.646.pdf?sequence=2&isAllowed=y>

Norwegian Smartgrid Centre. 2015. Norwegian Smart Grid Research Strategy. Saatavissa: <https://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2015/08/Norwegian-Smart-Grid-Research-Strategy-DRAFT-June10-WT-ks-hii.pdf>

Norwegian Smartgrid Centre. 2017. Smart grid in Norway: status and outlook. Saatavissa: <https://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2014/04/Smart-Grid-Norway-Status-and-outlook-2017.pdf>

Pahkala, T. Uimonen, H. Väre, V. 2017. Matkalla kohti joustavaa ja asiakaskeskeistä sähköjärjestelmää – Älyverkkotyöryhmän väliraportti. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö. 65s. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 38/2017. ISBN: 978-952-327-243-9. Saatavissa: http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/80792/TEMrap_38_2017_verkkojulkaisu.pdf

Pahkala, T. Uimonen, H. Väre, V. 2018. Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä. Älyverkkotyöryhmän loppuraportti. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö. 40s. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 33/2018. ISBN: 978-952-327-346-7 (sähköinen). Saatavissa: http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161119/TEM_33_2018.pdf

Parker. 2019. Danish project defines the electric vehicle of the future. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 19.11.2019]. Saatavissa: <https://parker-project.com/danish-project-defines-the-electric-vehicle-of-the-future/>

Partanen, J. 2018. Sähkönsiirtohinnot ja toimitusvarmuus. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö. 71s. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 43/2018. ISBN: 978-952-327-356-6 (sähköinen). Saatavissa: http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161178/43_18_Sahkonsiirtohinnot_ja_toimintavarmuus.pdf

Partanen, J. 2020. Sähköverkkoliiketoiminnan valvonta (Sähkömarkkinat-kurssin luentodiati).

Plugit. 2020. Sähköautotyypit. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 3.4.2020]. Saatavissa: <https://la-tauslaitteet.fi/artikkelit/sahkoautotyypit/>

Pöyry. 2015. Mapping of TSO' and DSO' roles and responsibilities related to market design to enable energy services. Oslo, Norja. ISBN: 978-82-8232-235-5. Saatavissa: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2015/03/Mapping-of-TSOs-and-DSOs-role-and-responsibilities.pdf>

Pöyry. 2017. Electricity retail market models. Saatavissa: <https://tem.fi/documents/1410877/3481825/Retail+market+model+study%2C+23.10.2017/280fa4d3-71c3-41cd-af8f-3bb1c6169f5d/Retail+market+model+study%2C+23.10.2017.pdf>

Realdania. 2012. Something's green in the state of Denmark. 80s. Saatavissa: <https://realdania.dk/publikationer/in-english/2050---somethings-green-in-the-state-of-denmark>

Räisänen, M. 2014. Sähköverkkoyhtiön suurhäiriövarmuuden kehittämissuunnitelma. 72s. Saatavissa: https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/72829/Raisanen_Matti.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Silventoinen, J. 2018. Kustannustehokkaiden verkkoratkaisujen määrittäminen haja-asutusalueille. Saatavissa: <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/156103/Diplomity%c3%b6%20-%20Silventoinen%20Juha.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Sollentuna energi & miljö. Effektaggift. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 8.12.2019] Saatavissa: <https://www.seom.se/elnat/villkor/effektaggift/>

Statistics Sweden. 2019. Rekisteröidyt ajoneuvot. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 19.11.2019]. Saatavissa: <https://www.scb.se/en/finding-statistics/statistics-by-subject-area/transport-and-communications/road-traffic/registered-vehicles/>

Statistisk sentralbyrå. Rekisteröidyt ajoneuvot. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 19.11.2019]. Saatavissa: <https://www.ssb.no/en/transport-og-reiseliv/statistikker/bilreg>

Statnett. 2019. Executive summary of grid development plan 2019. Saatavissa: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/nup-og-ksu/grid-development-plan-2019.pdf>

Sähkömarkkinalaki 588/2013. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588#Lidp446159776>

Tikkanen, S. 2018. Ylen kysely: Neljä viidestä haluaa, että koko Suomi pysyy asuttuna – ja että valtio maksaa viulut. [Verkkoaineisto]. [Viitattu 28.2.2020]. Saatavissa: <https://yle.fi/uutiset/3-10313405>

Tuunanen, J. 2015. Modelling of changes in electricity end-use and their impacts on electricity distribution. Lappeenranta, Suomi: Lappeenrannan teknillinen yliopisto. ISBN: 978-952-265-885-2 (sähköinen). Saatavissa: <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/117565/Jussi%20Tuunanen%20A4.pdf?sequence=2&isAllowed=y>

Varho, E. Tebest, T. 2014. Maailma kaupungistuu: Joka vuosi rakennetaan kahdeksan uutta New Yorkia. [Verkkoaineisto] [Viitattu 4.12.2019] Saatavissa: <https://yle.fi/uutiset/3-7226925>

Widegren, K. 2015. The Swedish action plan for smart grid. Saatavissa: https://cleanenergysolutions.org/sites/default/files/documents/widegren_karin_iscan_webinar_1_21_15_0.pdf