

Arttu Pelkonen

TUULIVOIMAN JOUSTAVAT LIITYNTÄSOPIMUKSET

Kandidaatin tutkielma
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tarkastaja Sami Repo
Toukokuu 2022

TIIVISTELMÄ

Arttu Pelkonen: Tuulivoiman joustavat liityntäsopimukset
Kandidaatin tutkielma
Tampereen yliopisto
Tieto- ja sähkötekniikan koulutus
Toukokuu 2022

Ilmastomuutoksen seurauksena uusiutuvaa energiantuotantoa halutaan lisätä. Verkko-yhtiöt haluavat selvittää keinoja, joilla tuulivoimaa voitaisiin liittää sähköverkkoon nopeammin välttämättä mahdolliset sähköverkon aikaa vievät vahvistamisinvestoinnit. Työssä tarkastellaan joustavia liityntäsopimuksia ratkaisuna tuulivoiman nopeammaksi liittämiseksi ja verkon kapasiteetin tehokkaan käyttämisen mahdollistajana.

Tuulivoiman tuotanto vaihtelee paljon tunti- ja päivätasolla ja tuulivoimalat toimivat täydellä teholla vain osan ajasta. Sähköverkossa voisi olla liitettynä useampia tuulivoimaloita, vaikka verkon kapasiteetti ei olisi riittävän suuri tilanteessa, jossa kaikki alueen voimalat tuottavat sähköä nimellistehollaan. Tätä varten tuotantoa rajoitettaisiin aktiivisesti verkon kapasiteetin mukaan ja käyttöön otettaisiin nykyisen kiinteän liityntäsopimuksen sijaan joustava liityntäsopimus, jossa osapuolet hyväksyvät, että tuotantotehoa rajoitetaan, kun sähköverkon rajoitukset tulevat vastaan.

Rajoittamisen toimimiseksi sopimusehdot on määriteltävä huolellisesti. Työssä tarkastellaan sopimuksessa määritellyjä periaatteita eri liittyjien priorisoimiseksi. Kirjallisuuskatsauksen perusteella parhaimmiksi menetelmiksi nousivat LIFO, pro rata ja markkinaperusteinen rajoittaminen. Myös UK Power networks valitsi pro ratan testiympäristössään parhaimmaksi, mutta otti sen lisäksi käyttöön myös verkon vahvistamiseen tähtäävän menetelmän. Energiaviraston linjaus on tämän kanssa samankaltainen ja sen mukaan liittymissopimus tehtäisiin asiakkaan tarvitseman tehon mukaan, mutta joustava ratkaisu voisi nopeuttaa liittymistä.

Kirjallisuuskatsauksen lisäksi lähteenä on käytetty haastatteluita Energiaviraston, Fingridin ja kolmen tuotantoyhtiön kanssa Suomen tilanteen kartoittamiseksi. Suomessa joustavia liityntäsopimuksia ei ole vielä otettu käyttöön. Fingrid tekee joustavien liityntäsopimusten edistämiseksi pilotointia, minkä tarkoituksena on kerätä tietoa ja kokemusta aktiivisesta tehonsäätämisestä. Myös energiavirasto tekee pilotointia ja tutkii, olisiko järkevää muodostaa erillistä tariffia liittyjille, jotka rajoittavat tehoaan verkonhaltijan ennusteiden mukaan. Joustavien liityntäsopimusten kehittyminen riippuu paljon siitä, kuinka kustannustehokkaita ne ovat.

Joustavat liityntäsopimukset sopivat tuulivoimalle tuotannon vaihtelevuuden vuoksi ja antavat verkkoon lisäkapasiteettia tuotannon lisäämiselle. Lisäkapasiteetti mahdollistaa sähköverkon tehokkaamman käytön. Joustavat liityntäsopimukset ovat myös keino tuotannon nopeammalle liittymiselle ja mahdollistavat verkon tehokkaamman vahvistamisen. Joustavat sopimukset mahdollistavat myös kustannustehokkaan liittymisen. Sopimusten heikkona puolena on rajoittamisesta aiheutuva riski. Riskin suuruus riippuu rajoittamismenetelmästä ja rajoittamisen todennäköisyydestä. Rajoittamisesta maksettava kompensatio siirtää riskiä verkonhaltijalle ja voi tehdä joustavasta liittymisestä kannattavampaa kuin kiinteästä liittymisestä, jos sillä voidaan välttää kiinteän liittymisen kulut ja kompensatio on riittävän suuri.

Avainsanat: tuulivoima, joustava liityntäsopimus, aktiivinen verkonhallinta, ilmastotavoitteet

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. TUULIVOIMAN LIITTÄMINEN VERKKOON	3
2.1 Liittymisprosessi kantaverkossa	3
2.2 Liittymispisteen määrittäminen	4
2.3 Liittymiskustannukset	4
3. JOUSTAVAT LIITYNTÄSOPIMUKSET	6
3.1 Aktiivinen verkonhallinta tuotannon lisäämisessä	6
3.2 Erilaiset sopimusmallit	7
3.2.1 Last- in First-out (LIFO)	7
3.2.2 Pro rata	8
3.2.3 Markkinaperusteinen	8
3.2.4 Shedding rota	10
3.2.5 Teknisesti paras tai verkon kannalta sopivin	10
3.2.6 Paras hiilipäästö	10
3.2.7 Generaattorin koko	11
4. SOPIMUSTEN KÄYTTÄMINEN	12
4.1 Riskit ja haasteet	12
4.1.1 Riskitekijät	12
4.1.2 Riskien jakautuminen	13
4.2 Joustavat liityntäsopimukset Suomessa	14
5. ISON-BRITANNIAN FLEXIBLE PLUG AND PLAY	16
5.1 Esittely	16
5.2 Rajoittaminen	16
5.2.1 Ryhmittely	17
5.2.2 Kapasiteettiintiö	17
5.2.3 Verkon vahvistus	18
5.2.4 Hyväksyttävän rajoittamisen kilpailuttaminen	19
5.2.5 Menetelmän valitseminen	20
5.3 Riskien hallinta	20
6. YHTEENVETO	22
LÄHTEET	24

LYHENTEET JA MERKINNÄT

EU	Euroopan unioni
Fingrid	Fingrid Oyj
FPP	Flexible plug and play -projekti
LIFO	Last- in First-out
UKPN	UK Power Networks
<i>kV</i>	kilovoltti
<i>MVA</i>	megavoltiampeeri
<i>MW</i>	megawatti
<i>MWh</i>	megawattitunti

1. JOHDANTO

Tuulivoima on osana tavoitetta tuottaa sähköä uusiutuvilla tuotantomuodoilla. Euroopan unioni (EU) on asettanut määräyksiä koskien uusiutuvia energianlähteitä. EU:n direktiivin 2018/2001 mukaan 32 % energiantuotannosta tulisi olla tuotettuna uusiutuvista energialähteistä vuoteen 2030 mennessä. [1] Tämä kannustaa valtioita lisäämään tuulivoimaa omalle alueelle. Myös jokaisella valtiolla on oma tavoitteensa uusiutuvien energiatuotantojen suhteen. Suomen hallitus on asettanut hiilineutraalius 2035 -tavoitteen, mikä näkyy tuulivoiman kasvussa [2].

Tuulivoimaa halutaan rakentaa enemmän, mutta haasteena on sen vaikutukset sähköverkolle. Suuren tuotannon lisääminen paikallistaa tehopiikkejä sekä jännitteen nousumista, mikä tuottaa hankaluuksia sähköverkoissa [3], [4]. Tätä varten sähköverkkoa tulisi vahvistaa ennen uusien generaattorien liittämistä verkkoon. Yleisesti ottaen perinteisen kiinteän sopimuksen mukaan uutta tuotantoa voidaan lisätä verkkoon vain, jos se pystyy toimimaan nimellisesti täydellä teholla heikoimmassa mahdollisessa tilanteessa verkon kannalta eli pienimmän kulutuksen aikana [4]. Lisäksi verkko rakennetaan toimimaan esimerkiksi huoltokeskeytyksen tai vikatilanteiden aikana, kun sähköä syötetään eri reittejä pitkin eli toteuttamaan N–1-tilannetta. Nykyiset perinteiset kiinteät liityntäsopimukset asettavat vaatimuksia, jotka voivat aiheuttaa suuria kustannuksia, jotta verkko saadaan riittävän vahvaksi uutta tuotantoa varten [5]. Myös rakentamiseen kuluu aikaa ja tuulivoiman käyttöönotossa kestää näin ollen pidempi aika.

Tuulivoiman tuotanto vaihtelee todella paljon tunti- ja päivätasolla, ja tuulivoimala pystyy tuottamaan täyden tehon vain osan toiminta-ajastaan. Vaihtelevuuden vuoksi useampi tuulivoimala pystyisi olemaan liitettynä verkkoon ja tuottamaan pienemmällä teholla verkon sallimissa rajoissa ilman kiinteän sopimuksen asettamia ehtoja. Saadakseen liitettyä useamman tuulivoimalan on kiinteän sopimuksen sijaan käytettävä joustavaa liityntäsopimusta. [4] Joustavat liityntäsopimukset ovat osana aktiivista verkonhallintaa ja älykkäitä sähköverkoja. Ne vaativat menetelmän, millä periaatteella verkonhaltija rajoittaa tuotantoa. [6]

Joustavilla liityntäsopimuksilla mahdollistetaan nopeampi liittyminen verkkoon ja verkon tehokas käyttäminen. Työssä pyritään tuomaan esiin tapoja, jotka voisivat mahdollistaa joustavien liityntäsopimusten käyttöä ja mitä asioita tulisi ottaa huomioon. Käsittelyssä on myös riskitekijät ja riskien jakautuminen. Haastatteluilla tuulivoimatoimijoiden, Fingrid

Oyj:n (Fingrid) ja energiaviraston kanssa on tarkoituksena esitellä joustavien liityntäsopimusten tilannetta Suomessa. Euroopan näkökulmasta otetaan katsaus Ison-Britannian projektista joustaviin liityntäsopimuksiin liittyen.

Toisessa luvussa käsitellään tuotannon liittämistä sähköverkkoon ja sen määrittelemiä vaatimuksia sekä kustannuksia. Kolmannessa luvussa kerrotaan aktiivisesta verkonhallinnasta, sopimusten tarkoituksesta ja erilaisista sopimusmalleista. Haastatteluita käsitellään luvussa 4, jossa esitellään myös riskitekijöitä sekä riskien jakautumista. Lisäksi luvussa 5 käydään läpi Ison-Britannian projektia liittyen aktiiviseen verkonhallintaan ja joustaviin liityntäsopimuksiin.

2. TUULIVOIMAN LIITTÄMINEN VERKKOON

Tuulivoiman liittämistä verkkoon tehdään sopimus verkonhaltijan kanssa, ja verkonhaltijan velvollisuus on liittää verkkoon uusiutuvan sähkön tuotantolaitos, jos laitos täyttää verkon tekniset vaatimukset [7]. Kantaverkkoon liitettäville voimalaitoksille ei ole olemassa tehorajaa, mutta tyypillisesti yli 15 megawatin (MW) tuulipuistot liitetään kantaverkkoon ja pienemmät jakeluverkkoon [8]. Alaluvuissa keskitytään suurjänniteliitäntöihin pääosin kantaverkossa.

2.1 Liittymisprosessi kantaverkossa

Liittämisprosessi vaatii toimenpiteitä liittyjältä sekä verkkoyhtiöltä. Kantaverkkoon liityttäessä liittyjä ottaa yhteyttä Fingridiin tuotannon liitettävyydestä. [8] Suurjännitteiseen jakeluverkkoon liityttäessä noudatetaan jakeluverkon sekä Fingridin vaatimuksia [9].

Fingrid on luonut Verkkokiikari-karttanäkymän liityntämahdollisuuksista, sillä tuotantohankekyselyt ovat lisääntyneet. Karttanäkymään on luotu tilannekuva verkonsuunnittelusta nykypäivästä tulevaisuuteen. Tämän tarkoituksena on tukea alueellisten visioiden toteutumista. [10]

Kantaverkkoyhtiön tehtävänä määritellä liittymisvaihtoehdot ja tekniset reunaehdot liittynälle [8]. Kaikkien kantaverkkoliityntöjen ehtona on täyttää Fingridin yleiset liittymisehdot, ja voimalaitosten tulee myös täyttää Fingridin voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset [11] [12].

Tuotannon liittyjän velvollisuutena prosessin alussa on suunnitella alustava voimajohtoliityntä sekä määritellä hankekohtaiset tiedot ja suorittaa laskelmat ja lähettää ne kantaverkkoyhtiölle kommentoitavaksi. Kun liittymispiste on määritelty ja voimajohtoliityntän suunnitelma on hyväksytty, kantaverkkoyhtiö tekee liittymissopimuksen liittyjän kanssa, minkä jälkeen kantaverkkoyhtiö sopii käyttöönotosta yhdessä liittyjän kanssa. [11]

Liittymissopimuksella tarkoitetaan sopimusta, jolla asiakas saa siirto-oikeuden sovitulla siirtokapasiteetilla [13]. Liittymisehdoissa on määritelty liityntää koskevat oikeudet ja velvollisuudet molempien sopimuspuolten osalta. Liittymisehdoilla varmistetaan, että järjestelmät ovat teknisesti yhteensopivia ja se määrittelee myös liittämistavan. [14]

Kun voimalaitos otetaan käyttöön, tuotannon liittäjä tekee käyttöönottokokeet. Tulokset raportoidaan ja toimitetaan lopullisten asetteluarvojen lisäksi. Kantaverkkoyhtiö tarkastaa tiedot sekä hyväksyy liityntäprosessin. [11]

2.2 Liittymispisteen määrittäminen

Suurjänniteverkkoon liittäessä on otettava huomioon ympäristönäkökohdat, kokonaiskustannukset, teho ja liittymän vaikutukset sähköverkkoon [11]. Myös sähköturvallisuus, suojaus, energian mittaus ja tietoliikenneyhteydet ovat asioita, jotka ovat huomioitavia asioita [9].

Tuotantolaitokset liitetään pääsääntöisesti kytkinlaitoksen katkaisijakentän välityksellä [8]. Kytkeinlaitosliitynnässä voimalaitos kytketään kantaverkon 400, 220 tai 110 kilovoltin (kV) kytkinlaitokseen tai jakeluverkon omistamaan 110 kV kytkinlaitokseen. Uuden katkaisijakentän rakentamiseen sisältyvän suunnittelun, kilpailutuksen sekä itse rakentamisen kestoksi on varattava kaksi vuotta. [9], [11]

Liittymistehon ollessa yli 250 MW on se liitettävä teknisistä syistä 400 kV:n kytkinlaitokseen ja sitä pienemmät voidaan liittää 110 tai 220 kV:n kytkinlaitokseen. Kytkeinlaitoksen päätelineen U-pultit ja alastulojohtimien yläpään liittimet toimivat liittymän omistus- ja hallintarajana, kun liitäntä on tehty avojohtolla. Kaapeliliitännässä Fingridin liitosjohtimien liittimet liittymän kaapelipäätteiden liittimissä toimivat liittymän omistus- ja hallintarajana. [14] Kytkeinlaitosliitynnän tehorojoja on havainnollistettu taulukossa 1.

Taulukko 1. *Kytkeinlaitosliitynnät [14]*

Liittymisteho (MW)	Kytkeinlaitos (kV)
Yli 250	400
Alle 250	110 tai 220

Liittyjä voi liittää oman sähköasemansa tai voimajohtonsa 110 kV:n voimajohtoon. Tätä liittymää kutsutaan voimajohtoliitynnäksi. [14] Voimajohtoliityntä ei ole sallittua 400 kV:n eikä 220 kV:n voimajohtoihin käyttövarmuussyistä. Pienet alle 5 MVA:n voimalaitokset sekä enintään 25 MVA:n voimalaitokset voidaan liittää tapauskohtaisesti rengaskäyttöiseen 110 kV:n voimajohtoon. Liitännässä on otettava huomioon siirtokapasiteetti ja tekniset reunaehdot. Voimalaitosten verkkoon syöttävän oikosulkuvirran on oltava korkeintaan 1,2-kertainen voimalaitoksen nimellisvirtaan verrattuna. [8]

2.3 Liittymiskustannukset

Fingrid perii uusista kantaverkkoliitynnöistä kiinteän liittymismaksun [13]. Jos verkkoa pitää vahvistaa liitettäessä yli 2 MW:n tuotantolaitos, on sähköntuottajan Suomen lainsäädännön mukaan katettava kustannukset, jotka aiheutuvat yksinomaan tuotantolaitoksen takia [7]. Liittyjä vastaa liittymistä varten rakennettavien sähkölaitteiden ja voimajohtojen suunnittelusta sekä rakentamisesta. [9], [11]

Liittymismaksu Suomen kantaverkossa perustuu vastaavien liityntöjen keskimääräisestä kustannuksesta, joka kyseisellä jännitetasolla koostuu Fingridille. Hinnan soveltuvuus on seurannassa ja sitä kehitetään tarpeen mukaan. [15] Vuoden 2022 Fingridin liittymiskustannukset on esitelty taulukossa 2.

Taulukko 2. *Fingridin liittymiskustannukset vuonna 2022 [13]*
Liittymispiste **Liittymismaksu (alv 0 %), EUR**

400 kV kytkinlaitos	2 000 000
220 kV kytkinlaitos	1 200 000
110 kV kytkinlaitos	600 000
110 kV voimajohto	600 000

Kytkeinlaitosliitynnässä peritään jännitetasoittain keskimääräiset kustannukset katkaisijakentästä sekä sitä palvelevista kytkinlaitoksen yhteisistä laitteista, rakenteista ja maapohjasta. Jos uusi liityntä vaatii uuden kytkinaseman rakentamista yhdelle liittyjälle, liittyjä ja Fingrid laativat hankesopimuksen, johon tehdään mahdollisimman tarkka arvio liittymiskustannuksista. Liittyjä saa hyvitystä, jos sen kokonaan maksamaan kytkinlaitokseen rakennetaan uusi liityntä uutta liittyjää tai Fingridiä varten seuraavan 10 vuoden aikana. [15]

Liityttäessä kantaverkon 110 kV:n voimajohtoon peritään voimajohdon keskimääräisistä rakentamiskustannuksista 25 MVA:n nimellistehon vastaava osuus. Laskuissa pohjana ovat keskimääräinen johtopituus sekä siirtokyky. Fingrid vastaa muun kantaverkon vahvistuksista ja muutoksista, jos se on tarpeellista niin voimajohto- kuin kytkinlaitosliitynnässä. [15]

3. JOUSTAVAT LIITYNTÄSOPIMUKSET

Tavoitteet saada liitettyä uusiutuvaa energiantuotantoa verkkoon ovat saaneet sähköverkkoyhtiöitä etsimään tapoja lisätä tuotantoa nopeammin sekä kustannustehokkaammin [16]. Ennen uuden tuotannon liittämistä, on sen vaikutuksia verkkoon arvioitava huolellisesti [4]. Uuden tuotannon lisäämisellä on haittavaikutuksia verkon toimintaan kuten jännitteen vaihtelu, tehokertoimen hallinta, taajuuden vaihtelu ja taajuuden harmonisuus [17]–[20]. Nämä tekijät aiheuttavat sen, että verkkoon liittyminen voi olla rajoitettua, minkä vuoksi tuotannon aktiivinen rajoittaminen olisi vaihtoehto sen liittämiseksi verkkoon ennen verkon vahvistamista. Tätä varten on käytettävä joustavia liityntäsopimuksia perinteisten kiinteiden sopimusten sijaan. [16]

3.1 Aktiivinen verkonhallinta tuotannon lisäämisessä

Aktiivisessa verkonhallinnassa vaikutetaan tuotannon sekä kulutuksen reaaliaikaiseen määrään ja ylläpidetään sähköverkon toimintaa määriteltyjen rajojen sisällä. Aktiivinen verkonhallinta mahdollistaa verkon dynaamisen kapasiteetin, jota pystytään hallitsemaan ja täten vaikuttamaan verkon turvallisuuteen. [17] Älykkäiden ratkaisuiden käyttö mahdollistaa perinteisten sähköverkkojen kehittymisen tehokkaammaksi sekä halvemmaksi uuden tuotannon lisäämisen kannalta. Aktiivisessa verkonhallinnassa on tiedossa verkon kapasiteetti eri ajanhetkillä, mikä vaikuttaa sen hetkiseen mahdolliseen tuotannon määrään. [16]

Jotta verkon käyttöä voidaan optimoida tuotannon määrän hallitsemisella, on otettava käyttöön joustavat liityntäsopimukset [16]. Ilman tuotannon hallitsemisen mahdollisuutta tuotantoa ei voitaisi lisätä ilman siihen kuluvaan aikaan ja rahaa, jota kuluisi verkon vahvistamiseen ensimmäisessä luvussa kerrottujen ehtojen toteutumiseksi [21]. Verkon vahvistaminen tuotannon lisäämiseksi voidaan jopa kokonaan välttää [6]. Joustavassa liityntäsopimuksessa osapuolet hyväksyvät, että tuotantoa rajoitetaan, kun sähköverkon rajoitukset tulevat vastaan [17]. Rajoittaminen voidaan määritellä tuulivoiman ulostulotehon vähentämiseksi. Tätä varten sopimukseen on kehitettävä periaate, jonka mukaan tuotantoa rajoitetaan. [22]

Rajoittamisperiaatteita on useita ja ne määritellään joustavaan liityntäsopimukseen [17]. Näitä erilaisia periaatteita käsitellään alaluvussa 2.2. Rajoittamisperiaate määrittelee, miten liityntöjä samassa osassa verkkoa priorisoidaan. Myös sähköverkon turvallisuuden

tulee pysyä joustavia liityntäsopimuksia käytettäessä, mikä tulee ottaa huomioon rajoittamisperiaatteiden määrittelemisessä. [17] Haasteena on asettaa määritelmät, jotka ovat kustannustehokkaita, lopputuotteen kannalta taloudellisesti tehokkaita ja yhteiskuntaan sopivia [16].

Joustavilla liityntäsopimuksilla on potentiaalia vaikuttaa kaikkiin sähkön tuotantoketjun osiin. Kaikkien rajoitusperiaatteiden on otettava huomioon tekniset, kaupalliset sekä regulaatioiset vahvuudet. Joustaville liityntäsopimuksille on esitetty vaatimuksia, joita tulisi huomioida käytäntöjä suunnitellessa. Joustavien liityntäsopimusten tulee

- taata turvallinen, varma ja luotettava sähköverkko
- olla oikeudenmukainen ja avoin
- tukea tehokasta verkon toimintaa
- olla kestävä ja valmis kehittymään tulevaisuudessa
- ei saa vaikuttaa jo voimassa oleviin sopimuksiin
- toimia jokaisessa verkon osassa
- noudattaa asiaankuuluvia lakeja, standardeja ja käytäntöjä

Näitä ehtoja tarkastelemalla voidaan määritellä rajoittamisperiaatteen sopivuutta joustaviin liityntäsopimuksiin. [17]

3.2 Erilaiset sopimusmallit

Erilaisia rajoittamisperiaatteita esitellään alaluvuissa 3.2.1–3.2.8. Niissä kerrotaan, miten ne toimivat, millä perustein tuotantoa priorisoidaan ja mitä etuja sekä haittoja ne tuottavat.

3.2.1 Last- in First-out (LIFO)

LIFO toimii nimensä mukaan niin, että viimeistä liittyjää rajoitetaan ensimmäisenä, kun rajoittamista tarvitsee tehdä [16]. Uuden tuotannon lisääminen ei vaikuta prioriteettitilassa aikaisempiin liittyjiin. Tämä on johdonmukainen, ilmeinen ja helppo tapa toteuttaa rajoittamisprioriteetti. [22] LIFO:n käyttö saattaa olla esteenä tuulivoimaan sijoittajille, sillä uuden tuulivoimalan tuotantoa voidaan joutua rajoittamaan paljon. [6]

LIFO ei ole kaikista optimaalisin tapa käyttää hyväkseen koko verkon kapasiteettia uuden tuotannon lisäämisen näkökulmasta. Esimerkiksi tilanteessa, jossa ensimmäiseksi rajoitettu tuulivoimala olisi sijoitettu kauimmaiseksi rajoituspisteestä, se vaatisi suuremman rajoittamismäärän kuin lähempänä oleva tuulivoimala. [22] Tuulivoimalan vaikutus

on myös suurempi verkon heikoissa osissa ja se vaikuttaa jännitetasoihin enemmän kuin vahvoissa osissa, jolloin rajoittamista vaaditaan enemmän verkon heikoissa osissa. LIFO ei siis ole tasapuolinen, kun rajoitusta joudutaan tekemään jännitteen kannalta, mutta se toimii paremmin lämpövaikutusten rajoittamisessa. [6]

3.2.2 Pro rata

Pro rataa käytettäessä tuotannon rajoittaminen jaetaan tasan kaikkien generaattoreiden välillä kyseisellä ajanhetkellä [23]. Rajoittamisen kokonaismäärä voi perustua johonkin suhteelliseen tai varsinaiseen tehon rajoittamistarpeeseen [22]. Tätä tapaa priorisoida tuotantoa pidetään selkeänä, reiluna ja tasa-arvoisena [24].

Suhteellisen rajoittamisen esimerkitapauksessa on 3 generaattoria A, B ja C, joiden nimellistehot ovat 4 MW, 3 MW ja 1 MW ja ne ovat liitetty verkonosaan, jonka kapasiteetti on 6 MW. Jokainen generaattori toimii esimerkissä nimellistehollaan. Verkko ei ole riittävän vahva generaattoreiden toimiessa täydellä teholla, joten niitä tulee rajoittaa yhteensä 2 MW. Rajoitus tehdään suhteellisesti niin, että generaattoria tulee rajoittaa 0,25 MW per 1 MW nimellistehostaan. Eli 2 MW:n suuruinen rajoittaminen saadaan rajoittamalla generaattoria A $4 \cdot 0,25$ MW, generaattoria B $3 \cdot 0,25$ MW ja generaattoria C $1 \cdot 0,25$ MW. Rajoittamisen jälkeen generaattoreiden yhteisteho on 6 MW, joka on verkon kapasiteetin mukainen. [25] Rajoittamista on havainnollistettu taulukossa 3.

Taulukko 3. *Pro Rata -esimerkki* [25]

Generaattori	A	B	C
Nimellisteho (MW)	4	3	1
Rajoittamisen määrä (MW)	1	0,75	0,25
Toimintateho (MW)	3	2,25	0,75

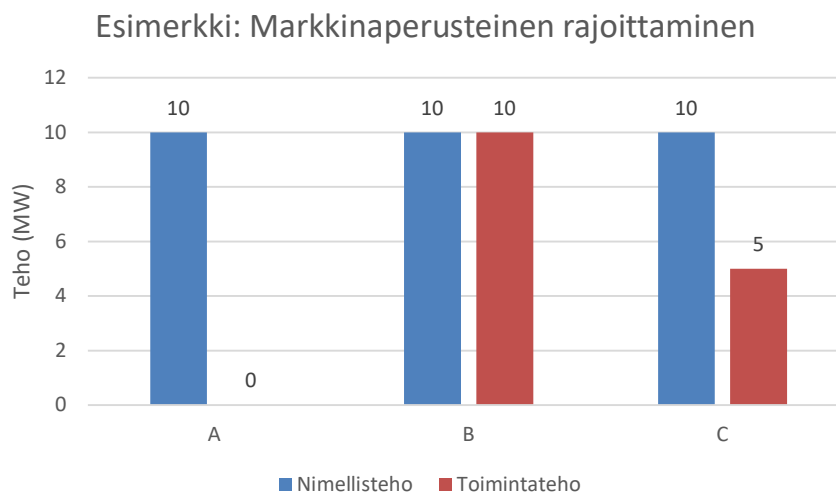
Menetelmän haasteena on määritellä pitkän aikavälin rajoittamisen määrää, sillä mitä enemmän tuotantoa liitetään samalle verkon osalle sitä enemmän rajoittamista, on tehtävä jokaiselle generaattorille olettaen, että verkon kapasiteetti pysyy samana. Tämän estämiseksi voidaan asettaa rajoitus alueen tuotannon kokonaismäärälle, mikä helpottaa yhden generaattorin tuotannon määrän ennustamista pitkällä aikavälillä. [22]

3.2.3 Markkinaperusteinen

Markkinaperusteisessa menetelmässä generaattoreiden omistajat kilpailevat rajoittamisjärjestyksestä tarjoamalla rahaa, ettei tuotantoa rajoiteta tai vaihtoehtoisesti asettavat hinnan megawattituntia (MWh) kohden, joka heille on maksettava, jos tuotantoa joudutaan rajoittamaan. Menetelmää pidetään optimaalisena, sillä se saa generaattorien omistajat hyödyntämään rahallisia sopimuksia sekä generaattoreiden yksilöllisiä tietoja

hyväkseen. Se kannustaa myös investoimaan tuotannon joustavuuteen. [17] Tarjouksia voitaisiin tehdä vuosineljänsittäin, kuukausittain tai päivittäin. Ideaalisessa tilanteessa tarjous kattaisi sen hinnan, jonka generaattori olisi kyennyt tuottamaan toimiessaan. Menetelmä antaisi myös generaattoreiden omistajille enemmän kontrollia siitä, milloin he haluavat tuotannon toimivan. [22]

Esimerkkitapauksessa generaattori A on asettanut rajoittamisen hinnaksi 40 €/MWh, generaattori B 60 €/MWh ja generaattori C 50 €/MWh. Nimellisteho on jokaisella generaattorilla sama 10 MW ja verkon kapasiteetti on 15 MW. Rajoittamista täytyy siis tehdä 15 MW:n verran, kun jokainen generaattori toimii nimellistehollaan. Generaattoria A rajoitetaan ensin 10 MW, sillä sen rajoittaminen on halvinta. Lisäksi kapasiteetin mukaisen tehon saamiseksi on rajoitettava seuraavaksi halvinta generaattoria C 5 MW:n verran. Generaattoria B ei siis jouduta rajoittamaan ollenkaan. [16] Generaattori A saa siis 40 €/MWh ja generaattori C 50 €/MWh sen mukaan mikä olisi ollut generaattorin tuotantomäärä, jos sitä ei olisi rajoitettu. Rajoittamista on havainnollistettu kuvassa 1.



Kuva 1: Esimerkki markkinaperusteisen rajoittamisen toimimisesta [16]

Periaatteen hyvänä puolena on, ettei se vaikuta aikaisempiin kiinteillä sopimuksilla toimiviin generaattoreihin. Kiinteillä sopimuksilla toimivat generaattorit voivat kuitenkin halutessaan osallistua tarjouksiin rajoittamisesta. Menetelmä on kestävä ja mahdollistaa verkon kehittymistä tulevaisuudessa. Haasteena on, että menetelmä vaatii uuden markkinarakenteen määrittelyn, mikä vaatii työtä generaattoreiden omistajilta, verkonhaltijoilta sekä regulaattorilta. Markkinarakenteesta voisi tulla myös hyvinkin monimutkainen. [22]

3.2.4 Shedding rota

Shedding rota -menetelmässä priorisointi tapahtuu kuten LIFO:ssa, mutta prioriteettijärjestystä muutetaan. Järjestys voi muuttua sovitusti päivittäin, viikoittain, tai kuukausittain verkonhaltijan harkinnan mukaan. Periaate tasoittaa rajoittamisen riskiä generaattoreiden välillä, mutta tuotannon lisääminen tiettyyn verkonosaan kasvattaa kokonaisrajoittamisen määrää. Toisaalta mitä enemmän generaattoreita on, sitä kauemmin on poissa prioriteettilistan pohjalta, jolloin tuotantoa rajoitetaan epätodennäköisemmin. Tämänkin riskin poistamiseen verkonhaltija voisi asettaa rajoituksen tuotannon liittämisen kokonaismäärästä. [22]

3.2.5 Teknisesti paras tai verkon kannalta sopivin

Teknisesti paras menetelmässä priorisointi tehdään sen perusteella, mitä generaattoria kannattaa rajoittaa, jotta sen tekniset ominaisuudet rajoittaessa vaikuttaisivat mahdollisimman vähän. Rajoittaminen vaihtelisi generaattoreiden erilaisissa rajoittamistilanteissa ja riippuisi myös verkonosasta. [22]

Periaate takaa rajoitetun energian määrän minimoimisen ja saisi verkon toimimaan tehokkaalla tavalla. Menetelmän käyttö olisi kuitenkin epäreilu joillekin generaattoreille riippuen niiden sijainnista ja kapasiteetista. Tästä syystä se voisi saada verkonhaltijan haluamaan kehittää verkkoa nopeammin. [22]

Verkon kannalta sopivimman periaatteen tarkoituksena on priorisoida generaattoreita sen mukaan, miten niiden rajoittaminen vaikuttaa verkkoon. Verkonhaltija rajoittaa generaattoreita, jotka he tietävät olevan helpoimpia toteuttaa ja tehokkaimpia rajoitettavia verkon kannalta. Periaate saattaisi olla epäreilu tietyntylaisia generaattoreita vastaan riippuen myös niiden sijainnista, verkonhaltijan preferenssistä tai generaattorin koosta. [22]

3.2.6 Paras hiilipäästö

Tässä menetelmässä pyritään minimoimaan hiilidioksidi- eli CO₂ -päästöjä rajoittamalla generaattoria, jolla saavutetaan suurin säästö päästöissä. Priorisointi tehtäisiin katsoamalla, kuinka paljon päästöjä tulee yhden MWh:n aikana. Eli generaattoria, jolla on suurin CO₂/MWh -arvo rajoitettaisiin ensimmäisenä. [17]

Periaatteen toteuttaminen ei olisi vaikeaa teknisestä näkökulmasta, mutta oikean CO₂/MWh -arvon määrittäminen selkeästi, avoimesti sekä tasapuolisesti ei ole helppo toteuttaa. Rajoittamisen tasoittamiseksi generaattoreita voitaisiin jakaa ryhmiin, jossa olisi samankaltaisia generaattoreita. [17] Ryhmissä generaattoreille voitaisiin yhdistää toinen rajoittamisperiaate kuten LIFO tai pro rata [22].

3.2.7 Generaattorin koko

Viimeisenä menetelmänä on generaattorin kokoon perustuva priorisointi. Menetelmässä rajoitetaan ensimmäisenä suurinta generaattoria, minkä etuna on tuotannon nopea rajoittaminen. Menetelmä on kuitenkin todella epäreilu suurinta generaattoria kohtaan eikä kannusta uusien suurien hyötysuhteeltaan tehokkaiden generaattoreiden investoimiseen. [22]

Rajoittamisperiaatteita on useita, mutta vain osa niistä kykenee täyttämään joustaville liityntäsopimuksille esitetyt vaatimukset. Sopimusten tavoite on selkeä eli uusiutuvan tuotannon lisäämisen mahdollistaminen nopeammin. Menetelmiä yhdistelemällä ja sopivia rajoitteita asettamalla mahdollistetaan niiden tehokkaampi ja tasa-arvoisempi käyttäminen. Joustavien liityntäsopimusten hyödyntämistä ja huomioon otettavia asioita käsitellään lisää luvussa 4, jossa käydään läpi myös Suomen tilannetta koskien joustavien liityntäsopimusten kehitystä.

4. SOPIMUSTEN KÄYTTÄMINEN

Joustavia liityntäsopimuksia otettaessa käyttöön on huomioitava monia asioita. Erilaisilla rajoittamisperiaatteilla riskit jakautuvat eri tavalla generaattoreiden välillä. Niiden on toteutettava Suomessa myös sähkömarkkinalain periaatteita. Luvussa 3 pyritään tuomaan esille riskien jakautumista ja millaisia riskitekijöitä joustavat liityntäsopimukset voivat tuoda tuotantoyhtiölle sekä verkonhaltijalle. Lisäksi luvussa tehdään katsaus joustavien liityntäsopimusten tilanteeseen Suomessa.

4.1 Riskit ja haasteet

Riskit ja haasteet on otettava huomioon käsitellessä joustavien liityntäsopimuksien käyttämistä. Riskit riippuvat paljon rajoittamisperiaatteesta sekä miten määritellään rajoittamisesta saatava kompensatio, jos sellaista käytetään. Alaluvuissa pyritään tuomaan esille huomioon otettavia seikkoja, jotka vaikuttavat mahdollisesti negatiivisesti eri näkökulmista. Tarkasteluun otetaan vain LIFO, pro rata sekä markkinaperusteinen rajoittaminen, sillä ne toteuttavat parhaiten joustaville liityntäsopimuksille ehdotetut vaatimukset [17].

4.1.1 Riskitekijät

Suurimpana riskitekijänä voidaan pitää investoinnin kannattavuutta tuotantoyhtiölle sekä verkonhaltijalle. Rajoittamisen määrää voi olla vaikea ennustaa riippuen rajoittamisperiaatteesta. Tätä voidaan kuitenkin arvioida tilastollisin menetelmin [26]. Yksi riskitekijä on tuotetun energian määrä jollakin aikajaksolla, mikä määrittelee tuotantoon sijoittamisen kannattavuutta. Liittymissopimus olisi parasta saada kiinteäksi mahdollisimman nopeasti, jotta tuotannon ennustettavuus paranisi eikä mahdollisesta rajoittamisesta aiheutuva lisätekiä vaikuta tuotannon määrään. Tietenkin, jos rajoittamisesta saa riittävällä tasolla olevan korvauksen, voi joustavalla liityntäsopimuksella pysyminen olla kannattavampaa, jos sillä voidaan säästää verkon vahvistamiseen menevät kulut.

Erään tuotantoyhtiön anonyymisyyttä haluavan henkilön mukaan jo 1–2 vuoden aikajakso joustavassa mallissa olisi taloudellisesti hankalaa, mutta lyhyemmällä aikavälillä joustava sopimusmalli olisi harkittavissa. Tämä ei ole kuitenkaan kyseisen anonyyminä pysyvän tuotantoyhtiön linjaus. Joustavien liityntäsopimusten mahdollistama nopeampi liittyminen voisi kuitenkin olla tuotantoyhtiön näkökulmasta hyödyllistä tilanteessa, jossa hankkeessa on edetty jo pitkälle, mutta verkon vahvistaminen on viivästynyt usealla vuodella [27].

Tuotantoa liitettäessä alueelle, jossa kapasiteetti on rajallinen, on heikompi käyttövarmuus ja investoinnista tulee riski myös verkonhaltijalle. Tuotantoa ei voida liittää verkkoalueelle, jossa kapasiteetti on täynnä, vaan joustavalla sopimuksella on tarkoitus mahdollistaa lisäkapasiteetin liittäminen. Verkonhaltijalla on liittämisvelvollisuus ja sen on tehtävä tarvittavat investoinnit liittymisille kohtuullisessa ajassa, vaikka se ei olisi kannattavaa. Joustava malli olisi käytössä siihen asti, kun verkko on rakennettu kykeneväksi noudattamaan N-1-periaatetta. Investointikustannukset voivat nousta hyvinkin korkeiksi eikä alueella toimiva tuotanto välttämättä tuo investoinnin mukaisia tuloja verkonhaltijalle. [27]

Tuotannon mahdollinen rajoittaminen aiheuttaa myös taseriskin. Esimerkiksi tilanteessa, jossa tuotantoyhtiö on luvannut myydä sähköä enemmän kuin se kykenee tuottamaan rajoittamisen seurauksena, on sen hankittava markkinoilta tasesähköä, jonka hinta voi nousta korkeaksi megawattituntia (MWh) kohden. Nykyisin tasesähkön maksimihinta on 5000 €/MWh, mutta sen hinta voi hyvinkin nousta korkeammaksi. Taseriski aiheutuu osapuolelle, joka on tasevastaavana, mutta haasteena on määrittellä, onko se sähköenergian tuottaja vai verkkoyhtiö. Tasevastaavan on oltava selkeästi määriteltynä jokaisella markkinaosapuolella. Ongelmaa voidaan hoitaa sopimuksellisesti. Sopimuksessa voidaan määrittää poikkeava menettelytapa, mutta tällaista käytäntöä ei tällä hetkellä ole olemassa. [27] Verkkoyhtiö voi hankkia energiaa myös Intra-day markkinoilta ja soveltaa sitä taseriskin poistamisessa.

4.1.2 Riskien jakautuminen

Riskit voivat jakautua rajoittamisperiaatteen sekä mahdollisen kompensaation maksamisen perusteella. LIFO:ssa suurin varianssi tuotannon määrässä on prioriteettillisten viimeisellä generaattorilla ja näin ollen sen riski on suurin. Pro ratassa riski on jakautunut tasaisesti jokaisen generaattorin välillä. Markkinaperusteisessa mallissa riski on generaattorilla, jota rajoitetaan, mutta se voi saada tarjouksen mukaisen hinnan rajoituksesta, jos tarjouskilpailu tehdään pienimmän rajoittamishinnan perusteella. [16]

LIFO:ssa viimeiseksi liittynyt generaattori saa suurimman riskin eikä heikennä aikaisempien joustavien liittyjien tuotantoa. LIFO antaa turvaa aikaisempien liittyjien tuottamille pitkän ajan ennustuksille rajoittamisen määrästä. Pro ratassa riski kasvaa jokaisen joustavan liittyjän kohdalla, kun generaattoreita lisätään, mikä ei ole optimaalista. Tuotannon lisääminen tietyn rajan yli voisi siis heikentää kokonaista hyötyä rajoittamisesta aiheutuvien kulujen takia. Pro rataa käytettäessä joustavat liittyjät eivät kuitenkaan päädy eriarvoiseen asiaan, mikä on reilua, kun alueella on paljon samanaikaisia liittyjiä. [16]

Markkinaperusteinen malli tuo esiin rajoittamisesta aiheutuvien kustannusten todellisen arvon. Riski perustuu tarjouksiin eikä se ole helposti ennustettavissa ja hinta voi kasvaa liian suureksi, ettei se ole enää kannattavaa. Riittävän suuren tuotantokapasiteetin liittymisen jälkeen uutta tuotantoa ei ole kannattavaa liittää alueelle, sillä se kasvattaisi hintaa, jotta tuotantoa ei rajoiteta tai rajoittamisesta saatava hinta olisi liian pieni. Kompensaation maksaminen vaikuttaa riskin jakautumiseen. Jos kompensatiota ei makseta ollenkaan, riski jakautuu suoraan generaattoreille ja kompensatiota maksettaessa riski jakautuu luonnollisesti kompensaation maksajalle. [16]

4.2 Joustavat liityntäsopimukset Suomessa

Tällä hetkellä Suomessa ei ole varsinaisesti otettu käyttöön joustavia liityntäsopimuksia. Fingridillä on nykyisin käytössä tapauksia, joissa sopimuksen sisällä on sopimusklauusuuli, jolloin käyttöä voidaan rajoittaa tarvittaessa häiriö- tai keskeytystilanteissa. Fingrid on mahdollisesti lähiaikoina pilotoimassa joustavien liityntäsopimusten käyttöä, minkä tarkoituksena on kerätä tietoa ja kokemusta. Joustavia sopimuksia voisi hyödyntää alueella, jossa verkon kapasiteetti on rajallinen ja verkon vahvistus on tulossa, jotta verkko pystyy toteuttamaan N-1-periaatetta. Riski olisi aluksi asiakkaalla ennen kuin verkko on vahvistettu. [27]

Fingrid ei ole vielä kehittänyt sopimusehtoja. Rajoittamisperiaatteena normaalissa tilanteessa olisi LIFO, kun uusi liittyjä liittyy alueelle, jossa on jo kiinteitä sopimuksia. Yhteistä pro rata -tyyppistä rajoittamista käytettäisiin, kun alueella on useita joustavia liittyjiä, jolloin energiaa voisi mahdollisesti mennä vähemmän hukkaan. Oleellisinta kuitenkin on, että rajoittaminen jakautuu tasapuolisesti joustavien liittyjien välillä. [27]

Energiavirasto kommentoi joustavia liityntäsopimuksia niin, että joustavan liittymän sijaan kyseessä olisi ennemmin verkkopalvelun toimittamiseen liittyvien ehtojen tarkemmasta sopimisesta tai lisäpalvelusta. Liittymissopimuksen tulisi taata asiakkaan tarvitsema kapasiteetti tietyssä aikataulussa, mutta joustava ratkaisu kuten lisäehto tai -palvelu voisi nopeuttaa liittymistä. Verkonhaltija tekisi liittymissopimuksen perusteella mitoitusratkaisut asiakkaan haluaman huipputehon mukaan ja liittymän hinta ei muuttuisi, vaikka liittyjä joustaisi kapasiteettitarpeissaan eri ajanhetkillä. [28], [29]

Tarkempi säätö vaatisi asiakkaan investoimaan säätölaitteisiin sekä verkonhaltijan toteuttamaan tarkkoja ennusteita, mikä vaatisi resursseja [28], [29]. Säädön tulisi olla myös dynaamista [27]. Energiavirasto on ottanut myös kantaa yhteen pilottiasteella olevaan esimerkkiin, jossa verkon kapasiteetin tarkemmasta seurannasta on tavoitteena kerätä tietoa ja kokemusta. Tiedon perusteella olisi tarkoitus miettiä, olisiko järkevää muodostaa

erillistä tariffia asiakkaille, jotka rajoittavat tuotantoa verkonhaltija ennusteiden mukaan. Joustoratkaisuiden kehittyminen riippuu paljon siitä, kuinka kustannustehokkaita ratkaisut ovat. [28], [29]

Tuotantoyhtiöiden kanssa pidettyjen kolmen haastattelun perusteella joustavien liityntäsopimusten käyttöä on harkittu ja niiden kehittämistä pidetään tärkeänä, sillä se voisi oletettavasti lisätä verkon kapasiteettia. Kehittämistä varten on käyty keskusteluita Fingridin kanssa. Joustavien liityntäsopimusten tuleminen auttaa esimerkiksi ilmastotavoitteiden toteutumisessa. Niillä pystyttäisiin tekemään myös sähkömarkkinoilla alas- tai ylösajoa, jolloin hankekehittäjä voisi hyötyä, jos rajoittamisesta maksetaan rahaa [30]. Säätosähkömarkkinat ovat kuitenkin ensisijaisesti markkinaehtoisia ja toimitusrajoitukset ovat vasta toissijaisia [27]. Markkinaehtoisuus saadaan toteutumaan, kun säätosähkömarkkinoita kehitetään siihen suuntaan, että säädön toteuttaminen paikallisesti on mahdollista ja tarjouksen säädöstä voi jättää kuka tahansa.

5. ISON-BRITANNIAN FLEXIBLE PLUG AND PLAY

Käytännön esimerkkinä toimii Ison-Britannian Flexible plug and play (FPP) -projekti. Projektista pyritään tuomaan esiin asioita, joita projektissa on otettu huomioon, kun aktiivista verkonhallintaa ja joustavia liityntäsopimuksia on pyritty hyödyntämään. Alalukuihin sisällytetään projektista pääosin asioita, jotka ovat tulleet käsittelyyn jo aikaisemmin teoreettisesti. Luku pyrkii tuomaan käytännöllisempää FPP-projektin näkökulmaa asioihin.

5.1 Esittely

FPP on projekti, jonka tarkoituksena on kokeilla uusia teknisiä ja taloudellisia ratkaisuita hajautetun sähkön tuotannon lisäämiseksi. Tavoitteena on minimoida verkon infrastruktuuriset kulut generaattoreiden ja asiakkaiden näkökulmasta, pitää verkon luotettavuuden korkealla tasolla ja saada liitettyä tuotantoa nopeammin. Alue on noin 700 neliökilometrin kokoinen ja se sijaitsee Peterborough:n ja Cambridgen välissä. Tuulivoimaa liitetään alueella 11 kV:n sekä 33 kV:n sähköverkkoon. Sijainniltaan alue on suotuisa tuulivoiman tuotannolle. [25]

Tuotannon liittäminen on mahdollista alueelle etukäteen ennen verkon vahvistamista, jonka vuoksi tuotantoa on välillä rajoitettava. Periaatteina on saada verkosta mahdollisimman tehokas, tuoda varmuutta rajoitettaville generaattoreille, pitää ratkaisut mahdollisimman yksinkertaisina, olla reilu jokaiselle liittyjälle ja ottaa oppia älykkäiden menetelmien käyttämisestä. Riskejä pyritään minimoimaan ja generaattoreille ei saisi tulla pitkällä aikavälillä rajoittamista, joka olisi liian suurta, ettei toiminta olisi kannattavaa. [25]

5.2 Rajoittaminen

Jotta tuotantoa voidaan liittää verkkoon, jossa joudutaan tekemään rajoittamista, on verkonhaltijan tarjottava varmuutta ennusteilla. Varmuuden takaamiseksi vaihtoehtona voisi olla, että UK Power Networks (UKPN) ottaisi riskin itselleen takaamalla, ettei rajoittamista tehtäisi tietyn rajan yli. Uuden tuotannon lisääminen ei myöskään saa vaikuttaa nykyisiä kiinteillä sopimuksilla toimivaa tuotantoa. Rajoittamisesta aiheutuva riski jaetaan uusien liittyjien ja UKPN:n välillä. [25]

Raportissa on valittu rajoittamisperiaatteista vertailuun LIFO ja pro rata, vaikka markkinaperusteinen rajoittaminen olisi taloudellisesti tehokkain ratkaisu ja sitä on onnistuttu

käyttämään siirtoverkossa. Markkinaperusteista rajoittamista ei otettu mukaan, koska reaaliaikaisen markkinaympäristön toteuttaminen ei soveltunut näin pienelle alueelle. Projektissa on valittu pro rata rajoittamismenetelmäksi, sillä se mahdollistaa suuremman kapasiteetin tuotannolle rajatulla alueella ja sillä pystytään rinnastamaan paremmin uutta tuotantoa kyseiseen verkonosaan myöhemminkin. Varmuuden takaamiseksi pitkälle aikavälille pro rata ei sovellu ilman lisätapoja priorisoida tuotantoa. Projektissa harkittuja lisätapoja esitellään alaluvuissa. [25]

5.2.1 Ryhmittely

Tässä optiossa generaattorit jaetaan ryhmiin sen mukaan, kun ne haluavat liittyä. Esimerkiksi ennen maaliskuuta 2013 liittyvät kuuluvat ryhmään 1 ja sen jälkeiset liittyjät kuuluvat ryhmään 2 tai myöhemmin ryhmään 3. Ryhmiä priorisoidaan kuten LIFO:ssa eli viimeisimmän ryhmän generaattoreita rajoitetaan ensin. Ryhmien sisällä jokaista generaattoria rajoitetaan yhtä paljon eli kuten pro ratassa. [25]

Ryhmittelyllä saadaan käyttöön LIFO:n tuomat edut eli yksinkertaisuuden sekä pysyvyyden. Ryhmittelyn haasteena on se, että liian moni generaattori voi haluta liittyä samaan aikaan ja kuulua samaan ryhmään. Esimerkiksi testialueella ryhmään 2 haluaisi liittyä niin paljon tuotantoa, että rajoittaessa ryhmää, jokaista generaattoria olisi rajoitettava niin paljon, että se ei ole kannattavaa yhdellekään ryhmän generaattoreista. Ratkaisuna tähän voisi olla, että verkonhaltija ei antaisi yhdenkään generaattorin liittyä ryhmään tai poistaisi viimeisimmät liittyjät ryhmästä, jotta rajoittamisennusteet olisivat sopivat ryhmän generaattoreille. [25] Ryhmittelyn lisäksi tässä voisi miettiä, millä tuulivoimaloilla on merkitystä rajoittamisen kannalta ja arvioida rajoittamisen mahdollista määrää myös siltä kannalta.

Menetelmässä käytetään pro rataa, mutta siinä ei päästä kokonaan eroon LIFO-periaatteesta, vaan ensimmäisinä liittyvät saavat etua muihin nähden. Menetelmässä voi käydä myös niin, että yksi generaattori ei kykenekään toteuttamaan liittymishanketta ja kyseiseen ryhmään jää vähemmän tuotantoa, mikä antaa ryhmän muille generaattoreille suuren edun. Se ei siis ole kaikin puolin reilu eikä sillä pystytään täysin tuomaan pro ratan etua, joka mahdollistaa suuremman tuotantomäärän liittämisen tietylle alueelle. [25]

5.2.2 Kapasiteettiintiö

Menetelmässä asetetaan etukäteen kiintiö tuotannon määrälle, mikä voidaan liittää alueelle. Kiintiö asetetaan arvioidun keskimääräisen tuotantokapasiteetin mukaan, kun rajoituksia joudutaan tekemään. Rajoittamismenetelmänä toimii pelkästään pro rata, mutta rajoittamisen määrää pyritään hillitsemään. [25]

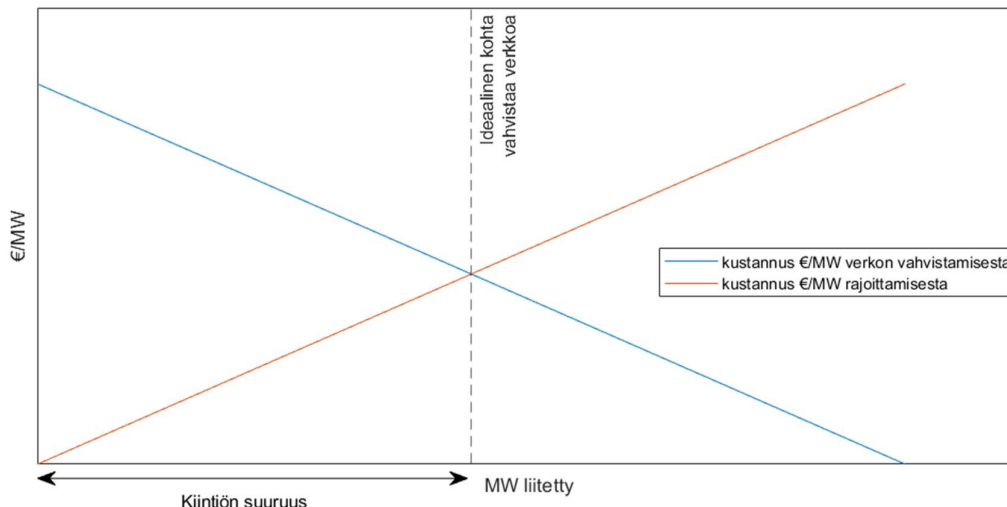
Verkonhaltijan tulee ensin päättää generaattorin sopiva rajoittamisen enimmäismäärä, minkä sähkön tuottaja kykenee ja haluaa ottaa vastaan. Rajoittamisen enimmäismäärä asetetaan sen mukaan, että tuotannon liittäminen on kannattavaa ja että joustava sopimusmalli on järkevää verrattuna siihen, jos liittyjä olisi maksanut hinnan kiinteästä sopimuksesta. Tämän jälkeen on kyettävä määrittelemään oikea tuotannon määrä, jolla rajoittaminen pysyy määritellyn enimmäismäärän rajoissa, kun tuotantoa aletaan liittää alueelle. Liittymisen jälkeen verkkohaltija antaa ennusteita rajoittamisesta nykyisen tuotantomäärän perusteella sekä arvioi huonoimman mahdollisen tilanteen alueella. [25]

Rajoittamiskiintiön määrittäminen ei ole yksinkertaista ja siihen vaikuttavat monet tekijät. Kiintiö vaihtelee sen mukaan, onko tuotanto pelkästään tuulivoimaa vai onko alueella myös esimerkiksi aurinkovoimaa. Myös generaattoreiden tekniset ominaisuudet vaikuttavat. Määrittäminen perustuu oletuksiin eikä se välttämättä vastaa jokaisen generaattoreiden odotuksia. Parhaimmillaan menetelmä on todella tehokas, mutta haasteet tuovat riskiä sen käytölle, eikä menetelmä ole kaikin puolin yksinkertainen tai reilu. Menetelmällä on potentiaalia tulla käytetyksi, mutta rajoittamiskiintiön määrittely on kaikista monimutkaisin osa. [25]

5.2.3 Verkon vahvistus

Menetelmässä liittyjät liittyvät joustavalla sopimuksella verkkoon, mutta tietyn ajan kuluessa verkko vahvistetaan riittävän vahvaksi, jotta generaattorit voivat liittyä kiinteällä sopimuksella. Menetelmässä pyritään määrittelemään aika, jolloin rajoittamisesta aiheutuvat kustannukset ylittävät verkon vahvistamisen kuluvan hinnan. [25]

Tuotantoa voi olla liitettynä niin vähän, että rajoittamisen aiheuttamat kustannukset ovat niin pienet, jolloin halvempi joustava sopimus on kannattavampi kuin kiinteä sopimus. Tuotantoa lisättäessä verkon vahvistamisen kulut jakautuvat ja siitä aiheutuvat kustannukset pienenevät ja samalla rajoittamisesta aiheutuvat kustannukset kasvavat. Tässä kohtaa on kannattavaa maksaa kiinteän sopimuksen hinta eikä ottaa riskiä rajoittamisesta. Tämän perusteella voidaan myös määrittää järkevä kiintiö tuulivoiman liittymismäärälle. [25] Kiintiön muodostumista on havainnollistettu kuvassa 2.



Kuva 2: Tuotannon sopivan kiintiön valitseminen arvioiden kuluja [25]

Verkon vahvistukseen osallistuminen voi olla etukäteen määrätty sopimusta tehdessä ja siihen määritellään kiinteä hinta. Vaihtoehtoisesti osallistuminen voi olla myös vapaaehtoisista, jolloin sitä ei ole sopimuksessa etukäteen määritelty ja kiinteän sopimuksen hinta määritellään, jos generaattori halutaan liittää kiinteästi. Menetelmä tarjoaa siis nopeamman ratkaisun liittyä verkkoon. [25]

Menetelmä ei varsinaisesti pyri jatkuvaan koko verkon tehokkaaseen käyttöön, vaan pyrkii verkon tehokkaaseen vahvistamiseen. Aktiivinen verkonhallinta on siis vain ratkaisu siirtymiseen kiinteään sopimukseen, jolloin yksittäisen generaattorin riskit pienenevät. Loppujen lopuksi menetelmä antaa generaattoreiden haluamaa varmuutta, kun tavoitteena on saada ne liittymään kiinteällä sopimuksella. Menetelmä on reilu kaikille liittyjille ja se on melko yksinkertainen toteuttaa. Isoimpana haasteena on vahvistuksen ajankohdan määrittäminen. [25]

5.2.4 Hyväksyttävän rajoittamisen kilpailuttaminen

Menetelmässä generaattorit kilpailuttavat heidän määrittelemällä vuosittaisen hyväksyttävän rajoittamisen määrän. Verkonhaltija määrittelee alueelle mahdollisen tuotantokapasiteetin ja asiakkaat tarjoavat rajoittamisen enimmäismäärää omalle generaattorille. Rajoittamistarjouksia verrataan rajoittamisen määrän mukaiseen tuotannon enimmäiskiintiöön. Verkonhaltija määrittelee tarjousten perusteella vähimmäismäärän rajoittamiselle ja siihen määrään kykenevät generaattorit otetaan mukaan kiintiöön, joka liitetään verkkoon. [25]

Eri generaattoreille voi olla suotuisampaa liittyä joustavalla sopimukselle rajoituksen uhalla ja toisille rajoitukset tuottavat suurempia kuluja, jolloin joustavat sopimukset eivät

ole hyvä vaihtoehto. Eniten rajoittamista hyväksyvä generaattori liitetään ensimmäisenä verkkoon ja muut generaattorit sen jälkeen järjestyksessä sen mukaan, kuinka paljon ne hyväksyvät rajoittamista. [25]

Esimerkiksi generaattori A:lle aiheutuu suuri riski joustavasta sopimuksesta ja kiinteä sopimus olisi parempi vaihtoehto. Generaattori A määrittelee hyväksytyin vuosittaisen rajoittamismäärän pieneksi. Vastakohtana Generaattori B säästää joustavalla sopimuksella kustannuksilla paljon verrattuna kiinteän sopimuksen kustannuksiin, jolloin se pystyy määrittelemään sallitun rajoittamisen korkeammaksi. [25]

Teoriassa menetelmä on hyvinkin tehokas, mutta toimimisen kannalta tärkeää on, että tarjoukset ovat kilpailullisia. Ilman kunnollista kilpailutusta tarjoukset rajoittamisesta eivät ole todenmukaisia eikä menetelmä näin ollen toimi tehokkaasti. Oikein toimiessaan se on reilu tapa priorisoida generaattoreita taloudellisesta näkökulmasta. [25]

5.2.5 Menetelmän valitseminen

Projektissa ensisijaiseksi menetelmäksi valitaan verkon vahvistukseen tähtäävä menetelmä. Se korreloi hyvin rajoittamisesta aiheutuvat kustannuksien ja kiinteän sopimuksen hinnan välillä. Menetelmällä mahdollistetaan nopeampi liittyminen verkkoon ja saadaan lopputuloksena halvempi kiinteä liittyminen, mikä takaa varmuutta generaattoreille pitkällä aikavälillä. Varavaihtoehdoksi on valittu hyväksyttävän rajoittamisen kilpailutus, koska sillä on oikein toimessaan potentiaalia tulla universaaliksi tavaksi priorisoida rajoittamista. [25]

Haasteena on määritellä kulut ja sen mukana aikataulut verkon vahvistamiselle. Se ei myöskään hyödynnä pitkällä aikavälillä aktiivista verkonhallintaa. Se ei siis ole verkon kokonaisen tehokkaan käytön kannalta paras ratkaisu, minkä takia siitä ei voi tulla universaali ratkaisu aktiivisesti hallittuun verkkoon liityttäessä. Ratkaisu on kuitenkin paras FPP-projektiin ja toimii hyvin kyseisellä alueella. [25]

5.3 Riskien hallinta

Käytettäessä mitä tahansa menetelmää, on jokaisen generaattorin hyväksyttävä rajoittamisesta aiheutuva riski. Joissakin tilanteissa riski voi kohdistua myös verkonhaltijalle kuten tilanteessa, jossa sopimukseen määritelty hyväksyttävä määrä rajoittamista ylittyy. Tätä varten tehdään järjestelyitä, joissa hyväksyttävä rajoittamisen määrä määritellään sopimukseen ja tasataan riskiä generaattoreiden ja verkonhaltijan välillä. [25]

Myös kompensatiolla jaetaan riskiä verkonhaltijalle. Tätä varten UKPN on esittänyt vaihtoehtoja. Ensimmäinen vaihtoehto on tapa, jossa UKPN kompensoi generaattoreita

rajoittamisesta, jos ne ylittävät ennustetun rajoituksen määrän. Toinen tapa on, jossa UKPN kompensoi kaikkia niin kiinteillä kuin joustavilla sopimuksilla toimivia generaattoreita, mutta rahoittaa kompensointia keräämällä tasoittavan vuosittaisen maksun joustavilla sopimuksilla toimivia generaattoreita. [25]

Haasteena on määritellä kompensatiomaksujen rakenne ja määritellä ehdot, jotta maksuista ei aiheutuisi erimielisyyksiä eikä niillä voisi yrittää hyötyä. Kompensaation suuruus tulisi olla rajoittamisesta aiheutuvien kustannuksien mukainen, mikä on vaikea toteuttaa täydellisesti. Johtopäätöksenä kompensaation määrittämiseen käytettävä mekanismi tulisi etukäteen määritellä sopimukseen. [25]

Määritellessä sallittu rajoittamismäärä, saattaa se aiheuttaa kustannuksia, joita ei normaalisti aiheudu verkonhaltijalle tai liittyjille. Pitkällä aikavälillä FPP:n mahdollistama uuden tuotannon laaja-alainen lisääminen saa kuitenkin enemmän hyötyjä aikaiseksi. Verkonhaltijan on kyettävä ottamaan uudenlainen riski, jota sillä ei ole aikaisemmin ollut. Huomioon on otettava myös taseriski sekä sijoittajien odottama tulos. Näiden ratkaisuihin ei ole otettu kantaa projektissa. [25]

Verkonhaltijalle riskin ottamisen perusteena on sen kyky arvioida sekä hallita rajoittamisesta aiheutuvaa riskiä verrattuna generaattoreihin koko liittymisprosessin aikana. Strategisen ajattelun kykeneväisyyden seurauksena UKPN:n on mahdollista liittää enemmän tuotantoa verkkoon nopeammin. Verkonhaltijan ottaessa riskin itselleen mahdollistaa sen, että rajoittamisesta aiheutuvat kokonaiskustannukset pienenisivät. [25]

Rajoittamisen ennustamisen laatu vaikuttaa riskiin pitkällä aikavälillä todella paljon ja siihen on monia vaikuttavia tekijöitä. Ennusteiden pitää pystyä ottamaan huomioon nykyinen ja tuleva tuotantokapasiteetti. Sen lisäksi tuotannon kysyntä ohjaa paljon tuotannon lisäämistä sekä sen vuoksi myös rajoitusmääriä. Verkon kapasiteetti ja sen vahvistamiseen investointi vaikuttavat tuotannon ja rajoittamisen mahdolliseen määrään. Viimeisenä vaikuttavana tekijänä on myös normaalissa tilanteessa vaikuttavat sääolosuhteet. [25]

Verkonhaltijan keräämä tasoittava vuosittainen maksu on joustavin tapa periä rajoittamisesta aiheutunut kompensointi. Se toimii kannusteena verkonhaltijalle ottaa riski itselleen ja motivoi tuottamaan ennusteet mahdollisimman hyvin, mikä vähentää kaikkien osapuolien riskin määrää. Kannustin kerätään kaikilta FPP:n generaattoreilta sen mukaan, kuinka paljon he hyötyvät suhteellisesti joustavasta sopimuksesta verrattuna kiinteään sopimukseen. Kannustimen määrän tulee olla reilun suuruinen ja toimiminen joustavalla sopimuksella tulee olla edelleen kannattavampaa kuin kiinteä sopimus. [25]

6. YHTEENVETO

Joustavien sopimusten tavoitteena on mahdollistaa tuotannon nopeampaa ja mahdollisuuksien mukaan myös kustannustehokkaampaa tapaa liittää tuotantoa verkkoon. Joustavat sopimukset mahdollistavat verkon tehokkaamman käytön ja oletettavasti lisäksi kapasiteettia, jolloin verkkoon saataisiin enemmän uusiutuvaa sähköntuotantoa, mikä edesauttaa valtioiden ja EU:n ilmastotavoitteisiin pääsemistä. Tuulivoimalat toimivat nimellistehollaan vain osan ajasta, minkä vuoksi ne pystyisivät joustavilla sopimuksilla olemaan liitettynä verkkoon ja toimimaan myös ilman rajoittamista.

Jotta joustavat sopimukset toimisivat hyvin, on sopimusehtojen oltava määritelty hyvin ja niiden on oltava reiluja ja pyrkiä mahdollistamaan verkon tehokas käyttö hyvin. LIFO, pro rata sekä markkinaperusteinen rajoittaminen nousivat rajoittamisperiaatteista parhaimmiksi. Näistä pro rata valikoitui myös parhaaksi vaihtoehdoksi FPP-projektissa. Pro rata on tasavertainen varsinkin, kun samassa verkonosassa on useampia samaan aikaan liittyneitä joustavia liittyjiä. LIFO:lla on myös hyviä puolia varsinkin sen yksinkertaisuuden takia. Se on myös sopiva vaihtoehto, kun verkonosassa on vain vähän joustavia liittyjiä ja jo aikaisemmin kiinteästi liittyneitä. Markkinaperusteisella rajoittamisella on myös potentiaalia ja sen tapaista priorisointi on saatu otettua käyttöön jo siirtoverkossa Isossa-Britanniassa.

FPP-projektissa valittu verkon vahvistamiseen tähtäävä menetelmä on yhteneväinen Energiaviraston näkemykseen joustavista sopimuksista. Sen perusteella joustava ratkaisu voisi nopeuttaa liittymistä ja verkonhaltija vahvistaisi verkon liittymissopimuksessa määritellyn huipputehon mukaan kohtuullisessa aikataulussa. Myös FPP-projektissa esille tullutta vahvistamisen optimaalista ajankohtaa verkon vahvistamiseksi voidaan hyödyntää kulujen minimoimiseksi. Tapa ei hyödynnä koko aikaa verkon kapasiteettia tehokkaasti, mutta se edesauttaa nopeampaa tuotannon lisäämistä ja pääsemistä ilmastotavoitteisiin. Lisäksi verkon vahvistamisen jälkeen rajoittamisesta aiheutuva riski häviää.

Joustavilla sopimuksilla on paljon hyviä puolia ja ne auttavat ilmastotavoitteisiin pääsemistä. Mahdollisesta rajoittamisesta aiheutuu kuitenkin riski, sillä tuulivoiman tuotantoa on vaikea ennustaa. FPP-projektissa UKPN pitää kompensaaion maksamista hyvänä käytäntönä ja rahoittaa sitä vuosittaisella maksulla.

Joustavat ratkaisut vaativat myös lisäinvestointeja säätölaitteisiin. Työssä ei oteta huomioon säätölaitteita eikä niiden aiheuttamia lisäkustannuksia. Työssä ei myöskään tutkittu mahdollista joustavan liittymän hinnoittelua eikä miten joustavasta liittymästä kiinteään liittymään siirryessä maksetaan kuluja verkon vahvistamisesta tai voidaanko osa liittymiseen liittyvistä hyvityskustannuksista, joita maksetaan aikaisemmille liittyjille, välttää joustavilla sopimuksilla.

LÄHTEET

- [1] "Anna - Renewable Energy Directive.pdf". Viitattu: 22. helmikuuta 2022. [Verkossa]. Saatavissa: <https://euagenda.eu/upload/publications/eprs-bri2021662619-en.pdf>
- [2] "Ilmasto- ja energiastrategia - Työ- ja elinkeinoministeriön verkkopalvelu", *Työ- ja elinkeinoministeriö*. <https://tem.fi/ilmasto-ja-energiastrategia> (viitattu 22. helmikuuta 2022).
- [3] S. C. E. Jupe, P. C. Taylor, ja A. Michiorri, "Coordinated output control of multiple distributed generation schemes", *IET Renew. Power Gener.*, vsk. 4, nro 3, ss. 283–297, touko 2010.
- [4] T. Boehme, G. P. Harrison, ja A. R. Wallace, "Assessment of distribution network limits for non-firm connection of renewable generation", *IET Renew. Power Gener.*, vsk. 4, nro 1, ss. 64–74, tammi 2010.
- [5] M. Džamarija, M. Bakhtar, ja A. Keane, "Operational characteristics of non-firm wind generation in distribution networks", teoksessa *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, heinä 2012, ss. 1–8. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345055.
- [6] D. Danzerl, S. Gill, I. Kockar, ja O. Anaya-Lara, "Assessment of the last-in-first out principle of access for managing the connection of distributed wind generators", teoksessa *5th IET International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 2016*, syys 2016, ss. 1–6. doi: 10.1049/cp.2016.0523.
- [7] "Sähkösopimukset tuulivoimahankkeessa", *Suomen Tuulivoimayhdistys*. <https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoimahanke/sahkosopimukset> (viitattu 23. helmikuuta 2022).
- [8] "fingrid_tuulivoimaesite.pdf". Viitattu: 23. helmikuuta 2022. [Verkossa]. Saatavissa: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/fingrid_tuulivoimaesite.pdf
- [9] "suurjanniteliittymien-tekniikka-ohje-elenia.pdf". Viitattu: 23. helmikuuta 2022. [Verkossa]. Saatavissa: <https://www.elenia.fi/files/edac6b77c10f07c472c6454f9969949bc62ec5dd/suurjanniteliittymien-tekniikka-ohje-elenia.pdf>
- [10] "Verkkokiikari", *Fingrid*, 3. tammikuuta 2022. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/verkkokiikari/> (viitattu 1. maaliskuuta 2022).
- [11] "kantaverkkoon-liittyjan-opas-2021.pdf". Viitattu: 23. helmikuuta 2022. [Verkossa]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/kantaverkkoon-liittyjan-opas-2021.pdf>
- [12] "vjv2018.pdf". Viitattu: 1. maaliskuuta 2022. [Verkossa]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkon-siirto/vjv2018.pdf>
- [13] "Liittymismaksut", *Fingrid*, 19. toukokuuta 2017. <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/liitynta-kantaverkkoon/liittymismaksut/> (viitattu 23. helmikuuta 2022).
- [14] "yle2021-fingrid-oyj-yleiset-liittymisehdot.pdf". Viitattu: 24. helmikuuta 2022. [Verkossa]. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/yle2021-fingrid-oyj-yleiset-liittymisehdot.pdf>
- [15] "Kantaverkon liittymismaksu.pdf". Viitattu: 5. maaliskuuta 2022. [Verkossa]. Saatavissa: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/kantaverkon-liittymismaksuperiaatteet_2016.pdf
- [16] K. L. Anaya ja M. G. Pollitt, "Experience with smarter commercial arrangements for distributed wind generation", *Energy Policy*, vsk. 71, ss. 52–62, elo 2014, doi: 10.1016/j.enpol.2014.04.009.

- [17] R. Currie, B. O'Neill, C. Foote, A. Gooding, R. Ferris, ja J. Douglas, "COMMERCIAL ARRANGEMENTS TO FACILITATE ACTIVE NETWORK MANAGEMENT", *CIGRE - 21st Int. Conf. Electr. Distrib.*, nro 1186, s. 4, 2011.
- [18] L. F. Ochoa, A. Keane, ja G. P. Harrison, "Minimizing the Reactive Support for Distributed Generation: Enhanced Passive Operation and Smart Distribution Networks", *IEEE Trans. Power Syst.*, vsk. 26, nro 4, ss. 2134–2142, marras 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2122346.
- [19] R. Passey, T. Spooner, I. MacGill, M. Watt, ja K. Syngellakis, "The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors", *Energy Policy*, vsk. 39, nro 10, ss. 6280–6290, loka 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.07.027.
- [20] B. Wojszczyk ja M. Brandao, "High penetration of distributed generation and its impact on electric grid performance - utility perspective", teoksessa *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, marras 2011, ss. 1–7. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2011.6167146.
- [21] R. A. F. Currie, G. W. Ault, C. E. T. Foote, N. M. McNeill, ja A. K. Gooding, "Smarter ways to provide grid connections for renewable generators", teoksessa *IEEE PES General Meeting*, heinä 2010, ss. 1–6. doi: 10.1109/PES.2010.5590101.
- [22] L. Kane ja G. Ault, "A review and analysis of renewable energy curtailment schemes and Principles of Access: Transitioning towards business as usual", *Energy Policy*, vsk. 72, ss. 67–77, syys 2014, doi: 10.1016/j.enpol.2014.04.010.
- [23] L. Kane ja G. W. Ault, "Evaluation of Wind Power Curtailment in Active Network Management Schemes", *IEEE Trans. Power Syst.*, vsk. 30, nro 2, ss. 672–679, maaliskuu 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2336862.
- [24] "SEM-13-010 (bb) Mainstream Response to SEM-12-090.pdf". Viitattu: 21. maaliskuuta 2022. [Verkossa]. Saatavissa: <https://www.semcommittee.com/sites/sem-committee.com/files/media-files/SEM-13-010%20%28bb%29%20Mainstream%20Response%20to%20SEM-12-090.pdf>
- [25] "Principles_of_Access_report_FINAL.pdf". Viitattu: 3. helmikuuta 2022. [Verkossa]. Saatavissa: https://www.ukpowernetworks.co.uk/internet/asset/dac8de6d-1243-4689-b5b5-a8285a2553f0/Principles_of_Access_report_FINAL.pdf
- [26] S. Repo, H. Laaksonen, ja P. Järventausta, "Statistical models of distributed generation for distribution network planning", teoksessa *CIGRE 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, kesä 2005, ss. 1–5. doi: 10.1049/cp:20051275.
- [27] A. Reilander ja A. Kuusela, "Microsoft Teams -palaveri", 25. maaliskuuta 2022.
- [28] L. Simola, "Sähköposti", 17. maaliskuuta 2022.
- [29] T. Siukola, "Sähköposti", 8. huhtikuuta 2022.
- [30] J. Chavez Vega, "Sähköposti", 23. maaliskuuta 2022.