



**HAJAUTETUN TUOTANNON HALLINTA SUURJÄNNITTEISESSÄ
SÄHKÖNJAKELUVERKOSSA**

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT

Electrical Engineering, Master's Thesis

2022

Joonas Suikula

Työn tarkastajat: Professori Samuli Honkapuro
Apulaisprofessori Jukka Lassila

Työn ohjaajat: DI Jan Strandberg

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden Teknillinen Yliopisto LUT
LUT Energiajärjestelmät
Sähkötekniikka

Joonas Suikula

Hajautetun tuotannon hallinta suurjännitteisessä sähkönjakeluverkossa

Diplomityö

2022

94 sivua, 46 kuvaa, 15 taulukko(a) ja 3 liitettä

Tarkastajat: Professori Samuli Honkapuro
 Apulaisprofessori Jukka Lassila

Ohjaajat: DI Jan Strandberg

Hakusanat: Tuulivoima, Hajautettu tuotanto, Sähkönjakelu

Energiamurros ja ilmastonmuutoksen hillitseminen on luonut erinomaiset olosuhteet hiilineutraalille sähköntuotannolle viime vuosikymmenen aikana. Tämä on johtanut tuulivoimabuumiin ja tuonut markkinoille suuria tuulivoimaloita ja suuria tuulipuistoja, jotka liittyvät niin kantaverkkoon kuin suurjännitteisiin jakeluverkkoihin. Perinteinen sähkön toimittaminen asiakkaalle keskitetyltä voimalaitokselta on muuttumassa hajautetun tuotannon sijoituessa lähemmäs sähkön kuluttajia ympäri Suomen.

Tässä työssä mallinnetaan Caruna Oy:n eräälle verkkoalueelle rakenteilla olevien tuulipuistojen erilaisia tuotantotilanteita ja tutkitaan tuulipuistojen vaikutuksia suurjännitteiseen sähkönjakeluverkkoon PSS®E -simulointiohjelmistolla sekä normaali- että erilaisissa poikkeustilanteissa.

Simulointitulosten perusteella suurten tuulipuistojen verkkoonliityntöjen realisoituessa on panostettava automatiikkaan tuotantomuutosten tuottamien verkkovaikutusten hallitsemiseksi ja loppukäyttäjälle toimitettavan sähkön laadun varmistamiseksi. Lisäksi havaittiin tuulipuistojen voivan tukea verkon käyttöä tietyissä poikkeustilanteissa.

ABSTRACT

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

Joonas Suikula

Managing distributed energy generation in high voltage distribution network

Master's thesis

2022

94 pages, 46 figures, 15 table(s) ja 3 appendices

Examiners: Professor Samuli Honkapuro
 Associate Professor Jukka Lassila

Supervisors: Ms. Sc.(Tech) Jan Strandberg

Keywords: Wind power, Distributed generation, electricity distribution

The energy revolution and the mitigation of climate change have created excellent conditions for carbon-neutral electricity generation over the past decade. This has led to a wind power boom and thus large wind farms have connected to both the transmission network and local distribution network operators' high-voltage distribution networks. The traditional supply of electricity to customers from a centralized power plant is changing as decentralized production moves closer to electricity consumers across Finland.

In this work, the different production situations of wind farms under construction in one of Caruna Oy's network areas are modeled with PSS®E software in normal and abnormal operating situations.

Based on the simulation results, when the grid connections of large wind farms are realized, investments must be made in automation to control the grid effects of production changes and to ensure the quality of electricity supplied to the end user. In addition, it was found that wind farms could support the use of the network in certain exceptional situations.

ALKUSANAT

Tämä työ on tehty Caruna Oy:n Sähköverkkojen Hallinta ja Operointi (SHO) yksikölle vuoden 2021 lokakuun ja kesäkuun 2022 välillä. Työn tarkastajina toimivat apulaisprofessori Jukka Lassila sekä professori Samuli Honkapuro ja ohjaajana Diplomi-Insinööri Jan Strandberg. Haluan kiittää heitä asiantuntemuksensa jakamisesta sekä erinomaisesta ohjaamisesta. Kiitos myös Jannelle erinomaisista ideoista, opastuksesta ja tuesta. Lisäksi haluan kiittää Carunan käyttökeskuksen operaattoreita ja muuta henkilöstöä kannustuksesta ja kaikesta antamastanne tuesta. Lisäksi haluan vielä osoittaa kiitokset Carunan SHO- ja K&I -yksiköille mahdollisuudesta tehdä DI-työni erittäin mielenkiintoisesta ja ajankohtaisesta aiheesta.

Lopuksi haluan kiittää perhettäni, opiskelutovereitani, Lappeenrannan Teknillisen Yliopiston musiikkiyhdistys TeMua, LUT Yliopiston Ylioppilaskunnan LTKY:n toimijoita ja LUT Yliopiston henkilöstöä kaikesta tuesta, ideoista, yhteisestä hajoilusta ja erinomaisesta opetuksesta vuosien varrella. Teidän ansiostanne opiskeluaikani on pitkittymisestäään huolimatta ollut mahtava ja erityislaatuinen oppimiskokemus, mitä muistelen lämmöllä vielä vuosienkin päästä.

Joonas Suikula

Espoossa 05.06.2022

SISÄLLYSLUETTELO

1	JOHDANTO	9
1.1	Diplomityön tavoitteet	9
1.2	Diplomityön rajaus	10
1.3	Diplomityön toteutus	11
1.4	Caruna Networks Oy	11
2	SÄHKÖNJAKELU JA LAATUVAATIMUKSET	12
2.1	Sähköjakuverkon toimintaperiaate	12
2.2	Näennäis- ja pätöteho	13
2.3	Loisteho	15
2.3.1	Johtojen loistehotase	16
2.3.2	Voimalaitosten loistehokapasiteetti	17
2.4	Sähköjakelun laatuvaatimukset	18
2.4.1	Taajuus	20
2.4.2	Jännitteen laatu	20
2.4.3	Harmoniset yliaallot	22
3	HAJAUTETTU TUOTANTO	23
3.1	Tuulivoima	26
3.1.1	Erilaisia tuulivoimalaratkaisuja	26
3.1.2	Tuulivoimaloiden generaattorit	28
3.2	Tuulivoima ja tulevaisuudennäkymät	34
3.2.1	Tuulivoima maailmalla	34
3.2.2	Tuulivoima Euroopassa	37
3.2.3	Tuulivoima Suomessa	40
3.2.4	Tuulivoima Carunan verkkoalueella	43
4	YLEISET TUULIVOIMAN VAIKUTUKSET SÄHKÖVERKKOON	45
4.1	Tuotannon varianssi	45
4.2	Sähköverkon stabiilius	48
4.2.1	Roottorin kulmastabiilius	49
4.2.2	Taajuusstabiilius	49
4.2.3	Jännitestabiilius	50
4.3	Inertian väheneminen	50

5	HAJAUTETUN TUOTANNON VERKKOVAIKUTUSTEN SIMULOINTI	53
5.1	Simuloinnin metodiikka ja sovellettavuus	53
5.2	Simuloinnin lähtötiedot	54
5.2.1	Tuulisuusolosuhteet	55
5.2.2	Tarkasteltavat tuulipuistot	56
5.3	Simuloinnissa tarkasteltavat tuotantotilanteet	61
5.3.1	Täyden tuotannon skenaario	62
5.3.2	Talviskenaario	62
5.3.3	Kesäskenaario	63
5.3.4	Nollaskenaario	63
5.4	Simuloinnissa tarkasteltava verkko	64
5.5	Simuloinnissa tarkasteltavat kytkentätilanteet	66
5.5.1	Normaali kytkentätilanne	67
5.5.2	Poikkeuskytkentätilanne	67
5.5.3	Simuloinnissa tarkasteltavat kuormat	68
5.6	Simulointimenetelmät	71
6	SIMULOINNIN TULOKSET JA ANALYSOINTI	72
6.1	Tulevaisuuden tehotaseet ennustetuilla tuulivoimatuotannoilla	72
6.2	Liityntäpisteiden menetys -skenaarioiden tulokset	76
6.2.1	Normaali kytkentätilanne	76
6.2.2	Liityntäpisteen 1 menetys	78
6.2.3	Liityntäpisteen 2 menetys	79
6.3	Reaktorin menetys -skenaarion tulokset	81
7	JOHTOPÄÄTÖKSET	84
7.1	Tulevaisuuden järjestelmävaatimukset	85
7.1.1	Ehdotukset jatkotarkasteluun	86
8	YHTEENVETO	88

LIITTEET

Liite I Simuloidun verkon johtopituudet ja lajit

Liite II Tuulipuistojen simuloidut kapasiteettikertoimet kuukausitasolla

Liite III Lämpötilatilasto vuoden 2013 alusta eräältä alueen havaintoasemalta

Sanasto

ACSR	Teräsvahvisteinen alumiinijohdin
AS	Asynkroninen generaattori
CAGR	Yhdistetty vuotuinen kasvuvauhti
DMS	Käytöntukijärjestelmä
EU	Euroopan Unioni
HAWT	Pysty akselinen tuulivoimala
IEA	Kansainvälinen energiajärjestö
INETI	Portugalilainen teknologia- ja innovaatioinstituutti
IRENA	Kansainvälinen uusiutuvan energian järjestö
ISET	Frahoferin energiatalouden ja energiajärjestelmätekniikan instituutti
K&I	Kehitys ja innovaatiot
LCOE	Elinkaaren ajalta laskettu tuotantokustannus
MERRA	Retrospektiivinen analyysimenetelmä tutkimukselle ja sovelluksille
NZE	Net Zero Emissions, IEA:n nollapäästötavoite
PSS ®E	Suunnitteluun tarkoitettu sähköjärjestelmäsimulaattori
S	Synkroninen generaattori
SCADA	Käytönvalvontajärjestelmä
SHO	Sähköverkkojen hallinta ja operointi
SV	Sähköverkot
THD	Harmoninen kokonaissärö
VAWT	Vaaka-akselinen tuulivoimala
VJV	Voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset
VTT	Suomalainen teknologian tutkimuskeskus
YVA	Ympäristövaikutusten arviointi

Muuttujat

C	Kapasitanssi
C_p	Tuulivoimalan tehokerroin
C_t	Tuulivoimalan momenttikerroin
$\cos\Phi$	Tehokerroin
I	Virta
P	Pätöteho
P_s	Siirretty pätöteho
P_{lt}	Pitkäaikainen häiritsevyysindeksi
Q	Loisteho
Q_C	Kapasitiivinen loisteho
Q_I	Induktiivinen loisteho
Q_j	Johdon loistehotase
S	Näennäisteho
U_C	Sopimuksen mukainen jakelujännite
U_n	Nimellisjännite
U_{sSh}	Näytteistä laskettu 10 minuutin arvo jännitteen epäsymmetrialle
X	Reaktanssi
ω	Kulmataajuus

1 JOHDANTO

Energiamurroksen myötä hajautetun tuotannon määrä suomalaisessa energiajärjestelmässä kasvaa tulevaisuudessa merkittävästi. Kunnianhimoiset hiilineutraaliustavoitteet asettavat suuria muutospaineita energiajärjestelmälle. Ilmastonmuutoksen torjunnan vaatima laaja-alainen päästöjen vähentäminen kaikilla sektoreilla tulee vaikuttamaan niin yksittäisten ihmisten käyttäytymiseen ja kuluttamiseen kuin suurempienkin organisaatioiden toimintaan. (Haanperä et al. 2018)

Marinin hallitus on linjannut Suomen olevan hiilineutraali vuonna 2035 sekä Suomen pyrkivän maailman ensimmäiseksi fossiilivapaaksi hyvinvointiyhteiskunnaksi. Hallitusohjelmaan on tehty energiantuotannosta kirjaus: "Sähkön ja lämmön tuotannon tulee olla Suomessa lähes päästötöntä 2030-luvun loppuun mennessä huolto- ja toimitusvarmuusnäkökulmat huomioiden." (Valtioneuvosto 2021).

Hajautetun tuotannon integrointi verkkoon tuo uudenlaisia haasteita. Tuntien, päivien ja kuukausien sisäiset vaihtelut tuulisuudessa ja säätilassa vaikuttavat tuotetun energian määrään merkittävästi. Uusiutuvilla energianlähteillä toteutettu sähkön tuotanto ei ole ominaispiirteisesti tasaista perinteisen voimalaitoksen tapaan, jolloin tuotannon jatkuva varianssi haastaa sähköverkkoa ja asettaa uusia vaatimuksia verkon hallinnalle. Lisäksi liikenteen kasvava sähköistymisaste ja lämmitysjärjestelmien sähköistyminen kasvattaa kulutusta, mutta samalla tuo uusia joustomahdollisuuksia sähköverkkoon.

Energiajärjestelmämme tasapainon säilyttämiseksi on entistä tärkeämpää kyetä ennustamaan tuotantoa ja kulutusta sekä tarvittaessa säätää sähköverkkoa entistä aktiivisemmin. Tuulipuistot ovat osoittautuneet kilpailukykyiseksi tuotantomuodoksi ja tuulipuistoja on rakenteilla runsaasti.

1.1 Diplomityön tavoitteet

Työn tavoitteena on löytää keinot hajautetun tuotannon hallintaan ja hyödyntämiseen suurjännitteisen jakeluverkon hallinnassa jakeluverkkoyhtiön näkökulmasta. Lisäksi työssä etsitään ratkaisuja verkon tukemiseen erilaisissa tehovirtatilanteissa ja tutkia hajautetun tuotannon asettelujen vaikutuksia verkkoon. Lisäksi tarkastellaan miten tuulipuistojen erilaiset tuotantotilanteet vaikuttavat verkon loistehotilanteeseen niin sähköverkon normaalissa kytkentätilanteessa kuin poikkeustilanteissa. Poikkeustilanteilla tarkoitetaan tilannetta, missä esimerkiksi verkon komponentti hajoaa tai on huollon takia väliaikaisesti irti verkosta.

Työssä tarkasteltavaksi alueeksi valittiin Caruna Oy:n eräs verkkoalue. Valittu alue on tuulivoiman verkkovaikutusten tarkastelun kannalta erityisen kiinnostava suurten vuodenaikakohtaisten kulutusvaihteluiden johdosta. Lisäksi kasvava maakaapelointiaste tuottaa alueellisesti haasteita loistehohallinnan näkökulmista, mihin tuulivoima voisi tarjota ratkaisuja alueellisesti. Alue tarjoaa mahdollisuuden todellisten haasteiden ratkaisuun ja auttaa arvioimaan rakenteilla olevien tuulivoimaloiden sähköverkkovaikutuksia liittämistarkastelun ulkopuolisten tilanteiden ja tunnistettujen poikkeustilanteiden tuottamien haasteiden tiimoilta.

1.2 Diplomityön raja

Työssä keskitytään tuulivoimaan ja merkittäviin tuulipuistoihin suurjännitteisessä jakeluverkossa Carunan verkkoalueilta valitulla tarkastelualueella. Keskittyminen tuulivoimaan uusiutuvista tuotantomuodoista on luontevaa: aurinkovoima ei ole kasvanut tuulivoimaan verrattuna merkittävässä määrin keski- tai suurjännitetasoilla Carunan verkkoalueilla viime vuosien aikana eivätkä ennusteet viittaa vastaavaan tehomääräiseen kasvuun kuin tuulivoimalla. Aurinkovoiman saralla kasvua on tapahtunut enemmän pienjännitepuolella, millä ei toistaiseksi ole ollut merkittäviä alueellisia vaikutuksia.

Pientuotantoon liittyvät verkonhallinnalliset haasteet ja ongelmakohdat liittyvät enemmänkin paikalliseen liitettävyyteen, kuin laajemman verkkoalueen jännitteen laatuun, loistehotilanteeseen ja verkon stabiiliuteen. Tuulivoima on viime vuosina kasvattanut osuuttaan sähkön tuotannosta ja sen johdosta huolet tuulivoiman verkostovaikutuksista ovat alkaneet kasvaa.

Tuulivoimateknologian kehittyessä tuotantolaitosten koot ovat alkaneet kasvaa. Alkuvuosien yksittäisten turbiinien pienistä kilowatteissa mitatuista tehoista on siirrytty yli 100 MW tehoisiin suuriin tuulipuistoihin kuluneen vuosikymmenen aikana. Tämä on johtanut osaltaan siihen, ettei tuulipuistoja enää liity juurikaan keskijänniteverkkoon vaan kaikki suuritehoiset puistot kannattaa liittää suoraan suurjännitteisiin verkkoihin.

Suurjännitteiseen jakeluverkkoon liittyminen tarkoittaa käytännössä liittymistä joko Fingridin omistamaan kantaverkkoon tai suurjännitetasolla toimivien alueverkkoyhtöiden verkkoihin. Työn osalta raja

tehdään suurjännitteisten verkkojen osalta 110 kV:n jännitetasoon, sillä se on tarkasteltavan alueen jännitetaso. Lisäksi merkittävä osa suurista tuulivoimaloista liittyy juuri 110 kV jännitetason verkkoihin.

1.3 Diplomityön toteutus

Työssä tutustutaan erilaisiin uusiutuviin energiantuotantotapoihin ja niiden teknisiin ominaisuuksiin sekä tarkastellaan toimitetun sähkön laadulle eri standardien asettamia vaatimuksia. Tuulivoiman sähköverkkovaikutuksia tarkastellaan kirjallisuuskatsauksen ja Caruna Oy:n erään verkkoalueen esimerkkitapauksen kautta.

Työssä tutkitaan tuulipuistojen sähköverkkovaikutuksia ja niiden tarjoamia mahdollisuuksia tulevaisuuden verkonhallintaan. Tutkimukset tehdään simuloimalla verkkoa erilaisissa tuotanto- ja kytkentätilanteissa PSS®E -ohjelmistolla.

1.4 Caruna Networks Oy

Caruna Networks Oy (myöhemmin Caruna) koostuu kaupunkiverkkoyhtiöstä Caruna Espoo Oy ja taajamaverkkoyhtiöstä Caruna Oy. Noin 20% markkinaosuudellaan ja 87 370 km kokonaisverkkopituudellaan Caruna on suomen suurin jakeluverkkoyhtiö. Suhteessa kokonaisverkkomäärään Carunan suurjännitteisen verkon osuus on pieni, noin 2150 kilometriä, mutta sen läpi siirretty sähköenergian määrä merkittävä. Suurjännitteistä jakeluverkkoa onkin lähes ympäri Suomen vaihtelevin johtopituuksin parista kilometristä satoihin. Yhtiön verkot sijaitsevat Espoon ja Joensuun lisäksi pääsääntöisesti Koillismaan, Etelä-, Lounais- ja Länsi-Suomen alueilla, joille kohdistuu tulevaisuudessa merkittäviä tuulivoimalahankkeita.

Carunan verkkoon liitettäessä suuria hajautetun tuotannon yksiköitä noudatetaan samoja liittymisperiaatteita kuin kantaverkkoon liitettäessä. Viimevuosina Carunan verkkoon liitetyn hajautetun tuotannon määrä on kasvanut merkittävästi ja liityntäkyselyiden perusteella kasvu ei ole pysähtymässä. Toistaiseksi rajoittavana tekijänä Carunan näkökulmasta ovat Fingridin ja muiden alueverkkoyhtiöiden verkot niin Lounais- kuin Pohjois-Suomessakin. Pääsääntöisesti suuria muutoksia ei ole verkkoon tai tuotantokapasiteetteihin nykyisten hankkeiden lisäksi tulossa ennen kuin Fingridin kehityshankkeet valmistuvat.

2 SÄHKÖNJAKELU JA LAATUVAATIMUKSET

Tässä luvussa esitetään sähköjakelujärjestelmän toimintaperiaate sekä pätö- ja loisteho käsitteinä. Lisäksi käsitellään vaatimukset sähkön laadulle jännitteen ja verkkotaajuuden osalta pien-, keski- ja suurjänniteverkoissa tarkemmin omissa alaluvuissaan.

2.1 Sähköjakeluverkon toimintaperiaate

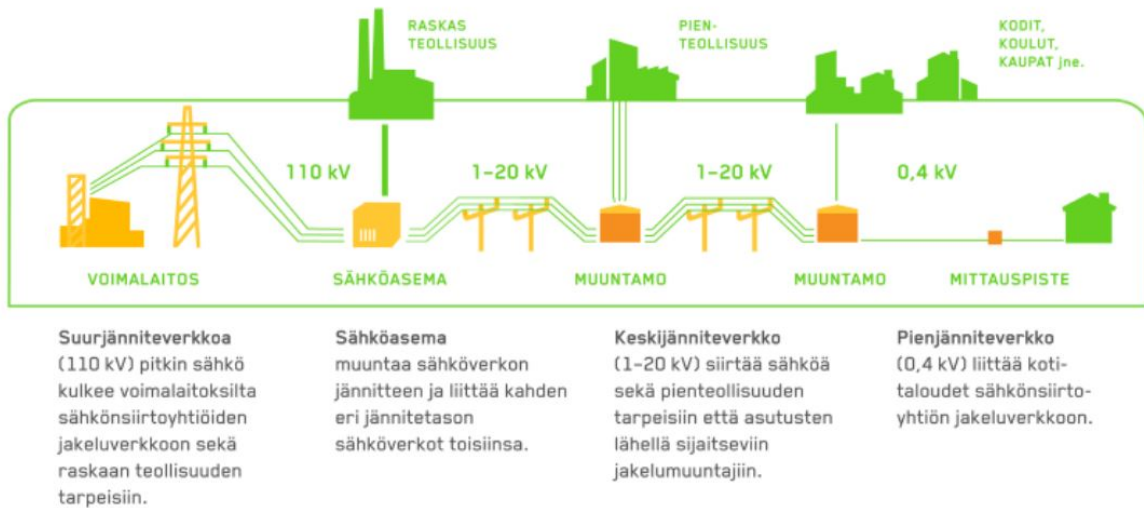
Sähköjakeluverkon järjestelmäteknisenä tarkoituksena on siirtää jakeluverkkoon liitettyjen voimalaitosten tuottama tai valtakunnallisesta kantaverkosta siirretty sähkö loppukäyttäjälle. Sähköjakeluverkko voidaan jakaa karkeasti kahteen osaan. Alueverkoilla tarkoitetaan muiden kuin kantaverkkoyhtiö Fingrid Oy:n omistamia tyypillisesti 110 kV suurjännitejohtoja ja jakeluverkolla matalampien jännitetasojen verkkoja. Jakeluverkkojen tyypillisiä jännitetasoja ovat keskijännitetason 20 kV ja pienjännitetason 0,4 kV. (Partanen ja Lakervi 2008a).

Suomessa sähköjakeluverkkotoiminta on tarkkaan säädeltyä ja luvanvaraista. Erilaiset lait, asetukset ja standardit määrittävät hyvin tarkkaan millaisena sähkö tulee asiakkaalle toimittaa turvallisuuden varmistamiseksi. Sähköjakeluliiketoiminnan taloudellisten vaatimusten ja sähkömarkkinalain toteutumista valvoo Energiavirasto ja sähköturvallisuutta Turvallisuus- ja kemikaalivirasto Tukes. (Tukes 2015).

Vaatimusten tarkoituksena on saada avoimilta sähkömarkkinoilta energia asiakkaiden käyttöön turvallisesti ja kohtuullisin kustannuksin. Sähkömarkkinalain ensimmäisen pykälän mukaan sen tarkoituksena on "varmistaa edellytykset tehokkaasti, varmasti ja ympäristön kannalta kestävästi toimiville kansallisille ja alueellisille sähkömarkkinoille sekä Euroopan unionin sähkön sisämarkkinoille siten, että hyvä sähkön toimitusvarmuus, kilpailukykyinen sähkön hinta ja kohtuulliset palveluperiaatteet voidaan turvata loppukäyttäjille." Luotettavuuden ja toimitusvarmuuden varmistamiseksi on viime vuosina tehty paljon ja sähköverkkoa on rakennettu myrskyvarmaksi maakaapeloimalla runsaissa määrin. (Finlex 2013)

Lain vaatimukset tehokkaasta sähkömarkkinasta ja hyvästä toimitusvarmuudesta asettavat vaateita verkon tehokkaalle käytölle. Vikojen aiheuttamat jakelukeskeytykset pyritään pitämään mahdollisimman lyhyinä asiakkaille niiden aiheuttaman haittakustannuksen ja pitkistä katkoista maksettavien vakiokorvausten myötä. Caruna Oy:llä valvoo verkkoa ympärivuorokautisesti. Valvonta vastaa ilmenevien vikojen nopeasta korjauksesta ja verkon käytönaikaisesta optimoinnista. (Caruna Oy 2021, Finlex 2013).

Perinteisesti sähkönjakeluverkoilla on siirretty sähköä suurilta keskitetyiltä voimalaitoksilta loppukäyttäjille, mutta tilanne on muuttumassa energiamurroksen myötä. Kuvassa 2.1 esitetään sähkönjakelujärjestelmän osia yksinkertaistetulla tasolla (Caruna Oy 2022).



Kuva 2.1. Sähkönjakelujärjestelmän rakenne (Caruna Oy 2022).

Kuvassa 2.1 nähdään mille jännitetasoille erilaiset sähkön käyttäjät liittyvät ja kuinka muuntamot ja sähköasemat muuttavat jännitettä sen siirtyessä lähemmäs loppukäyttäjää. Tämä rakenne kuvaa yksinkertaistettuna perinteistä suomalaista sähköverkkojärjestelmää, missä suurella voimalaitoksella tuotettu energia siirretään loppukäyttäjälle. Nykyisin suuret tuulipuistot liittyvät pääsääntöisesti 110 kV jännitetasolle kuvan voimalaitoksen mukaisesti.

2.2 Näennäis- ja pätöteho

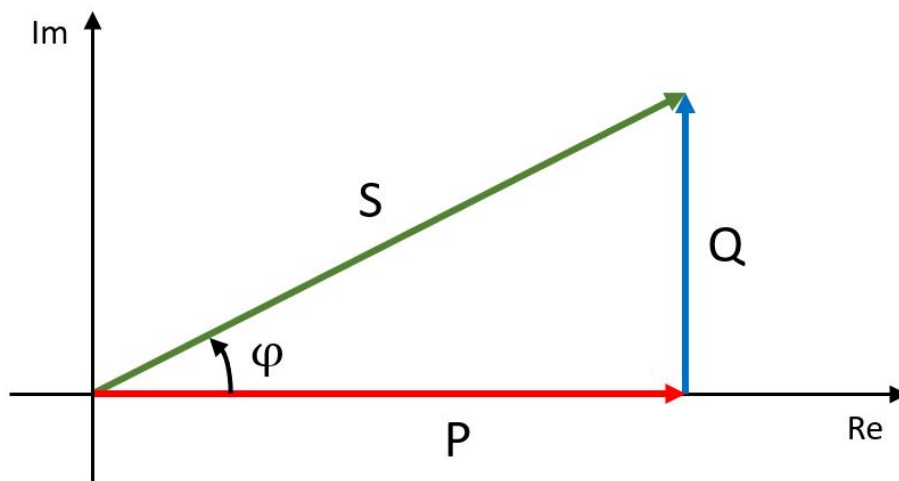
Sähköverkossa siirrettyä sähköenergiaa voidaan kuvata sähkötehoon aikayksikköä kohden. Verkossa siirretään siis jokaisella sekunnilla jokin määrä tehoa, jonka vastaavuus kulutukseen vaikuttaa verkon taajuuteen. Verkossa siirretty tehoa voidaan kuvata näennäis-, pätö- ja loistehon kautta. Näitä suureita kuvataan yleensä vektoreiden avulla. Tässä luvussa tarkastellaan näennäis- ja pätötehoa. Loistehoa tarkastellaan tarkemmin omassa luvussaan.

Näennäisteholla tarkoitetaan vaihtovirtasähkijärjestelmässä virtaavaa kokonaistehoa ja sitä kautta virtaa, mitä käytetään verkkojen mitoituksessa. Näennäisteho koostuu pätö- ja loistehosta yhtälön 2.1 mukaisesti (ABB 2000).

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (2.1)$$

missä S = näennäisteho,
 P = pätöteho ja
 Q = loisteho

Kuvassa 2.2 esitetään yhtälö 2.1 visuaalisesti kuvaamalla näennäisteho pätö- ja loistehovektorien ja tehokertoimen avulla.



Kuva 2.2. Näennäisteho pätötehon ja loistehon vektorisummana

Tilanteessa, missä verkossa ei ole lainkaan vaihe-eroa loisteho saa arvon nolla ja näennäisteho vastaa suuruudeltaan pätötehoa. Todellisuudessa käytännössä kaikissa sähköverkoissa on vaihe-eroa, jolloin näennäisteho saadaan pätö- ja loisteho summaamalla (ABB 2000).

Pätöteholla kuvataan näennäistehon niin sanotusti työtä tekevää osaa, mitä käytetään esimerkiksi kiukaan vastuksen lämmittämiseen tai vesipumpun moottorin pyörittämiseen. Vastuksen tyypiset kuormitukset kuluttavat pelkästään pätötehoa, mutta osa sähkötoimisista laitteista, esimerkiksi sähkömoottorit, tarvitsevat toimintaansa myös loistehoa.

Pätöteho voidaan laskea yhtälöllä 2.2 (ABB 2000).

$$P = UI\cos\phi, \quad (2.2)$$

missä U = jännite,
 I = virta ja
 ϕ = tehokerroin.

Pätötehon yhtälöstä voidaan havaita, että jännitteen pysyessä verkossa suhteellisen vakiona, tehon kasvaessa siirretty virta kasvaa. Siirretyn tehon kasvaessa suurempi verkon virta johtaa suurempiin häviöihin verkossa (ABB 2000).

Taajuus on suoraan riippuvainen verkossa olevasta pätötehotasapainosta. Kulutuksen ollessa tuotantoa suurempaa, toisin sanoen pätötehotasapainon laskiessa, taajuus laskee ja pätötehon tuotannon ylittäessä kulutuksen taajuus nousee. Tämä johtuu siitä, että taajuus- ja pätötehomuutokset ovat sidonnaisia toisiinsa. Pätöteholla voidaan siis säätää verkon taajuutta (Elovaara ja Laiho 2007).

2.3 Loisteho

Loistehoa kutsutaan usein sähkön työtä tekemättömäksi komponentiksi, sillä se värähtelee verkossa edestakaisin. Verkossa siirretty loisteho kasvattaa verkossa siirrettyä näennäistehoa ja sitä kautta siirrettyä virtaa. Mikäli loistehoa ei tarvita jännitteen ylläpitoon tai verkossa olevien laitteiden käyttöön, se on kannattavaa kompensoida niissä osissa verkkoa, missä sitä syntyy (Elovaara ja Laiho 2007).

Loistehotasapainolla voidaan vaikuttaa verkon jännitteen muutoksiin merkittävästi enemmän kuin pätötehotaseen muutoksilla. Loisteholla onkin tärkeä rooli jännitesäädössä ja jännitteen ylläpidossa. Verkossa oleva loisteho voidaan laskea yhtälön 2.3 mukaisesti (ABB 2000, Elovaara ja Laiho 2007).

$$Q = UI\sin\phi, \quad (2.3)$$

Yhtälöstä 2.3 nähdään verkossa siirretyn virran ja tehokertoimen vaikutus verkossa siirtyvään loistehoon. Verkossa oleva loisteho voidaan jakaa kahteen osaan: induktiiviseen loistehoon ja kapasitiiviseen loistehoon. Verkon induktiiviset osat ja johdinten induktanssit kuluttavat loistehoa ja kapasitiiviset osat ja johdinten (erityisesti maakaapelien) kapasitanssit tuottavat loistehoa. Loisteho voidaan jakaa induktiiviseen ja kapasitiiviseen osaan yhtälön 2.4 mukaisesti (Elovaara ja Laiho 2007).

$$Q = Q_I - Q_C, \quad (2.4)$$

missä Q_I = induktiivinen loisteho ja
 Q_C = kapasitiivinen loisteho

Yhtälöstä 2.4 havaitaan verkon loistehotaseen riippuvan tuoteutusta loistehosta suhteessa kulutettuun. Verkon johdinosien loistehotasetta tarkastellaan omassa alaluvussaan. Jos loistehoa tarvitaan esimerkiksi jännitteiden säätöön enemmän kuin verkossa syntyy verkon osissa tietyllä kuormituksilla, verkkoon liittyneet voimalaitokset osallistuvat jännitteensäätöön tuottamalla tai kuluttamalla loistehoa. Voimalaitosten loistehokapasiteettivaatimuksia tarkastellaan omassa alaluvussaan tarkemmin. (Elovaara ja Laiho 2007, Partanen ja Lakervi 2008b).

2.3.1 Johtojen loistehotase

Johtojen loistehotaseella voidaan kuvata erilaisten johtojen käyttäytymistä loistehon suhteen niiden sähköisten arvojen perusteella. Yhtälöllä 2.5 kuvataan johdon loistehotaseen laskenta, kun johdon molempien päiden jännitteet ovat yhtä suuret (Partanen ja Lakervi 2008b).

$$Q_j = 2 \frac{U^2}{X} (1 - \cos\phi) - \omega C U^2, \quad (2.5)$$

missä Q_j = johdon loistehotase,
 X = reaktanssi,
 ϕ = tehokerroin,
 ω = kulmataajuus ja
 C = kapasitanssi.

Yhtälöllä 2.5 saatava tulos kertoo etumerkillään tuottaako vai kuluttaako johto loistehoa. Jos tulos on positiivinen johdon reaktansseissa kuluu enemmän loistehoa kuin mitä sen kapasitanssit tuottavat, jolloin loistehoa on otettava muualta verkosta. Jos taas tulos on negatiivinen, johto tuottaa verkkoon loistehoa. (Partanen ja Lakervi 2008b).

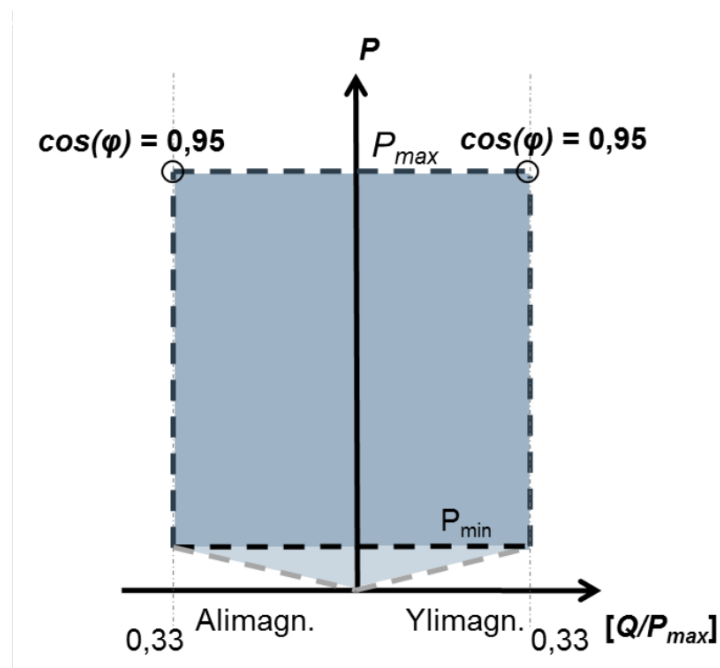
Laskennan näkökulmasta on hedelmällisempää tarkastella johdon loistehotasetta erilaisissa kuormitustilanteissa. Johdon loistehotaseen yhtälöstä voidaan johtaa johdon loistehotase kuormituksen funktiona yhtälön 2.6 mukaisesti (Partanen ja Lakervi 2008b).

$$Q_j \approx \frac{X}{U^2} P_s^2 - \omega C U^2, \quad (2.6)$$

missä P_s = siirretty pätöteho.

2.3.2 Voimalaitosten loistehokapasiteetti

Kantaverkkoyhtiö Fingridin tuottamat voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset määrittelevät kaikkien yli 0,8 kW voimalaitosten verkkoon liittymistä. Caruna käyttää verkkoalueellaan Energiaviraston vahvistamien valtakunnallisten ohjeistusten mukaisia vaatimuksia, eli käytännössä VJV:tä ja sitä tarkentavia dokumentteja ja ohjeistuksia. Tuulipuistoilta ja muilta suuntaajakytketyiltä voimalaitoksilta vaadittavat loistehokapasiteettivaatimukset on esitetty kuvassa 2.3.



Kuva 2.3. VJV 2018 mukaiset loistehokapasiteettivaatimukset suuntaajakytketyille voimalaitoksille pätötehon funktiona (Fingrid 2018).

Tarkasteltavat tuulipuistot ylittävät 10 MW nimellistehorajan, mikä asettaa niille vaatimuksia. Tuulipuistojen on kyettävä tuottamaan loistehoa 0,33-kertainen määrä voimalaitoksen mitoitustehosta. Tämä vastaa tehokerrointa 0,95. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että 100 MW tuottavan tuulipuiston on kyettävä tuottamaan tai kuluttamaan 33 MVAR loistehoa toimiessaan minimitehonsa ja nimellistehonsa välisellä alueella. Minimitehon alapuolella tuulipuiston ei tarvitse osallistua loistehotuotantoon. Pääsääntöisesti normaalitilanteen vaatimukset tuulipuistoille vapauttavat loistehokapasiteetista jännitteen säätöön puolet ja toinen puolikas on varattava loistehokapasiteettireserviin (Fingrid 2018).

Tuulipuiston tulee toimia ylimagnetoituna, eli tuottaa loistehoa $0-0,33 [Q/P_{max}]$, mikäli liittymispisteen jännite on välillä 0,90–1,00 p.u. ja toimia alimagnetoituna, eli kuluttaa loistehoa $0-0,33 [Q/P_{max}]$, kun liittymispisteen jännite on välillä 1,00–1,05 p.u. (Fingrid 2018).

2.4 Sähkönjakelun laatuvaatimukset

Sähkönjakeluala on tarkkaan säädeltyä ja valvottua. Suunnittelua, rakentamista ja verkon käyttöä ohjaavia lakeja, määräyksiä ja standardeja on lukuisia. Suomessa standardien ylläpidosta vastaa SESKO, joka osallistuu ja seuraa IEC ja CENELEC-komiteoiden toimintaa omilla seurantaryhmillään. Tärkeimmät standardit sähkönjakelun teknisestä näkökulmasta ovat pienjänniteasennuksia koskeva SFS 6000, suurjänniteasennuksia koskeva SFS 6001 ja sähkötyöturvallisuutta koskeva SFS 6002.

Sähkönjakelun laatua tarkasteltaessa tärkein standardi on kuitenkin jakeluverkon jänniteominaisuuksia määrittävä Eurooppalainen standardi EN 50160:2010 "Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks". Se on vahvistettu Suomen kansalliseksi standardiksi käyttöön SFS-EN 50160:2010 "Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet" tunnuksella. Standardiin on tehty lisäykset A1:2015, A2:2019 ja A3:2019. Tässä työssä tarkastellaan standardin viimeisintä versiota. (Suomen Standardoimisliitto SFS ry 2020).

Jakeluverkon sähkön jännitteen suuruuden ja taajuuden tulee pysyä tietyllä vaihteluvälillä, että sähkönjakelun voidaan katsoa toimivan oikein. Mikäli taajuus ja jännite kohoavat tai laskevat liiaksi on mahdollista, että jakeluverkkoyhtiön asiakkaiden laitteet eivät toimi oikein tai syntyy laiterikkoja. (Suomen Standardoimisliitto SFS ry 2020).

Verkon toimiessa määräysten vastaisesti katsotaan kyseessä olevan sähkönjakelun virhe, jolloin jakeluverkkoyhtiö on verkkopalvelusopimuksensa puitteissa mahdollisesti korvausvelvollinen. Laitteiden tulee kuitenkin kestää normaaleja jännitevaihteluita ja sähköjen katkeamisia hajoamatta. (Suomen Standardoimisliitto SFS ry 2020).

Sähkön laadun häiriöistä puhuttaessa tarkoitetaan usein sähkön käyttäjälle toimitettavan sähkön poikkeavuutta ideaalisesta sinimuotoisesta jännitteestä. Vika- ja huoltokeskeytykset ovat kuluttajalla yleisesti helpoiten havaittavat sähkönjakelun laatuvirheet aiheuttaessaan helposti havaittavan sähkökatkon. Näiden lisäksi sähkön laatuun vaikuttavat yleisesti verkossa erilaiset galvaanisesti tai sähkömagneettisesti johtuvat häiriöt. Yleisimpiä esimerkkejä galvaanisista häiriöistä ovat harmoniset yliaaltovirrat ja -jännitteet, yli- ja alijännitteet, jännitekuopat, välkyntä, transientit, jännitteen epäsymmetriat ja taajuuden muutokset. Sähkömagneettisesti johtuvia häiriöitä ovat taas erilaiset virtojen muodostamat magneettikentät, jännitteiden sähkökentät ja radiotaajuiset häiriöt. (Suomen Standardoimisliitto SFS ry 2020).

Normaalitilanteessa jaellun sähkön jännitteiden tulee pysyä standardin määräysten rajoissa. Jakelujännite tarkoittaa käyttäjälle toimitetun jännitteen tehollisarvoa liityntäpisteellä ja standardi määrittää sille tietyn suuruuden tarkasteltavana ajankohtana ja tarkasteltavalla aikavälillä. Pienjännite- ja keskijänniteverkolle on omat määrittelynsä jännitteen laadulle. Standardin EN 50160 - tärkeimmän vaatimukset sähkön ominaisuuksille esitetään taulukossa 2.1. (Suomen Standardoimisliitto SFS ry 2020).

Taulukko 2.1. Pienjänniteverkon laatuksiterikooste SFS-EN 50160 mukaan (muokattu lähteestä: Partanen ja Lakervi 2008a), missä U_n = nimellinen jännite, P_{lt} = pitkäaikainen häiritsevyyssindeksi ja U_{ush} = näytteistä laskettu 10 minuutin arvo epäsymmetrialle.

Jännitteen ominaisuus	SFS-EN 50160 standardin laatuvaatimus	Huomautus
Taajuus	99,5 % vuodesta: $50\text{Hz} \pm 1\%$ 100 % vuodesta: $50\text{Hz} + 4\% / -6\%$	Mitataan 10 s jaksoina
Jännitetason vaihtelu	95% : $U_n \pm 10\%$ 100% : $U_n + 10\% / -15\%$	Mitataan tehollisarvojen 10 min keskiarvoina viikon ajan
Nopeat jännitemuutokset	95% P_{lt} arvoista ≤ 1	
Epäsymmetria	95% $U_{ush} \leq 2\%$	Mitataan 10 min jaksoina viikon ajan
Harmoniset yliaallot	Esitetty taulukossa 2.2	Mitataan 10 min jaksoina viikon ajan

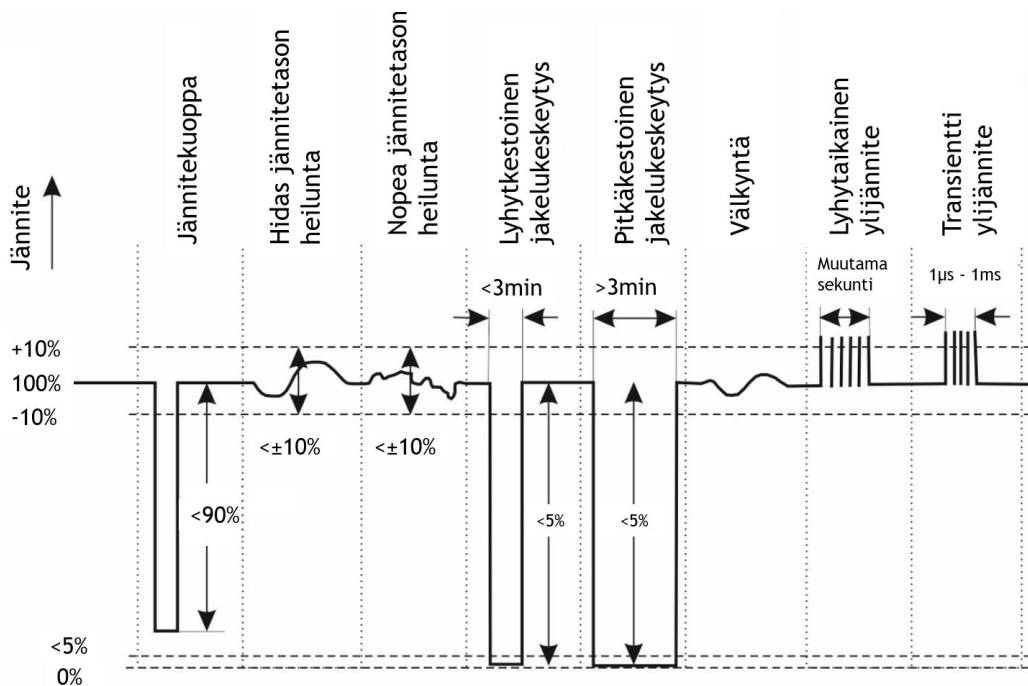
2.4.1 Taajuus

Suomen sähköverkossa siirrettävän jakelujännitteen nimellistaajuus on 50 Hz. Tämä tarkoittaa sitä, että sähköön kulkusuunta vaihtuu sekunnissa 100 kertaa. Yleisesti jakeluverkon taajuus määräytyy kantaverkon taajuuden perusteella. Suomessa Fingrid ylläpitää taajuutta tehoreservin avulla. Esimerkiksi vikatilanteessa taajuudessa voi tapahtua suurempia muutoksia, jos yksittäinen voimalaitos tai osa verkosta jää virheellisesti saarekkeeseen. (Partanen ja Lakervi 2008a, Energiavirasto 2014).

Taulukon 2.1 mukaisesti verkon kymmenen sekunnin jakson keskiarvoisen taajuuden tulee olla $50 \text{ Hz} \pm 1 \% 99,5 \% \text{ vuodesta}$ ja $50 \text{ Hz} - 6 \% / + 4 \% 100 \% \text{ ajasta}$. Laskennallisesti tämä tarkoittaa sitä, että taajuuden 10 s keskiarvon tulee olla välillä 49,5 - 50,5 Hz likimain 363 päivää vuodesta. Lisäksi taajuuden 10 s keskiarvon tulee pysyä välillä 47 - 52 Hz kaikkina vuoden ajanhetkinä täyttääkseen standardin vaatimukset normaaliolosuhteissa. (Energiavirasto 2014).

2.4.2 Jännitteen laatu

Jännitteen tason heittelyiden vaikutuksiin vaikuttavat merkittävästi jännitteen muutoksen nopeus ja suuruus. Kuvassa 2.4 esitetään yleisimpiä sähkönjakelun laatuun vaikuttavia jännitehäiriöitä ja niiden vaikutuksia jakelujännitteeseen.



Kuva 2.4. Erilaisten häiriöiden jännitevaikutuksia (muokattu lähteestä: Kilte et al. 2016).

Jännitteille on asetettu standardissa erilaiset rajat riippuen siitä, onko kyseessä pienjännite- vai keskijänniteverkko. Pien- ja keskijännitteen määritelmällisenä rajana pidetään pienjännitteen osalta enintään 1 kV ja keskijänniteverkon osalta 1-36 kV nimellistä tehollisarvoa. Yleisesti Suomessa nimellisjännitteenä pienjänniteverkossa käytetään 230 V jännitettä vaihe- ja nollajohtimen välillä, mikä tarkoittaa kahden vaiheen välisen pääjännitteen olevan 400 V suuruinen. Keskijänniteverkoissa yleisesti on käytössä 20 kV jännitetaso. Sähkön laatua seurataan käyttäjän verkkoliityntäpisteellä. (Energiavirasto 2014).

Normaaliolosuhteissa standardi asettaa viikon mittausjakson tehollisarvojen 10 min keskiarvoille taulukon 2.1 mukaiset rajat. Mitatuista tehollisarvoista 95 % tulee olla $U_n \pm 10\%$ ja 100 % tulee olla $U_n + 10\%$ / -15 %. Laskennallisesti tämä tarkoittaa, että 95 % mitatuista 10 min keskiarvoista tulee olla välillä 207-253 V. Keskijänniteverkkojen puolella standardissa seurattava jännite ilmaistaan yleisesti sopimuksen mukaisella jakelujännitteellä U_c . Normaaliolosuhteissa 99 % jännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvoista tulee olla välillä $U_c \pm 10\%$ vuoden jokaisen viikon aikana ja 100 % jakelujännitteen välillä $U_c \pm 15\%$. (Energiavirasto 2014).

Standardin asettamat rajat ovat hyvin laveat ja sen mukaiset jännitteet voivat aiheuttaa jopa laiterikkoja, vaikka määräysten rajoissa pysyttäisikin. Suomessa sähköalalla käytetäänkin yleisesti standardia tiukempia määrittämiä hyväksytyille jakelujännitteen rajoille, nämä rajat ovat $U_n + 6\%$ / -10 %. (Partanen ja Lakervi 2008a, Energiavirasto 2014).

Nopeat muutokset jakelujännitteessä näkyvät sähkön käyttäjillä usein häiritsevänä välkyntänä. Määritelmällisesti nopeat jännitteenmuutokset tarkoittavat tehollisarvon yksittäisiä nopeita muutoksia. Standardin asettaa raja välkynnän pitkäaikaiselle häiritsevyyksille on $P_{lt} \leq 195\%$ ajasta. Kertaluontoisesti ja harvoin toistuvissa tilanteissa standardi sallii suuremmat poikkeamat välkynnälle. (Energiavirasto 2014).

Pitkät ja lyhyet keskeytykset erotetaan standardissa toisistaan kolmen minuutin aikarajan perusteella. Lyhyet katkot aiheutuvat usein verkossa tapahtuvista ohimenevistä vioista, jotka poistuvat pika- tai aikajälleenkytkennällä. Pitkillä keskeytyksillä tarkoitetaan yli kolmen minuutin mittaisia vikakeskeytyksiä. Kummallekaan keskeytykselle ei standardissa aseteta enimmäismääriä, eikä pitkille keskeytyksille kestoa. Sähkömarkkinalaki määrittelee asemakaava-alueelle rajaksi kuusi tuntia ja erikseen määritetyille alueille 36 tuntia. (Partanen ja Lakervi 2008a, Finlex 2013).

Transienttiylijännitteillä sähköverkossa tarkoitetaan pääsääntöisesti kytkennöistä johtuvia värähteleviä tai värähtelemättömiä ylijännitteitä. Yleensä transientit vaimenevat voimakkaasti ja kestävät vain muutamia millisekunteja. Salamaniskuista voi aiheutua vastaavanlaisia nousuajaltaan nopeita ja lyhytaikaisia ylijännitteitä, jotka puretaan jakelumuuntamoiden ja kaapeli- tai ilmajohtoverkon liityntäkohdan ylijännitesuojalla. (Partanen ja Lakervi 2008a).

2.4.3 Harmoniset yliaallot

Harmonisilla yliaaltojännitteillä tarkoitetaan sinimuotoista jännitettä, jonka taajuus on perusaallon taajuus kerrottuna kokonaisluvulla. Standardi EN-50160 määrittelee harmonisten yliaaltojännitteiden kymmenen minuutin keskiarvoille taulukon 2.2 mukaiset rajat.

Taulukko 2.2. SFS-EN 50160 standardin mukaiset harmonisten ylijännitteiden arvot. (Partanen ja Lakervi 2008a). THD = kokonaissäröteho

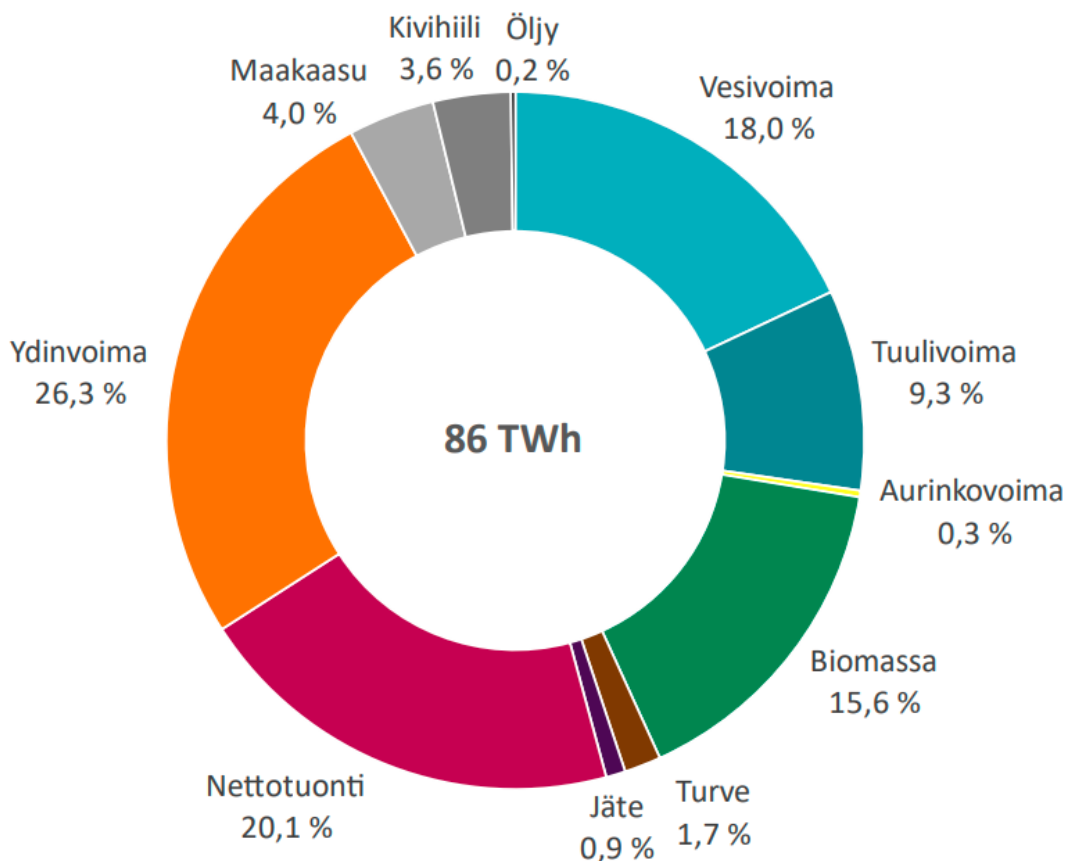
Parittomat yliaallot kolmella jaottomat		Parittomat yliaallot kolmella jaolliset		Parilliset yliaallot	
Järjestysluku [n]	Yliaaltojännite [%]	Järjestysluku [n]	Yliaaltojännite [%]	Järjestysluku [n]	Yliaaltojännite [%]
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6...24	0,5
13	3	21	0,5		
15	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				
THD 8 %					

Taulukossa esitettyjä rajojen tulee täyttyä normaaliolosuhteissa 95 % jokaisen viikon ajasta. Esitettyjen rajojen lisäksi kokonaissärökertoimen (40. järjestyslukuun saakka) tulee olla taulukossa esitetyn rajan piirissä. Harmoniset yliaallot aiheutuvat sähköverkossa pääsääntöisesti epälinearisista kuormista, kuten suuntaajakäyttöistä ja teholahteista. Harmonisten yliaaltojännitteiden vaikutus voi vahvistua verkon resonanssien, kuten muuntajien ja kondensaattoriparistojen vaikutuksesta (Partanen ja Lakervi 2008a).

3 HAJAUTETTU TUOTANTO

Hajautetulla tuotannolla tarkoitetaan yleensä pieniä alueellisesti useisiin eri sijainteihin sijoittuneita energiantuotantolaitoksia. Verrattuna suuriin keskitettyihin energiantuotantolaitoksiin hajautetun laitokset ovat tyypillisesti pieniä ja lähempänä kulutusta. Hajautetut tuotantolaitokset voidaan jakaa käytännössä kahteen alaluokkaan: sähkön- ja lämmöntuotantolaitoksiin. Tämän työn tiimoilta keskitytään suurjännitteiseen jakeluverkkoon liitettyyn hajautettuun tuotantoon, joka tuottaa energiaa verkkoon syötettäväksi.

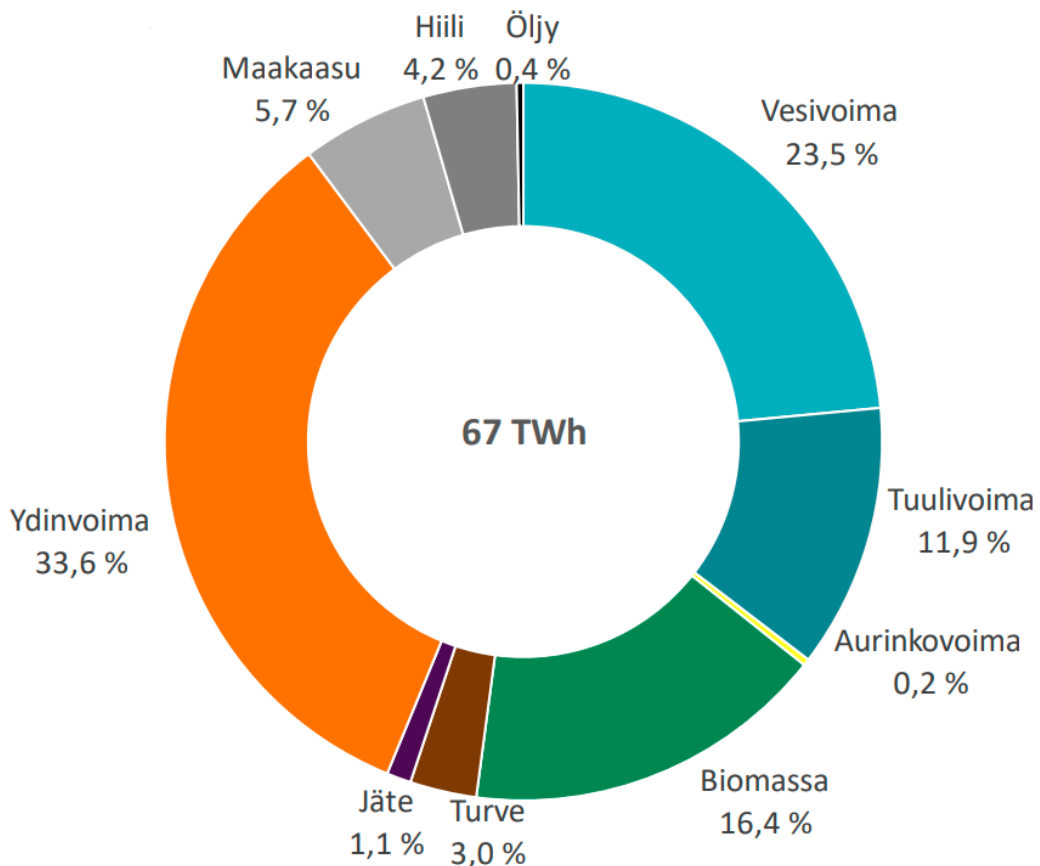
Hajautettu sähköntuotanto voidaan jakaa tuotantomuotonsa perusteella uusiutuvista ja uusiutumattomista energianlähteistä sähköä tuottaviin laitoksiin. Tuotantolaitoksilla on merkittävän erilaisia marginaalikustannuksia ja insentivejä energiantuotannolle. Erilaisten energianlähteiden osuudet kulutetusta sähköstä vuonna 2021 esitetään kuvassa 3.1.



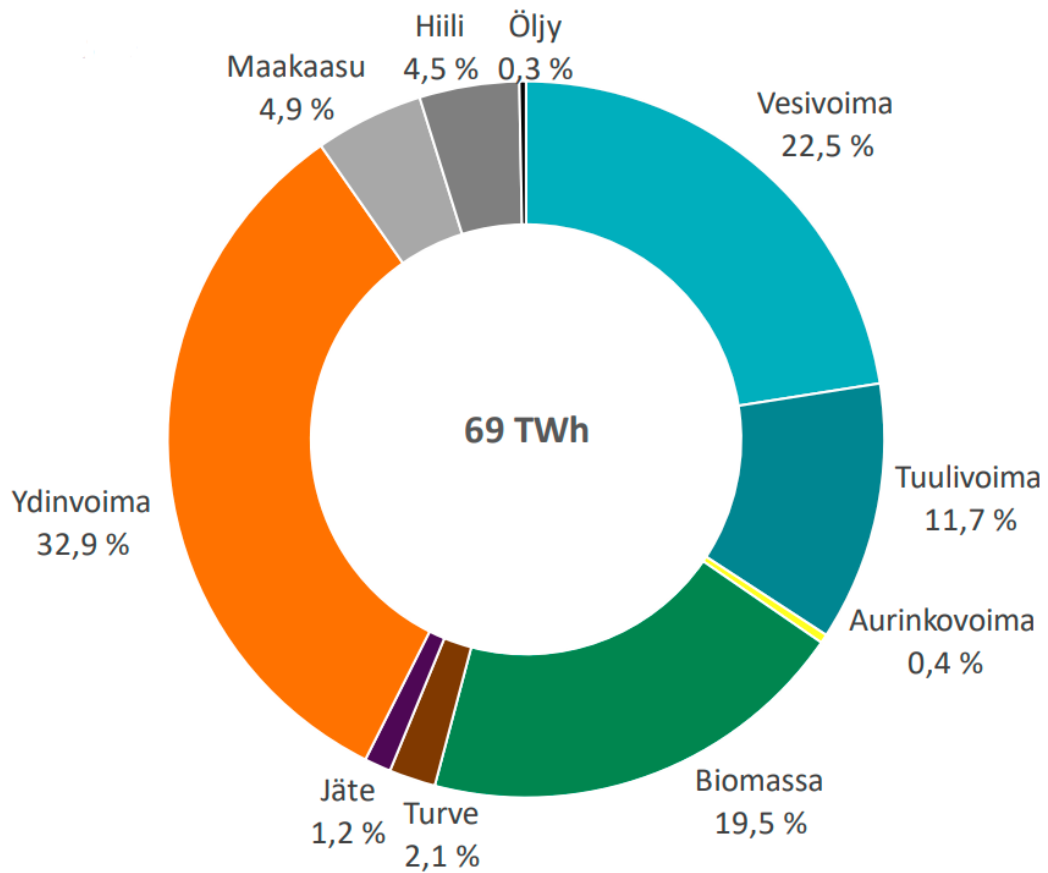
Kuva 3.1. Suomessa vuonna 2021 kulutettu sähkö tuotantolähteittäin (Energiateollisuus ry 2022).

Suomessa 2021 kulutettu sähköenergian määrä oli kuvassa 3.1 esitettyjen Energiateollisuuden kokoamien tilastojen perusteella 86 TWh. Tästä tuotannosta keskitettyä tuotantoa edustava ydinvoima kattaa noin neljänneksen ja nettotuonti noin viideosan. Muu merkittävä osuus sähköstä katetaan vesivoimalla ja biomassalla. Tuulivoima lähestyy noin 12 % markkinaosuutta. Muut tuotantomuodot ovat osuudeltaan varsin pieniä sähkön tuotantoa tarkastellessa. Tilanne on erilainen, jos tarkastellaan energiantuotantopalettia kokonaisuutena.

Pääsääntöisesti kuvaajassa esitetyistä tuotantolähteistä tuulivoima ja aurinkovoima ovat hajautettua tuotantoa. Hajautetun tuotannon määritelmä on jokseenkin laaja, mutta yleisesti sillä tarkoitetaan pieniä laajalti levittäytyneitä tuotantolaitoksia. Näin ollen osa vesivoimasta ja biomassatuotannosta voidaan lukea myös hajautetun tuotannon kategoriaan mukaan. Tarkastellaan suomalaista energiantuotantokenttää ja sen trendejä tarkemmin. Kuvassa 3.2 on esitetty Suomessa vuonna 2020 tuotettu sähköenergia tuotantolähteittäin ja kuvassa 3.3 vuoden 2021 tuotanto lähteittäin.



Kuva 3.2. Vuoden 2020 sähköntuotanto tuotantolähteittäin (Energiateollisuus ry 2022).



Kuva 3.3. Vuoden 2021 sähköntuotanto tuotantolähteittäin (Energiateollisuus ry 2022).

Vuosia 2020 ja 2021 verrattaessa havaitaan tuotannon kasvaneen noin 2 TWh:lla tai noin kolmella prosentilla aiemmasta. Merkittävimpana muutoksena voidaan pitää turpeen suhteellisen osuuden pienentymistä ja biomassan määrän osuuden kasvua. Tuulivoima on pysynyt tuotantoosuudellaan suhteessa samana asennetun kapasiteetin kasvettua suhteessa sopivasti kasvaneen sähköntarpeen mukana. Vuosia ei kuitenkaan voida verrata tuulisuusolosuhteiden osalta toisiinsa järkevästi. Aurinkovoiman tuottama sähkön osuus tuplaantui vuosien 2020 ja 2021 välillä, mutta kokonaisuus on pysynyt toistaiseksi hyvin pienenä (Energiateollisuus ry 2022).

Tutkittaessa tuotantomuotojen sähköverkkovaikutuksia erilaisten tuotantomuotojen ulkoisista olosuhteista johtuva tuotannonaikainen varianssi on tämän työn näkökulmasta relevantein haaste lähitulevaisuudessa realisoituvista verkonhallintahaasteista. Tarkasteltavia tuotantomuotoja olisivat siis aurinkoisuudesta ja tuulisuudesta riippuvaiset tuotantomuodot, eli aurinko- ja tuulivoimatuotanto.

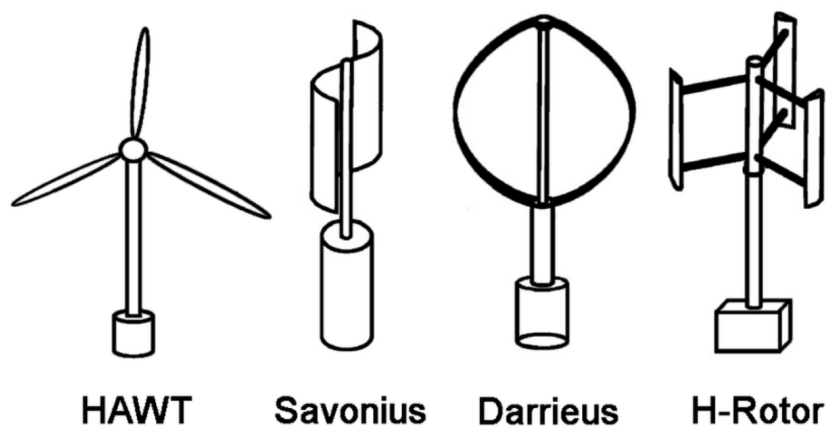
Aurinkovoiman osuus energiapaletista on kuitenkin hyvin pieni ja sen liitynnät tapahtuvat tyypillisesti suoraan kulutuksen yhteyteen. Tuulivoima taas yleisesti rakennetaan useamman voimalan tuulipuistona ja tällöin aiheuttaa suurempia verkonhallinnallisia haasteita. Lisäksi tuulivoiman tuotantoteho tässä työssä esimerkkinä tarkasteltavalla alueella ja Carunalla yleisesti tulee kasvamaan lähivuosina merkittävästi, kun taas aurinkovoiman osalta ei nähdä vielä vastaavia kasvulukuja. Tästä syystä tässä työssä keskitytään tuulivoimaan jatkotarkastelun ja esitettävien tuotantomuotojen osalta (Caruna Oy 2021).

3.1 Tuulivoima

Tuulivoima hyödyntää lämpötila- ja paine-erojen seurauksena syntyvää liikkuvan ilmassan liike-energiaa muuntaen sen tuulivoimalan roottorilla pyörinnäksi. Roottori pyörittää tuulivoimalan generaattoria, joka tuottaa sähköä joko omakäyttöön hyödynnettäväksi tai muuntajan kautta verkkoon syötettäväksi. Suurin osa nykyaikaisista tuulivoimaloista ovat kääntyväroottorillisia, kolmilapaisia ja vaaka-akselisia. Seuraavassa alaluvussa esitellään erilaisia teknisiä ratkaisuja tuulen hyödyntämiseen energiaksi. (Motiva 2021).

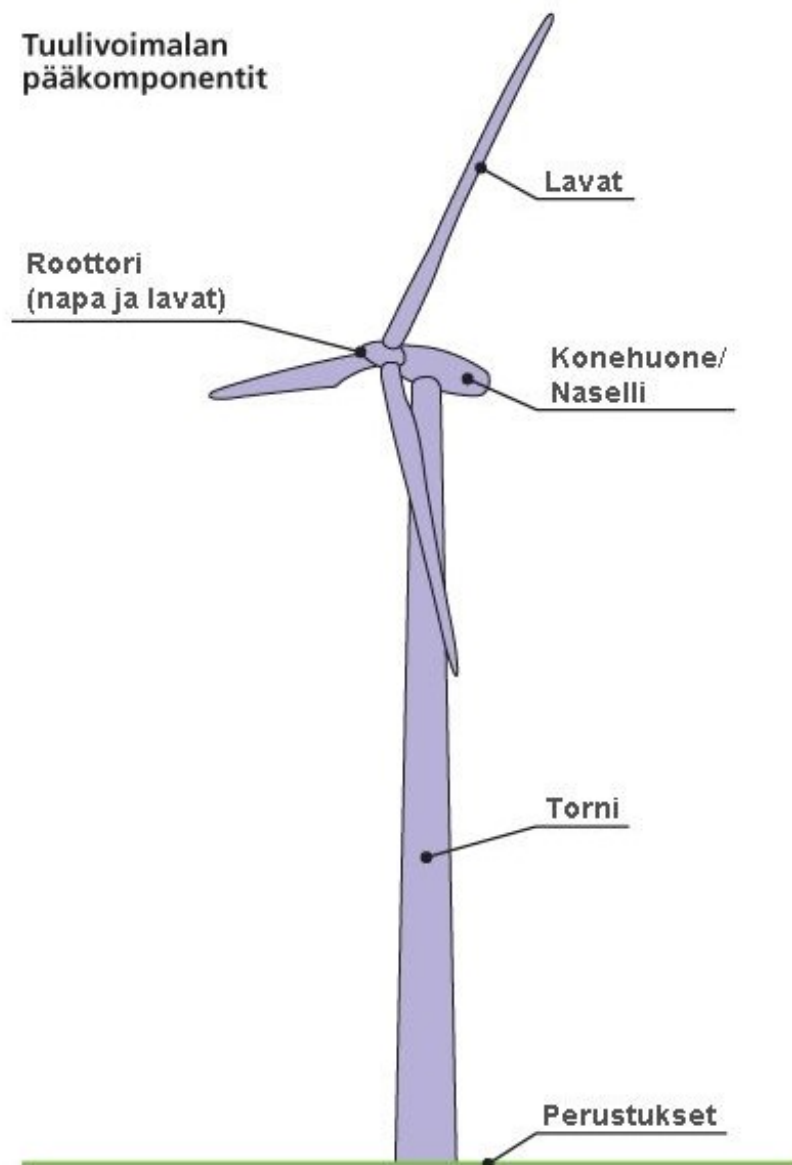
3.1.1 Erilaisia tuulivoimalaratkaisuja

Tuulivoimalat voidaan määritellä kahteen kategoriaan niiden akselin suunnan perusteella. Pystyakselisissa voimaloissa tuuliturbiinin roottorin akseli on nimen mukaisesti pystysuuntainen (VAWT - Vertical-axis wind turbine) ja vaaka-akselisissa voimaloissa (HAWT - Horizontal-axis wind turbine) akseli on vaakatasossa. Kuvassa 3.4 esitetään vaaka-akselinen ja eri tyyppisiä pysty-akselisia voimalaitoksia.



Kuva 3.4. Erilaisia tuulivoimalaratkaisuja (Kozak 2014).

Vaaka-akselinen HAWT-turbiinityyppi on yleisin tuulivoimalatyyppi ja se onkin useimmiten mielikuvana tuulivoimaloita kuvattaessa. Turbiinityyppi voidaan asentaa tolppaan tai pienemmät pylvään päähän, jolloin turbiini saadaan korkealle ja sen roottorikokoa voidaan kasvattaa suuremman tehon saavuttamiseksi. Huonona puolena, turbiinityyppi tarvitsee runsaasti tilaa ja sitä voi olla tarpeellista kääntää tuulen suunnan muuttuessa. HAWT-tyypin turbiinit ovat hyötysuhteeltaan suhteellisen hyviä ja soveltuvat laajan skaalan sähköenergian tuotantoon turbiinityypeistä parhaiten. Kuvassa 3.5 esitetään tyyppillisen HAWT-tuulivoimalan rakenneosat (Kozak 2014, Motiva 2021).



Kuva 3.5. Vaaka-akselisen tuulivoimalan rakenneosat (Motiva 2021).

Savonius-tyypin tuulivoimalassa roottori koostuu kahdesta kuperasta vastakkaisesta kappaleesta, jotka muodostavat ylhäältä katsottuna s-muodon. Turbiinityyppiä ei voida rakentaa suurikokoisena, sillä sen siipien suuri pinta-ala aiheuttaisi rakenteellisia haasteita ja eri korkeuksien eroavat tuulennopeudet voisivat olla haasteellisia. Turbiinityyppiä ei tarvitse kääntää tuulen mukana, mutta hyötysuhde on varsin huono. Sitä hyödynnetään lähinnä ilmanvaihdossa tai muissa matalatehoisissa pienimuotoisissa sovelluksissa. (Kozak 2014).

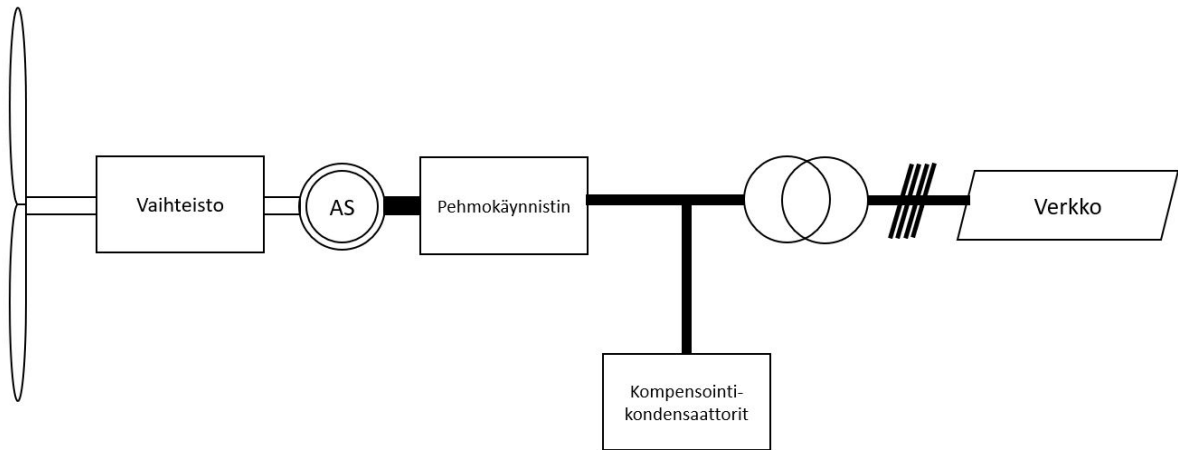
Darrieus-tuulivoimalan roottori koostuu kahdesta tai useammasta kaarevasta lavasta, jotka pyörivät voimalan keskisalon ympärillä. Rakenteellisesti turbiinityyppi on yksinkertainen ja rakennetaan maanpinnan tasolle tuentatarpeen takia. Sen ei tarvitse kääntyä tuulen suunnan muuttuessa. Turbiinityypillä voitaisi saavuttaa teoreettisesti hyvä hyötysuhde, mutta käytännössä tekniset- ja materiaalivaatimukset ovat niin kovat, ettei turbiinityyppi toistaiseksi pärjää HAWT-tuulivoimaloille. (Kozak 2014).

H-roottorillinen voimala tunnetaan myös Giromill-roottorina. Siinä on käytännössä samankaltainen toimintaperiaate kuin Darrieus voimalaitoksella, mutta lavat eivät ole kaarevia, vaan kiinnittyvät palkeilla voimalan keskisalkoon. Turbiinityypillä on samankaltaisia hyötyjä kuin muilla pysty akselilla turbiineilla, mutta myös samankaltaiset heikkoudet. H-roottorillisen tuulivoimalan hyötysuhde on varsin heikko. (Kozak 2014).

3.1.2 Tuulivoimaloiden generaattorit

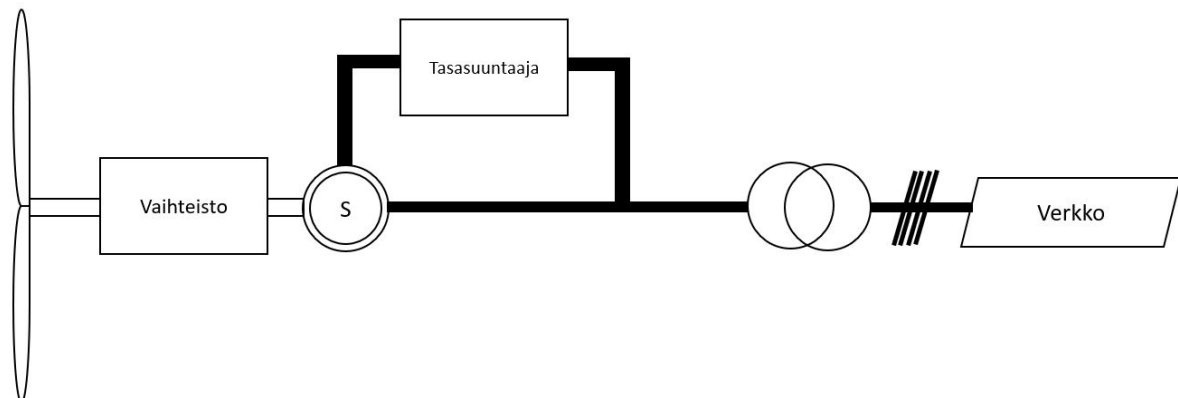
Tässä alaluvussa esitetään tyypillisiä tuulivoimaloissa käytettyjä generaattoreita. Vaaka-akselisissa tuulivoimaloissa käytetään vakionopeuksisia, muuttuvanopeuksisia tai osittain muuttuvanopeuksellisia generaattoreita. Verkkoon liitetyt vakionopeuksiset tuulivoimalat ovat harvinaisempia kuin muuttuvanopeuksiset. Käytännössä kaikki suuret verkkoon liittyneet tuulipuistot ovat nykyisellään muuttuvanopeuksisia tuulivoimaloita, jotka on varustettu taajuusmuuttajatekniikalla. (Repo ja Laaksonen 2003, ESIG 2012, Motiva 2021).

Vakionopeuksisia tuulivoimaloita on kolmea tyyppiä. Epätahtigeneraattoriin kytketty sakkaussäätöinen tuulivoimala, jonka loisteho on kompensoitu kompensointikondensaattorein ja käynnistysvirta rajoitettu pehmokäynnistimellä. Toinen vaihtoehto toteuttaa vastaava, mutta kaksinopeuksinen tuulivoimala on hyödyntää kaksoiskäämitystä tai kahta epätahtigeneraattoria. Kuvassa 3.6 on esitetty kaksi kuvattua vaihtoehtoa. (Repo ja Laaksonen 2003).



Kuva 3.6. Epätahtigeneraattorillinen tuulivoimalaratkaisu pehmökäynnistimellä ja kompensointikondensaattoreilla, missä AS = epätahtigeneraattori (muokattu lähteestä: Repo ja Laaksonen 2003).

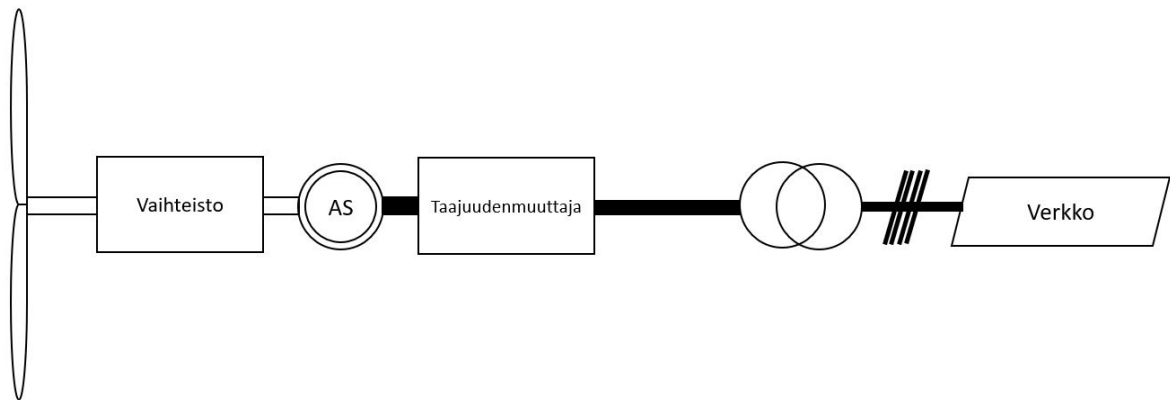
Sakkaussäätöinen epätahtigeneraattorilla (asynchronous generator - kuvassa AS) toteutettu tuulivoimala on Repon ja Laaksonen mukaan perinteinen ratkaisu toteuttaa tuulivoimala. Rakenne tämänkaltaiselle toteutukselle on suhteellisen yksinkertainen ja kustannusten osalta kilpailukykyinen. Ratkaisua kuitenkin rajoittaa sakkaussäädön haaste hyödyntää tuulta optimilla hyötysuhteella. Tämä onnistuu vain tietyllä tuulennopeudella (tai kahdella kaksoiskäämitetyllä voimalalla), mikä laskee laitosten hyötysuhdetta. Kolmas vaihtoehto toteuttaa vakionopeuksinen tuulivoimala on esitetty kuvassa 3.7. (Repo ja Laaksonen 2003).



Kuva 3.7. Tahtigeneraattorilla toteutettu tuulivoimalaratkaisu, missä S = tahtigeneraattori (muokattu lähteestä: Repo ja Laaksonen 2003).

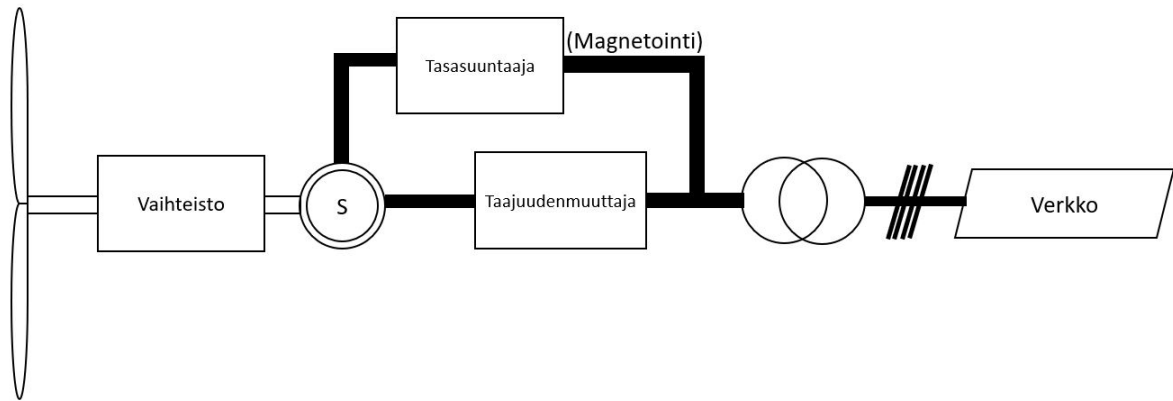
Kuvan 3.7 tuulivoimala esittää tahtigeneraattoria (synchronous generator - kuvassa S) hyödyntäen toteutettua ratkaisua. Tahtigeneraattorin magnetointi toteutetaan käyttäen ulkoista tai sisäistä tasasuuntaajaa. Ratkaisu on suhteessa kallis, vaatii useita komponentteja ja monimutkaisen suojauksen. (Repo ja Laaksonen 2003).

Kuvissa 3.8, 3.9, 3.10, 3.11, 3.12 ja 3.13 esitetään erilaisia generaattoriratkaisuja muuttuvanopeuksisille tuulivoimaloille. Muuttuvanopeuksiset tuulivoimalat ovat vakionopeuksisia parempia tuottamansa tehon tasaisuuden osalta ja hyötysuhteensa osalta. Ne myös mahdollistavat loistehosäädön ja paremman sähkön laadun saavuttamisen. Pääsääntöisesti uuden asennettavat tuulivoimalat ovatkin muuttuvanopeuksisia. (Repo ja Laaksonen 2003).



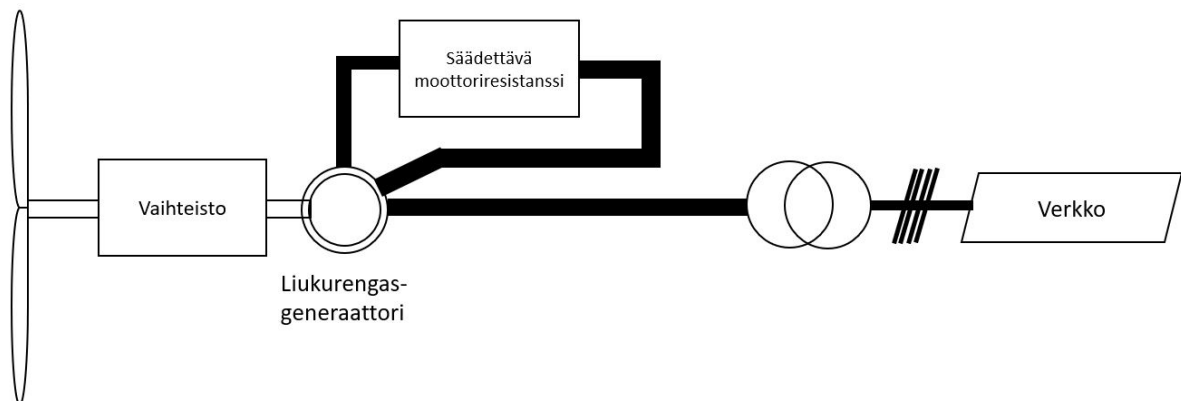
Kuva 3.8. Taajuudenmuuttajalla verkkoon kytketty epätahtigeneraattori, missä AS = epätahtigeneraattori (muokattu lähteestä: Repo ja Laaksonen 2003).

Kuvan 3.8 tuulivoimala esittää epätahtigeneraattorilla taajuusmuuttajan läpi suoraan verkkoon kytkettyä toteutusratkaisua. Kyseinen ratkaisu on suhteellisen yksinkertainen ja kykenee jännitteen- ja loistehosäätöön, mikäli se on varustettu pulssinleveysmodulaatioon kykenevällä taajuusmuuttajatekniikalla. Tuulivoimalan pyörimisnopeutta voidaan säätää sakkausmenetelmin. (Repo ja Laaksonen 2003).



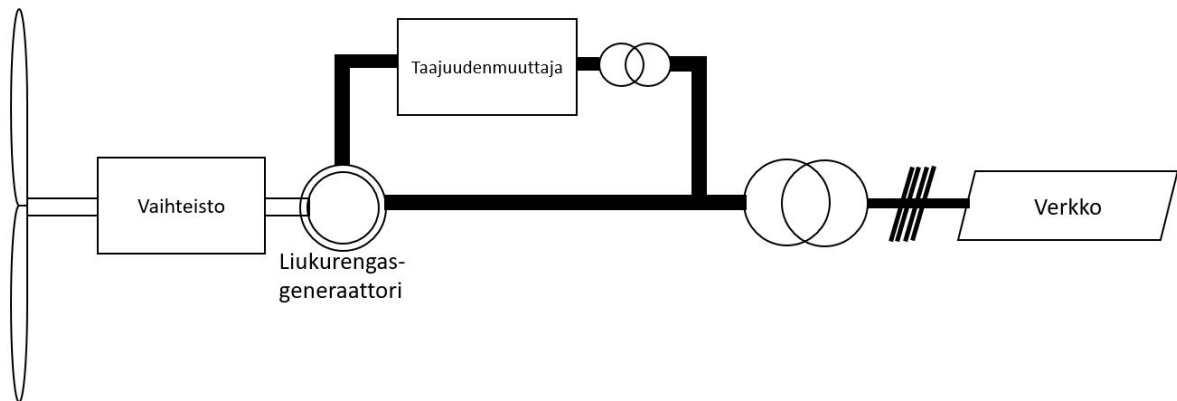
Kuva 3.9. Taajuudenmuuttajalla verkkoon kytketty tahtigeneraattori, missä S = tahtigeneraattori (muokattu lähteestä: Repo ja Laaksonen 2003).

Kuvan 3.9 tuulivoimala esittää tahtigeneraattorilla taajuusmuuttajan läpi suoraan verkkoon kytkettyä toteutusratkaisua, missä tahtigeneraattorin magnetointi on toteutettu tasasuuntaajalla. Tuulivoimala kykenee jännitteen- ja loistehosäätöön, mikäli se on varustettu pulssinleveysmodulaatioon kykenevällä taajuusmuuttajatekniikalla. Tuulivoimalan pyörimisnopeutta voidaan säätää lapakulmaa muuttamalla. (Repo ja Laaksonen 2003).



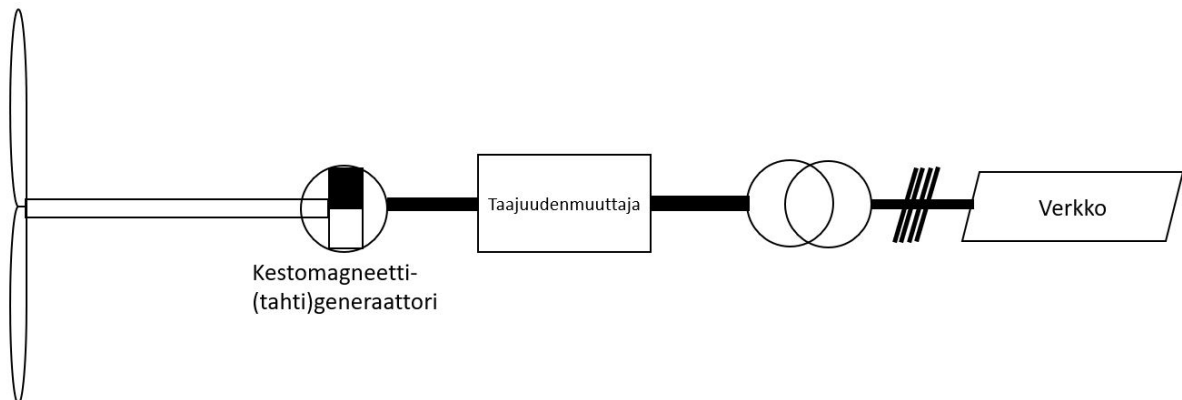
Kuva 3.10. Roottoriresistanssisäätöinen liukurengasgeneraattori (muokattu lähteestä: Repo ja Laaksonen 2003).

Kuvan 3.10 tuulivoimala esittää liukurengasgeneraattorilla toteutettua tuulivoimalaa, minkä jättämää voidaan säätää. Tällä tekniikalla toimivaa tuulivoimalaa ei voida käyttää jännitteensäädössä tai loistehosäädössä, se kuluttaa loistehoa. Tekniikalla toteutetut tuulivoimalat ovat osittain muuttuvanopeuksellisia lapakulmasäädöllä. (Repo ja Laaksonen 2003).



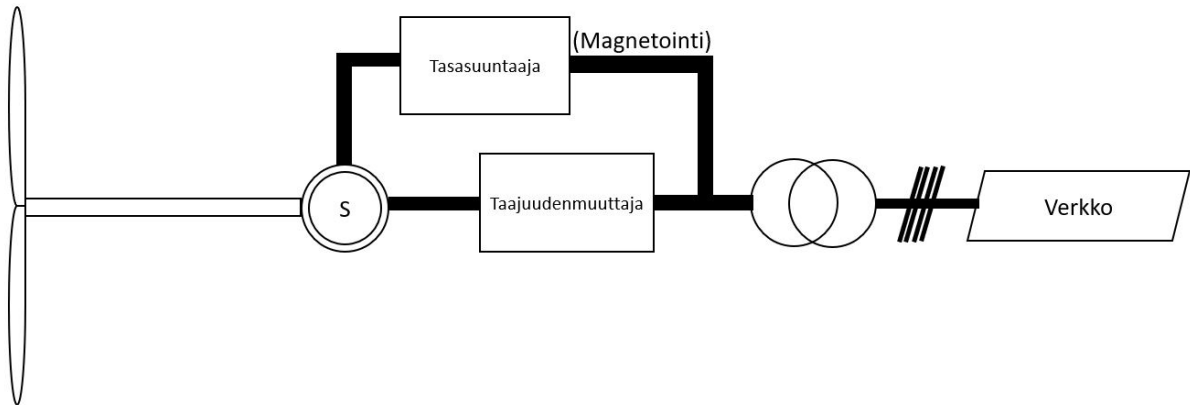
Kuva 3.11. Kaksoissyöttö-kytketty liukurengasgeneraattori (muokattu lähteestä: Repo ja Laaksonen 2003).

Kuvan 3.11 tuulivoimala esittää kaksoissyöttö-kytkennällä verkkoon liittyvää liukurengasgeneraattoria. Ratkaisussa vain osa sähkötehosta prosessoidaan taajuudenmuuttajalla. Kaksoissyöttöinen tuulivoimala kykenee jännitteen- ja loistehosäätöön, mikäli se on varustettu pulssinleveysmodulaatioon kykenevällä taajuusmuuttajatekniikalla. Tyyppi on osittain muuttuvanopeuksellinen lapakulmasäädöllä. (Repo ja Laaksonen 2003).



Kuva 3.12. Vaihteeton kestmagneetoidulla tahtigeneraattorilla toteutettu tuulivoimalaratkaisu (muokattu lähteestä: Repo ja Laaksonen 2003).

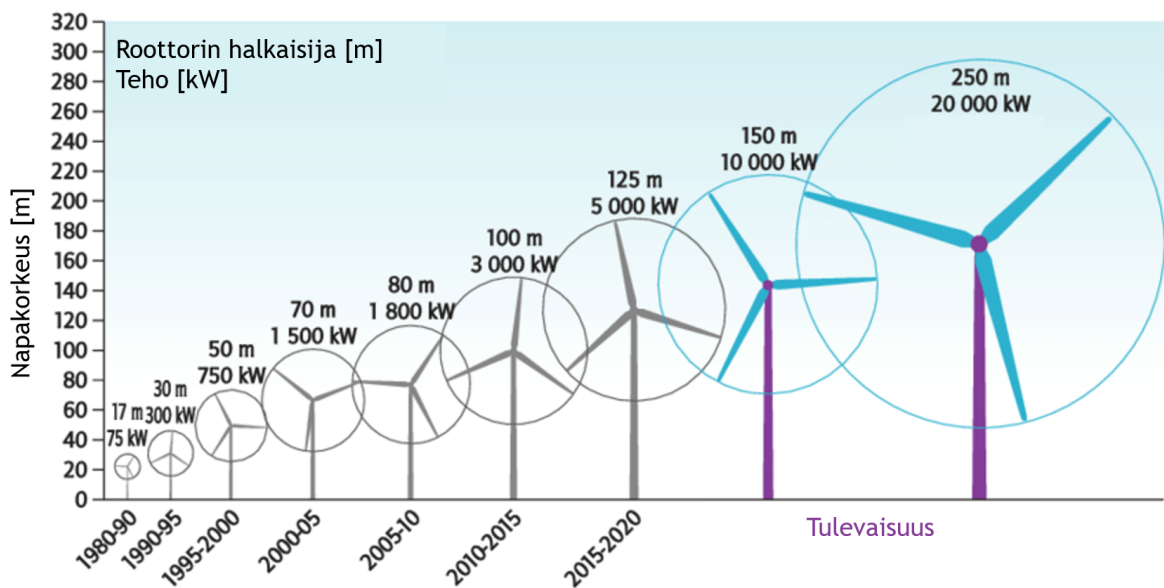
Kuvan 3.12 tuulivoimala esittää vaihteetonta ratkaisua, missä generaattorina käytetään kestmagneetointua tahtigeneraattoria. Tuulivoimala kykenee jännitteen- ja loistehosäätöön, mikäli se on varustettu pulssinleveysmodulaatioon kykenevällä taajuusmuuttajatekniikalla. Tekniikka on muuttuvanopeuksinen ja sitä voidaan säätää sakkauksella tai aktiivisella sakkauksella ja lapakulmasäädöllä. (Repo ja Laaksonen 2003).



Kuva 3.13. Vaihteeton liukurengasgeneraattorilla toteutettu tuulivoimalaratkaisu, missä S = tahtigeneraattori (muokattu lähteestä: Repo ja Laaksonen 2003).

Kuvan 3.13 tuulivoimala esittää myös vaihteetonta ratkaisua, missä generaattorina käytetään liukurengasgeneraattoria. Generaattori magnetoidaan tasasuuntaajalla. Tuulivoimala kykenee jännitteen- ja loistehosäätöön, mikäli se on varustettu pulssinleveysmodulaatioon kykenevällä taajuusmuuttajatekniikalla. Tuulivoimala on muuttuvanopeuksinen ja sitä voidaan säätää lapakulmasäädöllä. (Repo ja Laaksonen 2003).

Tuulivoiman kehitys ei ole jäänyt ainoastaan asennetun kapasiteetin kasvuun, turbiinikoon kasvu 1980-luvulta alkaen on esitetty kuvassa 3.14 (Suomen Tuulivoimayhdistys ry 2021a, Motiva 2021).



Kuva 3.14. Tuulivoimalakoon kasvu 1980-luvulta alkaen (muokattu lähteestä: De Lellis Costa de Oliveira 2016).

Kuvan 3.14 perusteella voidaan sanoa tuulivoimaloiden koon kasvaneen yli kymmenkertaiseksi kolmenkymmenen vuoden aikana. Tuulivoimaloiden koko 2010-luvulle tultaessa on kasvanut merkittävästi. Tuulivoimaloiden napakorkeus on noussut 140-175 metrin korkeuteen ja roottorin halkaisijat jopa 150 metrin mittaisiksi. Tuulivoimavalmistajat, esimerkiksi Vestas, on ilmoittanut uuden Enventus-protyyppiivoimalansa halkaisijan olevan 162 metriä ja tehon saavuttavan 9 MW -teholuokan. Merituulivoiman osalta rakenteilla on jo 16 MW tehoisia voimaloita. Kasvu ei toistaiseksi ennusteiden mukaan ole pysähtymässä, joten materiaalitekniikan kehittyessä tulevaisuudessa voidaan nähdä jopa 250 metriä halkaisijaltaan olevia 20 MW tehoisia turbiineja. (Motiva 2021, Vestas 2021, Craig 2021).

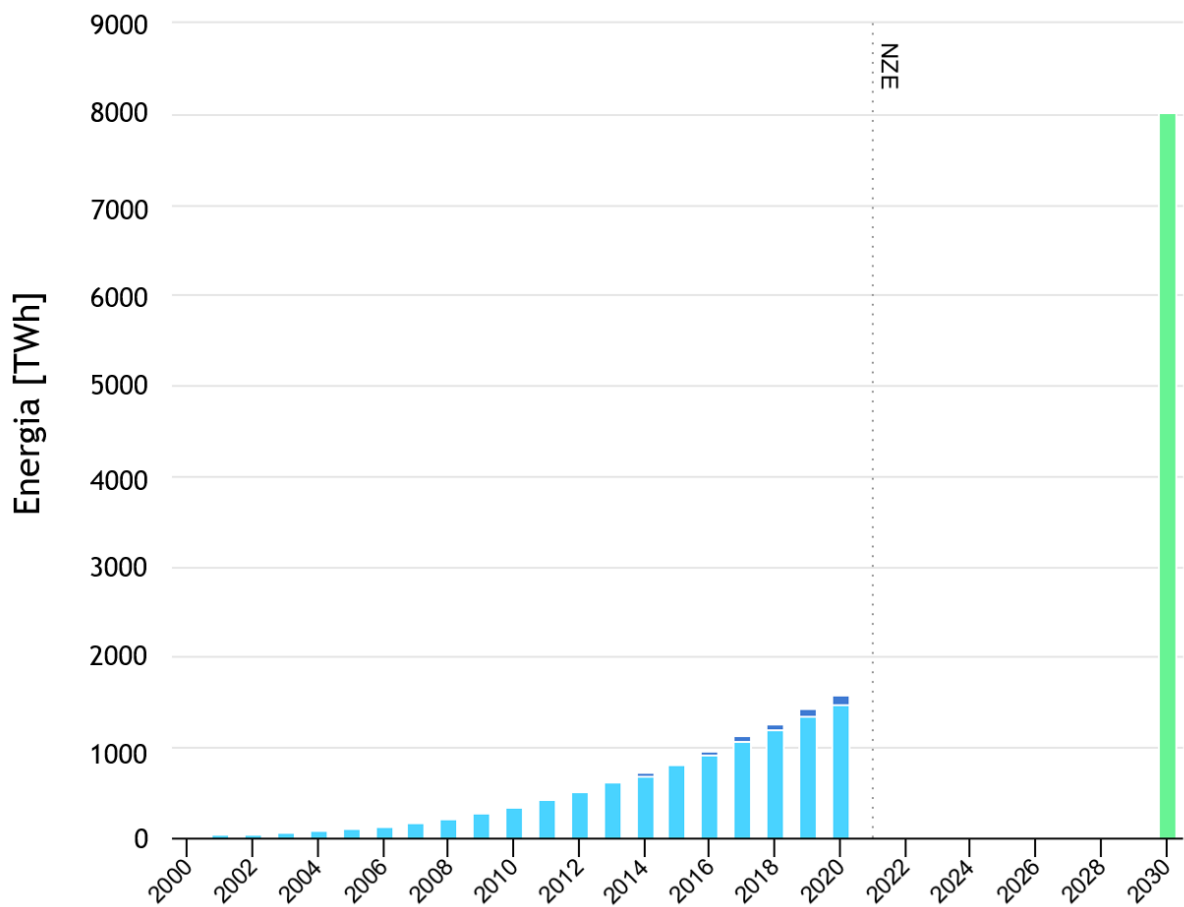
3.2 Tuulivoima ja tulevaisuudennäkymät

Tuulivoima on osoittautunut kustannustehokkaaksi tavaksi sähköistää kehittyviä alueita ja vähentää teollisuusmaiden tuottamia päästöjä. Olemattoman tuotantokustannuksensa ja kehittyneen teknologian ansiosta tuulivoimasta on tullut kannattavaa liiketoimintaa ilman tariffiratkaisuja. Lisäksi eri maiden tavoitteet leikata päästöjään kunnianhimoisesti, rakentavat tietä tuulivoiman entisestään kasvavalle määrälle.

Tässä luvussa ja sen alaluvussa tarkastellaan tuulivoiman kehittymisennusteita maailmalla, euroopassa ja Suomessa. Suomen osalta tehdään myös tarkempaa tarkastelua ja esitetään Carunan verkkoalueiden potentiaalista tuulivoimakehitystä lähitulevaisuuden osalta.

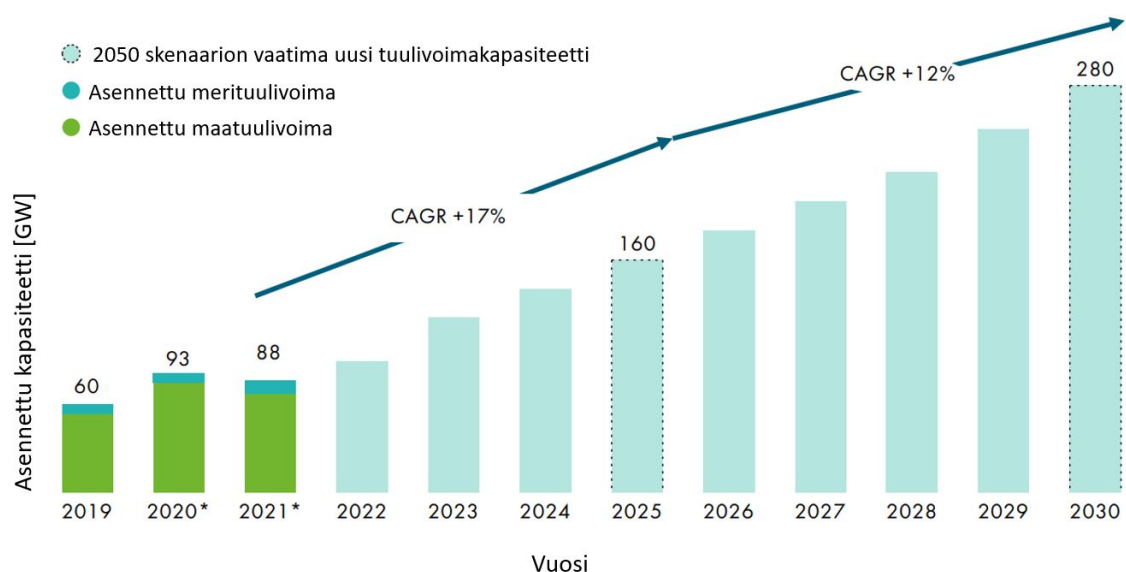
3.2.1 Tuulivoima maailmalla

Kansainvälinen energijärjestö (IEA - International Energy Agency) on luonut 2050 mennessä tavoiteltavan nollapäästötavoitteen. Tavoitteena on hillitä ilmaston lämpenemistä ja muuttaa energiantuotanto hiilineutraaliksi. Hiilineutraalin energiasiirtymän merkittävänä osana toimii tuulivoima. Tavoitetaso tuulivoimalla tuotetulle energialle vuoteen 2030 mennessä on esitetty kuvassa 3.15. (IEA 2021).



Kuva 3.15. Kumulatiivinen tuulivoimakapasiteetti ja kasvuvaatimukset lähivuosille hiilineutraaliuden saavuttamiseen. NZE = päästöttömän energiantuotannon tavoiteaika (Net Zero Emissions) (muokattu lähteestä: IEA 2021).

Kuten kuvasta 3.15 nähdään, tavoitteeseen on vielä pitkä matka, muttei mahdottomasti aikaa. Hiilineutraali energiantuotanto vaatii suuria panostuksia asennettuun kapasiteettiin. Uutta tuulivoimaa on asennettava merkittävä määrä vuosittain. Tavoite ei kuitenkaan ole mahdoton. Kasvutrendi on ollut jatkuvaa, ja siihen ei tarvita isojakaan lisäyksiä sen saavuttamiseksi. Tavoitteen vaatima asennetun kapasiteetin kasvumäärä on esitetty kuvassa 3.16 (GWEC 2021).



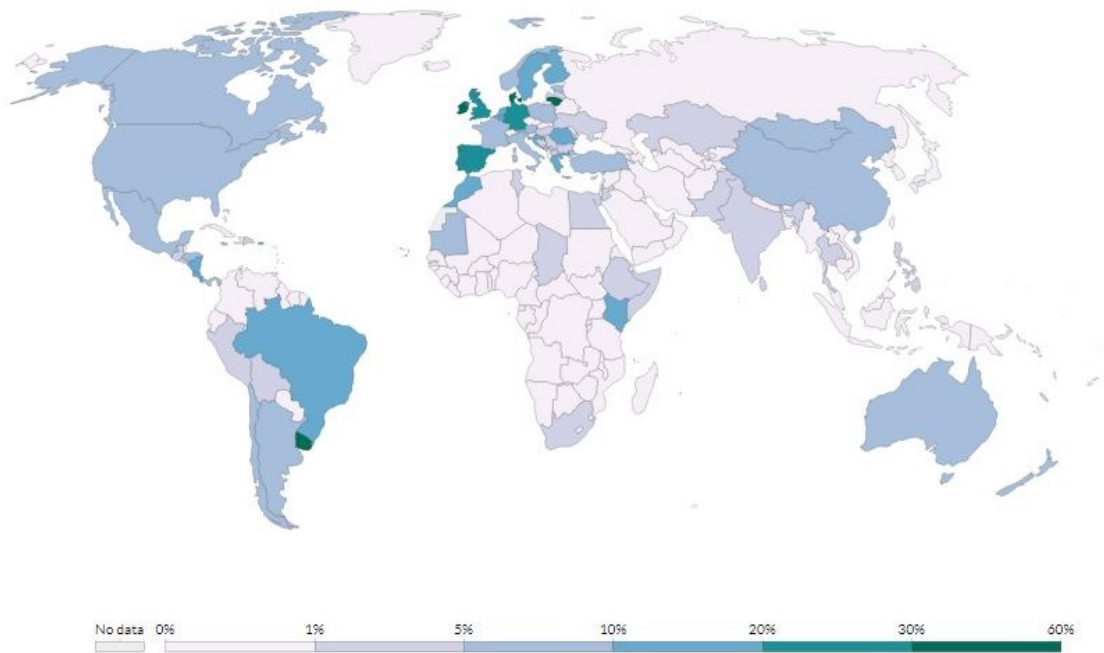
Kuva 3.16. Vuotuinen asennettu tuulivoimakapasiteetti ja kasvuvaatimukset lähivuosille hiilineuraaliuden saavuttamiseen. CAGR = yhdistetty vuotuinen kasvu (Combined Average Growth Rate) hiilineuraaliustavoitteen saavuttamiseen (muokattu lähteestä: GWEC 2021).

Tavoitteeksi asetettu 280 GW taso vaatii merkittäviä lisäyksiä lähivuosina. Kuvassa 3.16 esitetyt arvot osoittavat, että vuoteen 2025 asti vuotuisen asennetun kapasiteetin määrän tulee olla 17 % suurempi kuin edellisen vuoden ja vuosien 2025-2030 välillä vuosittain asennetun kapasiteetin tulee kasvaa 12 % vuositasolla. Asennetun kapasiteetin tulee siis yli kolminkertaistua seuraavan vuosikymmenen aikana. Kasvua vauhdittaa ennustettu tuotantokustannusten lasku. Kansainvälisen uusiutuvan energian järjestö IRENAn (International Renewable Energy Agency) ennusteen mukaan maatuulivoiman LCOE tulee laskemaan 25 % vuoden 2018 tasosta vuoteen 2030 mennessä. (GWEC 2021, IRENA 2022).

Merituulivoiman osuus on pysynyt hyvin maltillisena voimaloiden ja tuulipuistojen korkeampien kustannusten johdosta verrattuna maatuulivoimaan. Merituulivoimalle tarvitsee rakentaa uusi pitkä liityntäjohto merelle, mikä kasvattaa kustannuksia, kun taas maatuulivoima on yleensä päässyt liittymään lähellä olevaan jo rakennettuun verkkoon. IRENAn mukaan merituulivoiman kilpailukyvykkyys kasvaa suhteessa maatuulivoimaan: sen ennustettu LCOE tulee laskemaan 55 % vuoden 2018 tasosta vuoteen 2030 mennessä. Merituulivoiman osuus tuulivoimasta tulee kasvamaan, sillä kapasiteetin lisäys vaatii merkittäviä lisärakennuspanostuksia. Käytettävissä oleva maa-alue on rajallinen, jolloin myös merialueita on tarpeellista hyödyntää. (GWEC 2021, IRENA 2022).

3.2.2 Tuulivoima Euroopassa

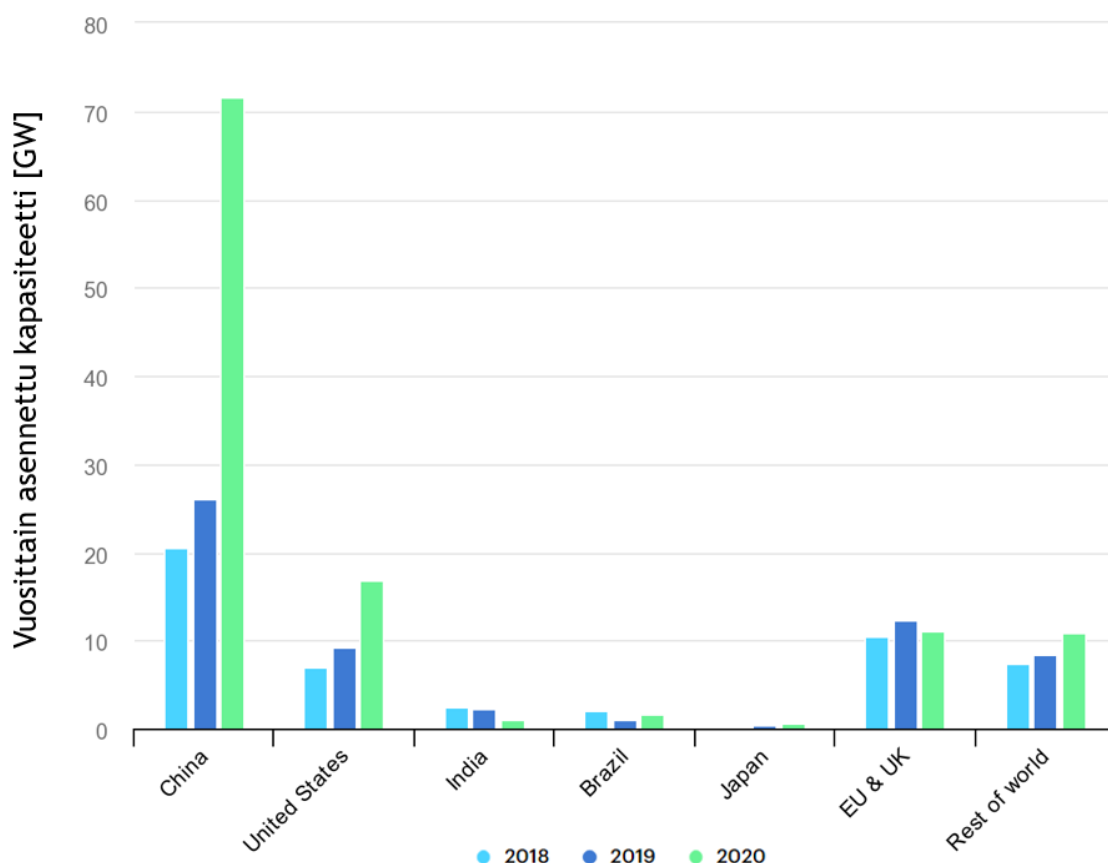
Eurooppa on yksi hiilineutraalin siirtymän edelläkävijöitä. Pariisin ilmastopimuksen asettamat kunnianhimoiset tavoitteet asettavat vaatimuksia Eurooppalaiselle energiajärjestelmälle. Euroopassa tuulivoima näyttelee maailman mittakaavassa merkittävää osaa sähkön tuotannosta. Tuulivoiman suhteellisen osuuden keskittyminen Eurooppaan on esitetty kuvassa 3.17. (OWID 2021).



Kuva 3.17. Tuulivoiman osuus sähkön tuotannosta maailmalla (OWID 2021)

Kuvan 3.17 tuulivoimaosuudet energiantuotannosta keskittyvät Keski-Eurooppaan. Erityisesti Saksa, Alankomaat ja Tanska manner-Euroopasta ovat hyvin tuulivoimapainotteisia. Lisäksi Atlantin rannikolla on keskittymiä Irlannissa, Iso-Britanniassa ja Espanja-Portugali akselilla. Suhteellinen osuus Euroopassa selittyy osittain Euroopan Unionin lainsäädännöllä ja osittain EU-alueen resurssien mahdollistamasta energiasiirtymästä.(OWID 2021).

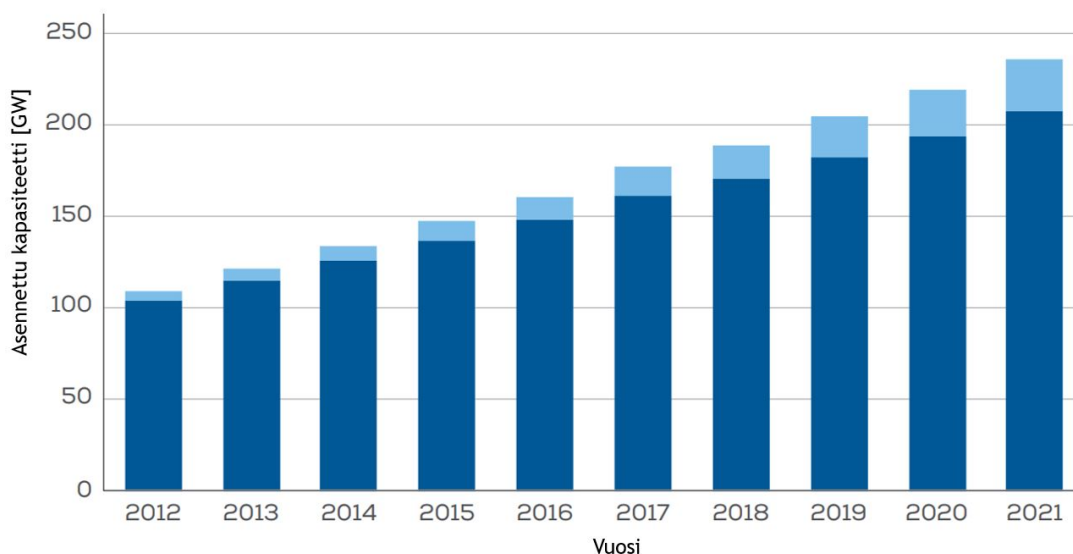
Eurooppa on kuitenkin jäänyt viime vuosina jälkeen tuulivoiman vuosittain asennetun kapasiteetin suhteen. Maailmalla on tehty merkittäviä investointeja tuulivoimaan energiantuotannon siirtyessä hiilineutraalimpaan suuntaan ympäri maailman. Asennettu tuulivoimakapasiteetti suurimpien maiden tai maanosien osalta vuosina 2018, 2019 ja 2020 esitetään kuvassa 3.18.



Kuva 3.18. Eri maihin tai maanosiin asennettu tuulivoimakapasiteetti vuosina 2018-2020 (IEA 2021).

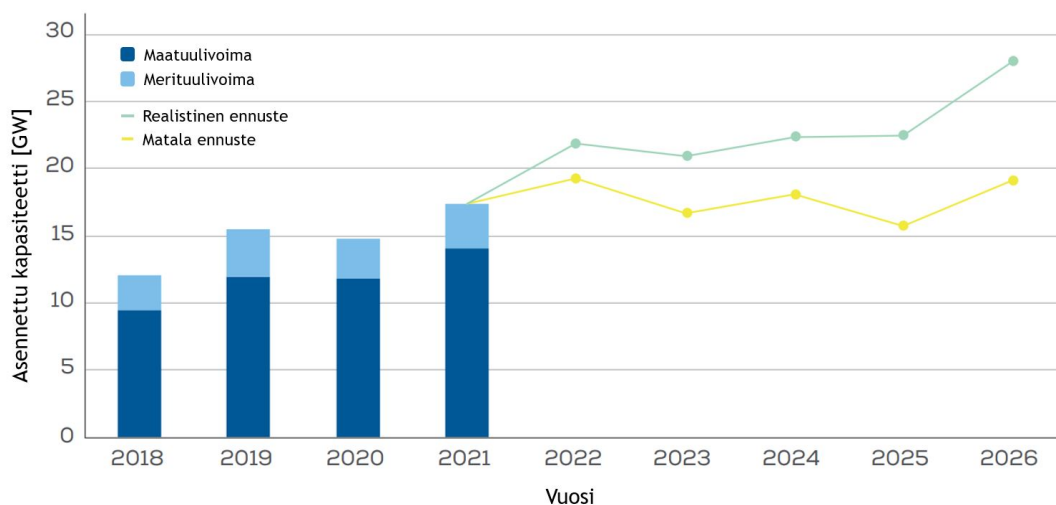
Kuvasta 3.18 nähdään erityisesti Kiinan panostaneen tuulivoimaan, erityisesti vuonna 2020. Investointien osalta myös Yhdysvallat on panostanut merkittäviä määriä uuteen tuulivoimaan. Vaikka Eurooppaan asennettu uusi kapasiteetti on maltillisissa määrissä, kumulatiivinen kapasiteetti vuosien varrelta on kerryttänyt eurooppaan suuren määrän tuulivoimakapasiteettia. (Wind Europe 2021).

Kuvassa 3.19 esitetään Euroopan Unionin alueella asennettu kumulatiivisen tuulivoimakapasiteetin kasvu vuosien 2012-2021 välillä (Wind Europe 2021).



Kuva 3.19. Euroopan Unionin alueella asennettu kumulatiivinen tuulivoimakapasiteetti (Wind Europe 2021).

Kuvassa 3.19 tumman sininen kuvastaa maatuulivoiman osuutta ja vaaleansininen merituulivoiman osuutta. Merituulivoiman osuus EU-alueen kapasiteetista on edelleen hyvin pieni, mutta sen suhteellinen osuus on kasvanut vuodesta 2012. Kapasiteetti on hieman yli kaksinkertaistunut vuosikymmenen aikana. Tulevaisuuden osalta Eurooppalainen tuulivoimajärjestö Wind Europe on tuottanut ennusteita tuulivoimakapasiteetin asennusmäärän kehityksestä. Ennuste esitetään kuvassa 3.20. (Wind Europe 2021).



Kuva 3.20. Ennuste vuosittain asennettavan tuulivoimakapasiteetin kehittymisestä Euroopan Unionin alueella (Wind Europe 2021).

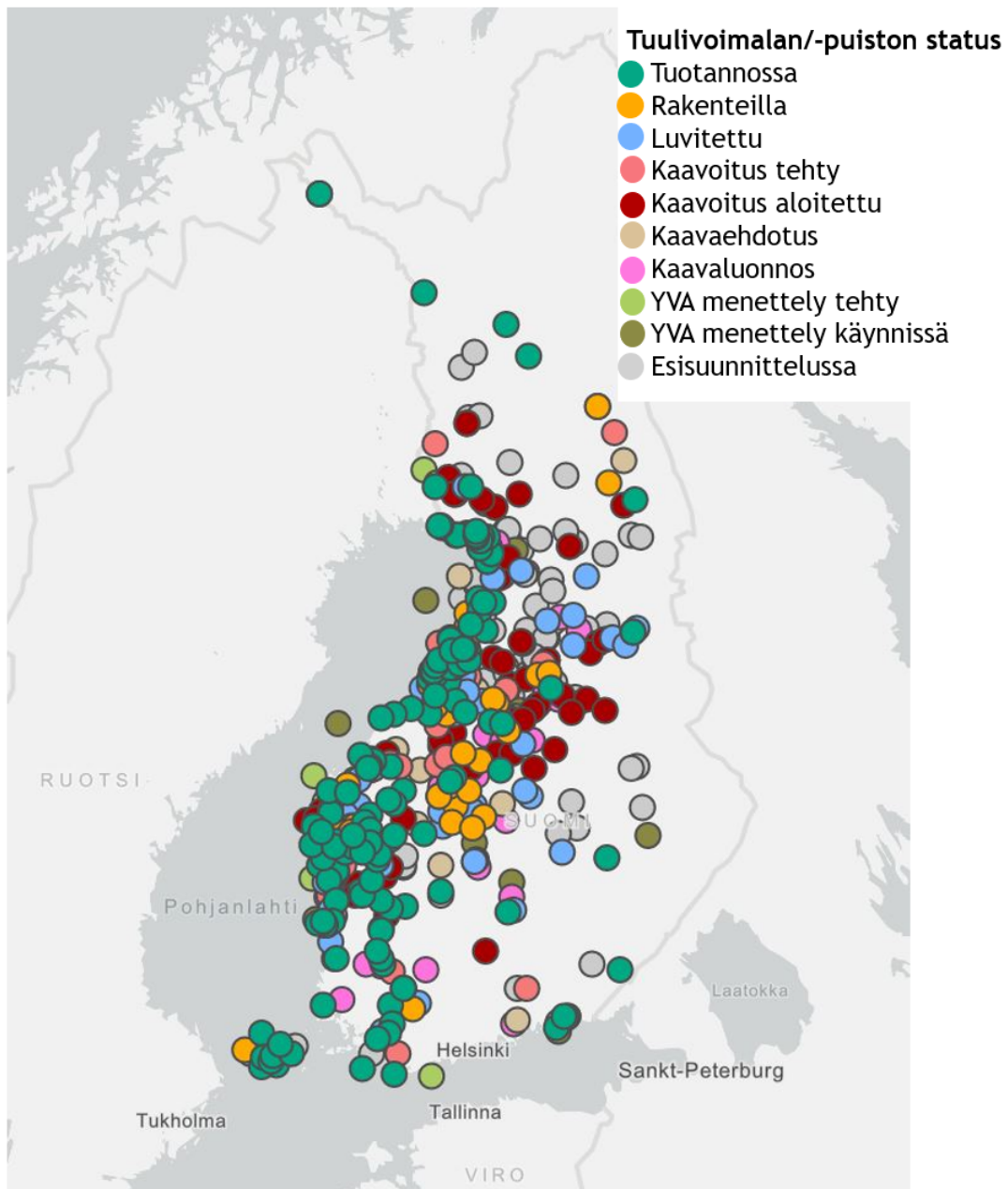
Kuvassa 3.20 esitetyt ennusteet on jaettu kahteen kategoriaan, realistiseen ennusteeseen ja matalaan ennusteeseen. Realistinen ennuste on luotu nykyisen kehityksen pohjalta ja olettaa kapasiteetin vuosiasennusmäärän kasvun jatkuvan kutakuinkin nykyisellään ja matala ennuste uuden rakentamisen pysyvän nykyisissä asennusmäärissä, mikä ei ole riittävää EU-tavoitteiden saavuttamiseen. (Wind Europe 2021).

3.2.3 Tuulivoima Suomessa

Tuulivoima on Suomessa kehittyvä ala, jonka energiatuotannon osuus on kasvanut jatkuvasti vuosien saatossa ja tuulivoiman asennusmäärät ovat lisääntyneet ja joissain paikoissa Suomessa sähköverkon kapasiteetti ei ole mahdollistanut kaikkien halukkaiden tuottajien liittymistä. Suomessa oli vuoden 2021 lopussa yhteensä 962 tuulivoimalaa, joista 141 rakennettiin vuoden 2021 aikana. Kaikkien voimaloiden yhteiskapasiteetti vuoden 2021 lopussa oli 3257 MW. Tuulivoimalat kuitenkin tuottavat harvoin tehoa täydellä teholla. Suomalainen tuulivoima tuotti vuonna 2021 8,1 TWh sähköä, mikä tarkoittaa asennetulla kapasiteetilla noin 2500 h huipunkäyttöaikaa ja noin 28,4 % keskimääräistä kapasiteettikerrointa (Motiva 2021, Fingrid 2020b)

Tyypillisessä Suomeen rakennettavassa maatuulivoimapuistossa on 6-20 tuulivoimalaa. Suurimmilla alueilla on suunnitelut kuitenkin jopa 100 yhteen kappaletta tuulipuistoon. Tuulivoimalat sijoittuvat tyypillisesti tuulisille alueille, joita ovat Suomessa yleisesti rannikkoalueet. Suomenlahden ja Kaakkois-Suomen tuulivoimarakentamista häiritsevät puolustusvoimien vaatimukset, jolloin rakentaminen on keskittynyt Pohjanlahden rannikon tuntumaan. (Motiva 2021).

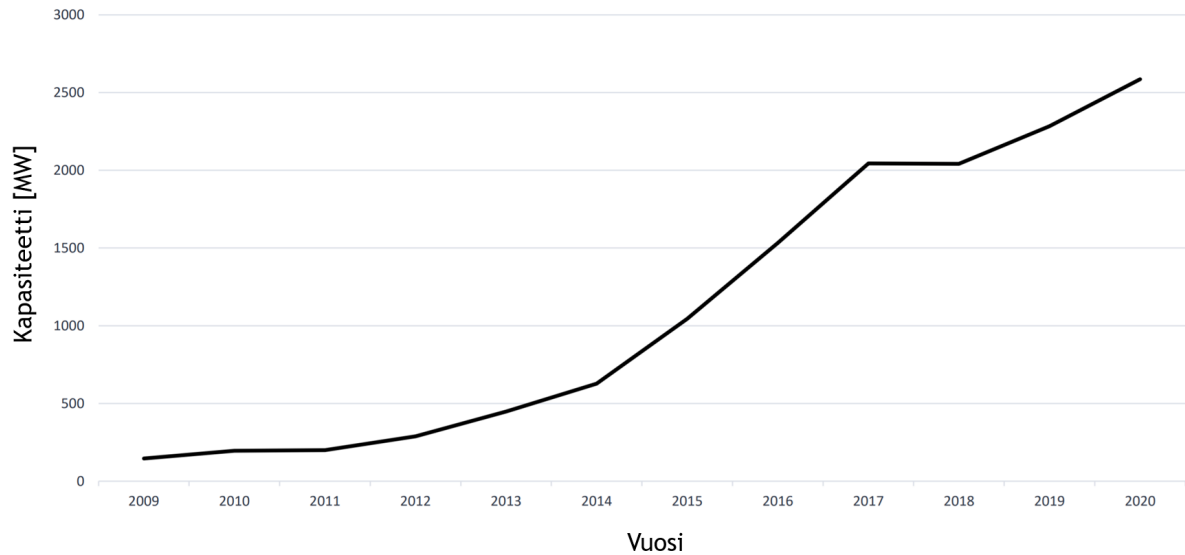
Kuvassa 3.21 esitetään Suomessa tuotannossa, rakenteilla tai suunnittelun eri vaiheissa olevia tuulivoimaloita (Suomen Tuulivoimayhdistys ry 2021b).



Kuva 3.21. Suomen tuulivoimayhdistyksen tuulivoimalaitoskartta. (Suomen Tuulivoimayhdistys ry 2021b).

Kuvassa 3.21 esitettyjen tuulivoimahankkeiden nähdään keskittyvän erityisesti Länsi-Suomeen rannikon tuulisuusolosuhteiden ja hyvien yhteyksien johdosta. Kuvan perusteella havaitaan myös toteutuksen eri vaiheissa olevan merkittävä määrä uusia tuulipuistoja.

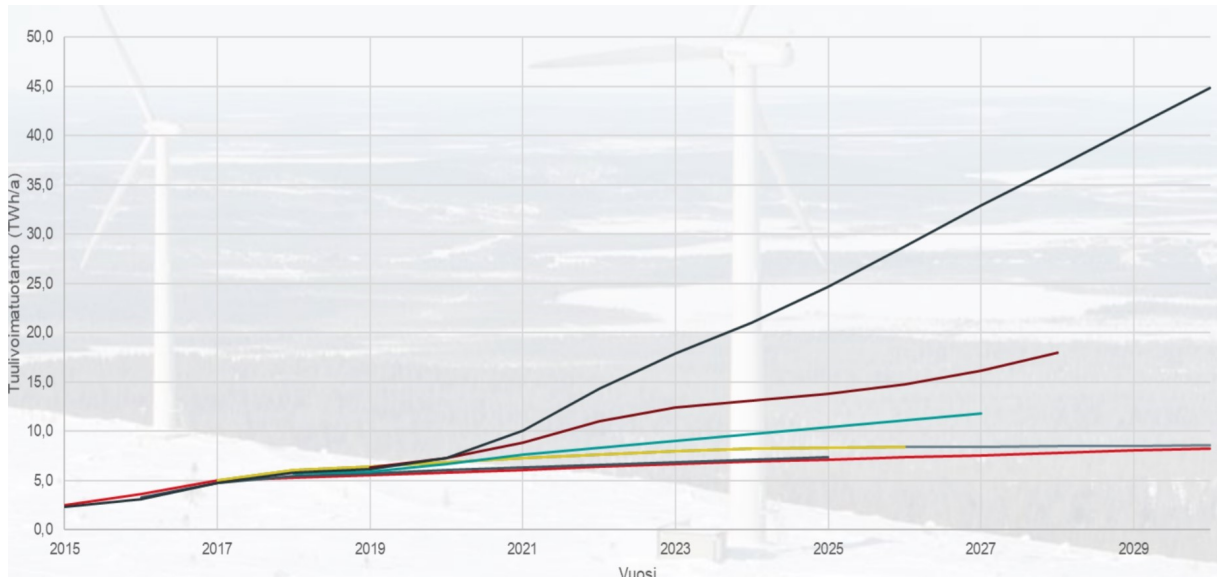
Tuulivoimaa on rakennettu ja rakennetaan Suomessa merkittäviä määriä. Asennettu kapasiteetti on vuosien saatossa kasvanut. Kuvassa 3.22 esitetään vuodesta 2009 alkaen Suomessa asennettun tuulivoiman tuotantokapasiteetti kumulatiivisesti. (Suomen Tuulivoimayhdistys ry 2021a).



Kuva 3.22. Suomessa asennettu kumulatiivinen tuulivoimakapasiteetti 2020 (MW). (Suomen Tuulivoimayhdistys ry 2021a).

Kuvasta 3.22 nähdään tuotantokapasiteetin kasvaneen merkittävästi 2020-luvulle tultaessa. Erityisen vahvaa kasvu on ollut vuosina 2014-2017 syöttötariffien innoittaman tuulivoimabuumin myötä. Tuulivoima on tekniikan kehittyessä ja sähkön hinnan noustessa saavuttanut tilanteen, missä tuotantolaitosten rakentaminen on kannattavaa ilman tariffejakin (Fingrid 2020b).

Kantaverkkoyhtiö Fingrid on pyrkinyt ennustamaan Suomen tuulivoiman kehittymistä ja sijoittumista tulevaisuudessa oman verkonrakentamisen suunnittelun tueksi. Kuvassa 3.23 on esitetty erilaisia kehityskäyriä tuulivoimatuotannolle erilaisille skenaarioille. (Fingrid 2020b).



Kuva 3.23. Fingridin ennusteet eri skenaarioille (Fingrid 2020b).

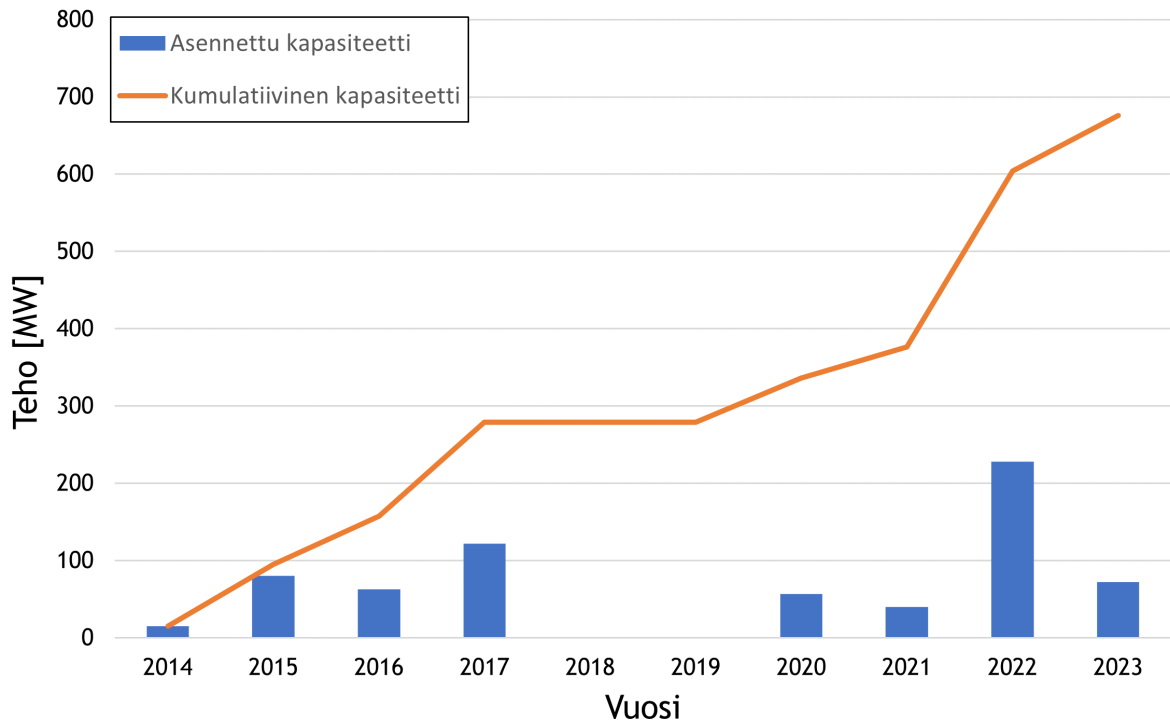
Kuvan 3.23 perusteella voidaan sanoa tuulivoiman määrän kasvavan energiapaletissa, kysymys onkin lähinnä kuinka paljon. Fingrid on saanut merkittävän määrän liityntäkyselyjä tuulivoimatuotantoa varten. Vuoden 2021 lopussa tuulivoiman liityntäkyselyjä oli tullut 140 GW edestä. Kuitenkaan merkittävää osaa kyselyistä tuulipuistoista ei voida liittää verkkoon tai niitä ei edistetä muista syistä. Verkon kehittymisen ja Suomen sähköenergiajärjestelmän kannalta todennäköisimmin toteutuvina ennustetasoina voidaan pitää violettia tai sinistä ennustetta niiden asettuessa noin keskitasoon. Verkkoinvestoinnit ovat joka tapauksessa merkittäviä tulevaisuuteen mentäessä. (Fingrid 2020b, Fingrid 2021b).

3.2.4 Tuulivoima Carunan verkkoalueella

Nykyisellään Carunan suurjännitteiseen jakeluverkkoon tai keskijänniteverkkoon on liittynyt noin 20 tuulipuistoa tai yksittäistä voimalaa. Kokonaiskapasiteettia verkkoon on liittynyt noin 680 MW edestä varsin laajasti ympäri Suomen. Suurimmat keskittymät Carunan osalta löytyvät kuitenkin Pohjanmaalta, minne on rakennettu merkittävä määrä tuulivoimaa viime vuosina.

Carunan verkkoon liittynyt tuulivoimakapasiteetti on ollut suhteellisen tasaisesti kasvavaa ja liityntäkyselyjä on osoitettu Carunalle useita viime vuosina. Kehitys on nousujohteista ja jatkunee samansuuntaisena.

Carunan verkkoon liittynyt tuulivoima vuosilta 2014-2021 ja arvioidut liittäjät vuosilta 2022-2023 esitetään kuvassa 3.24



Kuva 3.24. Carunaan verkkoon asennettu tuulivoimakapasiteetti vuosittain ja kumulatiivisesti (Caruna Oy 2021).

Kuten kuvasta 3.24 nähdään Carunan verkkoon on liittynyt tuulivoimaa varsin tasaisen kasvavasti vuosien 2014-2017 aikana. Tämän jälkeen vuosina 2018 ja 2019 ei liittynyt ollenkaan, mutta tänä aikana merkittäviä tuulivoimahankkeita oli valmisteilla. Suurin lisäyspiikki nähdään 2022, kun suuri osa rakenteilla olevista tuulivoimaloista aloittaa tuotannon syksyn ja alkutalven 2022 aikana. (Vanninen 2021).

Jakeluverkkoyhtiöiden toiminta-alueille rakennetaan merkittäviä määriä hajautettua tuotantoa tulevien vuosien aikana. Tämä tarkoittaa myös sitä, että Carunan verkkoalueelle tulee enenevässä määrin niin tuulivoimaloita kuin aurinkovoimaa, jos sitä vaan verkkoon voidaan liittää. Nykyisen siirtokapasiteetin rajat on saavutettu, mutta verkkoa kehitetään aktiivisesti uuden tuulivoimakapasiteetin liittämisen mahdollistamiseksi. (Vanninen 2021).

Tulevaisuudessa erityisesti alueet Lounais- ja Länsi-Suomen rannikkoalueella sekä Koillismaalla ovat potentiaalisia kohteita tuulivoimalle. Tätä päätelmää tukevat myös jo tehdyt suunnitelmat ja aloitetut rakennusprojektit. (Caruna Oy 2021).

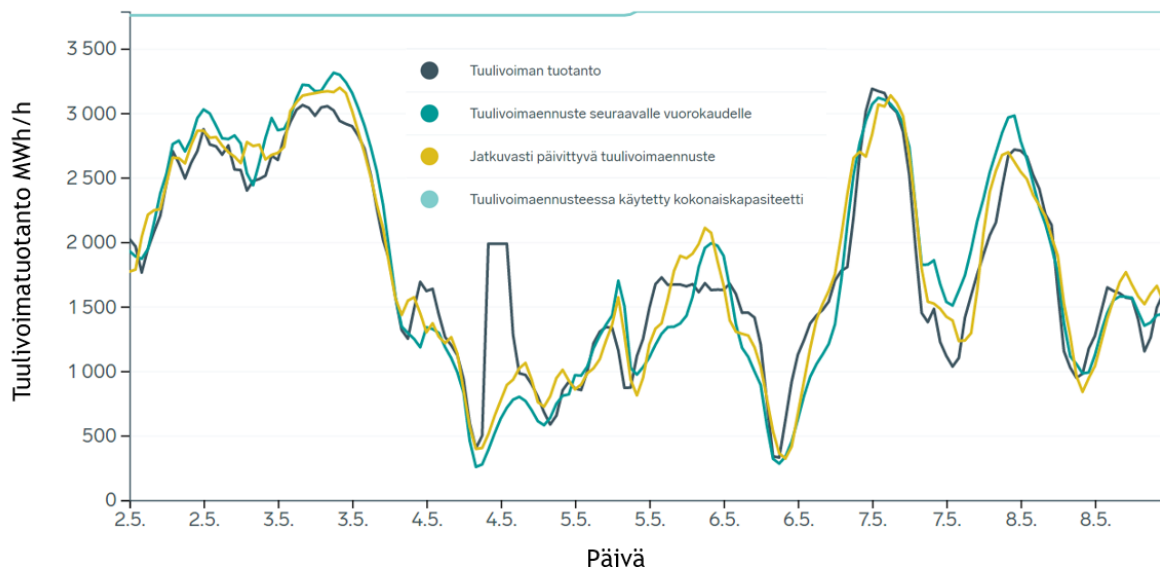
4 YLEISET TUULIVOIMAN VAIKUTUKSET SÄHKÖVERKKOON

Tässä luvussa esitellään erilaisia tuulivoimatuotannon vaikutuksia sähköverkkoon. Hajautetun tuotannon verkkovaikutukset perustuvat lähinnä tuotantotapojen ominaispiirteisiin. Tuuli ja aurinkovoima ovat aikatasolla ilman käyttäjän päätöstä tai toivetta vaihtelevaa tuotantoa, mikä tekee niiden hallinnasta sähköverkossa haastavampaa verrattuna tavanomaiseen tuotantoon. Perinteisellä voimalaitoksella esimerkiksi kantaverkon taajuuden laskiessa on voitu syöttää tietty määrä tehoa taajuuden nostamiseksi tavoitetasoon. Sääötötarpeiden vaikutus korostuu, kun suurempi osa verkon tehosta on epävarmaa tuotantoa. Sääötöreserviin on varattava enemmän kapasiteettia kuin aiemmin.

Aurinkovoiman vaikutukset eivät toistaiseksi ole niin merkittäviä kuin mitä tuulivoima aiheuttaa. Merkittävä osa asennetusta aurinkovoimasta menee sellaisenaan tuottajan käyttöön ja vain pieni osa siitä syötetään verkkoon. Lisäksi aurinkovoiman markkinaosuus on toistaiseksi pysynyt pienenä tuulivoimaan verrattuna. Tuulivoiman osalta verkkoon on alkanut taas liittyä suuria tuulipuistoja, joiden nimellistehot mitataan sadan megawatin jommalta kummalta puolelta. Suurten yksittäisten yksiköiden verkkovaikutukset ovat myös suurempia kuin pienten hajautuneiden tuotantolaitosten. (Holttinen et al. 2019).

4.1 Tuotannon varianssi

Tuulivoiman ominaisuuksiin kuuluu aikatasolla vaihteleva tuotanto. Hetkittäinen tuulennopeus ja ilman tiheys vaikuttavat tuulivoiman toteutuvaan tuotantoon. Tuotannon varianssin muutoksiin pyritään vastaamaan ennusteilla, joiden pohjalta verkon muuta nopeasti käyttöönotettavaa tuotantokapasiteettia voidaan varata tehomuutosten varalle. Kuvassa 4.1 esitetään Fingridin tuottamaa mittausdataa toukokuun 2022 toiselta viikolta (2.5.-8.5.2022) (Fingrid 2022).



Kuva 4.1. Viikkotasolla toteutunut tuulivoimatuotannon vaihtelu (Fingrid 2022).

Kuvasta 4.1 nähdään, että tuulisuus voi vaihdella päivän tai mituuttien sisällä merkittävästi. Tuulivoimalan voi yhtenä ajanhetkenä tuottaa tehoa nimellisellä teholla ja menettää hetkessä tehotuotantokykynsä tuulen nopeuden romahtaessa. Yksittäisten tuulivoimaloiden vaihtelua tasoittaa alueiden hajonta. Taulukossa 4.1 esitetään suurimpia alueellisia tuotantovaihteluja tuulivoimalle.

Taulukko 4.1. Suurimmat tuulituotannon tehomuutokset alueellisesti (muokattu lähteestä Karlsson et al. 2013).

Alue	Alueen koko	Turbiinien määrä	10-15 minuuttia		1 tunti		4 tuntia		12 tuntia	
			Max lasku	Max kasvu	Max lasku	Max kasvu	Max lasku	Max kasvu	Max lasku	Max kasvu
Tanska	300x300 km ²	>100			-23%	+20%	-62%	+53%	-74%	+79%
- Länsi-Tanska	200x200 km ²	>100			-26%	+20%	-70%	+57%	-74%	+84%
- Itä-Tanska	200x200 km ²	>100			-25%	+36%	-65%	+72%	-74%	+72%
Irlanti	280x480 km ²	11	-12%	+12%	-30%	+30%	-50%	+50%	-70%	+70%
Portugali	300x800 km ²				-16%	+13%	-34%	+23%	-52%	+43%
Saksa	400x400 km ²	>100	-6%	+6%	-17%	+12%	-40%	+27%		
Suomi	400x900 km ²	30			-15%	+16%	-41%	+40%	-66%	+59%
Ruotsi	400x900 km ²	56			-17%	+19%	-40%	+40%		

Taulukosta 4.1 esitetty data on tutkimusorganisaatioiden tai maiden kantaverkkoyhtiöiden mittaustietoihin perustuvaa. Tanskan data on Energinetin keräämää, Irlannin Eirgridin ja Saksan osalta tiedot on kerännyt uusiutuvan teknologian tutkimusinstituutti ISET. Suomen ja Portugalin osalta tietojen keruusta on vastannut kansallinen tutkimusorganisaatio (VTT ja INETI). Ruotsin osalta data on simuloitua 56 kohteen osalta (Karlsson et al. 2013).

Tuotantotehon lasku ja kasvumäärien perusteella voidaan havaita Atlantin ja Pohjanmeren rannoilla olevan Irlannin ja Tanskan ohella kaikkein suurimpien vaihteluiden piirissä. Yllättävästi Portugali on kuitenkin Atlantin rannikkovaltiona vakaimmasta päästä yhden, neljän ja kahdentoista tunnin vaihteluiden osalta. Huomattavaa kuitenkin on, että Portugalin osalta tutkimuksessa olevien tuulipuistojen määrää ei ole ilmoitettu. Lisäksi Irlannin otos on hyvin pieni, joten osaltaan tulokset voivat vääristyä ja painottua yksittäisten tuulivoimaloiden sijaintien johdosta kuvaamaan aluetta kokonaisuutena virheellisesti (Karlsson et al. 2013).

Tuulisuuden vaihtelu voi tuottaa alueellisesti erilaisia haasteita sähkönjakeluverkolle kuin mitä laajemman skaalan tuotannon varianssi tuottaa kantaverkolle. Esimerkiksi matalilla tuulenopeuksilla, jotka ovat aivan käynnistymisnopeuden luokissa, tuulivoimala voi käynnistyä ja pysähtyä useasti lyhyen ajan sisällä. Varsinaiset vaikutukset käynnistymisen osalta ovat riippuvaisia tuulivoimalan toteutustyyppistä generaattorityypin ja mahdollisen tehoelektroniikan osalta. Esimerkiksi käynnistymisvirta vaihtelee sen mukaan minkälainen generaattori tuulivoimalassa on. Oikosulkugeneraattori ottaa käynnistyessään nimellistä virtaansa suuremman käynnistysvirran, kun tahtigeneraattori oikein tahdistettuna käynnistyy kutakuinkin nimellisvirralla. Taajuusmuuttajalla voidaan entisestään pehmentää käynnistysvirran vaikutuksia. (Kulmala 2015).

Tuulivoiman kytkentävaikutukset eivät rajoitu ainoastaa käynnistymisiin. Irtikytkennän vaikutukset riippuvat merkittävästi irtikytkentähetken tuulenopeudesta ja tuotantotehosta. Esimerkiksi myrskytilanteessa tuulenopeudet ylittävät usein sammutustuulenopeuksia, jolloin yksittäinen tuulipuisto tai jonkin laajemman alueen tuulipuistot voivat irrota verkosta. VJV:n vaatimusten mukaisesti tuulipuiston voimalat eivät saa kaikki kerralla irrota, vaan alasajon tulee olla hallittua jännitekuopan välttämiseksi. Vikatilanteessa kuitenkin koko tuulipuisto voi irrota samalla kertaa verkosta täydeltä teholta (Kulmala 2015, Fingrid 2018).

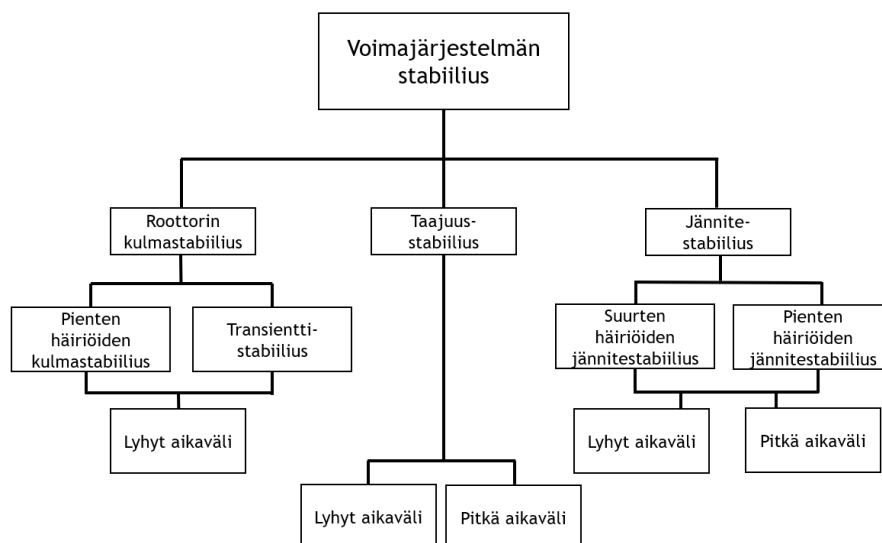
Välkyntä kuvaa verkon jännitteen muutoksista aiheutuvaa valonlähteiden pintakirkkauden muutoksia. Tuulivoiman tuotantomuutosten vaihteluiden mukana tuulipuiston liityntäpisteen jännite voi vaihdella paljon ja erityisesti heikossa verkossa tuottaa hyvin häiritsevää välkyntää asiakkaalle. Nykyiset tehoelektroniikkakäyttöiset tuulivoimalat, joissa on taajuusmuuttajissa energiavarasto, pienentävät liityntäpisteen jänniteenvaihteluja. Lisäksi suurin osa nykyisellään rakennettavista tuulipuistoista on vaihtuvannopeuksisia, mikä pienentää välkyntän vaikutuksia (Kulmala 2015).

Tuulivoiman vaikutuksia sähköverkkoon ja loppukäyttäjälle toimitetun sähkön laatuun voidaan pienentää tai hallita erilaisin ratkaisuin. Käynnistysvirtoja voidaan pehmentää esimerkiksi kuristimilla ja tehonvaihteluja tasoittaa energiaa varastoivalla välipiirillä tai kondensaattoriyksiköllä. Yksinkertaisimmillaan suojausasettelujen avulla voidaan estää tuulivoimatuotannon verkosta irtoaminen ja mahdollistaa ohimevän vian aikainen käyttö. (Kulmala 2015).

Pääsääntöisesti sähköasemakytketty tuulivoimala ei aiheuta oikein toimiessaan verkossa ongelmia, kunhan sähköaseman jännitteensäätökyky riittää. Mikäli sähköaseman käämikytkimestä loppuu säätövara, jännitteet voivat nousta sähköaseman kiskolla tai muualla verkossa liaksi. Ongelmaksi voi myös muodostua tilanne, missä jännitteensäädöllä ohjattava tuulivoimala säätää niin sanotusti kilpaa sähköaseman käämikytkimen kanssa. Tällaisessa tilanteessa säätimet voivat säätää jopa toisiaan vastaan, mikä voi pahimmillaan johtaa jännitteen heilahteluihin. (Kulmala 2015).

4.2 Sähköverkon stabiilius

Sähköverkon stabiilius voidaan jakaa kolmeen osaan kuvan 4.2 esittämällä jaottelulla. Roottorikulman, taajuuden ja jännitteen stabiiliuteen. Roottorikulman stabiilius kuvaa verkon kykyä ylläpitää synkronointi häiriötilanteessa. Stabiiliustarkastelua tehdään pääsääntöisesti kantaverkkotasolla, mutta samoja periaatteita voidaan soveltaa myös alueverkoissa ja suurjännitteisissä jakeluverkoissa.



Kuva 4.2. Sähköverkon stabiiliusjaottelu (muokattu lähteestä: Leelarui ja Bollen 2015).

4.2.1 Roottorin kulmastabiilius

Roottorikulman stabiiliudella kuvataan verkon kykyä säilyttää verkon synkroniteetti häiriötilanteissa. Käytännössä tämä tarkoittaa kykyä ylläpitää verkon generaattorien välistä tahtikäyttöä. Roottorin kulmastabiiliutta voidaan kuvata synkronisen koneen mekaanisen ja sähköisen tehon suhteella. Transienttistabiiliudella tarkoitetaan verkon kykyä säilyttää tasapaino ison voimajärjestelmän muutoksen jälkeen. Esimerkkinä transienttistabiiliustilanteelle voidaan pitää verkossa ilmenevää suuren alueen pikajälleenkytkentää. Roottorin kulmastabiiliutta tarkastellaan häiriötilanteen yhteydessä lyhyellä aikavälillä, mikä tarkoittaa yleisesti 3-5 sekunnin aikajaksoa häiriön jälkeen (Leelaruji ja Bollen 2015).

Tuulivoiman osalta mekaanisen ja sähköisen tehon välillä on perinteisestä tahtigeneraattorista eroava vuorovaikutussuhde, minkä takia taajuusmuuttaja tai suuntaajakytketyt voimalaitokset käyttäytyvät erilalla synkroniteetin näkökulmasta. Riippuen tuulipuiston toteutustavasta sen käynnistyskytkentä vaikuttaa verkkoon eri tavoin sen generaattorityypin ja mahdollisen tehoelektoriikan mukaisesti. Yleisesti tuulivoimalan generaattoria ei ole kytketty suoraan verkkoon, jolloin se ei ole mukana verkon pyöriässä massassa. Verkkoon liittyessään suuntaajakytketyt tuulivoimalaitokset voidaan tahdistaa automaattisesti taajuusmuuttajan avulla (Kulmala 2015).

4.2.2 Taajuusstabiilius

Taajuusstabiiliudella kuvataan verkon kykyä pitää taajuus asettelujen mukaisena häiriön jälkeen. Taajuuden osalta stabiilius voidaan jakaa kahteen osaan: yli- ja alitaajuustilanteisiin. Näistä kahdesta alitaajuustilanne on selkeästi haastavampi, sillä sen hallitsemiseksi on joko irroitettava kuormaa tai lisättävä tuotantoa. Ylitaajuustilanteessa käytössä olevaa tuotantoa säädetään alas tai tarpeen mukaan poistetaan tuotantoyksiköjä tuotannosta (Leelaruji ja Bollen 2015).

Alitaajuustilanne voi syntyä esimerkiksi, jos tuotantolaitoksia irtoaa verkosta vikaantumisen tai muun paikallisen häiriön takia. Ylitaajuustilanteet taas muodostuvat yleensä kuorman irrotessa yllättäen verkosta vian tai muun häiriön takia. Paikalliset tilanteet voivat laajentua suuriksi, jos esimerkiksi taajuuden laskiessa irtoaa lisää tuotantolaitoksia verkosta. Pahimmillaan tämä voi johtaa alisynkroniseen vuorovaikutukseen, verkon taajuuden romahtamiseen ja laajaan sähkökatkoon sekä joissain paikoissa verkon jäämiseen saarekekäyttöön. Tarkasteluaikavälit taajuudelle vaihtelevat lyhyen aikavälin sekunneista pidemmän aikavälin useisiin minuutteihin (Leelaruji ja Bollen 2015, Fingrid 2021a).

Fingridin tekemän selvityksen perusteella tuulivoimalat ja muut suuntaajakytketyt voimalatokset voivat joutua alisynkroniseen vuorovaikutukseen sarjakompensoidun verkon kanssa. Mikäli vuorovaikutus on vaimentumatonta, se voi johtaa merkittäviin alisynkronisiin virtoihin ja jännitteisiin. Suuret alisynkroniset virrat voivat rikkoa laitteita ja estää tuotantolaitosten toiminnan pidempiaikaisesti. Suojauksen keinoin voidaan varmistua, etteivät suuntaajakytketyt voimalaitokset ajaudu alisynkroniseen vuorovaikutukseen (Fingrid 2021a).

4.2.3 Jännitestabiilius

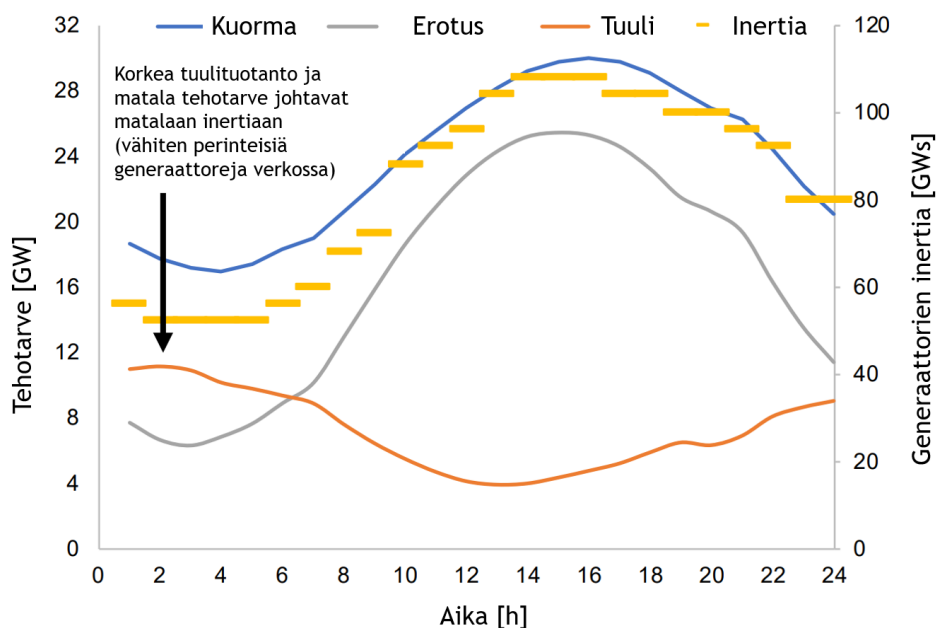
Jännitestabiilius kuvaa verkon kykyä ylläpitää asettelujen mukaista jännitetasoa. Tarkastelun kannalta kiinnostavimmat olosuhteet ovat lyhyiden ja pitkien häiriöiden tilanteet, joissa tarkastellaan jännitteen hyväksyttävää tasoa ja heilunnan hallintaa verkon osissa. Jännitestabiiliutta määrittäviä tekijöitä ovat verkossa olevan kuorman tehotarve ja tuotantolaitosten antama teho sekä näiden tasapaino. Jännitetaso kytkeytyy kulmastabiiliuteen ja varma aiheuttaja tahtikäytöstä tippumisen ja jännitteen romahduksen väliltä on vaikea osoittaa, sillä molemmat voivat aiheuttaa toisen (Leelaruji ja Bollen 2015, Kulmala 2015).

Tarkasteltavat häiriöt voidaan jakaa kahteen osaan jännitestabiiliuden osalta. Suuriin ja pieniin häiriöihin. Pienet häiriöt ovat lähinnä kuorman tai tuotannon odottamattomia vaiheluita, joista selvittää pääsääntöisesti säädöin ja suuret häiriöt vikatilanteita. Tarkasteluaikavälit jännitestabiiliudelle vaihtelevat lyhyen aikavälin sekunneista pidemmän aikavälin kymmeneen minuutteihin.

4.3 Inertian väheneminen

Sähköverkon tapauksessa inertialla tarkoitetaan verkkoon liittyneiden tahtikäyvien generaattorien pyörivää massaa, joka kuvaa verkon kykyä vastustaa järjestelmätason taajuuden laskua esimerkiksi yksittäisen tuotantolaitoksen tipahtaessa verkosta. Inertia mahdollistaa reagointiin tarvittavan ajan, jolloin kytkemällä reservituotantoa voidaan korvata verkosta tipahtanut tuotantolaitos. Tahtikoneen inertia on verrannollinen sen kokoon, mitä suurempi generaattori ja pyörivä massa sitä suurempi inertia (Denholm et al. 2020).

Uusiutuvan sähköntuotannon verkkoon liittyminen tapahtuu pääsääntöisesti invertterin tai taajuusmuuttajan kautta, mikä poistaa generaattorin suoran synkronoidun verkkokytken. Tällöin verkon inertia vähenee ja verkon jäykkyys pienenee. Tuulituotannon vaikutuksia inertiaan esitetään kuvassa 4.3.



Kuva 4.3. Tuulituotannon vaikutukset inertiaan (muokattu lähteestä: Denholm et al. 2020).

Kuva 4.3 osoittaa selkeästi tuulisuusolosuhteiden ja tuulituotannon vaikutuksen sähköverkon inertiaan. Hyvien tuulisuusolosuhteiden aikaan tuulituotantoa on enemmän verkossa, jolloin perinteisiä generaattoreita ei ole verkossa niin paljon kuin matalan tuulisuuden aikaan, kun korvaava tuotanto kasvattaa inertiaa. Vähenevä inertia kasvattaa verkon herkkyyttä vikoja kohtaan ja voi pahimmillaan aiheuttaa taajuuden romahtamisen ja alueellisen tai koko järjestelmän Black-out tilanteen (Denholm et al. 2020).

Inertian ylläpitoon, sen vähenemisen vaikutusten pienentämiseen tai kokonaan poistamiseen on käytettävissä useita erilaisia keinoja. Muutamia mahdollisia keinoja esitetään taulukossa 4.2.

Taulukko 4.2. Inertian vähenemisen vaikutusten torjunta (Denholm et al. 2020).

Tavoite	Keino
Inertian säilyttäminen	Järjestelmän hallinta Sykronikäyttöistä uusiutuvaa tuotantoa Synkronisia vauhtipyöriä
Vasteajan kasvattaminen	Automaattisen kuorman vähentämisen käyttö Tuulivoimalan tehoinjektio
Taajuuden ylläpito	Nopea taajuusohjattu reservi Synteettinen inertia

Taulukossa 4.2 esitetyistä keinoista inertian säilyttäminen on yksi haastavimmista osioista verkkoyhtiölle. Tilanne olisi erilainen jos verkon haltija omistaisi myös tuotantoa. Järjestelmänhallinnallisin keinoin olisi mahdollista esimerkiksi rajoittaa invertteripohjaisen tuotannon osuutta kokonaistuotannosta ja ylläpitää inertiaa tavanomaisin keinoin. Yhtenä vaihtoehtona voidaan pitää myös uusiutuvan tuotannon liittäminen tahtigeneraattorin kautta, jolloin synkronista generaattoria voitaisi pyörittää tuulituotannolla voimin. Tämä olisi kuitenkin nykyistä monimutkaisempi ja kallis vaihtoehto. Inertiaa voidaan ylläpitää myös sijoittamalla verkkoon vauhtipyöriä. (Denholm et al. 2020).

Reaktio tai vasteajan kasvattaminen tarjoaisi verkonhaltijalle mahdollisuuksia tuoda hitaampi reservi mukaan taajuuden ylläpitoon. Automaattinen taajuusreaktiivinen kuorman irroitus (ns. load shedding) tarjoaisi mahdollisuuksia ylläpitää sähköjakelu osalle toisen osan kustannuksella. Tällä keinoin voitaisi pudottaa automaattisesti verkosta tarvittavan määrän kuormaa pois, jolloin taajuutta saataisi ylläpidettyä kunnes reservit ehtivät apuun. Lisäkeinona vasteajan "ostamiseen" voitaisi käyttää tuulivoiman tehoinjektiota. Tuulivoiman roottorin liike-energiaa voidaan tällöin hetkellisesti kuluttaa sähköntuotantoon poikkeustilanteessa (Denholm et al. 2020).

Taajuuden ylläpito on Suomessa Fingridin vastuulla ja sen ylläpitämä taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi auttaa ylläpitämään taajuutta ylös- tai alassäädöllä. Toisena vaihtoehtona voidaan hyödyntää synteettistä inertiaa, missä uusiutuvan tuotannon tuotantolaitoksista varataan tietty osuus olosuhteiden sallimasta maksimituotannosta varalle. Tätä varaa voidaan hyödyntää tarvittaessa taajuuden laskiessa eräänlaisena automaattisena reservinä. (Denholm et al. 2020, Fingrid 2020a).

Stabiiliuden ylläpitökeinot ovat kuitenkin pääsääntöisesti kantaverkkoyhtiön vastuualueella Suomen energiajärjestelmässä. Tulevaisuudessa tilanne voi muuttua, mutta toistaiseksi tätä ei arvioida tapahtuvan lähivuosina. Tästä syystä inertian vähenemistä ei sen tarkemmin tarkastella tässä työssä.

5 HAJAUTETUN TUOTANNON VERKKOVAIKUTUSTEN SIMULOINTI

Tässä luvussa esitetään lähtötiedot ja tehdyt oletukset simulointia varten. Tarkasteltavia omissa osioissaan käsiteltäviä aiheita ovat metodiikka ja sovellettavuus, tehdyt oletukset, tuulisuusolosuhteet, verkon rakenne eri kytkentätilanteissa ja verkon kuormitustilanteet. Tarkoituksena selvittää, miten verkko käyttäytyy erilaisissa tilanteissa ja miten tuulipuistot voisivat tukea verkkoa esitetyissä skenaarioissa.

5.1 Simuloinnin metodiikka ja sovellettavuus

Tarkasteltava verkkoalue on Carunan todellinen verkko-alue ja tarkasteltava verkko itsessään vuoden 2021 verkkomallin mukainen. Simuloinnissa huomioidaan vuosina 2022 ja 2023 valmistuvat tuulipuistot, jotka ovat jo rakennusvaiheessa tai täysin luvitettuja. Muita esiselvityksessä tai kaavoituksessa olevia tuulipuistoja ei huomioida, sillä niitä ei voida liittää verkkoon, ilman verkkojen vahvistusta valtakunnallisesti.

Fingrid tekee dokumenttiansa perusteella päätöksensä verkon vahvistuksista lähivuosina liityntäpyyntöjen ja visionsa perusteella. Tämän jälkeen alueelliset jakeluverkkoyhtiöt suunnittelevat oman verkonrakennuksensa Fingridin projektien pohjalta. Fingridin osalta verkon vahvistustöiden on tarkoitus alkaa vuosina 2025-2027 voimajohtojen YVA-prosessin mukaan (Fingrid 2021d) (Fingrid 2021c).

Työssä simuloitavat verkot on mallinnettu Carunan erään suurjännitteisen jakeluverkon osan verkkomallien mukaisesti. Tarkasteltava verkkoalue ja tutkittavat kytkentätilanteet on esitetty tarkemmin omassa luvussaan. Simulointia varten luotiin erilaisia tuotantoskenaarioita tuulivoimaloille. Näiden pohjalta voidaan arvioida tehovirtojen suuntia ja verkon kapasiteettiä poikkeuskytkentätilanteissa. Voimassaolevat Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset, myöhemmin VJV, määrittävät muun muassa verkkoon liitettyjen tuotantolaitosten tehokerroinrajat.

Teknisten ominaisuuksiensa puolesta tuulipuistot kykenisivät hieman suurempiin tehokerroinmuutoksiin, kuin mitä VJV:n vaatimuksissa asetetaan. VJV:ssä kuvatut vaatimukset mahdollistavat kuitenkin jo hyvin laajan loistehokapasiteettivaatimuksen voimalaitoksen loistehotuotannolle tai kulutukselle, minkä takia työssä tarkastellaan VJV:n asettamia vaatimuksia. (Fingrid 2018).

Simulointiin käytetään PSS®E ohjelmistoa. PSS®E on yleisesti energia-alalla käytetty simulointisovellus, jolla voidaan mallintaa niin energiantuotantoa kuin siirtojärjestelmää esimerkiksi tehonsiirtokapasiteetin osalta erilaisissa tuotantotilanteissa. Carunalla käytössä oleva versio on staattisen tilan ohjelmisto, jolla voidaan tarkastella pysyviä tilanteita. Staattisen tilan simuloinnissa asetetaan tietty pysyvä arvo tuotantotehoille ja kulutukselle, minkä perusteella erilaisia kytkentätilanteita voidaan tarkastella esimerkiksi verkon kuormittuneisuuden ja kapasiteetin riittävyyden osa-alueilla. Aika-akselilla tietyn profiilin mukaan muuttuvia tuotanto- ja loistehoja, kuormia ja näistä johtuvia tilanteita, kuten jännitteen heiluntaa, ei voida staattisen tilan sovelluksella simuloida (Siemens 2017, Zhao et al. 2019).

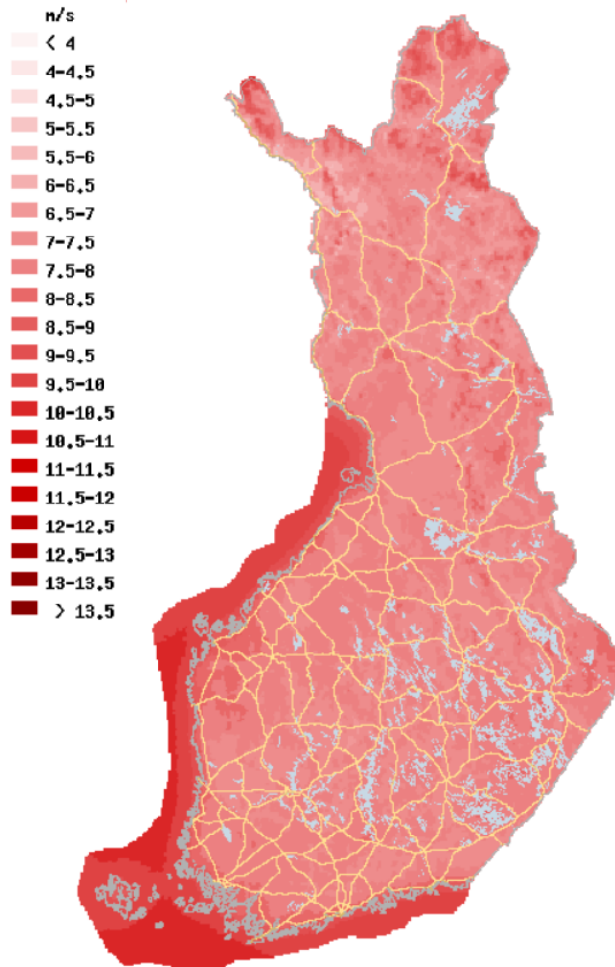
Simulointiperiaatteita voidaan soveltaa muille verkkoalueille ja erilaisiin tilanteisiin varsin hyvin, kunhan alueelliset erot otetaan huomioon. Vastaavia selvityksiä ja työkaluja käyttäen voidaan simuloida mikä tahansa verkkoalue, mikäli tässä työssä käytettyjä aineistoja vastaavat verkkoyhtiökohtaiset tiedot ovat käytettävissä. Periaatteet ovat varsin yleispätevät, mutta rakenteelliset erot ja suunnitteluratkaisut vaikuttavat merkittävästi saatuihin tuloksiin. Tästä syystä jokaista verkkoaluetta on tutkittava yksilönä ja tämän työn simulointien pohjalta tehtyjä johtopäätöksiä ei voida suoraan yleistää muihin verkkoihin.

5.2 Simuloinnin lähtötiedot

Tässä luvussa tarkastellaan erään Carunan verkkoalueen tuulisuutta sekä verkkoalueen kuntien alueille rakennettuja ja suunnitteilla olevia tuulipuistoja. Tuulisuusolosuhteita ja tuulipuistojen tietoja käytetään esimerkkiskenaarioiden tuotantotehojen pohjana. Tarkasteltavia tuulipuistoja on kolme kappaletta. Tuulipuisto 1 on rakenteilla, tuulipuisto 2 on jo tuotannossa ja tuulipuisto 3 rakenteilla. Muita tuulipuistoja alueelle ei ole tulossa lähivuosina, joten muita puistoja ei liityntäkyselyjen perusteella mallinneta tässä työssä.

5.2.1 Tuulisuusolosuhteet

Tuulisuus vaikuttaa merkittävästi tuulivoimalan tuotantoon. Ilmatieteenlaitos on kuvannut Suomen tuulisuusolosuhteita Tuuli-Atlakseen, mistä löytyy muun muassa keskituulisuus koko valtakunnan alueelle. Kuvassa 5.1 on esitetty Suomen alueen keskituulisuus kartalla (Ilmatieteenlaitos 2021).



Kuva 5.1. Keskituulennopeudet Suomessa alueella 200m korkeudella (Ilmatieteenlaitos 2021).

Kuvassa 5.1 esitetystä tuulisuuskartasta havaitaan optimaaliset tuulisuusolosuhteet sijaitsevat Suomessa merellä ja saaristoalueilla. Lisäksi Pohjanmaan ja Pohjois- ja Itä-Suomen keskituulisuus on suurempaa kuin eteläisessä Suomessa. Tässä työssä tarkasteltavat tuulipuistot sijaitsevat Keski- ja Pohjois-Suomessa, ja niiden mallintamiseen käytetään tarkkoja sijaintitietoja tuulisuuden arviointiin.

Tuulivoimaloiden potentiaalista tuotantoa mallinnetaan renewables.ninja simulointityökalulla. Työkalu on Stefan Pfenningerin and Iain Staffellin tuottama ja hyödyntää mallinuksissa Nasan tuottamaa säädataa ja malleja. Mallin tuottamat tulokset ovat historiadataan pohjautuvia, mutta eivät täysin kuvaa toteutuneita tuulisuusolosuhteita. Tuulisuuteen vaikuttaa merkittävän moni epävarmuustekijä, joten malli antaa kuitenkin riittävän tarkan kuvauksen, minkälaista tuotanto voisi olla tiettyinä aikoina vuodesta (Pfenninger ja Staffel 2021).

Tuulipuistojen data haetaan renewables.ninja -simulointimallissa niiden todellisia koordinaatteja käyttäen, mitkä on ilmoitettu tuulivoimayhdistyksen tuottamassa karttapalvelussa. Yksittäinen koordinaatti ei tuota tarkkaa turbiinikohtaista mallinnusta, mutta tuotantoennustemallin tarkkuuden perusteella tuulipuistokohtainen sijainti antaa tämän työn tarkastelun kannalta riittävän tarkan tuloksen. (Suomen Tuulivoimayhdistys ry 2021b).

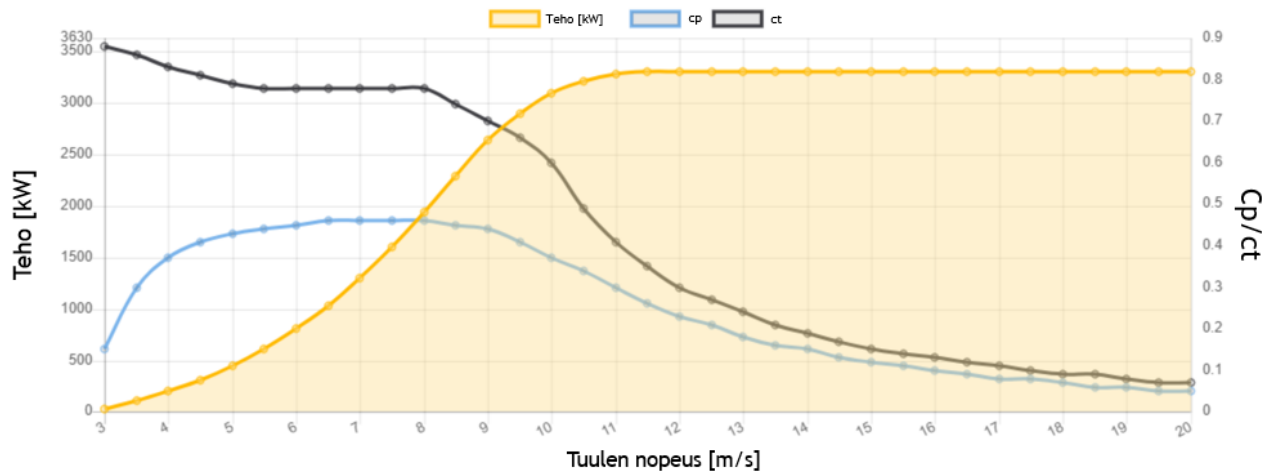
5.2.2 Tarkasteltavat tuulipuistot

Simuloinnissa tarkasteltavat tuulipuistot ovat taulukon 5.1 mukaisia. Tuulipuiston 3 osalta turbiinityyppi ei ole vielä tiedossa, mutta tuulipuiston kokonaisteho ja turbiinimäärä on ilmoitettu omistajan toimesta verkkoyhtiölle ja tietoja on käytetty simuloinnissa. Muiden tuulipuistojen osalta tiedot on kerätty Carunan sisäisesti (Caruna Oy 2021).

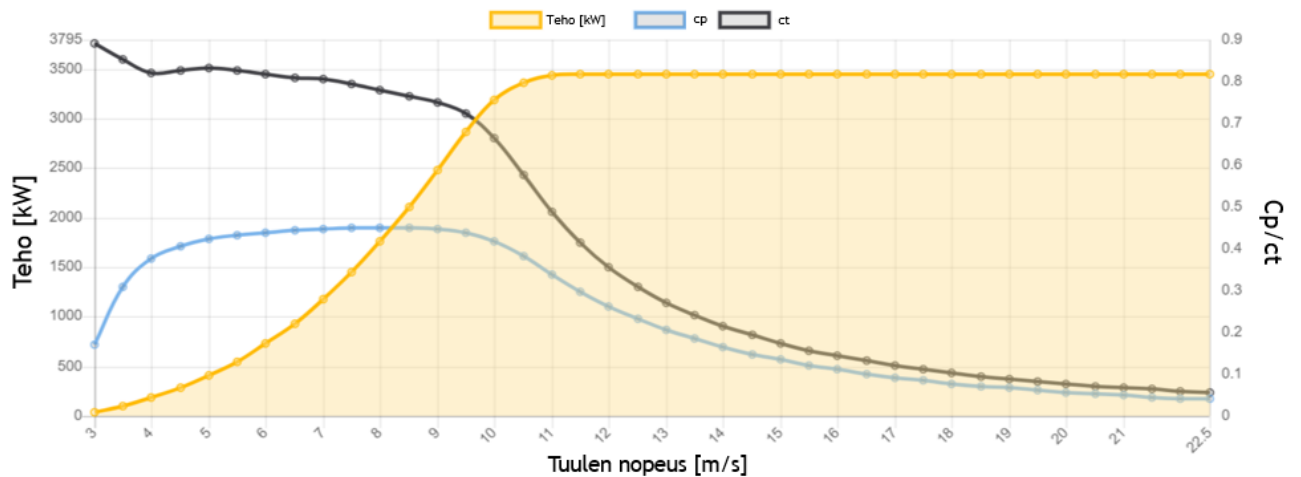
Taulukko 5.1. Simuloinnissa tarkasteltavien tuulipuistojen likimääräiset tiedot.

Tuulipuisto	Turbiinien määrä	Puiston nimellisteho	Napakorkeus
Tuulipuisto 1	noin 20	130 MW	140 m
Tuulipuisto 2	noin 10	25 MW	140 m
Tuulipuisto 3	noin 20	70 MW	140 m

Turbiinien osalta on valittu kaksi Suomessa ja lähialueilla yleisessä käytössä olevaa turbiinityyppiä tarkasteluun. Taulukossa 5.2 on esitetty Nordex N131-3.0 ja Vestas V126-3.45:n tuottamat tehot eri tuulensopeuksilla niiden tehokäyristä luettuna. Kuvassa 5.2 esitetään Nordex N131:n tehokäyrä ja kuvassa 5.3 Vestas V126-3.45 tehokäyrä. Kummankin voimalatyypin käynnistystuulensopeus on 3 m/s ja sammutustuulensopeus noin 25 m/s. (Bauer ja Matysik 2021a, Bauer ja Matysik 2021b).



Kuva 5.2. Nordex N131-3.3 tehokäyrä (Bauer ja Matysik 2021a).



Kuva 5.3. Vestas V126-3.45 tehokäyrä (Bauer ja Matysik 2021b).

Kuvissa 5.2 ja 5.3 esitetty tehokerroin C_p kertoo, miten suuren osan tuulen liike-energiasta turbiinin roottori saa hyödynnettyä. C_t on tuulivoimalan momenttikerroin, mikä saadaan, kun tehokerroin C_p jaetaan tuulivoimalan kärkinopeussuhteella. Kuvista on myös mahdollista tulkita tuulivoimaloiden tuottamaa tehoa eri tuulennopeuksilla. Voidaankin sanoa niiden tehokäyrien olevan varsin samankaltaisia. Taulukossa 5.2 esitetään tuulennopeuskohtaiset tehot Nordexin N131 ja Vestasin V126 turbiinien käynnistymisnopeudesta alkaen nimelliseen tehoon 2 m/s portaittain.

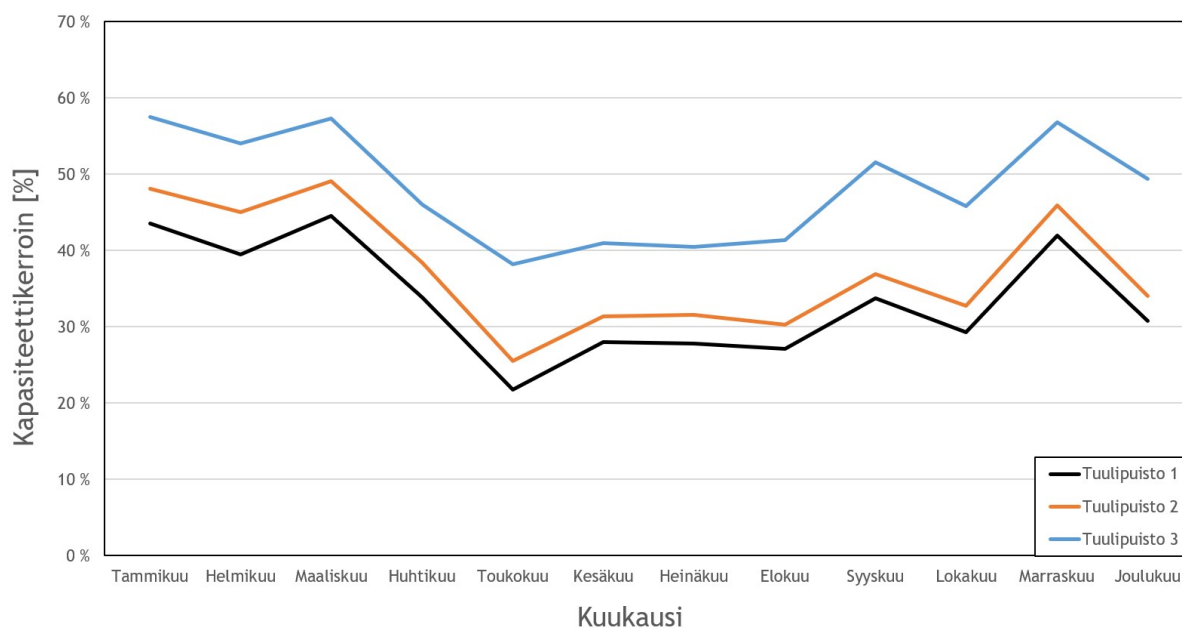
Taulukko 5.2. Nordex N131-3.3 ja Vestas V126-3.45 tuotantotehot tuulennopeuden mukaan tehokäyriltä luettuina (Bauer ja Matysik 2021a, Bauer ja Matysik 2021b).

Tuulennopeus [m/s]	N131 Teho [P]	N131 osuus nimellisestä [%]	V126 Teho [P]	V126 osuus nimellisestä [%]
3 m/s	33 kW	1 %	35 kW	1 %
4 m/s	197 kW	6 %	184 kW	5 %
6 m/s	804 kW	27 %	725 kW	21 %
8 m/s	1936 kW	64 %	1760 kW	51 %
10 m/s	3091 kW	96 %	3187 kW	92 %
12 m/s	3300 kW	100 %	3450 kW	100 %

Taulukosta 5.2 voidaan havaita kummankin turbiinityypin saavuttavan nimellisen tehonsa tuulennopeudella 12 m/s. Tehokäyrät muistuttavat hyvin pitkälti toisiaan ja erot valmistajien välillä ovat pienehköjä. V126:n tehokäyrä on hieman jyrkempi. Käyrien samankaltaisuuden takia voidaan arvioida turbiinien käyttäytyvän kutakuinkin samankaltaisesti vastaavissa tuuliolosuhteissa.

Tuulivoimalan napakorkeus vaikuttaa tuulipuiston potentiaaliseen tuotantoon merkittävästi, sillä korkeammalla tuulee enemmän ja ilmamassat liikkuvat nopeammin. Motivan mukaan keskimääräisen 2010-luvulla rakennetun tuulivoimalan napakorkeus on noin 140 - 175 metriä maan pinnasta. Tuulipuiston 2 osalta napakorkeus on tiedossa ja tuulipuistojen 1 ja 3 osalta tuulivoimaloiden suunnittelun pohjana käytetyt tekniset tiedot eivät ole julkisesti saatavilla. Puistojen ympäristövaikutusten arviointiohjelmien (YVA) dokumentaatioista saadaan kuitenkin arvioitua turbiinien napakorkeus riittävän tarkasti. Tuulipuistojen arvioidut tornikorkeudet ovat 100-150 metriä ja 120–160 metriä. Motivan yleisimpien tuulivoimaloiden napakorkeuden dokumentaation ja YVA-dokumenttien perusteella molemmille tuulivoimaloille käytetään tuotantolukujen arvioinnissa napakorkeutena 140 metrin lukuarvoa (Motiva 2021).

Arvioidun napakorkeuden vaikutukset tuulipuistojen tuotantoihin eivät ole erityisen merkittäviä. Renewables.ninja -työkalulla 140 m ja 150 m napakorkeuksilla havaittiin kapasiteettikertoimissa eroa noin yhden prosentin verran. Voidaankin todeta, että työn kannalta näin pieni eroavaisuus ei ole merkityksellinen, sillä ero on pienempi kuin simulaatiomallin virhe ja datan epätarkkuuksista aiheutuva epävarmuus. Suomen osalta MERRA-2 mallin epätarkkuus simulaatiossa on noin 1.1 % ja tietovaraston epävarmuus noin 1.6 %. Kuvassa 5.4 esitetään työssä tarkasteltavien tuulipuistojen kapasiteettikertoimet kuukausikohtaisesti. (Pfenninger ja Staffel 2021).



Kuva 5.4. Tarkasteltavien tuulipuistojen kapasiteettikertoimet MERRA-2 datasta vuodelta 2020 (Pfenninger ja Staffel 2021).

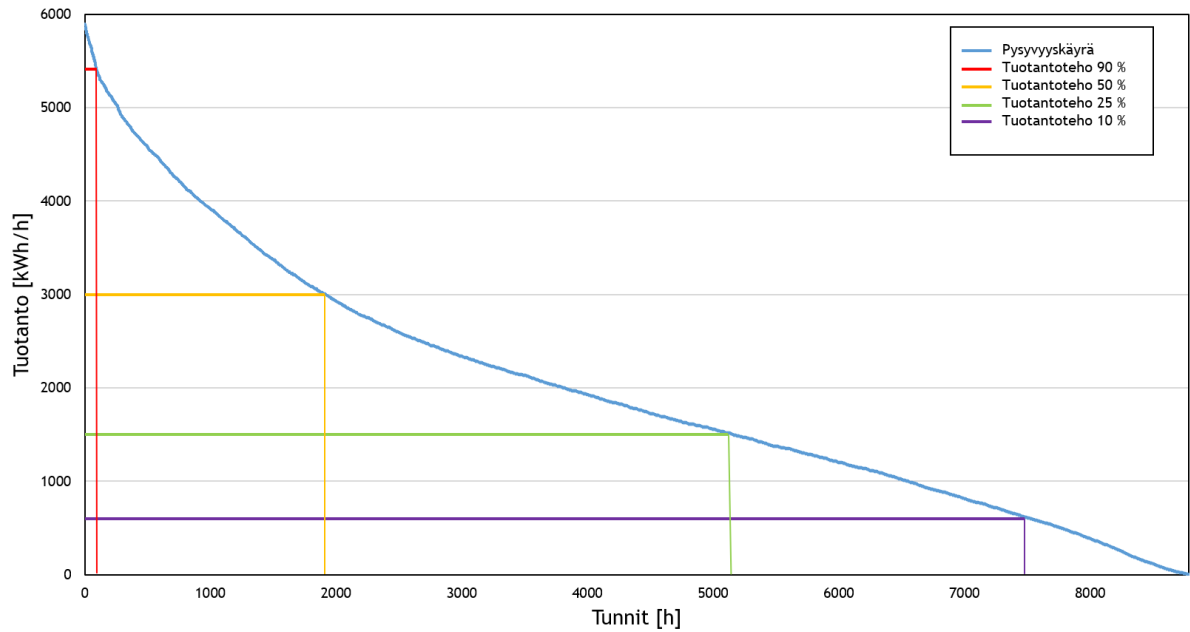
Kuvan 5.4 tuulipuistokohtaiset kapasiteettikerrointen keskiarvot on esitetty taulukossa 5.3. Jaottelu sisältää koko vuoden keskiarvon sekä kesä- ja talvijaksoihin jaetun vuoden mukaiset keskiarvot. Kesäkuukausiin on luettu touko-elokuu ja talvikuukausina on huomioitu marras-helmikuu. Jaksojen sisäinen tuntikohtainen vaihtelu on merkittävän suurta verrattuna pidempien jaksoiden keskiarvojen eroihin. Simuloinnissa käytettäviä tehoskenaarioita tarkastellaan tarkemmin seuraavassa luvussa. Tuulipuistokohtaiset kapasiteettikertoimet kuukausittain esitetään liitteessä II

Taulukko 5.3. Tarkasteltavien tuulipuistojen kapasiteettikertoimien keskiarvot (Pfenninger ja Staffel 2021).

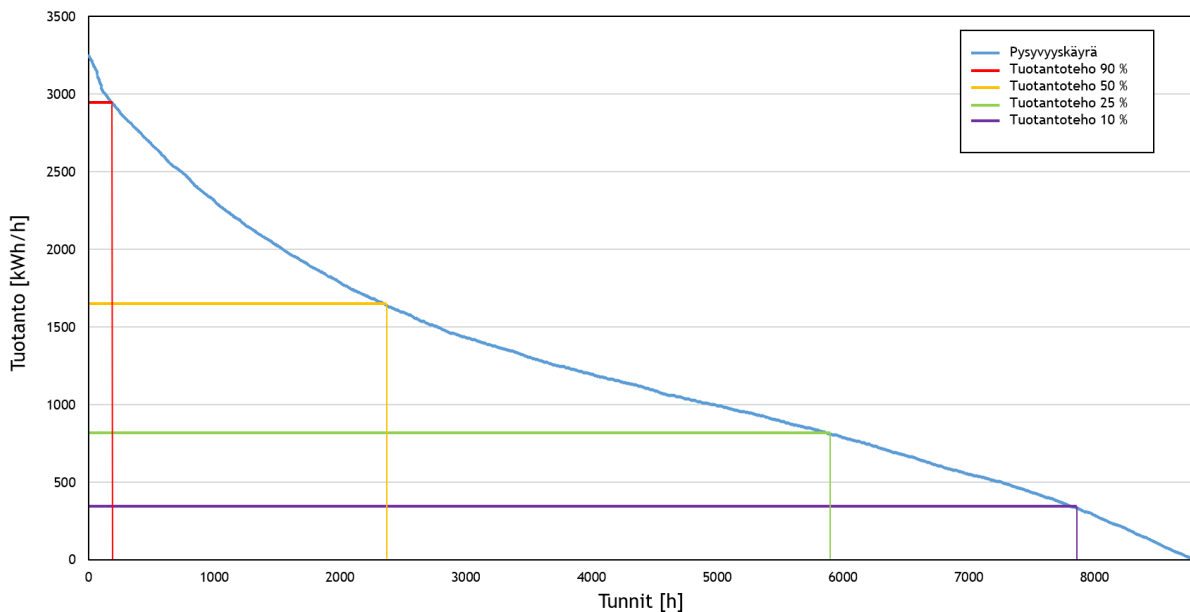
Tuulipuisto	Keskiarvo	Kesän keskiarvo	Talven keskiarvo
Tuulipuisto 1	34 %	26 %	39 %
Tuulipuisto 2	37 %	29 %	43 %
Tuulipuisto 3	48 %	40 %	54 %
Yhteensä	39 %	32 %	45 %

Taulukosta 5.3 havaitaan keskimääräisten kapasiteettikerrointen olevan talvella suurempia kuin kesällä. Tämä johtuu osittain lämpötilojen vaikutuksesta tuulisuuteen ja osittain ilman tiheyden muutoksista. Kylmempi ilma on tiheämpää, jolloin siitä saadaan samoilla tuulennopeuksilla irti enemmän tehoa. Talvisajan suurempi kapasiteettikerroin tukee myös talven suurempaa energiantarvetta.

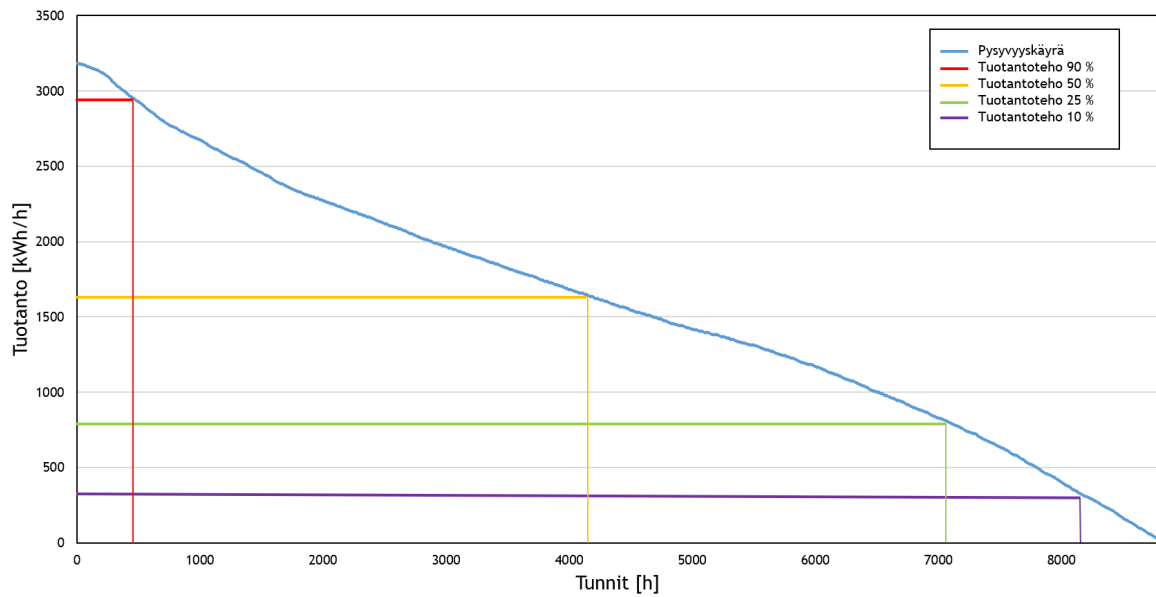
Tuntikohtaisen mallinnuksen pohjalta kapasiteetikertoimista voidaan johtaa tuulipuistoille pysyvyyskäyrät. Kuvissa 5.5, 5.6 ja 5.7 esitetään pysyvyyskäyrät yksittäisille turbiineille tuulipuistoittain MERRA-2 tuulisuusmallin perusteella mallinnettuna.



Kuva 5.5. Tuulipuiston 1 yksittäisen turbiinin tuotannon pysyvyyskäyrä vuodelta 2020 MERRA-2 mallin perusteella simuloituna.



Kuva 5.6. Tuulipuiston 2 yksittäisen turbiinin tuotannon pysyvyyskäyrä vuodelta 2020 MERRA-2 mallin perusteella simuloituna.



Kuva 5.7. Tuulipuiston 3 yksittäisen turbiinin tuotannon pysyvyyskäyrä vuodelta 2020 MERRA-2 mallin perusteella simuloituna.

Pysyvyyskäyristä havaitaan, että täyden tuotannon tunteja on varsin vähän vuositasolla kaikkien tuulipuistojen osalta. Tuulipuistojen 1 ja 2 käyrät ovat varsin samankaltaisia, tuulipuiston 3 pysyvyyskäyrän ollessa varsin epätyypillinen suomalaisille tuulipuistoille. RENinjan simulointityökalun perusteella havaitaan erityisesti tuulipuiston 3 alueen tuulisuuden olevan MERRA-2 mallissa merkittävästi korkeampi kuin esimerkiksi tuulipuiston 2 alueen.

Muiden tuulipuistojen tulosten ollessa uskottavia, onkin todennäköistä ettei mallissa ole virhettä. Mallinnus on tehty tuulipuistoille 2 ja 3 samalla turbiinityypillä, vaikka tuulipuiston 3 tarkkaa turbiinityppiä tai valmistajaa ei olekaan vielä ilmoitettu. Valittu turbiini asettuu samaan teholuokkaan kuin mitä puistoon on ilmoitettu asennettavan. Lisäksi ero vastaavaan toisen valmistajan turbiiniin on varsin pieni, kuten aiemmin esitetyt tehokäyrät osoittavat. Näin ollen voidaan todeta tarkkuuden olevan riittävä erilaisten skenaarioiden keskimääräisyyden pohjalta.

5.3 Simuloinnissa tarkasteltavat tuotantotilanteet

Simulointiin on muodostettu neljä erilaista tuotantoskenaariota tuulipuistoille tuulen pysyvyyskäyrän pohjalta. Alueellisen läheisyytensä takia kaikkia tuulipuistoihin kuuluvia turbiineja tarkastellaan yhtenäisesti, niin että jokaiselle käytetään samaa kapasiteettikerrointa. Tämä ei vastaa suoraan reaali maailman tilannetta, sillä vaikka turbiinit ovat tuulipuiston sisällä varsin lähekkäin, on niillä kuitenkin sijaintiero, joka vaikuttaa yksittäisen turbiinin tuotantotehoon.

Lisäksi turbiinien keskinäisvaikutukset vaikuttavat vähän tuulisuuteen muun muassa turbulenssin johdosta. Tämä johtaa siihen, että turbiinikohtaisessa tuotannossa tuulipuiston sisällä on todellisuudessa varianssia. Tuulipuistot on mallinnettu talvi- ja kesätuotannon osalta omina kokonaisuuksinaan ja täyden ja nollatuotannon skenaarioissa kokonaisuutena. Tarkasteltavan verkkoalueen nimellinen tuulipuistojen tehotuotanto on noin 221 MW.

Tämän työn tarkoituksena ei ole ennustaa tuotantoja alueellisin eroin, vaan tutkia sähköverkon käyttäytymistä erilaisissa tuotantotilanteissa, joten keskimääräisen tarkastelun voidaan katsoa olevan riittävä. Todellista toteumaa on mahdollista seurata vain reaaliaikaisena tai historiallisen datan pohjalta, sillä mitkään ennustemallit eivät ole täysin tarkkoja. Taulukossa 5.4 on esitetty simuloinnissa tarkasteltavia skenaarioita ja ne on avattu taulukon alla tarkemmin omina alalukuina.

Taulukko 5.4. Simuloinnissa tarkasteltavat tuulipuistokohtaiset tuotantoskenaariot.

Skenaario	Osuus nimellisestä (%)	Tuotettu teho (MW)
Täysi tuotanto	100	221 MW
Talven KA-tuotanto	Taulukon 5.3 mukainen	98.2 MW
Kesän KA-tuotanto	Taulukon 5.3 mukainen	68.8 MW
Nolлатuotanto	0	0 MW

5.3.1 Täyden tuotannon skenaario

Täyden tuotannon skenaario tarkastelee tilannetta yli 12 m/s tuulennopeustilanteessa. Aiemmin esitetyistä turbiinikohtaisista pysyvyyskäyristä voidaan nähdä, että 100 % tehotilanne on hyvin harvinainen, mutta verkon mitoituksen riittävyyden kannalta erittäin tärkeä. Tässä skenaariossa kaikki tarkasteltavat tuulipuistot saavuttavat nimellisen tuotantotehonsa, jolloin tarkasteltavien tuulipuistojen tehotuotanto on 221 MW. Tämä kuormittaa sähköverkon siirtokapasiteettia eniten ja voi tuottaa haasteita jännitteennousun kanssa erityisesti poikkeuskytkentätilanteissa. Lisäksi jännitteet voivat nousta lähellä tuulipuistojen liityntäpisteitä. Tilannetta voidaan hallita säätämällä tuulivoimaloiden tehokerrointa ja kompensoimalla loistehoa.

5.3.2 Talviskenaario

Talven keskiarvoisen tuotannon skenaariossa tuotanto on mallinnettu talven kapasiteettikerrointen perusteella tuulipuistokohtaisesti. Talven kapasiteettikertoimen arvot ovat keskimäärin 46 % nimellistehosta tarkasteltujen turbiinityyppien kanssa. Likimääräisesti voitaneen olettaa muidenkin tyyppien noudattavan samankaltaisia prosenttimääriä omissa tehokäyrissään.

Skenaariossa verkon kapasiteetin kuormitus on merkittävästi pienempi kuin täyden tuotannon skenaariossa, ja sitä voidaan tarkastella myös tehorajoituksen ja poikkeuskytkentöjen tukemisen näkökulmasta. Samalla voidaan arvioida tuulipuistojen kykyä ylläpitää verkon jännitettä talvikuormatilanteessa.

5.3.3 Kesäskenaario

Kesän keskiarvoisen tuotannon skenaariossa tuotanto on matalampaa kuin talvella tuulisuusolosuhteiden ja ilman olosuhteiden muutosten takia. Tilanne vastaa noin 6-6,5 m/s tuulennopeutta. Kuormitus verkolle ei ole merkittävä, ja tuotanto voisi olla mahdollista tuulipuistoille myös poikkeustilanteessa. Lisäksi skenaariolla voidaan tutkia matalamman tuulivoimatuotantotehon kykyä tukea tarkasteltavaa verkkoa poikkeustilanteessa jännitteen ylläpidon näkökulmasta korkeassa kuormitustilanteessa. Lisäksi skenaariota voidaan tarkastella myös tuulivoiman tehojen rajoittamisnäkökulmasta poikkeuskytkentätilanteessa kesäkautena, missä tuulipuistolle asetetaan sopimuksen mukaista liittymistehoa matalampi maksimiteho väliaikaisesti huoltotyön tai vikatilanteen takia tai tilannetta, jossa tuulipuistoa käytetään kuluttamaan loistehoa verkosta.

5.3.4 Nollaskenaario

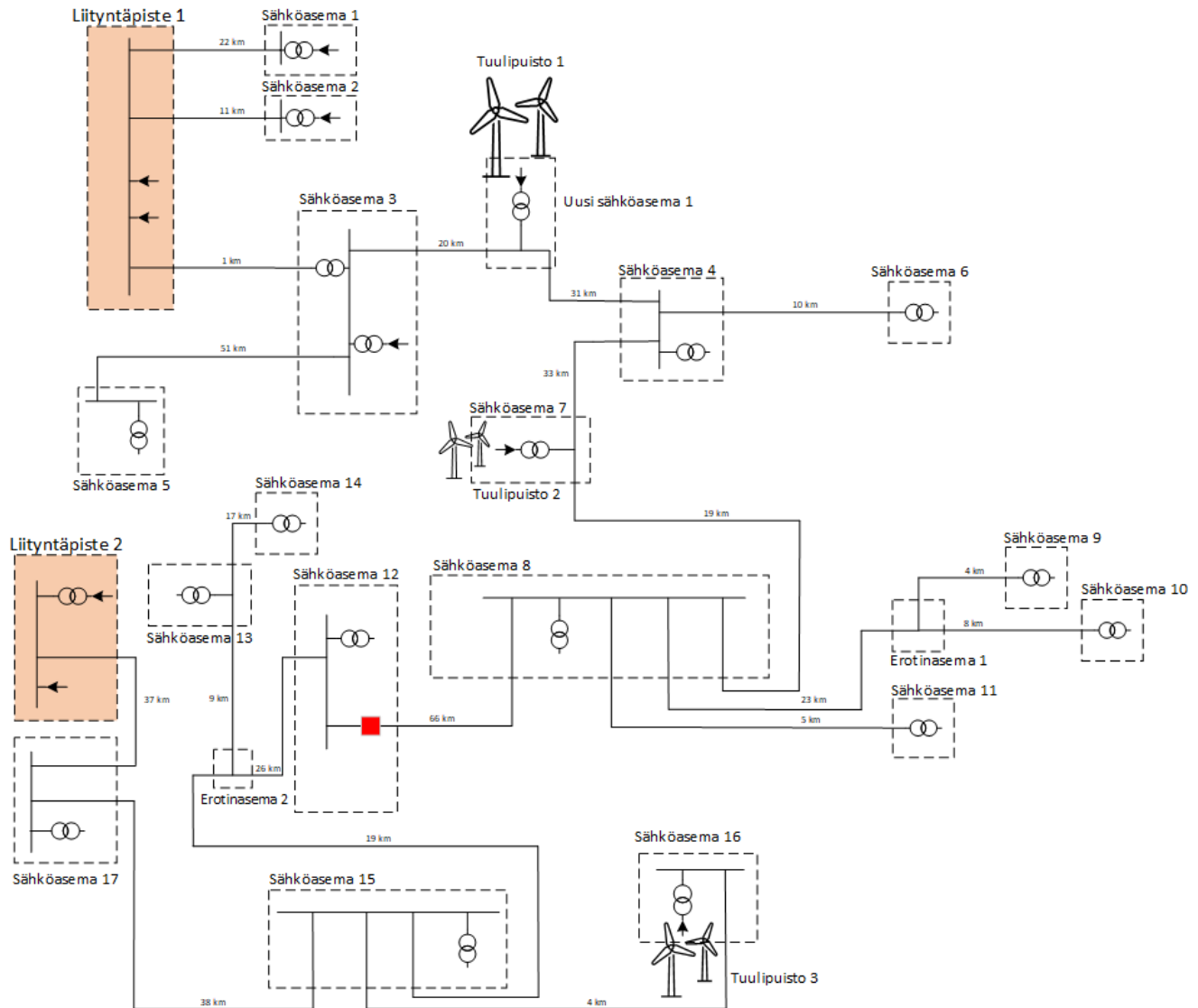
Nollaskenaario tarkastelee tilannetta joissa tuotantoa ei ole alueella ollenkaan. Esimerkkeinä tarkastelluilla Nordex N131-3.0 turbiineilla ja Vestasin V126-3.45 turbiineilla, kummallakin käynnistystuulennopeus on 3 m/s. Mikäli tuulennopeus on alle tämän, voimalat eivät ole ollenkaan tuotannossa. Nollatuulitilanteet ovat suhteellisen harvinaisia, mutta mahdollisia.

Tilanteissa joissa tuulipuistojen tehotuotantoa ei ole käytössä ollenkaan, on tarvittava kaikki teho tuotettava joko verkkoalueen tavanomaisilta voimalaitoksilta tai otettava kantaverkosta. On tärkeää, että verkon kapasiteetti on riittävä kaiken tarvittavan tehon siirtämiseen myös tilanteissa, jossa kaikki teho on tuotava muualta.

Huoltotilanteet eivät ole tämän skenaarion kannalta kovinkaan sovelluskelpoisia, sillä tuulivoimapuistoissa huollot pyritään tekemään voimala kerrallaan. Tarkasteluun soveltuvat kuitenkin joidenkin tuulipuistojen osalta päämuuntaja- ja sähköasemahuollot Nollaskenaarioon asettuvat myös tuulipuistojen pysäytystuulennopeuden ylittävät tuulennopeudet, esimerkiksi myrskytilanteissa.

5.4 Simuloinnissa tarkasteltava verkko

Simuloinnissa tarkastellaan Caruna Networks Oy:n suurjännitteistä jakeluverkkoa eräällä verkkoalueella. Simuloinnin laskennoissa käytetään tarkkaa alueen verkkomallia, mihin on lisätty uudet tuulipuistot. Yksinkertaistettu topologia verkosta esitetään kuvassa 5.8, missä pohjana on käytetty muokattua Carunan käytöntukijärjestelmän verkkomallia. Tarkempaa verkkomallia ei työssä esitetä, vaikka simuloinneissa käytetäänkin tarkkaa verkkomallia.



Kuva 5.8. Tarkasteltavan verkon yksinkertaistettu ja mittakaavaton topologia Carunan verkkomallin pohjalta (Caruna Oy 2021).

Kuvasta 5.8 nähdään, että simuloitavalla verkolla on kaksi liityntäpistettä. Näistä liityntäpiste 1 on kantaverkkoyhtiön hallinnoima ja liityntäpiste 2 toisen alueverkkoyhtiön hallinnoima. Kuvaan on lisätty yksittäinen uusi sähköasema, joka on rakenteilla tuulipuiston 1 liityntää varten. Asema on mallinnettu simulointijärjestelmään Carunan periaatteiden mukaisesti.

Verkon normaali jakoraja on merkitty punaisella avointa katkaisijaa mallintavalla neliöllä. Normaalisissa tilanteissa verkkoa ei käytetä renkaassa vaan kahtena erillisenä säteittäisverkkona. Liittymispisteet kantaverkkoon ja toisen verkkoyhtiön alueverkkoon on merkitty mustilla nuolilla suoraan niiden asemien kiskoille ja verkkoon päin tehoa syöttävät voimalaitokset on merkitty muuntajan kuvaan yhdistetyllä mustalla nuolella. Näistä jo tuotannossa ja rakenteilla olevien tuulipuistojen sijainnit on lisäksi merkitty tuulivoimaloiden kuvin. Jokaisen tuulipuiston tuulimylly-kuvan koko kuvastaa suhteellisesti tuulipuistojen nimellisiä tuotantotehoja. Muut muuntajilla ja nuolilla merkityt syöttävät pisteet ovat vesivoimalaitoksia, jotka ovat tuotannossa vaihtelevasti. Kulutukset on merkitty kuvaan pelkin muuntajin, jotka kuvaavat sähköasemien osalta niiden päämuuntajaa tai päämuuntajia. Verkkoon liittyneiden tuulipuistojen numerot, liittytäpisteet, tehot ja tuotantostatus on esitetty taulukossa 5.5.

Taulukko 5.5. Tuulipuistojen tehot ja liittytäpisteet

Tuulipuisto	Suurin teho liittymispisteellä	Liittytäpiste	Tuotannossa
Tuulipuisto 1	130 MW	Uusi sähköasema 1	Tulossa
Tuulipuisto 2	25 MW	Sähköasema 7	Kyllä
Tuulipuisto 3	70 MW	Sähköasema 16	Tulossa

Tuulipuistot liittyvät verkkoon kukin erilaisilla teknisillä ratkaisuilla. Tuulipuisto 3 liittyy suoraan sähköasemalähtöön, Tuulipuisto 2 johtovarsiliittymällä ja Tuulipuistolle 1 rakennetaan oma sähköasema. Kuvassa 5.8 esitetyt asemat eivät kuvaa verkon todellisia liittytäratkaisuja. Simuloinnissa huomioidaan liittytäratkaisut niiden teknisten ominaisuuksien mukaisesti.

Kuvassa 5.8 esitetyn verkon johdinosat ja niiden likimääräiset pituudet on esitetty liitteessä I, niin että liitteessä kuvan 5.8 sähköasemat on nimetty asemiksi, erotinasemat erottimiksi ja uusi sähköasema on merkitty nimellä Uusi 1 taulukkoon. Verkossa käytettävät johdot ovat pääsääntöisesti teräsvahvisteisia alumiinijohtoja (ACSR), joita käytetään yleisesti suurjänniteverkoissa. Verkko-osat ovat hyvin vaihtelevan ikäisiä, vanhimmat verkon osat ovat 60-luvulta ja tuoreimmat 2010-luvun loppupuolelta. Sähköasemien 110/20 kV päämuuntajat, joiden alla on vain kulutusta on merkitty pelkillä muuntajamerkinnoilla. Lisäksi erotinasemat on merkitty hahmottamisen helpottamiseksi. Esitysmuoto ei ole mittakaavassa tai maantieteellisen verkon muotoinen.

Muiden tekijöiden lisäksi johdinten ikä ja kunto vaikuttavat niiden kuormitettavuuteen, nämä tekijät on huomioitu simuloinnissa käytettävän verkkomallin kuormitettavuuksissa Carunan sisäisten linjausten mukaisesti. Simuloinnissa käytetään tarkkoja metriarvoja johdinten pituuksille liitteessä esitettyjen likiarvojen sijaan (Caruna Oy 2021).

Verkkoon liittyvien tuulivoimaloiden oletetaan kompensoivan omat loistehonsa kaikissa tuotantotilanteissa ja toimivan ilman jakeluverkonhaltijan erillistä pyyntöä tehokertoimella yksi. Taulukossa 5.5 esitettyjä nimellisiä liittymistehojen käytetään liittymispisteisiin syöttettävänä maksimitehona. Jakeluverkonhaltijalla ei ole tietoa erillisten tuottajien omista voimala-alueen verkoista, joten tuulipuistojen verkkoja ei huomioida simuloinnissa.

5.5 Simuloinnissa tarkasteltavat kytkentätilanteet

Tässä luvussa esitetään simuloinnissa tarkasteltavat kytkentätilanteet edellisessä luvussa esitetyn verkkotopologian pohjalta. Sähköverkon kytkentätilanteiden muutosten taustalla voi olla useita tekijöitä. Esimerkiksi normaalitilassa verkkoa voidaan optimoida erilasiin kuormitustilanteisiin muuttamalla jakorajoja, kun taas vikatilanteessa kytkentätilanteita muuttamalla voidaan palauttaa sähköt asiakkaille toisen yhteyden kautta.

Molemmissa tilanteissa on tärkeä seurata verkon kuormitustilannetta, joskin eri näkökulmasta. Toimittaessa normaalissa kytkentätilanteessa verkkoa optimoimalla voidaan minimoida kustannuksia. Vikatilanteessa verkon kytkentöjen teko perustuu vian korjaamiseen ja sähköjen palauttamiseen asiakkaille mahdollisimman nopeasti ja turvallisesti. Tällaisessa tilanteessa kytkentöjä tehdessä huolehditaan, että verkon kapasiteetti korvaustilanteeseen riittää ja jännitteet pysyvät standardin määrittämässä rajoissa. Pääsääntöisesti sähköt saadaan palautettua suurimmalle osalle asiakkaista vaihtoehtoisia reittejä ja vika korjattua varavoimaa käyttäen.

Pitkittyessään tai suurien kuormien aikaan poikkeuskytkentätilanne voi vaatia lisätoimenpiteitä verkon tukemiseen. Verkkoon liittyneet tuulivoimalat voisivat tarjota loistehojohdannaisia palveluita verkonhaltijalle kompensatiotarpeisiin ja tukea tehotuotannolla verkkoa haastavissa tilanteissa. Pääsääntöisesti jakeluverkonhaltija tekee kytkentätoimenpiteitä keski- ja pienjännitejänniteverkoissa. Isot tuulipuistot nykyisellään liittyvät kuitenkin suurjänniteverkkoihin, joten keski- ja pienjänniteverkkojen kytkentöjä tai kytkentätilanteita ei tarkastella tässä työssä. Seuraavissa alaluvuissa esitellään niin sanottu normaali kytkentätilanne ja erilaisia mahdollisia poikkeuskytkentätilanteita tarkasteltavalle verkolle.

5.5.1 Normaali kytkentätilanne

Normaalilla kytkentätilanteella tässä työssä kuvataan sitä tilaa, missä verkko on alunperin suunniteltu toimimaan. Normaalitilanteessa ei ole useimmiten tarvetta rajoittaa tehotuotantoja tai -virtoja verkossa, ja verkko sekä suojaukset toimivat oikein. Tässä työssä simuloidaan verkko poikkeuskytkentätilanteen lisäksi normaalitilanteessa eri tuulivoiman tuotantotehoilla, jotta tehovirtojen ja kuormituksien vertailukelpoisuus saavutetaan. Samalla arvioidaan nyt rakenteilla olevien tuulipuistojen verkostovaikutuksia nykyiseen verkkoon ja voidaan tunnistaa verkon kehityskohteita.

Normaalissa kytkentätilanteessa jakoraja on sähköasemien 8 ja 12 välillä ja verkon topologia kuvan 5.8 mukainen. Verkko on jaettu likimain puoliksi ja ylempi on liittynyt kantaverkoon liittytäpisteellä 1 ja alempi osa toisen alueverkkoyhtiön verkkoon liittytäpisteellä 2. Tällöin myös tuulipuistojen tuottama teho voidaan joko käyttää kokonaisuudessaan verkkoalueella ja pienentää ottoa kantaverkosta tai ylituotantotilanteessa johtaa kanta- tai alueverkkoon.

5.5.2 Poikkeuskytkentätilanne

Tarkastellaan poikkeuskytkentätilanteessa verkkoa tilanteessa, jossa jompikunpi liittytäpisteistä menetetään. Nämä kaksi poikkeuskytkentätilannetta on valittu pahin mahdollinen tilanne - periaatteen mukaisesti sen takia, että ne ovat kaksi haastavinta tilannetta. Periaatteessa muiden johtovälien menetyksiä voidaan tarkastella nyt tutkittavan kahden poikkeustilanteen alla niin, että mikäli haastavimmilla menetyksillä on mahdollista käyttää verkkoa, on verkon käyttö myös vähemmän kriittisillä johtoväleillä mahdollista. Esimerkiksi liittytäpisteen 1 menetys vian tai muun syyn takia on haastava. Tällöin koko verkko olisi liittytäpisteen 2 perässä, jolloin erityisen haastaviksi muodostuvat pitkät johdot esimerkiksi sähköaseman 8 ja 12 välissä siirtokapasiteetin riittävyyden osalta.

Tilanne on myös haastava toisinpäin: liittytäpisteen 1 menetys ja verkon jääminen liittytäpisteen 2 perään. Tuulipuistot voisivat sopivissa tuulisuusolosuhteissa pelastaa tilanteen. Tuulipuisto 1 voisi tukea verkkoa liittytäpisteen 1 menetystilanteessa merkittävästi ja tuulipuisto 3 voisi tukea verkkoa liittytäpisteen 2 menetystilanteessa.

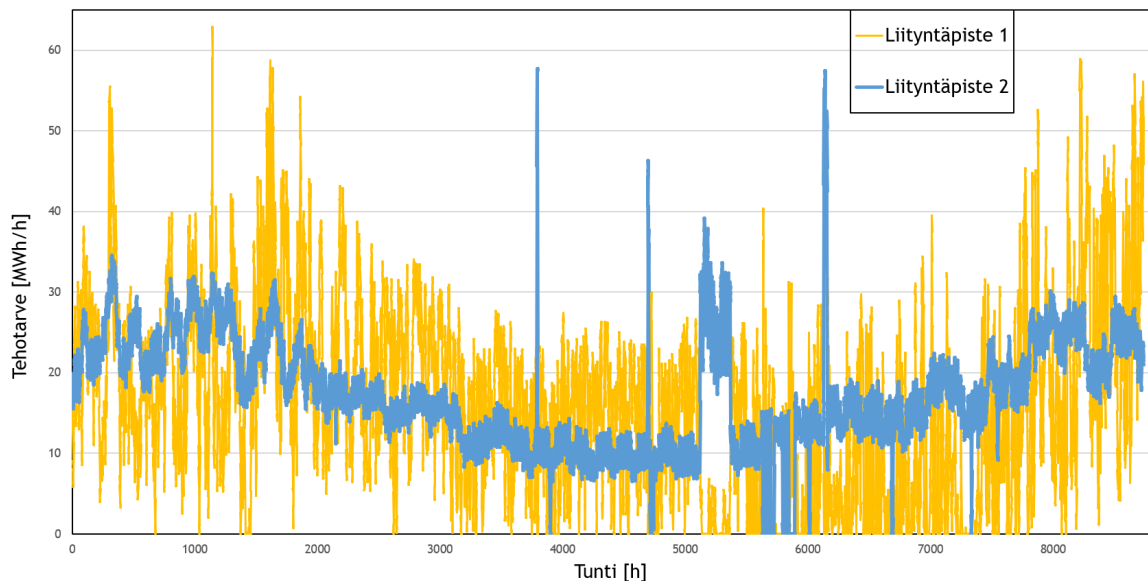
Tuulipuistojen tehokertoimien säädön mahdollisuuksien tarkastelun näkökulmasta kiinnostavia ovat 110 kV reaktorien verkosta irti olemiset vikaantumisen tai huollon takia. Tämä johtuu siitä, että sähköasemilla 8 ja 12 on sijoitettuna reaktorit, joiden vikaantuminen olisi verkon loistehohallinnan kannalta haastavaa. Erityisesti tuulipuistoa 3 voitaisi hyödyntää verkkoalueen alaosassa loistehon tuotantoon tai kulutukseen tarpeen mukaan. Loistehon tuotantarpeet asettuvat pääsääntöisesti talvikaudelle ja kulutustarpeet pääsääntöisesti kesäkaudelle kuormien vaihdellessa merkittävästi lämpötilan mukaan.

5.5.3 Simuloinnissa tarkasteltavat kuormat

Simuloinnissa käytetään tarkasteltavan verkkoalueen tehokulutuksen sekä loistehonannon ja oton osalta yleissuunnittelun käyttämiä päivitettyjä tehotietoja. Simuloinnin osalta on talvelle haettu sähköasemakohtainen tyypillinen huippukuormatilanne ja kesälle tyypillinen minimikuormatilanne.

Valinnat simulointiin on tehty asemakohtaisesti mittaustulosten perusteella. Onkin huomioitava, etteivät normaalitilanteessa asemakohtaiset tehotarvepiikit asetu välttämättä samalle tunnille vuositasolla. Ne ovat kuitenkin verkon näkökulmasta kiinnostavimmat tarkasteltavat, sillä kyseessä on verkon kannalta kriittisin tilanne.

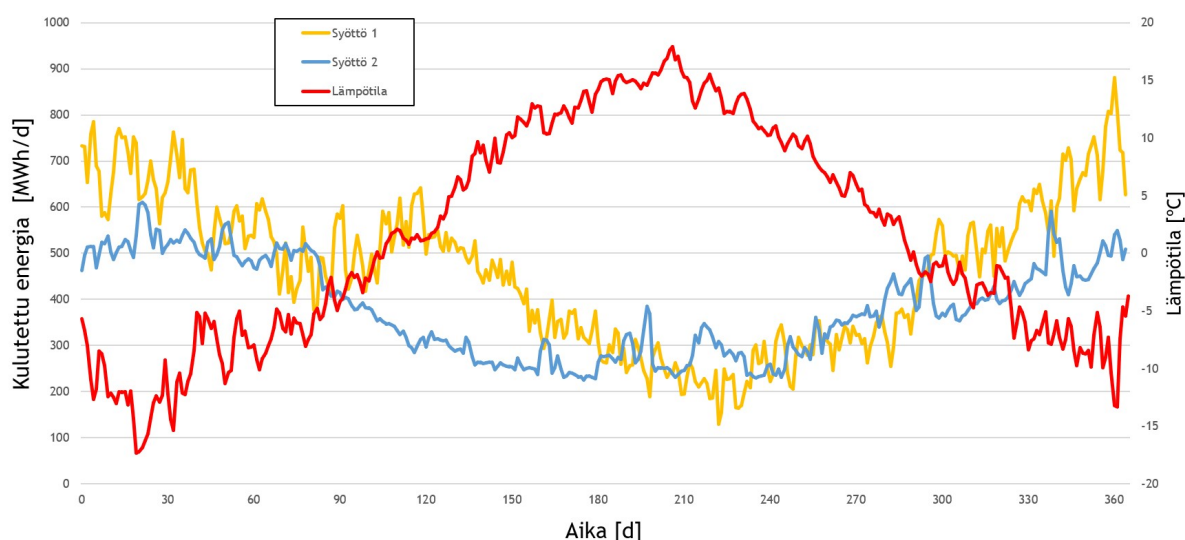
Liityntäpisteiltä mitatut alueen tehotarpeet tuntitasolla vuoden ajalta on esitetty kuvassa 5.9.



Kuva 5.9. Tarkasteltavan verkkoalueen liityntäpistekohtaiset kuormat vuodelta 2021 (Caruna Oy 2021).

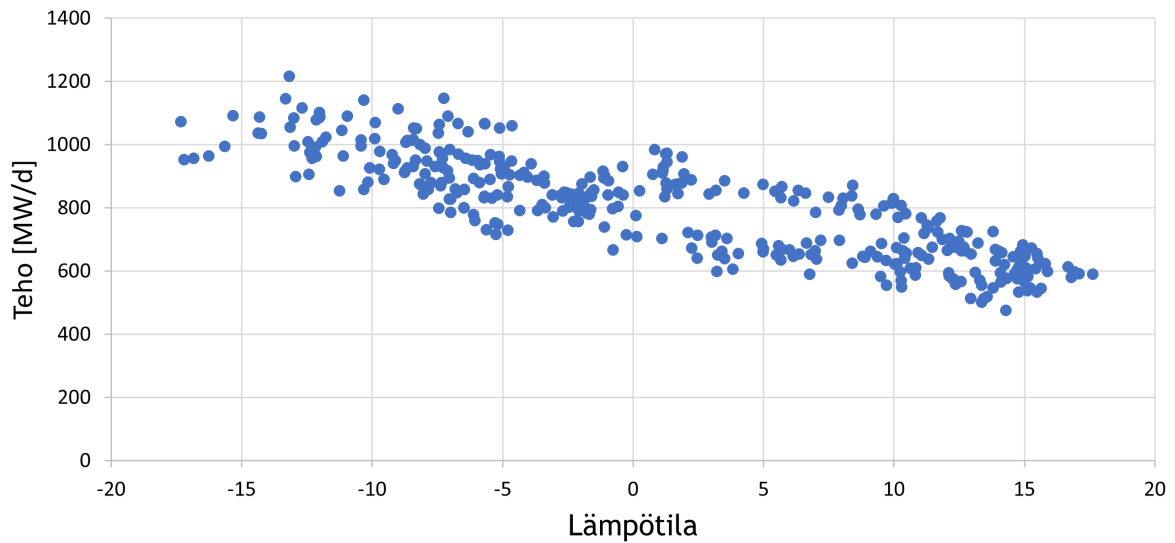
Pelkkä tuntitason tehokäyrä vuodelta ei kerro erityisen hyvin laajemman aikavälin kulutuksesta tai lämpötilan vaikutuksista. Se kuitenkin osoittaa alueen kuluttamia hetkellisiä tehopiikkejä. Tehomittauksesta voidaan havaita kesän ajalta myös poikkeuskytkentätilanne, missä liityntäpiste 1 on ollut jonkin aikaa pois käytöstä ja koko verkkoa on kesän aikaan syötetty liityntäpisteen 2 kautta. Keskiarvoisessa tarkastelussa vuosikohtaiset poikkeustilanteet tasoittuvat ja sallivat yleisemmän tason tarkastelun.

Kuvassa 5.10 esitetään kymmenen vuoden keskiarvoinen kuorma päivätasolla vuosilta 2011-2021 ja päivän keskiarvoinen lämpötila vuosien 2012-2021 väliltä. Lämpötilojen keskiarvo on vuoden lyhyemmältä ajalta, sillä tarkasteltavaa aluetta lähimmältä sääasemalta alettiin tilastoida lämpötiloja päivätasolla vasta vuonna 2012. Esimerkki ilmatieteenlaitoksen keräämästä säädatasta esitetään liitteessä III vuoden 2013 alkuosan tiedoilla.



Kuva 5.10. Tarkasteltavan verkkoalueen liityntäpistokohtaisten kuormien ja alueen lämpötilojen 10 vuoden keskiarvo (Caruna Oy 2021).

Kuvaajasta 5.10 havaitaan kulutuksen seuraavan lämpötilan vaihtelua vuodenaikakohtaisesti. Talvella kuormitus on korkeampaa ja vaihtelevampaa pakkasöiden myötä. Kesällä kuormitus on hieman tasaisempaa ja merkittävästi matalampaa, muutamia yksittäisiä piikkejä lukuunottamatta. Kuvassa 5.11 esitetään lämpötilan mukaan järjestetty alueen kuluttama teho päivätasolla



Kuva 5.11. Tarkasteltavan verkkoalueen lämpötilan mukaan järjestetty alueen kuluttama teho päivätasolla 10v keskiarvosta (Caruna Oy 2021).

Kuvasta 5.11 nähdään selkeästi lämpötilan vaikutus tehotarpeeseen. Havaittavissa on hieman hajontaa, mutta suora korrelaatio lämpötilan ja kulutuksen välillä on havaittavissa. Tehokulutus heittelee kuluttajien vaihtelevien tottumusten mukaan, mutta seuraa lämpötilaa, laskien lämpötilan noustessa.

Yksinkertaistettu tehotarvekuvaus on esitetty taulukossa 5.6, mistä nähdään suurpiirteiset suurimmat ja pienimmät tuntitehotarpeet eri skenaarioissa vuodenajoittain muuttuvien kuormien mukaisesti. Käytettävä data on kerätty sähköasemakohtaisesti Carunan sisäisistä mittausjärjestelmistä. Simuloinnissa käytetään tarkkoja arvoja arvoja pätö- ja loisteholle päämuuntajakohtaisesti.

Taulukko 5.6. Tarkasteltavat simulointiskenaariot. KA = keskiarvo.

Liityntäpisteen menetys	Tehotarve	Tuulivoimatuotanto
Liityntäpiste 1 talvella	100 MW	0% / kesä KA / talvi KA / 100%
Liityntäpiste 1 kesällä	20 MW	0% / kesä KA / talvi KA / 100%
Liityntäpiste 2 talvella	100 MW	0% / kesä KA / talvi KA / 100%
Liityntäpiste 2 kesällä	20 MW	0% / kesä KA / talvi KA / 100%
Reaktorin menetys	Tehotarve	Tuulivoimatuotanto
Asema 12 talvella	100 MW	0 - 72 MW portaittain
Asema 12 kesällä	20 MW	0 - 72 MW portaittain

Taulukosa 5.6 luvuissa havaitaan suhteellisen korkea loistehon osuus. Tarkasteltavaa aluetta on maakaapeloitu viime vuosien aikana paljon. Kaapelien tuottama loisteho ja sen kompensointitarve on havaittavissa a sähköasemakohtaisesti erityisesti kesäajan korkeina loistehoantoina. Talvella tilanne loistehon osalta ei ole niin paha, korkeampi kuormitus kaapeleilla johtaa pienempään loistehotuotantoon.

Simulointia varten piikkien perusteella voidaan arvioida, että kesällä alueella kulutettu matalin teho on noin 20 MW ja maakaapelien tuottama loisteho tällöin noin 30 MVar ja talvella kulutuspiikki noin 100 MW ja loistehoanto 20 MVar. Nämä luvut ovat sähköasemakohtaisten päämuuntajien arvojen summia, joissa ei huomioida alueverkon vaikutuksia alueen kokonaispätö- ja loistehotarpeeseen. Taulukon arvot on pyöristetty lähimpiin kymmenen megawatin tarkkuuksiin, simuloitaessa käytetään tarkkoja arvoja.

5.6 Simulointimenetelmät

Simuloinnit toteutetaan PSS[®]E:n tehovirta-analyysillä, jolla voidaan tutkia muun muassa verkon osien kuormituksia ja pätö- sekä loistehovirtoja asettelujen mukaisissa tilanteissa. Lisäksi tehovirta-analyysillä on mahdollista tarkastella jännitetasoja eri verkon osissa ja havaita mahdolliset jännitteen kohoamiset tai alenemat. Verkossa olevia reaktoreja säädetään tilanteiden mukaan liityntäpisteiden loisteho-oton tai -annon minimoimiseksi. Lisäksi sähköaseman 3 kiskolle on liittynyt vesivoimalaitos, minkä oletetaan olevan tuotannossa skenaarioissa, joissa tarkasteltavan alueen oma tuotanto ei riitä tai voimalaitoksen on tarpeellista olla kiinni jännitteiden ylläpitämiseksi. Simuloitu loistehokapasiteetti voimalaitoksille on Fingridin loistehokapasiteettivaatimusten mukainen. Tuulipuistojen loistehokapasiteetista puolet on varattu loistehoreserviin, jolloin toista puolikasta voidaan käyttää jännitteen säätöön. Simuloinnissa tuulipuistot toimivat jännitesäädöllä pyrkien pitämään oman kiskonsa jännitteen asettelujen mukaisena (Fingrid 2018).

Reaktorin menetysskenaariossa tarkastellaan pienempää aluetta useammalla tuotantotehon arvolla ja täydellä VJV2018 mukaisella loistehokapasiteetilla. Skenaarioissa tarkastellaan ainoastaan alapuolista verkko-osaa. Alue on kuvassa 6.8 esitettyssä verkkomallissa Syöttö 2 - Sähköasema 12 väli. Tarkastelussa käytetään tuulipuistolle 3 täyttä loistehokapasiteettia ja reaktorin menetystä simuloitiin irrottamalla reaktori PSS[®]E:ssä verkosta

6 SIMULOINNIN TULOKSET JA ANALYSOINTI

Simuloinneissa käytetään luvussa 5 kuvattuja lähtötietoja ja oletuksia. Järjestelminä käytetään REninja-simulointityökalua ja PSS®E sovellusta.

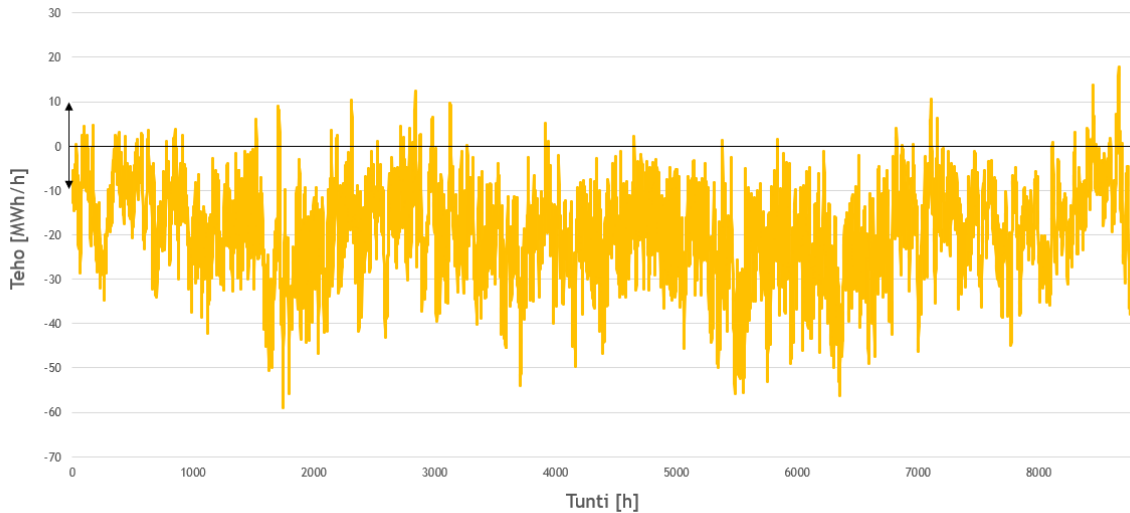
REninja -simulointityökalun avulla tarkastellaan alueellisia tehotaseita tuntitasolla simuloituilla tehotuotannoilla. Tarkastelussa voidaan havaita, miten alueen tehotarve ja tuotanto asettuvat tuntitasolla. Tuloksissa esitetään ennustetyökalun mukaisen tuotannon vaikutukset normaalin kytkentätilanteen mukaisten alueiden tehotaseeseisiin, sillä se on ainoa skenaario jolle on saatavissa pidemmän aikavälin mittausdataa.

Simulointien tulokset esitetään matriisimuotoisina tuotantotilanteiden ja skenaarioiden perusteella. Matriisit jaotellaan skenaarioiden perusteella neljään osaan. Eri skenaarioiden simulointien tarkastelu ja esiin nousseet havainnot simulointituloksista käsitellään omilla osioissaan.

6.1 Tulevaisuuden tehotaseet ennustetuilla tuulivoimatuotannoilla

Tuulipuistojen tuotannon jakautumista voidaan simuloida MERRA-2 mallin pohjalta REninja-työkalulla. Tarkastelussa on huomioitu rakenteilla olevien tuulipuistojen 1 ja 3 simuloitua tuotantotehot. Olemassa olevan tuulipuiston 2 tuotanto on huomioitu jo liityntäpisteeseen 1 tehomittauksissa. Simuloitua tuntikohtaista tehotuotantoa voidaan verrata alueellisiin mittauksen mukaisiin tehotarpeisiin summaamalla mallin mukainen tuotanto alueen kulutukseen. Tällöin saadaan ennustemallin mukaiset tehotaseet tuntikohtaisena kummallekin liityntäpisteelle. Tehotaseet esitetään niin, että miinus-merkkiset luvut ovat tehoa ulospäin, niin sanottua negatiivista tehotarvetta, ja plus-merkkiset luvut alueen kuluttamaa tehoa. Vuosikohtaisten vaihteluiden tasoittamiseksi käytetään sekä vuosikymmenen mittausarvoja, että 10 vuoden simuloituja tuotantoja, joista lasketaan keskiarvot.

Liityntäpisteen 1 tehotase simuloidulla tuotannolla esitetään kuvassa 6.1. Taseen määrittämiseen on kuorman osalta käytetty mitattua 10 vuoden keskiarvoa ja tuotannolle on käytetty 10 vuoden simuloituja keskiarvoja vuoden jokaiselle tunnille.

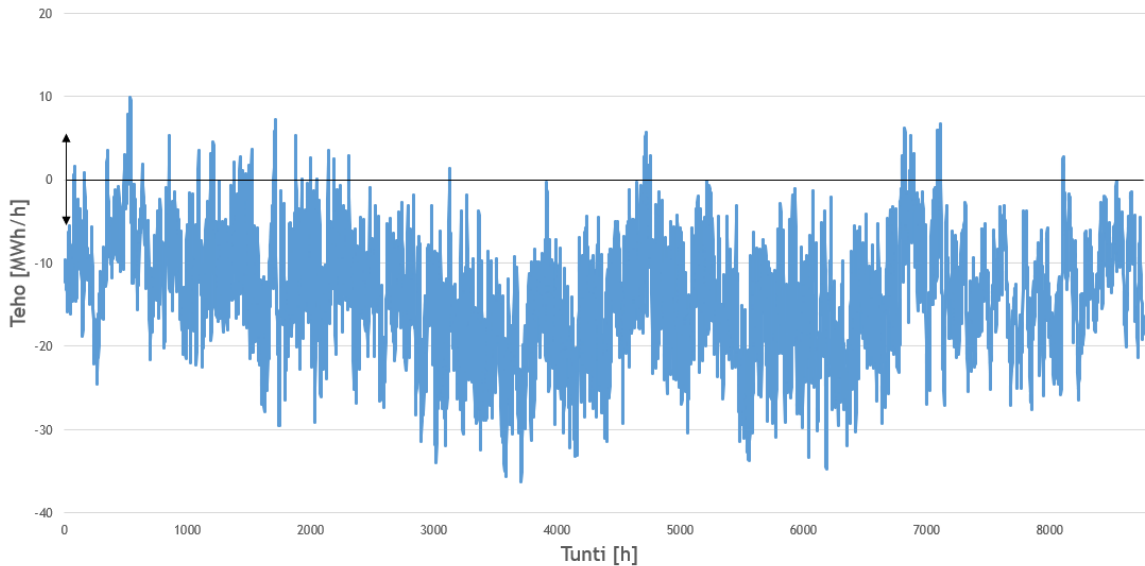


Kuva 6.1. Liityntäpisteen 1 tehotase MERRA-2 mukaisella tuulituotantotilanteella 10 vuoden keskiarvoisella kulutuksella ja simuloidulla tuotannolla

Kuvasta 6.1 nähdään tehotaseen keskittyvän pääsääntöisesti talvikuukausien osalta 20 MWh/h ja -50 MWh/h välille ja kesäkauden osalta arvojen 10 MWh/h ja -50 MWh/h välille. Lisäksi kuvaajasta voidaan nähdä tehotaseen painottuvan vahvasti negatiiviselle puolelle, mikä tarkoittaa merkittävää ulospäin suuntautuvaa tuotantoa.

Kantaverkosta otettavan tehon osalta voidaan selkeästi nähdä pienenevä tehotarve verrattuna alaluvussa 5.5.3 esitettyyn mittausdataan. Tuulipuistot kykenevät tuottamaan vuositasolla merkittävän osan tarkastellun verkkoalueen kuluttamasta energiasta. Simulaatiomallin perusteella otto kantaverkosta pienenee noin viidennekseen verrattuna tilanteeseen, jolloin alueella ei ole ollut tuotantoa.

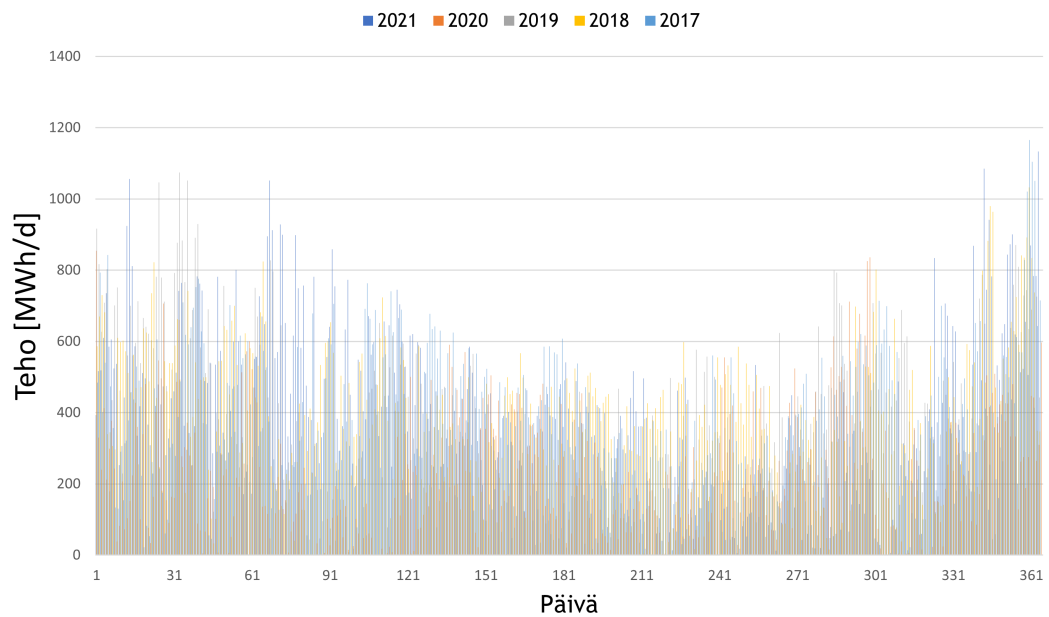
Liityntäpisteen 2 tuntikohtainen tehotase esitetään kuvassa 6.2. Taseen määrittämiseen on kuorman osalta käytetty mitattua 10 vuoden keskiarvoa ja tuotannolle on käytetty 10 vuoden simuloituja keskiarvoja vuoden jokaiselle tunnille.



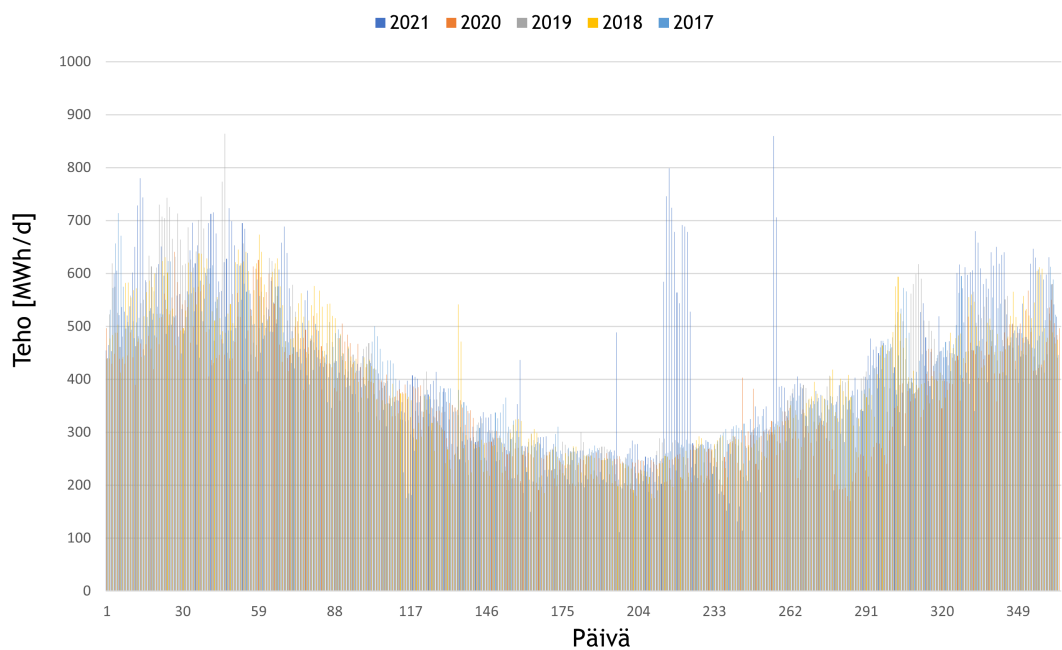
Kuva 6.2. Liityntäpisteen 2 tehotase MERRA-2 mukaisella tuulituotantotilanteella 10 vuoden keskiarvoisella kulutuksella ja simuloidulla tuotannolla

Myöskin alapuolisessa osassa verkkoa havaitaan vastaavaa pienentyvää ottoa kantaverkosta. Alueen energiaomavaraisuus ei ole aivan yhtä hyvä kuin yläpuolen osalla, millä sijaitsevat kaksi tuulipuistoa.

Kulutuksen vuosittainen vaihtelu tekee tarkasta ennustamisesta haastavaa, sillä esimerkiksi kytkentätilanteiden vaihtelut tekevät jokaisesta vuodesta omanlaisena. Vuositason vaihtelu liityntäpisteelle 1 on esitetty kuvassa 6.3 ja liityntäpisteelle 2 kuvassa 6.4.



Kuva 6.3. Liityntäpisteen 1 kulutus vuosittain 2021-2017



Kuva 6.4. Liityntäpisteen 2 kulutus vuosittain 2021-2017

Kuvista 6.3 ja 6.4 nähdään, että vuosien 2021 ja 2017 välisinä aikoina kulutus on seurannut samankaltaista käyrää yksittäisiä kytkentätilanteita lukuunottamatta. Huiput vaihtelevat vuositasoilla paljonkin, mutta kokonaisuudessaan kuvaajan muoto on kutakuinkin samankaltainen. Keskiarvojen perusteella voidaankin arvioida tuulivoimatuotannon vähentävän ottoa kantaverkosta merkittävästi.

6.2 Liityntäpisteiden menetys -skenaarioiden tulokset

Tässä alaluvussa esitetään normaalin kytkentätilanteen, sekä liityntäpisteiden 1 ja 2 menetyksen simulointitulokset. Normaalina kytkentätilannetta käytetään vertailukohtana poikkeustilanteille. Jokainen skenaario esitetään omassa alaluvussaan. Tuloksien esittämiseen on käytetty matriiseja, jotka on jaoteltu eri tuotanto- ja kuormatilanteisiin. Matriisit on värikoodattu erilaisten verkon kannalta merkittävien tarkastelukohteiden osalta siten, että vihreä kuvaa tilannetta, missä ei tarvita toimenpiteitä. Keltaisella värillä kuvataan tilanteita joissa tarvitaan verkonhaltijan toimenpiteitä, esimerkiksi reaktorien asettelujen tai tuulipuistojen säätötavan osalta. Oranssilla kuvataan tilanteita, jotka ovat toteutettavia ehdollisesti sähköaseman 3 vesivoimalaitoksen avulla ja punaisella tilanteita, jotka eivät ole simulaation perusteella toteutettavissa verkon näkökulmasta.

Reaktorit rivillä kuvataan reaktorien säätötarvetta keltaisella värillä ja säätösuuntaa - tai + -merkillä, niin että - -merkki kuvaa tarvetta säätää reaktoreja pienemmälle. Käytännössä reaktorit ovat nykyisellään asetettu suurimmalle mahdolliselle asettelulle, jolloin + merkkiä ei tuloksissa esitetä. Kaksi - -merkkiä (--) kuvaa reaktorien irroitustarvetta.

Taulukossa loistehotilanteen riveillä <> -merkit kuvaavat hyvin pientä loistehoantoa tai -ottoa, missä pysytään loistehoikkunassa ongelmitta. Vasemmalle osoittavat < -merkit loistehon antoa ja oikealle osoittavat > -merkit loisteho-ottoa. Ylä- ja alaosan tilanteet on eriytetty kauttaviivalla, niin että vasemmalla on yläpuolisen alueen ja oikealla puolella alapuolisen alueen tulokset. Muissa skenaarioissa on vain yksi liityntäpiste, joten vastaavaa erottelua niissä ei tehdä.

6.2.1 Normaali kytkentätilanne

Tässä osiossa esitetään tärkeimmät havainnot ja tulosmatriisi normaalissa kytkentätilanteessa eri tuotantototehoilla. Normaalina kytkentätilanteen tarkastelu toimii vertailukohtana poikkeuskytkentätilanteisiin. Oletuksena ennen simulointeja oli, ettei ongelmia tai haasteita tulisi tässä tilanteessa havaita millään tuotantotilanteella. Muutoin simuloinnin tuottamia tuloksia olisi ollut tarpeen epäillä, sillä tässä työssä esitetyt tuulipuistot ovat jo rakenteilla ja niiden liitettävyyden on todennettu jo yleissuunnittelussa. Taulukossa 6.1 on esitetty tarkemmin havainnot normaalina kytkentätilanteen kesän ja talven kuormituksilla neljällä eri tuotantototeholla tarkasteltavan alueen tuulipuistoille.

Taulukko 6.1. Tulokset normaalilla kytkentätilanteella. / alue-erottelu, < = loistehoanto, > = loisteho-otto ja - = reaktorin säätötarve.

Skenaario	Tarkastelukohde	Tuotantotilanne			
		Nollatuotanto	Kesän keskiarvoinen tuotantoteho	Talven keskiarvoinen tuotantoteho	Täysi tuotantoteho
Normaali kytkentätilanne Kesäkuormat	Jännite				
	Verkon kapasiteetti				
	Reaktorit				-
	Loistehotilanne	< / >	<< / >	<< / >	<> / >>
Normaali kytkentätilanne Talvikuormat	Jännite				
	Verkon kapasiteetti				
	Reaktorit		-	-	-
	Loistehotilanne	<> / >	<<< / >	<< / >	<> / >>

Taulukossa <> -merkit kuvaavat hyvin pientä loistehoantoa tai -ottoa, missä pysytään loistehoikkunassa ongelmitta. Loistehoantoa ja -ottoa osoittavat nuolimerkkien määrä on suhteessa loistehon määrään. Merkillä - kuvattua reaktorinsäätötarvetta ei kuvata suurellisesti ja se kuvaa kaikkia mahdollisia säätöasentoja. Vaikka johtojen kuormitusaste kasvaa tuotannon tehon kasvun mukana, simulointituloksista nähdään, että johtojen kuormitettavuudet eivät ole rajoittavia tekijöitä tarkastelluilla tuotantotehoilla.

Simulointien perusteella tunnistettiin tilanteita, joissa verkossa olevia reaktoreita on tarpeellista säätää matalammalle täydeltä asettelulta. Tällöin verkon käyttöä saadaan optimoitua. Loistehotilanteet eivät muodosta ongelmia yläosalla, sen liityntäpisteen loistehoikkuna on riittävän suuri. Alaosassa tilanne ei ole aivan yhtä hyvä, vaikka asennetun tuotannon myötä loistehoikkuna hieman suureneekin. Alaosassa voikin olla tarpeellista käyttää tuulipuistoja muilla jännitesäädön sijaan tehokerroinsäädöllä. Varsinkin talvella alueen tehonkulutus on korkea ja tuulivoima pienentää varsinkin suurilla tuotantotehoilla merkittävästi ottoa kantaverkosta. Kesän kuormat ovat talveen verrattuna merkittävän pienet ja reaktoreja on tarpeellista säätää tuotantotehon mukana. Kesällä voidaan kuitenkin alaosassa verkkoa kohdata tilanne, missä voidaan joutua rajoittamaan tuulipuiston 3 tuotantoa tai tekemään jakorajamuutoksia tuotannon mahdollistamiseksi.

Normaalin kytkentätilanteen skenaarion perusteella verkon kannalta mitään varsinaista estettä tuulipuistojen millekään tarkastellulle tuotannoskenaariolle ei ole. Kaikista skenaarioita selvittää verkon komponenttien tai tuotannon asettelujen säädöillä. Normaalin kytkentätilanteen tarkastelu osoittaa kuitenkin, että passiivisella hallinnalla ei voida jatkaa, vaan verkon hallintaa on tehtävä aktiivisesti tuulipuistojen muuttuvien tuotantotehojen takia. Tämä mahdollistaa verkon häviöiden minimoinnin ja loistehokustannusten optimoinnin.

6.2.2 Liityntäpisteen 1 menetys

Liityntäpiste 1 on verkonhallinnan näkökulmasta tärkeämpi liittyessään sähköaseman 3 kautta suoraan valtakunnalliseen kantaverkkoon. Verkkoa voidaan pitää suhteellisen jäykkänä ja siirtokapasiteetin voidaan luottaa riittävän useimmissa tilanteissa. Verrattaessa syöttöön 2 liityntäpisteen 1 kapasiteetti on merkittävästi korkeampi. Liityntäpisteen 1 menetys on verkon hallinnan kannalta yksi haasteellisimmista tilanteista.

Periaatteessa liityntäpisteen menetyksen kautta voidaan tarkastella myös verkon yläpuolisen osan jonkin johto-osan menetyksiä. Osittaisissa menetyksissä pärjätään, jos tarkasteltavan liityntäpisteen menetystilannetta voidaan hallita tuulipuistojen avulla. Taulukossa 6.2 on esitetty liityntäpisteen 1 menetyksen mukaisen poikkeuskytkentätilanteen mukaiset havainnot kesän ja talven kuormituksilla ja neljällä eri tuotantoteholla alueen tuulipuistoille.

Taulukko 6.2. Liityntäpiste 1 menetys -skenaarion tulokset. Jänniterivin + = jännitteen nousu, - = jännitteen alenema, < = loistehoanto, > = loisteho-otto, reaktoririvin - = reaktorin säätötarve ja - - = reaktorin irroitustarve.

Skenaario	Tarkastelukohde	Tuotantotilanne			
		Nollatuotanto	Kesän keskiarvoinen tuotantoteho	Talven keskiarvoinen tuotantoteho	Täysi tuotantoteho
Liityntäpisteen 1 menetys Kesäkuormat	Jännite	+			
	Verkon kapasiteetti				
	Reaktorit			-	
	Loistehotilanne	<<	>>	>>>	
Liityntäpisteen 1 menetys Talvikuormat	Jännite	-			
	Verkon kapasiteetti				
	Reaktorit	-	-	--	
	Loistehotilanne	<	<>	<>	

Taulukossa jänniterivin + ja - merkit kuvaavat jännitteen nousua tai -alenemaa ja loistehorivin <> -merkit kuvaavat hyvin pientä loistehoantoa tai -ottoa, missä pysytään loistehoikkunassa ongelmitta. Loistehoantoa ja -ottoa osoittavat nuolimerkkien määrä on suhteessa loistehon määrään. Merkillä - kuvattua reaktorinsäätötarvetta ei kuvata suureellisesti ja se kuvaa kaikkia mahdollisia säätöasentoja.

Nollatuotantotilanteessa ja matalissa tuulisuusolosuhteissa talvella sähköaseman 3 vesivoimala on kriittinen. Jännitteet romahtavat verkon kaukaisimmissa osissa sähköaseman 3 ympäristössä. Talvella vesivoimala on siis kriittinen tai kuormia on kytkettävä irti. Kesällä verkkoa voidaan käyttää ilman vesivoimalaa, jolloin jännitteet kohoavat menetetyn liityntäpisteen päässä. Tarkastellussa skenaariossa päämuuntajien alassäätö riittää vielä, jolloin loppukäyttäjien jännitteet eivät nouse liiaksi. Tilanteessa aseman 3 vesivoimalaa voidaan käyttää jännitesäätöön jännitteen alentamiseksi.

Keskituotannoilla kesäkuormitustilanteessa tuulipuistot kykenevät tukemaan verkkoa varsin hyvin. Loisteho aiheuttaa kuitenkin hieman haasteita verkon osien kuormituksen kasvaessa. Tämä johtuu alueiden matalasta kesäkuormasta, jolloin tehoa on tarpeellista siirtää toisen aluverkkoon alemmalla liityntäpisteeltä. Talven keskiarvotuotannolla toisen alueverkkoyhtiön taustaverkko voi aiheuttaa rajoitteita siirtokapasiteetin osalta, merkittäviä rajoitteita ei tarkastellun verkon puolella ole. Haasteisiin voidaan vastata pääsääntöisesti aktiivisilla säädöillä ja asetelumuutoksilla.

Talvikuormalla ja kummallakin keskiarvotuotannolla tilanne on vakaampi kuin kesäkuormalla. Ainoat tarvittavat toimenpiteet ovat reaktorien säädöt muuttuvan tuotannon ja kuormituksen mukana. Reaktorisäädöillä verkko kuluttaa käytännössä kaiken tuottamansa loistehon.

Täyden tuotannon skenaario osoittaa, että tuulipuistot eivät voi poikkeuskytkentätilanteessa tuottaa nimellistehoillaan. Tämä tarkoittaa tuotantorajoitusten asettamista aikajaksoille, joilla tuulisuus nousee korkeaksi. Varsinaista prosentuaalista tuotantorajoitusta on haastava asettaa, sillä tuulisuuden ja kuormien vaihdellessa tilanne voi nopeasti kääntyä pääläelleen.

6.2.3 Liityntäpisteen 2 menetys

Tässä osiossa esitetään liityntäpisteen 2 menetysskenaarion havainnot ja tarkemmat tulokset matriisimuotoisena. Liityntäpiste 2 ei ole kantaverkkoa, vaan se 2 liittyy toisen alueverkkoyhtiön 110 kV verkkoon. Liityntäpisteen taustaverkolla on muun muassa tuulipuistoja, muita voimalaitoksia ja kuormaa. Sen siirtokapasiteetti on matalampi syöttöön 1 verrattuna.

Taulukossa 6.3 on esitetty liityntäpisteen 2 menetyksen mukaisen poikkeuskytkentätilanteen mukaiset havainnot kesän ja talven kuormituksilla ja neljällä eri tuotantoteholla alueen tuulipuistoille.

Taulukko 6.3. Liityntäpiste 2 menetys -skenaarion tulokset. Jänniterivin + = jännitteen nousu, - = jännitteenalenema, < = loistehoanto, > = loisteho-otto, reaktoririvin - = reaktorin säätötarve ja - - = reaktorin irroitustarve.

Skenaario	Tarkastelukohde	Tuotantotilanne			
		Nollatuotanto	Kesän keskiarvoinen tuotantoteho	Talven keskiarvoinen tuotantoteho	Täysi tuotantoteho
Liityntäpisteen 2 menetys Kesäkuormat	Jännite	-			+
	Verkon kapasiteetti				
	Reaktorit				--
	Loistehotilanne	<>	<<<	<<	>>>
Liityntäpisteen 2 menetys Talvikuormat	Jännite	-			
	Verkon kapasiteetti				
	Reaktorit	--			--
	Loistehotilanne	<>	<<<	<<	>>

Vesivoimalaitoksen ollessa liitettynä sähköaseman 3 kiskolle, siitä ei ole vastaavaa tukea jännitteelle, kuin liityntäpisteen 1 menetys -skenaariossa. Sopivissa olosuhteissa vesivoimala kannattaa kuitenkin pitää tuotannossa, sillä se kykenee vaikuttamaan positiivisesti loistehotuotantokapasiteetillään. Jännitteenalenema ei kesä- tai talvikuormalla mene kriittiseksi, jos reaktorit irroitetaan verkosta.

Nollatuotantotilanteessa kesällä verkon keskiosassa on hieman jännitteenalenemaa, mutta tämä ei aiheuta ongelmia verkon näkökulmasta. Kyseessä on käytännössä verkon ominaisuus kyseisellä kytkentätilanteella. Talvella on vastaava tilanne jännitteenaleneman kanssa. Tilanteessa reaktorit on säädettävä pienimmälle asettelulle tai irroitettava verkosta, jotta jännite pysyy hyväksyttävissä rajoissa. Loistehotilanne saadaan pidettyä hyvänä.

Tuotannon lisääntyessä keskiarvotasolle alueellinen tehotuotanto vähentää tehonsiirtotarvetta alueiden välillä ja kuormitukset johdoilla ovat matalampia kuin nollatilanteessa. Verkosta annetaan jonkin verran loistehoa liityntäpisteeltä ulospäin. Lukemat ovat kuitenkin vielä liityntäpisteen 1 loistehoikkunan rajoissa.

Täyden tuotantotehon skenaariossa loisteho kääntyy annosta ottoon, kun verkon osien loistehotase kääntyy. Tilanteessa reaktorit tulisi säätää mahdollisimman pienelle tai irroittaa verkosta, sillä verkko kuluttaa kaiken tuottamansa loistehon ja ottoa kantaverkosta on jonkin verran. Kesätilanteessa pitkällä johto-osilla siirretyn tehon myötä jännite nousee verkon päissä. Verrattuna liityntäpisteen 1 menetykseen liityntäpisteen 2 menetys ei ole niin haasteellinen. Verkkoa voidaan hallita kaikissa tuotantotilanteissa liityntäpisteen 1 jäykkyyden ansiosta suuremmista ongelmista.

6.3 Reaktorin menetys -skenaarion tulokset

Tässä osiossa esitetään tarkasteltavan verkon alapuolisen osan reaktorin menetys -skenaarion havaintoja ja tarkempia tuloksia. Kuvissa esitetään tarkastelukohteet eri tuotantotilanteilla kesällä ja talvella erikseen. Keltainen väri kuvaa haasteita ja oranssilla värillä on kuvattu loistehoikkunan ylityksiä. Vasemmalle osoittavat < -merkit kuvaavat tehon osalta antoa alueverkkoon päin ja loistehon osalta loistehoantoa ja oikealle osoittavat > -merkit kuvaavat tehon ottoa alueverkosta ja loistehon osalta loisteho-ottoa. Nuolten määrät on suhteellisia lukuarvoihin omien sarakkeidensa sisällä, loistehon sama nuolimäärä ei tarkoita vastaavaa teholuminaa tai päinvastoin.

Simuloinnissa on käytetty täyttä loistehokapasiteettia ja jännitesäätöä tarkastellun tuulipuiston osalta. Taulukossa 6.4 esitetään reaktorin menetys -skenaarion tulokset kesäkuormituksella.

Taulukko 6.4. Reaktorin menetys- skenaarion tulokset kesäkuormituksella. Jännitesarakkeen + = jännitteen nousu, < = ulospäin siirrettävä teho tai loisteho, > = sisäänpäin siirrettävä teho tai loisteho.

Tuotantotilanne	Tarkastelukohte			
	Jännite	Verkon kapasiteetti	Teho	Loisteho
0 MW	+		>	<<<<
4 MW			>	<<
10 MW			<	<
20 MW			<<	<>
Kesä KA 29 MW			<<	>
Talvi KA 39 MW			<<	>
60 MW			<<<	>>
72 MW			<<<<	>>>

Nollatuontatilanteessa kesäkuormituksella jännitteen nousu muodostuu ongelmalliseksi sähköasemien keskijännitepuolien maakaapelointien ja matalalla kuormituksella käytettävien muuntajien tuottaman loistehon myötä. Simuloitaessa jännitteet nousivat johdon päissä noin 122 kV tasolle, jolloin myös keskijännitepuolen jännitteissä oli havaittavissa nousua.

Reaktorin tarpeellisuus korostuu erityisesti kesäkuormatilanteessa loistehon näkökulmasta. Verkkoalueelta tulee ilman tuulipuistojen säätöä merkittävästi loistehoantoa ilman reaktoria. Minimituotantotilanteessa ollaan vastaavien haasteiden äärellä, joskin hieman pienemmissä määrin. Tuulipuiston olisi mahdollista kuluttaa kaikki loisteho, jos sen asetelut säädetään tilanteen mukaisiksi. Jännitesäädöllä ei pysytä loistehoikkunassa.

Siirryttäessä yli 10 MW tilanteeseen aina talviajan keskiarvotuotannolle asti verkon kannalta ei ilmene ongelmia. Loistehon osalta pysytään loistehoikkunassa ja ulospäin siirretyn tehon osalta alueverkon kapasiteetti riittää.

Korkeampaan tuotantotehoon siirryttäessä 60 MW tuotannolla loisteho on kääntynyt antoon ja loistehoikkunassa ei enää pysytä. Mikäli tuulipuiston säätötapaa vaihdetaan jännitesäädöltä tehokerroin- tai vakio-loistehosäätöön loistehoikkunassa voidaan edelleen pysyä ongelmitta jännitteen nousun kustannuksella.

Nimellisen tuotannon tilanteessa toisen yhtiön alueverkon kapasiteetti voi tulla vastaan muista kuormituksista riippuen. Tehoa siirretään ulospäin suurin osa tuotannosta ja loistehoa otetaan merkittävästi. Mikäli tuulipuiston säätötapaa vaihdetaan jännitesäädöltä loistehoikkunassa voidaan edelleen pysyä ongelmitta jännitteen nousun kustannuksella. Taulukossa 6.5 esitetään reaktorinmenetys -skenaarion tulokset talvikuormituksella.

Taulukko 6.5. Reaktorin menetys- skenaarion tulokset talvikuormalla. Jännitesarakkeen + = jännitteen nousu, < = ulospäin siirrettävä teho tai loisteho, > = sisäänpäin siirrettävä teho tai loisteho.

Tuotantotilanne	Tarkastelukohde			
	Jännite	Verkon kapasiteetti	Teho	Loisteho
0 MW			>>>	<<<
4 MW			>>>	<<
10 MW			>>	<<
20 MW			>>	<
Kesä KA 29 MW			>	<
Talvi KA 39 MW			<	>
60 MW			<<	>>
72 MW			<<	>>

Nollatuotantotilanteessa havaitaan selkeästi reaktorien tarve verkossa. Havainnosta voidaan johtaa tuotantotilanteen ennustamiskyvyn merkityksen esimerkiksi suunniteltujen reaktorihuoltojen tilanteessa. Huolto voi olla mahdollinen vain tietyissä tuotantotilanteissa tai tiettyjen tuulisuusennusteiden vallitessa. Tilanne on kuitenkin helpommin hallittava kuin kesällä ja loistehoikkunan ylitykset pienempiä. Simuloinnin perusteella voidaan selkeästi havaita tarve tuulipuistojen aktiiviselle loistehokapasiteettisäädölle kuormituksen ja tuotantotehon mukaisesti. Lisäksi loistehon jännitevaikutukset ovat selkeästi nähtävissä simuloinneissa. Jossain tilanteissa onkin mahdollista, että jännitteen nousun kustannuksella voidaan pienentää loistehotarvetta liittymispisteellä ja pysyä loistehoikkunassa.

Suuren tuotantotehon tilanteissa verkon rakenteesta riippuen johdot ja verkon muut osat alkavat kuluttaa loistehoa sähköisten ominaisuuksiensa mukaisesti. Tällöin reaktorit voitaisi teoriassa korvata kovassa kuormassa olevilla pitkillä johdoilla. Tämän kaltainen tilanne voi myös johtaa tarpeeseen irroittaa reaktorit verkosta, jos niiden säätövara ei ole riittävällä tasolla.

Kesäajan reaktorimenetykset ovat haastavampia talveen verrattuna kesän korkeammista loistehotarpeista johtuen. Tuulipuistot kykenevät kuitenkin VJV 2018:n mukaisilla vaatimuksilla korvaamaan ainakin tarkastellun verkon suuruiset reaktorit täysimääräisesti.

Tuulipuistojen sijoituspaikat reaktoreihin verrattuna aiheuttavat haasteita jännitteen nousun näkökulmasta. Simuloinnin mukaisissa tilanteissa havaittiin, että esimerkiverkon 110/20 kV muuntajilla oli vielä riittävästi alassäätökykyä, jolloin loppukäyttäjien jännitteet eivät nousseet ongelmallisen korkeiksi.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Simuloinnin perusteella havaittiin tuulivoiman verkkovaikutusten vaihtelevan merkittävästi tuotantotehon mukaan. Tuotannon kasvaessa riittävän korkeaan tasoon siirretty teho kääntää johdinosien loistehotaseen ja vaikuttaa sähköasemien suurjännitepuolen jännitteisiin kohottavasti. Merkittävästi vaihteleva tuotantoteho asettaa paineita verkonhallinnalle, kun rakenteilla olevat tuulipuistot siirtyvät tuotantoon, erityisesti verkon loistehotilanteen ja optimaalisen käytön osalta.

Tuulipuistojen säätötavan ja asettelujen muuttaminen osoittautui potentiaalisesti loistehotilanteen hallintakeinoksi. Loistehoa on mahdollista hallita liityntäpisteillä, erityisesti tuulipuistojen sijaitessa loistehotarvekohteiden lähellä. Simulointi osoittaa tuulipuistojen kyvyn tukea loistehohallintaa reaktorien kanssa, sekä optimaalisissa olosuhteissa kyvyn korvata reaktori kokonaisuudessaan. Tämä kuitenkin vaatii järjestelyjä tuulipuiston käytöstä vastaavan tahon kanssa, että tuulipuiston säätötappaa voidaan muuttaa.

Loisteho ei ole kuitenkaan tärkein tarkastelukohde verkon kannalta, tärkeintä on pitää sähköt päällä loppukäyttäjillä turvallisesti. Verkkoyhtiöillä on kuitenkin potentiaalinen säästökohde häviöiden ja loistehokustannusten hallinnassa, vaikka loistehon osalta Fingrid joustaa vika- ja poikkeustilanteiden tilanteissa. Tärkeimmät tarkastelukohteet poikkeustilanteiden osalta ovatkin verkon jännittestabiilius ja siirtokapasiteetin riittävyys. Tuulipuistojen tuotannon rajoitus on tarpeellista poikkeuskytkentätilanteissa verkon rajoittuvan siirtokapasiteetin takia. Tilanne korostui erityisesti liityntäpisteen 1 menetysskenaarioissa. Normaalisissa kytkentätilanteessa tuulivoimatuotantoa ei ole tarpeen rajoittaa. Absoluuttisia lukemia tuotannon rajoitustarpeelle ei voida työn puitteissa asettaa, sillä tehotarve alueella vaihtelee jatkuvasti vaihtelevan kulutuksen ja lämpötilan muutosten mukana.

Kulutuksen ja tuotannon ennustamisen tarve korostuu vaihtelevan ja nopeasti vaihtelevat tuotannon kanssa. Tuulisuuden vaihtelut eri vuosien, päivien ja tuntien välillä tekevät ennustamisen haastavaksi, mutta niitä voidaan hyödyntää ennustemallien luomisessa. Esimerkiksi reaktorien asetteluja voi olla tarpeellista muuttaa äkillisesti ja aluekohtaisesti muuttuvan tuotantotehon mukana. Tulevaisuuden kannalta olisikin aiheellista automatisoida reaktorien säätö tuotantotehon perusteella. Verkon säätämättä jättäminen voi johtaa kasvaviin loistehomaksuihin, heikentää sähkön laatua ja johtaa keskeytykseen tai laitteiden hajoamiseen.

Haastavissa poikkeustilanteissa tuulipuistojen kyvykkyys tukea verkon jännitteitä nousee esiin merkittävänä mahdollisuutena. Hajautettu tuotanto voi mahdollistaa sähkönjakelun tilanteissa, missä ennen asiakkaille olisi tullut keskeytys huoltotilanteen tai vian takia. Poikkeuskytkentätilanteissa ennustamiskyvyn tarve korostuu entisestään, sillä jännitteiden ylläpidon näkökulmasta esimerkiksi pitkällä haarajohdolla on erityisen tärkeää tietää etukäteen tuotannon ja kulutuksen suuruus jokaisella hetkellä, että verkon tasapaino saadaan säilytettyä. Tarvittaessa ennusteen perusteella verkonhaltijan on kytkettävä kuormia pois verkosta, mikäli tuotanto laskee liian alas.

Tuulivoimatuotannon heikko pitkän aikavälin ennustettavuus tekee poikkeustilanteiden hallitsemisesta haastavampaa, joten voi olla joissain tilanteissa helpompaa kytkeä tuulivoima irti poikkeustilanteessa kuin pyrkiä hallitsemaan sitä verkon korjausta ja sähkönjakelun palautusta johtaessa. Lisääntyvä automatiikka ja tuotannon siirtyminen lähemmäs sähkön käyttäjää voi parantaa verkon jännitteitä ja auttaa tehokkaammassa käytössä ja optimoinnissa, kun tehoa ei tarvitse siirtää niin pitkiä matkoja.

Vuotuisella tasolla alueen otto kantaverkosta pienenee merkittävästi, laskiessaan noin viidennekseen aiemmasta tilanteesta. Kun tuotantoteho nousee riittävän korkeaksi ja ylittää alueen kulutuksen, tehovirtojen suunta muuttuu ja alueen tehotase kääntyy annoksi. Kesällä tuotanto täyttää alueen tehotarpeen hyvin nopeasti ja talven osalta keskiarvotuotanto riittää alueen omaan käyttöön.

7.1 Tulevaisuuden järjestelmävaatimukset

Käyttöorganisaation käyttämiin järjestelmiin on mahdollista hankkia tai kehittää lisäominaisuuksia, jotka tukevat verkon käyttöä. Tässä luvussa on tarkasteltu erinäisiä vaatimuksia tulevaisuuden järjestelmäkehitystä silmällä pitäen.

Tuotannon varianssin kasvaessa verkon tehotasapainon ja jännitteiden hallinnan kannalta on tärkeää saada verkosta tietoa reaaliaikaisemmin kuin nykyisellään. Jännitteen muutokset tai heilunta tulisi saada nopeasti kiinni, vaikka ne eivät vielä laukaisisi tuulipuistojen suojausta. Esimerkiksi 110 kV tasolla tapahtuva pieni jännitteen nousu voi tarkoittaa loppukäyttäjällä standardit ylittävää jännitettä. Jännitteitä tulisikin pystyä seuraamaan laajemmin tuulipuiston ympäristössä ja raja-arvojen ylitysten tulisi hälyttää automaattisesti käyttöorganisaatiota.

Tuulipuistoista saatavilla oleva mittaustieto, määritykset ja asetelut tulisi tuoda käyttöorganisaation saataville. Samoin tuulipuiston tietyllä ajanhetkellä käyttämä säätötapa ja vapaa loistehokapasiteetti ovat verkonhallinnan kannalta merkittävän tärkeitä tietoja. Tuulipuistojen ohjausasettelujen hallintaan voisi olla hyödyllistä kehittää järjestelmä osaksi käytönhallinta tai -tukijärjestelmää, jolla tuulipuiston asettelumuutoksia voitaisi pyytää vakimuotoisin sanomin verkonhaltijan toimesta. Tämä poistaisi puhelimitse hoidettavan puheviestinnän tarpeen ja nopeuttaisi toimintaa, pidemmälle tulevaisuuteen mentäessä järjestelmän automatisointi tarjoaa merkittäviä mahdollisuuksia.

Carunan verkkoon liittyvän hajautetun tuotannon määrän kasvaessa kyvykyys tuotannon ennustamiselle on merkittävän tärkeä, sillä tulevaisuudessa jotkin korvauskytkennät voivat olla mahdollisia ainoastaan tietyn tuotantotilanteen ollessa päällä.

Pahimman mahdollisen tilanteen periaatteen kannalta olisi hedelmällistä tarkastella, miten yksittäisen ison tuulipuiston täydeltä teholta verkosta irtoaminen vaikuttaa ympäröivään verkkoon. Staattisella PSS®E:llä tarkastelu ei anna tarkkaa kuvaa verkon käyttäytymisestä. Onkin suositeltavaa hankkia dynaamiseen simulointiin kykenevä simulointisovellus.

7.1.1 Ehdotukset jatkotarkasteluun

Tarkasteltujen skenaarioiden lisäksi verkossa voi ilmetä muita vikatilanteita, kuten johtimen menetys joltain asemaväliltä tai yksittäisen tuulipuiston vikaantuminen. Nämä eivät ole erityisen kriittisiä verrattuna jommankumman syötön menetykseen, joten niitä ei erikseen tarkastella työn simuloinneissa.

Jatkotutkimuksena voisi olla hyödyllistä tehdä varautumisanalyysejä eri tilanteisiin, joissa jokin johtoväli tai verkon tärkeä komponentti menetetään esimerkiksi runsaan tykkylumen ja talvimyrskyn yhteisvaikutuksesta aiheutuvassa johdinkatkeamassa.

Tuotannon ennustaminen on erittäin merkittävä osa tulevaisuuden verkonhallintaa. Aikatasolla suuresti vaihtelevan tuotannon määrän kasvaessa merkittäviin lukemiin, hetkellisen tuotantotehon ennustaminen muodostuu verkon kannalta elintärkeäksi. Tuulituotannolle onkin luotava ennustemalli joka yhdistää tuulisuusennusteen, ilmastolliset olosuhteet ja historiallisen datan mahdollisimman tarkan ennusteen luomiseen. Verkon hallinnassa siirrytään reaktiivisesta toiminnasta aktiiviseen hallintaan muun muassa automaation avulla.

Tuotannon ennustamisen ohella, kuorman ennustamisen merkitys kasvaa. Kuorman muutokset eivät ole aikatasolla yhtä suuria kuin tuotannon vaihtelut. Verkon tehotasapainon säilyttämiseksi on kuitenkin tärkeä pystyä ennustamaan huippukuormatilanteita, että niihin voidaan varautua. Lämpötilaperusteinen kuormituksen ennustamismallin tai -algoritmin kehittäminen verkon hallintaan historia- ja olosuhdetietojen pohjalta olisi tulevaisuuden kannalta tärkeä kyvykkyys.

Verkon osien kuormituksen mukana muuttuva loistehotase ja sen hallinta tulevat vaatimaan tulevaisuudessa aktiivista otetta verkkoyhtiöiltä. Teknillistaloudellisesta näkökulmasta loistehoikkunan ylityksiin tulee reagoida nopeasti ja tarkasti. Tämä voidaan saavuttaa automaation avulla. Reaktoriautomaation käyttöönottoa ja sen vaikutuksia verkkoon tulisi tarkastella tarkemmin optimaalisen ratkaisun löytämiseksi. Lisäksi optimaalisen mittauspisteen löytäminen reaktorien säädölle vaatii lisäselvityksiä, sillä reaktorin asettelujen muutokset voivat realisoitua liityntäpisteellä, vaikka itse reaktori olisi johto-osien päässä.

Tuulipuistojen kanssa voidaan toteuttaa useita erilaisia verkonhallinnallisia toimia. Erilaisten säätötapojen todellisia vaikutuksia ja niiden tarjoamia mahdollisuuksia tulisi tarkastella esimerkiksi pilotin keinoin yhteistyössä tuulivoimatuottajien kanssa. Simuloimalla tarkasteltavat staattiset tilanteet eivät kuvaa täysin verkon todellista käyttäytymistä.

8 YHTEENVETO

Tässä työssä oli tarkoitus löytää keinoja tuulivoimatuotannon verkkovaikutusten hallintaan erilaisissa tilanteissa. Tätä varten työssä tutkittiin tuulivoimatuotannon aiheuttamia haasteita sähköverkolle ja tuotantolaitosten tarjoamia mahdollisuuksia. Energiamurros ja ilmastonmuutoksen hillitseminen on luonut erinomaiset olosuhteet hiilineutraalille sähköntuotannolle viime vuosikymmenen aikana. Tämä on johtanut tuulivoimabuumiin, kasvattanut tuotantokapasiteettia ympäri maailman ja tuonut markkinoille suuria tuulivoimaloita ja isoja tuulipuistoja, jotka liittyvät suurjännitteisiin jakeluverkkoihin.

Tuulivoiman kasvava osuus ja tuotannon ominaispiirteet asettavat haasteita sähköverkon hallinnalle ja sähkön laadun ylläpidolle. Tässä työssä tarkastellaan hajautetusta tuotannosta erityisesti tuulivoimaa sen hallitsevan hiilineutraalien tuotantomuotojen markkinaosuuden takia. Tuulivoima vaikuttaa verkkoihin alueellisesti eri tavoin.

Alueelliset tuulisuusolosuhteet, voimaloiden tarkka sijoittelu ja tyyppi vaikuttavat merkittävästi niiden tuotanto-odotuksiin. Lisäksi verkko, mihin voimalat liittyvät näyttelee tärkeää roolia tuotannon saamisessa sähkön kuluttajien käyttöön. Erilaiset verkon kytkentä-, vika- ja huoltotilanteet vaikuttavat asiakkaille toimitetun sähkön laatuun ja toimitusvarmuuteen.

Työssä luotiin useita erilaisia skenaarioita tuotannolle ja erilaisille tarkasteltavan verkon kytkentätilanteille. PSS@E -ohjelmistolla simuloimalla tutkittiin erästä Carunan verkkoaluetta normaali- ja poikkeuskytkentätilanteissa. Tuotantoskenaariot perustuivat verkon mitoituksen kannalta tärkeisiin maksimi- ja nollatuotantotilanteisiin sekä talvi- ja kesäkuukaisien keskiarvoisiin tuotantoihin. Verkon kuormat mallinnettiin keskiarvoisesti talvi- ja kesäajalle erikseen, niin valittiin maksimi ja minimikuormatilanteet pahimpien mahdollisten vaikutusten analysointiin.

Simulointien perusteella havaittiin, että tuulivoima ei tuo sähköverkoille ainoastaan haasteita. Sitä voidaan hyödyntää verkon käyttöön ja toimitusvarmuuden parantamiseen poikkeustilanteissa. Lisäksi tunnistettiin tuulivoiman ja verkon optimaalisen käytön yhteensovittamiseksi vaadittavia toimenpiteitä. Nopeasti muuttuva kuorman ja tuotannon tasapaino vaikuttaa verkon käyttäytymiseen muun muassa loistehotasapainon osalta. Verkon hallinta suuren tuulituotantomäärän ollessa liittyneenä jakeluverkkoon vaatii aktiivista hallintaa ja lisääautomaatiikkaa loistehotaseen hallitsemiseksi.

LÄHTEET

- ABB (2000). *ABB:n TTT-käsikirja 2000-07, Luku 9: Loistetehon kompensointi ja yliaaltosuojaus*.
URL: https://www.oamk.fi/~kurki/automaatiolabrat/TTT/09_0_Loistehon%5C%20kompensointi%5C%20ja%5C%20yliaallot.pdf (viitattu 18. 04. 2022).
- Bauer, Lucas ja Silvio Matysik (2021a). *Nordex N131 tehokäyrä*. URL: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/837-nordex-n131-3000-delta#powercurve> (viitattu 23. 11. 2021).
- (2021b). *Vestas V126 tehokäyrä*. URL: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1249-vestas-v126-3.45> (viitattu 23. 11. 2021).
- Caruna Oy (2021). *Sisäinen dokumentaatio*. (Viitattu 21. 12. 2021).
- (2022). *Caruna sähkösiirto lyhyest*. URL: <https://www.caruna.fi/tietoa-meista/saavarmasahkoverkko/sahkomarkkinat> (viitattu 07. 04. 2022).
- Craig, Richard (2021). *Wind Power Monthly, MingYang unveils new 16MW offshore wind turbine*. URL: https://www.windpowermonthly.com/article/1725230/mingyang-unveils-new-16mw-offshore-wind-turbine?utm_source=website&utm_medium=social (viitattu 20. 05. 2022).
- De Lellis Costa de Oliveira, Marcelo (syyskuu 2016). ”Airborne Wind Energy with Tethered Wings: Modeling, Analysis and Control”. Tohtorinväitöskirja. DOI: 10.13140/RG.2.2.12207.74409.
- Denholm, Paul et al. (2020). *Technical Report: NREL/TP-6A20-73856 Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin*. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/73856.pdf> (viitattu 12. 05. 2022).
- Elovaara ja Laiho (2007). *Sähkölaitostekniikan perusteet, 6. painos*. ISBN: ISBN 978-951-672-285-9.
- Energiateollisuus ry (2022). *Energiavuosi 2021 - Sähkö*. URL: https://energia.fi/files/4428/Sahkovuosi_2021_netti.pdf (viitattu 05. 05. 2022).

- Energiavirasto (2014). *SÄHKÖNTOIMITUKSEN LAATU- JA TOIMITUSTAPAVIRHEEN SOVELLUSOHJE*. URL: https://energia.fi/files/881/Sahkontoimituksen_laatu_ja_toimitustapavirheen_sovellusohje_2014.pdf (viitattu 28.04.2022).
- ESIG (2012). *ESIG - Energy Systems Integration Group*. URL: [https://www.esig.energy/wiki-main-page/wind-turbine-technologies/#:~:text=A%20typical%20wind%20turbine%20employs,an%20electromechanical%20energy%20conversion%20device](https://www.esig.energy/wiki-main-page/wind-turbine-technologies/#:~:text=A%20typical%20wind%20turbine%20employs,an%20electromechanical%20energy%20conversion%20device.). (viitattu 20.05.2022).
- Fingrid (2018). *Fingrid Oyj Kantaverkkopalvelut Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018, Antti Kuusela*. URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/vjv2018.pdf> (viitattu 10.01.2022).
- (2020a). *Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi*. URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto--ja-hairioreservi/#hankinta> (viitattu 12.05.2022).
- (2020b). *TEM tiekarttaseminaari 5.5.2020; Jussi Jyrinsalo; Tuotetaanko sähkö oikeassa paikassa, riittääkö verkko?* URL: <https://tem.fi/documents/1410877/17156670/Fingrid+Jussi+Jyrinsalo+050520.pdf/0901de1e-bbc3-6fd5-f2b1-ecef23969542/Fingrid+Jussi+Jyrinsalo+050520.pdf> (viitattu 07.03.2022).
- (2021a). *Erityistarkasteluvaatimukset Fingridin sarjakompensoidun verkon läheisyyteen liittyville suuntaajakytketyille voimalaitoksille*. URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/erityistarkasteluvaatimukset-suuntaajakytketyille-voimalaitoksille.pdf> (viitattu 12.05.2022).
- (2021b). *Jussi Jyrinsalo: Millaiset sähkömarkkinat voivat edistää investointeja Suomeen?* URL: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/fg-current-2021-jyrinsalo-id-308844.pdf> (viitattu 27.05.2022).
- (2021c). *Petäjaskoski-Nuojuankangas 400 + 110 kilovoltin voimajohtohanke Ympäristövaikutusten arviointiselostus*. URL: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/maankaytto-ja-ymparisto/petajaskoski_nuojuankangas_voimajohtohanke_yva-selostus_2021_www-sivulle-id-292081.pdf (viitattu 03.02.2022).

- Fingrid (2022). *Fingrid avoin data: Tuulivoiman tuotanto, 2.5.-8.5.2022*. URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkomarkkinainformaatio/tuulivoiman-tuotanto/> (viitattu 09.05.2022).
- (2021d). *Verkkovision skenaarioluonnokset*. URL: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkon-kehittaminen/fingrid_verkkovision_skenaarioluonnokset.pdf (viitattu 25.11.2021).
- Finlex (2013). *Sähkömarkkinalaki*. URL: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588> (viitattu 26.03.2018).
- GWEC (2021). *Global Wind Energy Council: Global wind report 2021*. URL: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2021/03/GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf> (viitattu 05.05.2022).
- Haanperä, Outi et al. (2018). *Cost-efficient emission reduction pathway to 2030 for Finland*. Sitra Studies 140. Sitra, the Finnish Innovation Fund. ISBN: ISBN 978-952-347-082-8.
- Holttinen, Hannele et al. (2019). *Design and operation of power systems with large amounts of wind power*. Final summary report, IEA Wind Task 25 Phase four 2015-2017. VTT Technology 350. ISBN: ISBN 978-951-38-8683-7.
- IEA (2021). *Wind power: Tracking report — November 2021*. URL: <https://www.iea.org/reports/wind-power> (viitattu 05.05.2022).
- Ilmatieteenlaitos (2021). *Suomen tuuliatlas*. URL: <http://tuuliatlas.fmi.fi/fi/#> (viitattu 22.11.2021).
- IRENA (2022). *International Renewable Energy Agency, Wind Energy*. URL: <https://www.irena.org/wind#:~:text=Global%20installed%20wind%20generation%20capacity,according%20to%20IRENA's%20latest%20data.> (viitattu 27.05.2022).
- Karlsson, Timo et al. (2013). *Icing production loss module for wind power forecasting system*. VTT Technical Research Centre of Finland. ISBN: ISBN 978-951-38-8073-6.

- Kilte, J. et al. (2016). *Tallinn University of Technology (TUT); Critical PQ phenomena and sources of PQ disturbances in PE rich power systems*. URL: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentIds=080166e5af28c8cc&appId=PPGMS> (viitattu 18. 04. 2022).
- Kozak, Peter (kesäkuu 2014). ”Effects of Unsteady Aerodynamics on Vertical-Axis Wind Turbine Performance”. Tohtorinväitöskirja.
- Kulmala, Antti (2015). *Tuulipuiston kytkentä sähköasemalle sähkön laadun näkökulmasta*. URL: <https://www.elenia.fi/files/caf6bad4cdc1f1b9ea2e09a446e84b0c050d2e97/tuulivoimala-sahkoasemalla-v3.pdf> (viitattu 12. 05. 2022).
- Leelarui, Rujiroj ja Math Bollen (2015). *Report 2015:224 Synthetic inertia to improve frequency stability and how often it is needed*. URL: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/21406/synthetic-inertia-to-improve-frequency-stability-and-how-often-it-is-needed-energiforskrapport-2015-224.pdf> (viitattu 09. 05. 2022).
- Motiva (2021). *Tuulivoimateknologia*. URL: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/tuulivoima/tuulivoima_suomessa/tuulivoimateknologia (viitattu 25. 11. 2021).
- OWID (2021). *Our World in Data: Share of electricity production from wind, 2021*. URL: <https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-wind?time=2021> (viitattu 05. 05. 2022).
- Partanen ja Lakervi (2008a). *Sähkönjakelutekniikka*.
- (2008b). *Sähköverkot 1: Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta*, p. 366. ISBN: ISBN 978-951-672-360-3.
- Pfenninger, Stefan ja Iain Staffel (2021). *Renewables.ninja, MERRA-2 wind data*. URL: <https://www.renewables.ninja/> (viitattu 10. 01. 2022).
- Repo, Sami ja Hannu Laaksonen (2003). *Tuulivoimateknologia sähkönjakeluverkoissa*. Raportti 1-2003. Tampereen Teknillinen Yliopisto. ISBN: ISBN 952-15-1045-5. URL: <https://docplayer.fi/5731326-Sahkovoimatekniikka-tampereen-teknillinen-yliopisto-tuulivoimateknologia-sahkonjakeluverkoissa-hannu-laaksonen-ja-sami-repo.html>.

- Siemens (2017). *AG Energy Management Division, PSS ®E High-performance Transmission Planning and Operations Software for the Power Industry*. URL: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:480a532bff8def3f8531fff18f7ccf446001e685/siemenspti-software-psse-brochure-2017.pdf> (viitattu 29. 12. 2021).
- Suomen Standardoimisliitto SFS ry (2020). *SFS-EN 50160:2010 ja sen muutokset A1:2015, A2:2019 ja A3:2019; Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet; 5. painos; suomenkielisen käännöksen päivämäärä: 06.03.2020*.
- Suomen Tuulivoimayhdistys ry (2021a). *Asennettu kumulatiivinen tuulivoimakapasiteetti (MW)*. URL: https://tuulivoimayhdistys.fi/media/tuulivoima_vuositilastot_2020_julkaisuun-10.2.pdf (viitattu 10. 11. 2021).
- (2021b). *Tuulivoimakartta*. URL: <https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/kartta> (viitattu 25. 11. 2021).
- Tukes (2015). *Turvallisuus ja kemikaalivirasto TUKES, Sähkölaitteisto*. URL: <https://tukes.fi/sahko/sahkolaitteistot> (viitattu 12. 05. 2022).
- Valtioneuvosto, Marinin hallitus (2021). *Hiilineutraali ja luonnon monimuotoisuuden turvaava Suomi*. URL: <https://valtioneuvosto.fi/marinin-hallitus/hallitusohjelma/hiilineutraali-ja-luonnon-monimuotoisuuden-turvaava-suomi> (viitattu 17. 11. 2021).
- Vanninen, Tuomas (2021). *Caruna Oy, haastattelu*. (Viitattu 18. 11. 2021).
- Vestas (2021). *Enventus brochure*. URL: <https://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/enventus/enventus-enventus-brochure-2021/?page=1> (viitattu 05. 05. 2022).
- Wind Europe (2021). *Wind energy in Europe: 2021 Statistics and the outlook for 2022-2026*. URL: [https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/#:~:text=Europe%5C%20installed%5C%2017%5C%20GW%5C%20\(11,last%5C%20year%5C%20were%5C%20onshore%5C%20wind.](https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/#:~:text=Europe%5C%20installed%5C%2017%5C%20GW%5C%20(11,last%5C%20year%5C%20were%5C%20onshore%5C%20wind.) (viitattu 30. 04. 2022).

Zhao, Junbo et al. (2019). "Power System Dynamic State Estimation: Motivations, Definitions, Methodologies and Future Work". *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS* 34.4. ISSN: 1558-0679. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2894769. URL: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1491863>.

Työssä tarkastellut johtopituuden likimääräisesti.

Johtoväli	Pituus [km]	Johdin
Syöttö 1 - Asema 1	20	ACSR 3x2x201/33 2-Ibis
Syöttö 1 - Asema 2	10	ACSR 3x2x201/33 2-Ibis
Syöttö 1 - Asema 3	1	ACSR 3x565/72 Finch
Asema 3 - Uusi 1	20	ACSR 3x2x305/39 2-Duck
Uusi 1 - Asema 4	30	ACSR 3x2x305/39 2-Duck
Asema 3 - Asema 5	50	ACSR 3x106/25 Suur-Savo
Asema 4 - Asema 6	10	ACSR 3x152/25 Ostrich
Asema 4 - Asema 7	35	ACSR 3x2x305/39 2-Duck
Asema 7 - Asema 8	20	ACSR 3x2x305/39 2-Duck
Asema 8 - Erotin 1	25	ACSR 3x148/68 Kuopio
Asema 8 - Asema 11	5	ACSR 3x148/68 Kuopio
Asema 8 - Asema 12	65	ACSR 3x152/35 Piper
Erotin 1 - Asema 9	5	ACSR 3x305/39 Duck
Erotin 1 - Asema 10	10	ACSR 3x148/68 Kuopio
Asema 12 - Erotin 2	25	ACSR 3x305/39 Duck
Erotin 2 - Asema 13	10	ACSR 3x148/68 Kuopio
Erotin 2 - Asema 15	20	ACSR 3x305/39 Duck
Asema 13 - Asema 14	20	ACSR 3x148/68 Kuopio
Asema 15 - Asema 16	5	ACSR 3x305/39 Duck
Asema 15 - Asema 17	40	ACSR 3x2x305/39 2-Duck
Asema 17 - Syöttö 2	40	ACSR 3x2x305/39 2-Duck

Tuulipuistojen simuloidut kapasiteettikertoimet
kuukausitasolla vuodelle 2021

Kuukausi	Tuulipuisto 1	Tuulipuisto 2	Tuulipuisto 3
Tammikuu	43.5 %	48.1 %	57.5 %
Helmikuu	39.5 %	45.0 %	54.0 %
Maaliskuu	44.5 %	49.1 %	57.3 %
Huhtikuu	33.9 %	38.4 %	46.0 %
Toukokuu	21.8 %	25.5 %	38.2 %
Kesäkuu	28.0 %	31.4 %	41.0 %
Heinäkuu	27.8 %	31.6 %	40.5 %
Elokuu	27.1 %	30.3 %	41.3 %
Syyskuu	33.8 %	36.9 %	51.5 %
Lokakuu	29.3 %	32.8 %	45.8 %
Marraskuu	42.0 %	45.9 %	56.8 %
Joulukuu	30.8 %	34.0 %	49.4 %
Keskiarvo	33.5 %	37.4 %	48.3 %

Vuosi	Kk	Pv	Klo	Aikavyöhyke	Ilman lämpötila (degC)
2013	1	1	00:00	UTC	-1.8
2013	1	1	01:00	UTC	-1.7
2013	1	1	02:00	UTC	-4.8
2013	1	1	03:00	UTC	-7.9
2013	1	1	04:00	UTC	-9
2013	1	1	05:00	UTC	-7.5
2013	1	1	06:00	UTC	-9.2
2013	1	1	07:00	UTC	-10.5
2013	1	1	08:00	UTC	-8.8
2013	1	1	09:00	UTC	-8
2013	1	1	10:00	UTC	-9.8
2013	1	1	11:00	UTC	-9.5
2013	1	1	12:00	UTC	-9.4
2013	1	1	13:00	UTC	-6.9
2013	1	1	14:00	UTC	-17.1
2013	1	1	15:00	UTC	-25.8
2013	1	1	16:00	UTC	-23.2
2013	1	1	17:00	UTC	-12.2
2013	1	1	18:00	UTC	-6.4
2013	1	1	19:00	UTC	-9.1
2013	1	1	20:00	UTC	-9.1
2013	1	1	21:00	UTC	-8.6
2013	1	1	22:00	UTC	-12.6
2013	1	1	23:00	UTC	-14.3
2013	1	1	24:00	UTC	-16
2013	1	1	25:00	UTC	-18.3
2013	1	1	26:00	UTC	-7.8
2013	1	1	27:00	UTC	-8.3
2013	1	1	28:00	UTC	-3
2013	1	1	29:00	UTC	-2.4
2013	1	1	30:00	UTC	-3.2
2013	2	1	00:00	UTC	-3.2
2013	2	1	01:00	UTC	-6
2013	2	1	02:00	UTC	-7.5
2013	2	1	03:00	UTC	-8
2013	2	1	04:00	UTC	-9
2013	2	1	05:00	UTC	-12.5
2013	2	1	06:00	UTC	-11.1
2013	2	1	07:00	UTC	-14.1
2013	2	1	08:00	UTC	-11
2013	2	1	09:00	UTC	-10.2
2013	2	1	10:00	UTC	-8.4
2013	2	1	11:00	UTC	-14.8
2013	2	1	12:00	UTC	