



Aalto-yliopisto
Sähkötekniikan
korkeakoulu

Jani Rasilainen

Lyhyen aikavälin tuulivoimatuotannon ennustaminen

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten.

Helsingissä 7.9.2020
Valvoja: Risto Lahdelma
Ohjaaja: Jouni Mäenpää

Tekijä Jani Rasilainen		
Työn nimi Lyhyen aikavälin tuulivoimatuotannon ennustaminen		
Maisteriohjelma Advanced Energy Solutions	Koodi ELEC3048	
Työn valvoja Risto Lahdelma		
Työn ohjaaja(t) Jouni Mäenpää		
Päivämäärä 7.9.2020	Sivumäärä 54	Kieli suomi

Tiivistelmä

Vuonna 2019 kulutetusta sähköenergiasta seitsemän prosenttia tuotettiin tuulivoimalla ja alan tavoitteena on nostaa osuus noin kolmeen kymmeneen prosenttiin vuoteen 2030 mennessä. Kasvavan uusiutuvan energian tuotantokapasiteetin suhteellisen osuuden kasvu tulee todennäköisesti lisäämään sähkön spot-hinnan volatilitteettia, mikä luo alan toimijoille kannusteen ennustaa tulevaa tuotantoa mahdollisimman tarkasti.

Tässä diplomityössä esitellään aluksi sekä tuulivoiman että sähkömarkkinoiden kehitystä ja toimintaa. Alustuksen jälkeen kuvataan työssä kehitetty tuulivoimaturbiinin fysiikkaan ja sääennusteisiin perustuva lyhyen aikavälin ennustemalli, jolla voidaan ennustaa Suomen tuulivoimatuotannon tasoa tuntitasolla. Mallin parametrit optimoitiin säähavaintodatan ja toteutuneen tuulivoimatuotannon avulla.

Ennustemallin tuottamien tuotantoennusteiden performanssia voidaan arvioida vertaamalla sitä toteutuneen tuulivoimaennusteen tasoon. Työssä esitellään mallin suorituskyvyn arviointiin soveltuvia ennustevirhemittareita, sekä ehdotetaan mahdollisia kehityskohtia, joiden avulla ennusteen osuvuutta olisi mahdollista parantaa.

Avainsanat tuulivoima, tuulivoiman ennustaminen, sähkömarkkinat, tasekustannus

Author Jani Rasilainen		
Title of thesis Short term wind power forecasting		
Master programme Advanced Energy Solutions	Code ELEC3048	
Thesis supervisor Risto Lahdelma		
Thesis advisor(s) Jouni Mäenpää		
Date 7.9.2020	Number of pages 54	Language Finnish

Abstract

Seven percent of the electricity consumed in Finland in 2019 was generated by wind power and the goal of the industry is to raise the share of wind to approximately thirty percent by 2030. The growing share of renewable production capacity is likely to increase the volatility of spot-prices in the electricity market, which provides an incentive for the market participants to forecast their production as accurately as possible.

This thesis first presents the development and operation of both wind power and electricity markets. After the introduction, a model based on weather forecasts and the physics of wind turbines is presented, which can forecast the level of wind power production in Finland on an hourly resolution. The parameters of the model were optimized using weather observation and realized wind power production data.

The performance of the forecasts produced by the model can be evaluated by comparing the results to the level of actual wind power production. The most common methods for analyzing the performance of the model are introduced in the results chapter of this thesis and some suggestions presented that could improve the accuracy of the forecasts.

Keywords wind power, wind power forecasting, electricity markets, imbalance costs

Alkusanat

Tämä diplomityö on tehty Power-Deriva Oy:lle vuosien 2019 ja 2020 aikana. Kiitän Power-Derivan analyysitiimiä mielenkiintoisesta aiheesta ja kaikkia työkavereitani tuesta projektin aikana, erityisesti DI Jouni Mäenpäästä työni ohjaamisesta. Lisäksi kiitän professori Risto Lahdelmaa työn valvomisesta ja arvokkaista kommentteista. Haluan myös kiittää avopuolisoani Tuulia tuesta koko opiskelujeni ajan.

Helsingissä 7.9.2020

Sisällysluettelo

1	Johdanto	7
2	Kehitys Suomessa	8
2.1	Tuulivoiman kehitys.....	8
2.2	Maantieteellinen sijainti	11
2.3	Tuotantokustannusten kehitys.....	12
3	Vaikutus sähkömarkkinoilla	14
3.1	Pohjoismaiset sähkömarkkinat.....	14
3.2	Tuulivoiman vaikutus sähkön spot-hintaan	15
3.3	Negatiivinen sähkön spot-hinta.....	18
3.4	Tuulivoiman kannibalisaatio ja kausivaihtelu.....	19
3.5	Tasesähkö.....	21
3.6	Tasekustannukset tuulivoimatuottajalle	22
4	Ennustaminen.....	24
4.1	Aikaskaala	24
4.2	Tuulen nopeuden mittaaminen	25
4.3	Tuulenopeuden ennustaminen.....	25
4.4	Erilaisia ennustemalleja	25
4.5	Tuulivoimalan toimintaperiaate	27
4.6	Tuulivoiman fysikaalinen mallintaminen	28
4.7	Ennustemallin rakentaminen	30
4.8	Parametrien optimointi	36
5	Tulokset	38
5.1	Säähavaintomittausdata ja optimointi	38
5.2	Ennustettu tuotanto sääennustedatalla.....	38
5.3	Virheiden tarkastelu	39
5.4	Virheiden lähteet	45
6	Yhteenvedo	46

1 Johdanto

Tuulivoiman asennettu kapasiteetti kasvoi voimakkaasti viime vuosikymmenen aikana ja motivaationa työssä muodostetulle ennustemallille on kasvavan vaihtelevan tuotannon vaikutus sähkön spot-hintaan. 2011 voimaan astunut syöttötariffi kasvatti Suomen tuulivoimakapasiteettia 2010-luvun aikana voimakkaasti ja uusia projekteja on tullut sen jälkeen vireille ilman valtion tukea. Uusien projektien kannattavuus riippuu voimakkaasti toteutuvasta sähkön markkinahinnasta ja huipunkäyttöajoista, minkä lisäksi profiili- ja tasekustannuksilla on merkittävä vaikutus investointien tuottoihin.

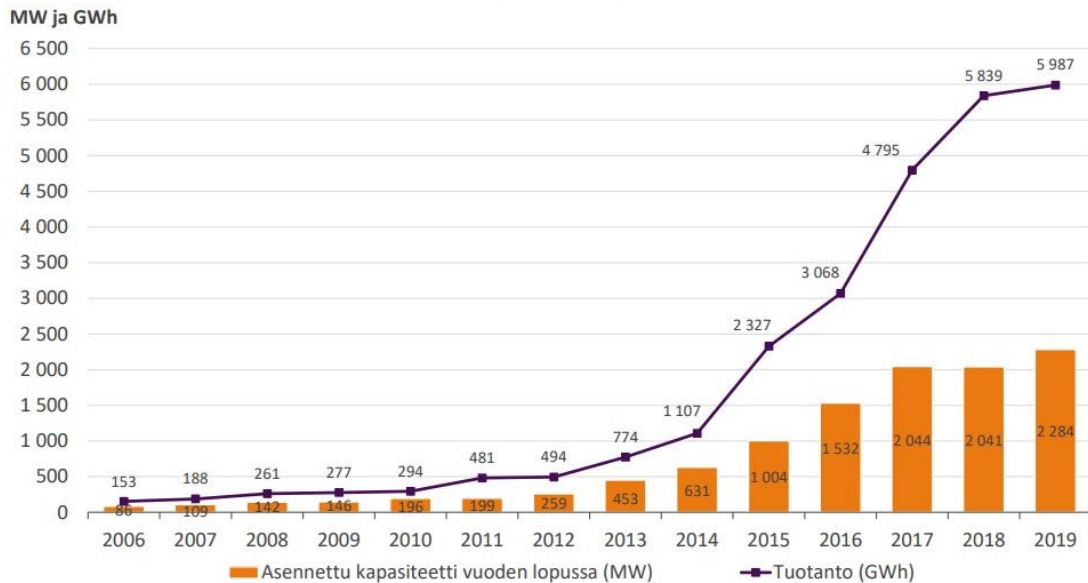
Kasvava verkkoon kytketyn uusiutuvan energian määrä tulee todennäköisesti lisäämään sähkön hinnan volatilitteettia, joka puolestaan korostaa tarvetta mahdollisimman tarkoilta tuotantoennusteille. Tuulivoimantuottajilla on tarve ennustaa tulevaa tuotantoa mahdollisimman tarkasti välttyäkseen tasekustannuksilta, eli ennuste tarvitaan vähintään day-ahead spot-tarjousten jättämistä varten. Tämän lisäksi ideaalitulanteessa huollot pyritään ajoittamaan vähätuulisille ajanjaksoille.

Tässä diplomityössä kehitetään lyhyen aikavälin ennustemalli, jonka avulla Suomen tuulivoimatuotantoa pyritään ennustamaan avoimesti saatavilla olevien sääennusteiden avulla. Kehitetty ennustemalli on pyritty muodostamaan mahdollisimman läpinäkyvästi olemassa olevan tuulivoimakapasiteetin tietoja hyödyntäen ja mallin parametrit on optimoitu Ilmatieteen laitoksen säähavaintoasemien keräämää dataa käyttäen. Tulokset on validoitu vertaamalla sääennusteiden avulla muodostettua tuotantoennustetta Fingridin arvioimaan toteutu-neeseen tuulivoimatuotantoon.

2 Kehitys Suomessa

2.1 Tuulivoiman kehitys

Tuulivoiman asennettu kapasiteetti lähti voimakkaaseen nousuun syöttötariffin tultua voimaan maaliskuussa 2011 (Finlex, 2010). Energiateollisuus ry:n mukaan tuulivoiman asennettu kapasiteetti kasvoi 2010-luvulla vajaasta kolmesta sadasta megawattista 2284 megawattiin vuoden 2019 lopussa.



Kuva 1 Tuulivoimatuotanto ja kapasiteetti (Energiateollisuus, 2020)

Tariffin piiriin ehti 2347 MVA:n edestä tuulivoimaa 2500 MVA:n kokonaiskiintiöstä ennen järjestelmän sulkeutumisen takarajaa marraskuussa 2017 (Tuulivoimayhdistys). Ensimmäinen tuulipuisto, josta tehtiin investointipäätös ilman tukea, valmistui lokakuussa 2019 Iin Viinamäkeen (TuuliWatti, 2019).

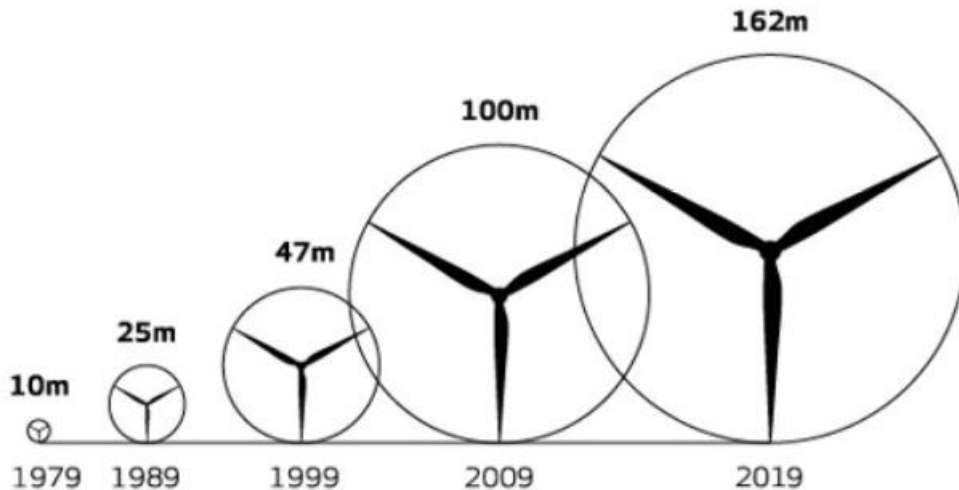
Syöttötariffijärjestelmän sulkeuduttua uusiutuvan energian edistämiseksi järjestettiin vuonna 2018 tarjouskilpailu hyväksynnästä Energiaviraston hallinnoimaan preemiojärjestelmään. Kilpailutus järjestettiin 1,4 TWh:n sähkön tuotantomäärästä siten, että tuottajat antoivat tarjouksen haluamastaan preemiosta tietyn energiamäärän tuottamiseksi. Myönteinen päätös annettiin seitsemälle tuulivoimahankkeelle ja hyväksytyjen tarjousten keskihinnaksi muodostui 2,49 €/MWh alimman hyväksytyyn tarjoukseen ollessa 1,27 €/MWh. Preemiojärjestelmässä maksettava tuki on huomattavasti syöttötariffia alhaisempi, koska tuotantokustannukset ovat ajan kuluessa laskeneet eivätkä projektien tuottajat tai rahoittajat enää tarvitse yhtä suurta tukea investointeja varten.

Tuettujen tuulivoimaprojektien lisäksi viime vuosina on julkaistu markkinaehtoisia projekteja pitkäaikaisten sähkönostosopimusten siivittämänä. Ensimmäiset tuulivoimatuotantoa koskevat PPA-sopimukset solmittiin vuonna 2018 ja ne ovat sen jälkeen yleistyneet uusien markkinaehtoisten tuulivoimaprojektien yhteydessä. Viimeisimpänä julkistettuna projektina

UPM on sopinut ostavansa saksalaiselta wpd:ltä neljän terawattitunnin edestä tuulivoimaa Pyhäjoen Karhunnevan kankaalle rakennettavasta puistosta (UPM, 2020).

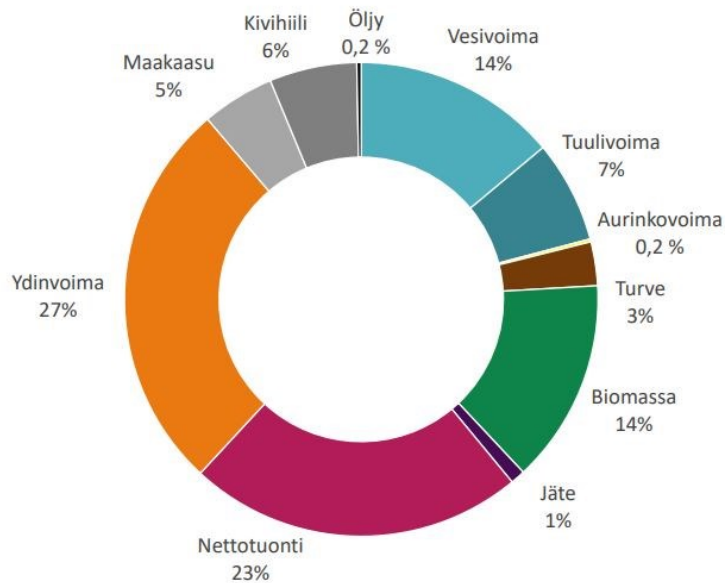
Samalla kun Suomeen asennettujen tuulivoimaloiden määrä on kasvanut, ovat myös niiden tornien korkeus ja roottorin halkaisija kasvaneet merkittävästi verrattuna viime vuosikymmenen loppuun.

Rotor size development



Kuva 2 Roottorin halkaisijan koon kehitys (Vestas, 2020)

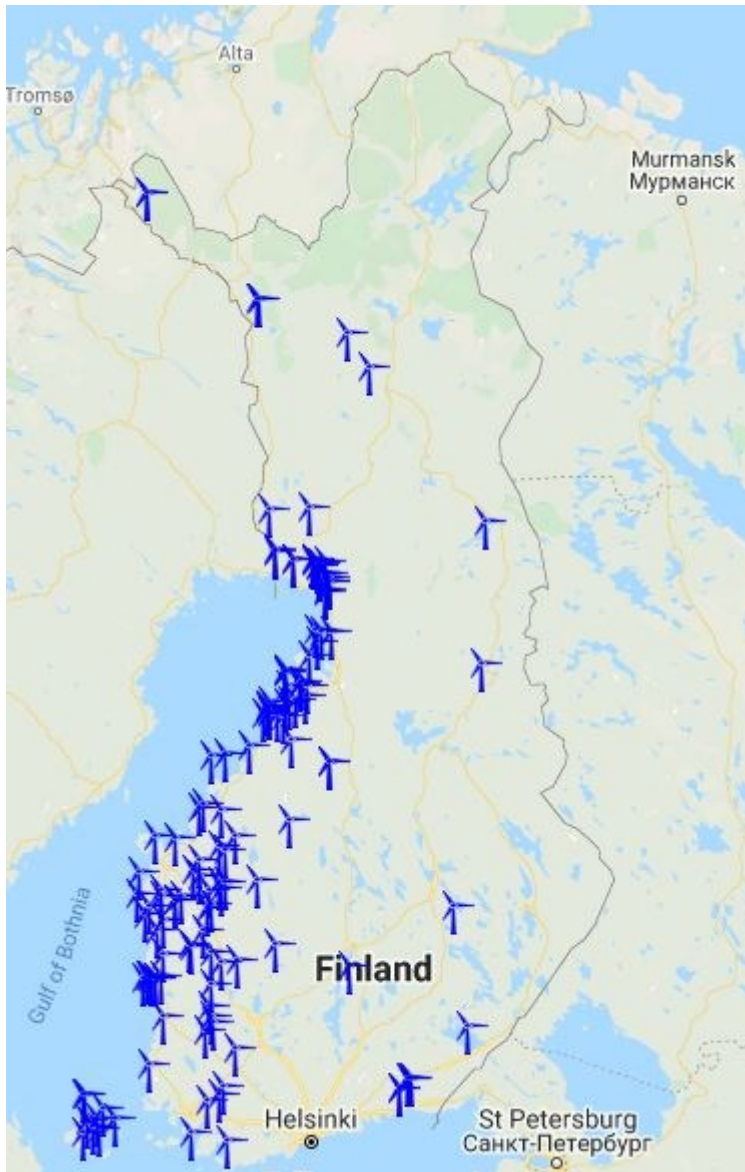
Suomeen keväällä 2020 rakenteilla olevista tuulivoimahankkeista useimpien roottorin halkaisija on 150 metriä napakorkeuden ollessa samaa suuruusluokkaa. Tällä hetkellä suurimman merituulivoimalan, Rotterdamin satamaan pystytetyn GE Haliade-X 12 MW voimalan prototyypin roottorin halkaisija on jopa 220 metriä. Suurempi ja korkeammalla sijaitseva roottori kasvattaa tuulivoimalan huipunkäyttöaikaa ja nimellistehoä, mutta rajoittavina tekijöinä on komponenttien kuljetukseen ja asennukseen liittyvät haasteet, sillä lapojen ja tornin kaltaisten tilaa vievien osien tulee mahtua kuljetuskaluston kyytiin ja kyetä kulkemaan pystytyspaikalle johtavilla teillä. Materiaalien rakenteellinen lujuus asettaa myös omat rajoitensa yhä pidempiä tuulivoimalan lapoja valmistettaessa.



Kuva 3 Sähkö energialähteittäin 2019 (Energiateollisuus 2020)

Vuonna 2019 kulutetusta sähköenergiasta seitsemän prosenttia tuotettiin tuulivoimalla, kun vuonna 2018 osuus oli yhdeksän prosenttia. Hallituksen energia- ja ilmastostrategiassa on linjattu vuonna 2016 tavoitteeksi uusiutuvan energian lisääminen siten, että sen osuus energian loppukulutuksesta nousee yli 50 prosenttiin 2020-luvun aikana. Suomen tuulivoimayhdistyksen tavoite on samansuuntainen, eli tuulivoiman osuus on tarkoitus nostaa 30 prosenttiin sähköntuotannosta 2030 mennessä. Tuulivoimayhdistyksen ylläpitämästä hankelistasta löytyy vuoden 2020 keväällä jopa 18 000 MW:n verran uusia hankkeita, joista noin 1300 MW on rakenteilla.

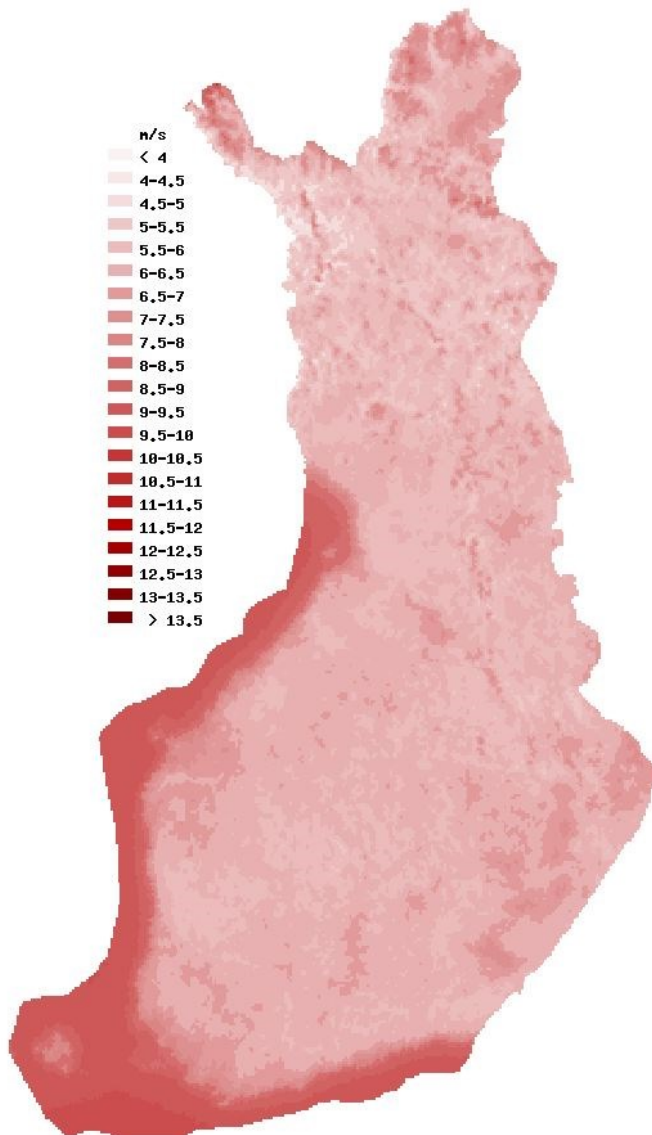
2.2 Maantieteellinen sijainti



Kuva 4 Asennetut tuulivoimalat kartalla helmikuussa 2020 (Etha Wind, 2020).

Etha Windin ja Suomen Tuulivoimayhdistyksen ylläpitämästä tuulivoimaprojektien tietokannasta voidaan nähdä asennetun kapasiteetin keskittyvän Suomessa vahvasti länsirannikolle.

Syy keskittymiseen voidaan havaita Suomen tuuliatlaksen tuulenkeskinopeuskarttaliittymästä. Kartan laatimiseen käytetyn tietokonemallinnuksen mukaan suotuisimmat tuuliolosuhteet löytyvät rannikkoalueilta, minkä lisäksi maan itäisissä osissa mahdolliset häiriöt Puolustusvoimien tutkavalvonnalle rajoittavat uusien projektien houkuttelevuutta.



Kuva 5 Tuulen keskinopeuskartta 100 m korkeudessa (Suomen Tuuliatlas, 2020)

Puolustusvoimien Pääesikunta vaatii uusille tuulivoimaloille lausunnon hakemista kaikista yli 50 metriä korkeista tuulivoimahankkeista ja sen kielteinen kanta Kaakkois- ja Itä-Suomessa sijaitsevia hankkeita kohtaan on jäädyttänyt suurimman osan alueiden hankkeista.

2.3 Tuotantokustannusten kehitys

Syöttötariffijärjestelmän sulkeutumisen jälkeen tuulivoiman kapasiteetin kasvua on edesautannut teknologisen oppimisen mahdollistama tuotantokustannusten laskeva trendi. Voimalaitoshankkeiden yhteydessä tyypillinen tapa kuvata tuotantokustannuksia on sähkön tasoitettua tuotantokustannusta kuvaava LCOE-menetelmä, joka kuvaa laitoksen elinkaarikustannuksia tuotettua energiamäärää kohti. Toinen LCOE:n tulkinta on tuotannosta saatava hinta, jolla uuden voimalaitosprojektin nettonykyarvo on nolla. Tuulivoimalan tasoitettu tuotantokustannus voidaan laskea yksinkertaistetusti seuraavalla kaavalla:

$$LCOE = \frac{\sum_t^T \frac{I_t + O\&M_t}{(1+r)^t}}{\sum_t^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

missä

I_t = investointikustannus

$O\&M_t$ = operointi ja huoltokulut

E_t = tuotettu energia

r = diskonttokorko

T = voimalaitosprojektin laskennallinen käyttöikä

Viime vuosina tuulivoiman tuotantokustannuksia ovat laskeneet etenkin teknologian kehittymisen myötä kasvanut tuotetun energian määrä sekä investointihalukkuuteen vaikuttava matala korkotaso. Suurempaan tuotettuun energiamäärään päästään, mikäli tuulivoimalan vuotuista toiminta-aikaa saadaan pidennettyä. Voimalaitosprojektien yhteydessä puhutaan usein huipunkäyttöajasta, jolla tarkoitetaan sitä laskennallista tuntimäärää vuodesta, millä toimiessaan täydellä teholla voimala tuottaisi vuoden aikana tuotetun tehon. Lappeenrannan teknillisen yliopiston sähkön tuotantokustannusvertailussa Suomen tuulivoimaloille laskettiin 2780 h/a keskimääräinen huipunkäyttöaika Energiaviraston SATU-järjestelmän tietojen perusteella (Kivistö & Vakkilainen, 2017), mutta uusien projektien tapauksessa tuulivoimatuottajat mainostavat jopa yli 4000 tuntiin ylttäviä huipunkäyttöaikoja. Huipunkäyttöaika voidaan laskea seuraavan kaavan avulla:

$$\text{Huipunkäyttöaika} = \frac{\text{Tuotettu energia vuodessa}}{\text{Nimellisteho}} = \frac{\int_t^T P_t(t) dt}{P_{max}} \quad (2)$$

3 Vaikutus sähkömarkkinoilla

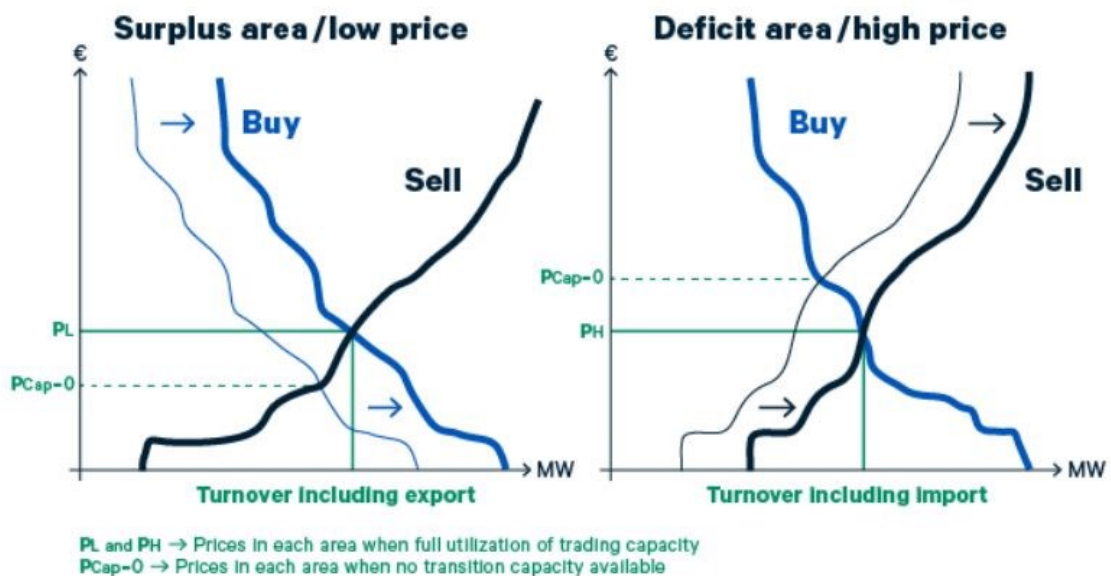
3.1 Pohjoismaiset sähkömarkkinat

Pohjoismaiset sähkömarkkinat alkoivat asteittain avautua kilpailulle Norjan markkinoiden vapautuspäätöksen astuttua voimaan 1991. Viitekehys integroitua pohjoismaista sähkömarkkinaa varten annettiin Norjan parlamentille vuonna 1995 ja seuraavana vuonna 1996 Norja ja Ruotsi muodostivat yhteisen Nord Pooliksi nimetyn sähköpörssin. Kolmantena jäsenenä Nord Pooliin liittyi Suomi vuonna 1998 ja pohjoismaiset sähkömarkkinat yhdistyivät lopulta kokonaan Tanskan liittymisen myötä vuonna 2000. Nykyään vuonna 2020 Nord Pool koostuu jo kolmestatoista eri maan sähkömarkkinasta.

Nord Poolista enemmistön omistaa 66 %:n osuuden vuonna 2019 hankkinut pörssiyhtiö Euronext ja loppuosa jakautuu jäsenmaiden kantaverkkoyhtiöiden kesken.

Euroopan unionin tavoitteena on jatkaa pohjoismaista alkanutta markkinoiden integraatiota luomalla edellytykset koko Euroopan laajuisille sähkön sisämarkkinoille. Tavoitetta tukee markkinoiden nykyinen kehityssuunta, jossa eri hinta-alueiden välille on rakennettu ja suunnitellaan uusia siirtoyhteyksiä, sekä tarve tasata vaihtelevan uusiutuvan tuotannon saatavuuden alueellisia eroja.

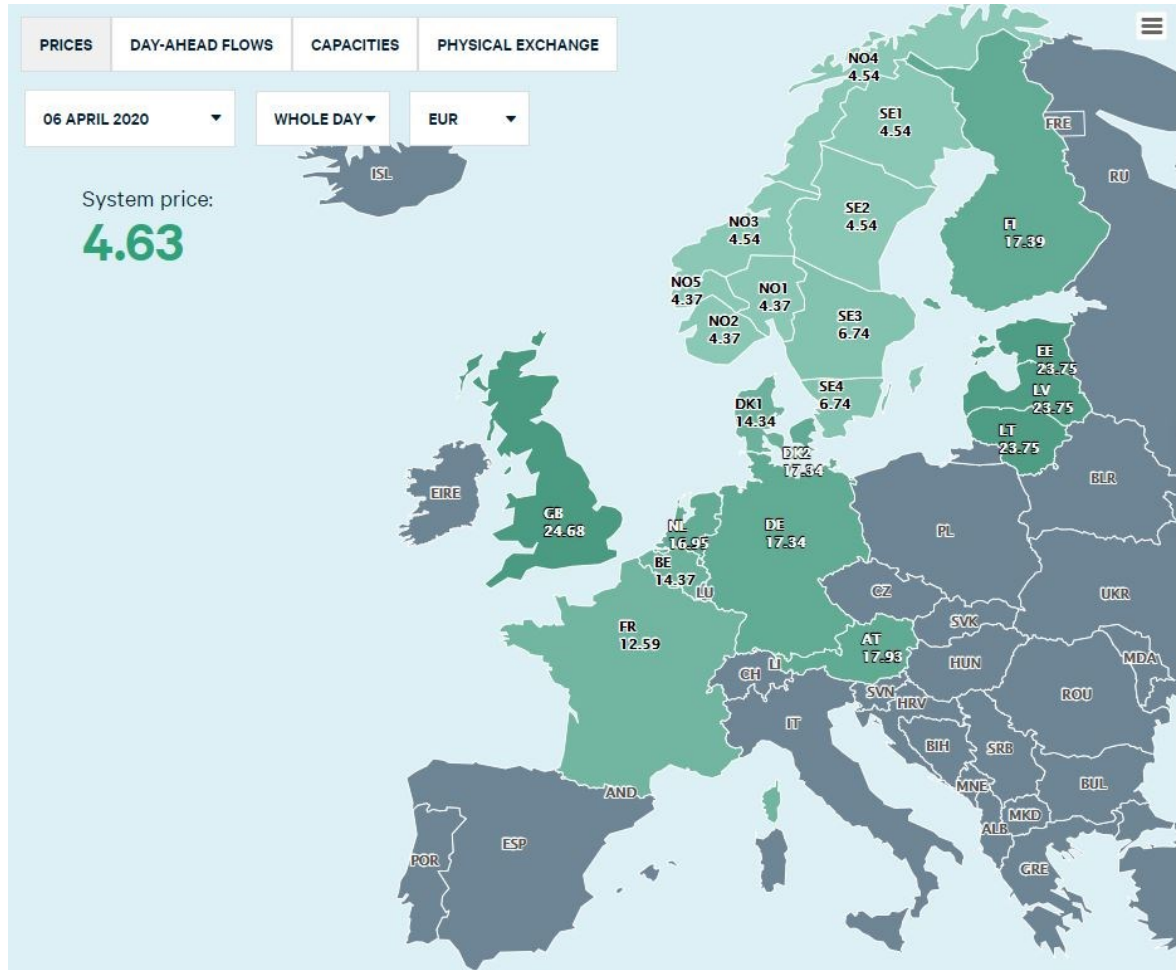
Sähkön spot-hinta muodostuu Nord Poolin day-ahead markkinoilla, jossa toimijoiden on jätettävät osto ja myyntitarjoukset seuraavaa vuorokautta varten ennen kello 12.00 Keski-Euroopan aikaa. Tämän jälkeen jätetyistä tarjouksista muodostetaan kysyntä- ja tarjontakäyrät jokaiselle tunnille hinta-alueittain ja mikäli käytettävissä oleva siirtokapasiteetti ei riitä siirtämään sähköä ylituotantoalueelta alituotantoalueelle, muodostuu hinta alijäämäisellä alueella korkeammaksi.



Kuva 6 Siirtokapasiteetin pullonkaulojen vaikutus spot-hinnan muodostumiseen (Nord Pool, 2020)

Kuvassa 6 P_L ja P_H kuvaavat hintoja tilanteessa, jossa kaikki siirtokapasiteetti on käytössä. Ylituotantoalueella hinta jää matalammaksi, koska siirtoyhteyksiä ei ole riittävästi käytössä ja vastaavasti alituotannon alueella hinta nousee korkeammaksi.

Eri hinta-alueiden hintojen ollessa selvillä lasketaan lopuksi markkinoille yhteinen systeemi-hinta poistamalla siirtorajoitukset asettamalla siirtokapasiteetit äärettömäksi.



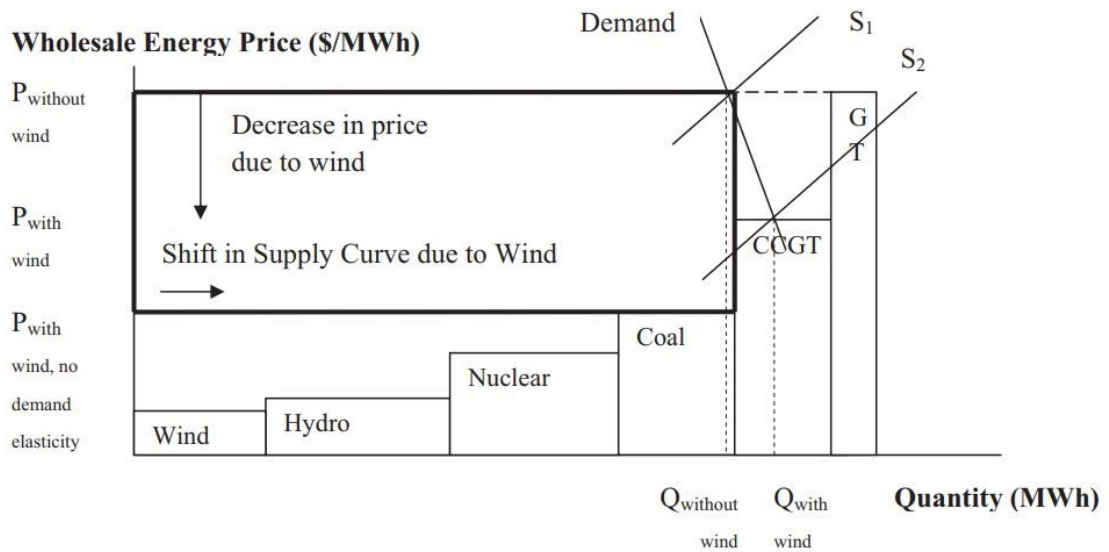
Kuva 7 Systeemi- ja aluehinnat Nord Poolissa 6.4.2020 (Nord Pool, 2020b)

Day-ahead markkinan lisäksi kauppaa käydään päivänsisäisellä intraday-markkinalla, jonka rooli on vaihtelevan uusiutuvan tuotannon kapasiteetin kasvun myötä vahvistunut. Intraday kauppaa voidaan käydä 15 minuutin – tunnin mittaisissa periodeissa juuri ennen toimitusta, minkä avulla muuttuneisiin tuotanto- tai kulutusennusteisiin voidaan vastata.

3.2 Tuulivoiman vaikutus sähkön spot-hintaan

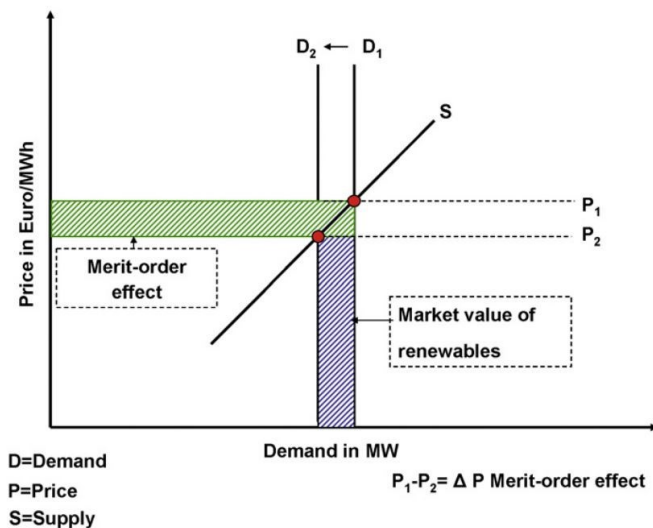
Sähkön tuotantolaitosten ajojärjestystä kuvaava tarjontakäyrä muodostuu järjestämällä laitokset tuotantomuodoin edullisimmasta tuotantokustannuksesta kalleimpaan. Muuttuviin kustannuksiin vaikuttaa pääasiassa laitoksen käyttämä polttoaine, ajamisen kustannus ja päästöoikeuden hinta. Uusiutuvaa energiaa ja heikosti säätävää ydinvoimaa tuotetaan tästä syystä hyvin alhaisillakin hinnoilla, kun taas kalliimman marginaalisen kustannuksen kaasu-

ja öljylauhteen laitoksia käynnistetään vasta korkean kysynnän tunteja varten. Kasvava uusiutuvan energian kapasiteetti siis siirtää tarjontakäyrää oikealle, jolloin kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspisteen spot-hinta jää alhaisemmaksi.



Kuva 8 Tuulivoiman vaikutus sähköntuotannon tarjontakäyrään (Felder, 2011)

Kuva 8 havainnollistaa tätä siirtymää, eli y-akselin hinta P laskee, kun x-akselin tuotannon tarjonta Q kasvaa. Tilanteessa, jossa kysyntä säilyy samansuuruisena, leikkaavat kysyntä- ja tarjontakäyrät alemmalla tasolla.

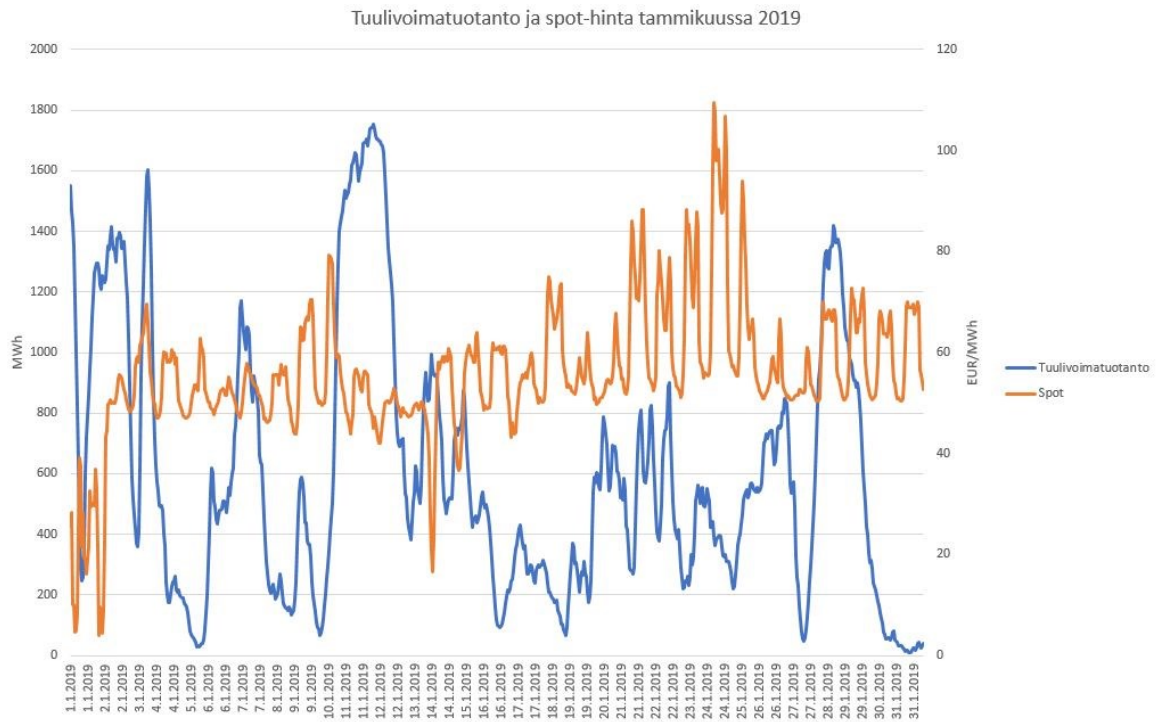


Kuva 9 Kysyntä- ja tarjontakäyrän leikkauspisteen siirtyminen (Sensfuß et al, 2008)

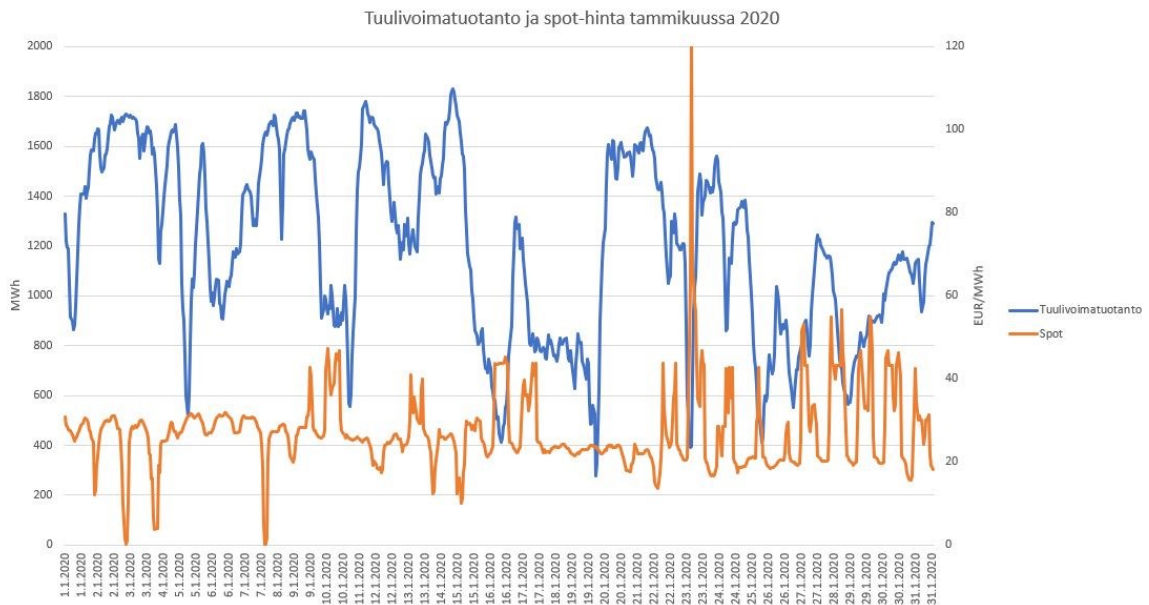
Vaihtelevan uusiutuvan energian spot-hintaan aiheuttamaa muutosta kutsutaan myös merit-order-vaikutukseksi. Kuvassa 9 vaikutus on kuvattu siten, että x-akselille merkitty kysyntä pienenee, kun spot-markkinoilta tarvitaan sähköverkkoon joka tapauksessa syötettävän uusiutuvan energian jälkeen vähemmän hintariippuvaista tuotantoa, millä on laskeva vaikutus muodostuvaan spot-hintaan. Molemmista kuvaajista voidaan todeta, että joustamattoman kysynnän tapauksessa mitä suurempi on uusiutuvan energian tarjonta, sitä alhaisemmaksi jää siitä saatava hinta muiden tekijöiden säilyessä ennallaan. Energy Economicsissa vuonna

2013 julkaistun tutkimuksen mukaan tuulivoimatuotannon arvo voi laskea jopa puoleen 30 %:n osuudella kulutuksesta (Hirth, 2013).

Tuulivoiman vaikutusta sähkön spot-hintaan voidaan tarkastella piirtämällä samalle kuvaajalle tuulivoimatuotanto- ja spot-hintasarjat esimerkiksi kuukauden ajalta. Vasemmanpuoleiselta pystyakselilta voidaan lukea Suomessa tuotettu tuulivoimaenergia megawattitunneissa ja oikeanpuoleiselta akselilta nähdään Suomen hinta-alueen spot-hinta samalla ajan hetkellä.



Kuva 10 Tuulivoimatuotanto ja spot-hinta tammikuussa 2019



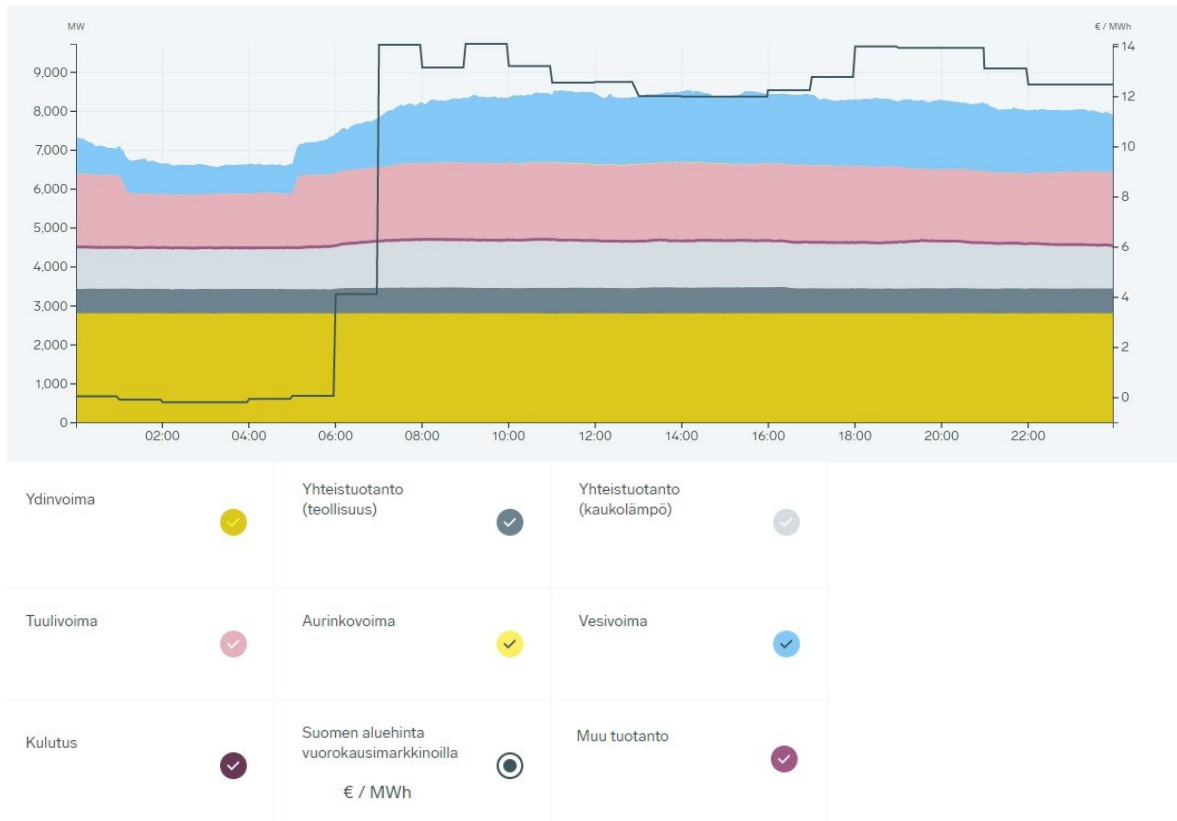
Kuva 11 Tuulivoimatuotanto ja spot-hinta tammikuussa 2020

Yllä olevista kuvaajista voidaan havaita, minkälainen vaikutus tuulivoimatuotannon määrällä oli sähkön spot-hintaan tammikuussa 2019 ja 2020. Aiemman vuoden tammikuu oli vähäntuulisempi, asennettua kapasiteettia oli vähemmän, polttoaineiden hinnat olivat korkeammalla ja hydrologinen balanssi oli heikompi. Näistä syistä spot-hinnan keskiarvo oli tammikuussa 2019 huomattavasti korkeampi, mutta molempina kuukausina tuulivoimatuotannon ja spot-hinnan välillä on havaittavissa negatiivista korrelaatiota, $-0,25$ tammikuussa 2019 ja $-0,28$ tammikuussa 2020.

Tuulivoimatuotannon vaikutus sähkön spot-hintaan riippuu kysynnästä, sekä muiden tuotantomuotojen saatavuudesta ja niiden sen hetkisestä marginaalikustannuksesta, jonka takia tuulivoiman äkillinen nousu tai lasku ei automaattisesti aiheuta spot-hinnassa välitöntä vastakkaista vaikutusta. Tämän voi nähdä verrattaessa 5.1.2019 aamun tuotannon laskusta 23.1.2019 aamun laskuun. Aikaisemmassa tapauksessa tuulivoimatason laskulla ei ollut merkittävää vaikutusta spot-hintaan, kun taas jälkimmäisessä tapauksessa hinta nousi yli 120 euroon megawattitunnilta.

3.3 Negatiivinen sähkön spot-hinta

Sähkön spot-hinta painui Suomessa ensimmäistä kertaa negatiiviseksi yön ensimmäisinä tunteina 10.2.2020. Tähän vaikutti leuto sää, lakkojen aiheuttama teollisuuden alentunut sähkönkulutus ja Ciara-myrskyn jäänteiden nostava vaikutus tuulivoimatuotannon tasoon. Noin 400 megawattia tuulivoimakapasiteetista säätö negatiivisten tuntien aikana alas ja tuotanto palautui 1800 MW:n tasolle hinnan noustua positiiviseksi.



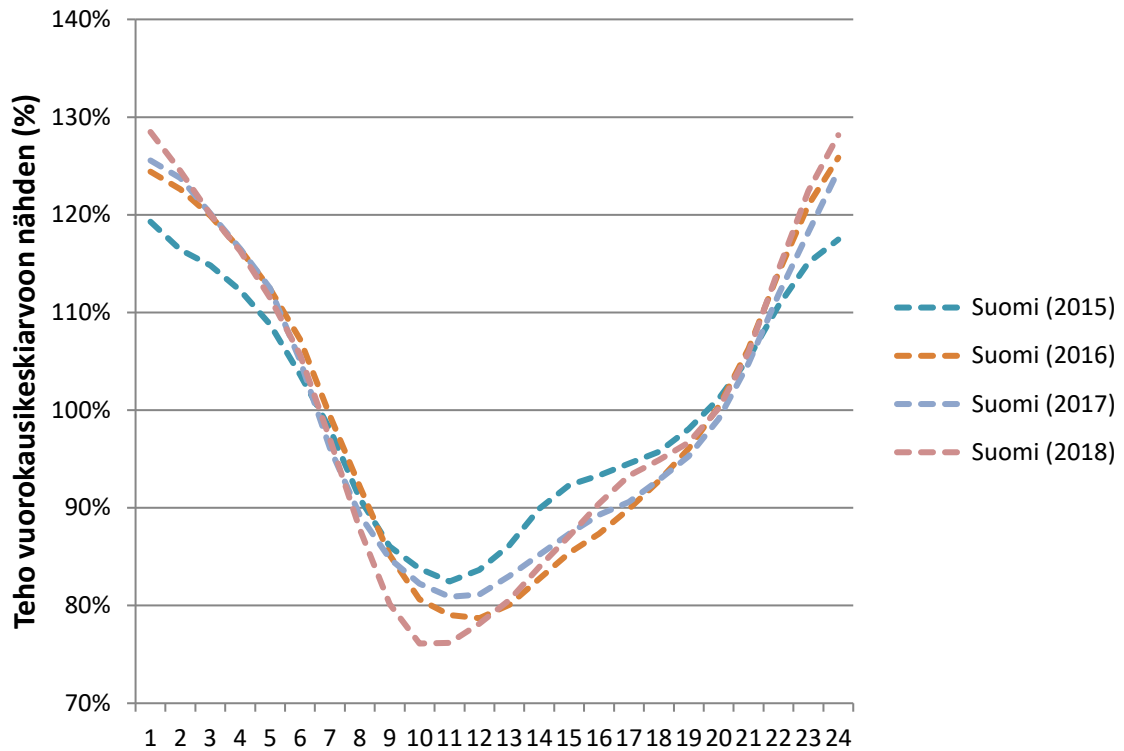
Kuva 12 Sähköntuotanto 10.2.2020 (Fingrid, 2020a)

Kunkin sähköntuotantomuodon tehon vuorokauden aikana osoittavasta kuvasta 12 erottaa heti tuulivoiman askelmaisen alassäätymisen negatiivisten tuntien 01-05 ajaksi, koska tuotanto oli tasaisen korkealla tasolla ennen negatiivista jaksoa ja jälleen sen päätyttyä. Tuulivoima on kertonut pysäyttäneensä suurimman osan voimaloistaan tänä aikana (YLE, 2020), mutta kaikilla tuottajilla ei välttämättä ole teknisistä tai sopimuksellisista syistä valmiuksia samaan edes huomattavasti negatiivisemmilla hinnoilla. Normaalitilanteessa, eli spot-hinnaltaan positiivisten tuntien aikana, tuulivoima ei ole hintariippuvaista, eli tuotanto palautuu tuuliolosuhteiden määräämälle tasolle nopeasti hinnan palattua positiiviseksi. Myös vesivoima säätyi negatiivisten tuntien aikana hieman alaspäin, mutta tämä ei käy kuvaajasta ilmi yhtä selkeästi matalamman lähtötason takia ja siksi, että vesivoimatuottajat optimoivat tuotantaan myös positiivisten tuntien aikana.

Toteutuneiden spot-hintojen aiheuttama kustannus tuulivoimatuottajille jäi marginaaliseksi hintojen ollessa alhaisimmillaan -0,2 EUR/MWh, kun esimerkiksi Saksassa hinnat ovat ajoittain olleet useita kymmeniä euroja nollan alapuolella. Suomessa merkittävämpi vaikutus tuulivoimatuottajille aiheutuu syöttötariffin menettämisestä, koska tukea ei makseta negatiivisilta tunneilta.

3.4 Tuulivoiman kannibalisaatio ja kausivaihtelu

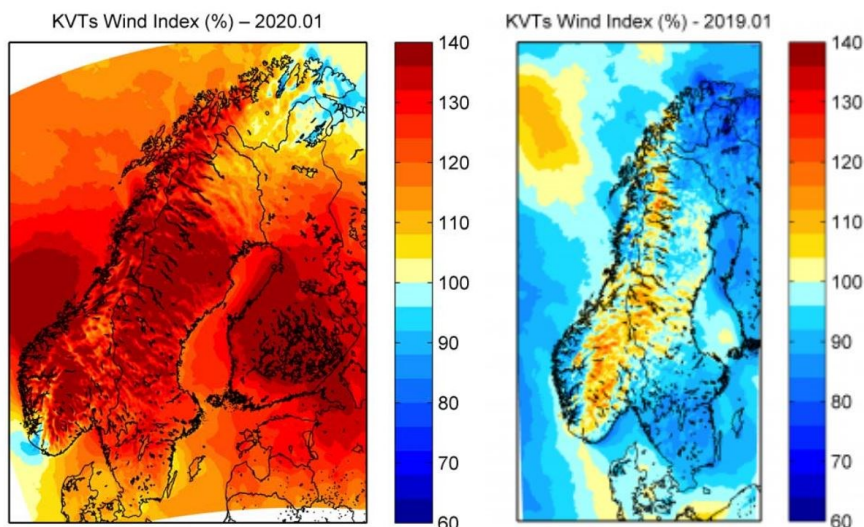
Tuulivoiman kannibalisaatiolla tarkoitetaan sitä kuinka kasvava tuulivoiman tarjonta syö omaa kannattavuuttaan. Tuulivoiman vuorokausivaihtelusta aiheutuu tuulivoimantuottajalle profiilikustannus, koska keskimäärin tuulisinta on öisin, jolloin myös kulutus ja spot-hinta on matalampi.



Kuva 13 Tuulivoiman vuorokausivaihtelu

Pidemmällä tarkastelujaksolla profiilikustannus näkyy siten, että tuulivoimakapasiteetin kasvaessa tarjontaa on tuulisina jaksoina huomattavasti enemmän ja kasvaneen tarjonnan takia spot-hinta laskee. Ilmiö korostuu Suomessa maantieteellisen alueen koon vuoksi, koska tuulisuuteen vaikuttavat matala- ja korkeapainerintamat vaikuttavat usein samaan aikaan koko maanlaajuisesti tuulivoimakapasiteettiin. Vähätuulisina ajanjaksoina spot-hinta on korkeampi, mutta tuulivoimatuottajat eivät silloin pääse hyötymään korkeammista hinnoista. Tästä syystä pörssin johdannaiskäyrällä näkyvä hinta ei suoraan kuvaa tasaiseen ajoon kykenemättömän tuulivoimatuotannon arvoa, vaan tuotanto painottuu keskimääräistä alhaisemman hinnan tunneille.

Keskituulennopeuksissa on merkittävää vaihtelua jopa pidemmillä kuukausi- ja vuositasoilla. Tammikuussa 2019 Suomen tuulivoimatuotanto oli 446 GWh, kun taas tammikuussa 2020 toteutunut tuotanto ylsi 902 gigawattituntiin (Fingrid, 2020b).



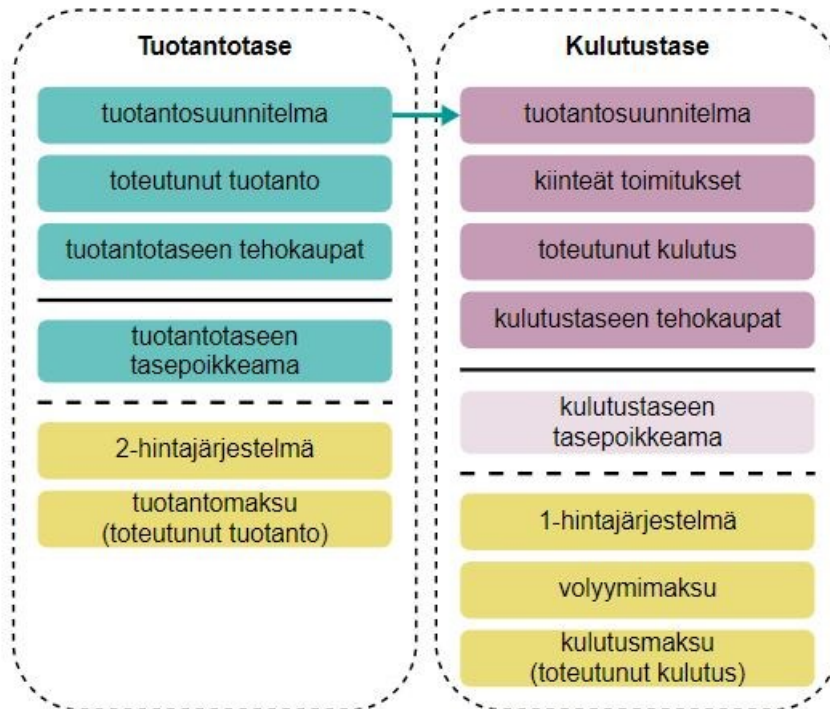
Kuva 14 Wind Index prosentteina tammikuussa 2020 ja 2019 (Kjeller Vindteknikk, 2020)

Kuva 14 havainnollistaa eroa normaalia tuulisemman kuukauden eroa normaalia vähätuulisempaan kuukauteen vuotta aiemmin. Suomessa tuuli-indeksi oli 2020 vuoden tammikuussa paikoitellen yli 130 prosenttia normaalista, kun taas aiempänä vuonna 2019 jäätin joillakin alueilla alle 80 prosenttiin normaalista. Samat kuukaudet voivat poiketa tuuliolosuhteiltaan toisistaan merkittävästi eri vuosina, mutta vuositasolla tarkasteltuna talvella on keskimäärin tuulisempaa kuin kesällä.

3.5 Tasesähkö

Sähkömarkkinoilla toimivien osapuolten on jatkuvasti huolehdittava sähkötaseestaan eli ylläpidettävä sähkön tuotannon ja kulutuksen välinen tehotasapaino. Tämän käytännön toteutukseen tarvitaan avoin toimittaja, joka tasapainottaa osapuolen sähkötaseen. Osapuolta, jonka avoin toimittaja on Fingrid, kutsutaan tasevastaavaksi.

Nykyinen kahden taseen tasepalvelumalli otettiin käyttöön vuoden 2009 alussa ja se on pääpiirteiltään samanlainen kaikissa Pohjoismaissa. Taseselvitysmallin tarkoituksena on kannustaa toimijoita pysymään taseessaan ja osallistumaan sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitoon. Selvitysmalli asettaa tasepoikkeamille hinnan, jolla tasevastaavien toimintaa pyritään ohjaamaan.



Kuva 15 Kahden taseen malli [Fingrid, 2020c]

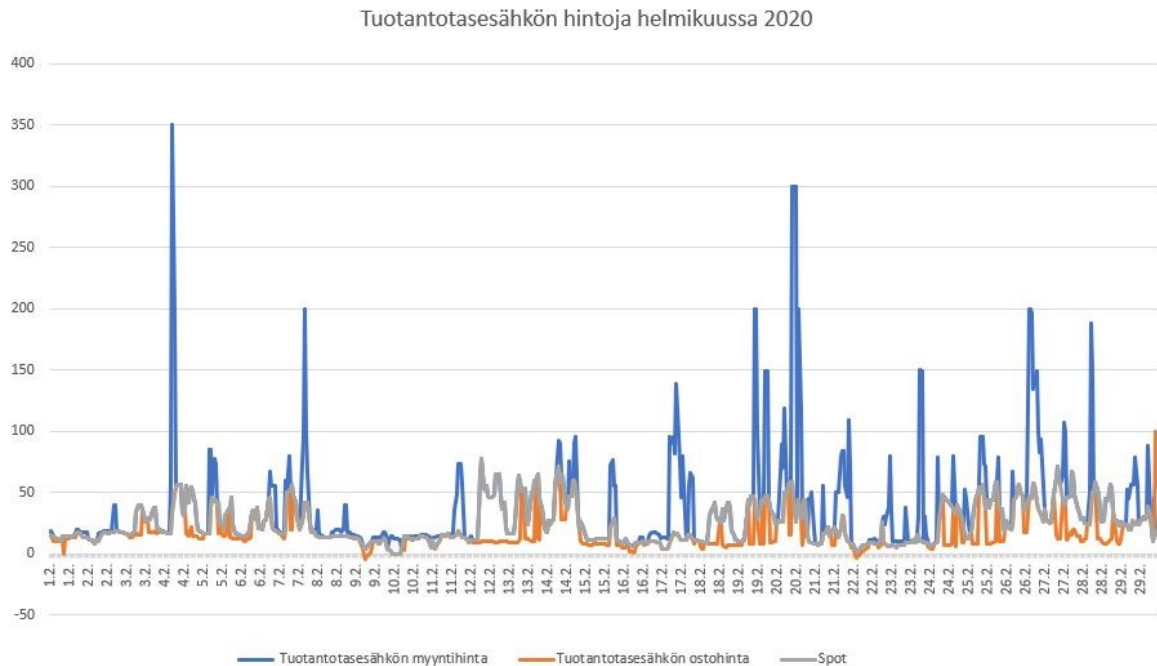
Fingridin tasemallia kuvaavasta kaaviosta käy ilmi, kuinka tuotanto- ja kulutustaseen tasepoikkeamille käytetään kahta eri hintamallia. Tuotantotaseen tapauksessa tasepoikkeamille on voimassa kaksihintajärjestelmä ja kulutustaseelle yksihintajärjestelmä. Tuulivoimatuottajalle olennaista on tuotantotaseen tasapaino, minkä takia seuraavassa kappaleessa käydään läpi eri tilanteet tasepoikkeamien ilmetessä.

3.6 Tasekustannukset tuulivoimatuottajalle

Tuulivoimantuottajalle aiheutuvia tasekustannuksia voidaan tarkastella vertaamalla eri tilanteita, joissa tuotantoennusteen ja toteutuneen tuotannon välillä on eroa. Tuottajalle aiheutuva kustannus riippuu kaksihintajärjestelmässä siitä, onko sähköjärjestelmässä ollut tarvetta ylös- tai alassäädölle poikenneen tunnin aikana.

1. Tuotannon ollessa ennustettua vähäisempää tunnilla, jolla ei ole tehty ylösäättöä tai tunti on määritelty alassäätötunniksi, tasevastaavalle myydään poikennut energiamäärä Suomen vuorokausimarkkinoiden aluehinnalla, eli tuotantotasesähkön myyntihinnalla.
2. Tuotannon ollessa ennustettua vähäisempää ylösäättötunnilla, tuotantotasesähkön myyntihinnaksi muodostuu ylösäättöhintaa.
3. Tuotannon ollessa ennustettua korkeampaa tunnilla, jolla ei ole tehty alassäätöä tai tunti on määritelty ylösäättötunniksi, tasevastaavalta ostetaan poikennut energiamäärän Suomen vuorokausimarkkinoiden aluehinnalla, eli tuotantotasesähkön ostohinnalla.

4. Tuotannon ollessa ennustettua korkeampaa allassäätötunnilla, tuotantotasesähkön ostohinnaksi muodostuu allassäätöhinta, joka on usein spot-hintaa alhaisempi.



Kuva 16 Tuotantotasesähkön hintoja helmikuussa 2020

Tarkastelemalla vuoden 2020 helmikuun tuotantotasesähkön toteutuneita hintoja voidaan todeta, että suurin riski tuulivoimatuottajille aiheutuu edellä mainitusta tilanteesta kaksi, jossa tuotanto jää ennustetta merkittävästi alhaisemmaksi ylössäätötunnin aikana. Ainoastaan tilanne kolme on toivottava, jolloin tasepoikkama tuo tuottajalle positiivista kassavirtaa.

Otetaan esimerkiksi tuulipuisto, jonka toteutunut tuotanto poikkeaa ennustetusta samassa suhteessa Fingridin 19.2.2020 15:00 seuraavan vuorokauden ennusteen kanssa. Oletetaan, että 50 MW:n ennustetun tuotannon sijaan toteutunut tuotanto on 58 % ennusteesta, eli noin 29 MW. Samalla tunnilla tuotantotasesähkön myyntihinta oli 43,93 €/MWh, eli kyseisen tunnin spot-hinta, jolla tasevastaava ostaa puuttuvan tuotannon. Tasesähkön kustannukseksi tulee tällöin $21 \text{ MW} * 43,93 \text{ €/MWh} = 922,74 \text{ €}$. Tunnilla ei tehty ylössäätöä, minkä takia kustannus jää maltilliseksi. Mikäli sama tuotannon vajaus sattuisi tilanteessa, jossa sähköjärjestelmässä on huomattava alijäämä ja ylössäätöhinta korkea, voi vaikutus olla huomattavasti suurempi. Esimerkkitapausta seuraavana päivänä 20.2.2020 13:00 tuotantosähkön myyntihinta oli 300 €/MWh, mikä olisi nostanut silloin tapahtuneen tuotantovajeen kustannuksen 6300 euroon.

Ideaalitilanteessa tuulivoimatuottajalla olisi käytössään täydellinen sääennuste, jonka avulla tasekustannuksilta vältyttäisiin vikaantumisia lukuun ottamatta täysin, mutta tämä on tietenkin mahdotonta. Toimijoilla on kuitenkin kannustin minimoida tasepoikkeamien aiheuttamat kustannukset mahdollisimman tarkkoja ennustemalleja hyödyntämällä. Tämän lisäksi tuulivoimatuottaja voi pyrkiä optimoimaan vuorokausimarkkinoille jättämiään tarjouksia, mikäli hänellä on näkemys seuraavan vuorokauden säätöhinnoista. Esimerkiksi tilanteessa, jossa on odotettavissa korkeita ylössäätöhintoja, voi olla optimaalista jättää spot-markkinoille tarjous todennäköisintä tuotantoa alhaisemmasta määrästä tasekustannusten minimoimiseksi.

4 Ennustaminen

4.1 Aikaskaala

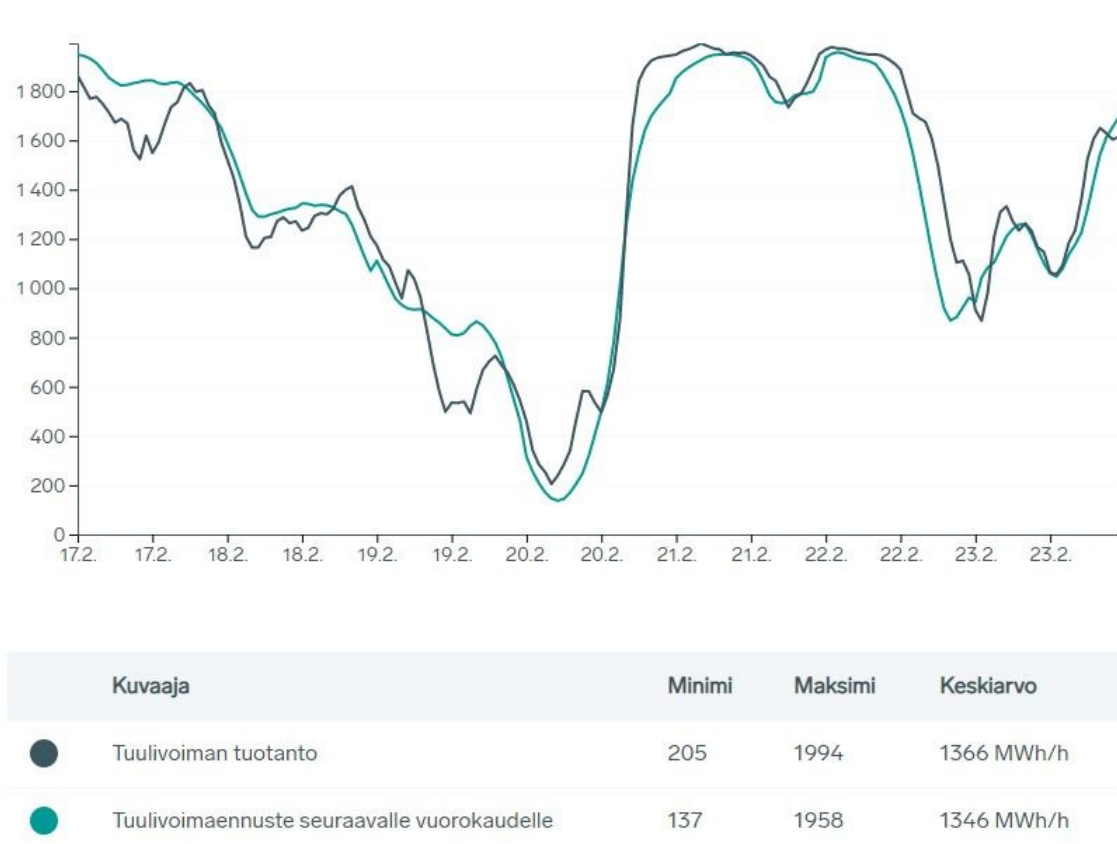
Tuulivoiman ennustamiseen liittyy useita eri aikahorisontteja minuuteista vuosiin.

Aikaskaala	Ennusteen tarkoitus
Minuuteista tunteihin	Tuotannon säätäminen
Päiviä	Spot-kaupankäynti day-ahead-markkinoilla
Kuukausia	Säätrendien ja vuodenajan vaikutus
Vuosia	Investointilaskelmat, uudet projektit, kokonaiskapasiteetti

(Kavasseri & Seetharaman, 2008, muokattu)

Tuulivoimatuotantoa seurataan ja ennustetaan fyysisissä tai virtuaalisissa valvomoissa, joissa voidaan myös reagoida mahdollisiin vikatilanteisiin. Day-ahead tarjousten jättämiseen spot-markkinoille tarvitaan mahdollisimman tarkka tuuliennusteen avulla laadittu tuotantoennuste, jotta tasesähkökustannukset pystytään minimoimaan.

Toteutuneeseen tuulivoimatuotantoon sisältyy huomattavaa tunti-, päivä- ja viikkotason vaihtelua, kuten alla olevasta viikon mittaisesta havaintojaksosta voidaan todeta.



Kuva 17 Tuulivoimatuotanto ja ennuste 17.2.-23.2.2020 (Fingrid, 2020d)

Fingrid tuottaa avointa jatkuvasti päivittyvää tuulivoimaennustetta sekä seuraavan vuorokauden ennustetta ja näiden lisäksi tuulivoimatuottajilla on käytössä tuotantoennusteiden laatimista varten kehitettyjä kaupallisia sovelluksia.

4.2 Tuulen nopeuden mittaaminen

Pitkän aikavälin ennusteita tarvitaan selvittäessä uusien investointien kannattavuutta. Suuntaa antavan arvion potentiaalisen hankesijainnin tuulisuudesta voi tarkistaa esimerkiksi Suomen tuuliatlakselta tai Global Wind Atlas -sivulta. Kun potentiaalinen hankkeen paikka on tiedossa, voidaan tarkempia mittauksia suorittaa epäsuorilla tai suorilla mittaustavoilla. Projektin rahoittajat voivat vaatia mittaustietoa vuoden tai kahden vuoden ajalta projektin kannattavuuden varmistamiseksi.

Epäsuoria menetelmiä ovat esimerkiksi lidar- (light detection and ranging) ja sodar-tekniikkaan (sound detection and ranging) perustuvat sensorit, joilla on mahdollista mitata yläilmoissa vallitsevia tuuliolosuhteita maanpinnalta käsin. Laitteet mittaavat liikkuvasta ilmastosta heijastuvia valo- tai äänipulsseja, joiden avulla tuulen nopeus voidaan laskea. Epäsuorien menetelmien etuna on niiden helppo liikuteltavuus, nopea asennus ja edullisempi hinta suoraan mittaukseen verrattuna. Tarkimmat tulokset saadaan kuitenkin suoralla mittauksella, jos tuulen nopeutta on mahdollista mitata riittävän korkeaan mastoon kiinnitettävällä anemometrillä, mutta haittapuolena maston hyödyntämisessä on sen korkea kustannus.

4.3 Tuulennopeuden ennustaminen

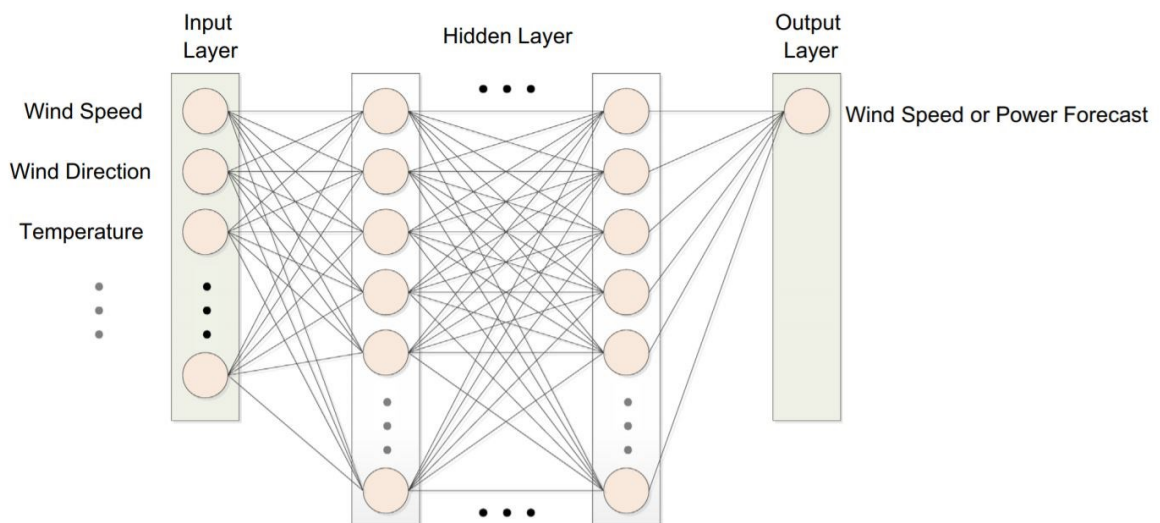
Tuulivoimantuottajat tarvitsevat tarkan tuotantoennusteen vähintään seuraavalle vuorokaudelle spot-tarjousten jättämistä varten. Tässä diplomityössä rakennettu ennustemalli hyödyntää Norjan meteorologisen instituutin ja yleisradioyhtiö NRK:n tuottamaa lyhyen aikavälin sääennustedataa, joka on avoimesti ladattavissa yr.no sivustolta. Ennuste Pohjoismaiden osalta päivittyy joka kolmas tunti.

4.4 Erilaisia ennustemalleja

Tuulivoiman ennustamiseen on mahdollista käyttää useita toteutustavaltaan toisistaan eroavia mallinnustapa. White box -malleissa mallinnettavaa prosessia pyritään kuvaamaan teoreettisten lakien avulla mahdollisimman tarkasti (Nelles, 2001). Tuulivoimatuotannon ennustamisen tapauksessa kaavat ja parametrit voidaan selittää fysiikan lakien avulla. White box -mallien etuna on niiden toiminnan ymmärrettävyys ja heikkoutena mallinnuksen vaatima työmäärä laajoissa ongelmissa. Mallinnettavan prosessin ei tulisi myöskään olla liian kompleksi, jotta mallin avulla saadaan käyttökelpoisia tuloksia. Fysiikan lakeihin perustuvaa mallia on kuitenkin helppo skaalata, kun tuulivoimaa rakennetaan lisää tai vanhentunutta kapasiteettia poistuu käytöstä. Käytännössä white box mallejakin täydennetään usein tarpeeseen sovitettavilla parametreilla, joilla huomioidaan aikaisemmin toteutuneen tuulivoimatuotannon taso. Tällä tavoin hienosäädettyä mallia voidaan kutsua hybridi- tai grey box -malliksi ja myös tässä työssä on käytetty kyseistä lähestymistapaa.

Black box -mallinnuksessa sen sijaan hyödynnetään vain mitattua dataa, eli esimerkiksi tuulivoimatuotantoa voidaan ennustaa käyttämällä ainoastaan riittävää määrää tuulivoimaennusteita ja toteumadataa. Mallin parametreilla ei silloin ole fysikaalista selitystä. Mallin etuna on sen tarkkuus niissä tapauksissa, kun dataa on saatavissa runsaasti ja lisäksi malli oppii uusista tuloksista eli tulokset paranevat ajan myötä kapasiteetin pysyessä staattisena. Black box -malli on myös suhteellisen nopea ottaa käyttöön ja validoida, koska alla olevaa fysiikkaa ei tarvitse tuntea. Puhtaasti ennuste- ja toteumadataan perustuvien black box -mallien heikkoutena sen sijaan on tulosten tulkinnan hankaluus, eivätkä mallit myöskään skaalaudu helposti. Esimerkiksi tuulivoimakapasiteetin kasvua on haastavaa huomioida pelkäämään black box -malleja käytettäessä.

Yksi yleisesti käytetty black box -tyyppinen mallinnustapa on neuroverkkojen käyttö. Tässä koneoppimiseen perustuvassa mallissa käytetään mahdollisimman suurta määrää historiallista sääennuste ja tuulivoimatuotantototeumaa mallin opettamiseen. Neuroverkko koostuu yksittäisistä neuroneista, joille annetaan painokertoimilla kerrottavat syötteet, minkä jälkeen näiden lineaarikombinaatioon käytetään aktivaatiofunktioita. Neuronit on jaettu alla olevan kuvan 18 mukaisesti kerroksittain. Ensimmäisenä on syötekerros, jonka syöte tuulivoimamallinnuksessa on vähintään tuulennopeuden sisältämä sääennustedata. Syötekerroksen lisäksi neuroverkko sisältää tyypillisesti yhden tai useamman väli/piilokerroksen, joiden neuronit saavat syötteensä toisilta neuroneilta. Viimeisenä on koko verkon tulosteen tuottama tulostekerros. Neuroverkkoa opetetaan mukauttamalla sen neuronien painokertoimia siten että saadut tulosteet ovat mahdollisimman lähellä haluttua tulosta, esimerkiksi mitattua tuulivoimatuotannon tasoa.



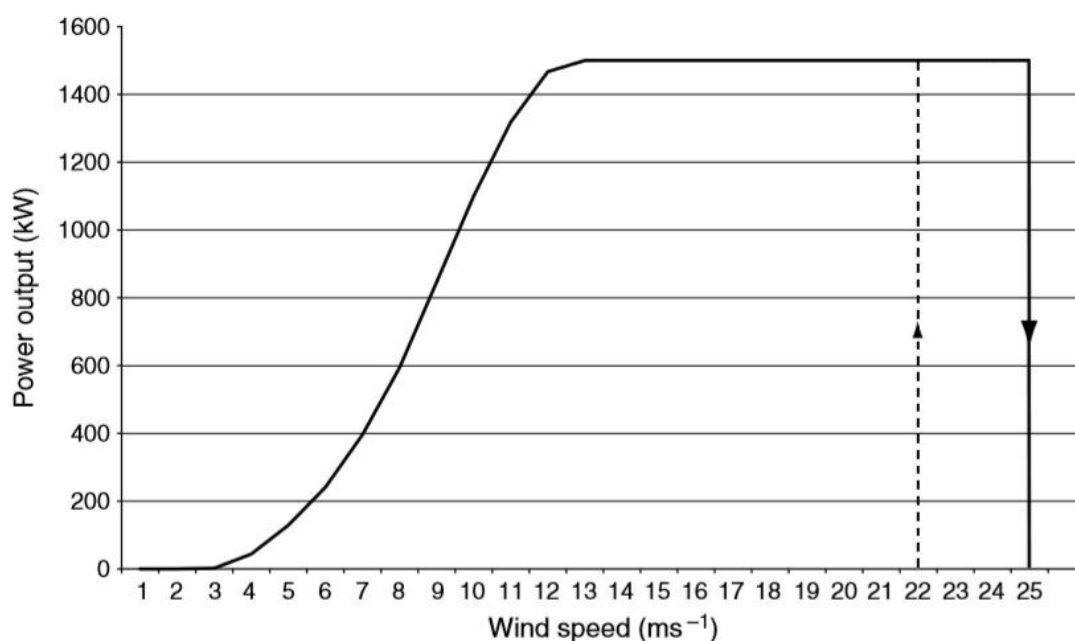
Kuva 18 Neuroverkko tuulivoiman ennustamisessa (Jung & Broadwater, 2014)

Neuroverkkoja hyödyntämällä voidaan kuvata kompleksisiakin ei-lineaarisia prosesseja tuntematta tarkasti alla olevia fysikaalisia ilmiöitä tai matematiikkaa. Tuulivoimatuotantoa ennustettaessa haasteita aiheutuu kapasiteetin kasvusta portaittain. Useiden satojen megawattien nimellistehoinen tuulipuisto voi kytkeytyä kerralla verkkoon, jolloin mallin antamat ennusteet heikentyvät joksikin aikaa ennen kuin neuroverkko oppii uuteen tilanteeseen sopivat painokertoimet.

4.5 Tuulivoimalan toimintaperiaate

Tuuliturbiini muuttaa lapojensa avulla liikkuvan ilmassan sisältämän kineettisen energian pyörimisliikkeen kautta generaattorin tuottamaksi sähköenergiaksi.

Tuulivoimala alkaa tuottaa sähköä tuulennopeuden noustessa mallille ominaisen käynnistymistuulen nopeuden yläpuolelle, joka on tyypillisesti noin kolme metriä sekunnissa. Tuulen nopeuden saavuttaessa nimellistehon tason, pysyy tuotettu teho likimain vakiona, kunnes saavutetaan myrskyraja, jossa voimala pysäytetään kokonaan. Myrskyraja tulee vastaan useiden mallien osalta 25 m/s tuulennopeudessa ja voimala käynnistyy uudelleen nopeuden laskettua 2-3 m/s.



Kuva 19 Tuulivoimalan tuottama teho tuulennopeuden funktiona (Ackermann, 2012)

Modernit tuulivoimalat ovat tekniikaltaan lapakulmasäätöisiä, eli tuulennopeuden saavutettua nimellistehon tason, teho ei merkittävästi muutu ennen laitoksen sulkeutumista laiterikon välttämiseksi.

4.6 Tuulivoiman fysikaalinen mallintaminen

Tuulivoimalan roottorin läpi virtaavan tuulen sisältämä teho voidaan johtaa liike-energian kaavalla:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3)$$

missä v on liikkuvan ilmavirran nopeus ja m sen massa. Teho saadaan derivoimalla ajan suhteen:

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2}v^2 \frac{dm}{dt} \quad (4)$$

missä ilman massavirta voidaan ilmaista tiheyden, roottorin alan ja ilmavirran kulkeman matkan derivaatan kautta:

$$\frac{dm}{dt} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho Av \quad (5)$$

joka sijoitettuna edelliseen kaavaan tuottaa tuulivoimalan roottorin läpi virtaavan ilmavirran tehon kaavan:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (6)$$

missä

ρ = ilman tiheys
 A = roottorin pinta-ala
 v = tuulen nopeus

Ilman tiheys ρ saadaan kaavalla:

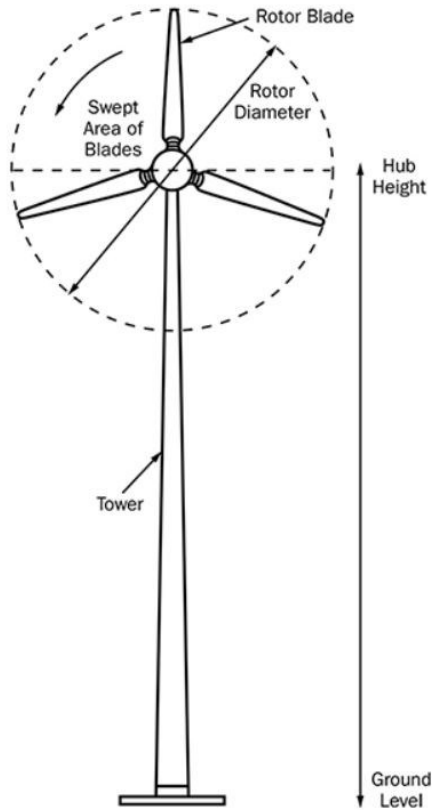
$$\rho = \frac{PM}{RT} \quad (7)$$

missä

P = ilmanpaine (Pa)
 M = ilman moolimassa (kg/mol)
 R = kaasuvakio J/(K·mol)
 T = lämpötila (K)

Roottorin pyyhkäisy-pinta-ala A voidaan laskea, kun tiedetään roottorin lavan pituus r .

$$A = \pi r^2 \quad (8)$$



Kuva 20 Tuulivoimalan roottorin pyyhkäisyala (Clarke & Eng., 2018)

Tuulen sisältämästä energiasta talteen saatu osuus voidaan laskea lisäämällä tuulen sisältämän energian kaavaan tehokkuuskerroin C_p :

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (9)$$

roottorin tehokkuus C_p voidaan laskea kaavalla:

$$C_p = \frac{1}{2} (1 + \lambda)(1 - \lambda^2) \quad (10)$$

missä

$$\lambda = \frac{\text{siiven kärjen nopeus}}{\text{tuulennopeus}} = \frac{\omega r}{v} \quad (11)$$

jonka lyhenteenä käytetään tip-speed ratioon viittaavaa TSR:ää

missä

ω = pyörimisnopeus rad/s

r = roottorin säde

v = tuulennopeus

Roottorin tehokkuuskertoimeen vaikuttaa siis lavan kärjen nopeuden suhde tuulennopeuteen. Maksimaalinen roottorin tehokkuus voidaan laskea derivoimalla C_p λ :n suhteen ja asettamalla tulos nolnaan.

$$\frac{dC_p}{d\lambda} = -\frac{1}{2}(\lambda + 1)(3\lambda - 1) = 0 \quad (12)$$

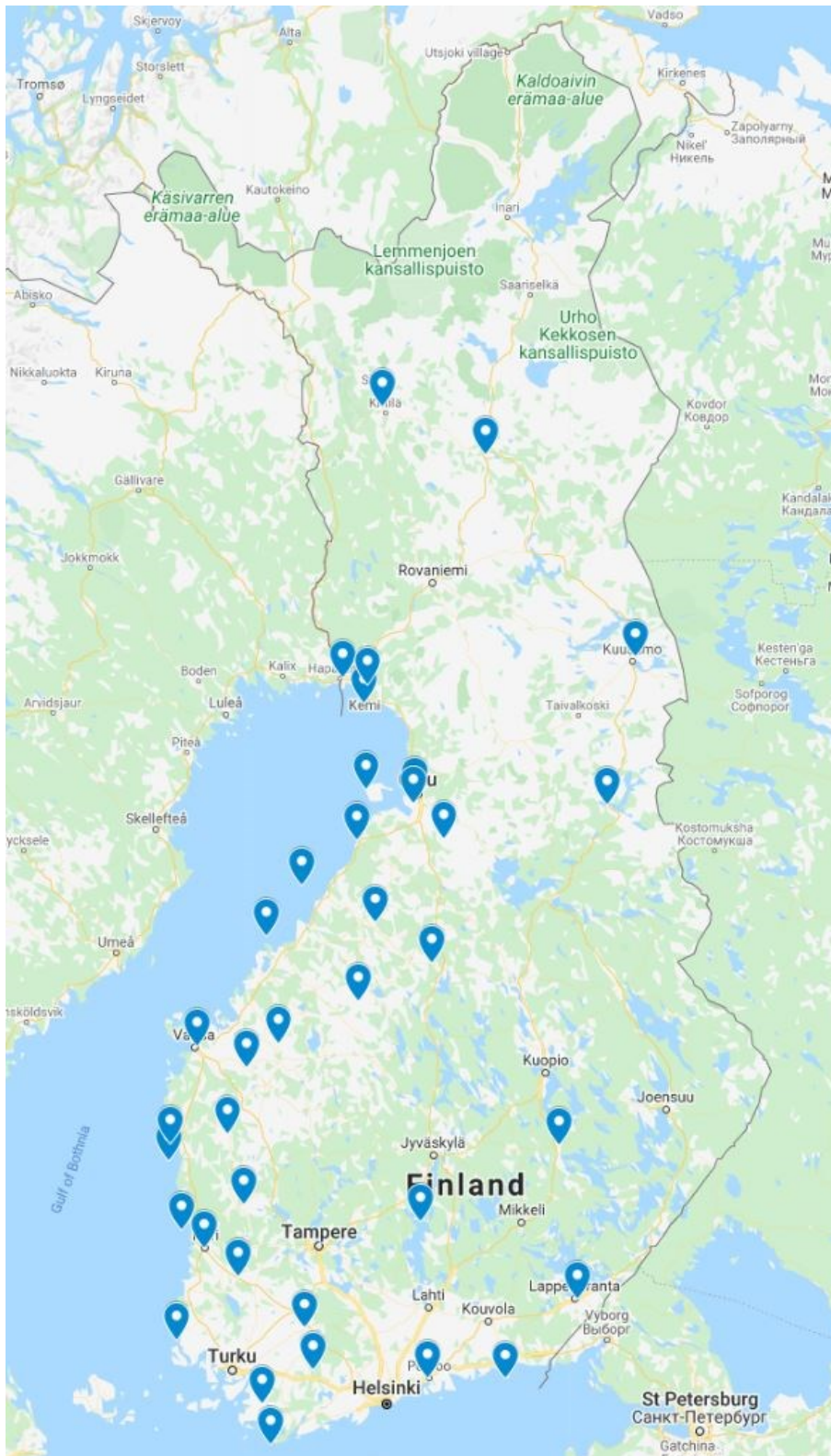
Ratkaisuna λ :n juuriksi saadaan -1 ja $\frac{1}{3}$, joista jälkimmäinen on käytännöllinen ratkaisu ja johtaa Betzin laiksi kutsuttuun raja-arvoon syötettäessä roottorin tehokkuuden kaavaan:

$$C_p = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{1}{3}\right) \left(1 - \frac{1^2}{3}\right) = \frac{16}{27} \quad (13)$$

Betzin laki asettaa tuulesta talteen saatavalle energialle teoreettisen raja-arvon, koska virtaava ilmamassa hidastuu roottorin läpi kulkiessaan, eikä voi täysin pysähtyä toisella puolella siten että roottori jatkaisi pyörimistään. Käytännössä hyötysuhde jää Betzin rajaa alhaisemmaksi ja roottorin avulla saadaan hyödynnettyä maksimissaan noin 50 prosenttia tuulen energiasta. Lisäksi häviöitä tulee laakereista, tehoelektroniikasta, mahdollisesta vaihteistosta ja generaattorista ennen kuin tuulen ilmamassan liike-energia on saatu muutettua sähköenergiaksi.

4.7 Ennustemallin rakentaminen

Tässä työssä tuulivoiman mallinnus on pyritty toteuttamaan mahdollisimman läpinäkyvästi tunnettuja fysiikan lakeja soveltaen. Työssä tarvittavien Suomessa sijaitsevien tuulivoimaloiden perustiedot löytyvät liitteestä 2, joka perustuu Energiaviraston ylläpitämään voimalaitosrekisteriin ja SATU-järjestelmään. Laitoksen nimi ja kapasiteetti on otettu suoraan voimalaitosrekisteristä, mutta käyttöönottovuosi ja korkeus on arvioitu niissä tapauksissa, joissa tarkkaa tietoa ei löytynyt. Ennustemalli on rakennettu näitä tietoja hyödyntäen sekä käyttämällä Ilmatieteen laitoksen havaintoasemaverkoston keräämää säähavaintodataa mahdollisimman läheltä jokaisen tuulipuiston maantieteellistä sijaintia.



Kuva 21 Työssä käytetyt Ilmatieteen havaintoasemat kartalla. Lista nimistä koordinaatteineen liitteessä 1.

Tuulivoimalan tuottama teho riippuu sen napakorkeudella vallitsevan tuulen nopeudesta, mutta tätä tietoa ei ole suoraan tarjolla avoimista lähteistä. Haaste on ratkaistu siten, että

Ilmatieteen laitoksen havaintoasemien mittaama tuulennopeus on skaalattu halutulle napakorkeudelle käyttäen kaavaa:

$$v_{\text{napakorkeus}}(p, t) = v_{\text{havaintoasema}} \frac{\ln\left(\frac{h(p,t)}{z_0(p)}\right)}{\ln\left(\frac{h_{\text{havaintoasema}}}{z_0(p)}\right)} \quad (14)$$

missä

$v_{\text{napakorkeus}}(p,t)$ = tuulennopeus tuulipuiston p napakorkeudella ajanhetkellä t

$h(p,t)$ = tuulivoimalan p napakorkeus (m) hetkellä t

$z_0(p)$ = tuulivoimalan tai puiston p sijainnin maanpinnan karkeus

$h_{\text{havaintoasema}}$ = havaintoaseman korkeus (m)

$v_{\text{havaintoasema}}$ = havaintoasemalla mitattu tuulennopeus (m/s)

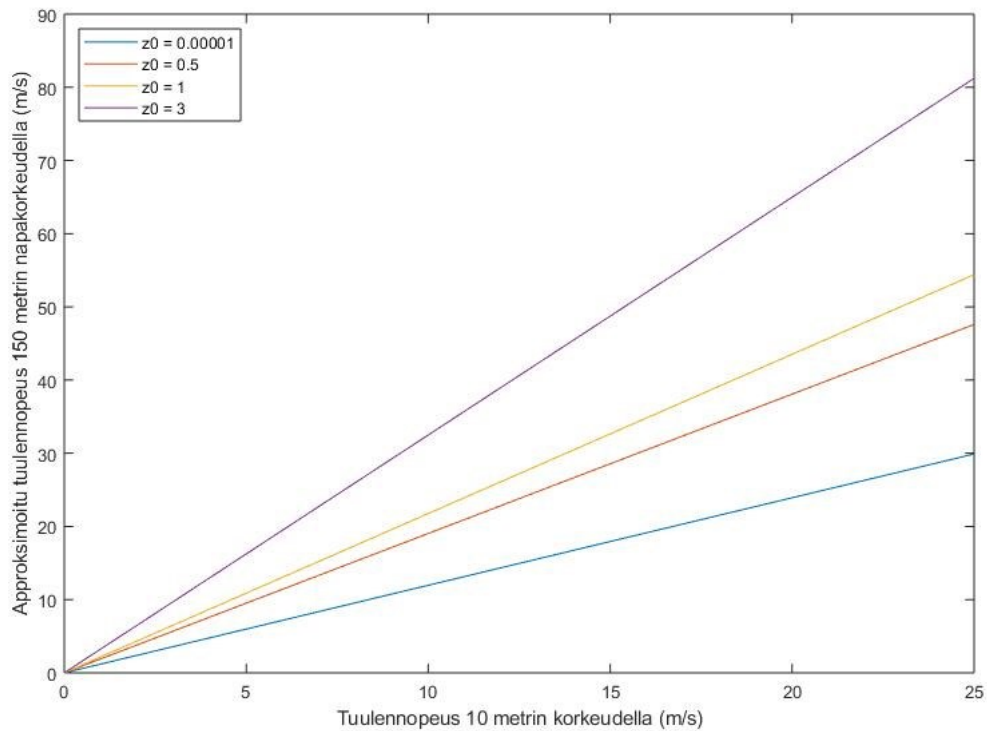
Tuulivoimaloiden sijainneille lasketaan maanpinnan karkeusarvot käyttäen oletusta, että tuulennopeus kyseisellä sijainnilla on sama kuin lähimmällä havaintoasemalla samalla korkeudella.

Maanpinnan karkeudella pyritään huomiomaan, minkälaisessa maastossa tuulivoimala sijaitsee, eli karkeuteen vaikuttavat alueen kasvillisuus, rakennukset, maastonmuodot sekä maaperän tyyppi. Karkeuden arvo vaihtelee siten, että mitä tasaisemmalla alueella voimala sijaitsee, niin sitä pienempi on karkeuden arvo (roughness length).

Terrain Description	Surface Roughness Length, z_0 (m)
Very smooth, ice or mud	0.00001
Calm open sea	0.0002
Blown sea	0.0005
Snow surface	0.003
Lawn grass	0.008
Rough pasture	0.01
Fallow field	0.03
Crops	0.05
Few trees	0.1
Many trees, hedges, few buildings	0.25
Forest and woodlands	0.5
Suburbs	1.5
Centers of cities with tall buildings	3.0

Kuva 22 Maanpinnan karkeuden arvoja (Manwell et al., 2003)

Kuva 22 esittää tyypillisiä kokeellisesti havaittuja maanpinnan karkeuden arvoja lähtien erittäin sileästä pinnasta, kuten jäältä jolle karkeusarvo on 0,00001. Suomeen sijoitetut tuulivoimalat sijaitsevat valtaosin maalla aukean maaston tai metsän tyyppisessä ympäristössä, jolle karkeusarvot olisivat kirjallisuusarvojen mukaan välillä 0,01-0,5.

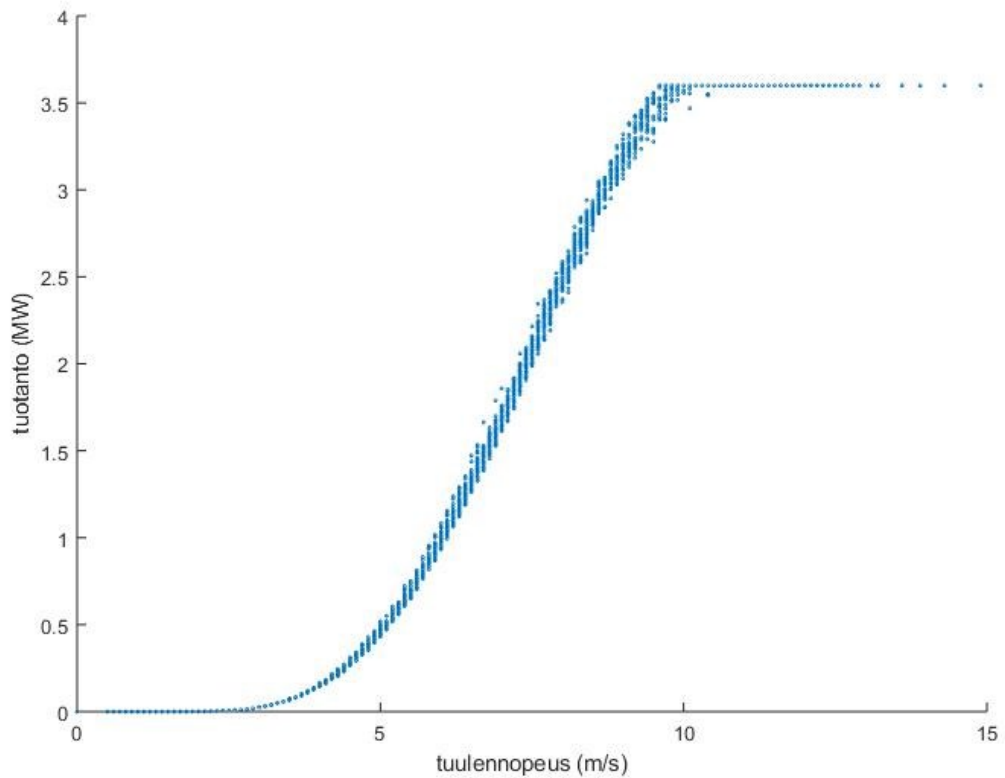


Kuva 23 Maanpinnan karkeuden z_0 :n vaikutus tuulenoisuuden tuulivoimalan napakorkeudella

Kuvasta 23 voidaan nähdä, kuinka maanpinnan karkeus vaikuttaa tuulivoimalan napakorkeudelle approksimoitavaan tuulenoisuuteen. Kuvaaja havainnollistaa kuinka tuulenoisuus napakorkeudella kasvaa lineaarisesti alhaisemman korkeuden tuulenoisuuden funktiona sitä suuremmalla kulmakertoimella, mitä suurempi on maanpinnan karkeuden arvo.

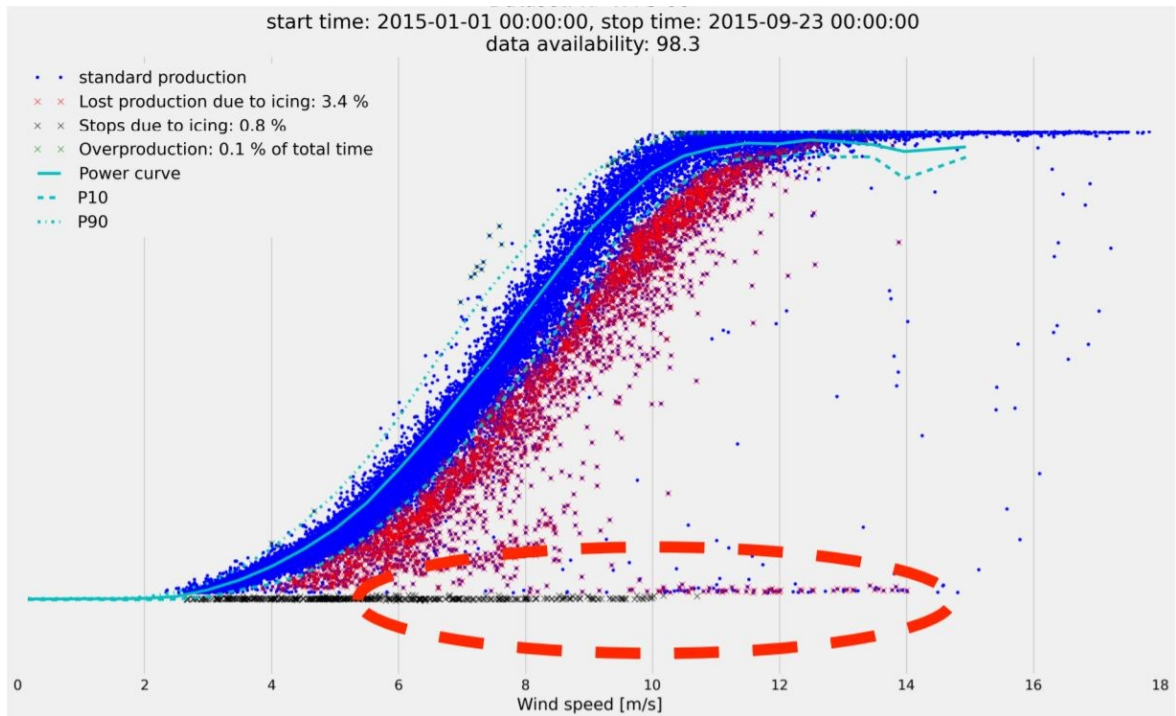
Suomeen on asennettu useita erilaisia tuuliturbiinityyppejä, joiden tuotantoa tuulen nopeuden funktiona kuvaavat tehokäyrät poikkeavat toisistaan, mutta yksinkertaisuuden vuoksi kokonaistuotantoa voidaan arvioida käyttämällä mallissa yhtä turbiinikantaa edustavaa funktiota, jonka tulos skaalataan käytettävyyksarvoksi välille 0-1.

Tuulivoimaennusteen laatimiseen tarvitaan tuulivoimafunktion lisäksi ennuste tuulenoisuudesta niille sijainneille, joilla tuulivoimapuistoja sijaitsee. Ilman tiheydelle olisi mahdollista käyttää vakioarvoa, mutta mahdollisimman tarkan tuloksen saavuttamiseksi mukaan on otettu myös tiheyteen vaikuttavat suureet, eli lämpötila ja ilmanpaine. Tuulen nopeuden, lämpötilan ja paineen vaikutusta tuulivoimalan tuottamaan tehoon voidaan tarkastella asettamalla havaintopisteet hajontakaavioille, jossa on yhden tuuliturbiinin tuotanto havaitun tuulenoisuuden funktiona.



Kuva 24 3,6 MW tuuliturbiinin tuottama teho eri sääolosuhteissa

Kuva 24 muistuttaa tavanomaista tuulivoimalan tehokäyrää, mutta kaaviossa on hajontaa erilaisten sääolosuhteiden takia. Tuotettuun tehoon vaikuttaa ilman tiheys, mikä taas riippuu lämpötilasta ja ilman paineesta. Tämän takia sama tuulen nopeuden arvo voi johtaa eri tehoon erilaisissa tilanteissa. Todellisuudessa SCADA-järjestelmillä mitatuissa tuotantoarvoissa esiintyy edellistä teoreettista kuvaajaa suurempaa hajontaa, kuten voidaan havaita alla olevasta VTT:n kuvasta.



Kuva 25 Jäätämisen vaikutus tuulivoimalan tehontuottoon (VTT, 2015)

Mitatussa tuotantodata-aineistossa esiintyy vaihtelua myös normaaliolosuhteissa, mutta tämän lisäksi voi talviolosuhteissa esiintyä tuotantoa heikentävää jäätämistä. Tämä tarkoittaa jään kertymistä tuulivoimalan lapoihin, mikä heikentää niiden aerodynaamisia ominaisuuksia ja sitä kautta hyötysuhdetta.

Sääennustesuureet ladataan Yr:n verkkosivuilta erilliseen tietokantaan, josta ne haetaan Matlabissa yhdistettynä sijainnin tuulivoimatietoihin. Tuulivoimafunktion avulla voidaan laskea jokaiselle tuulipuistolle tuntikohtainen tuotantoennuste ja summaamalla nämä ennusteet saadaan muodostettua koko Suomen tuulivoimaennuste seuraavan kaavan avulla.

$$P(t) = \sum_{p=1}^n f(v(p, t), z(p), T(p, t), \rho(p, t), h(p, t), C(p, t)) \quad (15)$$

missä:

p = tuulipuiston indeksi

n = tuulipuistojen lukumäärä

f = tehokäyrä

$v(p, t)$ = tuulipuiston p sijainnille ennustettu tuulennopeus tunnilla t

$z(p)$ = tuulipuiston p maanpinnan karheus

$T(p, t)$ = tuulipuiston p ennustettu lämpötila tunnilla t

$\rho(p, t)$ = tuulipuiston p ennustettu ilmanpaine tunnilla t

$h(p, t)$ = tuulipuiston p korkeus tunnilla t (voi vaihtua kun voimaloita korvataan uusilla)

$C(p, t)$ = tuulipuiston p kapasiteetti tunnilla t

4.8 Parametrien optimointi

Työssä optimoitava parametri on edellisessä kappaleessa esitelty maanpinnan karkeus, joka vaikuttaa tuulivoimalan napakorkeudella vallitsevaan tuulennopeuteen. Maanpinnan karkeusarvot jokaiselle tuulivoimasijainnille sisältämä vektori on optimoitu Matlabin `lsqcurvefit`-funktioilla, joka ratkaisee yhtälön:

$$\min_x \|F(x, xdata) - ydata\|_2^2 = \min_x \sum_i (F(x, xdata_i) - ydata_i)^2, \quad (16)$$

missä

x = maanpinnan karkeus -vektori

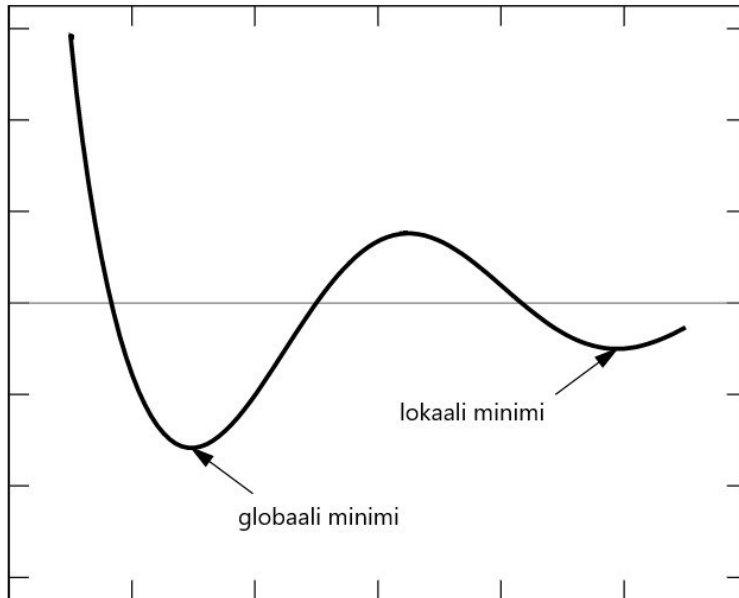
$xdata$ = säähavaintodata, tuulivoimalan korkeudet ja kapasiteetit sisältävä matriisi

$ydata$ = toteutunut tuulivoimatuotanto

F = tuulivoimafunktio

Maanpinnan karkeus -vektori optimoidaan minimoimalla historiallisen säähavaintodatan avulla lasketun tuulivoimaennusteen erotus toteutuneeseen tuotantoon `lsqcurvefit`-sovituskompleksin avulla. `lsqcurvefit`-funktio käyttää oletuksena `trust-region-reflective`-algoritmia, joka on aliavaruus luottamusaluealgoritmi, joka perustuu iteratiiviseen Newtonin metodiin (Mathworks, 2020).

Oletuksena on, että optimoinnin tuloksena ratkaistavan karkeusvektorin sisältämät arvot heijastaisivat kuvan 22 taulukossa listattuja viitearvoja, eli joillekin tuulipuistolle tuloksena olisi merellä vallitsevia olosuhteita kuvaava alhainen luku ja joillekin puustoisille alueille ominaiseen tapaan korkeampi. Optimoinnin ala- ja ylärajat on asetettu `lsqcurvefit`-funktioille kirjallisuusarvoihin perustuen, eli alarajana on 0.00001 ja ylärajana 3. `lsqcurvefit`-funktio etsii yleisesti käytettyjen ratkaisin-työkalujen tavoin optimointiongelmaan paikallisen minimin, mutta löytynyt ratkaisu ei välttämättä ole epälineaaristen ongelmien tapauksessa globaali minimi.



Kuva 26 Funktion globaali ja lokaali minimikohta

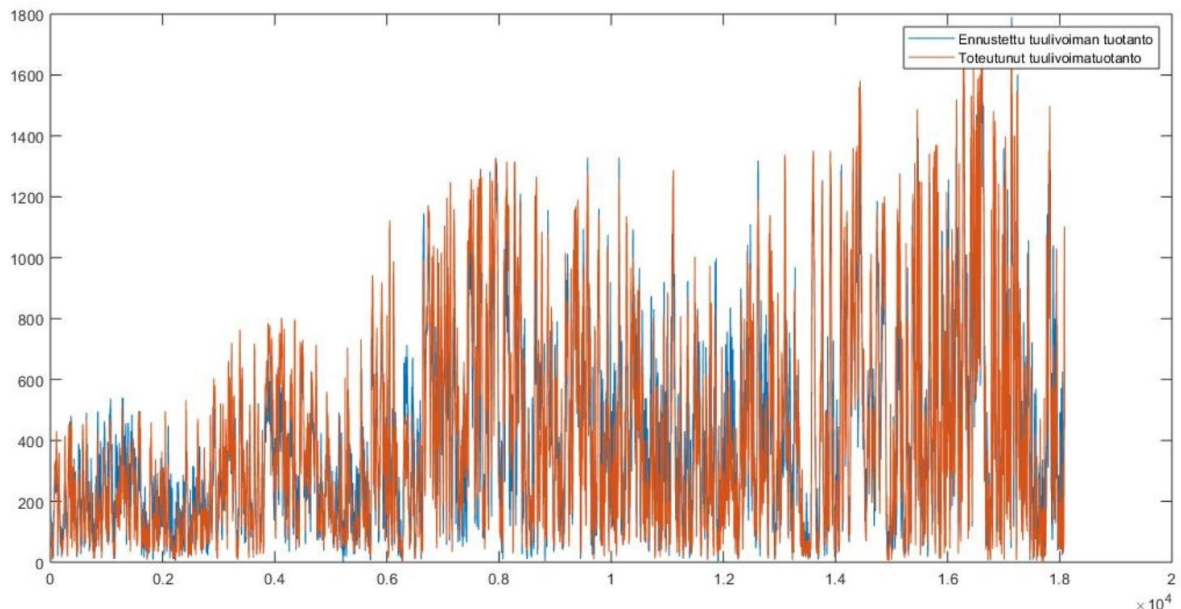
Globaalin minimin saavuttamiseksi ratkaisimelle on annettava alkuarvoksi tähän minimikohtaan lähentyvät arvot, mikä voidaan toteuttaa ajamalla optimointi läpi riittävän monta kertaa rajoitusten mukaisilla satunnaisgeneroiduilla alkuarvoilla ja tallentamalla kierroksella saatu residuaali, eli ennustevirhe, mikäli se on siihen asti alhaisin. Matlabin Optimization Toolboxissa on myös erillinen MultiStart-funktio, jolla ongelmasta voi etsiä useita paikallisia minimikohtia.

Optimoinnin suoritus aika yhden kerran neliytimisellä i7-7700 suorittimella kestää joitakin minutteja. Parhaan tuloksen saavuttamista voidaan nopeuttaa hyödyntämällä Matlabin Parallel Computing Toolboxia, minkä avulla laskenta voidaan jakaa käytössä oleville ytimille samanaikaisesti suoritettavaksi. Tämän työkalun mahdollistaman rinnakkaislaskennan avulla prosessorien teho saadaan hyödynnettyä tehokkaammin, jolloin yhden kierroksen optimointiin kuluu vähemmän aikaa.

5 Tulokset

5.1 Säähavaintomittausdata ja optimointi

Tuulivoimalaitosten paikallisten olosuhteiden huomioimeksi ennustemallin maanpinnan karkeus parametrit optimoidaan aluksi Ilmatieteen laitoksen sääasemien tallentaman säähavaintoaineiston perusteella. Parametrien optimointia varten haettu data on yhdistetty ja suodatettu siten, että tuotantoennuste muodostetaan vain niille tunneille, joille löytyy dataa jokaisesta tarvittavasta havaintoasemasta, sekä toteutunut tuulivoimatuotanto kyseiselle tunnille. Ilmatieteen laitoksen säähavaintoasemien keräämässä datassa on katkoksia, minkä takia optimointia ei voida suorittaa sellaisenaan koko ladatulle aikasarjalle. Tämä ei kuitenkaan estä optimoinnin suorittamista, koska laskentaan voidaan käyttää niitä tunteja, joille tarvittavat tiedot löytyvät. Optimointiin käytetty tuntiresoluution data on haettu väliltä joulukuu 2014 – syyskuu 2019 ja hieman yli 18 000 tunnille löytyy dataa jokaiselle pisteelle aikajakson noin 42 000 tunnista. Alla olevaan kaavioon on piirretty aikajaksolla toteutunut tuotanto, sekä säähavaintosuureilla laskettu tuotanto, eli taaksepäin tehty ennuste.

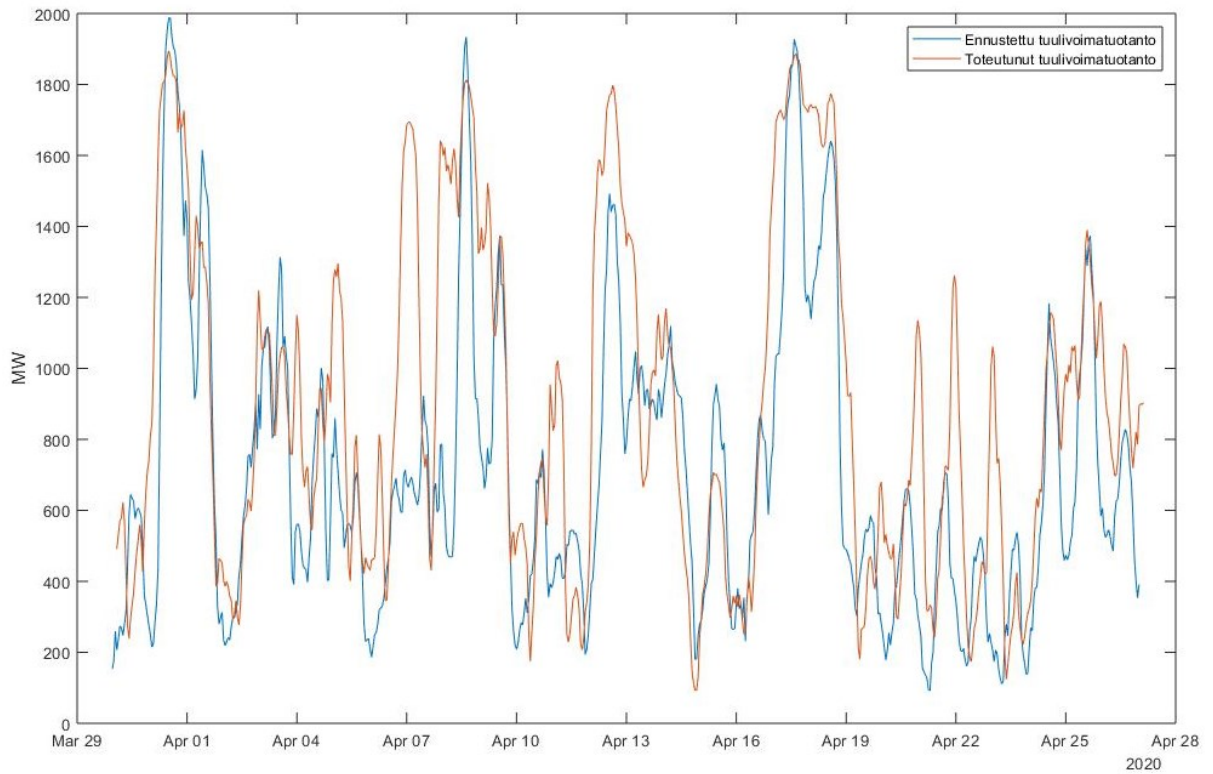


Kuva 27 Säähavaintojen perusteella laskettu tuulivoimatuotanto ja -toteuma (parametrit optimoitu historiallisen säähavaintodatan avulla)

Mallin historiaan ennustaman tuulivoimatuotannon ja Fingridin mukaan toteutuneen tuotannon välillä on selkeä korrelaatio. Lisäksi kuvaajasta voidaan havaita tuulivoimatuotannon keskimääräisen tason ja vaihteluvälin kasvava trendi.

5.2 Ennustettu tuotanto sääennustedatalla

Kun parametrit on optimoitu mitatun havaintodatan perusteella, voidaan siirtyä ennustamaan tulevaa tuotantoa Yr:n sääennustedatan avulla. Tutkitaan aluksi ennustemallin antamia tuloksia aikavälillä 30.3.2020-26.4.2020, jolloin Suomen tuulivoimatuotanto oli keskimäärin 899 MW ja tuotannon vaihteluväli oli 93 - 1895 MW.



Kuva 28 Ennustettu ja toteutunut tuulivoimatuotanto 30.3.2020-26.4.2020

5.3 Virheiden tarkastelu

Ennustetun ja toteutuneen tuotannon välistä ennustevirhettä voidaan mitata absoluuttisesti ja tämän lisäksi ennustemallin laadun tutkimiseen voidaan käyttää yleisiä ennustevirhettä mittaavia kaavoja.

Ennustevirheen määritelmä on:

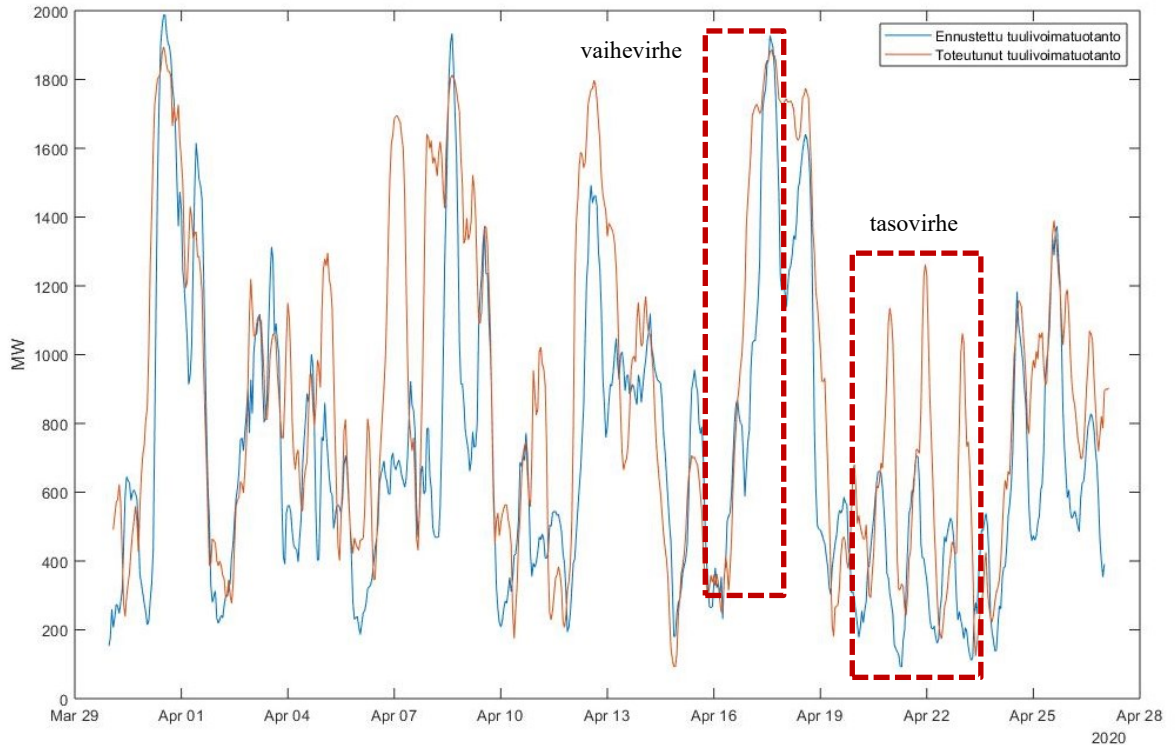
$$e_t = \hat{y}_t - y_t \quad (17)$$

missä

\hat{y}_t = ennustettu tuulivoimatuotanto

y_t = mitattu tuulivoimatuotanto

Selkeät poikkeamat voidaan havaita kuvaajasta silmämääräisesti ja jakaa taso- ja vaihevirheisiin. Tasovirheessä ennustettu tuotanto on toteutunutta suurempaa tai pienempää, kuten kuvan 29 keskiyön tunteina 20.–24.4. Vaihevirheessä ennustettu tuotanto on lähellä toteutunutta, mutta ajoitus ei ole kohdallaan. Kuvassa 29 16. päivän illalle ennustettu tuotannon kasvu tapahtui aikajaksolla odotettua aikaisemmin.



Kuva 29 Vaihe- ja tasovirhe ennustejaksolla

Turbiinien napakorkeudella havaituissa tuulennopeuksissa on satunnaisuutta ja koko Suomen tilannetta tarkastellessa osa virheistä kumoaa toisensa joidenkin tuulipuistojen tuotannon jäädessä ennustettua pienemmäksi ja joidenkin toteutuessa ennustettua korkeampana. Tämä tasoittava vaikutus on etuna ennustettaessa laajan alueen tuulivoimatuotantoa, koska vaikka jonkin tuulipuiston toteutunut tuulen nopeus poikkeaisi huomattavasti ennustetusta, niin kokonaistuotannon osalta kyseisen tunnin ennuste voi olla edelleen käyttökelpoinen. On osoitettu, että eri maantieteellisillä alueilla sijaitsevien tuulipuistojen tuotannon korrelaatiokerroin pienenee eksponentiaalisesti etäisyyden funktiona (Malvaldi et al. 2017).

Ennusteen osuvuuden mittaamiseen on olemassa useita yleisesti käytettyjä tapoja, joista suoraviivaisin on keskivirhe (ME):

$$ME = \sum_{i=1}^n \frac{\hat{y}_i - y_i}{n} \quad (18)$$

Tämä mittari ei suoraan kerro ennusteen tarkkuudesta, koska vastakkaismerkkiset virheet kumoavat toisensa, mutta keskivirheen avulla voidaan tutkia mallin vinoumaa tai harhaa, eli tuottaako malli systemaattisesti alhaisempia tai korkeampia tuloksia toteumaan nähden. Edellä kuvatulla tarkastelujaksolla ennustemallin keskivirhe oli -189 MW, eli malli ennustaa tuulivoimatuotantoa keskimäärin jonkin verran vähemmän kuin mitä lopulta toteutui.

Ennusteen täsmällisyyttä kuvaa paremmin absoluuttisen virheen keskiarvo (MAE):

$$MAE = \sum_{i=1}^n \frac{|\hat{y}_i - y_i|}{n} \quad (19)$$

joka mittaa kuinka lähellä ennuste keskimäärin on toteutunutta arvoa ottamatta kantaa poikkeaman suuntaan. Tarkasteltavalla aikajaksolla keskivirhe oli 273 MW.

Virhe voidaan myös ilmaista suhteellisen absoluuttisen prosentuaalisen keskivirheen avulla:

$$MAPE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{y_i}}{n} \times 100\% \quad (20)$$

jonka arvoksi valitulla aikasarjalla saatiin 34 prosenttia. MAPE:n haittapuolena on, että suhteelliseksi virheeksi tulee todella suuria tai määrittelemättömiä arvoja todellisen arvon ollessa lähellä nollaa tai nolla. Suomessa on kuitenkin jo sen verran asennettua tuulivoimakapasiteettia, että tuotannon putoaminen kokonaan nolnaan on epätodennäköistä, eikä sellaista tilannetta löydy myöskään tarkastelujaksolta pienimmän kokonaistuotannon ollessa 93 MW.

Edellisten lisäksi tarkkuuden arviointiin yleisesti käytetty tapa on keskineliövirheen neliöjuuri (RMSE)

$$RMSE = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(\hat{y}_i - y_i)^2}{n}} \quad (21)$$

RMSE antaa suurille poikkeamille pieniä suuremman painoarvon virheen toiseen potenssiin korotuksen takia, mikä sopii hyvin tuulivoimatuotannon ennustamisen kaltaiseen tapaukseen, jossa erityisesti suuret poikkeamat ovat ei-toivottavia aiheutuvien tasekustannusten takia. Tarkastelujaksolla RMSE:ksi muodostui 371 MW.

Keskineliövirheen neliöjuuri voidaan myös normalisoida, jolloin saadaan viitteitä virheiden suuruuden suhteutumisesta havaintodatan skaalaan:

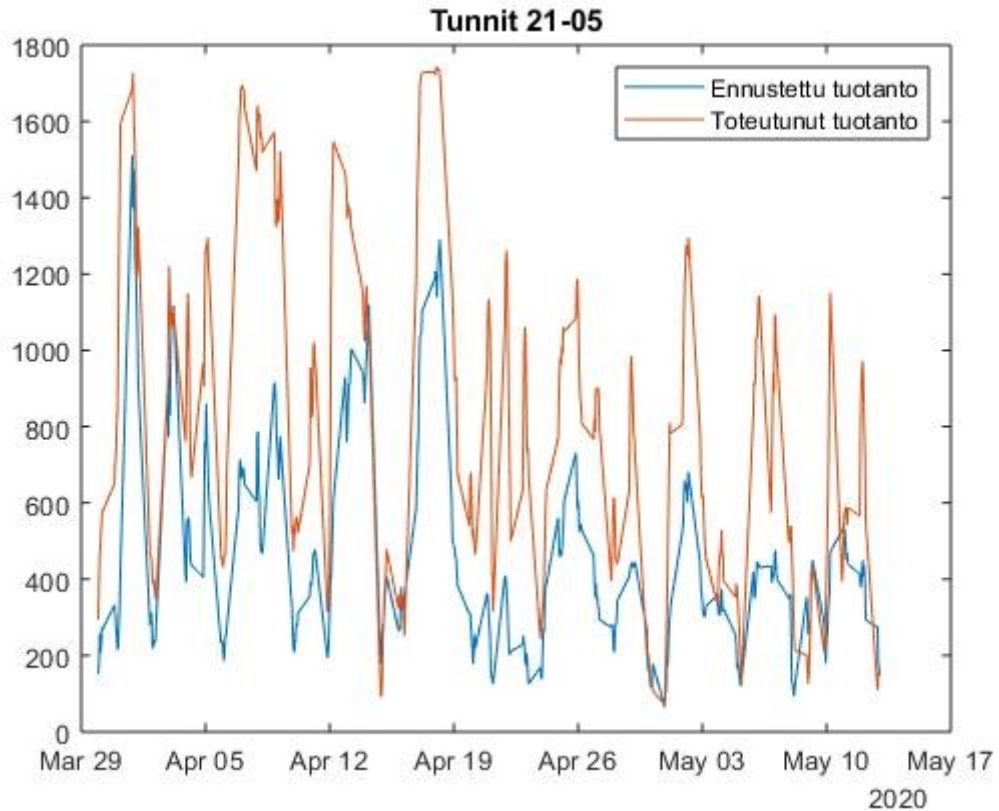
$$NRMSE = \frac{RMSE}{normalisointiarvo} \quad (22)$$

missä normalisointiarvo on joko keskihajonta tai mitatun datajoukon maksimi- ja minimiarvon erotus. Tuulivoimatuotantoa ennustettaessa myös asennettu kokonaiskapasiteetti on luonnollinen valinta normalisointiarvoksi, joka on pitkällä tarkastelujaksolla lähellä maksimi- ja minimiarvojen erotusta. Suhteessa ennustemallin kokonaiskapasiteettiin normalisoitu RMSE tarkastelujaksolla oli kaavaan 22 sijoitettuna:

$$\frac{371 \text{ MW}}{2241,5 \text{ MW}} 100 \% \approx 17 \%$$

Tarkastelujaksolla Suomen tuulivoimatuotanto oli keskimäärin 899 MW ja tuotannon vaihteluväli oli 18 - 1895 MW.

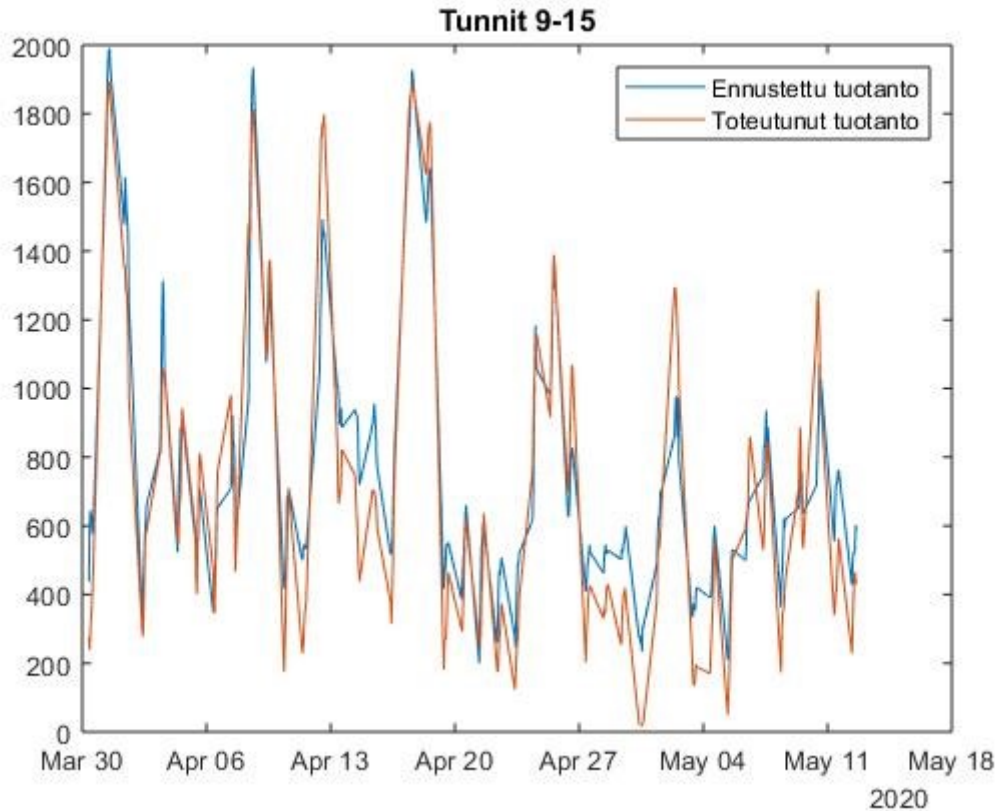
Kappaleessa 3.4 kuvattiin tuulivoiman vuorokausivaihtelua, joten tutkitaan seuraavaksi onko ennustemallin suorituskyvyssä eroa päivän ja yön välillä. Valitaan tarkastelujaksoksi nyt hieman pidempi aikaväli 30.3 – 12.5.2020, jossa yötunneiksi on valittu 22-05 ja päivä- tunneiksi 9-15.



Kuva 30 Ennustettu ja toteutunut tuulivoima tuotanto 30.3.-12.5.2020 tunneilla 21-05

Kuvasta 30 voidaan nähdä, että yötuntien aikana ennustemalli tuottaa liian alhaisia ennusteita korkean tuotannon aikana ja on lähempänä toteumaa matalien tuotantotuntien aikana. Ennusteen heikkeneminen voidaan todeta myös edellä esitettyjen virhemittareiden avulla, sillä malli ennustaa keskimäärin 365 MW liian alhaista tuotantoa (ME). Absoluuttisen virheen keskiarvo oli 375 MW, absoluuttinen prosentuaalinen keskivirhe 44 %, keskineliövirheen neliönjuuri oli 459 MW ja kapasiteetilla normalisoitu RMSE 20 prosenttia.

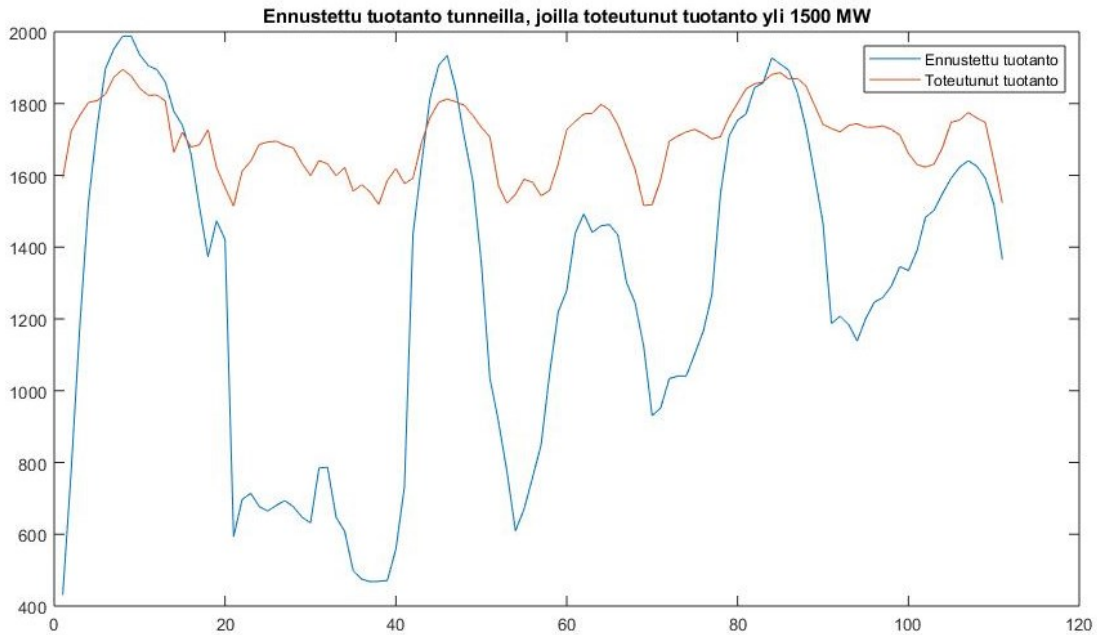
Huomattavasti parempia tuloksia saadaan, kun tutkitaan ennustemallin performanssia päivätuntien aikana.



Kuva 31 Ennustettu ja toteutunut tuulivoimatuotanto 30.3.-12.5.2020 tunneilla 9-15

Kuvaajasta voidaan suoraan tulkita tulosten olevan parempia kuin yötuntien kohdalla ja myös virhemittarien arvot tukevat tätä. Keskivirhe (ME) oli 71 MW, eli tässä tapauksessa hieman korkeampi kuin toteutunut tuotanto. Absoluuttisen virheen keskiarvo MAE oli 153 MW, MAPE 58 %, RMSE 181 MW ja NRMSE vain 8 prosenttia. Keskimääräinen toteutunut tuotantoteho päivätuntien aikana oli 719 megawattia ja yötunteina 824 megawattia, mikä on linjassa aiemmin työssä esitellyn vuorokausiprofiilin kanssa. Valittu aikasarja on tilastollisesti näkökulmasta lyhyt, mutta selitys yö- ja päiväaikaosarjojen tarkkuuden erolle saattaa löytyä kaavasta, jolla tuulennopeus approksimoidaan voimalan napakorkeudelle. Kuten kappaleessa 3.4 todettiin, yöllä on keskimäärin tuulisempaa kuin päivällä ja tuloksien perusteella vaikuttaa siltä, että öisin tuulennopeus yöilmoissa on keskimäärin korkeampaa kuin mitä maanpinnan karkeusarvoa käyttävällä kaavalla saadaan arvioitua.

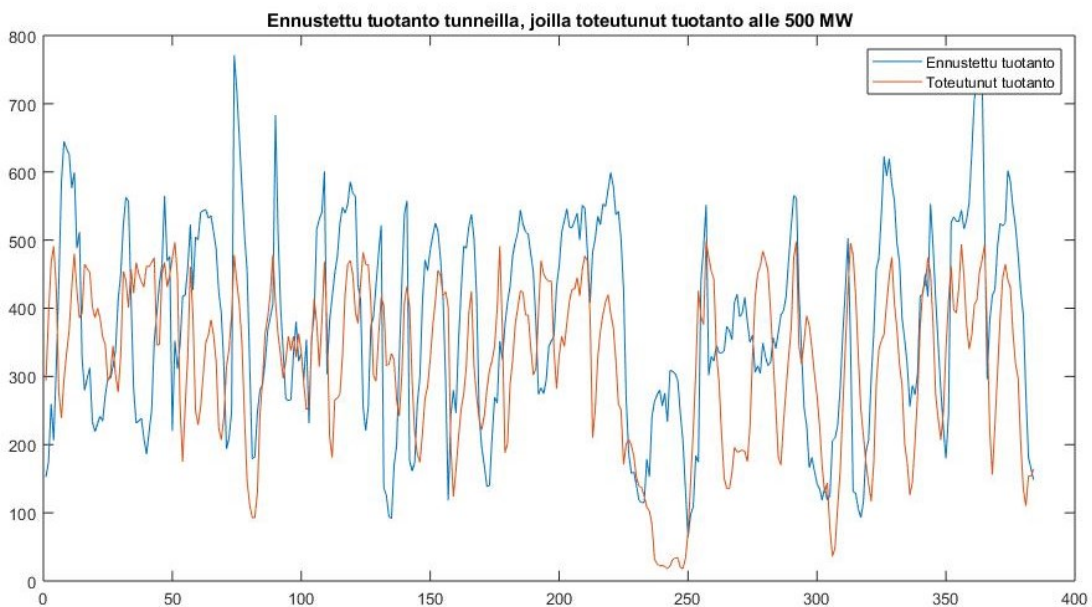
Tutkitaan seuraavaksi ennustemallin toimintaa matalan ja korkean tuotannon tunneilla. Tarkastellaan ensin tunteja aikavälillä 30.3.-12.5.2020, jolloin toteutunut tuulivoimatuotanto oli korkealla tasolla käyttäen rajana tunteja, joilla tuotanto oli yli 1500 MW.



Kuva 32 Ennustettu ja toteutunut tuulivoimatuotanto 30.3.-12.5.2020 tunneilla, joilla toteutunut tuulivoimatuotanto oli yli 1500 MW (111 tuntia).

Kuvaajasta nähdään, ettei ennustemalli saa kaikkia korkean tuotannon hetkiä kiinni, vaan useimmilla tunneilla ennuste jää liian alhaiseksi. Tämä nähdään myös keskivirheestä, joka on -418 MW absoluuttisen virheen ollessa 440 MW. Myös RMSE arvoksi saadaan huomattavan korkea 566 MW ja kapasiteetilla normalisoiduksi suhteelliseksi virheeksi 25 prosenttia MAPE:n ollessa vielä korkeampi 27 prosenttia.

Tulokset näyttävät paremmilta matalan tuotannon tunneilla, mikä on odotettua koska myös absoluuttinen virhe on silloin pienempi, tarkastelujaksolla 138 MW.



Kuva 33 Ennustettu ja toteutunut tuulivoimatuotanto 30.3.-12.5.2020 tunneilla, joilla toteutunut tuulivoimatuotanto oli alle 500 MW (384 tuntia)

Korkean tuotannon tunneista poiketen malli ennusti keskimäärin 59 MW toteutunutta tuotantoa korkeampaa toteumaa. Keskineliövirheen neliöjuureksi saatiin 159 MW, mikä vastaa kapasiteetilla normalisoituna noin seitsemän prosentin virhettä verrattuna 80 prosentin MAPE-arvoon.

5.4 Virheiden lähteet

Työssä rakennetussa mallissa on joitakin virhelähteitä, jotka eliminoimalla tuloksia olisi mahdollista tarkentaa. Tärkein ennusteeseen vaikuttava muuttuja on tuulennopeus, eli täsmällisemmällä tuuliennusteilla päästäisiin merkittävästi parempiin tuloksiin. On myös osoitettu, että ennustevirhettä voi pienentää käyttämällä tuulivoimaennusteen muodostamiseen useamman palveluntarjoajan sääennustetta (Holttinen et al. 2013). Yksinkertaisimmillaan tuotantoennustetta voidaan tarkentaa ottamalla eri sääennusteista keskiarvoja ja vielä tarkempaa tulosta voidaan tavoitella adaptiivisten algoritmien avulla.

Tuulen nopeus tuulivoimalan napakorkeudella on tässä työssä arvioitu maanpinnan karkeuden ja tuulivoimalan korkeuden huomioivalla approksimaatiolla. Tarkempaan tulokseen voitaisiin päästä, mikäli olisi mahdollista verrata tuulivoimalan tuulennopeusmittarin tallentamaa dataa samalle paikalle ennustettuun tuulennopeuteen, jolloin korkeuden vaikutus kyettäisiin arvioimaan paremmin. Tällä tavoin voitaisiin myös poistaa tuuliennusteen ja toteuman väliset systemaattiset virheet, mikäli niitä havaittaisiin.

Epätarkkuutta aiheutuu myös siitä, että mallin parametrit on optimoitu käyttämällä Ilmatieteidenlaitoksen säähavaintoasemien dataa mahdollisimman läheltä tuulipuistoa. Joidenkin sijaintien osalta etäisyys havaintoaseman ja tuulipuiston välillä oli huomattava, jolloin havaintodatan edustavuus ei ole paras mahdollinen. Tämän lisäksi osa tuulipuistoista on kytketty verkkoon lähellä optimointiin käytetyn aikasarjan loppua, jolloin näiden sijaintien vaikutus muodostettavaan parametrivektoriin jää vähäiseksi.

Epätarkkuutta aiheutuu myös siitä, ettei malli huomioi tuuliturbiineille ominaisia tehokäyriä, vaan jokaisen puiston tuotanto on laskettu samaa funktiota käyttäen. Tästä aiheutuu virhettä, koska tuulivoimafunktion S-kirjainta muistuttavan käyrän jyrkkyys vaihtelee tuuliturbiinikohtaisesti. Samalla vaihtelua esiintyy tuulen nopeuksissa, joissa voimala käynnistyy, tuottaa maksimiteholla tai pysähtyy. Tuulen nopeus ei todellisuudessa myöskään ole vakio koko roottorin pyyhkäisemällä alalla. Tämän lisäksi edellisessä kappaleessa tutkittiin, miten mallin tarkkuus eroaa päivän ja yön tai matalan ja korkean tuotannon tunteina. Tuloksista voidaan päätellä, että myös tuulivoimafunktiota olisi mahdollista hienosäätää huomioimalla vallitsevat olosuhteet tarkemmin.

Kehitetty ennustemalli ei myöskään kykene huomioimaan tuulivoimaloiden vikaantumisia tai eri syistä johtuvia tuotantokatkoksia. Ennusteen virhe siis kasvaa, jos jotkut voimaloista tuottavat sähköä vajaalla teholla esimerkiksi lapojen jäätymisen takia tai jos puistoon kytkeytyvän sähköjärjestelmän komponentin vikaantuminen estää kokonaan tuuliturbiinin tuotaman sähkön syötön verkkoon.

6 Yhteenveto

Työssä rakennettiin ennustemalli lyhyen aikavälin tuulivoimatuotannon ennustamista varten. Malli laskee tuulivoimafunktion, sääennusteiden sekä kapasiteetti ja korkeustietojen avulla tuulivoimaloista ja -puistoista summatun ennusteen Suomen tuulivoimatuotannosta tunneittain halutulle ajalle, jolle dataa on saatavissa. Ennustemallia tarkennettiin sovittamalla tuulivoimapuistojen sijaintien maanpinnan karkeustieto mitatun säähavaintodatan ja toteutuneen tuulivoimatuotannon avulla.

Mallilla tuotettujen tuulivoimaennusteiden osuvuutta voidaan tarkastella vertaamalla niitä Fingridin julkaisemaan toteutuneen tuulivoimatuotannon aikasarjaan. Tarkastelujaksona käytettiin huhtikuuta 2020, jolloin ennuste korreloi kohtalaisen hyvin toteutuneen tuotannon tason kanssa. Kaikkia taso- ja vaihevirheitä ei kyetty poistamaan, eli ennustemallia olisi yhä mahdollista parantaa edellisessä kappaleessa läpikäytyjen kehityskohtien pohjalta.

Jatkotutkimuksena työssä kehitetyn mallin ennusteita voisi verrata koneoppimiseen perustuvalla black box -mallilla saatuihin tuloksiin. Black box -mallin tarvitsemaa dataa on hyvin saatavilla ja sopivasti koulutetun mallin avulla voisi olla mahdollista hyödyntää saatavilla olevia suureita fysiikkaan perustuvaa mallia tehokkaammin. Lisäsyötteeksi voisi ottaa tässä työssä käytettyjen sääsuureiden lisäksi tuulen suunnan, jolla todennäköisesti on oma vaikutuksensa tuulipuistojen topografian ja voimaloiden sijoittelun takia.

Toinen kiinnostava tutkimusaihe olisi selvittää, saisiko työssä kehitetyn mallin tuloksia parannettua hyödyntämällä toisen palveluntarjoajan sääennusteita tai useammasta lähteestä koostettua keskiarvoennustetta. Tutkittavaa löytyy myös siitä, miten hyvin maanpinnan karkeudella laskettu vertikaalinen tuuliprofiili vastaa todellisuutta ja kuinka profiili muuttuu verrattaessa päivätunteja yöhön. Myös tehokäyrän parametrit voisi ottaa osaksi optimointivaihetta tai vaihtoehtoisesti tarkastella usean tuulivoimalakohtaisen tehokäyrän hyödyntämisen vaikutusta ennustustuloksiin.

Tässä työssä kehitettyä ennustemallia on tarkoitus jatkossa laajentaa suuremmalle maantieteelliselle alueelle ottamalla mukaan muita Nord Poolin hinta-alueita. Oletuksena on, että mallin avulla on mahdollista saada käyttökelpoisia ennusteita myös muista maista edellyttäen, että tarvittavaa lähtödataa on saatavilla riittävästi.

Tuulivoiman asennetun kapasiteetin ennustetaan jatkavan kasvu-uralla tulevaisuudessakin, jolloin tarve tarkoille tuulivoimaennusteille tulee yhä kasvamaan. Tämän lisäksi EU velvoittaa jäsenmaitaan siirtymään 15 minuutin taseselvitykseen eli niin kutsuttuun varttitaseeseen vuoden 2020 loppuun mennessä, mikä tulee muuttamaan myös tuulivoimatuottajien toimintaympäristöä suuntaan, jossa tasepoikkeamiin tulee kiinnittää entistä enemmän huomiota.

Lähteet:

- (Ackermann et al, 2012) Thomas Ackermann et al. 2012. Wind power in power systems. John Wiley & Sons Ltd. 56 s. ISBN: 9780470974162
- (Clarke & Eng., 2018) Steve Clarke, P.Eng 2018. Electricity Generation Using Small Wind Turbines for Home or Farm Use. Viitattu 19.4.2020. Saatavissa: <http://www.omafra.gov.on.ca/english/engineer/facts/18-005.htm>
- (Energieateollisuus, 2020) Energieateollisuus 22.1.2020. Energiavuosi 2019 Sähkö. Viitattu 26.2.2020. Saatavissa: https://energia.fi/files/4428/Energia-vuosi_2019_Sahko_paivitys_20200122.pdf
- (Energiavirasto, 2019) Energiavirasto 26.6.2019. Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti lisääntyi 82 % vuodessa. Viitattu 14.2.2020. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/tiedote/-/asset_publisher/aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-lisaantyi-82-vuodessa
- (Etha Wind, 2020) Etha Wind 2020. Suomalaiset tuulipuistoprojektit. Viitattu 26.2.2020. Saatavissa: <https://www.ethawind.com/suomen-tuulivoimapuistot>
- (Felder, 2011) Frank A. Felder 2011. Examining Electricity Price Suppression Due to Renewable Resources and Other Grid Investments. The Electricity Journal Volume 24, Issue 4, May 2011, s 34-46
- (Fingrid, 2020a) Fingrid 2020. Tuulivoiman tuotanto. Viitattu 28.2.2020. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkomarkkinainformaatio/tuulivoiman-tuotanto/>
- (Fingrid, 2020b) Fingrid 2020. Tuulivoimatuotanto – tuntienergiatieto. Viitattu 3.3.2020. Saatavissa: <https://data.fingrid.fi/open-data-forms/search/fi/>
- (Fingrid, 2020c) Fingrid 2020. Tasemallin kuvaus, Viitattu 13.4.2020. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/tasepalvelut/tasemallin-kuvaus/>
- (Fingrid, 2020d) Fingrid 2020. Sähköjärjestelmän tila. Viitattu 27.2.2020. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/sahkojarjestelman-tila/>
- (Finlex, 2010) Finlex. Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta. Viitattu 12.2.2020. Saatavissa: <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2010/20101396#L2P6>

- (Hirth, 2013) The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on their relative price. Lion Hirth 19.2.2013. Energy Economics Volume 38, July 2013, 218-236 s.
- (Holttinen et al. 2013) Wind power forecasting accuracy and uncertainty in Finland. Hannele Holttinen, Jari Miettinen & Samuli Sillanpää. Espoo 2013. VTT Technology 95. Viitattu 7.4.2020. Saatavissa: <https://www.vttresearch.com/sites/default/files/pdf/technology/2013/T95.pdf>
- (Jung & Broadwater, 2014) Jaesung Jung, Robert P. Broadwater 2014. Current status and future advances for wind speed and power forecasting. Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 31, March 2014, p. 762-777
- (Kavasseri & Seetharaman, 2008) R. G. Kavasseri and K. Seetharaman, 25.10.2008. Day-ahead wind speed forecasting using f-ARIMA models. Renewable Energy, 34(5):1388–1393
- (Kivistö & Vakkilainen, 2017) Sähkön tuotantokustannusvertailu 2017. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, LES, Energiatekniikka, Tutkimusraportti 66 Viitattu 12.5.2020. Saatavissa: https://lut-pub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143861/S%c3%a4hk%c3%b6n%20tuotantokustannusvertailu_ok.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- (Kjeller Vindteknikk, 2020) Kjeller Vindteknikk 2020. KVT Wind Index. Viitattu 3.3.2020. Saatavissa: <https://www.vindteknikk.com/services/wind-energy/kvt-wind-index/>
- (Malvaldi et al. 2017) A. Malvaldi, S. Weiss, D. Infield, J. Browell, P. Leahy, A. M. Foley 2017. A spatial and temporal correlation analysis of aggregate wind power in an ideally interconnected Europe. Wind Energy 2017; 20:1315-1329.
- (Manwell et al. 2003) Manwell, J.F., J.G. McGowan, and A.L. Rogers. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application. John Wiley & Sons, Chichester, 2003.
- (Mathworks, 2020) Mathworks 2020. Lsqcurvefit, documentation. Viitattu 20.4.2020. Saatavissa: <https://se.mathworks.com/help/optim/ug/lsqcurvefit.html#buun3a1-1>
- (Nelles, 2001) Oliver Nelles 2001. Nonlinear System Identification. Springer 15 s. ISBN: 3-540-67369-5

- (Nord Pool, 2020a) Nord Pool 2020. Viitattu 4.4.2020. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Day-ahead-trading/Price-calculation/>
- (Nord Pool, 2020b) Nord Pool 2020. Viitattu 6.4.2020. Saatavissa: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/map>
- (Sensfuß et al, 2008) Frank Sensfuß, Mario Ragwitz, Massimo Genoese 6.6.2008. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. Energy Policy 36 (2008) 3086– 3094.
- (STT, 2019) STT Viestintäpalvelut 19.11.2019. Atrian Aurinko -energiäkärkihanke pienentämään teollisuuden hiilijalanjälkeä. Viitattu 14.2.2020. Saatavissa: <https://www.sttinfo.fi/tiedote/atrian-aurinko--energiakarkihanke-pientamaan-teollisuuden-hiilijalanjalkea?publisherId=69817738&releaseId=69869626>
- (Suomen Tuuliatlas, 2020) Suomen Tuuliatlas 2020. Tuulen keskinopeuskartat. Viitattu 3.3.2020. Saatavissa: <http://www.tuuliatlas.fi/nopeus/index.html?Month=13&Level=100>
- (Tuulivoimayhdistys) Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Tuet Suomessa. Viitattu 12.2.2020. Saatavissa: <https://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/taloudellisuus/uusiutuvan-energian-tukeminen/tuet-suomessa>
- (TuuliWatti, 2019) TuuliWatti. TuuliWatti rakensi markkinaehtoisen tuulipuiston Iin Viinämäkeen. Viitattu 12.2.2020. Saatavissa: <http://www.tuuliwatti.fi/tiedotteet/tuuliwatti-rakensi-markkinaehtoisen-tuulipuiston-iin-viinamakeen>
- (UPM, 2020) UPM. UPM ottaa askeleen lähemmäs 2030-tavoitettaan vähentää CO2-päästöjään 65 prosenttia. Viitattu 13.2.2020. Saatavissa: <https://www.upm.com/fi/tietoa-meista/medialle/tiedotteet/2020/02/upm-ottaa-askeleen-lahemmas-2030-tavoitettaan-vahentaa-co2-paastojaan-65-prosenttia/>
- (Vestas, 2020) Vestas 2020. EnVentus platform. Viitattu 20.4.2020. Saatavissa: <https://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Product-brochure/enventus/enventus-product-brochure/?page=1>
- (VTT, 2015) Ville Lehtomäki, Timo Karlsson, Simo Rissanen, Teppo Hilakivi 2015. Estimating icing in Finnish climate conditions. Wind Finland 2015 seminar 29th October 2015, Helsinki. Viitattu 22.4.2020. Saatavissa: <https://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/802-VilleLehtomaki.pdf>

(YLE, 2020)

YLE 10.2.2020. Yöllä riitti tuulta, mutta suuri osa tuulivoimaloista pysäytettiin – negatiiviseksi käännytynyt sähkön hinta voi käydä sähkøyhtiöille kalliiksi. Viitattu 27.2.2020. Saatavissa: <https://yle.fi/uutiset/3-11201341>

Ilmatieteenlaitoksen havaintoasemien koordinaatit

Havaintoaseman nimi	Lat	Lon
Kalajoki Ulkokalla	64.33	23.45
Porvoo Harabacka	60.39	25.61
Pyhäjärvi Ojakylä	63.74	25.71
Hailuoto Marjaniemi	65.04	24.56
Kotka Rankki	60.38	26.96
Hanko Tulliniemi	59.81	22.91
Kankaanpää Niinisalo lentokenttä	61.84	22.46
Kokemäki Tulkki	61.25	22.35
Kemi Ajos	65.67	24.52
Seinäjoki Pelmaa	62.94	22.49
Kauhajoki Kuja-Kokko	62.41	22.18
Kauhava lentokenttä	63.12	23.4
Jokioinen Ilmala	60.81	23.5
Kemiönsaari Kemiö	60.17	22.76
Kokkola Tankar	63.95	22.85
Raahe Lapaluoto satama	64.67	24.42
Kristiinankaupunki Majakka	62.2	21.17
Kittilä lentoasema	67.69	24.86
Ylivieska lentokenttä	64.05	24.72
Luhanka Judinsalo	61.7	25.51
Siikajoki Ruukki	64.68	25.9
Lappeenranta Lepola	61.06	28.21
Salo Kiikala lentokenttä	60.46	23.65
Oulu Vihreäsaari satama	65.01	25.39
Oulu Oulunsalo Pellonpää	64.94	25.37
Halsua Purola	63.45	24.44
Pori rautatieasema	61.48	21.78
Tornio Torppi	65.85	24.17
Varkaus Kosulanniemi	62.32	27.91
Kuusamo lentoasema	65.99	29.23
Sodankylä Tähtelä	67.37	26.63
Vaasa Klemetilä	63.1	21.64
Suomussalmi Pesio	64.93	28.72
Kaskinen Sälgrund	62.33	21.19
Pori Tahkoluoto satama	61.63	21.38
Kemi Kemi-Tornio lentoasema	65.79	24.58
Kustavi Isokari	60.72	21.3

Tuulipuistojen tiedot

Nimi	Laitos paikka	Arvioitu käyttöön otto kuukausi	Nimellis teho (MW)	Napa korkeus (m)	Tukeen oikeutettu sähkön vuosi tuotanto 2019 (MWh)	Kapasiteetti kerroin	Lähin Ilmatieteen laitoksen havaintoasema
Voimala 1 - Etelänkylä-Kalajoki	Etelänkylä	1/2016	3,3	137	10 653	37 %	Kalajoki Ulkokalla
Voimala 2 - Etelänkylä-Kalajoki	Etelänkylä	1/2017	3,3	137	10 920	38 %	Kalajoki Ulkokalla
LW Koskenkylä	Vanhakylä	1/2017	2,35	120	4 440	22 %	Porvoo Harabacka
Haapajärven Savinevan Tuulivoimala	Haapajärvi	1/2015	23,1	137	70 657	35 %	Pyhäjärvi Ojakylä
Haapajärvi Sauviinmäki	Haapajärvi	12/2017	6,6	137	20 572	36 %	Pyhäjärvi Ojakylä
Huikku Hailuoto	Hailuoto	1/2015	2	100	6 492	37 %	Hailuoto Marjaniemi
Koirakari	Koirakari	9/2015	3,1	135	8 872	33 %	Kotka Rankki
Hanko, Sändö tv 1-4	Hanko	9/2004	8	65			Hanko Tulliniemi
Kirkkokallio-Honkajoki	Kirkkokallio	9/2013	21,6	120	62 200	33 %	Kankaanpää Niinisalo-lentokenttä
Huittinen, Pahkionvuori tv	Huittinen	1/2010	3,6	80			Kokemäki Tulkkila
Nyby-Ii	Ii	1/2014	19,2	120	49 799	30 %	Kemi Ajos
Myllykangas	Ii	1/2016	45,6	120	134 347	34 %	Kemi Ajos
Myllykangas 3	Ii	1/2016	8,4	120	22 811	31 %	Kemi Ajos
Santavuori 1	Ilmajoki	6/2016	56,1	137	165 205	34 %	Seinäjoki Pelmaa
Lakiakangas 1	Isojoki	7/2017	7	137	22 766	37 %	Kauhajoki Kuja-Kokko
Lakiakangas 2	Isojoki	1/2020	50,4	137			Kauhajoki Kuja-Kokko
Haukineva Windfarm	Jalasjärvi	1/2017	6,9	142	22 653	37 %	Seinäjoki Pelmaa
Jeppo Windfarm	Jeppo	1/2017	6,9	142	22 592	37 %	Kauhava lentokenttä
Jokelan tuulipuisto 1	Jokela	1/2016	12	140	33 364	32 %	Kalajoki Ulkokalla
Jokelan tuulipuisto 2	Jokela	1/2016	12	140	37 043	35 %	Kalajoki Ulkokalla
Jokelan tuulipuisto 3	Jokela	1/2016	12	140	37 196	35 %	Kalajoki Ulkokalla
Tyrinselkä	Jokioinen	10/2016	12,36	144	46 896	43 %	Jokioinen Ilmala
Ratiperä	Jämijärvi	7/2017	27	130	84 959	36 %	Kankaanpää Niinisalo-lentokenttä
Mustilan kangas	Kalajoki	8/2016	92,4	137	266 111	33 %	Kalajoki Ulkokalla
Tohkoja 1	Kalajoki	10/2016	13,2	137	37 025	32 %	Kalajoki Ulkokalla
Tohkoja 2	Kalajoki	10/2016	13,2	137	35 410	31 %	Kalajoki Ulkokalla
Tohkoja 3	Kalajoki	10/2016	13,2	137	36 141	31 %	Kalajoki Ulkokalla
Tohkoja 4	Kalajoki	10/2016	9,9	137	26 512	31 %	Kalajoki Ulkokalla
Tohkoja 5	Kalajoki	10/2016	13,2	137	37 597	33 %	Kalajoki Ulkokalla
Tohkoja 6	Kalajoki	10/2016	9,9	137	26 139	30 %	Kalajoki Ulkokalla

Kooninkallio	Kankaanpää	10/2016	27	144	86 472	37 %	Kankaanpää Niinisalo-lentokenttä
Kantti	Karvia	7/2016	24	144	79 967	38 %	Kankaanpää Niinisalo-lentokenttä
LW Mustaisneva 6	Kauhajoki	10/2016	3	135	8 006	30 %	Kauhajoki Kuja-Kokko
Mustaisneva 1-5 ja 7-9	Kauhajoki	10/2016	20	135	61 659	35 %	Kauhajoki Kuja-Kokko
Sysimylly	Kauhajoki	10/2016	2,5	135	5 791	26 %	Kauhajoki Kuja-Kokko
Isonnevanmäki	Kauhava	10/2014	2,5	135	5 917	27 %	Kauhava lentokenttä
Kemi Ajos, Sumituuli	Kemi	9/2013	2	100	4 968	28 %	Kemi Ajos
Ajos Wind Oy	Kemi	1/2017	42,4	92,5	128 476	35 %	Kemi Ajos
Högsara, Kemiönsaari tv	Kemiönsaari	9/2007	6	65			Kemiönsaari Kemiö
Ykspihlaja Wind Oy	Kokkola	4/2018	14,4	134	48 333	38 %	Kokkola Tankar
Pirttisellä	Kopsa	10/2013	27,6	142,5	86 565	36 %	Raaha Lapaluoto satama
Nahkakallio	Kopsa	12/2014	26,4	137	86 055	37 %	Raaha Lapaluoto satama
Karhusaaren tuulivoimapuisto	Kristiinankaupunki	1/2018	3,45	137	12 575	42 %	Kristiinankaupunki Majakka
Kuolavaara-Keulakkopään tuulipuisto	Kuolavaara	7/2016	51	120	167 511	37 %	Kittilä lentoasema
Ii, Kuivaniemi tv	Kuivaniemi	6/2008	7	90			Kemi Ajos
Kytölä	Kytölä	1/2016	19,8	137	59 337	34 %	Ylivieska lentokenttä
Jouttikallio Wind Oy	Lapua	1/2017	20,7	147	62 924	35 %	Kauhava lentokenttä
LW Jouttikallio	Lapua	4/2018	4,2	147	12 669	34 %	Kauhava lentokenttä
Larsmo tv	Larsmo	1/2006	1	70			Kokkola Tankar
Latamäki	Luhanka	10/2014	18	140	51 892	33 %	Luhanka-Judinsalo
Lumijoki	Lumijoki	11/2014	1,6	80			Siikajoki Ruukki
Sähkälä II	Lumijoki	11/2014	1,6	80	6 076	43 %	Siikajoki Ruukki
Tuulipuisto Ristiveto tv	Merijärvi	4/2013	15	115	39 157	30 %	Ylivieska lentokenttä
Metsälän tuulivoimapuisto	Metsälä	4/2018	117,3	142	332 439	32 %	Kristiinankaupunki Majakka
Mussalon tuulivoimalat	Mussalo	10/2015	5,7	98	13 678	27 %	Kotka Rankki
TuuliMuukko	Muukko	6/2013	21	90	35 557	19 %	Lappeenranta Lepola
Hamina, Mäkelänkangas tv	Mäkelänkangas	1/2013	8	100	14 913	21 %	Kotka Rankki
RES1	Märy	1/2015	5	140	11 971	27 %	Salon Kiikala lentokenttä
Salon Märynummi	Märy	1/2015	10	140	22 273	25 %	Salon Kiikala lentokenttä
Ii, Olhava tv	Olhava	12/2014	33,9	140	97 270	33 %	Kemi Ajos
Vihreäsaari retrofit	Oulu	10/2017	3,45	90	8 962	30 %	Oulu Vihreäsaari satama
Oulunsalo Riutunkari tv	Oulunsalo	4/2008	6	90			Oulu Oulunsalo Pellonpää
LW Pensala	Pensala	4/2016	3	99	5 866	22 %	Kauhava lentokenttä
Limakko	Perho	1/2017	27	144	88 611	37 %	Halsua Purola
Valkeisten voima	Peräseinäjoki	7/2014	1,5	135	2 585	20 %	Seinäjoki Pelmaa
Kankaanpäänmäki	Peräseinäjoki	10/2015	7,5	135	19 753	30 %	Seinäjoki Pelmaa

Hilskansaari	Pori	1/2011	1	140			Pori rautatieasema
Pori Peitto	Pori	4/2014	54	140	126 864	27 %	Pori rautatieasema
Hilskansaari	Pori	1/2015	2	140	5 451	31 %	Pori rautatieasema
Pori Kirrinsanta	Pori	4/2015	6,6	140	22 531	39 %	Pori rautatieasema
Mäkikankaan tuulipuisto	Pyhäjoki	4/2015	33	140	101 638	35 %	Raahe Lapaluoto satama
Pyhäjoki	Pyhäjoki	1/2017	26,4	140	78 460	34 %	Raahe Lapaluoto satama
Pyhäkoski	Pyhäkoski	10/2015	13,2	137	41 276	36 %	Kalajoki Ulkokalla
Raahen tuulipuisto tv 1-9	Raahe	1/2010	20,7	80			Raahe Lapaluoto satama
Sarvankangas	Raahe	10/2010	49	137	143 150	33 %	Raahe Lapaluoto satama
Elkko	Raahe	1/2014	6	120	20 844	40 %	Raahe Lapaluoto satama
Nikkarinkaarto	Raahe	7/2016	33	137	101 671	35 %	Raahe Lapaluoto satama
Annankangas T1-T10	Raahe	10/2017	34,5	147	109 149	36 %	Raahe Lapaluoto satama
Rasmus 1 ja 2	Rasmus	7/2014	3	70	2 977	11 %	Seinäjoki Pelmaa
Puuska 2	Röyttä	7/2015	16,5	100	46 255	32 %	Tornio Torppi
Ilmatar Leppävirta Voimalaitos 1,2,3	Saahkarlahti	10/2017	10,5	147	30 919	34 %	Varkaus Kosulanniemi
Saarenkylän tuulipuisto	Saarenkylä	7/2016	29,7	3,3	86 158	33 %	Ylivieska lentokenttä
Posion Energia Oy	Saukkovaara	1/2017	23,6	137	75 733	37 %	Kuusamo lentoasema
Siikainen Jäneskeidas	Siikainen	7/2015	26,4	140	82 761	36 %	Kankaanpää Niinisalo-lentokenttä
Vartinoja 1	Siikajoki	1/2016	25,65	120	69 240	31 %	Siikajoki Ruukki
Simo, Onkalonperä tv	Simo	4/2012	9	119	24 621	31 %	Kemi Ajos
Simo, Putaankangas tv	Simo	4/2012	9	119	22 456	28 %	Kemi Ajos
Simo Leipiö	Simo	1/2015	18	140	39 349	25 %	Kemi Ajos
Halmekangas	Simo	7/2017	8	147			Kemi Ajos
Leipiö 2	Simo	7/2017	45,5	147	126 202	32 %	Kemi Ajos
Onkalo 2	Simo	7/2017	10,5	147	30 994	34 %	Kemi Ajos
Joukhaisselän Tuulipuisto	Sodankylä	4/2015	27	120	83 197	35 %	Sodankylä Tähtelä
Summa tv	Summa	10/2011	12	120	18 796	18 %	Kotka Rankki
Hailikari	Summa	4/2016	3,1	135	9 156	34 %	Kotka Rankki
Wasa Wind	Sundom	4/2012	3,6	125			Vaasa Klemetilä
Kivivaara-Peuravaara	Suomussalmi	10/2017	39	144	121 735	36 %	Suomussalmi Pesiö
Kivivaara-Peuravaara 2A	Suomussalmi	10/2017	18	144	56 257	36 %	Suomussalmi Pesiö
Kivivaara-Peuravaaran tuulivoimapuisto 3	Suomussalmi	10/2017	33	144	106 649	37 %	Suomussalmi Pesiö
Svalskulla	Närpiö	10/2014	15	124	45 560	35 %	Kaskinen Sälgrund
Hedet	Närpiö	1/2020	81	136			Pori Tahkoluoto satama
Porin tuulipuisto tv 1 - 10	Tahkoluoto	1/2000	9	90			Pori Tahkoluoto satama
Porituuli	Tahkoluoto	10/2017	3	90			Pori Tahkoluoto satama
Tahkoluoto Offshore tv	Tahkoluoto	10/2017	2,3	90			Pori Tahkoluoto satama

Tahkoluoto T1-T10	Tahkoluoto	10/2017	42	90	161 353	44 %	Pori Tahkoluoto satama
Tahkoluoto tv	Tahkoluoto	10/2017	3	90	8 560	33 %	Pori Tahkoluoto satama
Tervola, Varevaara tv	Tervola	7/2013	30	140	76 462	29 %	Kemi Kemi-Tornio lentoasema
Pettumäen Mylly	Teuva	1/2014	2,5	135	6 395	29 %	Kauhajoki Kuja-Kokko
Paskoonharju 1	Teuva	1/2018	8,9	142	26 365	34 %	Kauhajoki Kuja-Kokko
Tornio tv	Tornio	7/2011	28,8	120	79 667	32 %	Tornio Torppi
Tornio Kitkiäisvaara	Tornio	7/2014	36	140	81 521	26 %	Tornio Torppi
Muntila	Uusikaupunki	1/2018	9	114	28 554	36 %	Kustavi Isokari
Torkkolan tuulipuisto	Vaasa	4/2015	52,8	137	153 688	33 %	Vaasa Klemetilä
Pajukoski 1 A	Ylivieska	10/2015	6,6	126	20 386	35 %	Ylivieska lentokenttä
Pajukoski 1 B	Ylivieska	10/2015	29,7	126	68 636	26 %	Ylivieska lentokenttä
Ii, Viinämäki	Viinämäki	10/2019	21	175			Kemi Ajos
Kuuronkallion tuulipuisto	Kannus	1/2020	58,8	155			Kokkola Tankar
Ponsiovuori	Kurikka	1/2020	29,5	135			Kurikka Hirvijärvi