



Osaamista
ja oivallusta
tulevaisuuden
tekemiseen

Otto Haapio

Tuulivoima ja tuulen ennustaminen

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Insinööri (AMK)

Energia- ja ympäristötekniikka

Insinöörityö

2.3.2021

Tekijä Otsikko	Otto Haapio Tuulivoima ja tuulen ennustaminen
Sivumäärä Aika	55 sivua 2.3.2021
Tutkinto	insinööri (AMK)
Tutkinto-ohjelma	energia- ja ympäristötekniikka
Ammatillinen pääaine	energiantuotantomenetelmät
Ohjaajat	lehtori Tomi Hämäläinen
<p>Tämän insinööriyön tavoitteina on tutustuttaa lukija tuulivoimatekniikkaan esittelemällä yleisimmät käytössä olevat maalle rakennettavat tuulivoimalaratkaisut ja niiden toimintatavat, sekä esitellä ja vertailla yleisimpiä tuulivoimateollisuudessa sähkön tuoton ennustukseen käytettäviä menetelmiä. Työ on luonteeltaan kirjallisuustutkimus.</p> <p>Työssä käsitellään ensiksi tuulivoiman tilannetta Suomessa ja esitellään teollisuudessa käytettävät tuulivoimalat ja niiden toimintaperiaatteet, minkä jälkeen pohjustetaan tuulienusteita katsauksella tuulen syntyyn. Lopuksi esitellään ja vertaillaan tuulisähkönennusteita ja tehdään katsaus ennusteiden tulevaisuuteen.</p> <p>Tuulella tuotetun sähkön määrän ennustamiseen käytetyt ennusteet voidaan jakaa kahteen kategoriaan: deterministiset ennusteet ja todennäköisyysennusteet. Ennusteet voidaan edelleen jakaa niiden ennustaman ajanjakson pituuden perusteella karkeasti alle kahdeksan tunnin ennusteisiin, päiväennusteisiin ja usean päivän ennusteisiin. Deterministiset ennusteet ovat tuulisähkön ennustuksessa toistaiseksi todennäköisyysennusteita suosittumia, mutta niiden suosion ennustetaan kasvavan tulevaisuudessa. Todennäköisyysennusteilla on mahdollista tuottaa deterministisiä ennusteita tarkempia ennusteita, ja tuulivoimalla tuotetun sähkön osuuden kasvaessa determinististen ennusteiden tarkkuus ei enää riitä sähkön kaupankäyntiin.</p>	
Avainsanat	tuulivoima, deterministiset ennusteet, todennäköisyysennusteet

Author Title	Otto Haapio Wind power and wind forecasting
Number of Pages Date	55 pages 2 March 2021
Degree	Bachelor of Engineering
Degree Programme	Energy and Environmental Technology
Professional Major	Energy Production Techniques
Instructors	Tomi Hämäläinen, Senior Lecturer
<p>The aim of this thesis was to acquaint the reader to land-based wind power by explaining the most common technical solutions, and to review and compare wind forecasts used for forecasting electricity production. The thesis is a literature review by nature.</p> <p>First the thesis investigates the current situation of wind power in Finland and the turbines used in the industry. Then, as an introduction for wind forecasts, the origins of wind are examined. Lastly a review and a comparison of wind power forecasts are conducted, and the future of the forecasts is discussed.</p> <p>Wind power prediction methods can be classified into two categories by their type: deterministic and probabilistic forecasts. The forecasts can also be classified by their timescale roughly into three groups: under eight-hour forecasts, one day forecasts, and several day forecasts. Today deterministic forecasts are the most popular of the two types, but the popularity of probabilistic forecasts is expected to grow in the future. Probabilistic forecasts allow for more accurate predictions and as the penetration of wind power increases the accuracy of deterministic forecasts will not be sufficient for trading wind power in the electricity market.</p>	
Keywords	wind power, deterministic forecasts, uncertainty forecasts

Sisällys

Lyhenteet

1	Johdanto	1
2	Tuulivoimalat	1
2.1	Tuulivoimalatyypit	4
2.1.1	Vaaka-akseliset turbiinit	5
2.1.2	Pystyakseliset turbiinit	7
2.2	Tuulivoimalan rakenne	8
2.3	Tuulivoimalan ohjaaminen ja tuulen mittaaminen	11
2.4	Tuulivoimalan toiminta	13
2.4.1	Betzin laki ja tuulesta saatava teho	14
2.4.2	Esimerkki tuulivoimalan tehokäyrästä	18
2.4.3	Kohtauskulma	22
2.4.4	Lavan kierre	23
2.4.5	Lapojen pyörimisnopeus	25
2.4.6	Lapojen määrä	26
3	Tuuli	28
3.1	Ilmakehän paine-erot ja painegradienttivoima	28
3.2	Coriolis-voima	30
3.3	Yläilmakehän tuulet ja keskihakuvoima	32
3.4	Tuuli rajakerroksessa, kitka ja tuulen vaihteluvälit	35
3.5	Tarve tuulen ennustamiselle	36
4	Tuuliennustemallit	37
4.1	Deterministinen ennuste	37
4.2	Todennäköisyysennuste	40
5	Ennustemallien vertailu ja tulevaisuudennäkymät	43
5.1	Deterministiset ennusteet	43
5.2	Todennäköisyysennusteet	45

5.3	Ennusteiden kehitys tulevaisuudessa	46
6	Yhteenveto	47
	Lähteet	49

Lyhenteet

DFIG	<i>Double-fed induction generator</i> . Kaksoissyötetty induktiogeneraattori, yleinen tuulivoimaloiden generaattorityyppi.
HAWT	<i>Horizontal axis wind turbine</i> . Vaaka-akselinen tuuliturbiini, turbiinityyppi.
NWP	<i>Numerical weather prediction</i> , Numeerinen säänennustaminen.
TSR	<i>Tip-speed ratio</i> . Lavan kärjen nopeussuhde, kuvaa turbiinin lapojen pyörimisnopeuden ja tuulen nopeuden suhdetta.
VAWT	<i>Vertical axis wind turbine</i> . Pystyakselinen tuuliturbiini, turbiinityyppi.

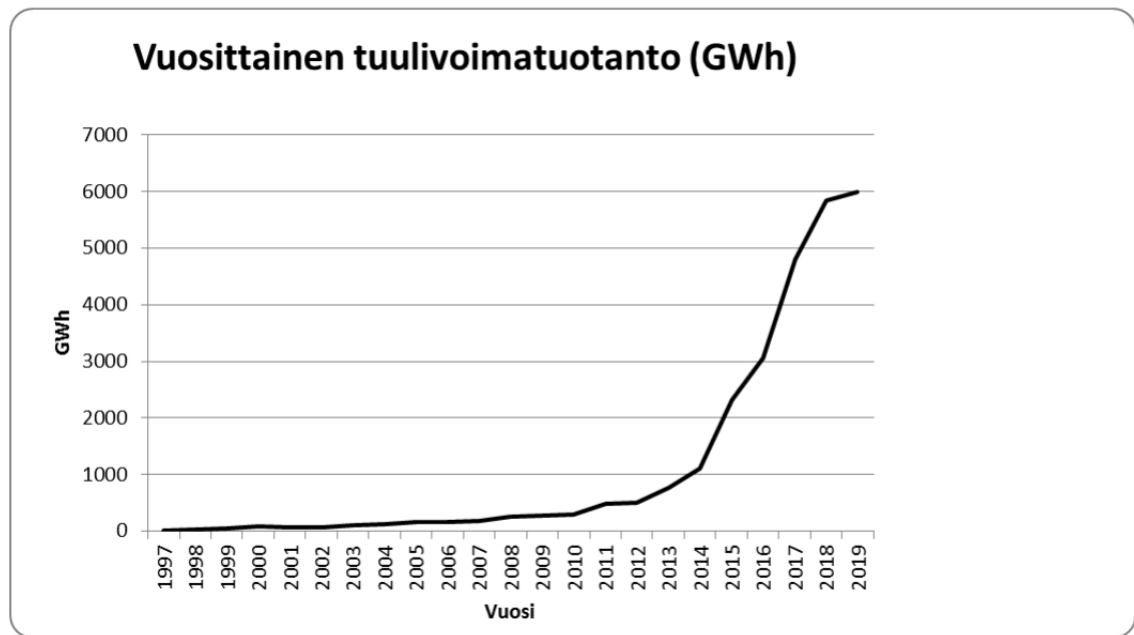
1 Johdanto

Suomi on sitoutunut vähentämään kasvihuonepäästöjä ja tavoitteena on lisätä uusiutuvan energian käyttöä niin, että sen osuus kulutuksesta nousisi yli 50 prosenttiin 2020-luvulla [1]. Euroopan unioni on asettanut tavoitteekseen muuttua hiilineutraaliksi vuoteen 2050 mennessä sekä kasvattaa uusiutuvien energialähteiden osuuden kulutuksesta 32 prosenttiin vuoteen 2030 mennessä [2; 3]. Tuulivoima näyttelee tärkeää roolia uusiutuviin energialähteisiin liittyvien tavoitteiden saavuttamisessa. Tuulella tuotetun energian suosion kasvaessa myös siihen liittyvät ongelmat, kuten tuulienergian katkonainen ja epävarma saatavuus ja siitä johtuva säätövoiman tarve, korostuvat. Näitä haittoja on mahdollista lievittää tarkoilla tuulivoiman tuotantoennusteilla.

Tämän insinööriyön tavoitteina on tutustuttaa lukija tuulivoimatekniikkaan esittelemällä yleisimmät käytössä olevat maalle rakennettavat tuulivoimalaratkaisut ja niiden toimintatavat, sekä esitellä ja vertailla yleisimpiä tuulivoimateollisuudessa sähkön tuoton ennustukseen käytettäviä deterministisiä ennusteita ja todennäköisyysennusteita. Työ on luonteeltaan kirjallisuustutkimus. Lähteinä on käytetty alan kirjallisuutta sekä vertaisarvioituja tutkimusartikkeleita. Lähteinä on pyritty käyttämään mahdollisimman uusia julkaisuja ajankohtaisimman tiedon saavuttamiseksi.

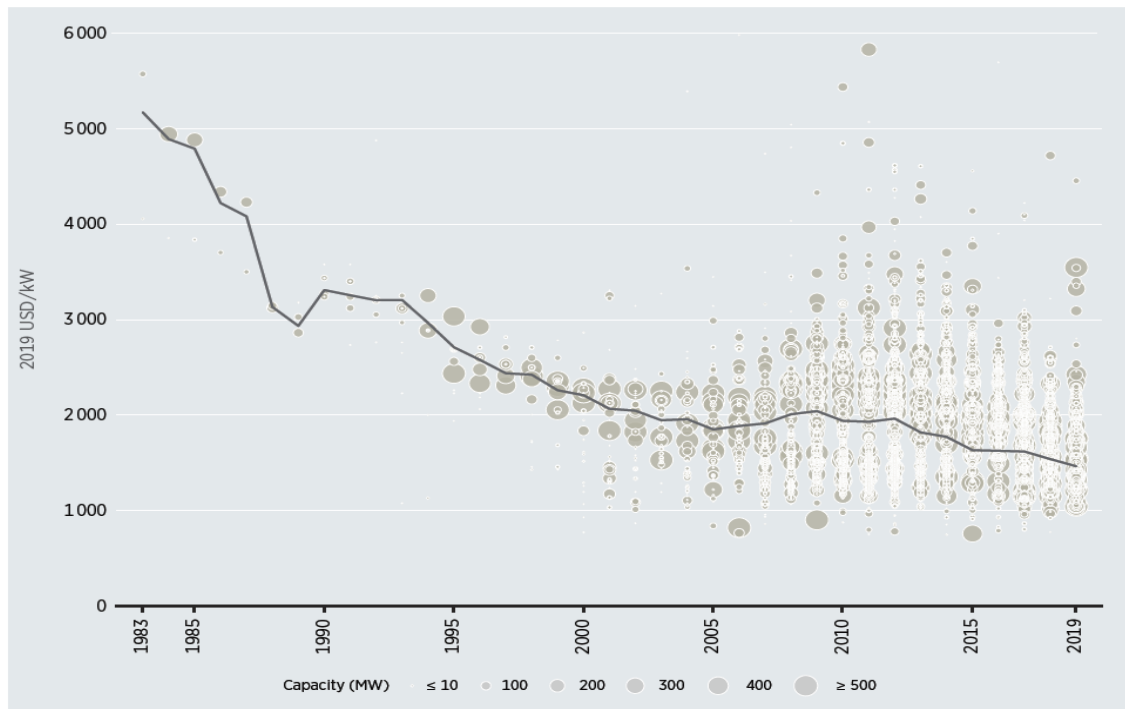
2 Tuulivoimalat

”Mitä täällä on? Aina samoja pieniä ilmiöitä eikä vielääkään tuulivoimaa.”, kirjoitti Anni Sinnemäki vuonna 1999 julkaistussa Ultra Bran kappaleessa Ilmiöt [4]. Tilanne on parissa kymmenessä vuodessa muuttunut ja vuonna 2019 tuulivoiman osuus Suomen sähkön tuotannosta oli yhdeksän prosenttia 5,987 terawattitunnin tuotannolla [5]. Tuotanto on ollut lähivuosina suuressa kasvussa ja lähes kuusinkertaistunut vuoden 2014 noin yhden terawattitunnin tasosta (kuva 1). Fingrid ennustaakin, että tuulivoiman tuotanto saattaa kasvaa jopa yli 30 terawattituntiin vuoteen 2030 mennessä [6]. Lappeenrannan teknillisen yliopiston vuonna 2017 julkaiseman vertailun mukaan maatuulivoima on tuotantokustannuksiltaan edullisin tapa tuottaa sähköä Suomessa, vaikkakin tuulivoiman vaatimat alkuinvestoinnit ovat edelleen suuria [7, s. 37.]



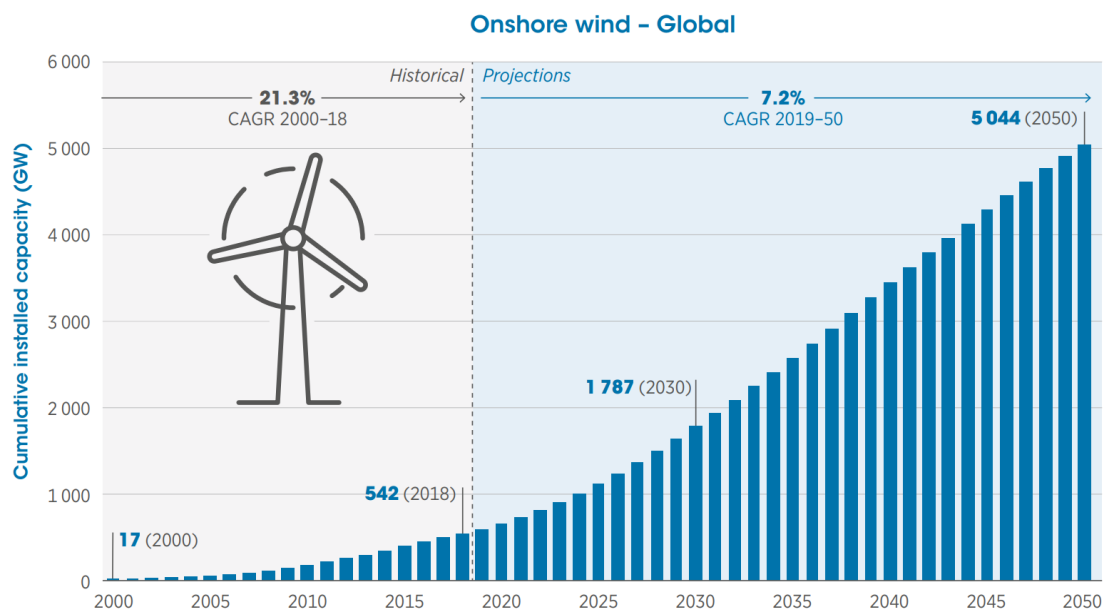
Kuva 1. Vuositainen tuulivoimatuotanto Suomessa vuosina 1997—2019 [5].

Suomen kehitys heijastaa myös tuulivoiman kansainvälistä tilannetta. Maatuulivoiman asennuskustannukset ovat olleet laskussa viimeisen 30 vuoden ajan (kuva 3) [8, s 51]. Kansainvälinen uusiutuvien energioiden järjestö IRENA ennustaa maailman maatuulivoiman kapasiteetin kasvavan lähes kymmenkertaiseksi vuoteen 2050 mennessä. Merituulivoiman kasvun ennustetaan olevan vielä suurempaa: asennetun kapasiteetin odotetaan kasvavan noin tuhanteen gigawattiin nykyisestä parista kymmenestä (kuva 4). Myös asennettujen tuulivoimaloiden tehon ja koon ennustetaan kasvavan. [9, s. 23.]



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Kuva 2. Maailmanlaajuisesti asennettujen maatuulivoimaprojektien hinta (\$/kW) vuosina 1983—2018 [8, s. 51].



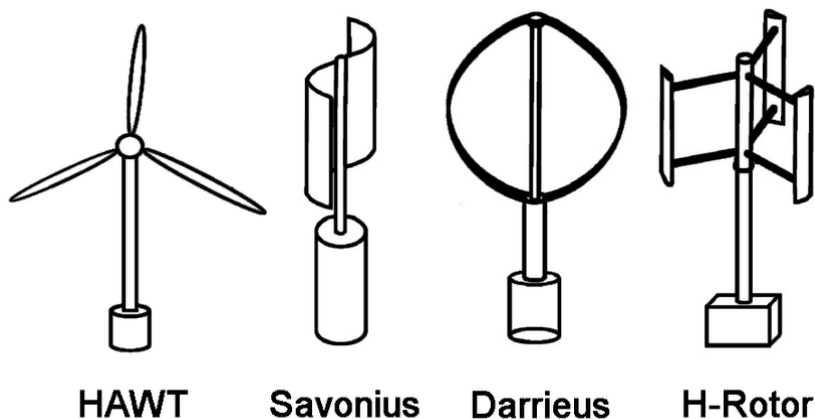
Source: Historical values based on IRENA's renewable capacity statistics (IRENA, 2019d) and future projections based on IRENA analysis (IRENA, 2019a).

Kuva 3. Globaalisti asennetun maatuulivoiman ennustettu kumulatiivinen kasvu vuoteen 2050 mennessä [9, s. 25].

2.1 Tuulivoimalatyypit

Tuulivoimalat voidaan jakaa eri tyyppeihin perustuen niiden rakenteeseen ja toimintatapaan. Jako voidaan tehdä muun muassa voimalan perustusten rakenteiden, roottorin suuntauksen ja generaattorin toiminnan perusteella. Nykyisin yleisin turbiinityyppi on vaaka-akselinen tuuliturbiini (eng. HAWT, horizontal axis wind turbine) [10, s. 3], mutta myös pystyakselisia turbiineita (eng. VAWT, vertical axis wind turbine) on valmistettu. Pystyakselisten turbiinien tehokkuus ja käyttövarmuus ovat kuitenkin vaaka-akselisia turbiineita pienempiä, eivätkä ne ole laisinkaan yhtä suosittuja. [10, s. 8–9.]

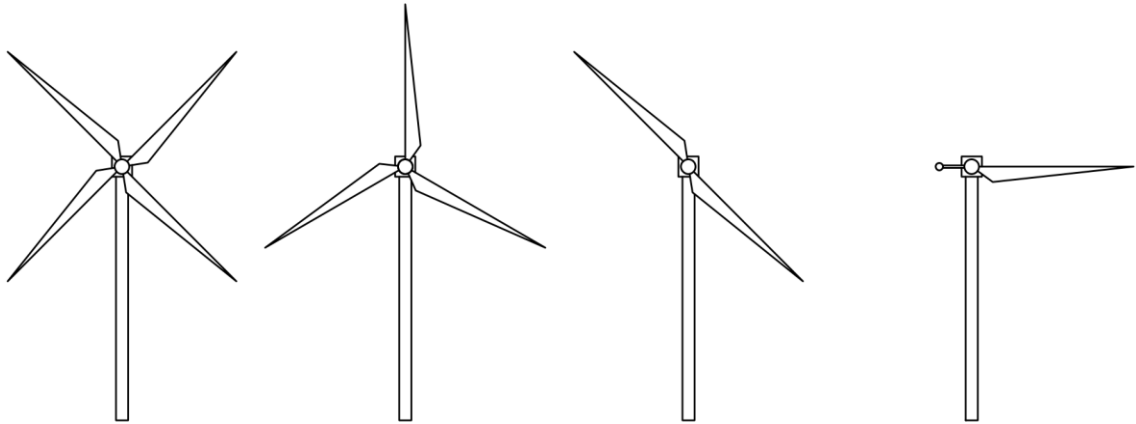
Tuulivoimaloiden koko ja niiden tuottama teho on ollut suuressa kasvussa viime vuosina. Uusimpien voimaloiden napakorkeus, eli korkeus maan pinnassa lapojen keskipisteesseen, on 140–75 metriä ja roottorin halkaisija 40–150 metriä [11]. Suomessa asennettujen tuulivoimaloiden nimellisteho on kasvanut 2000-luvun alkupuolen parin megawatin voimaloista noin 4 MW:n voimaloihin vuonna 2019, ja rakenteilla olevat voimalat lähes tyvät jo 5 MW:n tehoa [12; 13.]



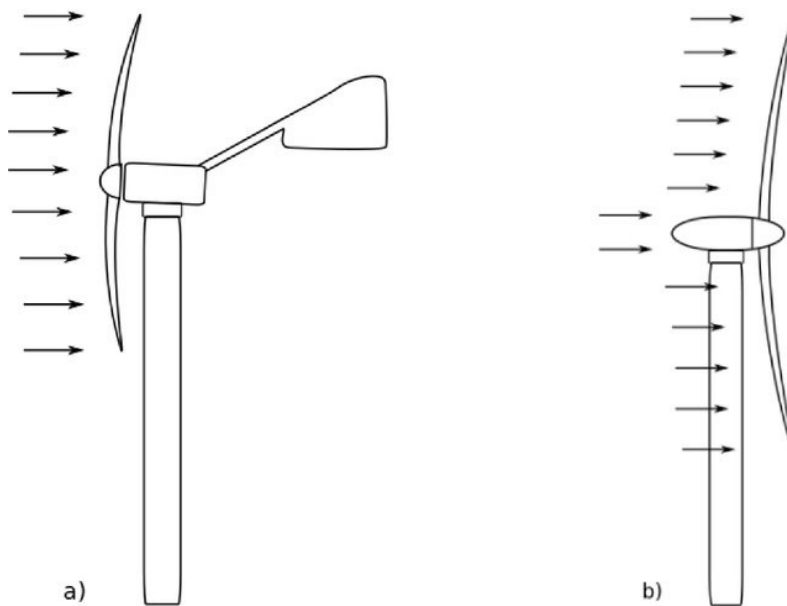
Kuva 4. Erityyppisiä tuuliturbiineita [14, s. 4].

2.1.1 Vaaka-akseliset turbiinit

Vaaka-akselisissa turbiineissa on eroja turbiinin lapojen määrässä (kuva 5) sekä suuntauksessa. Roottorin ja lavat voi suunnata joko tuulta kohti, jolloin kyseessä on ylätuuliturbiini (kuva 6, a), tai niin sanotusti tuulen alapuolelle, jolloin puhutaan alatuuliturbiinista (kuva 6, b). [10, s. 3–4.]



Kuva 5. Vaaka-akselisia turbiineita voidaan toteuttaa useilla lapamäärillä



Kuva 6. Vasemmalla ylätuuliturbiini ja oikealla alatuuliturbiini [15, s. 78].

Tuulivoimalat voidaan jakaa vakionopeuksisiin ja muuttuvanopeuksisiin turbiineihin. Vakionopeuksisissa voimaloissa roottorin pyörimisnopeus pysyy lähes vakiona tuulen nopeudesta riippumatta ja muuttuvanopeuksisissa pyörimisnopeus muuttuu tuulen nopeuden mukaan. Vakionopeuksisissa voimaloissa roottorin alhainen pyörimisnopeus, 10-25 kierrosta minuutissa, muunnetaan vaihdelaatikon avulla generaattorille ja sähköverkolle sopivaksi korkeaksi pyörimisnopeudeksi, tyypillisesti noin 1000–1500 kierrosta minuutissa. Vakionopeuksinen voimala on helppo kytkeä verkkoon, sillä generaattori tuottaa sähköä verkolle sopivalla taajuudella. Toisaalta pyörimisen vakioidusta nopeudesta johdettujen voimala tuottaa sähköä parhaiten vain suunnitellulla tuulen nopeudella. Lisäksi vakionopeuksisten voimaloiden vaihdelaatikat ovat alttiita vikaantumiselle. Vakionopeuksiset voimalat ovatkin menettäneet suosiotaan 2000-luvulla. [16, s. 76–79.]

Muuttuvanopeuksisissa voimaloissa generaattorin pyörimisnopeus, ja siten sen tuottaman sähköän taajuus, muuttuu tuulen nopeuden mukaan. Jotta voimalan tuottama sähkö olisi taajuudeltaan yhteensopiva sähköverkon kanssa, generaattorin tuottama vaihtovirta muutetaan konverterilla ensin tasasähköksi ja sitten verkkoon sopivaksi vaihtosähköksi. [17, s. 106]. Muuttuvanopeuksinen voimala voi olla joko vaihteellinen, kuten DFIG-voimala (double-fed induction generator), tai vaihteeton suoravetovoimala. DFIG-voimaloiden hyötysuhde on suoravetovoimaloita pienempi, mutta ne ovat pienikokoisempia, kevyempiä ja halvempia. Toisaalta suoravetovoimaloiden etuna on niiden rakenteellinen yksinkertaisuus ja vikaherkän vaihdelaatikon puuttuminen. Suoravetoisten voimaloiden käyttö on yleistymässä. DFIG-voimalat ovat olleet suosittuja koko 2000-luvun, mutta ovat harvinaisia yli 6 MW:n voimaloissa. [16, s. 76–84; 18, s. 2205, 2209–2210.]

Suurien tuuliturbiinien tehon säädössä on kaksi vaihtoehtoa: lapakulmansäätö ja sakkaussäätö. Turbiineissa, joissa käytetään lapakulmansäätöä, tehoa säädetään kääntämällä roottorin lapoja niiden pituusakselin ympäri (kuva 7). Lapojen kääntö vähentää lapoihin vaikuttavaa nostovoimaa ja siten turbiinin sähköä tuottoa. [16, s. 67–69.]



Kuva 7. Lapakulmansäätöisissä turbiineissa lapoja käännetään niiden pitkän akselin ympäri tehon säätämiseksi [19].

Sakkaussäätöisissä turbiineissa lavat on suunniteltu niin, että tuulennopeuden kasvaessa suureksi lapojen pintaan syntyy turbulenssia ja lapa sakkaa. Sakkaussäätö voidaan jakaa kahteen kategoriaan: passiivinen ja aktiivinen. Vakionopeuksisissa voimaloissa käytetyssä passiivisessä sakkaussäädössä lavat ovat kiinteät eikä niitä pysty säätämään. Lavat on suunniteltu sakkaamaan tietyllä tuulennopeudella, jolloin niiden nostovoima romahtaa. Aktiivisessa sakkaussäädössä lapojen kulmaa säädetään alhaisilla tuulen nopeuksilla sähkön tuoton optimoimiseksi. Sakkaaminen laskee lapojen kykyä pyörittää roottoria ja siten laskee turbiinin tuottamaa tehoa. Näin turbiinin tuotto saadaan pysymään lähellä nimellistehoa. Suurilla lapa sakataan hallitusti voimalan suojaamiseksi suurilta tuulen nopeuksilta. [16, s. 67–69.]

2.1.2 Pysty akseliset turbiinit

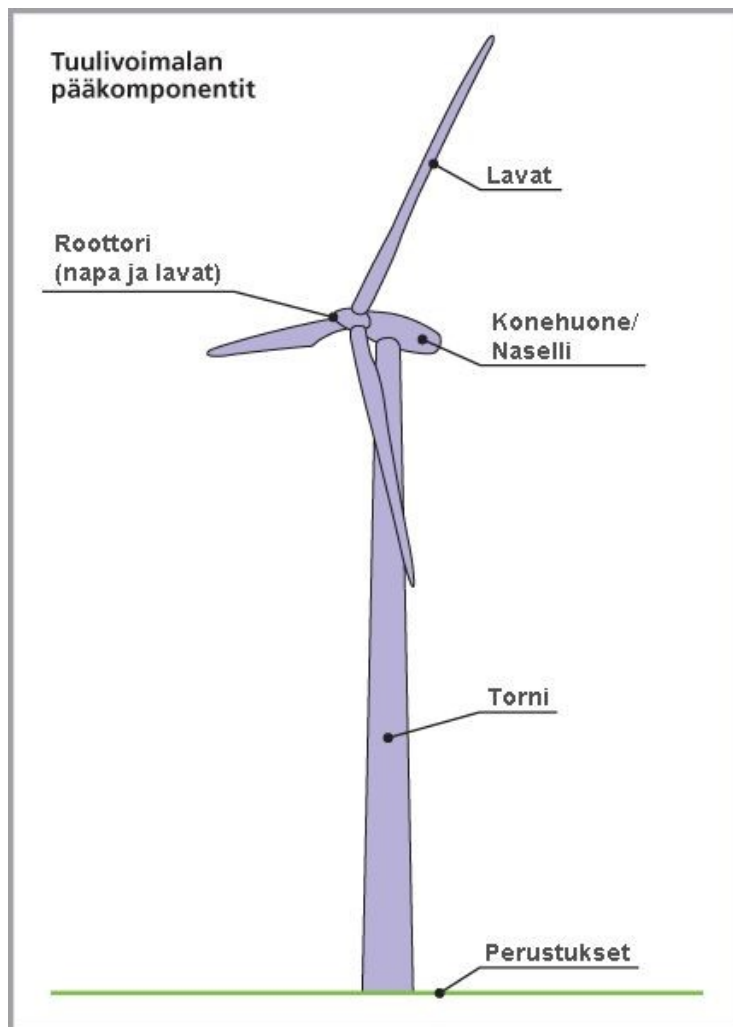
Pysty akselisilla turbiineilla (eng. VAWT) on monia etuja vaaka-akselisiin nähden. Niiden toiminta on riippumaton tuulen suunnasta, eikä niitä tarvitse suunnata tuulen suunnan mukaan. Tämä yksinkertaistaa niiden rakennetta ja laskee kustannuksia. Pysty akseliset turbiinit ovat myös hiljaisia ja ne sulautuvat ulkonäöltään osaksi rakennuksia. Niiden rakenne on modulaarinen ja skaalattavissa. Lisäksi pysty akselisten turbiinien voimansiirtolaitteisto ja generaattori on mahdollista rakentaa maan tasoon. [20, s. 10–11.]

Pysty akselisilla turbiineilla on kuitenkin alhainen tehokerroin ja ne ovat painavia suhteessa tuotettuun tehoon. Rakenteensa takia pysty akselisen turbiinin lapoihin vaikuttavat

tuulen kuormat vaihtelevat suuresti, mikä altistaa materiaalin väsymiselle voimalan rakenteissa. Lisäksi niitä on vaikea suojata suurilta tuulienopeuksilta ja ne on haastava rakentaa korkeaksi, jolloin lavat jäävät matalalle tasolle ja siten vallitseva tuulienopeus on yleisesti matala. [10, s. 146.]

2.2 Tuulivoimalan rakenne

Kuten edellä mainittiin, nykyään yleisimmät tuulivoimalat ovat kolmilapaisia vaaka-akselisia turbiineita. Tästä edespäin työssä viitataan tuuliturbiinilla tämän tyyppiseen rakenteeseen. Tuulivoimalan pääkomponentit ovat roottori, naselli eli konehuone, torni ja perustukset (kuva 8).

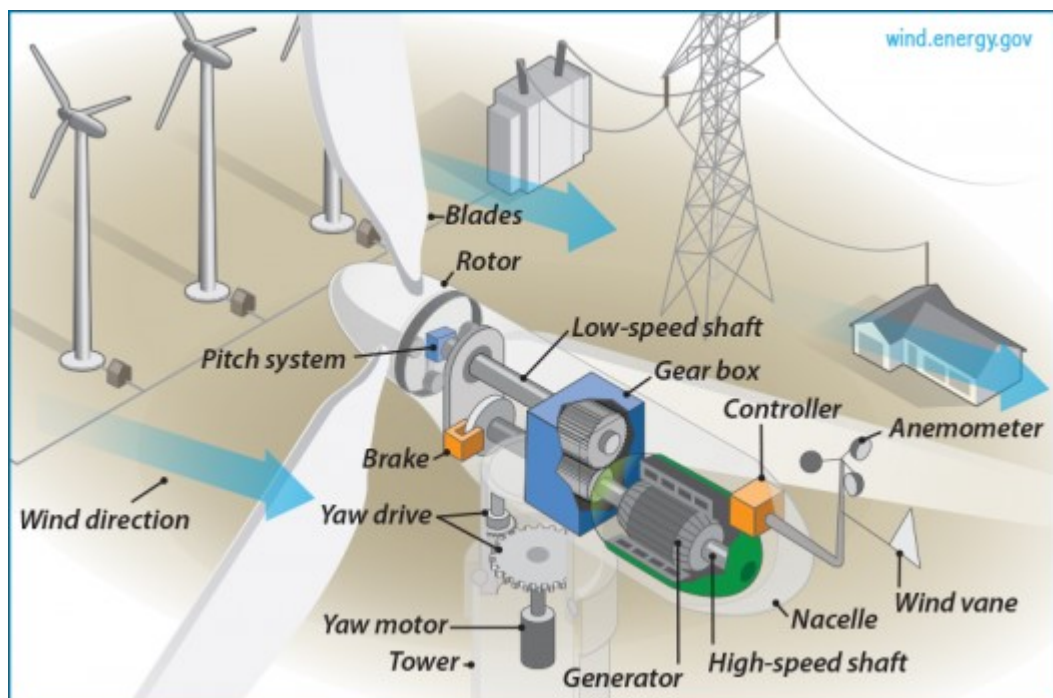


Kuva 8. Tuulivoimalan pääkomponentit [11].

Naselli sisältää suuren osan voimalan tärkeimmistä komponenteista mukaan lukien ne laitteistot, jotka muuttavat tuulen sähköksi.

Kuvassa 9 on esitetty tuulivoimalan nasellin pääkomponentit, jotka ovat

- nasellin kääntölaitteisto (yaw motor, yaw drive)
- roottori ja lavat (rotor, blades)
- lapakulman sääölaitteisto (pitch system)
- roottorin jarru (brake)
- pääakseli (low-speed shaft)
- generaattorin akseli (high-speed shaft)
- vaihdelaatikko (gear box)
- turbiinin ohjauskomponentit (controller) sekä anemometri ja tuuliviiri (anemometer, wind vane).



Kuva 9. Nasellin pääkomponentit [21].

Jotta tuuliturbiini tuottaisi sähköä, sen lavat on suunnattava kohti tuulta. Nasellin suuntaa ja lapojen kulmaa hallitaan mittaamalla tuulen suuntaa ja nopeutta käyttäen anemometriä ja tuuliviiriä. Voimalan katolla sijaitseva mittauslaitteisto antaa herätteen suunnan-

muutosmoottorille, ja koko naselli lapiineen kääntyy automatiikan avulla tuulen suuntaan. [10, s. 6; 22, s. 152]. Lavat kiinnittyvät roottorin napaan, jossa sijaitsee myös lapakulman säätölaitteisto [22, s. 71]. Lapojen kulmaa säädetään turbiinin tehon optimoimiseksi eri tuulenopeuksilla sekä turbiinin suojelemiseksi vaarallisen suurilta tuulenopeuksilta. [22, s. 107–109]. Roottorijarrun tehtävänä on pitää pysähtynyt roottori liikkeettömänä esimerkiksi huollon aikana. Sitä ei suurissa voimaloissa käytetä roottorin pysäyttämiseen, sillä vaadittavat voimat ovat jarrulle liian suuria [22, s. 347–348]. Mikäli tuulivoimala on pysäytettävä esimerkiksi myrskyn takia, pysäyttämiseen käytetään voimalan aerodynaamisia jarruja [22, s. 300].

Tuuli pyörittää turbiinin roottoria ja liike-energia siirretään pääakselilla generaattorille. Useimmissa turbiinimalleissa on generaattorin ja roottorin välissä vaihdelaatikko, jolla roottorin hidas pyörimisnopeus muutetaan generaattorille soveltuvammaksi nopeudeksi [22, s. 312]. Tuulivoimaloiden generaattorien tuottama jännite on yleisesti 690 voltia. Sähkö muunnetaan ja siirretään 20 kV:n jännittellä tuulivoimapuiston sähköasemalle, mistä se siirtyy kantaverkkoon 110 kV:n jännitteellä. [10, s. 433; 17, s. 110; 23.]

Tuulivoimalan perustusten tehtävänä on estää voimalaa uppoamasta maaperään sekä estää voimalan kaatuminen. Perustusten tyypin määrittää ympäristö, jonne voimala rakennetaan. Maalle rakennettavissa voimaloissa käytetään teräsbetonista valettua niin sanottua gravitaatio- tai massiiviperustusta (kuva 10), jonka toiminta perustuu nimensä mukaisesti perustuksen massaan. [10, s. 306; 24.]



Kuva 10. Tuulivoimalan betoninen perustus Verhonkulman tuulivoimapuistossa Marttilan kunnassa Varsinais-Suomessa [25].

Tuulivoimalan tornin tarkoituksena on saada turbiinin lavat mahdollisimman korkealle, jotta korkealla voimakkaasti puhaltavat tuulet saataisiin hyödynnettyä sähkön tuotannossa. Yleisin tornirakenne moderneissa tuulivoimaloissa on teräsputki. [16, s. 21; 22, s. 469.]

2.3 Tuulivoimalan ohjaaminen ja tuulen mittaaminen

Ohjausjärjestelmän tavoitteena on automatisoida sähkön tuotanto ja varmistaa turvallinen tuulivoimalan käyttö. Tuuliturbiineissa, joissa tehoa säädetään lapakulman avulla, ohjausjärjestelmä säättää lapojen kulmaa, nasellin suuntausta (yaw) ja tuotettua sähkötehoa sekä voimalan käynnistämistä ja sammuttamista. Passiivista sakkaussäätöä hyödyntävissä voimaloissa lapakulma ei muutu ja sähköteho säätyy sakkauksen avulla. Voimalan käytön ohjaus vaatii tiedon tuulen nopeudesta ja nasellin suuntauksen ohjaus tiedon tuulen suunnasta. [22, s. 429.] Muita mitattavia suureita ovat roottorin pyörimisnopeus ja lapojen kulma [22, s. 434].

Turbiinin pyörivät lavat vaikuttavat tuulen virtaukseen, eivätkä roottorin läheisyydessä otettavat mittaukset vastaa todellisia tuuliolosuhteita. Jotta tuulesta saataisiin tarkka mitaus, olisi mittauslaitteiston sijaittava kaukana turbiinista. Tuulimittausten on myös sijaittava turbiinin napakorkeudella, jotta mittaukset vastaisivat lapoihin vaikuttavaa tuulta. Nykyaikaiset tuuliturbiinit ovat kuitenkin niin korkeita, että maston rakentaminen olisi kallista [16, s. 43]. Lisäksi vaikka puistossa olisikin masto, sen mittaustulokset antaisivat tietoa tuuliolosuhteista kaukana voimaloista ja vain yhdestä pisteestä, mikä ei vastaa turbiinien lapojen suureen pyyhkäisyypinta-alaan vaikuttavaa virtausta. Tämän takia mittauslaitteisto, kuten kuppianemometrit ja tuuliviirit, sijaitseekin useimmiten nasellin katolla (kuva 11). Turbiinin vaikutus virtaukseen, ja sen aiheuttama mittauksiin syntyvä virhe, on kuitenkin riittävällä tarkkuudella laskettavissa, jotta nasellin katolta mitattuja arvoja voidaan käyttää voimalan ohjauksessa. Voimaloissa, joissa sähkötehoa säädetään aktiivisesti, tehon säätöön vaadittavat mittaukset otetaan tuulen sijaan suoraan generaattorilta. Syynä on yksittäisen mittauspisteen riittämätön vastaavuus suuren pyyhkäisyypinta-alan kanssa. Käyttämällä generaattorilta saatuja mittauksia vältetään tuulen nopeuden mittauksissa syntyviltä virheiltä. [22, s. 429–434.]



Kuva 11. Tuulivoimalan katolla sijaitsevat tuuliviirit ja anemometrit [26].

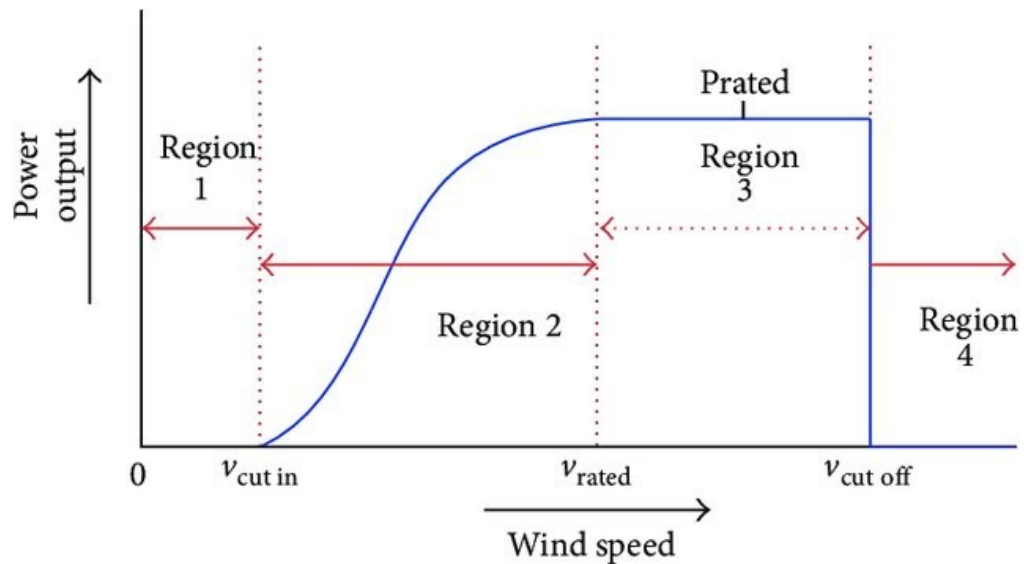
2.4 Tuulivoimalan toiminta

Turbiinien käyttöön liittyviä tärkeitä tuulennopeuksia ovat käynnistymisnopeus (eng. cut-in speed), nimellistuulennopeus (eng. rated wind velocity) sekä sammutusnopeus (eng. cut-out speed). Käynnistymisnopeus on se tuulennopeus, jonka turbiini tarvitsee alkaakseen tuottaa sähköä, nimellistuulennopeudella turbiini tuottaa sähköä nimellistehollaan (eng. rated power) ja sammuttamisnopeudella tuulennopeus on kasvanut niin suureksi, että turbiini on turvallisuussyistä sammutettava. [22, s. 561.]

Käynnistymisnopeus on suurille voimaloille tyypillisesti 3 m/s [16, s. 88] ja sammutusnopeus 25 m/s. Nopeudeltaan yli 25 m/s puhaltavat tuulet ovat kuitenkin harvinaisia ja lyhytkestoisia, joten voimalan sammuttamisesta vaarallisen tuulennopeuden takia ei koidu suuria menetyksiä sähköntuotossa. Nimellistuulennopeus, kuten nimellistuottokin, on riippuvainen voimalan mallista ja on yleensä 12–16 m/s. [17, s. 103.]

Lapasäätöisellä (eng. pitch control) turbiinilla tuotto ei nimellistuulennopeuden jälkeen enää kasva, vaikka tuulennopeus kasvaisikin. Tuottoa säädetään kääntämällä roottorin lapoja ja näin pitämällä turbiinin tuottama teho vakiona. Lapojen säätöä hyödynnetään myös voimalan sammuttamisessa; tuulennopeuden saavuttaessa sammuttamisnopeuden lavat käännetään tuulta kohti ja roottori pysähtyy tuulen lapoihin kohdistuvien voimien pienentyessä. Sakkaussäätöisissä turbiineissa sammuttaminen tapahtuu aerodynaamista jarrua käyttäen. Useimmiten jarru on lapojen kärjissä, joita kääntämällä saadaan roottorin pyörimistä hidastettua. [17, s. 87–88.]

Lapasäätöiselle turbiinille tyypillinen tehokäyrä on esitetty kuvassa 12. Kuva havainnollistaa, miten voimalan tuotto on riippuvainen tuulen nopeudesta. Nimellistuotto saavutetaan vain, kun tuulen nopeus on nimellispoisuuden ja sammutusnopeuden välillä (region 3). Mikäli tuulennopeus on liian alhainen tai liian suuri, voimala ei tuota sähköä (region 1 & region 4).



Kuva 12. Lapasääteiselle tuulivoimalalle tyypillinen tehokäyrä, jossa nähtävissä käynnistymisnopeus ($v_{\text{cut in}}$), nimellistuulennopeus (v_{rated}) ja sammutusnopeus ($v_{\text{cut off}}$) [27].

2.4.1 Betzin laki ja tuulesta saatava teho

Tuulen sisältämä energia voidaan laskea liike-energian yhtälöllä

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad [J] \quad (1)$$

Tuuliturbiinien pinta-ala, ja siten myös turbiinin lapoihin vaikuttavan virtauksen pinta-ala, on kuitenkin rajallinen. Pinta-ala otetaan huomioon määrittämällä virtauksen massavirta, joka lasketaan yhtälöllä

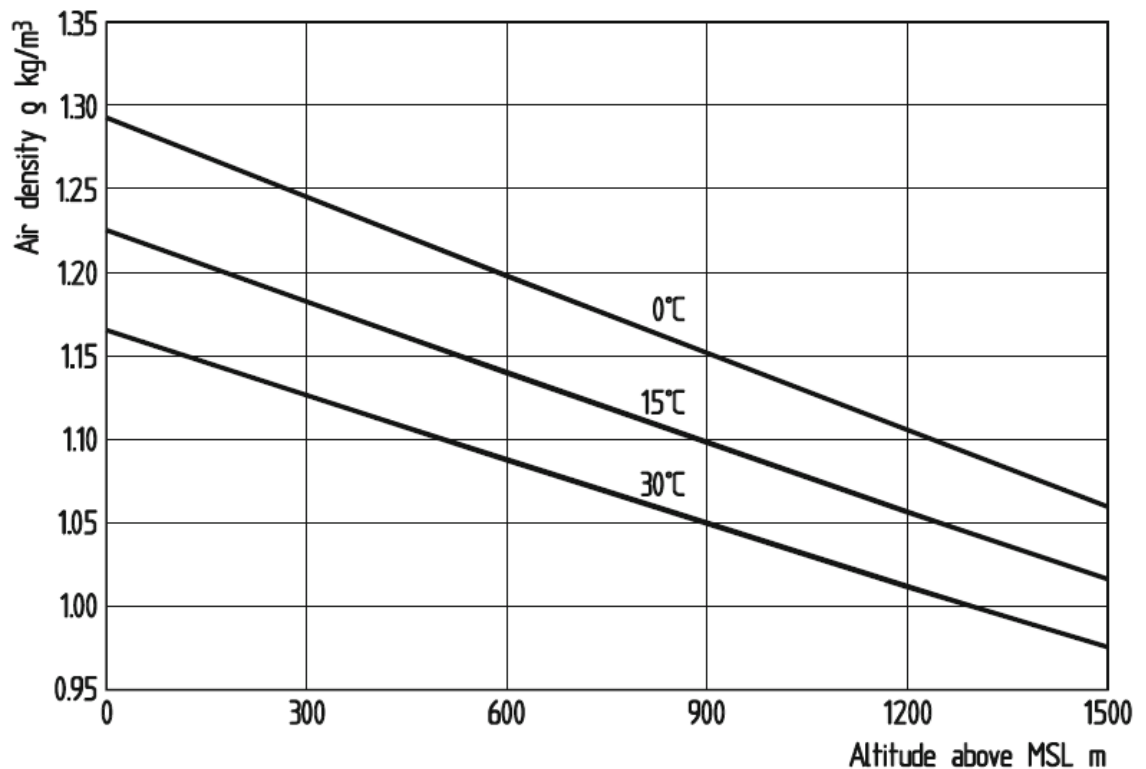
$$\dot{m} = \rho v A \quad \left[\frac{kg}{s} \right], \quad (2)$$

jossa ρ on ilman tiheys, v on ilmavirran nopeus ja A on ilmavirtausta vastaan oleva kohtisuora pinta-ala.

Sijoittamalla massavirta liike-energian yhtälöön saadaan määritettyä teho, joka ilmavirtauksesta on hyödynnettävissä (yhtälö 3). [22, s. 79–80.]

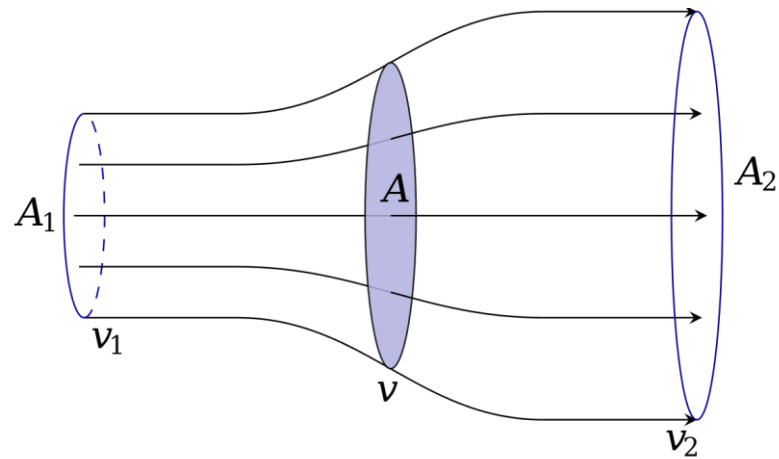
$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad [W] \quad (3)$$

Yhtälöstä 3 on havaittavissa, että ilmavirtauksen teho on verrannollinen virtauksen nopeuden kolmanteen potenssiin, joten sillä on erittäin suuri merkitys voimalan tuottaman tehon kannalta. Maan pinnalla olevilla esteet, kuten rakenteet ja maastonmuodot, aiheuttavat kitkaa ja hidastavat virtausta. Tuulen nopeus voimistuu nopeasti, mitä korkeammalle maan pinnalta nousee, sillä esteiden aiheuttaman kitkan vaikutus heikkenee. Tuulivoimalat pyritäänkin rakentaa mahdollisimman korkeaksi, jotta suuremmat tuulen nopeudet kyettäisiin hyödyntää. [16, s. 21]. Tehoon vaikuttaa myös ilman tiheys, joka muuttuu lämpötilan ja korkeuden mukaan (kuva 13) [22, s. 570].



Kuva 13. Ilman tiheyden vaihtelu eri lämpötiloilla ja korkeuksilla merenpinnasta [22, s. 570]

Turbiini muuttaa tuulen liike-energiaa mekaaniseksi energiaksi ja edelleen sähköksi, jolloin ilmavirran liike-energia vähenee. Liike-energia vähentyessä pienenee myös ilmavirran nopeus. Koska lapojen välistä virtaavan ilman massan määrä ei pienene, on virtauksen poikkipinta-alan kasvettava, jotta massavirta pysyisi vakiona (kuva 14).



Kuva 14. Ilmavirran nopeus pienenee ja pinta-ala kasvaa, kun tuulen liike-energiaa muutetaan sähköksi. Tummalli lapojen pyyhkäisy-pinta-ala A . [28].

Turbiinin tuulesta ottama teho voidaan laskea ilmavirran sisältämän liike-energian muutoksesta. Teho lasketaan vähentämällä tuulen ennen turbiinia sisältämästä liike-energiasta tuulen liike-energia turbiinin jälkeen. Teho lasketaan yhtälöllä

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1^3 - \frac{1}{2} \rho A_2 v_2^3 \quad [W], \quad (4)$$

joka sievenee muotoon

$$P = \frac{1}{2} \rho (A_1 v_1^3 - A_2 v_2^3) \quad [W]. \quad (5)$$

Koska massavirran on pysyvä vakiona

$$\rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 \quad \left[\frac{kg}{s} \right], \quad (6)$$

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 \quad \left[\frac{kg}{s} \right], \quad (7)$$

Yhtälö sievenyy muotoon [22, s. 80–81.]

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad [W] \quad (8)$$

Yhtälön 8 perusteella suurin teho saavutetaan, kun tuulen nopeuksien erotus ennen ja jälkeen turbiinia on suurin. Olisi siis perusteltua olettaa, että suurin teho saavuttaisiin silloin, kun tuulenopeus turbiinin jälkeen on nolla. Kuitenkin siinä tapauksessa virtaus turbiinin lapojenkin välistä olisi nolla, jolloin ei olisi ilmavirtaa, jota muuttaa sähköksi. Nopeuksille v_1 ja v_2 on siis löydettävä jokin suhde, jolla ilmavirran sisältämästä energiasta saadaan hyödynnettyä mahdollisimman suuri osuus. [22, s. 81.]

Kuten muissakin prosesseissa, joissa muutetaan energian muotoa, on myös tuulivoiman hyödyntämisessä häviöitä. Kun ilmavirtaus aiheuttaa voiman turbiinin lapoihin, aiheuttavat lavat Newtonin kolmannen lain mukaan vastavoiman ilmavirtaukseen. Tästä johtuen ilmavirran sisältämä liike-energia ja se teho, joka ilmavirrasta on käytännössä hyödynnettävissä, eroavat. Tätä tehojen suhdetta kutsutaan tehokertoimeksi C_p . Tehokerroin on laskettavissa myös ennen ja jälkeen turbiinia vallitsevien ilmavirran nopeuksilla (yhtälö 9). [22, s. 81–82.]

$$C_p = \frac{\left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right]}{2} \quad (9)$$

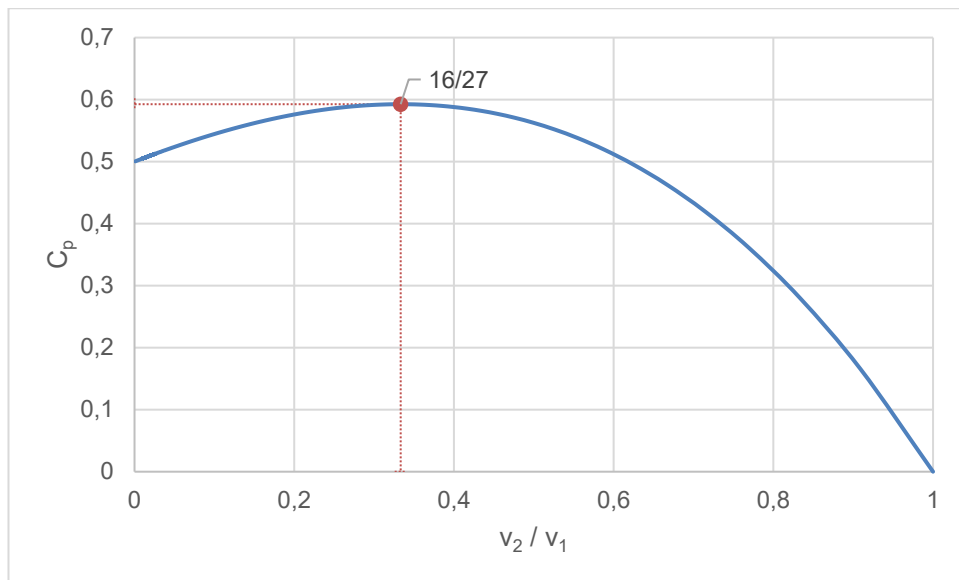
Sijoittamalla tehokertoimen yhtälöön arvoja ilman nopeuksille (kuva 15) huomataan, että tehokertoimen suurin saavuttavissa oleva arvo on

$$C_p = \frac{16}{27} \approx 0,593, \quad (10)$$

joka saavutetaan, kun nopeuksien suhde on

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3} \quad (11)$$

Tätä tehokertoimen maksimiarvoa kutsutaan Betzin rajaksi. [22, s. 82–83.]



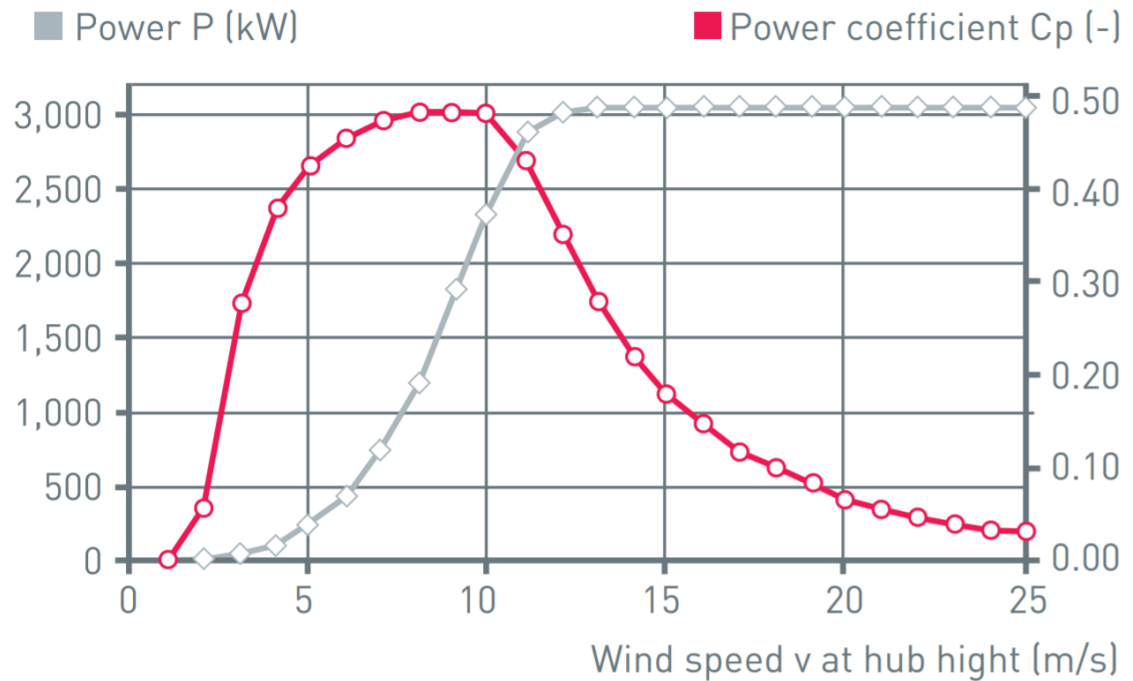
Kuva 15. Tehokertoimen C_p -käyrä ja Betzin raja

On huomioitava kuitenkin, että Betzin laki kuvaa ideaalitulannetta. Laki olettaa, että roottorin lavoilla ei ole massaa ja niiden määrä on ääretön sekä, että virtaus on kitkatonta ja pyörteetöntä [16, s. 37–38]. Tehokertoimen arvot ovat myös riippuvaisia turbiinin mallista ja tyypistä [22, s. 104–105].

2.4.2 Esimerkki tuulivoimalan tehokäyrästä

Saksalaisen tuulivoimalavalmistajan Enerconin turbiineita on Suomessa vuonna 2020 toiminnassa 30 kappaletta yhteensä 51 MW:n kapasiteetilla [13]. Kuvassa 16 on esitetty tehokäyrä Enercon E-101-turbiinille, joita on käytössä muun muassa kaksi kappaletta Haminassa [29; 30]. E-101 on nimellisteholtaan 3 050 kW:n kolmilapainen tuulivoimala, jonka generaattori on tyypiltään suoravetoinen. E-101-turbiinin käynnistämisa nopeus on 2 m/s ja se saavuttaa nimellistehonsa, kun tuulen nopeus on 13 m/s. Nämä ovat tyypillisiä arvoja suurille tuulivoimaloille. Turbiinin ilmoitettu sammutusnopeus on 28–34 m/s. Tyypillisistä voimaloista poiketen E-101-turbiinia ei sammuteta äkillisesti tuulen nopeuden saavuttaessa sammutusnopeuden, vaan alasajo toteutetaan asteittain. [31; 32.]

Calculated power curve

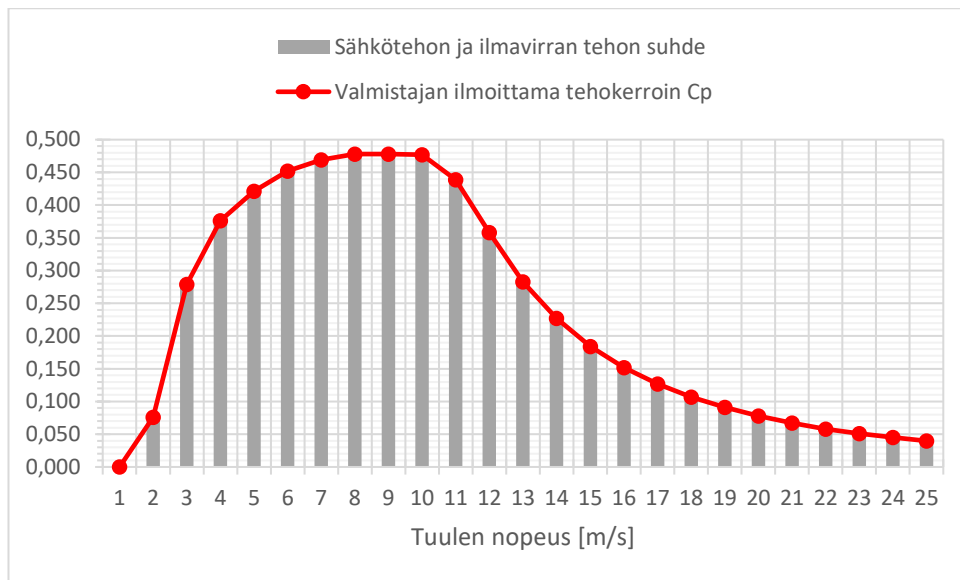


Kuva 16. Enercon E101 -tuulivoimalan tehokäyrä harmaalla ja tehokertoimen C_p käyrä punaisella [31].

Käyttämällä valmistajan ilmoittamaa roottorin pyörähdyspinta-alaa (8 012 m² [31]) voidaan laskea roottoriin vaikuttavan ilmavirran teho yhtälöllä 3.

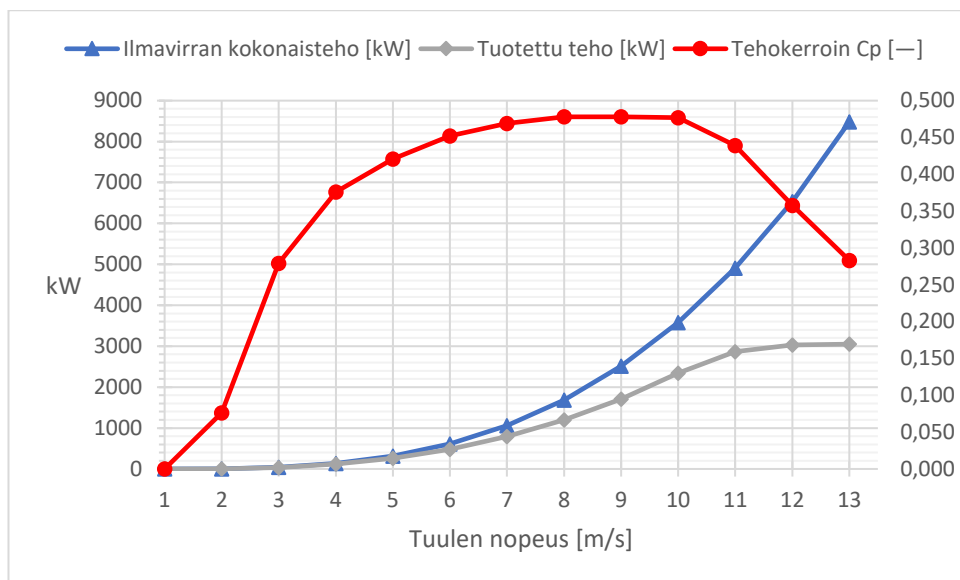
$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad [W] \quad (3)$$

Vertaamalla valmistajan ilmoittamia tehokertoimen arvoja laskennallisesti määritettyyn turbiinin tuottaman sähkötehon ja ilmavirran kokonaistehon suhteeseen (kuva 17) voidaan huomata, että arvot ovat identtisiä. Voidaan siis olettaa, että valmistajan ilmoittama tehokerroin ei kuvaa ainoastaan Betzin lain mukaista ilmavirrasta hyödynnettyä tehoa, vaan sisältää myös muut turbiinin mekaaniset ja sähköiset häviöt.

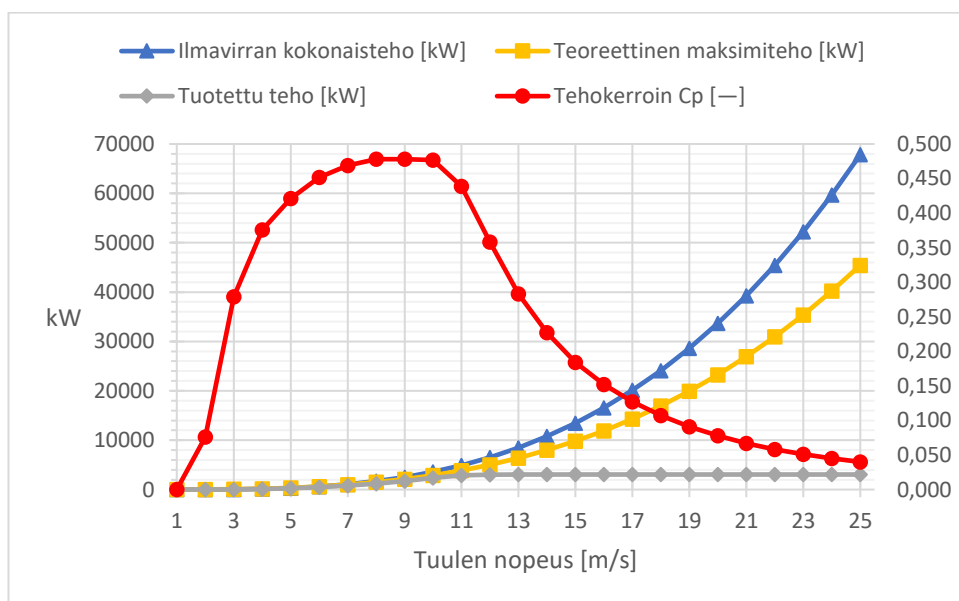


Kuva 17. Valmistajan ilmoittaman tehokertoimen sekä ilmavirran kokonaistehon ja turbiinin tuottaman sähkötehon suhteen vertailu

E-101-turbiini saavuttaa tehokertoimensa suurimman arvon, kun tuulen nopeus on 8–9 m/s (kuva 18), jonka jälkeen tehokertoimen arvot pienenevät, kun turbiinin tuotto lähestyy nimellistehoa tuulen nopeuden saavuttaessa 13 m/s. Ilmavirran teho jatkaa kasvuaan tuulen nopeuden kasvaessa, mutta turbiinin tuottamaa sähkötehoa rajoitetaan nimellistehon saavuttamisen jälkeen. Tehokertoimen arvot jatkavat pienenemistään, kun turbiinia käytetään nimellisteholla, koska valmistajan ilmoittama tehokerroin perustuu ilmavirran kokonaistehon ja tuotetun sähkötehon väliseen suhteeseen. Tehojen suhde jatkaa pienenemistään, kun tuulen nopeus kasvaa, koska nimellisteho pysyy vakiona, mutta ilmavirran teho kasvaa. Kuva 19 havainnollistaa tehokertoimen laskua suurilla tuulen nopeuksilla. Kuvassa esitetään myös Betzin lain mukainen teoreettinen maksimiteho. Mikäli turbiini kykenisi toimimaan teoreettisella maksimiteholla, turbiinin tehokerroin olisi Betzin lain mukainen maksimiarvo 0,593. Teoreettinen maksimiteho on määritetty laskennallisesti ilmavirran kokonaistehon ja Betzin lain mukaisen tehokertoimen maksimiarvon avulla.



Kuva 18. Enercon E-101 -turbiinin tehokäyrä tuulen nopeuksilla 1–13 m/s. Tehokäyrät ovat kuvattu vasemmalla pystyakselilla kilowatteina ja oikealla pystyakselilla näkyvät yksiköttömät tehokerroimen arvot.

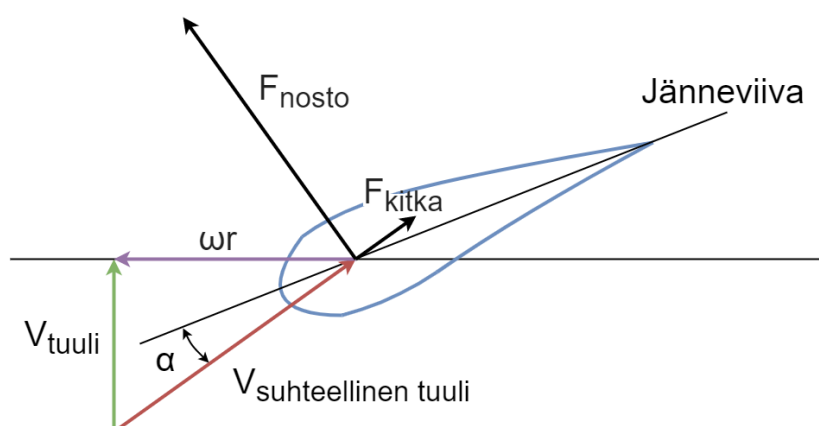


Kuva 19. Enercon E-101 -turbiinin tehokäyrä tuulen nopeuksilla 1–25 m/s. Kuvaajassa on esitettyä myös Betzin lain mukainen teoreettinen maksimiteho. Tehokäyrät ovat kuvattu vasemmalla pystyakselilla kilowatteina ja oikealla pystyakselilla näkyvät yksiköttömät tehokerroimen arvot.

2.4.3 Kohtauskulma

Kuten lentokoneen siivenkin, tuuliturbiinin lapojen toiminta perustuu pinnan yli virtaavan ilman aiheuttamaan nostovoimaan. Tuulivoimaloissa nostovoimaa hyödynnetään lapon pyörittämiseen sähkön tuotannossa. Ilmavirtaus kohdistaa lapaan myös pyörimisliikettä hidastavan kitkavoiman, joka pyritään lapa suunnittelulla ja oikealla lapa geometrialla minimoimaan [16, s. 57].

Lapaan vaikuttavaa nostovoimaa voidaan kasvattaa muuttamalla lavan suuntausta tuuleen nähden. Suuntausta kuvataan kohtauskulmalla, joka on lavan jänneviivan ja siihen sanotun suhteellisen tuulen välinen kulma. Turbiinin lapoihin vaikuttava ilmavirta koostuu kahdesta komponentista: tuulesta ja lapon pyörimisliikkeen aiheuttamasta ilmavirrasta. Pyörimisliikkeen aiheuttama ilmavirta on näennäinen. Ilma ei virtaa lapa kohti, vaan lapa liikkuu ilman läpi, jolloin se kokee ilmavirran. Suhteellisella tuulella tarkoitetaan näiden ilmavirtojen yhteisvaikutusta, maanpäällisen tuulen nopeusvektorin ja lavan pyörimisestä johtuvan ilmavirran nopeusvektorien summaa [kuva 20]. [16, s. 57–60.]



Kuva 20. Suhteellinen tuuli ja kohtauskulma α . Lavan kehänopeus ωr luo lapaan pyörimisestä aiheutuvan ilmavirran. [16, s. 60, muokattu]

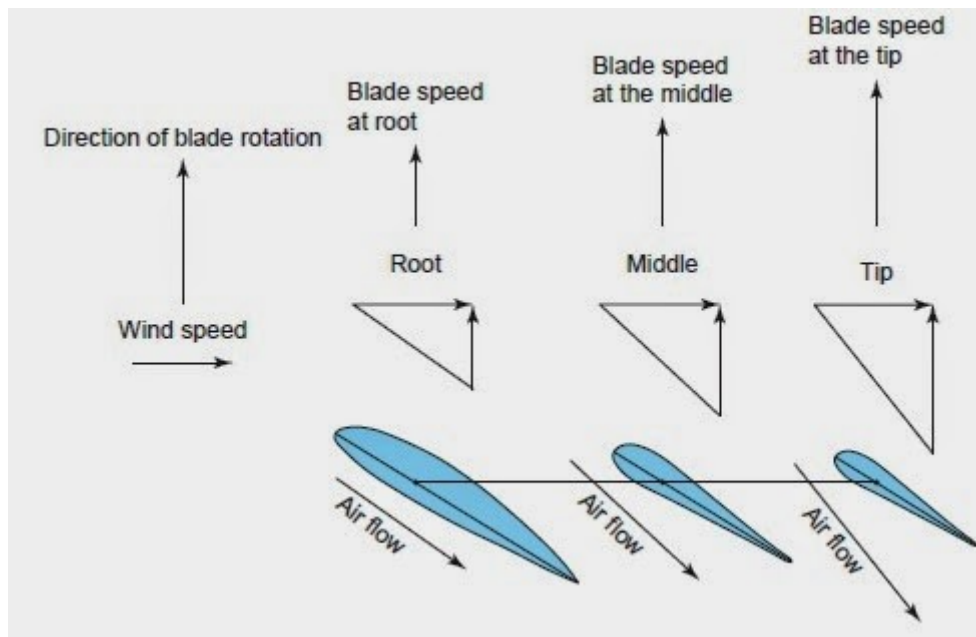
Mitä pienempi kohtauskulma on, sitä helpompi lavan pinnan ylitse virtaavan ilman on pysyä lavan pinnassa kiinni. Mikäli kulma kasvaa liian suureksi saavutetaan piste, jossa virtaus irtoaa pinnasta ja turbiinia pyörittävä lavan nostovoima häviää. Tätä virtauksen irtoamista ja nostovoiman häviämistä kutsutaan sakkaukseksi ja pistettä, jossa irtoaminen tapahtuu sakkauspisteeksi. Toisaalta kohtauskulman kasvaessa kasvaa myös nostovoima, joten tuulivoimalan optimaalisen käytön saavuttamiseksi on löydettävä tasapaino nostovoiman ja kohtauskulman suuruuden välillä. [16, s. 59–60]. Lapakulmaa

muuttamalla voidaan myös vaikuttaa voimalan tuottamaan sähkötehoon tai tarkoituksella saada lavat sakkaamaan ja siten pysähtymään täysin, millä voidaan suojata turbiinia vaarallisen suurilta tuulen nopeuksilta. [16, s. 61, 68–69.]

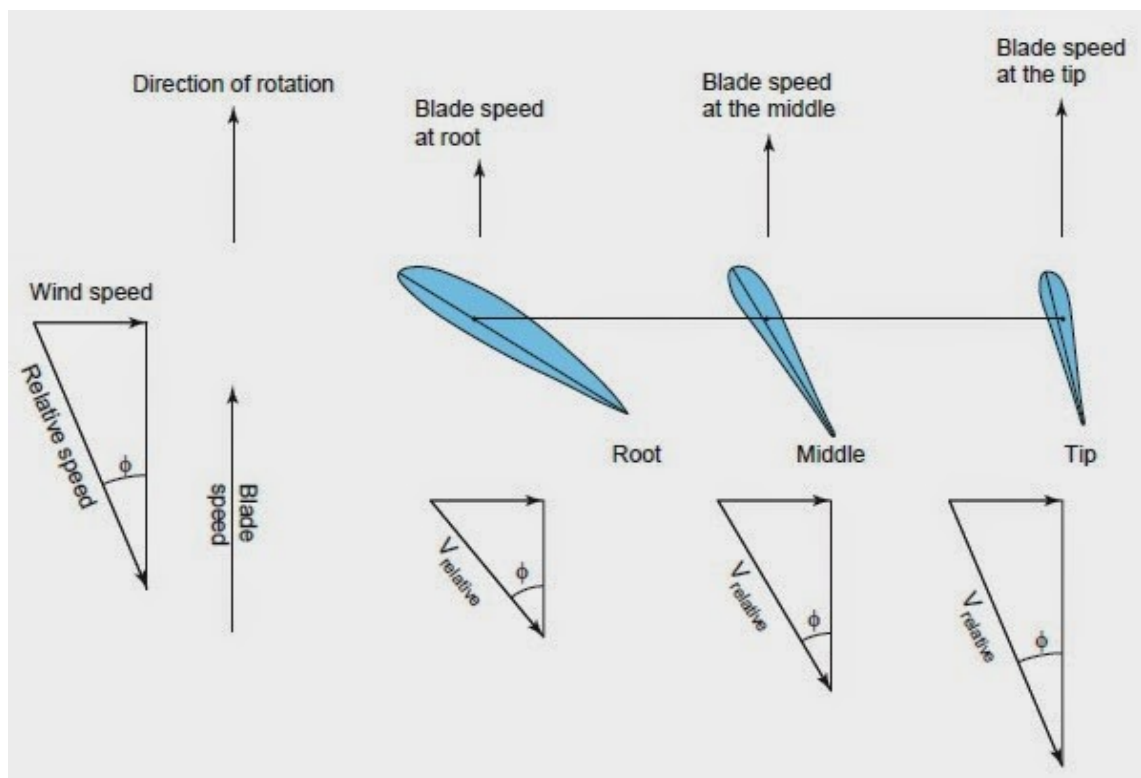
Lavan kohtauskulma ja sakkauspiste ovat riippuvaisia lavan pyörimisliikkeestä johtuvasta tuulennopeudesta eli toisin sanoen lavan kehänopeudesta. Tarkasteltaessa lavan eri pisteiden pyörimisnopeutta huomataan, että mitä kauempana pyörimisliikkeen keskipisteestä ollaan, sitä suurempi nopeus lavan pisteellä on. Jos oletetaan, että lapaan vaikuttavan tuulen nopeus pysyy vakiona koko lavan pituudella, kohtauskulman on muututtava suhteessa siihen, kuinka kaukana tarkasteltava piste on pyörimisliikkeen keskipisteestä. Jos lavan muoto on optimoitu toimimaan lavan kärjen kokemalla suurella pyörimisnopeudella, lähellä roottoria lavan kokema pyörimisnopeudesta johtuva tuulen nopeus on pientä. Tällöin kohtauskulma voi lähellä roottoria kasvaa sakkauspistettä suuremmaksi. Sakkaaminen on ehkäistävässä kiertämällä lapa lähelle roottoria, jolloin pienestä pyörimisnopeudesta huolimatta kohtauskulma pysyy sakkauspisteen alapuolella. [16, s. 61.]

2.4.4 Lavan kierre

Pyörimisliikkeessä olevan kappaleen kehänopeus on riippuvainen kappaleen etäisyydestä pyörimisliikkeen keskipisteeseen. Kierrosnopeuden pysyessä vakiona kappaleen kehänopeus kasvaa mitä kauempana kappale on pyörimisliikkeen keskipisteestä. Tarkastellessa tuulivoimalan lapa huomataan, että mitä kauemmaksi siirrytään roottorista sitä suuremmaksi lavan pisteen liikenopeus kasvaa. Suhteellisen tuulen suunta on riippuvainen liikenopeudesta, eli lavan pisteen kehänopeudesta, ja muuttuu riippuen siitä, kuinka kaukana lavan kärjestä ollaan (kuva 21). Jos lavan kohtauskulma on sama koko lavan pituudella, suhteellisen tuulen suunta lähestyy maanpäällisen tuulta, mitä lähempänä roottoria ollaan, koska kehänopeus pienenee. Jotta suhteellisen tuulen suunnasta riippuvainen kohtauskulma säilyisi sakkauspisteen alapuolella ja lapa ei menettäisi nostovoimaansa, on lavan jänneviivaa siis käännettävä kohti maanpäällisen tuulen suuntaa sitä enemmän mitä lähempänä roottoria ollaan (kuva 22). [16, s. 57–62.]



Kuva 21. Suhteellisen tuulen suunta muuttuu sen mukaan, kuinka kaukana roottorista ollaan [33].



Kuva 22. Lapaa on käännettävä lähellä roottoria, jotta kohtauskulma ei kasvaisi liian suureksi ja lapa ei sakkaisi [33].

2.4.5 Lapojen pyörimisnopeus

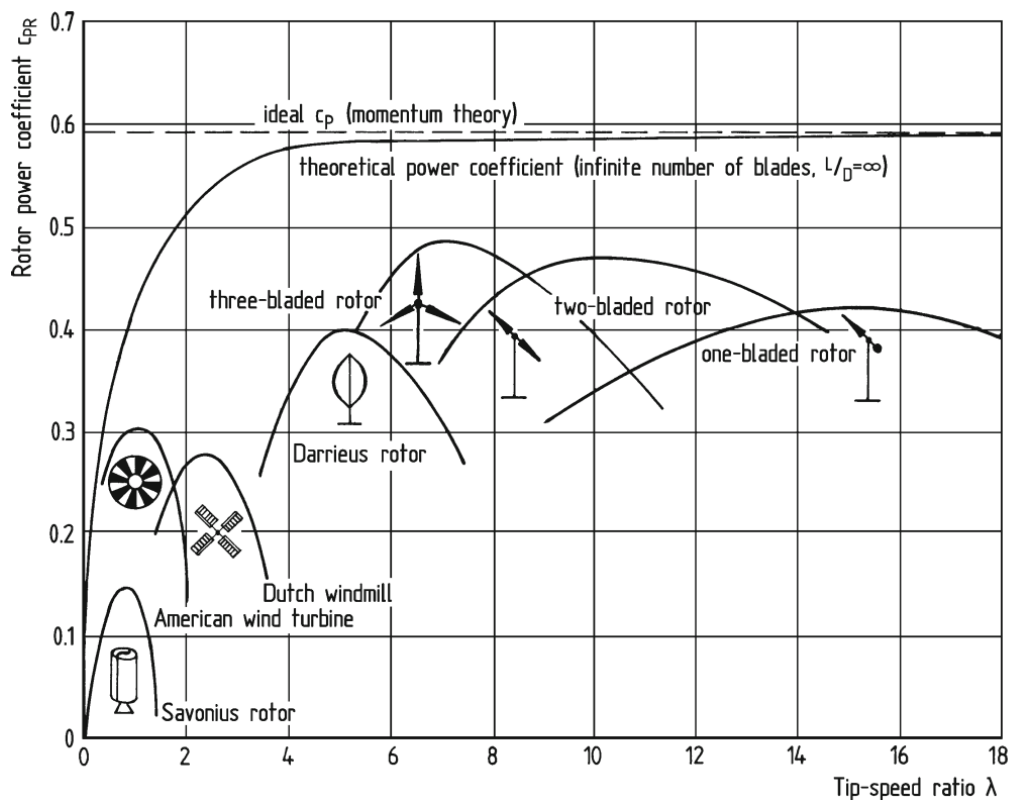
Tuuliturbiinien suunnittelussa tärkeää on myös lapojen pyörimisnopeuden ja tuulennopeuden suhde, eli kärjen nopeussuhde λ (eng. tip-speed ratio, TSR). Jos turbiinin lavat pyörivät liian hitaasti, ilma virtaa lapojen välistä eikä tuulen energiaa ei saada tehokkaasti hyödynnettyä. Toisaalta, mikäli lavat pyörivät liian suurella nopeudella, roottori käyttäytyy miltei kuin seinä, jonka läpi tuuli ei pääse virtaamaan. Jos tarkastellaan esimerkiksi kahta halkaisijaltaan yhtä suurta turbiinia, joista ensimmäisellä on kaksi lapaa ja toisella kolme, on kaksilapaisen turbiinin siis pyörittävä suuremmalla nopeudella, jotta se saisi hyödynnettyä tuulen energian yhtä tehokkaasti, kuin kolmilapainen turbiini. [34, s. 29–31.]

Kärjen nopeussuhde on sidoksissa myös lavan kohtauskulmaan ja sakkauspisteeseen. Jos tuulennopeus kasvaa, mutta pyörimisnopeus pysyy vakiona, lavan pyörimisliikkeestä johtuva tuulennopeus pienenee, mikä johtaa kohtauskulman pienentymiseen. Kohtauskulman laskiessa riittävästi lapa sakkaa, joten pyörimisnopeuden on kasvettava samassa suhteessa tuulen nopeuden kasvun kanssa. [16, s. 62–63.]

Kärjen nopeussuhde lasketaan yhtälöllä 12:

$$\lambda = \frac{\omega r}{V}, \quad (12)$$

jossa ω on kärjen kehänopeus, r on lavan pituus ja V on tuulen nopeus [16, s. 63]. Yleisesti ottaen suuri kärjen nopeussuhde on haluttu, sillä tällöin saavutetaan suuri roottorin akselin pyörimisnopeus ja siten tehokkaampi generaattorin käyttö. Liian suuri nopeussuhde on kuitenkin ongelmallinen ja suuri pyörimisnopeus aiheuttaa aerodynaamisia häviötä, ääntä ja värinää. [34, s. 29.] Kuvassa 23 on esitetty eri turbiinityyppien TSR:n ja tehokertoimen suhteet. Kuvasta on havaittavissa kolmilapaisten vaakakselisten turbiinien muita suurempi tehokertoimen arvo. Kolmilapaisille turbiineille yleinen TSR:n arvo on kuuden ja seitsemän välillä [34, s. 29].



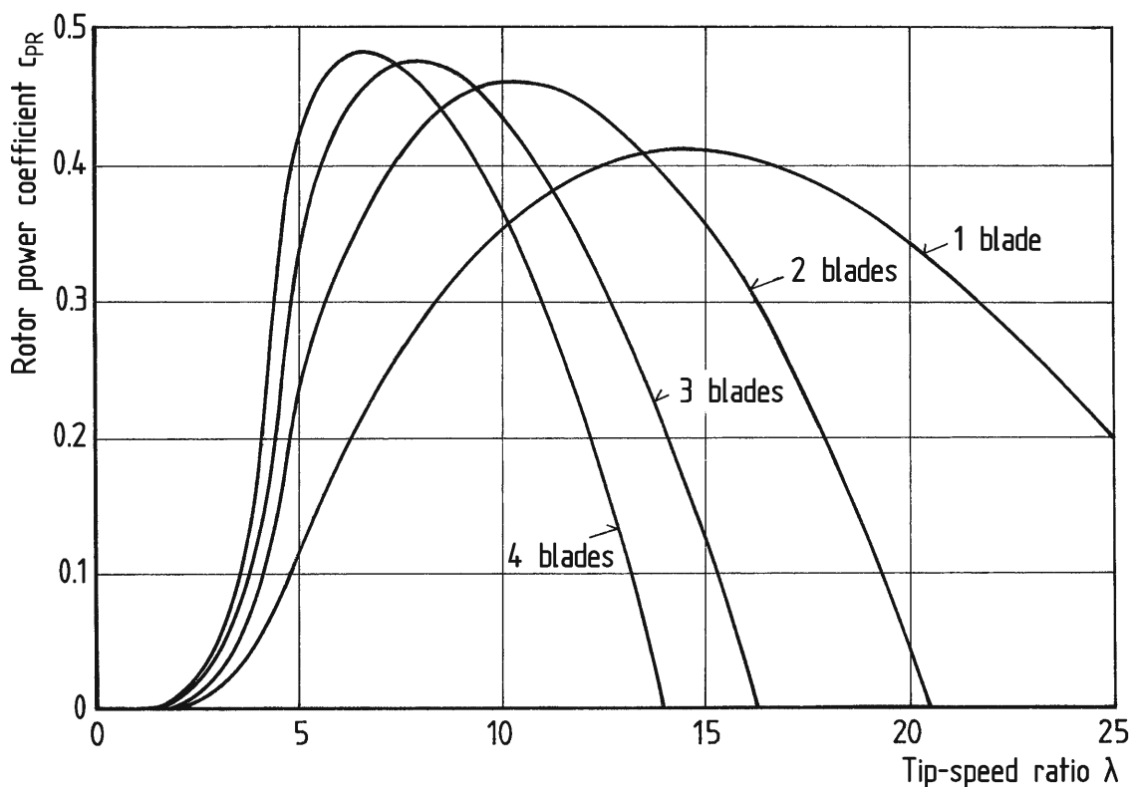
Kuva 23. TSR:n ja tehokertoimen suhde eri turbiinityypeille [22, s. 105.]

2.4.6 Lapojen määrä

Lapa ohittaa voimalan tornin kerran jokaisen pyörähdyksensä aikana. Kun lapa on tornin kohdalla, siihen vaikuttava ilmavirta eroaa pyörähdyksen muista tilanteista, jolloin ilmavirta pystyy vapaasti ohittamaan lavan. Tornin kohdalla muuttuva virtaus aiheuttaa toistuvan muutoksen lapaan vaikuttavaan vääntömomenttiin. Roottorin lapojen määrällä on vaikutusta siihen, kuinka suuria mekaanisia rasituksia muuttuvasta vääntömomentista aiheutuu. Lapaan vaikuttava vääntömomentti on suurimmillaan, kun lapa on pyörähdyksen korkeimmassa kohdassa, jolloin lapaan vaikuttaa suurin tuulen nopeus, ja pienimmillään alimmassa pisteessä tornin kohdalla. Kun kolmilapaisen roottorin yksi lapa on pyörähdyksensä korkeimmassa pisteessä, kaksi muuta lapaa ovat matalalla, mutta eivät kuitenkaan tornin kohdalla. Käänteisesti, kun yksi lapa on tornin kohdalla vääntömomentin pienimmässä pisteessä, kaksi muuta lapaa ovat korkealla, mutta eivät kuitenkaan koe pyörähdyksen suurinta vääntömomenttia. Näin kolmilapaisen roottorin lavat tasoittavat

toistensa kokemaa vääntömomenttia ja voimalaan vaikuttavat rasitukset pysyvät maltillisina. Yksilapainen roottori kokee huomattavasti suurempaa rasitusta, sillä roottorin kokema vääntömomentti muuttuu pyörähdysjakson aikana merkittävästi enemmän. Yksittäinen lapa kokee kerran pyörähdyksensä aikana sekä suurimman että pienimmän vääntömomentin ilman, että roottorissa olisi muita lapoja tasapainottamassa vääntömomentin muutoksia. Kaksilapainen ratkaisu on hieman parempi, mutta silloinkin roottoriin vaikuttaa huomattava väännön vaihtelu. Kun kaksilapaisen roottorin ensimmäinen lapa kokee suurimman väännön, toinen lapa kokee samanaikaisesti pienimmän vääntömomentin. Rasitukset lisäävät materiaalin väsymistä ja vähentävät voimaloiden käyttöikä. [16, s. 66; 22, s. 216.]

Kolmilapainen roottori on myös tehokkaampi, sillä roottorin pyörimisliikkeen teho on ilmaistavissa kehänopeuden ja vääntömomentin tulona. Jos oletetaan, että kolmilapaisen ja yksilapaisen roottorin lapoihin vaikuttavat vääntömomentit ovat yhtä suuria, on yksilapaisen turbiinin pyörittävä kolminkertaisella nopeudella. Suuri pyörimisnopeus aiheuttaa kuitenkin suurempia ilmanvastuksesta johtuvia kitkahäviöitä. Häviöt laskevat voimalan hyötysuhdetta ja aiheuttavat meluhaittaa. Toisaalta lavat ovat kalliita, joten on löydettävä tasapaino tehontuoton lisäyksen ja kustannusten väliltä. Lisäksi lapojen lukumäärän kasvattaminen lisää voimalaan kohdistuvia rasituksia myrskytuulilla. Vaikka tehokerroin kasvaa lapojen määrän kasvaessa (kuva 24), kertoimen kasvun suuruus pienenee, kun lapojen määrä kasvaa. Verrattaessa neli- ja kolmilapaista turbiinia, nelilapaisen turbiinin tehokerroin on vain pari prosenttia kolmilapaista suurempi. Kahden prosentin tehokertoimen kasvu ei riitä oikeuttamaan ylimääräisen lavasta koituvia kustannuksia. Kolmilapaiset turbiinien on huomattu olevan myös visuaalisesti miellyttävin ratkaisu. Lisäksi ylätuuliturbiineilla on alatuuliturbiineita pienemmät aerodynaamiset häviöt. [35, s. 56.]



Kuva 24. Tehokerroin kasvaa lapojen määrän kasvaessa. Useat lavat mahdollistavat myös suuremmat tehokertoimen pienemmällä roottorin pyörimisnopeudella [22, s. 135].

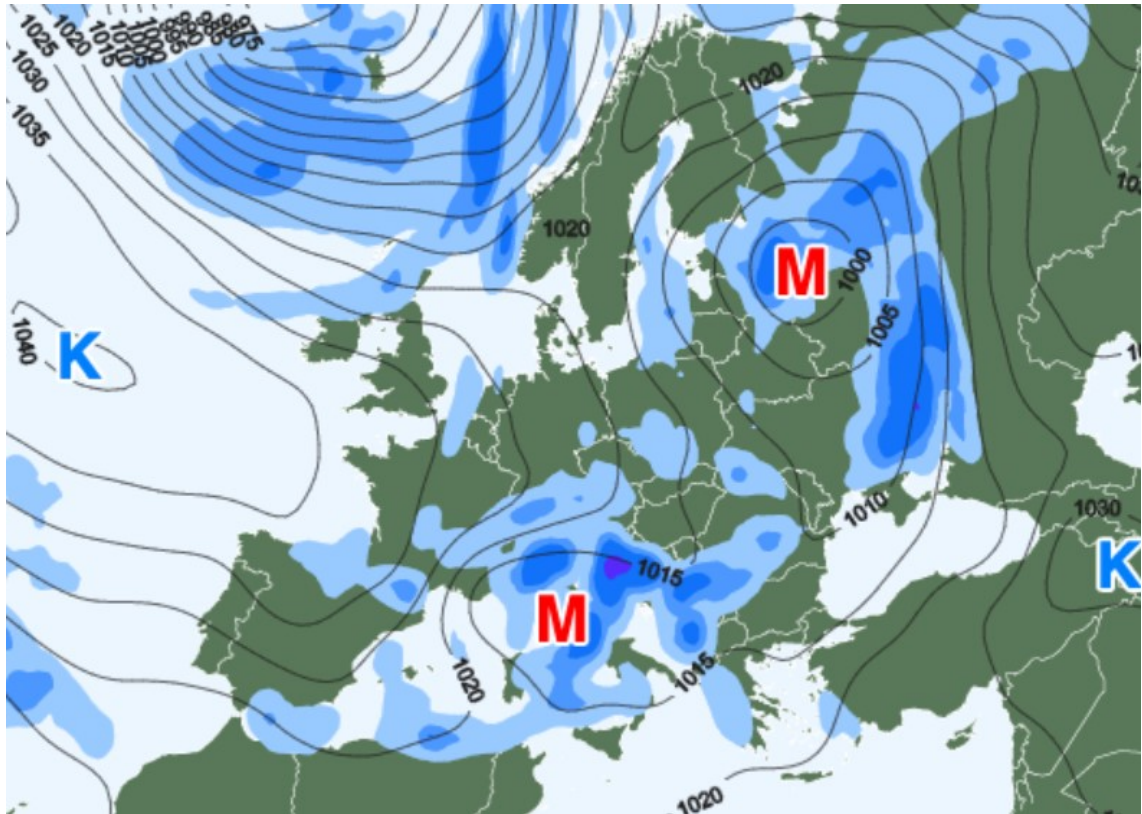
3 Tuuli

Tuuli on Auringon lämmön synnyttämää uusiutuvaa energiaa. Tuulen virtauksiin maan pinnalla vaikuttaa neljä voimaa: painegradienttivoimat, Coriolis-voima, keskihakuvoima ja kitka. [10, s. 24; 16, s. 13.]

3.1 Ilmakehän paine-erot ja painegradienttivoima

Ilmakehän paine muuttuu sekä vaaka- että pystytasossa. Pystytasossa paine-erojen taustalla on painovoima. Maan pinnalla olevaa ilmaa puristaa koko ilmakehän massa ja paine on keskimäärin 1013,25 millibaaria. Korkeuden kasvaessa ilman tiheys ja paine pienenevät nopeasti ja 16 kilometrin korkeudessa ilman tiheys on enää noin kymmenesosa merenpinnan tasosta. Ilmankehän vaakatasossa olevat paine-erot ovat pystyta-

sossa tapahtuviin eroihin verrattuna varsin pieniä, yleensä vain noin 100 millibaaria. Suurin vaikutus vaakasuuntaisiin eroihin ilmanpaineessa on lämpötilalla. Lämpimän ilman tiheys, ja siten paine, on kylmää pienempi. Myös ilmakehän kosteudella on vaikutusta; veden molekyylimassa on ilmaa pienempi, joten kostea ilma on kuivaa ilmaa kevyempää. [16, s. 7–12.]



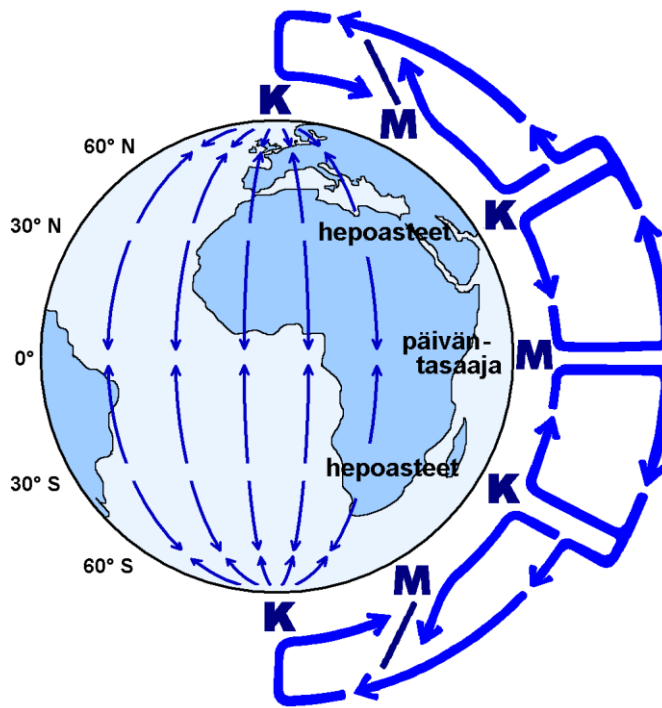
Kuva 25. Ilmanpaineen isobaarit kuvaavat ilmakehän vaakatasossa esiintyviä paine-eroja [36].

Paine-eroja kuvataan säätiedotuksissa isobaarien avulla (kuva 25). Maastokartoissa korkeuskäyrät kuvaavat korkeuden vaihteluita ja käyrien etäisyys toisistaan kertoo, kuinka jyrkkä korkeuden muutos on. Isobaarien periaate on samanlainen, mutta korkeuden vaihtelun sijaan ne kuvaavat ilmanpaineen vaihteluita. Ilma pyrkii virtaamaan korkean paineen alueilta kohti matalaa painetta. Voima, joka aiheuttaa ilman virtauksen, eli tuulen, on nimeltään painegradienttivoima. Painegradienttivoima on riippuvainen isobaarien paine-erojen suuruudesta sekä niiden etäisyydestä toisiinsa. Paine-erot voivat olla suuria, mutta kaukana toisistaan tai vastaavasti pieniä, mutta lähellä toisiaan. Molemmissa tapauksissa ilmavirtaan vaikuttavan voiman suuruus ja tuulen nopeus on sama. [16, s. 12–14.]

3.2 Coriolis-voima

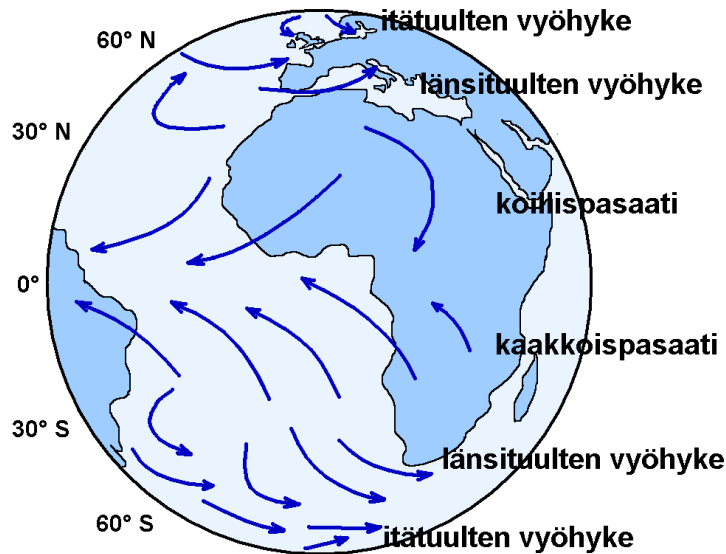
Auringon lämmittävä vaikutus vaihtelee Maapallolla sijainnin ja vuodenajan mukaan. Eniten Aurinko lämmittää päiväntasaajan aluetta, missä ilma on lämmintä ja sillä on pieni tiheys. Vastaavasti navoilla, jotka saavat vähemmän Auringon säteilyä, ilma on raskasta ja kylmempää. Päiväntasaajan lämmin ilma kohoaa pienestä tiheydestään johtuen ilmakehän yläosiin ja pyrkii liikkumaan kohti napoja. Ilmakehään on täten syntynyt paine-ero, jossa matalapaineen keskus on päiväntasaajalla ja korkeapaineen keskus navoilla. Paine-erot pyrkivät kuitenkin vaakatasossa tasoittumaan. Ilma alkaa painegradienttivoiman vaikutuksesta virtaamaan korkean paineen alueelta kohti matalamman paineen aluetta, napojen tiheä ilma pyrkii liikkumaan lähellä maan pintaa kohti päiväntasaajaa.

Ilman liike kohti päiväntasaajaa ei kuitenkaan ole suoraviivaista ja ilmavirta kaareutuu kohti länttä. Kaareutumisen aiheuttaa Coriolis-voimaksi kutsuttu näennäisvoima. Todellisuudessa ilmaan ei vaikuta mitään lännensuuntaista voimaa, vaan kyse on ainoastaan maanpinnan ja ilman hiukkasten liikkeestä suhteessa toisiinsa. Maapallo on pyörimisliikkeessä ja maanpinnan kehänopeus riippuu mittauspisteen etäisyydestä pyörimisliikkeen keskipisteestä eli navoista. Kuvitellaan tilanne, jossa kaksi henkilöä havainnoi liikettään avaruuden halki. Toinen henkilö on päiväntasaajalla ja toinen Helsingissä. Päiväntasaajalla oleva havainnoitsija on hyvin kaukana maapallon pyörimisliikkeen keskipisteestä, joten hänen kehänopeutensa on suuri. Vastaavasti Helsinki on verrattain lähellä pohjoisnapaa, joten kehänopeus on varsin pieni. Tällöin päiväntasaajalla oleva havainnoitsija liikkuu maapallon pyöriessä samassa ajassa helsinkiläistä paljon pidemmän matkan. Jos helsinkiläinen heittäisi päiväntasaajalla seisovalle kaverilleen pallon, maanpinta, ja kaveri päiväntasaajalla, ehtisivät pallon lennon aikana liikkua kohti itää ja pallo putoaisi maahan päiväntasaajalla seisovasta havainnoitsijasta katsottuna länteen. Mikäli pallo heitettäisiin päiväntasaajalta kohti Helsinkiä, se kaareutuisi kohti itää, sillä pallon heittäjällä on vastaanottajaa suurempi kehänopeus. Asiaa voi ajatella niin, että pallolla on heitettäessä sekä eteenpäin suuntautuvaa että kehänopeudesta johtuvaa suurta sivuttaista liikenopeutta. Pyörimisliike vaikuttaa samalla tavalla myös ilmavirtoihin. Korkealla ilmakehässä ilman siirtyessä päiväntasaajalta kohti napoja se kaareutuu itään. Vastaavasti lähempänä maanpintaa navoilta kohti päiväntasaajaa virtaava ilma kaareutuu länteen. [16, s. 16–20.]



Kuva 26. Ilmavirtaus päiväntasaajalta ei saavuta napoja ja laskeutuu hepoasteille [37].

Ilmavirtaukset päiväntasaajalta eivät kuitenkaan kulkeudu navoille saakka, vaan laskeutuvat 30°:n leveyspiireille eli niin sanotuille hepoasteille, jonne syntyy korkeanpaineen alueita ja mistä ilmavirrat siirtyvät lähellä maanpintaa kohti napoja ja päiväntasaajaa. Napoja kohti liikkuvat ilmavirrat kohtaavat navoilta tulevan ilman 60° leveyspiireillä ja kohoavat, jolloin alueelle syntyy matala paine (kuva 26). Coriolis-voiman vaikutuksesta päiväntasaajan ja hepoasteiden väliset tuulet, eli pasaatituulet, sekä napojen ja 60° leveyspiirien väliset tuulet, eli itätuulet, kaareutuvat länteen. Vastaavasti 30° ja 60° leveyspiirien väliset länsituuliksi kutsutut tuulet puhaltavat kohti itää (kuva 27). [16, s. 30–32.]

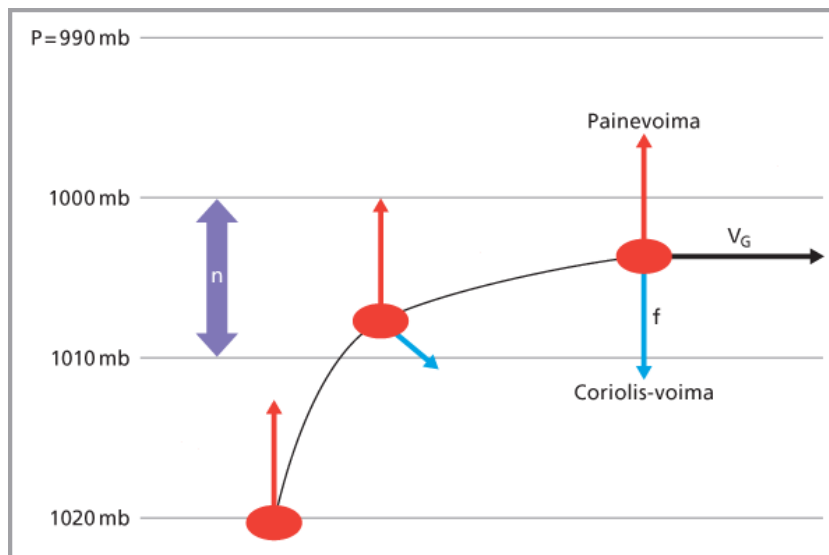


Kuva 27. Pasaati- ja itätuulet, sekä niiden virtaussuunnat ilmakehässä [37].

Syntyneillä, osittain pysyviksi painealueiksi kutsutuilla, matalan ja korkean paineen alueilla on suuri vaikutus Maapallon sääilmiöihin ja esimerkiksi maailman suurimmat aavikot löytyvätkin juuri näiltä korkean paineen alueilta. Osittain pysyvillä painealueilla on merkitystä myös tuulivoiman kannalta. Esimerkiksi hepoasteilla sijaitsevat korkeapaineet eivät yleisesti sovellu tuulivoimalle, koska puhaltavat tuulet ovat heikkoja. [16, s. 32–35.]

3.3 Yläilmakehän tuulet ja keskihakuvoima

Ilmakehän yläosissa, niin kutsutun rajakerroksen yläpuolella, syntyy virtauksia painegradienttivoiman vaikutuksesta. Ilma pyrkii virtamaan korkean paineen alueilta suoraan kohti matalan paineen alueen keskipistettä. Virtausnopeuden kasvaessa Coriolis-voiman vaikutus kasvaa ja se kaartaa virtauksia niin, että ne kääntyvät isobaarien suuntaisiksi, jolloin painegradienttivoima ja Coriolis-voimat ovat tasapainossa. Voimien tasapainottuessa kaartuminen loppuu ja virtauksen liike muuttuu suoraviivaiseksi (kuva 28). Tällaista virtausta kutsutaan geostrofiseksi tuuleksi. Coriolis-voima vaikuttaa vain suuriin virtauksiin ja siten geostrofista tuultakin esiintyy vain suurissa sääilmiöissä. Geostrofisen tuulen suurin vaikutus tuulivoiman kannalta on tuulivoimapuistojen sijainnin suunnittelussa. [16, s. 24.]

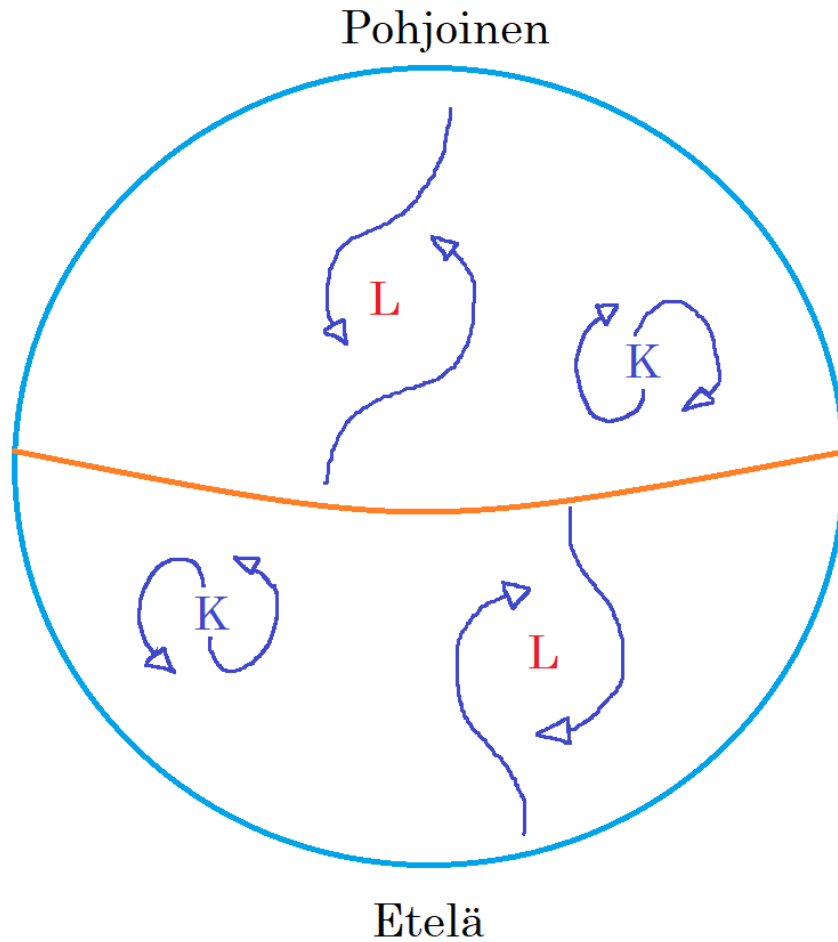


Kuva 28. Ilmavirtauksen liike muuttuu isobaarien mukaiseksi virtausnopeuden kasvaessa [38].

Toinen rajakerroksen yläpuolella puhaltava tuuli on nimeltään gradienttituuli. Geostrofisen tuulen tapaan gradienttituuli alkaa suoraviivaisena virtauksena isobaareja pitkin, mutta siihen vaikuttavat voimat eivät ole tasapainossa ja virtaus alkaa kaareutua ja kiertää painealueen keskipisteen ympäri. Kaareutumisen aiheuttaa kolmas tuuliin vaikuttava voima: keskihakuvoima. Virtaus etenee aluksi kuten kuvassa 28 suoraviivaisesti isobaareja pitkin. Painealueiden keskuksia ympäröivät isobaarit ovat kuitenkin muodoltaan ympyrän muotoisia, joten virtaus alkaa keskihakuvoiman vaikutuksesta kiertää isobaareja pitkin keskipisteen ympäri. Pohjoisella pallonpuoliskolla korkeapaineen keskuksia kiertävät virtaukset pyörivät aina myötäpäivään ja matalapaineen keskusta kiertävät virtaukset pyörivät vastapäivään. Tilanne on vastakkainen päiväntasaajan eteläpuolella. Gradienttituuli auttaa selventämään, miksi näin tapahtuu. [16, s. 25.]

Päiväntasaajalta kohti napoja liikkuvat ilmavirtaukset pyrkivät Coriolis-voiman vaikutuksesta kaartua aina kohti itää. Oletetaan, että kuva 28 kuvaa matalapaineen aluetta pohjoisella pallonpuoliskolla ja, että kuva on orientoitu ilmansuuntien mukaan ja pohjoinen on ylhäällä. Mikäli kuvassa etelän suunnasta tuleva ilmavirtaus kohtaisi matalapaineen alueen, alkaisi virtaus kääntyä Coriolis-voiman vaikutuksesta kohti itää isobaarien suuntaiseksi ja alkaisi lopulta keskihakuvoiman vaikutuksesta pyöriä vastapäivään. Vastavasti, mikäli ilmavirtaus tulisi pohjoisen suunnasta vaikuttaisi Coriolis-voima länteen ja virtaus alkaisi taas pyöriä vastapäivään keskuksen ympäri. Jos kyseessä olisi korkean

paineen alue, keskuksesta poispäin kohti pohjoista pyrkivä virtaus kaartuisi kohti itää ja alkaisi pyöriä keskuksen ympäri myötäpäivään. [16, s. 25.]



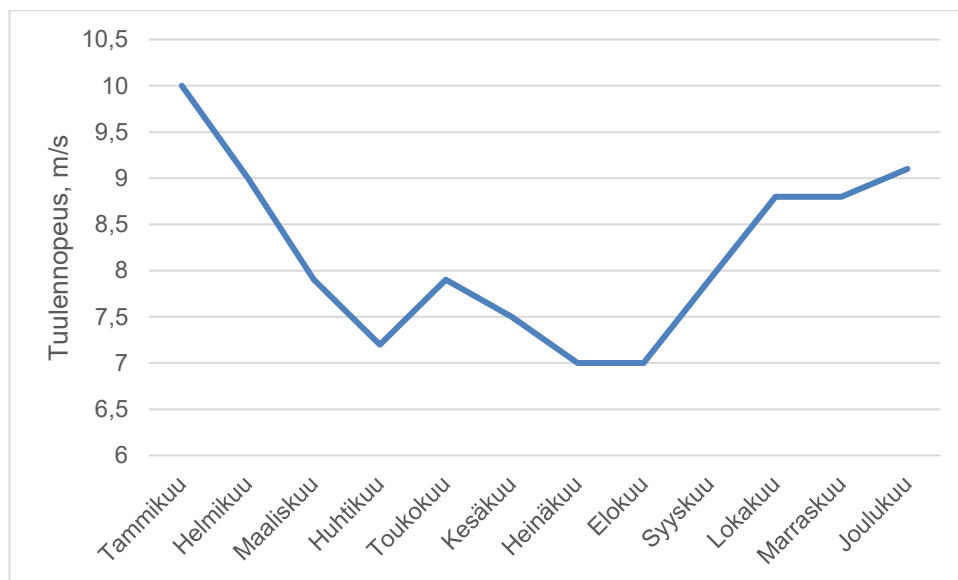
Kuva 29. Painealueiden pyörimissuunnat pallonpuoliskoilla

Päiväntasaajan eteläpuolella, koska Coriolis-voima pyrkii edelleen kääntämään pohjoisesta kohti etelänapaa liikkuvan virtauksen kohti itää, alkaa ilmavirta pyöriä matalapaineen keskuksen ympäri myötäpäivään ja korkeapaineen keskuksen ympäri vastapäivään. Ilmavirtojen pyörimissuunnat molemmilla pallonpuoliskoilla on esitetty kuvassa 29. [16, s. 25.]

3.4 Tuuli rajakerroksessa, tuulen vaihteluvälit ja kitka

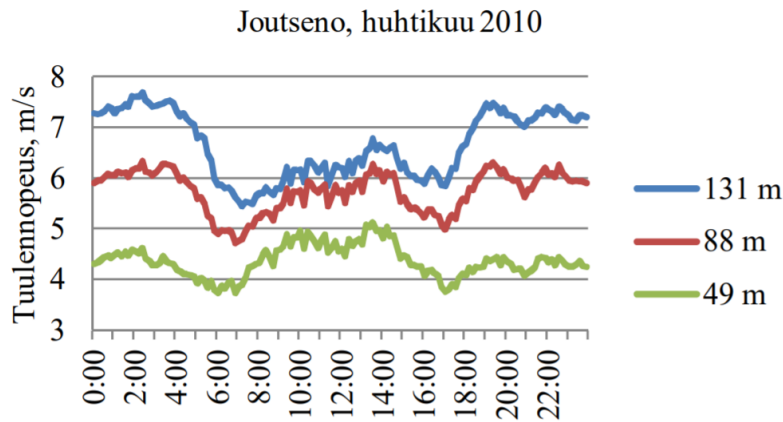
Rajakerros on ilmakehän noin kilometrin korkuinen alin kerros, joka on vuorovaikutuksessa maan pinnan kanssa. Maan pinnalla olevat esteet, kuten rakenteet tai maaston muodot, aiheuttavat ilman virtaukseen kitkaa ja turbulenssia. Maanpinnan hidastava vaikutus vähenee ja tuulen nopeus kasvaa korkeuden kasvaessa. [16, s. 21; 39]. Coriolisvoimalla ei ole suurta vaikutusta tuuliin rajakerroksessa, koska Coriolisvoiman vaikutus on riippuvainen virtauksen nopeudesta. Lähellä maan pintaa tuuli on kitkan vaikutuksesta hidastunut, joten Coriolisvoiman vaikutus on vähäinen ja ilmavirtaukset kääntyvät kohti painegradienttivoiman suuntaan. Pinnan esteet kuitenkin muuttavat virtausten suuntaa ja suurten maastonmuotojen takia virtaus voi kääntyä jopa 45 astetta. [16, s. 26–27]. Epätasaisen maaston muodoilla, kuten mäillä, harjanteilla ja laaksoilla, on merkittävä vaikutus ilman virtauksen käyttäytymiseen ja siten tuulivoiman sähkön tuottoon. [22, s. 48–49.]

Ilmakehän liikkeet ja tuulen suunta ja nopeus muuttuvat ajan ja paikan mukaan. Muutosten suuruus vaihtelee sekunneista kuukausiin ja senttimetreistä tuhansiin kilometreihin. Ajan suhteen vaihteluvälit voidaan jakaa vuotta pidempiin, vuosittaisiin, päivittäisiin ja päivää lyhyempiin muutoksiin, kuten turbulenssi ja tuulenpuuskat (kuvat 30 ja 31). Vaihtelua on myös tuulen suunnassa sekä maantieteellisten alueiden välillä. [10, s. 28–32.]



Kuva 30. Kuukausittainen tuulennopeuden keskiarvo Helsingin keskustassa 100 metrin korkeudella. Tiedot kerätty Tuuliatlakselta. [40]

Koska sähkön tuotantoon ja voimaloiden käyttöön liittyvät päätökset tapahtuvat noin viikon ajan jaksoilla [41, s. 1], on lyhyen aikavälin muutoksilla tuulen nopeudessa suuri vaikutus sähkön tuottajille.



Kuva 31. Tuulen nopeuden vuorokauden aikana tapahtuva muutos eri korkeuksilla Joutsenossa huhtikuussa 2010 [42, s. 17].

3.5 Tarve tuulen ennustamiselle

Tuulivoimalan sähkön tuotto on riippuvainen vallitsevasta tuulennopeudesta, eikä sitä kyetä säätelemään samalla tavoin kuin perinteisten voimalaitosten tuottoa. Tuulennopeus on luonteeltaan vaihtelevaa, joten myös voimalan sähkön tuotto vaihtelee, mikä aiheuttaa haasteita sähkön jakelussa. Ennusteiden tuottamisella pyritään varautumaan tuulivoimaloiden tuoton vaihteluihin. [43, s. 3–4; 43, s. 10.]

Verkko-operaattorin, kuten Fingridin, on huolehdittava, että tuotetun ja kulutetun sähkön määrä pysyy sähköverkossa tasapainossa. Jos kulutettavan sähkön määrä on tuotettua suurempi, verkko-operaattorin on tuotettava itse tai ostettava ulkopuolisilta tuottajilta tase-sähköä, jotta tuotanto saadaan nostettua kulutuksen tasolle. Sähkön tuottajat, kuten tuulivoimaloiden omistajat, lupautuvat tuottamaan tietyn määrän sähköä ja mikäli ne eivät pääse asetettuun tavoitteeseen, joutuvat ne maksamaan verkko-operaattorille tase-maksuja. Jos tuulivoiman tuottajilla on käytössään laadukkaista ja tarkkoja ennusteita, niillä on suurempi luotto tulevaan sähkön tuotantoon. Silloin ne uskaltavat myymään enemmän sähköä, jolloin niiden tuotot kasvavat. Lisäksi tarkoilla ennusteilla maksettavien tasemaksujen määrä pienenee. Mikäli verkko-operaattoreilla on käytössään tarkat

ennusteet tuulivoiman sähköntuotosta, ne tietävät milloin halpaa ja puhdasta tuulisähköä on tarjolla ja voivat ajaa alas perinteisiä voimalaitoksia, joiden käyttö on kalliimpaa ja saastuttavampaa. Ennusteet auttavat myös sähkön tuottajia suunnittelemaan huoltonsa niin, että ne voidaan suorittaa suotuisan sään aikana, jolloin huoltoon tarvittava aika lyhenee, eikä voimaloita tarvitse turhaa pitää pois päältä. [45, s. 65–66.]

Tuulivoiman ennusteet keskittyvät alle seitsemän päivän ennusteisiin, sillä sähkön myynti sekä sähköverkon hallinta, kuten kulutuksen seuranta, verkon tasapainotus, voimaloiden valmiustilaan asettaminen sekä verkon ja voimaloiden huollon aikatauluttaminen, tapahtuvat tällä aikavälillä. [41, s. 1]. Suomessa tuulivoiman ennusteita tuottavat mm. Ilmatieteen laitos, Fortum ja Axpö [46; 47].

4 Tuuliennustemallit

Tuulen ennustamiseen käytetyt mallit voidaan jakaa kahteen kategoriaan; deterministiset mallit sekä todennäköisyysmallit. Deterministiset mallit antavat ennusteeksi yhden yksiselitteisen luvun, kun todennäköisyysmalli antaa ennusteeksi jonkin ennustevälin, jonka sisään ennustettavat arvot sijoittuvat. Nykyiset tuulivoiman ennustamiseen käytetyt mallit ovat luonteeltaan useimmiten deterministisiä. [48, s. 1–2; 49, s. 256; 50, s. 683]. Tuuliennusteita tuotetaan useille eri aikaväleille: hyvin lyhyistä ennusteista, joiden pituus vaihtelee minuuteista tunteihin, pitkiin ennusteisiin, joiden aikaväli on tunneista päiviin, viikkoihin ja kuukausiin. Lyhyitä ennusteita käytetään sähkön tuoton ennustamiseen sekä sähköverkon kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpitoon, ja pidempiä ennusteita muun muassa voimaloiden huollon suunnitteluun. [48, s. 1.]

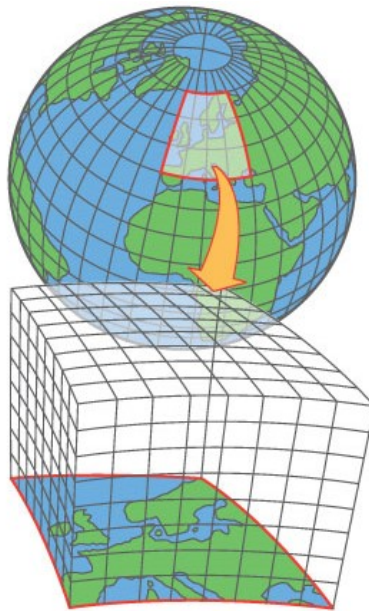
4.1 Deterministinen ennuste

Tuulivoiman tuoton ennustamiseen käytettyjä deterministisiä malleja voidaan luokitella monella tapaa, mutta yleinen tapa on jakaa mallit fysikaalisiin, tilastollisiin ja hybridimalleihin [51, s. 771; 52, s. 3–4]. Tyypillisesti sekä tilastolliset että fysikaaliset mallit käyttävät pohjanaan numeerista säänennustamista (eng. numerical weather prediction, NWP) [53,

s. 1, 54, s. 1]. Numeerinen säänennustaminen perustuu tietokoneilla tuotettuihin malleihin, jotka ratkaisevat ilmakehän toimintaa ja muutoksia kuvaavia yhtälöitä [55, s. 3193]. NWP-malleissa käytettävät ilmakehän toimintaa kuvaavat yhtälöt ovat

- liikemäärän säilymlaki (Newtonin toinen laki)
- massan säilymlaki
- energian säilymlaki (termodynamiikan ensimmäinen pääsääntö)
- ideaalikaasulaki
- veden massan säilymlaki [55, s. 3193; 56, s. 5].

Numeerisessa säänennustamisessa ilmakehä jaetaan vaakatasossa ruudukkoon sekä pystytasossa useaan eri kerrokseen. Ruudukko ja kerrokset muodostavat yhdessä kolmiulotteisen hilaruudukon (kuva 32), jonka yksittäisen ruudun keskipisteessä vallitsevat sääolot lasketetaan edellä mainittujen yhtälöiden avulla. Laskennan tulokset kuvaavat kolmiulotteisen ruudun keskimääräisiä sääolosuhteita. Pisteiden lukumäärä ja etäisyys toisistaan määrittävät ruutujen koot eli mallin resoluution. Korkearesoluutioinen malli antaa tarkemman kuvan ilmakehän liikkeistä ja liikkeisiin vaikuttavista maastonmuodoista, mutta vaatii tehokkaampia ja nopeampia tietokoneita mallin luomiseksi. [43, s. 8; 55, s. 3193–3194.]



Kuva 32. NWP-mallin kolmiulotteinen hilaruudukko [57].

Euroopassa käytettyjen NWP-mallien horisontaalisen ruudukon resoluutio vaihtelee parista kilometristä useaan kymmeneen, jopa satoihin kilometreihin [43, s. 10]. Suomessa Ilmatieteen laitos käyttää lyhyen aikavälin sääennusteiden luomiseen numeerisia HIRLAM- ja HARMONIE-sääennustemalleja. HIRLAM on pohjoismaiden sekä Viron, Liettuan, Alankomaiden, Irlannin ja Espanjan kanssa yhteistyössä kehitetty numeerinen sääennustemalli, jonka RCR-version vaakasuora resoluutio on 7,5 km. HARMONIE on HIRLAM-ohjelman ja ranskalaisen Aladin-sääennusteohjelman yhteistyössä luotu malli, jonka resoluutio on 2,5 km. [58.]

Tuulivoimassa käytetyt fysikaaliset mallit perustuvat NWP-ennusteiden muokkaamiseen tuulivoimapuiston ympäristöön sopivaksi. NWP-malleissa käytettyjen ruutujen koko ei yleisesti ole riittävän pieni, jotta mallien tuottamaa tietoa tuulen nopeuksista voisi suoraan hyödyntää luotettavasti tuulivoimaloiden tehon laskennassa. Mallin tuottamia arvoja on muokattava niin, että ne ottavat huomioon tuulivoimapuistolle ominaiset piirteet, kuten voimaloiden napakorkeus ja maantieteellisen sijoittelu sekä maastonmuodot ja mahdolliset esteet, jotka vaikuttavat tuulen virtaukseen. Kun tarkka ennuste tuulen nopeudesta on saavutettu, arvot sijoitetaan turbiinin tehokäyrään ja tulokseksi saadaan ennuste tuulivoimalan tehosta. [43, s. 17; 53, s. 2; 59, s. 763; 60, s. 2.]

Tilastollisissa malleissa tuulivoimalan tuoton ennuste luodaan puhtaasti tilastollisin menetelmin. Mallin luomiseksi tuulivoimalan aikaisemmasta sähköntuotosta ja tuoton aikana vallinneista sääoloista kerätään dataa. Historiallista tuottoa ja vallinneita sääoloja verrataan toisiinsa ja niiden välille pyritään luomaan tilastollinen yhteys sekä luomaan tilastollinen malli, jolla kyetään ennustamaan tuulivoimalan sähköntuottoa tulevaisuudessa. Näin pystytään luomaan ennuste tuulivoimalan tuotosta suoraan NWP-mallin perusteella syöttämällä sääennusteen parametrejä luotuun tilastolliseen malliin. Tällä tavoin ennusteen luominen yksinkertaistuu eikä numeerisessa sääennustuksessa tarpeellisia tuulivoimapuiston ominaispiirteitä tarvitse huomioida. Esimerkki tilastollisesta mallista on tanskalainen WPPT. [53, s. 1–2; 60, s. 3.] Tekoälyyn perustuvat ennustemallit hyödyntävät koneoppimista, kuten neuroverkkoja tai sumeaa logiikkaa, ja tilastollisten mallien tapaan etsivät yhtäläisyyksiä historiallisen sähköntuoton ja vallinneiden sääolojen väliltä. [41, s. 4.]

Lyhyen aikavälin ennusteiden luomiseen käytetään jatkuvuusennusteita. Malli on hyvin yksinkertainen ja olettaa, että sääolot pysyvät tulevaisuudessa samanlaisina kuin ne ovat nykyhetkellä. Jatkuvuusmallit ovat myös fysikaalisia ja tilastollisia malleja tarkempia alle kuuden tunnin ennusteita tehtäessä, mutta tarkkuus alenee nopeasti ennustettavan ajan pituuden kasvaessa. [61, s. 2; 62, s.162.]

Hybridimallit ovat usean eri mallin yhdistelmiä. Ne voivat koostua fysikaalisten ja tilastollisten mallien yhdistelmästä, ennustettavan ajan pituudelta erilaisten mallien yhdistelmästä, tekoälymallin sekä fysikaalisen tai tilastollisen mallin yhdistelmästä tai erilaisten tilastollisten tai tekoälymallien yhdistelmästä. Yksittäisestä mallista saatava tiedon määrä on rajallinen ja tavoitteena on hyödyntää erilaisten mallien vahvuuksia ja siten parantaa ennusteen tarkkuutta. [61, s. 3; 62, s. 165; 63, s. 12.]

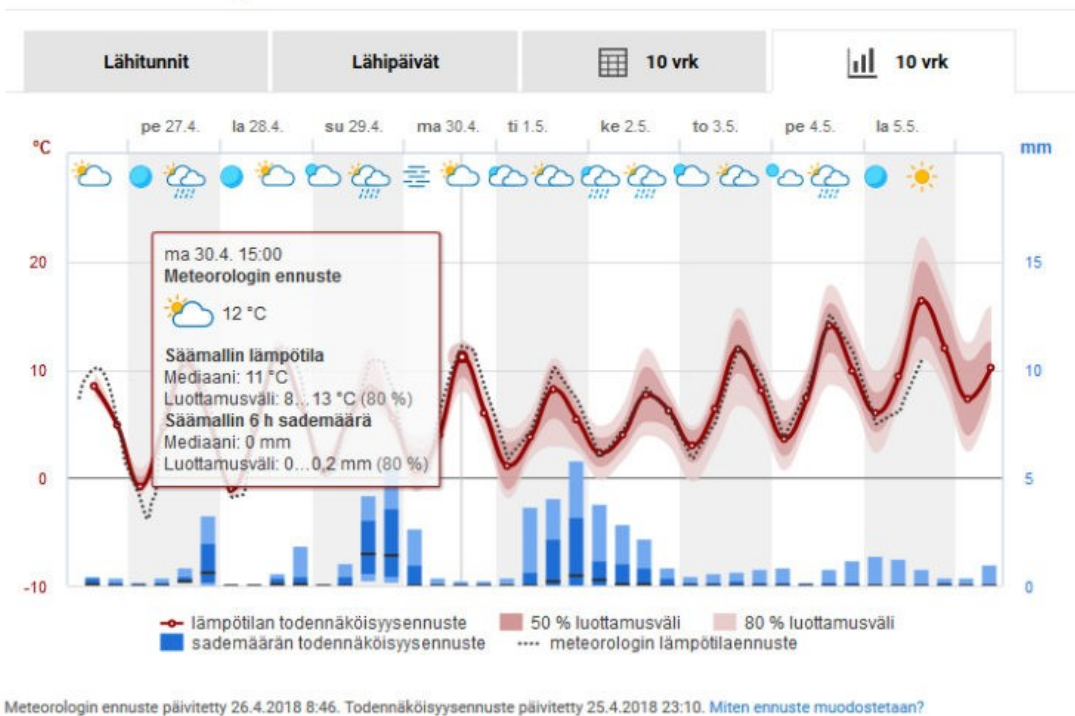
4.2 Todennäköisyysennuste

Toisin kuin deterministiset ennusteet, jotka tuottavat pistemäisiä ennusteita, todennäköisyysennusteet perustuvat yhden tai useamman tapahtuman todennäköisyyden selvittämiseen. Tuulivoiman sovelluksissa todennäköisyysennusteita käytetään joko determinististen ennusteen virheen arviontiin tai sellaisenaan tuulivoimalan sähkön tuoton ennustamiseen. [50, s. 683–684.]

Esimerkki deterministisen ennusteen virheen arvioinnista on saksalainen ennustusjärjestelmä Previento. Saksalaiseen Lokalmmodell-nimiseen NWP-malliin perustuva järjestelmä tuottaa käyttäjälle tietoa tuuliennusteen ja tuulivoimapuistojen sähkön tuoton epävarmuuksista. Tuuleen liittyvä epävarmuus määritetään jakamalla mahdolliset sääolosuhteet helposti ja vaikeasti ennustettaviin tilanteisiin. Esimerkiksi syksyisin ja keväisin yleiset matalan paineen rintamien liikkeiden ennustamiseen NWP-malleilla liittyy suuri epävarmuus. Vastaavasti kesäisin ja talvisin yleisemmät vakaat korkeapaineen alueet ovat helpommin ennustettavissa. Näin voidaan vallitsevan sään perusteella arvioida, kuinka suuri tuuliennusteeseen liittyvä epävarmuus on. Seuraavaksi luodaan ennuste tuulipuiston sähkön tuotosta sijoittamalla tuuliennuste epävarmuuksineen voimaloiden tehokäyriin. Lopuksi paikallisten tuulivoimapuistojen tuoton epävarmuus määritetään sääolosuhteiden, yksittäisten turbiinien käyttäytymisen sekä tuulivoimapuistojen alueellisen sijoittelun perusteella. [53, s. 2–3; 64, s. 1–3.]

Yleinen tuulivoimateollisuudessa käytetty todennäköisyysennuste on parviennuste. Kuiten muitakin todennäköisyysennusteita, parviennusteita käytetään joko olemassa olevan ennusteen virheen arviointiin tai uuden ennusteen luomiseen. [65, s. 1.] Parviennuste koostuu nimensä mukaan usean eri NWP-ennusteen joukosta, eli parvesta. Parven ennusteet luodaan ajamalla NWP-malli useaan kertaan erilaisilla lähtöarvoilla tai käyttämällä ennusteiden luomiseen erilaisia laskentatapoja ja meteorologisia malleja. NWP-mallin alkutilanteen arvioinnin sekä ilmakehän liikkeiden ja ominaisuuksien kuvaamisen tarkkuus on rajallista. Syntyneet virheet voivat kertaantua ajan kuluessa, mikä voi johtaa huomattavan suuriin virheisiin ennustetuissa sääoloissa. Parviennusteiden tavoitteena on määrittää epävarmuuksien suuruus ja kuvata sitä. [41, s. 3; 66, s. 1; 67, s. 809, 811–812; 68, s. 2.] Ennusteiden tuottamia arvoja verrataan toisiinsa, ja mitä lähempänä ennustetut arvot ovat toisiaan, sitä pienempi on ennusteen epävarmuus. Usean ennusteen joukko antaa siten yhtä ennustetta tarkemman arvon. [41, s. 3; 68, s. 30.]

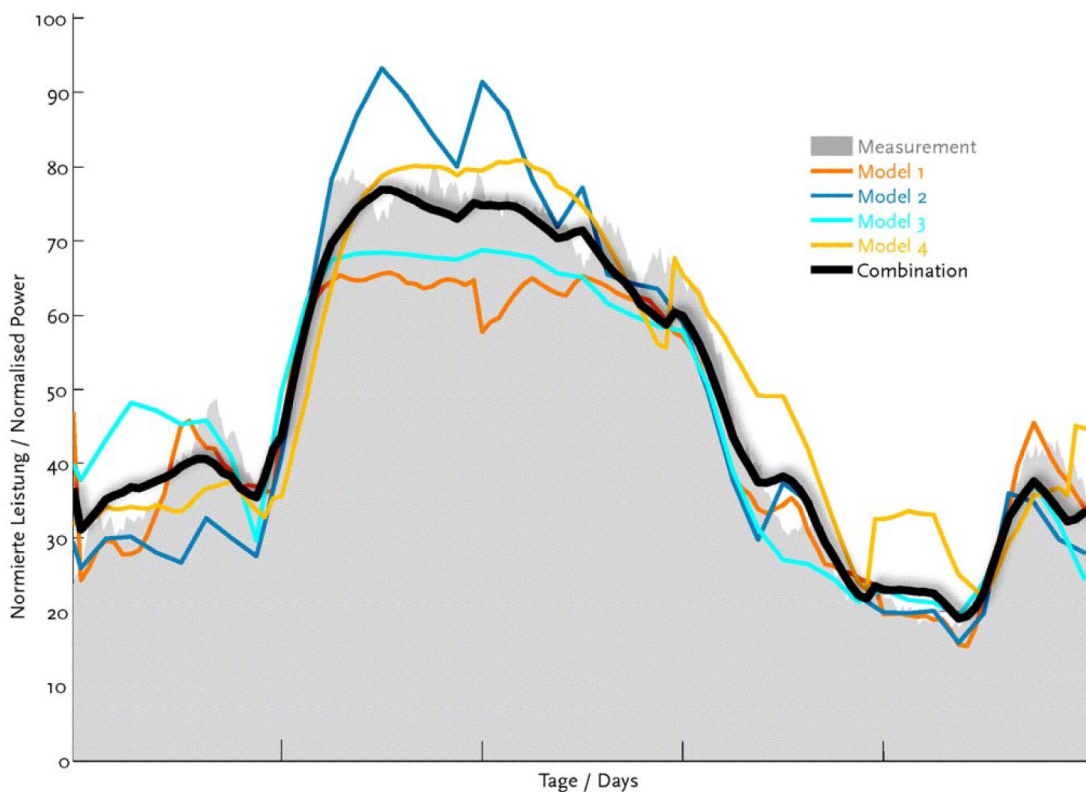
Sääennuste Seinäjoki



Kuva 33. Sääennuste, jossa ennustettu lämpötila kuvattu punaisella viivalla. Tummanpunainen alue viivan ympärillä kuvaa 50 %:n luottamusväliä ja vaaleanpunainen alue 80 %:n luottamusväliä [69].

Kuvassa 33 on Ilmatieteen laitoksen tuottama sääennuste. Ennuste on luotu Euroopan keskipitkien ennusteiden keskuksen ECMWF:n tuottamalla parviennusteella. Lämpötilaa kuvaava viiva on parven ennusteiden mediaani, ja punaiset alueet viivan ympärillä kuvaavat eri luottamusvälejä. Luottamusväli kuvaa hajontaa, jonka sisään lämpötilan arvojen voidaan ilmoitetulla todennäköisyydellä olettaa sijoittuvan. [69.] Parven yksittäiset ennusteet eroavat toisistaan ja mitä suurempaa osaa ennusteista tarkastellaan, sitä suurempi on ennustearvojen hajonta. Hajonnan kasvaessa kasvaa myös todennäköisyys, että todellinen lämpötila tulee sijoittumaan tarkasteltavien arvojoukon väliin. Kuvasta on myös huomattavissa, että luottamusvälien hajonta kasvaa ennusteen pituuden kasvaessa. Ilmakehän liikkeitä määrävien prosessien kaoottisen luonteen takia pienetkin erot ennusteiden lähtöarvoissa johtavat nopeasti suuriin eroihin ennustetuissa lämpötiloissa [53, s. 4].

Saksan ympäristöministeriö rahoitti tutkimusta, jossa yhdistettiin useita eurooppalaisia NWP-malleja tarkemman tuulivoimaennusteen saavuttamiseksi [53, s. 4–6]. Kuvassa 34 näkyy, kuinka yksittäisten NWP-mallien tuottamien ennusteiden välillä on suuria eroja, mutta niiden yhdistelmä kuvaa varsin tarkasti voimalan todellista sähkön tuottoa.



Kuva 34. Usean NWP-mallin yhdistelmä tuottaa yksittäisiä ennusteita tarkempia tuloksia. Harmaalla esitetään mitattu tuulennopeus. Ennustemallit esitetään eri värisillä käyrillä ja niiden yhdistelmä mustalla. [53.]

5 Ennustemallien vertailu ja tulevaisuudennäkymät

Tuuliennusteita tuottavia malleja tuotetaan useille eri aikaväleille eikä raja-
aus ole selkeä, mutta ne voidaan kuitenkin karkeasti jakaa alle kahdeksan tunnin ennusteisiin, päivän-
nusteisiin ja usean päivän ennusteisiin. Mallien ominaisuudet määrittävät, millaisiin käyt-
tökohteisiin ja millaisille aikaväleille ne soveltuvat. [51, s. 771.]

5.1 Deterministiset ennusteet

Aikavälillä kolmesta kuuteen tuntiin yksi tarkimmista tavoista tuottaa ennusteita on jatku-
vuusennusteet. Ne ovat myös muita vaihtoehtoja yksinkertaisempia ja halvempia, mutta
kuten luvussa 4.1 mainittiin, niiden tarkkuus laskee nopeasti ennusteen pituuden kasva-

essa. Jatkuvuusennusteita käytetäänkin usein myös muiden ennusteiden tulosten arviointiin. [61, s. 2–4; 62, s. 162.] Tekoälymallien kehittämien on haastavaa, eivätkä ne ole tuulivoimateollisuudessa yleisessä käytössä. Niillä on kuitenkin potentiaalia tuottaa jatkuvuusennusteitakin parempia ennusteita [70, s. 26; 71, s. 2]. Myös tilastollisia ennusteita käytetään lyhyen aikavälin ennustamiseen [61, s. 2]. Tilastollisten mallien tuottamiseen tarvitaan mittausaineistoa tuuliolosuhteista pitkältä aikaväliltä ja mallien kehittäminen on työlästä. Tilastollisten mallien on myös vaikea ennustaa harvinaisia sääolosuhteita, jos niitä ei ole tapahtunut riittävän usein mallin kehittämiseen käytetyn aineiston keräämisen aikana. Harvinaisten sääolosuhteiden ennustaminen tärkeää, sillä muussa tapauksessa ne voivat aiheuttaa suuria virheitä ennustetussa sähkön tuotossa. [53, s. 2.] Tilastolliset mallit on mahdollista räätälöidä tietylle alueelle, jolloin ennusteen virheen mahdollisuus pienenee [53, s. 2]. Tekoälyyn perustuvat tilastolliset mallit ovat perinteisiä tilastollisia malleja tarkempia lähes kaikilla aikaväleillä [61, s. 3].

NWP-ennusteissa käytetyt meteorologiset mallit ajetaan yleensä pari kertaa päivässä, minkä takia ne eivät sovellu erittäin lyhyille aikaväleille. NWP-mallit soveltuvatkin parhaiten muutaman tunnin ja sitä pidemmän aikavälin sekä suurien alueiden ennusteiden luomiseen. NWP-ennusteiden tarkkuutta on mahdollista kasvattaa käyttämällä NWP- ja tekoälymallin yhdistelmää. [61, s. 3; 72, s. 919]. NWP-mallit luodaan supertietokoneilla ja tarvitsevat suuren määrän dataa [62, s. 163]. Lisäksi, kuten luvussa 4.1. kerrottiin, NWP-mallin tuottamaa tietoa ei voida suoraan käyttää ennusteiden luomiseen vaan se on muokattava alueelle sopivaksi. NWP-mallin tarkkuutta on mahdollista parantaa yhdistämällä se tilastollisen mallin tai tekoälymallin kanssa sekä luomalla parviennuste useasta NWP-mallista [53, s. 3–5; 61, s. 5; 72, s. 916–917, 919; 73, s. 49].

Determinististen ennusteiden tarkkuutta on mahdollista kasvattaa myös yhdistämällä ne tekoälymallien kanssa [41, s. 4–5; 61, s. 5; 49, s. 267]. Tekoälymallien kehittäminen on kuitenkin vaativaa, minkä takia ne eivät ole nykypäivänä suosituimpia [70, s. 28; 71, s. 2]. Tarkkuutta voitaisiin parantaa myös hyödyntämällä tuulivoimapuistojen olemassa olevaa mittauslaitteistoa sekä puistojen läheisyydessä sijaitsevia meteorologisia mittausasemia, mukaan lukien läheiset tuulipuistot [49, s. 267].

Sähköverkon ylläpitäjien on verkon toiminnan varmistamiseksi tiedettävä tarkkaan myytävän sähkön määrä. Deterministiset piste-ennusteet, toisin kuin todennäköisyssennusteet, antavat suoraan tiedon tuotettavan sähkön tarkasta määrästä. Piste-ennustemallit

ovat yksinkertaisempia kehittää, koska niiden täytyy tuottaa ainoastaan tarkka ennuste eikä tietoa epävarmuudesta. Ja vaikka piste-ennusteet ennusteet eivät suoraan kerro ennusteen epävarmuutta, on se silti tilastollisesti selvitetävissä. Myös työkalut determinististen ennusteiden luomiseen helposti saatavilla ja toimiviksi todettuja. Piste-ennusteet voivat myös tuottaa todennäköisyysennusteita keskiarvoisesti tarkempia ennusteita, sillä ne voivat keskittyä tuottamaan tarkkoja ennusteita ja jättää huomioimatta todennäköisyydet. Koska niiden toimintatapa on yksinkertaisempi, ne ovat myös asiantuntijoita laajemman yleisön ymmärrettävissä. [73, s. 23–24.]

5.2 Todennäköisyysennusteet

Kun epävarman ja katkonaisen tuulienergian osuus energian tuotannosta kasvaa, determinististen ennusteiden tarkkuus ei tule riittämään sähkön kaupankäyntiin liittyvien päätösten, kuten tarjousstrategioiden, tekoon. Todennäköisyysennusteilla on mahdollista pienentää tuulienergiaan liittyviä taloudellisia ja teknisiä riskejä [49, s. 258 & 268]. Deterministisiin ennusteisiin liittyvä epävarmuus on mallista riippuvainen, eivätkä sääolot vaikuta epävarmuuden suuruuteen. Piste-ennusteista poiketen todennäköisyysennusteilla kyetään antamaan arvio jokaisen ennustettavan tilanteen epävarmuudesta. Todennäköisyysennusteilla pystytään tekemään parempia tarjouksia tulevasta sähköntuotosta ja kasvattaa tuottoja sekä arvioimaan todennäköisyyttä suurille ennustevirheille, joilla on suuri vaikutus verkoin toimintaan. [49, s. 259; 50, s. 1; 73, s. 23–24.] Niiden arvoa lisää myös se, että toisin kuin piste-ennusteilla, todennäköisyysennusteilla tuulivoiman kaupankäynti- ja hallintostrategiat on mahdollista räätälöidä asiakkaan tarpeiden mukaisiksi [65, s. 6]. Pitkällä aikavälillä, päivistä viikkoihin ja viikoista vuosiin, NWP-malleilla tuotetut parviennusteet ovat yksittäisiä NWP-ennusteita parempia. Parviennusteet sopivat siis hyvin myös pidemmän aikavälin kaupankäyntiin sekä sähkön tuotantomäärän, voimaloiden valmiustilaan asettamisen sekä huollon suunnitteluun. [49, s. 264.]

Tuulivoiman tuottajat saattavat jatkaa determinististen ennusteiden käyttöä, sillä ne ovat helpommin ymmärrettävissä. Todennäköisyysennusteiden tuottaminen on kallista ja tulosten verifiointi vaikeaa. Tuulivoiman lisääntyessä deterministiset ennusteet eivät kykene vastaamaan tuulivoiman päätöksentekoon liittyviin kysymyksiin tuotannon epävar-

muudesta. Todennäköisyysennusteiden lisääntyminen auttaisi kasvattamaan tuulivoiman osuutta markkinoilla. Todennäköisyysennusteiden tutkimus on kuitenkin vielä alkutekijöissä. [49, s. 267.]

5.3 Ennusteiden kehitys tulevaisuudessa

Kun tuulivoiman osuus maailman energiantuotannosta kasvaa, tuulivoimaan liittyvät ongelmat sähköverkon hallinnassa ja tuoton suunnittelussa korostuvat, mikä kasvattaa laadukkaiden ennusteiden tarvetta [44, s. 2; 59, s. 763]. Ennustettavien suureiden valinnalla on suuri vaikutus ennusteen tarkkuuteen. Tuuliturbiinin tuottaman teho kasvaa nopeasti turbiinin käynnistymisnopeuden ja nimellistuulennopeuden välillä. Turbiinin valmistajan antaman tehokäyrän käyttö ennusteita tehtäessä ei takaa tarkkaa ennustetta, sillä pienetkin muutokset tuulen nopeudessa aiheuttava suuria muutoksia tuotettuun tehoon. Yhdistämällä tehokäyrään voimalan tuoton ja tuulennopeuden lisäksi tuulen ennustetun suunnan voidaan saavuttaa suurempi ennustetarkkuus. [59, s. 773] Tarkkuutta voidaan parantaa lisäämällä ennustemalleihin myös muita mittaussyötteitä, kuten mittaustietoa sääasemilta, tieto tuulen nopeudesta turbiinin navan korkeudella, ilman lämpötila ja paine, lapojen ja nasellin suuntaus, sekä huomioimalla ilman virtauksen muutos voimalan kohdalla ja sen vaikutus virtaukseen koko tuulivoimapuiston alueella [59, s. 773 & 775; 74, s. 16–17; 75, s. 16].

Tuulivoiman tuottajan on saatava ennuste jokaisen tuulivoimapuistonsa sähkön tuotosta. Sen sijaan, että jokaiselle puistolle tuotettaisiin oma ennuste, on nopeampaa käsitellä aluetta kokonaisuutena ja tuottaa ennuste alueen puistojen yhteenlasketusta sähkön tuotosta. Alueellisella ennustamisella on myös mahdollista saada tarkempi kuva yhteenlasketusta tuotosta, sillä yksittäisten puistojen tuoton vaihtelut tasoittuvat laajempaa kokonaisuutta tarkasteltaessa. Lisäksi sillä on potentiaalia olla hyödyksi sähköverkon ylläpitäjille harvinaisten sääilmiöiden ennustamisessa. Myrskyennusteiden kehittäminen auttaisi myös sähkön tuottajia suojaamaan voimaloitaan sään aiheuttamilta vaaroilta. [59, s. 769, 773 & 775.]

Tietokoneiden laskentatehon kasvu ja hinnan lasku sekä ilmakehästä saatavilla olevan datan tehokkaampi hyödyntäminen mahdollistavat tarkempien NWP-ennusteiden kehittä-

tämisen. Laskentatehon kehitys mahdollistaa myös useampien NWP-mallien käytön parviennusteissa. [75, s. 11 & 26.] NWP-mallien tarkkuutta on myös mahdollista parantaa huomioimalla paikalliset sääolosuhteet paremmin [59, s. 775]. Huomattava parannus ennusteen tarkkuuteen on saavutettavissa myös poistamalla ennusteesta virheitä Kalman-suotimen avulla. [59, s. 772–773; 74, s. 15.] Kalman-suodin on algoritmi, jolla mittauksista voidaan poistaa ei-toivottua dataa, ennustamaan systeemin tulevaa tilaa ja korjaamaan häiriösignaalien aiheuttamaa virhettä [76, s. 14; 77, s.1]. NWP-mallit ovat myös hyvä sovelluskohde kvanttietokoneille, mikäli ne tulevaisuudessa saapuvat markkinoille. Lisäksi NWP-mallien ja niiden mittausdatan avoimemmalla saatavuudella sekä pilvipalveluiden kustannusten laskulla on potentiaalia parantaa tuulivoiman tuottajien mahdollisuuksia kehittää omia ennusteita. [75, s. 17] NWP-malleja on mahdollista parantaa myös käyttämällä uusia datan lähteitä, kuten lentokoneita, valotutkaa (eng. lidar) tai jopa matkapuhelimissa olevia paineantureita. NWP-mallien tärkein tiedonlähde on satelliitit, mutta suuri osa satelliittien tuottamasta datasta on nykyisellään hyödyntämättä. Uusien satelliittien tuottamalla tarkemmalla datalla ja sen tehokkaalla käytöllä on mahdollista kehittää parempia ennusteita. [75, s. 11–12.]

Technological University Dublinin vuonna 2016 julkaiseman kyselytutkimuksen mukaan todennäköisyysennusteiden kysynnän ennustetaan kasvavan tulevaisuudessa, mutta nykyisellään mielenkiintokiinto kansainvälisellä energiasektorilla ennusteita kohtaan on pientä ja tietoisuus todennäköisyysennusteiden käyttökohteista energiantuotannossa on vähäistä. Tutkimuksen mukaan todennäköisyysennusteisiin liittyvän tietämyksen lisääminen sekä niiden käytön kannustaminen ovat tarpeen [78, s. 8–9].

6 Yhteenveto

Tuulivoiman osuuden maailman energian tuotannosta kasvaessa tarkkojen ennusteiden merkitys korostuu. Tuulen ennustamisesta tuulivoiman viitekehityksessä on tarjolla varsin niukasti suomenkielistä kirjallisuutta. Tämän työn tavoitteena oli tutustuttaa lukija tuulivoimateollisuudessa käytettyihin ennusteisiin ja pohjustaa niitä esittelemällä tuulivoimatekniikan perusteet. Työssä esiteltiin tuulivoimaloiden rakenne ja toimintapa sekä tuulen sähköksi muuttamisen periaatteet. Lisäksi työssä käsiteltiin determinististen ennusteiden ja todennäköisyysennusteiden periaatteet ja niiden yleisimmät ennustetyypit. Lopuksi

vertailtiin ennusteiden suoriutumista eri aikaväleillä ja käyttökohteissa sekä pohdittiin ennusteiden tulevaisuudennäkymiä.

Tuuliennusteiden kirjo on suuri ja monipuolinen; osa on periaatteiltaan yksinkertaisia ja halpoja, toisaalta osan tuottaminen vaatii supertietokoneita ja suuret resurssit. Usein ennusteet ovat kuitenkin toimintavoiltaan monimutkaisia ja tämä työ pyrkiikin esittelemään ennusteiden toimintatavat yleisluonteisesti tavalla, joka on helposti ymmärrettävissä. Työ keskittyy tuulivoimaloiden käytön ajan ennusteisiin. Kokonaisvaltaisemman kuvan saavuttamiseksi olisi hyvä perehtyä myös tuulivoimapuistojen suunnitteluun ja sen aikana tarvittaviin tuuliennusteisiin. Syvempi perehtyminen myös työssä lyhyesti käsiteltyihin tuulen paikallisiin muutoksiin ja niiden vaikutuksiin tuulivoimalan sähköntuottoon auttaisi lukijaa hahmottamaan tuuliennusteisiin liittyvää kokonaisuutta.

Lähteet

- 1 Tuulivoima. Verkkoaineisto. Motiva Oy. <https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/tuulivoima>. Päivitetty 7.8.2020. Luettu 23.12.2020.
- 2 Renewable Energy in Finland. Verkkoaineisto. Työ- ja elinkeinoministeriö. <https://tem.fi/en/renewable-energy>. Luettu 22.12.2020.
- 3 2030 climate & energy framework. Verkkoaineisto. Euroopan komissio. <https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en>. Luettu 22.12.2020
- 4 Anni Sinnemäki, Ultra Bra. Verkkoaineisto. Wikipedia. <https://fi.wikipedia.org/wiki/Anni_Sinnem%C3%A4ki#Ultra_Bra>. Luettu 22.12.2020.
- 5 Tuulivoimatilastot 2019. Verkkoaineisto. Suomen Tuulivoimayhdistys ry. <<https://tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tilastot-2/tuulivoimatilastot>>. 4.2.2020. Luettu 22.12.2020
- 6 Brink, Päivi. 2020. Tuulivoiman kasvu yllätti kaikki. Verkkoaineisto. FINGRID-lehti. <<https://www.fingridlehti.fi/tuulivoiman-kasvu-yllatti/>>. 7.10.2020. Luettu 22.12.2020
- 7 Vakkilainen, Esa & Kivistö, Aija. 2017. Sähkön tuotantokustannusvertailu. Tutkimusraportti. LUT-yliopisto. LUTPub-tietokanta.
- 8 Taylor, Michael; Ralon, Pablo; Anuta, Harold & Al-Zoghoul, Sonia. 2020. Renewable Power Generation Costs in 2019. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- 9 Prakash; Gayathri & Anuta, Harold. 2019. Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper). Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- 10 Manwell, James F.; McGowan, Jon G. & Rogers, Anthony L. 2009. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application. 2nd ed. Chichester: John Wiley & Sons Ltd.
- 11 Tuulivoimateknologia. Verkkoaineisto. Motiva Oy. <https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/tuulivoima/tuulivoima_suomessa/tuulivoimateknologia>. Päivitetty 13.11.2020. Luettu 22.12.2020.
- 12 Rakenteilla olevat hankkeet. Verkkoaineisto. Suomen Tuulivoimayhdistys ry. <<https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/rakenteilla-olevat-hankkeet>>. Päivitetty 14.12.2020. Luettu 20.12.2020.

- 13 Toiminnassa olevat & puretut voimalat. Verkkoaineisto. Suomen Tuulivoimayhdistys ry. <<https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/rakenteilla-olevat-hankkeet>>. Luettu 20.12.2020.
- 14 Kozak, Peter. 2014. EFFECTS OF UNSTEADY AERODYNAMICS ON VERTICAL-AXIS WIND TURBINE PERFORMANCE. Diplomityö. Illinois Institute of Technology.
- 15 Bukala Jakub; Damaziak, Krzysztof; Kroszczynski, Krzysztof; Malachowski, Jerzy; Szafranski, Tomasz; Tomaszewski, Michal; Karimi, Hamid R.; Jozwik, Krzysztof; Karczewski, Maciej & Sobczak, Krzysztof. 2016. Small Wind Turbines: Specification, Design, and Economic Evaluation. Teoksessa Aissaoui, Abdel Ghani (toim.) & Tahour, Ahmed. 2016. Wind Turbines: Design, Control and Applications. E-kirja. IntechOpen Limited.
- 16 Korpela, Aki. 2016. Tuulivoiman perusteet. Tampere: Amk-Kustannus Oy.
- 17 Wizelius, Tore. 2007. Developing wind power projects: theory and practice. London: Earthscan
- 18 Bensalah, A.; Benhamida, M.A.; Barakat, G. & Amara, Y. 2018. Large wind turbine generators: State-of-the-art review. Teoksessa 2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM), s. 2205–2211. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- 19 Control de l'angle de la pala / Blade Pitch Control. Verkkoaineisto. PROJETE ZÉFIR - PROJECT ZEPHYR. <<https://usuaris.tinet.cat/zefir/pitch.htm>>. Päivitetty 22.1.2012. Luettu 23.12.2020.
- 20 Rosen, Marc A.; Ajedegba, John. O & Naterer, Greg F. 2010. Predicting vertical axis wind turbine behaviour: effects of blade configuration on flow distribution and power output. Teoksessa Martin, Gerard & Roux, Jeremie (eds.). Wind turbines: types, economics and development. New York: Nova Science Publishers.
- 21 The Inside of a Wind Turbine. Verkkoaineisto. United States Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. <<https://www.energy.gov/eere/wind/inside-wind-turbine>>. Luettu 22.12.2020
- 22 Hau, Erich. 2013. Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics. 3rd, translated ed. E-kirja. Springer.
- 23 Kiviniemi, Anni. 2014. Energian matka tuulesta töpseliin. Verkkoaineisto. <<https://www.epvtuulivoima.fi/torkkolan-blogi/energian-matka-tuulesta-topseliin/>>. EPV Tuulivoima Oy. 2.9.2014. Luettu 23.12.2020.

- 24 Paalatie, Heidi. 2019. Osa 32. Tuulivoimalan perustus. Verkkoaineisto. Suomen Tuulivoimayhdistys ry. <<https://www.tuulivoimalehti.fi/aiheet/100-tarinaa-tuulivoimasta/osa-32.-tuulivoimalan-perustus.html>>. 13.3.2019. Luettu 22.12.2020.
- 25 Kaarto, Jorma. 2019. Verhonkulman tuulipuisto valmistuu aikataulussa. Verkkoaineisto. Auranmaan viikkolehti. <<https://www.avl.fi/2019/06/verhonkulman-tuulipuisto-valmistuu-aikataulussa/>>. 25.6.2019. Luettu 22.12.2020
- 26 Uchida, Takanori. 2018. Numerical Investigation of Terrain-Induced Turbulence in Complex Terrain by Large-Eddy Simulation (LES) Technique. Energies. Vol 11, artikkelinnumero 2638.
- 27 Sohoni, Vaishali; Gupta, S. C. & Nema, R. K. 2016. A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems. Journal of Energy. Vol. 2016, artikkelinnumero 8519785.
- 28 Betz's law. Verkkoaineisto. Wikipedia. <https://en.wikipedia.org/wiki/Betz%27s_law#/media/File:Betz-tube.svg>. Luettu 22.12.2020.
- 29 Itkonen, Pentti. 2017. Maaseudun energiapäivä. Verkkoaineisto. <https://lab.fi/sites/default/files/2018-06/Pentti%20Itkonen_Enercon.pdf>. Luettu 22.12.2020.
- 30 Ristola, Janne. 2015. Virolahden biokaasulaitokselta biokaasua jakeluverkkoon. Haminan Energia Oy. Verkkoaineisto. <<https://www.kaasuyhdistys.fi/wp-content/uploads/2018/12/Virolahden-biokaasulaitos-Janne-Ristola.pdf>>. 12.11.2015. Luettu 22.12.2020.
- 31 ENERCON product overview. Verkkoaineisto. ENERCON. <https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/en/ENERCON_Produkt_en_06_2015.pdf>. Luettu 22.12.2020.
- 32 WEC features - configuration specific to site. Verkkoaineisto. ENERCON. <<https://www.enercon.de/en/technology/wec-features/>>. Luettu 22.12.2020
- 33 WIND TURBINE BLADE TWIST BASIC INFORMATION AND TUTORIALS. Verkkoaineisto. POWER TURBINES INFO SITE. <<http://powerturbines.blogspot.com/2014/07/wind-turbine-blade-twist-basic.html>>. Luettu 23.12.2020.
- 34 Ragheb, Magdi & Ragheb, Adam M. 2011. Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio. Teoksessa Carriveau, Rupp. 2016. Fundamental and Advanced Topics in Wind Power. E-kirja. IntechOpen Limited.
- 35 Fox, Brendan; Bryans, Leslie; Flynn, Damian; Jenkins, Nick; Milborrow, David; O'Malley, Mark; Watson, Richard & Olimpo, Anaya-Lara. 2007. Wind power integration: connection and system operational aspects. Stevenage: Institution on Engineering and Technology.

- 36 Ilmanpaine ja sade. Foreca Oy. <<https://www.foreca.fi/Finland/Helsinki/ilmanpaine>>. Päivitetty. 23.12.2020. Luettu 23.12.2020.
- 37 Planetaariset tuulet. Verkkoaineisto. Wikipedia. <https://fi.wikipedia.org/wiki/Planetaariset_tuulet>. Luettu 23.12.2020.
- 38 Geostrofinen tuuli. Verkkoaineisto. Suomen Tuuliatlas. <http://www.tuuliatlas.fi/tuulisuus/tuulisuus_3.html>. Luettu 22.12.2020.
- 39 Ilmakehän rajakerrosta voidaan mitata ceilometrillä. Ilmatieteenlaitos. Verkkoaineisto. <<https://www.ilmatieteenlaitos.fi/uutinen/736312641>>. Luettu 22.12.2020.
- 40 Suomen Tuuliatlas. Verkkoaineisto. Ilmatieteen laitos. <<http://tuuliatlas.fmi.fi/fi/>>. Luettu 11.01.2021
- 41 Foley, Aoife M., Leahy, Paul G., Marvuglia, Antonino & McKeogh, Eamon J. 2012. Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*. Vol. 37, s. 1–8.
- 42 Hynynen, Katja; Koivuniemi, Aapo; Baygildina, Elvira; Laaksonen, Petteri & Pyyhönen, Olli. 2012. Tuulivoiman mahdollisuudet Etelä-Karjalassa. Tutkimusraportti. LUT-yliopisto. LUTPub-tietokanta.
- 43 Lange, Matthias & Focken, Ulrich. 2006. *Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction*. E-kirja. Springer-Verlag.
- 44 Pinson, Pierre. 2007. *Estimation of the uncertainty in wind power forecasting*. Väitöskirja. École Nationale Supérieure des Mines de Paris. HAL-tietokanta.
- 45 Lerner, Jeff; Grundmeyer, Michael & Gerver, Matt. The importance of wind forecasting. *Renewable Energy Focus*. Vol 10, s. 64–66.
- 46 Tuulivoimalan tuuli- ja tuotantoennusteet. Verkkoaineisto. Ilmatieteenlaitos. <<https://www.ilmatieteenlaitos.fi/tuulivoiman-tuotantoennusteet>>. Luettu 22.12.2020.
- 47 Paalatie, Heidi. 2019. Osa 27. Sähköntuotannon ennustaminen. Verkkoaineisto. Suomen Tuulivoimayhdistys ry. <<https://www.tuulivoimalehti.fi/aiheet/100-tarinaa-tuulivoimasta/osa-27.-sahkontuotannon-ennustaminen.html>>. 13.3.2019. Luettu 22.12.2020.
- 48 Li, Ling-Ling; Zhao, Xue; Tseng, Ming-Lang & Tan, Raymond R. 2020. Short-term wind power forecasting based on support vector machine with improved dragonfly algorithm. *Journal of Cleaner Production*. Vol 242, artikkelinumero 118447.

- 49 Zhang, Yao; Wang, Jianxue & Wang, Xifan. 2014. Review on probabilistic forecasting of wind power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol 32, s. 255–270.
- 50 Juban, Jeremie; Sibert, Niels & Kariniotakis, George N. 2007. Probabilistic Short-term Wind Power Forecasting for the Optimal Management of Wind Generation. *Teoksessa 2007 IEEE Lausanne Power Tech*, s. 683–688. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- 51 Wang, Xiaochen; Guo, Peng & Huang, Xiaobin. 2011. A Review of Wind Power Forecasting Models. *Energy Procedia*. Vol 12, s. 770–778.
- 52 Barbosa de Alencar, David; De Mattos Affonso, Carolina; Limão de Oliveira, Roberto Célio; Moya Rodríguez, Jorge Laureano; Leite, Jandecy Cabral & Reston Filho, Carlos Reston. 2017. Different Models for Forecasting Wind Power Generation: Case Study. *Energies*. Vol 10, artikkelinnumero 1976.
- 53 Lange, Matthias & Focken, Ulrich. 2008. New Developments in Wind Energy Forecasting. *Teoksessa 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. S. 1–8. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- 54 Foley, A.M; Leahy, P. G & McKeogh. 2010. Wind power forecasting & prediction methods. *Teoksessa 2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, s. 61–64. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- 55 Al-Yahyai, Sultan; Charabi, Yassine & Gastli, Adel. 2010. Review of the use of Numerical Weather Prediction (NWP) Models for wind energy assessment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol 14, s. 3191–3198.
- 56 Pu, Zhaxia & Kalnay, Eugenia. 2019. Numerical Weather Prediction Basics: Models, Numerical Methods, and Data Assimilation. *Teoksessa Duan, Qingyun; Pappenberger, Florian; Wood, Andy; Cloke, Hannah L.; Schaake, John C. (eds.). Handbook of Hydrometeorological Ensemble Forecasting*, s. 67–97. Berlin: Springer.
- 57 Mallityyppi riippuu käyttötarkoituksesta. Verkkoaineisto. Ilmatieteen laitos. <<https://www.ilmatieteenlaitos.fi/mallityyppi-riippuu-kayttotarkoituksesta>>. Luettu 31.12.2020.
- 58 Numeeriset säänennustusmallit. Verkkoaineisto. Ilmatieteen laitos. <<https://www.ilmatieteenlaitos.fi/saanennustusmalli-hirllam>>. Luettu 22.12.2020.
- 59 Jung, Jaesung & Broadwater, Robert P. 2014. Current status and future advances for wind speed and power forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol 31, s. 762–777.

- 60 Aggarwal, Sanjeev Kumar & Gupta, Meenu. 2013. Wind Power Forecasting: A Review of Statistical Models. *International Journal of Energy Science*. Vol 3, s. 1–10.
- 61 Soman, Saurabh S.; Zareipour, Hamidreza; Malik, Om & Mandal, Paras. 2010. review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. *Teoksessa North American Power Symposium 2010*, s. 1–8. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- 62 Chang, We-Yeau. 2013. A Literature Review of Wind Forecasting Methods. *Journal of Power and Energy Engineering*. Vol 2, s. 161–168.
- 63 Nazir, Muhammad Shahzad; Alturise, Fahad; Alshmrany, Sami; Nazir, Hafiz. M. J; Bilal, Muhammad; Abdalla, Ahmad N.; Sanjeevikumar, P. & Ziad, M. Ali. 2020. Wind Generation Forecasting Methods and Proliferation of Artificial Neural Network: A Review of Five Years Research Trend. *Sustainability*. Vol 12, artikkelin numero 3778.
- 64 Lange, Matthias; Focken, Ulrich; Heinemann, Detlev. 2002. *Previento - Regional Wind Power Prediction with Risk Control*. Teoksessa *World Wind Energy Conference, Berlin, 2002*.
- 65 Pinson, P; Juban, J & Kariniotakis, G. N. 2006. On the Quality and Value of Probabilistic Forecasts of Wind Generation. *Teoksessa 2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, s. 1–7. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- 66 Leutbecher, M. & Palmer, T. N. 2007. *Ensemble Forecasting*. Tekninen raportti. ECMWF. Technical Memorandum No. 514. Reading: European Centre for Medium-Range Weather Forecasts.
- 67 Sivillo, Joel K. & Alhquist, Jon E. 1997. *An Ensemble Forecasting Primer*. *Weather and Forecasting*. Vol 12, s. 809–818.
- 68 Nielsen, Henrik Aalborg; Madsen, Henrik; Nielsen, Torben Skov; Badger, Jake; Giebel; Gregor; Landberg, Lars; Settler, Kai & Feddersen, Henrik. 2004. *Wind Power Ensemble Forecasting*. Teoksessa *2004 Global Windpower Conference and Exhibition*. Chicago: American Wind Energy Association.
- 69 Sariola, Heli. 2018. Todennäköisesti poutaa. *Verkkoaineisto. Atmos.* <<https://atmoslehti.fi/teema/todennakoisesti-poutaa/>>. 26.4.2018. Luettu 22.12.2020.
- 70 Giebel, Gregor; Brownsword, Richard; Kariniotakis, George N.; Denhard, Michael & Draxl, Caroline. 2011. *The State of the Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview, 2nd Edition*. Tekninen raportti. ANEMOS.plus and SafeWind projects.

- 71 Negnevitsky, Michael; Johnson, P & Santoso, Surya. 2007. Short term wind power forecasting using hybrid intelligent systems. Teoksessa 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, s. 1–4. Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- 72 Lei, Ma; Shiyan, Luan; Chuanwen, Jiang; Hongling, Liu & Yan Zhang. 2009. A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol 13, s. 915–920.
- 73 Gensler, André. 2018. *Wind Power Ensemble Forecasting*. Väitöskirja. Universität Kassel.
- 74 Hanifi, Shahram, Liu, Xiaolei; Lin, Zi & Lotfian, Saeid. 2020. A Critical Review of Wind Power Forecasting Methods—Past, Present and Future. *Energies*. Vol 13, artikkelinnumero 3764.
- 75 Sweeney, Conor; Bessa, Ricardo J.; Browell, Jethro & Pinson, Pierre. 2020. The Future of Forecasting for Renewable Energy. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*. Vol 9, artikkelinnumero e365.
- 76 Touran, Antti & Pettersson, Rasmus. 2013. Reaaliaikaisten Kalman- ja Madgwick -suodinten vertailu kolmiulotteisessa tilapaikannuksessa. *Insinööriö*. Metropolia Ammattikorkeakoulu. Theseus-tietokanta.
- 77 Kim, Youngjoo & Bang, Hyochoong. 2019. Introduction to Kalman Filter and Its Applications. Teoksessa Goavers, Felix (ed). *Introduction and Implementations of the Kalman Filter*. E-kirja. IntechOpen Limited.
- 78 Möhrlen, C.; Bessa, R. J.; Bathod, M.; Goretti, G. & Siefert, M. 2016. Use of Forecast Uncertainties in the Power Sector: State-of-the-Art of Business Practices. Teoksessa 15th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. Technological University Dublin.