

Petri Hietala

TUULIVOIMATEKNIikka

Perustietoa tuulivoimasta

**Opinnäytetyö
CENTRIA-AMMATTIKORKEAKOULU
Sähkö- ja automaatiotekniikan koulutusohjelma
Maaliskuu 2020**

TIIVISTELMÄ OPINNÄYTETYÖSTÄ

Centria-ammattikorkeakoulu	Aika Maaliskuu 2020	Tekijä/tekijät Petri Hietala
Koulutusohjelma Sähkö- ja automaatiotekniikka		
Työn nimi TUULIVOIMATEKNIikka. Perustietoa tuulivoimasta		
Työn ohjaaja Aki Suokko	Sivumäärä 58	
Työelämäohjaaja		
<p>Tämän työn tarkoituksena oli tuottaa opiskelupaketti tuulivoiman perusteista. Ensiksi käsiteltiin tuulta ilmiönä, miten tuuli muodostuu, missä tuulee, miten maanpinnan muodot vaikuttavat tuulennopeuteen ja mitkä tekijät vaikuttavat tuulen nopeuteen.</p> <p>Seuraavaksi käsiteltiin tuulen sisältämää energiaa ja tehoa sekä sitä, miten paljon tästä yhdensuuntaisesta liike-energiasta voidaan muuttaa pyöriväksi liike-energiaksi tuuliturbiinilla. Lisäksi selvitettiin, miten eri ympäristötekijät ja tuulivoimalan ominaisuudet vaikuttavat tuulivoimalasta saatavaan tehoon. Eri alueiden tuulisuuksista on saatavilla tietoa, joita kannattaa hyödyntää valittaessa tuulivoimaloiden sijaintipaikkoja. Tuulisuustietoja tukemaan tarvitaan myös tuulisuusmittauksia, joiden tekemistä on selvitetty tässä työssä.</p> <p>Tuulivoimalan rakenteessa keskityttiin vaaka-akseliseen, lapakulmasäätöiseen tuulivoimalaan, koska ne ovat tällä hetkellä yleisimmin käytössä sähköenergian tuotannossa. Tuulivoimalan roottorin pyörimisen perusteita käsiteltiin laajemmin, koska sen ymmärtäminen on oleellista tuulivoimatekniikan perusteiden hallinnassa.</p> <p>Tuulivoimaloiden käytettävyydellä on merkitystä tuulivoimalasta saatavan sähköenergian kustannuksiin ja tämän vuoksi työssä käytiin läpi tekniseen käytettävyyteen vaikuttavia tekijöitä ja saatavissa olevaa tietoa eri komponenttien vikaantumisista.</p> <p>Tuulivoima on hyvin pääomaintensiivinen sähköenergian tuotantomuoto, jossa suurin osa kustannuksista aiheutuu ennen laitoksen käyttöönottoa. Työssä käsiteltiin tällä hetkellä eniten käytössä olevaa laskentatapaa (LCOE) laitoksen elinikäisen energian tuotantokustannusten määrittämiseen.</p> <p>Opinnäytetyön tuloksena aikaansaatii tietopaketti, joka helpottaa tuulivoimatekniikan perusteiden oppimisessa.</p>		
Asiasanat kohtauskulma, käytettävyyys, lapakulma, nostevoima, roottorin lapa, suhteellinen tuuli, tuotantokustannus, tuuli, tuuliturbiini, tuulivoima, vaaka-akselinen		

ABSTRACT

Centria University of Applied Sciences	Date March 2020	Author Petri Hietala
Degree programme Electrical- and automation engineering		
Name of thesis WIND POWER TECHNIQUE. Basics of Wind Power		
Instructor Aki Suokko		Pages 58
Supervisor		
<p>The purpose of this thesis was to produce an information package about the basics of wind power. First introduced the wind as a phenomenon, how the wind is composed, where it is blowing, how the wind speed is affected by forms of terrain and by the other kind of issues.</p> <p>Followed was introduced the energy and power of the wind and how much of this energy is possible to catch out from rotor of the wind turbine as a rotating mechanical energy. Introduced also how the available power of wind turbine was affected by different kind of environment issues and features of the wind turbine. There are wind resource maps available, which can be used when selecting suitable areas for wind turbines. In addition to resource maps it is needed to do local wind measurements at different heights.</p> <p>In the structure of wind turbine it was focused on the horizontal axis and pitch controlled type, because nowadays they are most commonly in use when generating electricity by wind turbines. Basics for rotating rotor introduced more detailed, because this is the most relevant issue when understanding basics of wind power technology.</p> <p>The costs of the produced electrical energy is affected by the usability of the Wind Turbine and due to this fact it was introduced the factors which affects the technical usability and available data of the malfunctioned components.</p> <p>Wind power is very capital intensive production form when generating electrical energy, it means that most of the costs is generated before the the wind turbine is in use. In this thesis it was introduced the mostly used calculation method LCOE to estimate the lifelong production costs of the wind turbine.</p> <p>As a result of this thesis it was accomplished information package, which helps when learning basics of the wind power technology.</p>		

Key words

apparent wind, attack angle, blade angle, horizontal axis, lift force, production cost, rotor blade, usability, wind, wind power, wind turbine

KÄSITTEIDEN MÄÄRITTELY

CORRIOLISVOIMA	Maapallon pyörimisestä aiheutuva näennäisvoima.
DISKONTTAUS	Tulevaisuuden rahavirran nykyarvon laskeminen.
KOHTAUSKULMA	Suhteellisen tuulen ja lavan jätteen välinen kulma.
KÄRJEN NOPEUSSUHDE	Roottorin lavan kehänopeuden suhde maatuulennopeuteen
LAPAKULMA	Tuulivoimalan lavan pyörimissuunnan ja lavan jätteen välinen kulma
NASELLI	Tuulivoimalan konehuone
PYÖRREVISKOSITEETTI	Esteiden aiheuttama virtauskitka
ROOTTORI	Tuulivoimalan lavoista sekä navasta koostuva kokonaisuus
SUHTEELLINEN TUULI	Tuulivoimalan lavan pyörimisestä johtuvan tuulen ja maatuulen geomet- rinen summa. Synonyymi sanalle vapaa virtaus.
SYÖTTÖTARIFFI	Tavoite ja markkinahinnan erotus
TURBIINI	Laite, joka muuttaa yhdensuuntaisen nesteen tai kaasun virtauksen pyöri- väksi liikkeeksi (MIT 2010)
TUULITURBIINI	Kokonainen tuulivoimala
VAPAA VIRTAUS	Tuulivoimalan lavan pyörimisestä johtuvan tuulen ja maatuulen geomet- rinen summa (Suhteellinen tuuli).
VAPAA TURBIINI	Tuulivoimalan turbiini
VESTAS	Tuulivoimalavalmistaja

TIIVISTELMÄ
ABSTRACT
KÄSITTEIDEN MÄÄRITTELY
SISÄLLYS

1 JOHDANTO	1
2 TUULI.....	3
2.1 Perustuulet	3
2.2 Maatuuli ja merituuli.....	5
2.3 Ilmanpaine	6
2.4 Tuuli raja- eli kitkakerroksessa	7
2.4.1 Rosoisuusluokkien määrittely	9
2.4.2 Tuulen nopeus eri korkeuksilla.....	9
3 PERUSTIETOA TUULIVOIMASTA	12
3.1 Tuulen energia ja teho	12
3.2 Tuuliturbiinin roottorin hyötysuhde ja teho	13
3.3 Eri tekijöiden vaikutuksia tuuliturbiinin roottorista saatavaan tehoon	17
3.4 Tuulisuuden mittaaminen	19
3.5 Tuulesta saatavan energiasisällön analysointi.....	22
4 TUULIVOIMALA	24
4.1 Tuulivoimalan rakenne.....	24
4.2 Tuulivoimalan roottorin pyörimisen perusteet	26
4.2.1 Suhteellinen tuuli eli vapaa virtaus	27
4.2.2 Tuulivoimalan lavan toiminta	27
4.2.3 Lapa käynnistystilanteessa	29
4.2.4 Lapa normaalitoiminnassa	29
4.2.5 Lapa lepuutusasennossa	31
4.2.6 Kohtauskulma	32
4.2.7 Lavan kierre	34
4.2.8 Kohtauskulman ja lapakulman välinen yhteys	36
4.2.9 Lavan noste, vastus-, resultantti-, pyörittävä- ja työntövoima	37
4.3 Vaaka-akselisen tuulivoimalan lapojen määrä	38
4.3.1 Kärjen nopeussuhde λ	39
4.3.2 Tuulivoimalan tuottama vääntömomentti	40
4.3.3 Tuulivoimalasta saatava mekaaninen teho	41
4.3.4 Miksi on päädytty kolmelapaiseen roottoriin.....	42
5 TUULIVOIMALOIDEN TEKNINEN KÄYTETTÄVYYS	47
5.1 Suunnitellut käyttökatkot.....	47
5.2 Suunnittelemattomat käyttökatkot.....	47
5.2.1 Häiriöt	48
5.2.2 Pakkasen aiheuttamat käyttökatkot.....	48
5.2.3 Viat	48
6 TUULIVOIMAN TUOTANTOKUSTANNUKSET	51
6.1 Levelized Cost of Energy (LCOE)	51

7 POHDINTA/JOHTOPÄÄTÖKSET	53
--	-----------

LÄHTEET	56
LIITTEET	

KUVIOT

KUVIO 1. Tuulen virtaus esteen ympärillä sivusta katsottuna.....	7
KUVIO 2. Tuulen virtaus esteen ympärillä ylhäältäpäin katsottuna	7
KUVIO 3. Turbulenssialueen muodostuminen.....	8
KUVIO 4. Tuulen nopeus rajakerroksessa	8
KUVIO 5. Tuulen tehoon vaikuttavia tekijöitä.....	13
KUVIO 6. Tuulennopeuden hidastuminen tuuliturbiinin roottorissa	14
KUVIO 7. Tuuliturbiinin roottorilta saatava maksimaalinen teho Betz:n lain mukaan	15
KUVIO 8. Tuulennopeuden vaikutus tuuliturbiinin roottorilta saatavaan tehoon.....	17
KUVIO 9. Tuulivoimalan roottorin halkaisijan vaikutus roottorilta saatavaan tehoon.....	17
KUVIO 10. Ilman tiheys lämpötilan funktiona eri ilmanpaineiden arvoilla	18
KUVIO 11. Ilmantiheyden vaikutus tuuliturbiinin roottorin tehoon	19
KUVIO 12. Poikkileikkaus tuulivoimalan siivestä.....	26
KUVIO 13. Suhteellinen tuulennopeus	27
KUVIO 14. Tuulivoimalan lavan pyöriminen	28
KUVIO 15. Lavan asento käynnistystilanteessa.....	29
KUVIO 16. Negatiivinen kohtauskulma.....	30
KUVIO 17. Positiivinen kohtauskulma	30
KUVIO 18. Tuulivoimalan roottori sekä lapa lepuutusasennossa.....	31
KUVIO 19. Kohtauskulma 6°	32
KUVIO 20. Kohtauskulma 15°	33
KUVIO 21. Kohtauskulma 25°	33
KUVIO 22. Lavan asento 5 m:n etäisyydellä	35
KUVIO 23. Lavan asento 20 m:n etäisyydellä	35
KUVIO 24. Lavan asento 40 m:n etäisyydellä	35
KUVIO 25. Lavan asento kärjessä.....	35
KUVIO 26. Lavan vastusvoima, noste ja resultanttivoima	37
KUVIO 27. Lapaa pyörittävä voima ja taaksepäin työntävä voima	38
KUVIO 28. Lapojen määrän suhde kärjen nopeussuhteeseen λ	39
KUVIO 29. Roottorissa tapahtuva ilmanpaineen alenema Δp	45
KUVIO 30. Tuulivoiman tuotantokustannusten muodostuminen	52

KUVAT

KUVA 1. Ilmavirtaukset maapallolla	4
KUVA 2. A Merituuli, B Maatuuli	5
KUVA 3. Tuulennopeuslaskuri.....	11
KUVA 4. Tuulen keskinopeuskartta Suomesta toukokuussa 100 m korkeudella	20
KUVA 5. 3 MW tuulivoimalan vuosituotto 100 m korkeudelta.....	21
KUVA 6. Tuulianturi WA25	22
KUVA 7. Tuulivoimalan pääkomponentit.....	24
KUVA 8. 18-lapainen vaaka-akselinen tuulivoimala	41
KUVA 9. Kaksilapaisia tuulivoimaloita	43
KUVA 10. Kolmilapainen merituulivoimala.....	43

KUVA 11. Kolmilapainen roottori ja siihen kohdistuva työntövoima F_t	44
--	----

TAULUKOT

TAULUKKO 1. Rosoisuusluokat	9
TAULUKKO 2. Suomen tuulivoimalaitosten viat vuosina 2009-2011	49

1 JOHDANTO

Ilmaston lämpenemisen uskotaan johtuvan esimerkiksi hiilidioksidipäästöjen lisääntymisestä. Fossiilisten polttoaineiden käyttö aiheuttaa hiilidioksidipäästöjä ja tämän vuoksi Suomessa on pyrkimyksenä päästä hiilineutraaliin energiantuotantoon vuoteen 2035 mennessä. Uusiutuvan energian laajalla hyödyntämisellä voidaan päästä tuohon kunnianhimoiseen tavoitteeseen. Tuuli on ehtymätön luonnonvara niin kauan kuin aurinko paistaa ja maapallo pyörii. Tuulivoima on yksi merkittävimmistä uusiutuvan energian lähteistä ja tuulivoimakapasiteetin kasvuvauhti on niin maailmanlaajuisesti kuin Suomessakin hyvinkin suuri. Tuulivoimakapasiteetti oli Suomessa vuonna 2009 147 MW, vuonna 2014 631 MW ja vuonna 2019 2284 MW (Suomen Tuulivoimayhdistys 2020a).

Tuulivoiman hiilidioksidipäästöt muodostuvat suurelta osin ennen tuotantoa eli tuulivoimaloiden valmistamisesta ja kuljettamisesta. Käytön aikana päästöt muodostuvat lähinnä huolloista. (Suomen Tuulivoimayhdistys 2020b) Maalle sijoitetun (Onshore) tuulivoimalan sähköenergian tuotantokustannusten ennustetaan alittavan tänä vuonna (2020) edullisimman fossiilisella polttoaineella tuotetun energian hinnan ja tämä tapahtuisi ilman erillisiä taloudellisia tukia (IRENA 2019, 9).

Tuulivoimatekniikka on hyvin monitieteinen ala, jonka ymmärtäminen edellyttää hyvinkin monen alan osaamista. Tuulivoimatekniikan ymmärtäminen vaatii muun muassa virtausopin, aerodynamiikan, sähkötekniikan, mekaniikan ja meteorologian osaamista. (Korpela 2016, 5.)

Työskentelin vuoden 2018 syksyllä Centria-ammattikorkeakoulussa Arctic Energy projektissa. Tehtävänäni oli selvittää tutkittua tietoa tuulivoimaloiden koon merkityksestä sähköenergian tuotantokustannuksiin. Tuossa työssä luin paljon tuulivoimaan liittyvää materiaalia, julkaisuja, opinnäytetöitä ja alan lehtiä, joten tietämystä tuli paljon muustakin kuin pelkästään tuulivoiman tuotantokustannuksista. Tuosta oli luontevaa jatkaa tekemään tuulivoimaan liittyvää opinnäytetyötä. Ajatuksena oli tehdä niin sanottu opiskelupaketti tuulivoimaan liittyen. Sain ohjaajaltani Aki Suokolta vapaat kädet valita tuulivoimasta sen osa-alueen/alueet, jota haluan painottaa opinnäytetyössäni.

Itselläni ei ollut juurikaan tietoa entuudestaan tuulivoimalan toiminnan periaatteista, joten halusin lähteä aivan perusteista eli tuulesta ilmiönä. Luku 2 käsittelee tuulta, sillä ilman tuulta ei ole myöskään tuulivoimaa. Luvussa käsitellään tuulen syntymekanismeja, miten muodostuu merituuli ja miten maatuuli sekä miten maanpinnan muodot vaikuttavat tuuliin. Luku 3 vastaa kysymyksiin paljonko tuulesta

voi saada energiaa ja tehoa, paljonko tuuliturbiini voi saada tuosta energiasta hyödyksi, miten tuulisuutta mitataan ja arvioidaan sekä miten tietoja kannattaa hyödyntää valittaessa tuulivoimaloiden sijaintipaikkoja. Luku 4 käsittelee itse tuulivoimalaa, sen rakennetta, eri osien tehtäviä, esimerkkinä vaaka-akselinen kolmilapainen vaihteellinen tuulivoimala. Luku 4 pyrkii vastaamaan kysymykseen, mikä saa tuulivoimalan roottorin pyörimään ja miksi se pyörii määrättyyn suuntaan. Luvussa kerrotaan, miten toimitaan, kun voimala halutaan pysäyttää. Luku pyrkii myös vastaamaan kysymykseen, miksi lavassa on yleensä kierre ja miksi on päädytty määrättyyn lapamäärään tuulivoimalassa. Luku 5 selvittää tuulivoimaloiden käytettävyyden eri käsitteitä, tekee katsauksen tuulivoimalaitosten vikoihin ja mitkä viat aiheuttavat eniten käyttökatkoja Suomen tuulivoimaloissa. Luku 6 antaa vastauksia siihen, miten tuulivoimalan elinikäiset tuotantokustannukset muodostuvat ja miten tuotantokustannuksia voi laskea.

Ennen kuin aloin kirjoittamaan opinnäytetyötäni, hankin alan kirjallisuutta kirjastoista ja hain tietoa Internetistä. Luin Aki Korpelan kirjan Tuulivoiman perusteet vuodelta 2016. Kirjan lukemalla sai hyvän kokonaiskäsityksen tuulivoimasta. Tähän kirjaan on viittauksia luvuissa 2-5. Toinen hyvä kirja oli Tore Wizeliuksen kirjoittama englannin kielinen kirja Developing Wind Power Projects vuodelta 2007. Kirjasta sai hieman toisenlaista näkökantaa tuulivoimaan ja viittauksia tähän teokseen on luvuissa 2-4. Kolmas tärkeä lähde tähän työhön oli Erkki Haapasen Tuulivoimatekniikan luentomateriaali vuodelta 2004, jonka oppeja olen hyödyntänyt luvuissa 3 ja 4. Internetissä yksi parhaimpia oli Danish Wind Industry Associationin [www-sivut](http://www.danishwind.org), jossa oli paljon hyvin havainnollisia materiaaleja ja animaatioita tuulivoiman ymmärtämiseen. On paljon muitakin hyviä materiaaleja, joita olen hyödyntänyt joko fyysisinä kirjoina tai Internetissä saatavilla olevina verkkojulkaisuina.

Opinnäytetyö keskittyy tuulivoiman perusteisiin luomalla paljon havainnollisia kuvia ja kuvioita, jotta lukijan on helppo muodostaa näiden avulla kokonaiskäsitys tuulivoimasta. Tuulivoimaloista keskitytään vaaka-akselisiin tuulivoimaloihin. Tarkoitus oli myös luoda katsaus siihen, minkälaisia tuulivoimalatyyppejä suositaan uusissa tuulivoimaloissa Suomessa.

2 TUULI

Maapallo pyörii oman akselinsa ympäri vastapäivään ja pyörähdysaika on noin yksi vuorokausi. Maapallon kiertoliike aiheuttaa sen, että aurinko paistaa ja lämmittää eri puolia maapalloa eri intensiteetillä riippuen vuorokauden ja vuodenajasta. Maapallon halkaisija päiväntasaajalla on 12 756,280 kilometriä (Seppänen, Mannila, Kervinen, Parkkila, Konttinen, Karkela & Yli-Kokko 2013, 120), jolloin maapallon pyörimisnopeus päiväntasaajalla on noin

$$v = \frac{\pi \cdot d_{\text{päiväntasaaja}}}{\text{maapallon pyörähdysaika}} = \frac{\pi \cdot 12756,280 \text{ km}}{23 \text{ h } 56 \text{ min } 4,10 \text{ s}} \approx 465,1 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad (1)$$

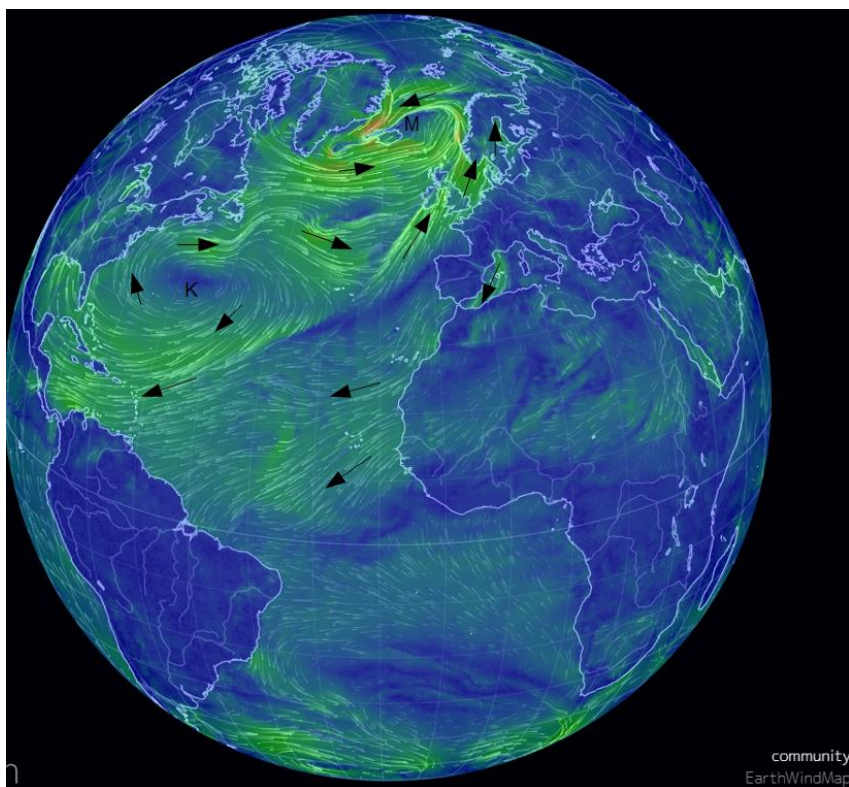
Navoilla maapallon pyörimisnopeus on 0 km/h. Lohtajan leveysasteella (64°) maan pyörimisnopeus on vastaavalla tavalla laskettuna (oletuksena, että maapallon ympärysmitta Lohtajan kohdalla on 40 000 km):

$$v = \frac{\sin(90 - \text{leveysaste}) \cdot \text{maapallon ympärysmitta}}{\text{maapallon pyörähdysaika}} = \frac{\sin 26^\circ \cdot 40\,000 \text{ km}}{23 \text{ h } 56 \text{ min } 4,10 \text{ s}} = 203,5 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad (2)$$

Tuulena tunnemme ilmamolekyylien liikkeen silloin, kun ilmamolekyylien liikkeen nopeus on erilainen maapallon pyörimisliikkeeseen verrattuna. Kun ilmamolekyylien ja maapallon pyörimisliikkeen nopeusvektorit ovat yhtä suuret ja samansuuntaiset, on täysin tyyntä eli ei tuule mistään suunnasta ja voimme havaita, että ilma ei liiku. (Korpela 2016, 7.)

2.1 Perustuulet

Tuuleksi sanotaan maan pinnan mukaisesti ilmakehässä kulkevaa ilmavirtausta. Tuuli syntyy ilmanpaineiden paikallisista eroista. Kun aurinko lämmittää määrättyä kohtaa maanpinnalla, kyseisessä kohdassa lämmennyt ilma alkaa nousta ylöspäin ja kyseiseen kohtaan syntyy matalapaine. Kyseistä kohtaa kohden alkaa virrata kylmempää ilmaa, joka on lähtöisin korkeammasta ilmanpaineesta. Merten ja isojen järvien rannoilla tuulee keskimääräisesti enemmän kuin sisämaassa. Meren pinta on tasainen verrattuna sisämaahan. Sisämaassa puusto ja maanmuodot aiheuttavat ilmavirralle kitkaa, joka on yksi syy siihen, että sisämaassa tuulee vähemmän. Täysin tyyntä on todella harvoin, sillä lähes aina tuulee jostakin päin. (Wizelius 2007, 34, 36, 38-40 ; Suomen Tuuliatlas 2011a, b.)



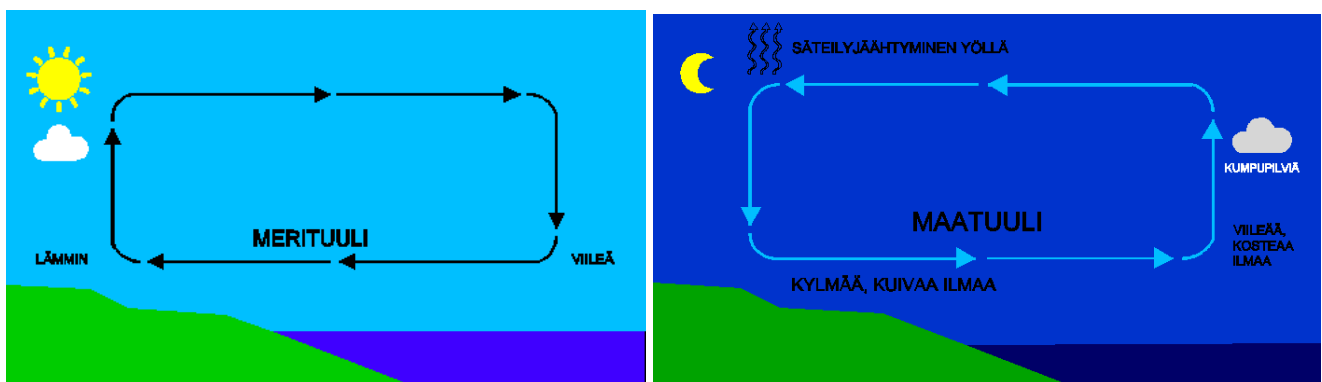
KUVA 1. Ilmavirtaukset maapallolla (mukaillen Earth 2020)

Kuvasta 1 voidaan havainnoida perustuulia/perusilmanvirtauksia. Perustuulet kulkevat korkeapaineen keskuksesta K epäsuorasti kohti matalapaineen keskusta M. Ilmavirtaukset näkyvät vihreillä ja punaisilla viivoilla. Mitä tiheämmässä virtausviivat ovat, sen voimakkaampi on ilmavirtaus. Punaisissa kohdissa virtaus on voimakkaimmillaan. Mustat nuolet havainnollistavat ilmavirtausten suuntia. Kuten kuvasta voidaan nähdä, korkeapaineen keskuksesta lähtevä ilmavirtaus pyörii ensin myötäpäivään korkeapaineen keskuksen ympärillä, kunnes lähtee epäsuorasti kohti matalapaineen keskusta kaartaen oikealle puolen matalapaineen keskusta, jossa pyörii vastapäivään kohti matalapaineen keskusta. Eteläisellä pallonpuoliskolla korkeapaineen selänteessä ilmavirtaus on vastapäivään ja matalapaineen keskuksissa myötäpäivään. Maapallon pyöriminen aiheuttaa ilmavirtauksiin niin sanotun coriolisvoiman. Coriolis-voima kääntää ilmavirtauksia oikealle pohjoisella pallonpuoliskolla ja vasemmalle eteläisellä pallonpuoliskolla. Coriolis-ilmiön vaikutus on sitä suurempi, mitä suurempi on korkeapaineen ja matalapaineenkeskuksen paine-ero/ilmavirtaus ja mitä suuremman matkan pohjois-eteläsuunnassa virtaus kulkee. (Korpela 2016, 18, 20.)

Maailmanlaajuisesti ajateltuna maapallolle muodostuu korkeapaineen ja matalapaineen vyöhykkeitä leveysasteen mukaisesti. Päiväntasaajan leveysaste on 0 ja sinne muodostuu matalapaineen vyöhyk-

keet. 30. leveysasteella taas on korkeapaineen vyöhyke, 60. leveysasteella matalapaineen vyöhyke (Suomenlahti) ja navoille muodostuvat korkeapaineet. Suomi sijaitsee 60°-70°-leveyspiirillä ja kuuluu koillisten ilmavirtausten alueeseen. Korkea- ja matalapaineen vyöhykkeisiin vaikuttavat maanpinnan muodot, joten nämä painevyöt katkeavat painealueiksi. Eteläisellä maapallon puoliskolla 60. leveysasteelle muodostuu selvä matalapaineenvyöhyke, koska sillä leveysasteella ei ole mannerta käytännössä ollenkaan. Matalapaineen vyöhykkeet ovat otollisia tuulivoimalle, koska niillä alueilla yleensä tuulee. Suomi kuuluu tällaiselle tuuliselle alueelle. 30. leveysasteella vallitsee yleensä korkeapaine ja tuulet ovat heikkoja, eivätkä siten sovi kovin hyvin tuulivoimalle. (Korpela 2016, 32.) Kuitenkin on todettava, että esimerkiksi Kanarian saarilla on kohtuullisesti tuulivoimaa, vaikka se sijaitsee noin 30°-leveyspiirillä.

2.2 Maatuuli ja merituuli



KUVA 2. A Merituuli, B Maatuuli (mukaillen Ilmatieteenlaitos 2019a.)

Kuvassa 2 on havainnollistettu maa- ja merituulet. Maan pinta lämpenee nopeammin kuin iso vesimassa ja kun aurinko lämmittää maan pintaa, meren ja maan välille syntyy lämpötilaero. Maalla lämmennyt ilma nousee ylöspäin, mereltä alkaa virrata maalle kylmempää ilmaa (jos meri on kylmempi kuin maa). Tasapainon vuoksi ylempänä ilmakehässä ilmavirtaus kääntyy merelle päin ja aiheuttaa merelle laskuvirtauksen. Tällaisesta mereltä maalle kohdistuvasta ilmavirtauksesta käytetään nimitystä merituuli. Merituuli on voimakkaimmillaan iltapäivällä erityisesti keväällä ja alkukesästä. Myös maatuulta esiintyy rannikon läheisyydessä saaristossa. Tällöin meri on lämpimämpi kuin manner. Maatuulta esiintyy loppukesällä ja syksyllä erityisesti öisin, mutta maatuuli on huomattavasti heikompaa kuin merituuli. (Ilmatieteenlaitos 2019a.)

Se, kuinka kauas maalle merituuli ulottuu ja kuinka voimakkaasti se puhalttaa, riippuu perustuulen voimakkuudesta ja suunnasta sekä maan ja meren välisestä lämpötilaerosta. Suomenlahden rannikolla merituuli ulottuu 10-25 kilometriä sisämaahan, kun taas Pohjanlahden rannikolla merituuli voi ulottua jopa 50 kilometrin päähän rannikosta. On huomioitava, että ilman tulee olla selkeä ja perustuulen kohtuullisen pieni ja vielä mantereen puolelta, jotta merituulta olisi. Pohjanlahden rannikolla kaakkoisella perusilmanvirtauksella merituuli olisi helpoimmin havaittavissa. (Ilmatieteenlaitos 2019a.)

2.3 Ilmanpaine

Ilmanpaine tarkoittaa tietyn suuruiselta pinta-alalta kohtisuoraan ylöspäin ilmakehän rajalle ulottuvaa ilmapatsaan painoa pinta-alayksikköä kohden (Wikipedia 2020b). Gravitaatiosta aiheutuen, suurimmat ilmanpaineet ovat merenpinnan tasolla, sillä mitä suurempi on tarkastelukohdan yläpuolella oleva ilmamassa, sitä enemmän painovoima puristaa ilmaa (Korpela 2016, 8). Paine ja myös ilmanpaine lasketaan kaavalla:

$$P=F/A \tag{3}$$

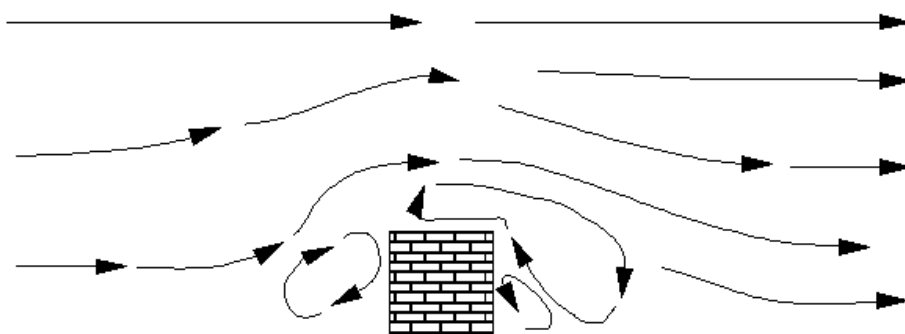
jossa P on ilman paine [Pa], F on voima [N] ja A on pinta-ala [m²].

SI-järjestelmän mukainen paineen yksikkö on Pascal, lyhenteellä Pa (N/m²), mutta ilmanpaineesta käytetään useammin yksikköä 1 baari [bar]. 1 baari vastaa 100 000 Pascalia. Keskiarvona ilmanpaineelle merenpinnan tasolla käytetään 1,01325 baaria, joka on samalla 101325 Pa tai voidaan ilmaista myös 1013,25 hPa. Ilmanpaineelle ei ole teoriassa olemassa mitään ylä- tai alarajoja. Suomessa alin mitattu ilmanpaine on mitattu Rauman Kuuskajaskarilla 27.2.1990 940 hPa ja korkein ilmanpaine 1066 hPa Helsingissä 22.1.1907 (Ilmatieteenlaitos 2019b).

Ilman tiheys on suoraan verrannollinen ilmanpaineeseen, sillä mitä matalampi on ilman tiheys, sitä matalampi on ilmanpaine. Ilmamolekyyylitasolla ajateltuna, mitä suurempi keskinäinen etäisyys on ilmamolekyyleillä, sitä matalampi on ilman paine. Ilman tiheys oli siis suurimmillaan merenpinnan tasolla ja se pienenee voimakkaasti, kun pystysuora etäisyys maan pinnasta kasvaa ollen vain noin 10 % merenpinnan keskimääräisestä arvosta 16 km korkeudella. (Korpela 2016, 8.)

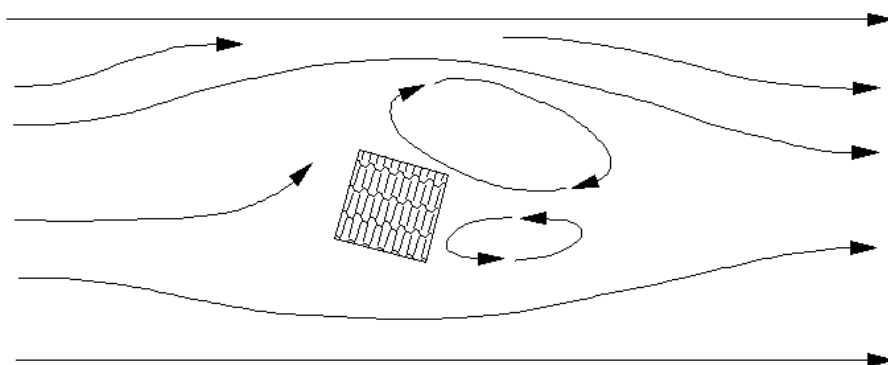
2.4 Tuuli raja- eli kitkakerroksessa

Noin kilometrin paksuista ilmassa maan pinnalta ylöspäin mitattuna kutsutaan kitkakerrokseksi tai rajakerrokseksi. Kilometrin korkeudelta ylöspäin maan pinnasta maanpinnan muodoista aiheutuva kitka ei vaikuta ilmavirtauksiin. Tuulen nopeus on yleensä sitä suurempi, mitä korkeammalla maan pinnasta ollaan. Kitka vaikuttaa tuulen nopeuteen merkittävästi, sillä mitä lähempänä maan pintaa ollaan, sitä enemmän maan pinnan muodot ja maanpäälliset rakenteet vaikuttavat tuulen nopeuteen. Kyse on siis kitkasta, mutta toisinaan puhutaan myös pyörreviskositeetista. (Korpela 2016, 21.)



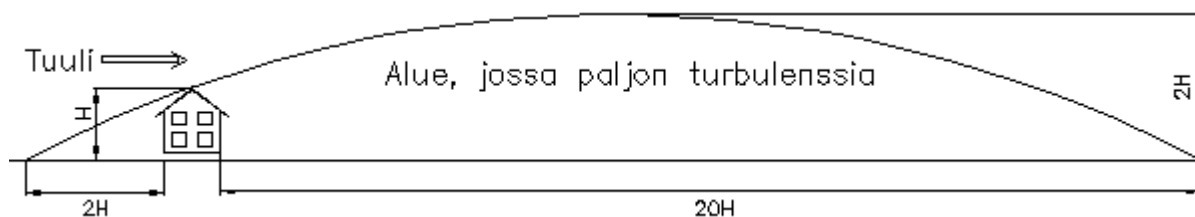
KUVIO 1. Tuulen virtaus esteen ympärillä sivusta katsottuna (mukaillen Danish Wind Industry Association 2003a)

Kuviossa 1 on esimerkki esteiden vaikutuksesta tuulen nopeuteen ja suuntaan. Nuolen pituus kuvaa tuulen nopeutta. Kuvasta voidaan nähdä, että esteen etupuolella tuulen nopeus hidastuu merkittävästi ja pyörteitä muodostuu esteen etu- ylä- ja takapuolelle. Pyörteisyyttä voidaan kutsua myös tuulen turbulentsuudeksi.



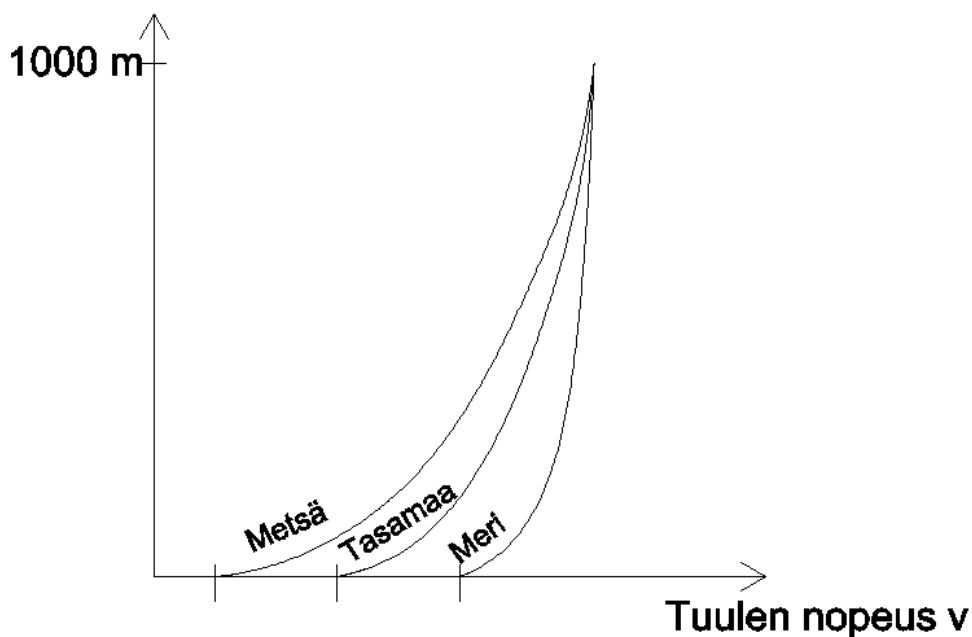
KUVIO 2. Tuulen virtaus esteen ympärillä ylhäältäpäin katsottuna (mukaillen Danish Wind Industry Association 2003a)

Kuviosta 2 voidaan nähdä, että tuulen suunta muuttuu ja hidastuu esteen lähellä ja esteen takapuolella tuuli on turbulentsuutta.



KUVIO 3. Turbulenssialueen muodostuminen (mukaiillen Wizelius 2007, 43)

Kuvio 3 havainnollistaa pyörteiden syntymistä ja yksinkertaista nyrkkisääntönä: este aiheuttaa turbulenssia esteen yläpuolella kaksi kertaa esteen korkeudella, kohteen etupuolella kaksi kertaa esteen korkeuden pituisella etäisyydellä ja kohteen takana 20 kertaa esteen korkeuden pituisella matkalla. (Wizelius 2007, 43.) Tämän vuoksi on tärkeää valittaessa tuulivoimalan sijoituspaikkaa välttää isoja esteitä etenkin tuulivoimalan oletetuista merkittävimmistä tuulensuunnista noin kilometrin etäisyydellä (Danish Wind Industry Association 2003a).



KUVIO 4. Tuulen nopeus rajakerroksessa (mukaiillen Wizelius 2007, 40)

Kuvio 4 selventää periaatetta, miten tuulen nopeus muuttuu korkeuden suhteen maapallon pinnoilla. Rajakerroksessa (1000 m asti) esteiden aiheuttama virtauskitka eli pyörreviskositeetti aiheuttaa pyörteitä alkuperäiseen ilmapirtaukseen ja siten heikentää virtauksen voimakkuutta (Korpela 2016, 21). Kuviosta voidaan nähdä, että maan pinnasta aiheutuva kitka pienenee korkeuden kasvaessa. Edellä mainittu selittää myös sitä, miksi tuulivoimaloiden napa- ja kokonaiskorkeudet kasvavat kasvamisestaan.

2.4.1 Rosoisuusluokkien määrittely

Maaston epätasaisuudella ja laadulla on suuri merkitys tuulen nopeuteen rajakerroksessa eri korkeuksilla. Maanpinnan rosoisuus on luokiteltu viiteen eri luokkaan 0, 1, 2, 3 ja 4. Avovesi on luokka 0, avoin maa vähäisellä kasvillisuudella on luokka 1. Suuret kaupungit ja tiheä täysikasvuinen metsä luokka 4 ja niin edelleen. Seuraava taulukko 1 selventää asiaa:

TAULUKKO 1. Rosoisuusluokat (mukaillen Wizelius 2007, 43)

Rosoisuusluokka	Laatu	Maasto	Esteet	Maatilat	Rakennukset	Metsä
0	Meri, järvet	-	-	-	-	-
1	Avoin maa vähäisellä kasvillisuudella ja rakennuksilla	Tasaisesta loiviin mäkiin	Vain matala kasvillisuus	0-3kpl/km ²	-	-
2	Maaseutu, jossa avoimia alueita, kasvillisuutta ja rakennuksia	Tasaisesta mäkiseen	Pienet puut, ”koivukujat” yleisiä	4-10kpl/km ²	Pienet kylät ja kaupungit	-
3	Pienet kaupungit tai maaseutu, missä paljon maatiloja, puita ja esteitä	Tasaisesta mäkiseen	Paljon puita, kasvillisuutta ja ”koivukujia”	Paljon maatiloja >10 kpl/km ²	Paljon kyliä, pieniä kaupunkeja ja lähiöitä	Matala metsä
4	Isot kaupungit ja erittäin tiheät metsät	Tasaisesta mäkiseen	-	-	Isot kaupungit	Tiheät metsät

2.4.2 Tuulen nopeus eri korkeuksilla

Yleisesti voidaan sanoa, että tuulen nopeus lisääntyy korkeuden kasvaessa. Tuulen nopeuden lisääntyminen on riippuvainen maaston rosoisuudesta. Alueilla, jossa rosoisuusluokka on korkea, tuuli lisääntyy enemmän korkeuden kasvaessa kuin avoimilla alueilla. Joka tapauksessa tuulennopeus määrätyllä korkeudella, esimerkiksi 60 m maanpinnasta, on aina suurempi avoimilla alueilla. Tuulivoimaimistoja suunniteltaessa ollaan kiinnostuneita tuulen nopeudesta tuulivoimalan turbiinin navan korkeudella. Napojen korkeudet vaihtelevat voimalan valmistajan ja mallin mukaan, mutta kuitenkin saatavissa oleva tuulitieto on useasti eri korkeudelta kuin tuulivoimalan navan korkeus. Oikean tuulilukeman laskeminen eri korkeuksilla ei ole kuitenkaan hankalaa. (Wizelius 2007, 59.)

Jos keskimääräinen tuulennopeus korkeudella h_0 tiedetään, mutta halutaan tietää tuulennopeus tuuli-voimalan navan korkeudella h , niin seuraavaa kaavaa voidaan hyödyntää:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (4)$$

jossa v_0 on tiedetty tuulennopeus korkeudella h_0 ja v tuulennopeus korkeudella h

Eksponentin α arvo riippuu maaston rosoisuusluokasta seuraavasti:

rosoisuusluokka 0: $\alpha=0,1$

rosoisuusluokka 1: $\alpha=0,15$

rosoisuusluokka 2: $\alpha=0,2$

rosoisuusluokka 3: $\alpha=0,3$

(mukaillen Wizelius 2007, 58)

Esimerkiksi jos keskimääräinen tuulen nopeus matalassa metsässä (rosoisuusluokka 3) on 5 m/s korkeudella 10 m, keskimääräinen tuulennopeus 100 m korkeudessa on:

$$v_{10} = 5 \frac{m}{s}$$

$$h_{100} = 100 \text{ m}$$

$$h_{10} = 10 \text{ m}$$

$$v_{100} = v_{10} * \left(\frac{h_{100}}{h_{10}}\right)^\alpha = 5 \frac{m}{s} * \left(\frac{100 \text{ m}}{10 \text{ m}}\right)^{0,3} \approx 10,0 \frac{m}{s}$$

Toisena esimerkkinä, jos keskimääräinen tuulen nopeus avoimella alueella (rosoisuusluokka 1) on 5 m/s korkeudella 10 m, keskimääräinen tuulennopeus 100m korkeudella on:

$$v_{10} = 5 \frac{m}{s}$$

$$h_{100} = 100 \text{ m}$$

$$h_{10} = 10 \text{ m}$$

$$v_{100} = v_{10} * \left(\frac{h_{100}}{h_{10}}\right)^\alpha = 5 \frac{m}{s} * \left(\frac{100 \text{ m}}{10 \text{ m}}\right)^{0,15} \approx 7,1 \frac{m}{s}$$

Edellä olleista esimerkeistä nähdään, että tuulen nopeus lisääntyy enemmän rosoisemmillä alueilla korkeuden lisääntyessä verrattuna lähellä maanpintaa olleeseen arvoon. Tämä laskentamalli on hyvin yksinkertaistettu ja on aina vain suuntaa antava. Tarkempien tuulilukemien laskeminen on monimutkaisempaa ja sitä en nyt tässä työssä käsittele. Tarkempia tuulilukemia voi laskea esimerkiksi Danish Wind Industry Associationin kotisivuilla olevalla laskurilla nimeltä Wind Speed Calculator (Kuva 3). Otan tähän nyt vertailuksi edelliset esimerkit laskettuna Wind Speed Calculator-laskurilla:

Esimerkissä 1 pinnan rosoisuusluokka oli 3 ja tuulennopeus 10m korkeudella oli 5 m/s, jolloin kyseinen laskuri antaa tuulen nopeudeksi 100 m korkeudella 8,58 m/s. Esimerkissä 2 rosoisuusluokka oli 1, tuulen nopeus 10 m korkeudella oli 5 m/s, jolloin DanishWind Industry Associationin laskuri antaa tuulen nopeudeksi 100 m korkeudella 6,98 m/s.

Rosoisuusluokassa 3 oli aika huomattava ero itse lasketun arvon ja laskurin antaman arvon kohdalla. Itse laskettu arvo oli 16,3% korkeampi kuin laskurilla saatu arvo. Rosoisuusluokassa 1 ero oli vain 1,2 %.

		Tuulennopeuslaskuri						
Rosoiisuusluokka		0	0.5	1.0	1.5	2.0	3.0	4.0
- length m		0.0002	0.0024	0.03	0.055	0.1	0.4	1.6
Korkeus maan pinnasta	150 m	13.1	12.32	11.25	10.93	10.59	9.65	8.44
	140 m	13.03	12.25	11.16	10.84	10.49	9.53	8.31
	130 m	12.96	12.16	11.06	10.73	10.38	9.41	8.17
	120 m	12.88	12.07	10.96	10.62	10.26	9.28	8.02
	110 m	12.79	11.98	10.84	10.5	10.14	9.14	7.86
	100 m	12.70	11.87	10.71	10.37	10	8.99	7.69
	90 m	12.6	11.75	10.58	10.23	9.85	8.81	7.49
	80 m	12.49	11.62	10.42	10.06	9.68	8.62	7.27
	70 m	12.36	11.47	10.24	9.88	9.48	8.41	7.02
	60 m	12.21	11.3	10.04	9.67	9.26	8.15	6.74
	50 m	12.03	11.1	9.8	9.41	9	7.86	6.4
Korkeus maan pinnasta	40 m	11.82	10.85	9.5	9.11	8.67	7.5	5.98
	30 m	11.54	10.53	9.12	8.71	8.26	7.03	5.45
	20 m	11.14	10.07	8.59	8.15	7.67	6.37	4.69
	10 m	10.47	9.3	7.67	7.19	6.67	5.24	3.41
		<u>Plot</u>	<u>Plot</u>	<u>Plot</u>	<u>Plot</u>	<u>Plot</u>	<u>Plot</u>	<u>Plot</u>

Tuulen nopeus m/s

KUVA 3. Tuulennopeuslaskuri (mukaillen Danish Wind Industry Association 2003b)

Kuvassa 3 olevassa laskurissa voi syöttää mihin tahansa soluun mitatun tuulimittausarvon määrättyllä korkeudella, kun ottaa huomioon rosoisuusluokan. Laskuri laskee välittömästi tuulisuusarvot muilla korkeuksilla. Laskurista voi myös tulostaa tuulisuuskäyrät graafisena kuvaajana näpäyttämällä hiirellä kohtaa Plot.

3 PERUSTIETOA TUULIVOIMASTA

3.1 Tuulen energia ja teho

Tuuli syntyy, kun ilma on liikkeessä. Ilma virtaa korkeammasta ilmanpaineesta kohti matalampaa painetta. Mitä suurempi on korkea- ja matalapaineiden paine-ero ja mitä nopeammin ilmanpaine muuttuu etäisyyden suhteen, sitä suurempi on ilmavirtaus. Ilmalla on massa (noin $1,293 \text{ kg/m}^3$ NTP, (Seppänen ym. 2013, 78)) ja siten liikkuva ilma eli tuuli sisältää kineettistä energiaa. Täten tuulesta saatava energia voidaan määritellä mekaniikasta tutulla kaavalla: (Wizelius 2007, 47; Korpela 2016, 36)

$$W_{kin} = \frac{1}{2}mv^2, \quad (5)$$

jossa m =massa, v = tuulen nopeus

Teho on energian muutos jaettuna muutokseen kuluneella ajalla. Kun halutaan tietää tuulesta saatava teho, sijoitetaan yhtälön (5) massan m paikalle massavirta \dot{m} , jolloin saadaan:

$$P_{tuuli} = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 \quad (6)$$

jossa \dot{m} on tuulen massavirta [kg/s]

Ilman massa voidaan ilmaista myös seuraavasti:

$$m = A\rho s \quad (7)$$

jossa A =tuulen poikkipinta-ala, ρ = ilman tiheys ja s =tuulen kulkema matka

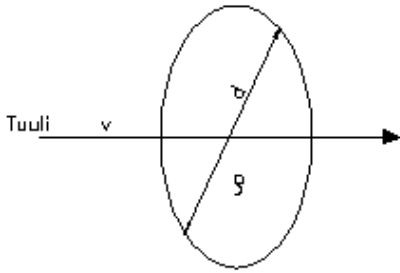
Kun ilmamassan etenemä matka derivoidaan ajan suhteen, saadaan tuulen hetkellinen massavirta \dot{m} (Kokkonen 2018, 8):

$$\dot{m} = A\rho \frac{ds}{dt} = \rho Av \quad (8)$$

jossa v = massavirran nopeus

Kun kaavan (8) massavirta ρAv sijoitetaan kaavaan (6), tuulen teho voidaan kirjoittaa muotoon (Wizelius 2007, 48):

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



KUVIO 5. Tuulen tehoon vaikuttavia tekijöitä

Jos tuulen lävistämä ala on ympyrän muotoinen, kaava (9) voidaan kirjoittaa muotoon

$$P_{tuuli} = \frac{1}{2} \rho \pi \frac{d^2}{4} v^3 \quad (10)$$

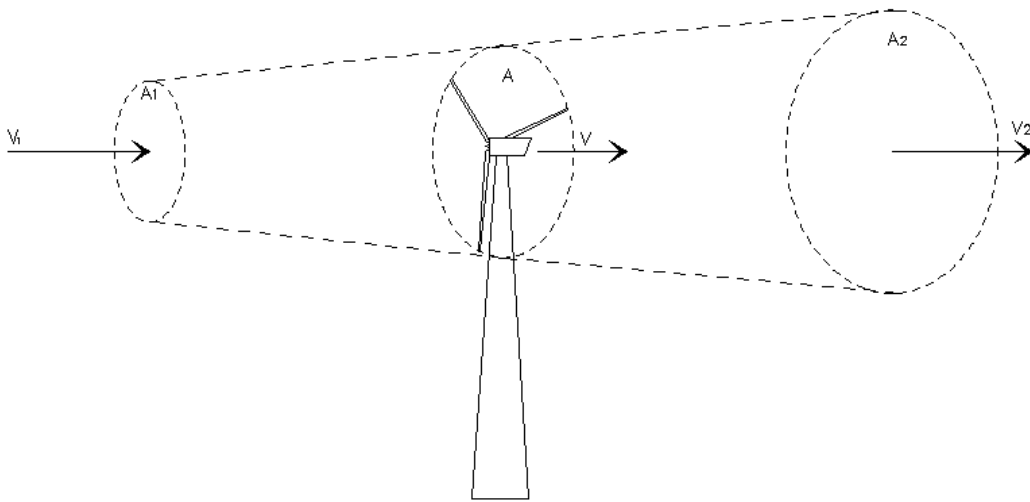
jossa d on tuulen lävistämän alan halkaisija.

3.2 Tuuliturbiinin roottorin hyötysuhde ja teho

Tuuli muodostuu ilman liikkeestä. Ilmalla on massa ja tuulesta saatava teho on tuulen nopeus kolmannen potenssiin korotettuna kertaa ilman massavirta, joka lävistää roottorin kohtisuoraan määrätyssä ajassa. Energiaa ei voida kehittää eikä myöskään hävittää, vaan energiaa voidaan muuttaa muodosta toiseen. Jotta tuulesta saadaan energiaa, tuulen nopeutta täytyy hidastaa. Ilmavirtaus, joka virtaa tuuliturbiinin roottorin (siipikehän) läpi, hidastuu sitä enemmän, mitä enemmän liike-energiasta otetaan talteen. Jos ilmavirrasta otettaisiin kaikki energia irti, tuuliturbiinin taakse muodostuisi ilmamassa, joka olisi seisovassa tilassa ja estäisi lisäilman virtaamisen turbiiniin. Tällainen tilanne ei ole mahdollinen, koska seisova ilmamassa pysäyttäisi ilmavirtauksen. Jos liikkumaton roottori asetettaisiin tuuleen, roottori pysäyttäisi ilmavirtauksen ja ilmavirtaus ohittaisi roottorin muuta kautta. Jotta tuulesta saataisiin roottorin avulla energiaa, ilman täytyy kyetä lävistämään roottori ja jatkaa liikkumistaan myös roottorin takana. (Wizelius 2007, 64.)

Tuuliturbiinin roottori tarkoittaa tuulivoimalan lavoista ja navasta muodostuvaa kokonaisuutta. Tuuliturbiini on niin sanottu vapaa turbiini eli turbiiniin tuleva ilma ei ole hallittu eikä se tule mitään erityistä väylää pitkin, vaan voi liikkua vapaasti. Tämä on erona vesivoimalaan, jossa vesi johdetaan putkea pitkin turbiinille. Vesivoimalan turbiinia ympäröivät seinät ja näin ollen vettä ei voi mennä muuta reittiä ja siten vesivoimalan turbiini voi ottaa lähes 100 % veden liike-energiasta talteen. Tällaisella va-

paalla turbiinilla on tavoitteena saada tuulen energiasta mahdollisimman paljon hyödyksi. Edellä ollutta kaavaa (10) voisi periaatteessa käyttää myös tuuliturbiinin tehon laskemiseen, mutta käytännössä ei ole mahdollista ottaa kaikkea tuulienergiaa hyödyksi. (Wizelius 2007, 64.)



KUVIO 6. Tuulennopeuden hidastuminen tuuliturbiinin roottorissa (mukaillen Wizelius 2007, 64-66)

Tuulivoimalan läpi menevää ilmaa voidaan ajatella kulkevan ”virtausputkessa”. Kuviossa 6 nähdään, että sama massavirta ($\dot{m} = \rho A v$) ilmaa, joka tulee vasemmalta, läpäisee alueet A_1 , A ja A_2 , koska muutoin ilma kerääntyisi virtausputkeen. Tämä tarkoittaa sitä, että massavirta ennen roottoria, roottorin kohdalla ja roottorin jälkeen on sama, joka voidaan ilmaista kaavan muodossa seuraavasti:

$$\rho A_1 V_1 = \rho A V = \rho A_2 V_2. \quad (11)$$

Tuulennopeuden täytyy laskea ($V_1 > V > V_2$), koska ilmavirtauksen läpäisemä poikkipinta-ala kasvaa ($A_1 < A < A_2$). Voidaan ajatella, että ”virtausputki” laajenee, kun tuulennopeus hidastuu. (Wizelius 2007, 65.)

Tuulen teho on sama ennen roottoria kuin roottorin jälkeen lisättynä roottorin tuulesta ottamalla teholla:

$$P_1 = P_{\text{roottori}} + P_2 \quad (12)$$

Kaavan (6) mukaan $P_{\text{tuuli}} = \frac{1}{2} \dot{m} V_1$, niin voidaan lausua

$$\frac{1}{2} \dot{m} V_1 = \frac{1}{2} \dot{m} V + \frac{1}{2} \dot{m} V_2 \quad (13)$$

$$\frac{1}{2} \dot{m} V_1 = P_{\text{roottori}} + \frac{1}{2} \dot{m} V_2$$

$$P_{\text{roottori}} = \frac{1}{2} \dot{m} (V_1 - V_2)$$

jossa

P_1 on tuulen teho ennen tuuliturbiinin roottoria

P_{roottori} on turbiinin roottorin tuulesta ottama teho

P_2 on tuulen teho, kun se on ohittanut roottorin

V_1 on tuulen nopeus ennen roottoria

V on tuulen nopeus roottorin kohdalla

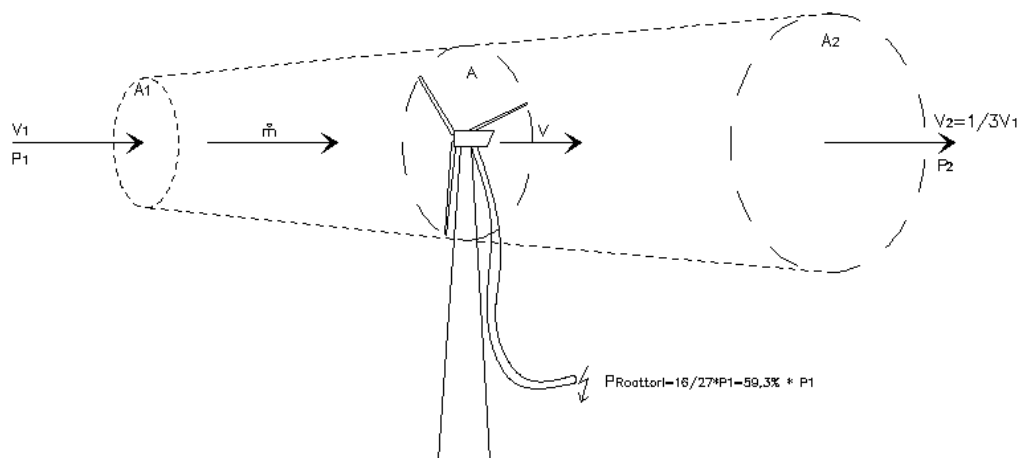
V_2 on tuulen nopeus roottorin jälkeen ja

\dot{m} on tuulen massavirta

Tuulivoimalan roottorilta saatava teho riippuu siitä, paljonko tuulen nopeus hidastuu roottorilla. Roottorilta saatava teho pyritään maksimoimaan sopivalla vapaan tuulen hidastamisella roottorissa. (Wizelius 2007, 64-65.)

Modernin teorian tuuliturbiineista kehitti saksalainen fyysikko Albert Betz vuonna 1919. Betz osoitti, että tuuliturbiinin roottorinhyötysuhde on suurimmillaan, kun roottorille tulevaa tuulta hidastetaan $1/3$ ennen roottoria ja toisen $1/3$ roottorin jälkeen. Tulevaa tuulta siis hidastetaan roottorilla $2/3$ niin, että tuuliturbiinin takana tuuli on vain $1/3$ alkuperäisestä vapaasta tuulesta. Tämä hidastuminen ei tapahdu portaittain, vaan jatkuvana muutoksena. Hidastuminen alkaa noin roottorin halkaisijan verran ennen roottoria ja päättyy noin roottorin halkaisijan verran roottorin jälkeen. Roottorin takana oleva tuuli palautuu lopulta alkuperäiseen nopeuteensa ympäröivien ilmavirtausten ansiosta. (Wizelius 2007, 65.)

Edellä mainitun perusteella Betz laski hypoteettisen maksimiosuuden, jonka verran voidaan ideaalitalanteessa saada tuulesta siirrettyä turbiinin liike-energiaksi. Tuuliturbiinin roottorilta saatava energia ei voi olla suurempi kuin $16/27$ (noin 59,3%) vapaan tuulen kineettisestä energiasta. (Wizelius 2007, 65.)



KUVIO 7. Tuuliturbiinin roottorilta saatava maksimaalinen teho Betzin lain mukaan (Wizelius 2007, 64-66)

Kuvio 7 havainnollistaa tilannetta tuuliturbiinissa. Kun kaavaan (10) lisätään termi C_p , kaavalla voidaan laskea tuuliturbiinin teho:

$$P_{\text{tuuliturbiini}} = C_p \frac{1}{2} \rho \pi \frac{d^2}{4} v^3, \quad (14)$$

jossa C_p on tehokerroin

Tehokerroin C_p kertoo, kuinka suuri osa tuulen liike-energiasta saadaan siirrettyä turbiinin roottorin liike-energiaksi. Tuuliturbiinista saatava energia voi siis olla teoriassa suurimmillaan 16/27 (noin 59,3%) tuulen energiasta. Käytännössä tuohon tehokertoimeen $C_p=16/27$ ei päästä, kun otetaan huomioon aerodynaamiset ja mekaaniset häviöt. Lisäksi tehokerroin vaihtelee tuulennopeuden mukaan. Tehokertoimeen vaikuttavat muun muassa seuraavat tekijät:

- Tuulen nopeus
- Ilman tiheys
- kärkinopeussuhde
- turbiinin säätötapa, lapakulma- vai sakkaussäätö
- mahdollinen tehonrajoitus: jos tehoa joutuu rajoittamaan, tehokerroin laskee
- roottorin pyörimisnopeus. (Haapanen 2004 ,27; Wizelius 2007, 65.)

Ilman tiheys voidaan laskea seuraavasti (Laitinen, Mäkelä, Soininen & Tuomola 1990, 120):

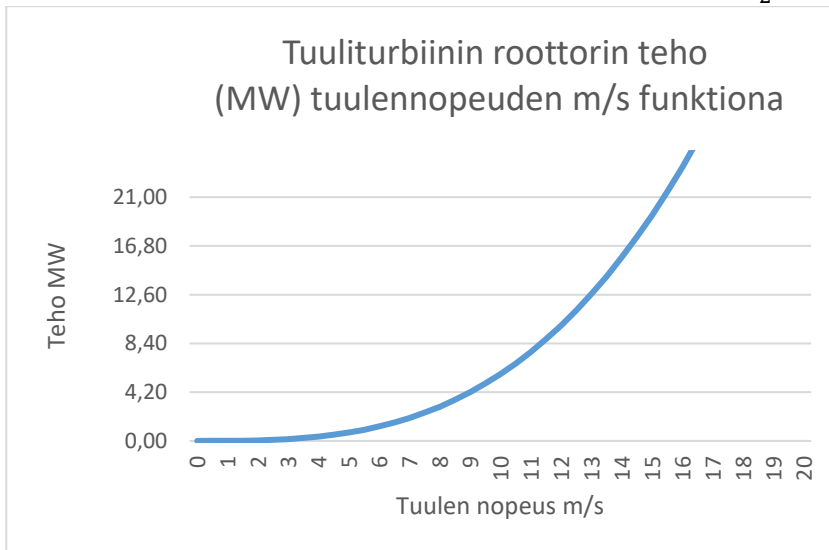
$$\rho = \frac{pM}{RT} \quad (15)$$

jossa p = ilman paine, M = kaasun moolimassa (kg/mol), R = Ilman kaasuvakio (287,05 J/(molK), T on ilman lämpötila Kelvineinä. Edellä mainituista seuraa, että tuulivoimalan tehoon vaikuttaa:

- tuulen nopeus kolmanteen potenssiin verrannollisena. Kun nopeus kaksinkertaistuu, teho kahdeksankertaistuu.
- roottorin pinta-ala suoraan verrannollisena. Roottorin siiven pituus vaikuttaa neliöllisesti verrannollisena tuuliturbiinin tehoon. Kun siiven pituus kaksinkertaistuu, teho nelinkertaistuu.
- ilman tiheys suoraan verrannollisena tuulesta saatavaan tehoon eli mitä suurempi on ilma tiheys, sitä suurempi on tuulesta saatava teho. Ilman tiheyteen vaikuttaa ilman lämpötila ja paine. Mitä matalampi on lämpötila, sitä suurempi on tiheys. Ilmanpaine taas vaikuttaa suoraan verrannollisesti ilman tiheyteen.

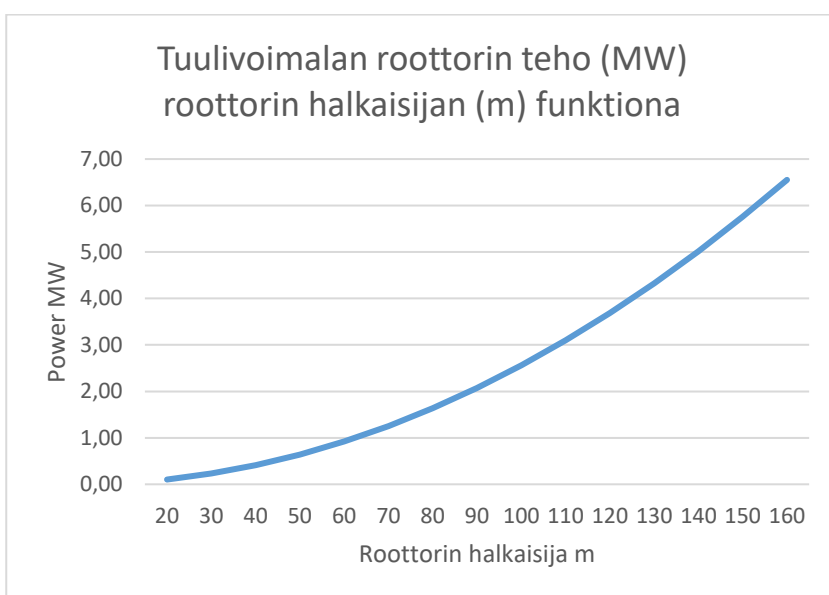
3.3 Eri tekijöiden vaikutuksia tuuliturbiinin roottorista saatavaan tehoon

Tuuliturbiinin roottorin tehon kaava on $P_{\text{tuuliturbiini}} = C_p \frac{1}{2} \rho \pi \frac{d^2}{4} v^3$ (14)



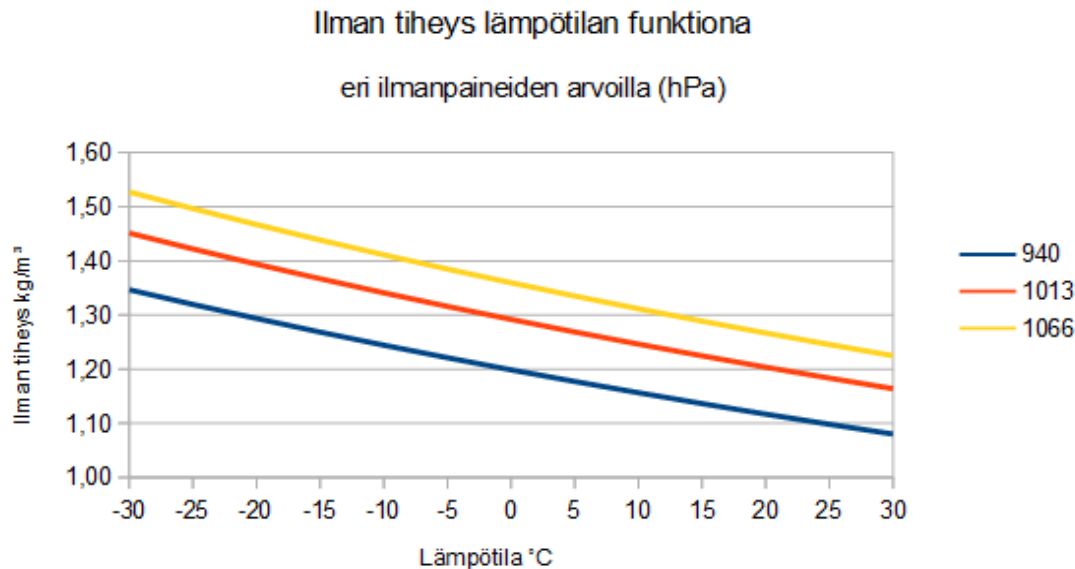
KUVIO 8. Tuulennopeuden vaikutus tuuliturbiinin roottorilta saatavaan tehoon

Kuviossa 8 on havainnollistettu tuulennopeuden vaikutus tuuliturbiinin tehoon. Tuuliturbiinin roottorin C_p on 0,504, Ilman tiheys on $1,293 \text{ kg/m}^3$ ja roottorin halkaisija 150 m. Kuvioista nähdään, että noin 9 m/s tuulennopeudella saavutetaan 4,2 MW:n teho. Tuulivoimalavalmistaja Vestaksen tuuliturbiinimalissa V150-4,2 MW roottorin halkaisija on juuri tuo 150 m. Käytännön turbiinissa teho on rajoitettu ja voisi olla tässä tapauksessa 4,2 MW. Tuulennopeus vaikuttaa siis tuulennopeuden kolmanteen potenssiin verran tuulivoimalasta saatavaan tehoon.



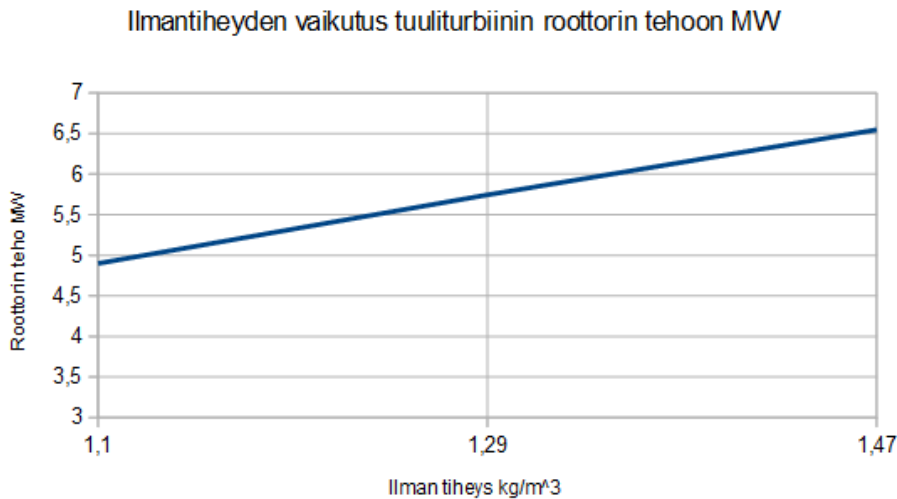
KUVIO 9. Tuulivoimalan roottorin halkaisijan vaikutus roottorilta saatavaan tehoon

Kuvio 9 havainnollistaa roottorin halkaisijan vaikutusta roottorin tehoon. Kuviossa tuulen nopeus on 10 m/s, ilman tiheys $1,293 \text{ kg/m}^3$ ja roottorin hyötysuhde C_p on 0,504. Kuvioista nähdään, että roottorin halkaisijalla on suuri vaikutus roottorilta saatavaan tehoon. Nykyään asennettavissa tuulivoimalaitoksissa roottorin halkaisija on vähintään 100 m. Roottorin halkaisija vaikuttaa siis neliöllisesti tuulivoimalasta saatavaan tehoon.



KUVIO 10. Ilman tiheys lämpötilan funktiona eri ilmanpaineiden arvoilla. (mukaillen Kokkonen 2018, 9)

Kuviossa 10 nähdään ilman tiheyden vaihtelualueet Suomessa. Ilman lämpötila Suomessa pysyy pääosin välillä $-30 \dots +30 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ja ilmanpaineista 940 hPa on alin mitattu paine, 1013 hPa on ilmanpaineen keskiarvo merenpinnan tasolla ja 1066 hPa on suurin Suomessa mitattu ilmanpaine. Ilmantiheyden maksimiarvo tämän mukaan olisi $1,53 \text{ kg/m}^3$, kun ilman lämpötila on $-30 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ja ilmantiheyden minimiarvo olisi 940 hPa:n ilmanpaineessa ja 30 asteen lämpötilassa $1,08 \text{ kg/m}^3$. Kuviossa 10 käytetty kaavaa (15).

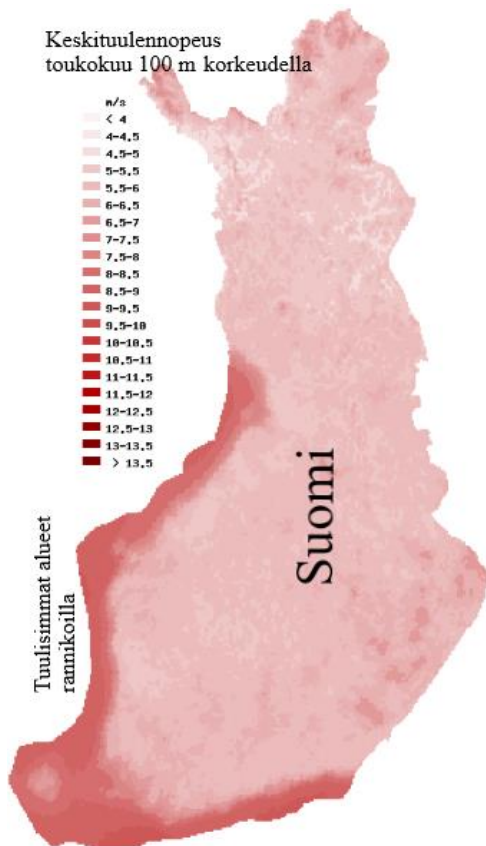


KUVIO 11. Ilmantiheyden vaikutus tuuliturbiinin roottorin tehoon

Kuviossa 11 tutkin vielä ilmantiheyden vaikutusta tuulivoimalan roottorilta saatavaan tehoon. Kuviossa on alkuarvoina hyötysuhde $C_p = 0,504$, tuulen nopeus $v = 10 \text{ m/s}$, roottorin halkaisija $d = 150 \text{ m}$. Kuviossa olen käyttänyt ilmantiheyden maksimiarvona -20°C lämpötilassa esiintyvää ilmantiheyden arvoa $1,47 \text{ kg/m}^3$ suurimmalla Suomessa mitatulla ilmanpaineen arvolla 1066 hPa , sillä -30°C :n lämpötilassa ei useinkaan tuule merkittävästi, jolloin tuulesta saatava energia ei ole kovinkaan merkittävää. Toisessa ääripäässä, $+30$ asteen lämpötilassa ei Suomen oloissa juurikaan tuule, ehkä 25 asteen lämpötilassa voi tuulla merkittävästikin. Tämän vuoksi käytin ilmantiheyden minimiarvona 25°C lämpötilassa esiintyvää ilmantiheyden arvoa $1,10 \text{ kg/m}^3$ pienimmällä Suomessa mitatulla ilmanpaineella 940 hPa . Vertailuna käytin tiheyttä $1,29 \text{ kg/m}^3$ normaali ilmanpaineessa 1013 hPa lämpötilassa 0°C . Tuulivoimalasta saatava teho on siis suoraan verrannollinen ilman tiheyteen.

3.4 Tuulisuuden mittaaminen

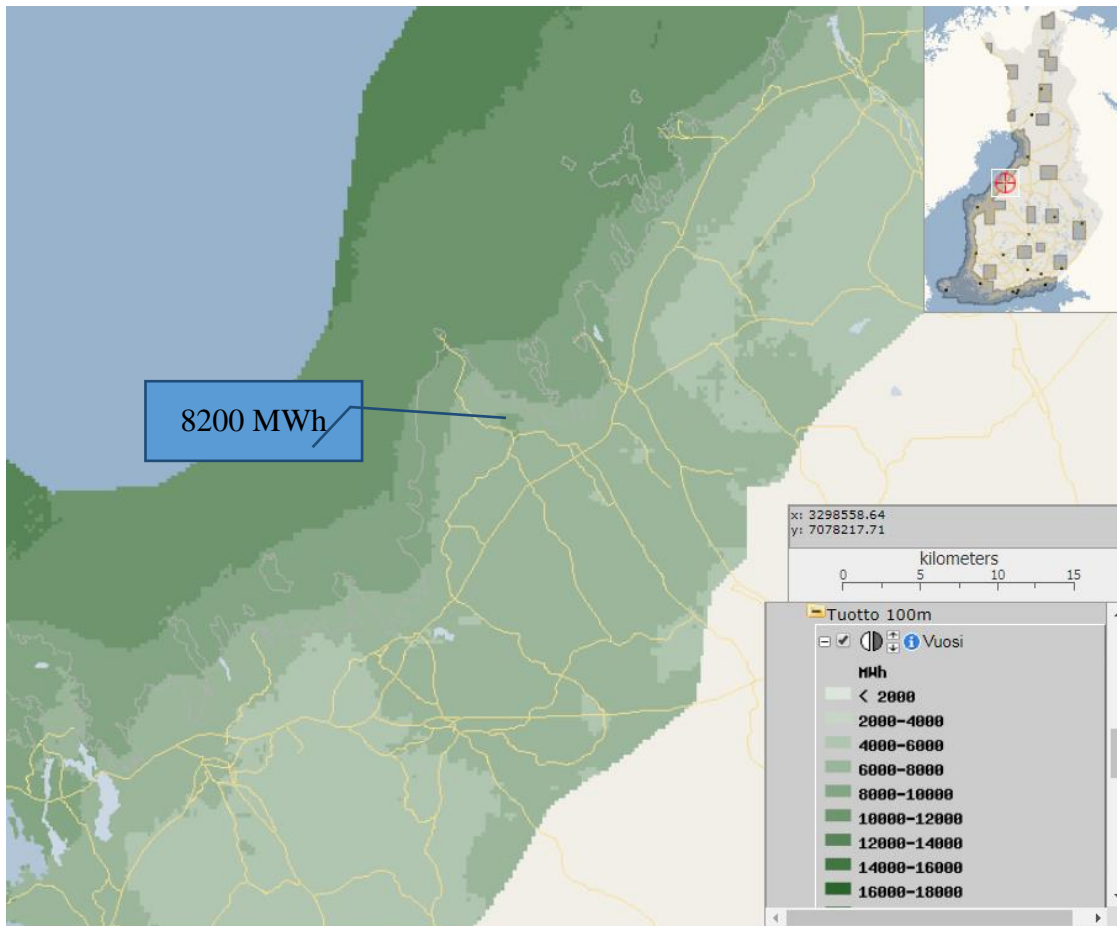
Koska tuulen voimakkuus vaikuttaa niin olennaisesti tuulesta saatavaan energiaan ja tehoon, on tuulisuusmittausten tekeminen hyvin tärkeää haettaessa sopivia paikkoja tulevaisuuden tuulivoimaloille ja tuulivoimapuistoille. Tuulisuuden mittaamisessa tarkastellaan tuulennopeuden lisäksi myös tuulen suuntaa ja turbulentsisuutta. Tuulimittaukset ovat tärkeitä myös siksi, että tuulivoimalavalmistajien turbiinien takuut sidotaan tuulimittausdataan. (Korpela 2016, 43.) Sopivien tuulivoimapuistojen paikkoja hakiessa voi käyttää saatavilla olevia tuulen keskinopeuskarttoja ja niiden pohjalta ryhtyä tekemään tarkempia tuulimittauksia kohteisiin.



KUVA 4. Tuulen keskinopeuskartta Suomesta toukokuussa 100 m korkeudella. (mukaillen Suomen Tuuliatlas 2011b)

Kuvassa 4 on tuulen keskinopeuskartta Suomessa vuosilta 1989-2007. Keskinopeuskartat Suomessa on saatavissa kuukausittain korkeuksilla 50 m, 100 m ja 200 m maanpinnasta. Näissä kartoissa maa on jaettu 2,5 km x 2,5 km suuruisiin ruutuihin, mutta kartasta ei kovin helposti voi paikantaa haluttua kohdetta. Tuulen aritmeettinen keskinopeus (m/s) on laskettu kullekin kuukaudelle ja vuodelle ennusteista, jotka Arome-sääennustusmalli on tuottanut kolmen tunnin välein.

Suomen tuuliatlaksen [www](http://www.suomen-tuuliatlas.fi)-sivuilla on myös erityinen Tuuliatlas-karttaliittymä. Tässä liittymässä haetaan kunnan nimen perusteella paikka, johon halutaan kohdistaa kartta. Liittymässä voidaan valita mittausruudun suuruus kartalla: joko 250 m x 250 m tai 2500 m x 2500 m. Pienempi mittausruutu 250 m x 250 m on tietenkin tarkempi, mutta dataa on saatavissa pääosin rannikkoalueilta ja joiltakin sisämaan alueilta. Tässä pienemmässä mittausruutuvalinnassa voi valita tuulen nopeuden (m/s) tai 3 MW tuuli-voimalan tuoton (MWh). Mittauskorkeudeksi voidaan valita joko 50 m tai 100 m ja ajanjaksoksi voi valita tietyn kuukauden tai koko vuoden.



KUVA 5. 3 MW tuulivoimalan vuosituotto 100 m korkeudelta (mukaillen Suomen Tuuliatlas 2011c)

Kuvassa 5 on kuvakaappaus Kokkolan Lohtajan kohdalta, kun on tarkasteltu 3 MW:n tuulivoimalan tuottoa 100 m napakorkeudelta. Lohtaja sijaitsee Pohjanlahden rannikolla, ja merellä näyttäisi olevan kohtuullisen suuriakin tuottolukemia. Maa-alueella korkeimmat lukemat olivat 8200 MWh vuodessa, joka vastaa noin 7 m/s keskimääräistä tuulen nopeutta Suomen Tuuliatlaksen ennusteen mukaan.

Kun alueet/paikat on valittu, voidaan aloittaa käytännön tuulisuusmittaukset. Tuulimittausten tulisi kestää vähintään vuoden ajan ja lisäksi mittauksia tulisi tehdä ainakin kolmelta eri korkeudelta, joista ylin tulisi olla tuulivoimalan navan korkeudella. Mittauksia kannattaa tehdä vähintään kolmelta korkeudelta, koska korkein mittauspiste ei aina ole tuulisuuden kannalta paras johtuen paikallisista ilmavirtauksista. Mittauskohtien korkeus saattaa aiheuttaa haasteita mittauksien suorittamisessa ja tällöin kannattaa hyödyntää olemassa olevia rakenteita, kuten esimerkiksi matkapuhelinverkkojen tukiasemia tai radio- ja televisiomastoja. Mittausmastoa käytettäessä tuulen suuntaa mitataan tuulensuunta-anturilla ja nopeutta kuppianemometrillä. (Korpela 2016, 43, 44.)



KUVA 6. Tuulianturi WA25 (mukaillen Vaisala 2020)

Kuvassa 6 on esimerkki yhdistetystä kuppianemometrillä ja tuulensuunta-anturista, vasemmalla on kuppianemometri ja oikealla tuulensuunta-anturi.

Jollei ole mittausmastoa käytettävissä, voidaan tuulisuusmittauksia tehdä maan pinnalta käsin. Tällaiseen mittaukseen voidaan käyttää LIDAR- tai SODAR-menetelmää. LIDAR-menetelmässä (Light detection and ranging) maasta lähetetään sähkömagneettista säteilyä (valoa) oikeanlaisella teholla ja aallonpituudella. Säteily heijastuu ilmamolekyyleistä takaisin ja ilmamolekyylien nopeus saadaan selville lähetetyn valon ja ilmamolekyylillä heijastuneen valon taajuuserosta. Mittaustekniikka perustuu Doppler-ilmiön hyödyntämiseen. SONAR-mittaus (Sonic detection and ranging) on muuten samanlainen, mutta valon sijasta lähetetään paineaaltoja. (Korpela 2016, 44, 45.)

3.5 Tuulesta saatavan energiasisällön analysointi

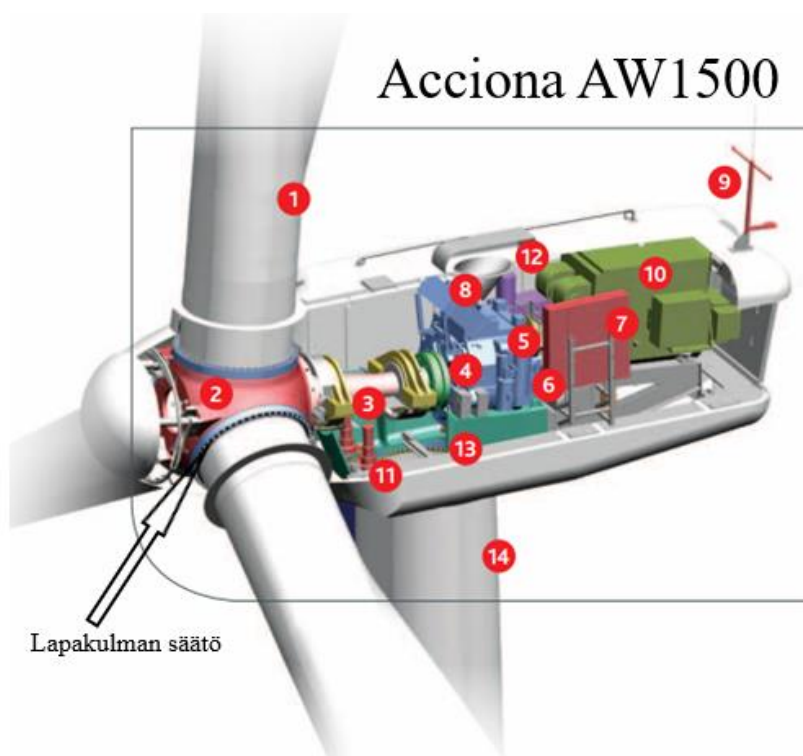
Tuulimittauksista saaduista tuloksista voidaan määrittää eri tuulennopeuksien esiintyvyys esimerkiksi vuoden aikana. Tuulennopeuksista voidaan määrittää myös kohteen keskituulennopeus määrätyillä korkeuksilla. Keskituulennopeus ei kuitenkaan täysin korreloi tuulesta saatavan energiasisällön määrään, koska tuulesta saatava teho on riippuvainen tuulennopeuden kolmannesta potenssista (KAAVA 14). Tämän vuoksi tulee tietää kohteen tuulennopeuksien esiintyvyys/esiintymistodennäköisyys. Näistä tuulennopeuksien esiintymistodennäköisyyksistä muodostetaan eri tuulennopeuksien tehotiheysja-

kauma, josta voidaan arvioida mittauskohdasta saatava vuosittainen energiamäärä. (Korpela 2016, 45.)
Lisäksi on huomioitava se, että jos tuulivoimalan napakorkeutta lisätään 100 metristä 150 metriin, keskimääräinen tuulen nopeus lisääntyy 15 %, mutta tuotetun energian määrä kasvaa yli 40 % (Suomen Tuulivoimayhdistys 2020c).

4 TUULIVOIMALA

Tässä työssä olen keskittynyt lapakulmasäätöisten tuulivoimaloiden toimintaperiaatteisiin, koska ne ovat tällä hetkellä eniten käytettyjä sähkövoiman tuotannossa.

4.1 Tuulivoimalan rakenne



KUVA 7. Tuulivoimalan pääkomponentit (mukaillen Acciona Wind Power)

Kuvassa 7 on kuvattu erään tuulivoimalan rakennetta. Tuulivoimala koostuu kolmesta pääosasta: tornista (14), roottorista ja konehuoneesta eli nasellista. Roottori muodostuu lavoista (1) ja navasta (2). Konehuoneessa sijaitsevat pääakseli (3), vaihdelaatikko (4) vaihteettomissa ei ole, levyjarru (5), generaattorikytkin (6), ohjausjärjestelmä (7), jäähdytin (8), tuulen suunnan ja voimakkuuden mittausanturit (9), generaattori (10), turbiinin suunnanmuutosmoottori (11), hydraulikkajärjestelmä (12) ja tornin ja konehuoneen välinen laakerointi (13). Pienen kokoluokan tuulivoimalat kääntyvät automaattisesti tuulta kohti peräsimen avulla. Kääntyminen tapahtuu tornin pituusakselin suhteen. Tuulivoimalan suunta on oikea, kun roottorin pyyhkäisypinta-ala on kohtisuorassa tuulta vasten. Isommat tuulivoimalat tarvitsevat kääntyäkseen erillisen suunnanmuutosmoottorin, joka kääntää roottorin ja konehuoneen kohti-

suoraan tuulta kohti. Jotta suunnanmuutosmoottori ”tietää” kääntää konehuonetta ja roottoria oikean määrän, täytyy tuulen suunnan mittausanturilta tulla tieto, mistä suunnasta tuulee. Pääakseli pyörii roottorin pyörimisnopeudella noin 10-12 kierrosta minuutissa. Pääakselin pyörimisnopeus muunnetaan oikosulkugeneraattorille (epätahti) sopivaksi vaihteiston avulla. Generaattorin pyörimisnopeus voi olla 1010 tai 1500 kierrosta minuutissa, koska yleisimmin generaattorit tuolla pyörimisnopeudella toimivat hyvällä hyötysuhteella. (Korpela 2016, 49, 50; Wizelius 2007, 93-94.)

Kaikissa kaupallisissa tuulivoimaloissa ei ole kuitenkaan vaihteistoa ja näissä voimaloissa on oikosulkugeneraattorin tilalla niin sanottu tahtigeneraattori. Tällöin tahtigeneraattori pyörii täsmälleen roottorin pyörimisnopeudella. Näin syntyvän sähköenergian taajuus saadaan korkeammaksi ja hyötysuhdetta parannettua käyttämällä riittävän moninapaisia tahtigeneraattoreita. Tuulivoimaloita, joissa on tahtigeneraattori, sanotaan myös suoravetoisiksi tuulivoimaloiksi (Direct Drive). Suoravetoiset tuulivoimalat ovat olleet kalliimpia kuin vaihteelliset voimalat. Vaihteiston vikaantuminen on ollut yleisin syy tuulivoimalan käyttökatoille, ja kun käytetään suoravetoisia tuulivoimaloita, on päästy korkeampaan käyttöasteeseen. (Korpela 2016, 50.) Esimerkiksi Vestas ja Nordex Acciona valmistavat vaihteellisia tuulivoimaloita, kun taas saksalainen Enercon on aina käyttänyt suoravetotekniikkaa. Siemens Gamesa valmistaa sekä vaihteellisia että vaihteettomia tuulivoimaloita, joista suurimmat tuulivoimalat ovat nykyään vaihteettomia.

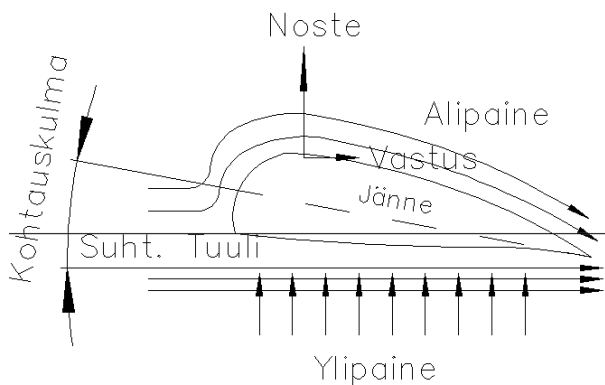
Roottorissa on myös roottorin lapojen kääntömoottori. Kääntömoottorin avulla saadaan optimoitua lapojen tuulesta ottama energia ja myös suurilla tuulennopeuksilla rajoitettua roottorin pyörimisnopeutta. Suuria tuulennopeuksia on suhteellisen harvoin, joten lapojen lujuutta ei ole mielekästä ylimitoitaa, vaan mieluummin säädetään lapakulmaa niin, että osa tuulienergiasta jätetään hyödyntämättä ja lavan rasitukset kohtuullisiksi suurilla yli 15 m/s tuulennopeuksilla (Suokko 2020). Myrskytuulilla (>25 m/s) tuulivoimala on syytä pysäyttää kokonaan laitteiston rikkoontumisen estämiseksi. Pysäyttäminen tapahtuu säättämällä lavan etureuna kohti tuulta, jolloin voimala pysähtyy kokonaan. Pysäyttämisen loppuvaiheessa levy- tai rumpujarruilla varmistetaan roottorin pysähtyminen ja niillä myös lukitaan roottori pyörimättömäksi. Roottori on tarpeen pysäyttää myös huoltotöiden ajaksi ja pysäyttäminen tapahtuu edellä mainitulla tavalla. (Haapanen 2004.)

Tuulivoimalan konehuoneessa lämpöä kehittävät muun muassa vaihteisto, elektroniikka, laakerointi, generaattori, levyjarrut ja kääntömoottori. Lämpötilan nousun rajoittamiseksi konehuoneessa on jäähdytyslaitteisto, joka sisältää myös lämmönvaihtimen ja kompressorin. Jäähdytyslaitteisto toimii samalla periaatteella kuin esimerkiksi jääkaapin jäähdytys eli toiminta perustuu väliaineen laajenemiseen.

Lämmönvaihdin siirtää generaattorin hukkalämpöä väliaineeseen, joka jatkaa kulkuaan jäähdytyslaitteistoon. Jäähdytyslaitteistossa väliaine luovuttaa lämpöenergiaansa ja jäähtyy. Jäähdytynyt väliaine kiertää tämän jälkeen takaisin lämmönvaihtimeen. (Korpela 2016, 51.)

4.2 Tuulivoimalan roottorin pyörimisen perusteet

Jotta tuulivoimalasta voidaan saada energiaa, täytyy tuuliturbiinin roottorin napa ja siivet saada pyöri-
vään liikkeeseen tuulen vaikutuksesta. Kuten edellisessä luvussa mainitsin, tuuliturbiinin roottori tulee
suunnata kohtisuoraan tuulta vastaan. Tuulivoimalan roottorin lapa muistuttaa lentokoneen siiven
poikkileikkausta. Jotta lentokone saadaan ilmaan, täytyy siiven yläpuolelle saada alipaine eli noste.
Sama periaate on myös tuulivoimalan lapojen osalta eli toiselle puolelle siipeä täytyy saada alipaine eli
noste, jotta roottori ja lavat saadaan pyöri-
vään liikkeeseen. Tämä noste pyritään saamaan mahdolli-
simman suureksi. Tuulivoimalan roottorin lapoihin kohdistuu myös vastusvoima, joka on suhteellisen
tuulen suuntainen. Tämä vastusvoima pyritään minimoimaan, sillä kun tämä vastusvoima pyrkii taivut-
tamaan lapoja taaksepäin. Sama voima aiheuttaa työntöä roottorin napaan ja muihin rakenteisiin tornia
myöten.

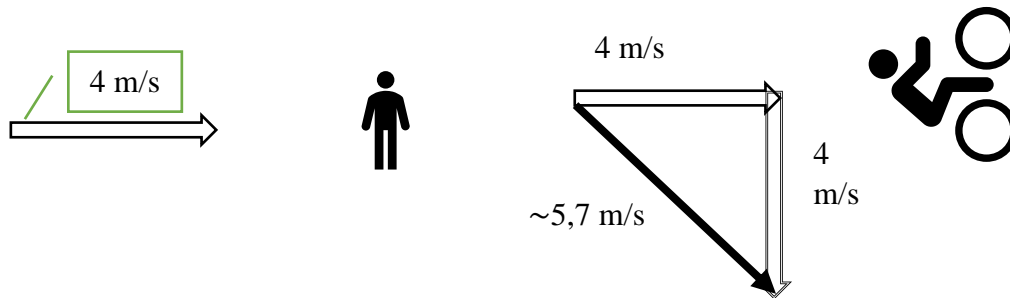


KUVIO 12. Poikkileikkaus tuulivoimalan siivestä, (mukaillen Alternative Energy Tutorials 2020)

Kuviossa 12 on periaatteellinen poikkileikkaus tuulivoimalan siivestä. Poikkileikkauksen muodon pi-
täisi muistuttaa vesipisaraa, sillä silloin vastusvoima minimoituu. Tässä yhteydessä pitää mainita, että
lapaprofiilin muodon yleensäkin tulisi muistuttaa vesipisaran muotoa. (Korpela 2016, 57.)

4.2.1 Suhteellinen tuuli eli vapaa virtaus

Jotta voi ymmärtää tuulivoimalan roottorin pyörimisen periaatteen, suhteellisen tuulennopeuden käsite on hyvä ymmärtää. Seuraava esimerkki selventää asiaa: Jos henkilö seisoo paikallaan ja tuulee lännestä vaikkapa 4 m/s, henkilö tuntee tuulen tulevan lännestä. Kun sitten henkilö lähtee pyörimään pohjoiseen 4 m/s nopeudella, henkilö tuntee tuulevankin luoteesta päin. (Korpela 2016, 57-58.)



KUVIO 13. Suhteellinen tuulennopeus

Kuviossa 13 pyöräilijän tuntema tuuli on niin sanottu suhteellinen tuuli tai tuulennopeus. Suhteellinen tuulennopeus on tässä tuulennopeuden 4m/s lännestä ja pyöräilijän nopeudesta aiheutuvan tuulen (pohjoisesta 4m/s) vektorisumma eli tässä tapauksessa:

$$\text{pyöräilijän tuntema tuuli} = \sqrt{((\text{pyöräilystä aiheutuva tuulennopeus})^2 + (\text{maatuulennopeus})^2)} \quad (16)$$

$$\rightarrow \text{pyöräilijän tuntema tuuli} = \sqrt{((4\text{m/s})^2 + (4\text{m/s})^2)} \approx \frac{5,7\text{m}}{\text{s}} \text{ luoteesta päin.}$$

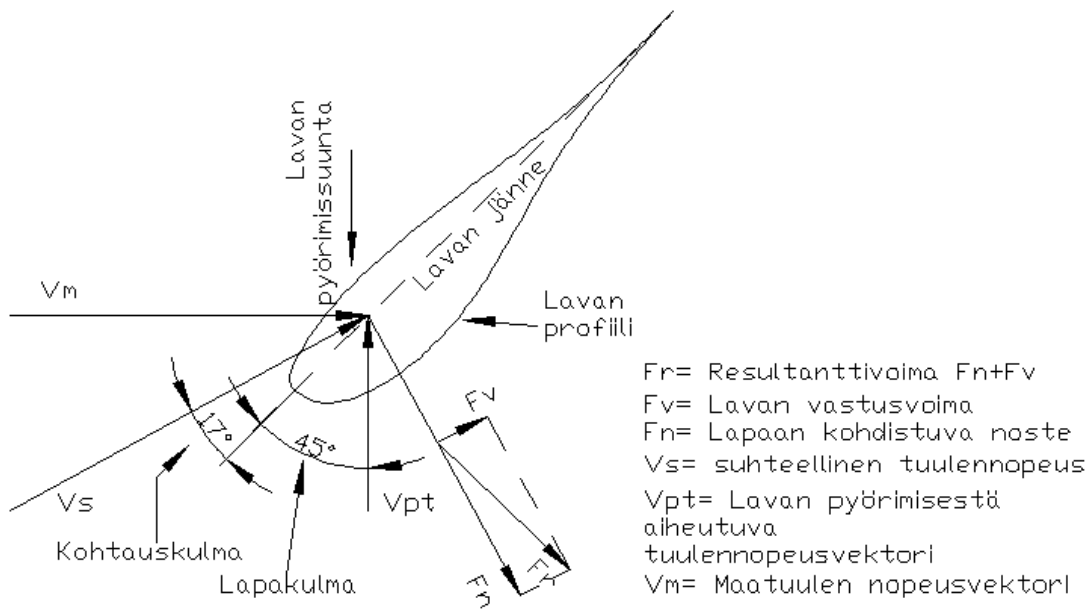
4.2.2 Tuulivoimalan lavan toiminta

Kuviossa 14 tarkastellaan tuulivoimalan lavan pyörimiseen vaikuttavia tekijöitä. Lavan profiili (poikileikkaus) on kuvattu lavan kärjestä tuuliturbiinin roottorin napaa kohti. Maatuuli V_m tulee vasemmalta ja lapa on asetettu niin, että lavan jänne on 45° :n kulmassa maatuuleen nähden. Lapakulma on myös 45° ja se on lavan pyörimisestä aiheutuvan tuulen nopeusvektorin V_{pt} ja lavan janteen välinen kulma (Wizelius 2007, 69). Lapakulmaa sanotaan myös *kierrekulmaksi* (Korpela 2016, 60). V_s on suhteellinen tuulennopeus, joka on maatuulennopeusvektorin V_m ja lavan pyörimisestä johtuvan tuulennopeusvektorin V_{pt} geometrinen summa.

$$V_s = \sqrt{((\bar{V}_m)^2 + (\bar{V}_{pt})^2)} \quad (17)$$

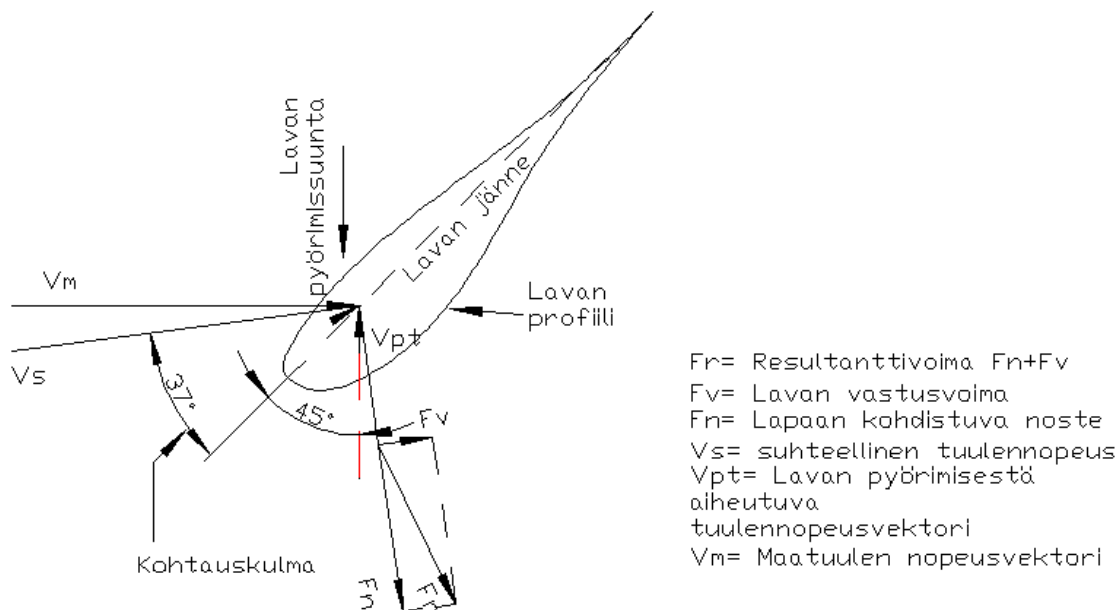
Lavan alapuolella ilmvirran nopeus on suurempi kuin yläpuolella, koska lavan alapuoli on pyöreämpi kuin yläpuoli. Suuremmasta ilmvirtauksesta johtuen lavan alapuolelle syntyy noste F_n (alipaine), joka

on kohtisuorassa suhteellisen tuulen V_s nopeusvektorin kanssa (Wizelius 2007, 70). Nostevoimasta F_n johtuen lavan pyörimissuunta on tässä tapauksessa alaspäin. Suhteellisen tuulennopeuden suuntaisesti syntyy myös vastusvoima F_v , joka pyrkii hidastamaan ilmavirtausta ja siten heikentämään nostevoimaa F_n . Bernoullin lain mukaan, kun virtaus kasvaa, niin paine pienenee. *Kohtauskulmaksi* (angle of attack, Wizelius 2007, 69) sanotaan suhteellisen tuulen V_s ja lavan jätteen välistä kulmaa. Suhteellista tuulta sanotaan myös *vapaaksi virtaukseksi* (Haapanen 2004). Nostevoima pyritään saamaan lähes saman-suuntaiseksi lavan pyörimissuunnan kanssa. Kun lavan vastusvoima saadaan minimoitua, niin resultanttivoima F_r on hyvin lähellä nostevoiman F_n suuntaa.



KUVIO 14. Tuulivoimalan lavan pyöriminen (mukaiillen Korpela 2016, 60)

4.2.3 Lapa käynnistystilanteessa

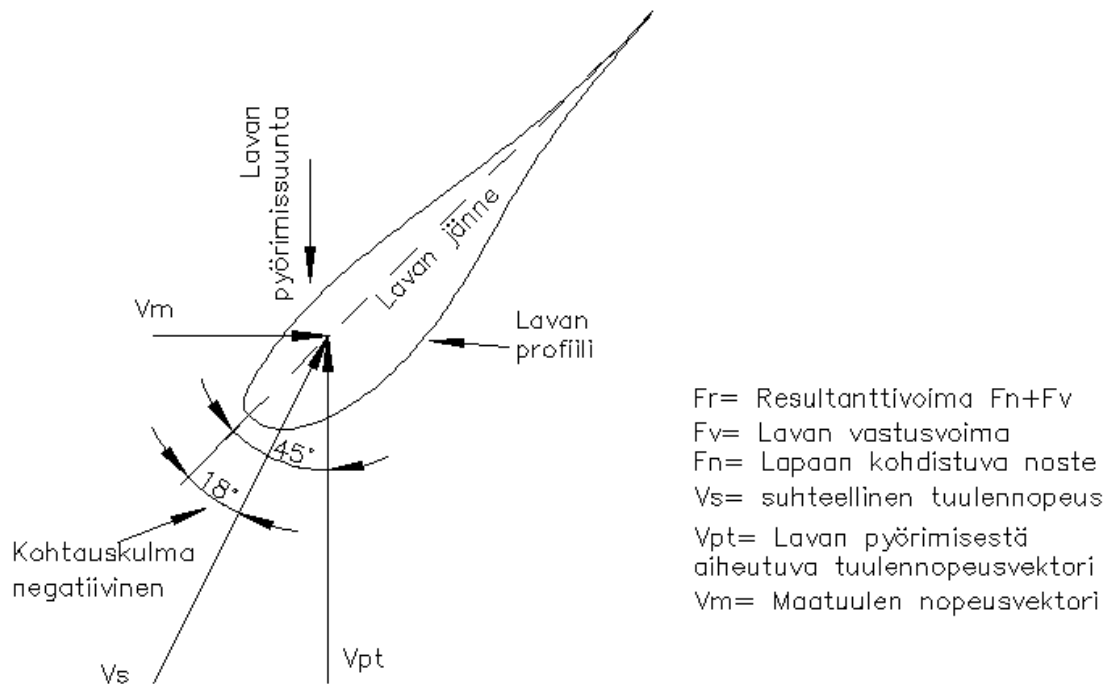


KUVIO 15. Lavan asento käynnistystilanteessa

Lapakulmaa 45° käytetään tuulivoimalaa käynnistettäessä (Haapanen 2004). Kuvio 15 kuvaa tilannetta tuulivoimalan lavassa, kun roottori on saatu juuri pyörimään. Lavan profiili on katsottuna kohti tuulivoimalan napaa ja lavan pyörimissuunta on alaspäin. Maatuulen suunnasta katsottaessa lapa pyörii myötäpäivään. Lavan pyörimisnopeusvektori V_{pt} on huomattavasti lyhyempi kuin maatuulen V_m nopeusvektori. Lavan pyörimisnopeuden suhde maatuuleen on tässä kuvassa 3/21. Lapaan kohdistuva noste F_n tulee lavan alapuolelle ja on lähes samaan suuntaan lavan pyörimissuunnan kanssa, joten lapa taakse työntävä voima ei ole kovin suuri ja lapa lähtee helposti liikkeelle.

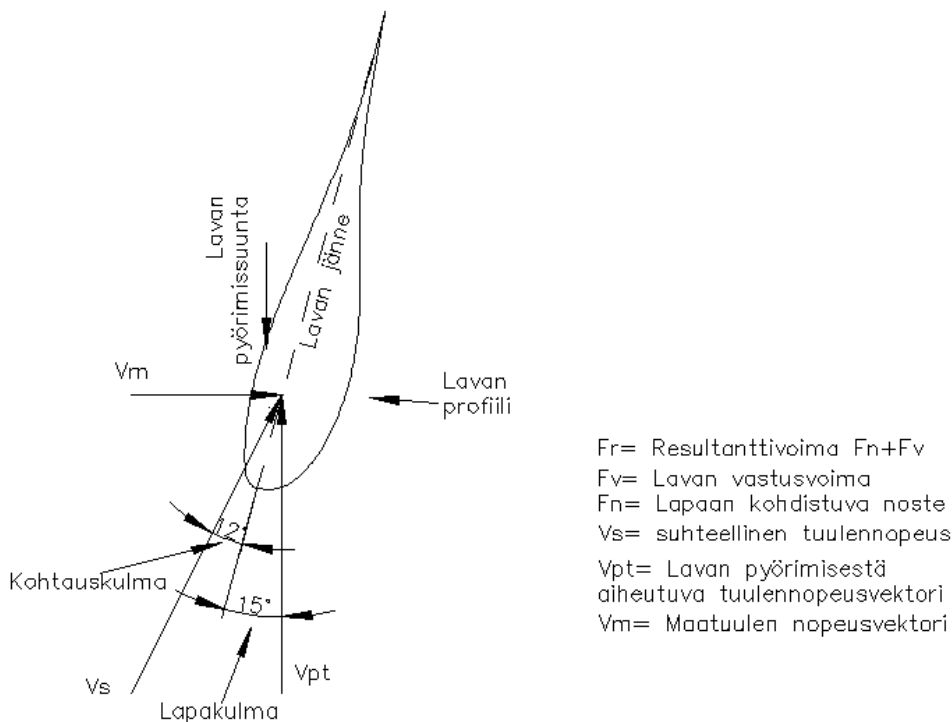
4.2.4 Lapa normaalitoiminnassa

Kun tuulivoimala on saatu pyörimään, tuulivoimalan pyörimisestä johtuva tuulen nopeus kasvaa ja siten myös suhteellinen tuuli V_s kääntyy yhä enemmän pyörimisestä johtuvan tuulen suuntaan. Kohtauskulma pienenee lisääntyvän pyörimisnopeudesta aiheutuvan tuulen takia ja voi mennä jopa 0° :seen tai negatiiviseksi, jollei lapakulmaa säädetä pienemmäksi.



KUVIO 16. Negatiivinen kohtauskulma

Kuviossa 16 on kohtauskulma mennyt negatiiviseksi, jolloin ei synny enää nostetta ja voimala pysähtyy. Kohtauskulma on negatiivinen silloin, kun suhteellisen tuulen nopeusvektori on pyörimisnopeusvektorin ja lavan jänteen välissä. Lapakulmaa täytyy pienentää, jotta kohtauskulma saadaan positiiviseksi seuraavalla tavalla.

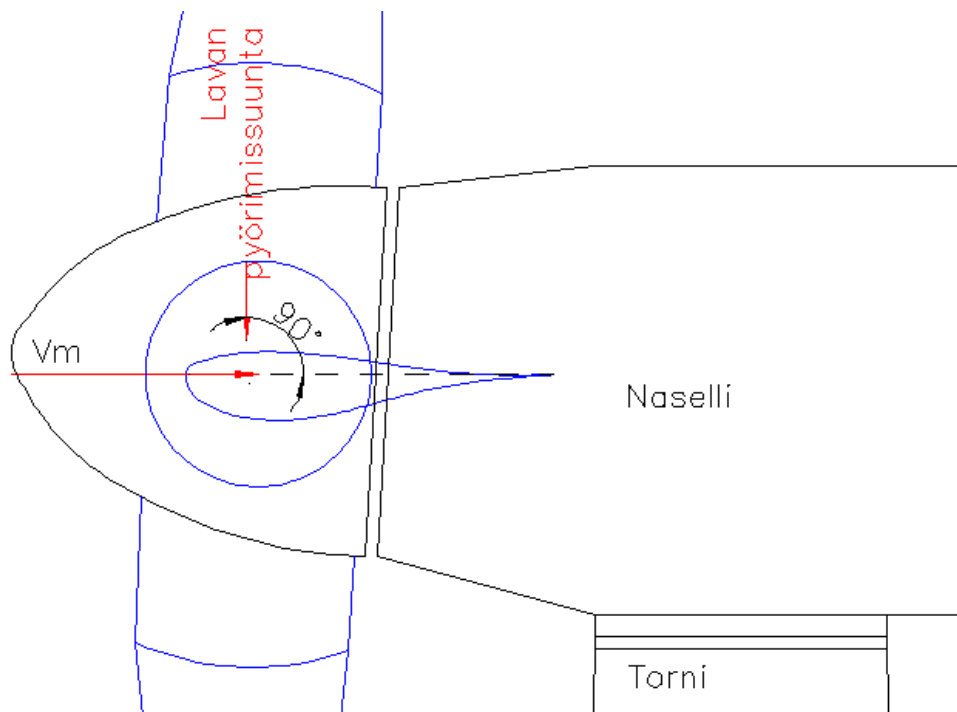


KUVIO 17 Positiivinen kohtauskulma

Kuviossa 17 lapakulma on asetettu 15° :seen ja kohtauskulma on 12° maatuulen ja pyörimisnopeuden pysyessä samana. Hyvin heikolla tuulella paras lapakulma on -3° . Kun tuuli voimistuu, lapakulmaa lisätään positiiviseen suuntaan ja ennen myrskyrajaa (maatuuli 25 m/s) lapakulma on 25° . (Haapanen 2004.)

4.2.5 Lapa lepuutusasennossa

Jos tuulivoimala halutaan pysäyttää, jatketaan lapakulman kasvattamista ja 30° :n lapakulmalla ei synny enää nostetta, jonka vuoksi tuulivoimalan pyöriminen hidastuu.



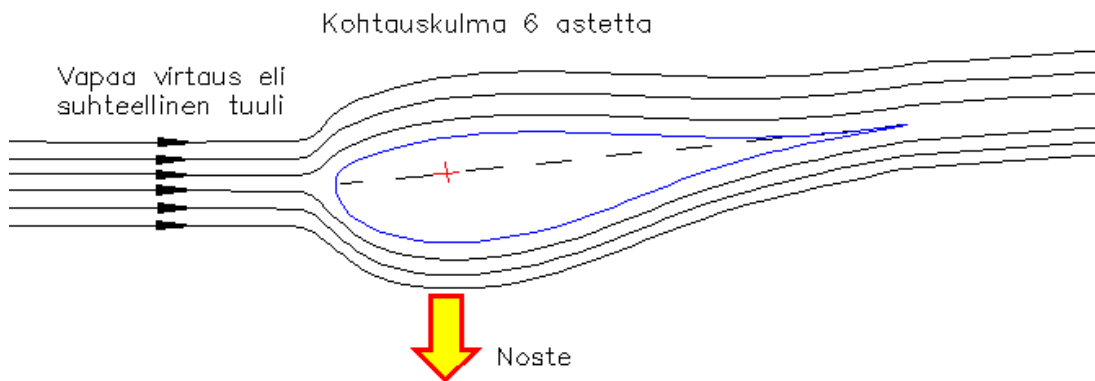
KUVIO 18. Tuulivoimalan roottori sekä lapa lepuutusasennossa (mukaillen Haapanen 2004)

Kuviossa 18 tuulivoimalan lapa on asetettu lepuutusasentoon, jolloin tuulivoimala pysähtyy kokonaan. Lepuutusasennossa lapakulma on 90° . Hätäpysäytyksessä lapa asetetaan suoraan lepuutusasentoon, jolloin tuulivoimalan roottori pysähtyy välittömästi. (Haapanen 2004.)

4.2.6 Kohtauskulma

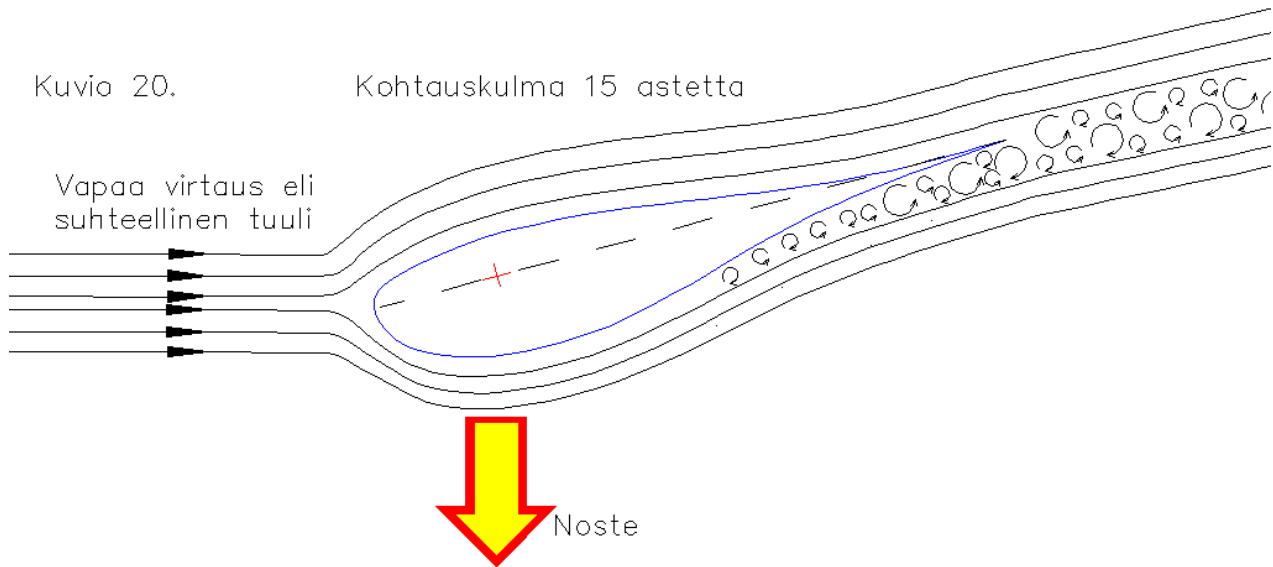
Suhteellisen tuulen (lavan pyörimisestä aiheutuvan tuulen ja maanpäällisen tuulen geometrinen summa) ja lavan janteen välistä kulmaa sanotaan kohtauskulmaksi. Suhteellisesta tuulesta käytetään myös nimitystä *vapaa virtaus* (Haapanen 2004) tai *näennäinen tuuli* (*apparent wind*) (Wizelius 2007, 70). Kohtauskulmalla on suuri merkitys lavan nosteeseen ja on siten myös oleellinen suure tuulivoimalan optimaaliselle käytölle. Kohtauskulman yleispätevää oikeaa arvoa ei voi määrittää, sillä oikea kulma on aina lapaprofiilikohtainen (Korpela 2016, 60). Usein kohtauskulma on muutamasta asteesta parinkymmeneen asteeseen, joilla arvoilla lapaan saadaan kohdistettua riittävä noste voimalan toimimisen kannalta. Seuraavat kuviot selventävät asiaa.

Kuvio 19.



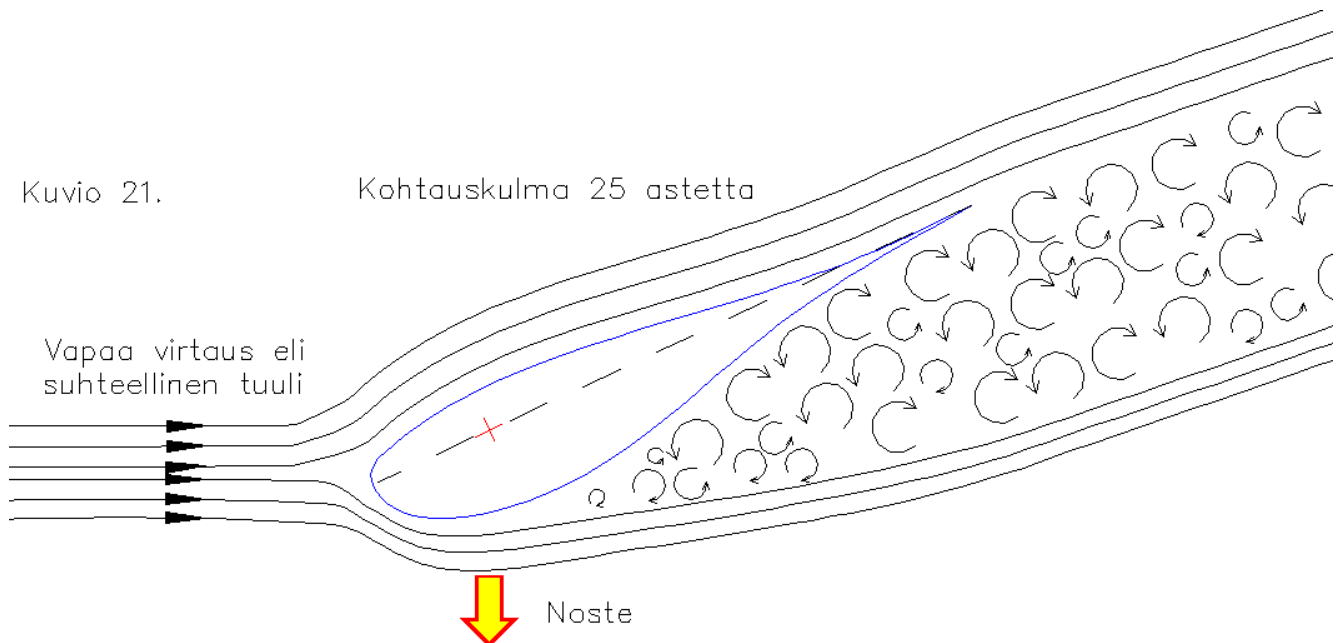
KUVIO 19. Kohtauskulma 6° (mukaillen Korpela 2016, 61; Haapanen 2004)

Kuviossa 19 tuulivoimalan lava jänne on 6° kulmassa vapaaseen virtaukseen. Virtaus on tasainen, laminaarinen ja pysyy lavassa kiinni koko ajan. Noste on kohtuullinen ja kohdistuu tässä tapauksessa alaspäin.



KUVIO 20. Kohtauskulma 15° (mukaillen, Korpela 2016, 61; Haapanen 2004)

Kuviossa 20 tuulivoimalan lapa on 15° kohtauskulmassa vapaaseen virtaukseen. Virtaus on osittain turbulenttinen eli virtaus on alkanut irrota lavasta. Nostovoima on maksimissaan.



KUVIO 21. Kohtauskulma 25 astetta (mukaillen Korpela 2016, 61 ja Haapanen 2004)

Kuviossa 21 kohtauskulma on kasvanut niin isoksi, että virtaus lavan alapuolella on lähes kokonaan turbulenttinen ja on irronnut lavasta. Lapa alkaa sakata ja nostevoima alaspäin on heikko. Muutaman asteen kohtauskulman arvolla lavan nostevoima alkaa lisääntyä ja on maksimissaan juuri ennen sakkaamista (Korpela 2016, 60). Sakkaamista voidaan hyödyntää tuulivoimaloissa myrskytuulilta suo-

jautumisessa, sillä tuulen lisääntyessä kohtauskulma kasvaa, jollei samalla muuteta kohtauskulmaa. Tämä sakkausominaisuus on eritoten tärkeä sakkaussäätöisissä tuulivoimaloissa. Kuvioihin 19-21 on piirretty periaatteelliset ilmapartikkelien virtausviivat. Virtaviivojen läpi ei tapahdu virtausta. Viivojen välin kaventuessa virtausnopeus kasvaa eli paine pienenee (Haapanen 2004).

4.2.7 Lavan kierre

Tuulivoimalan lavassa kohtauskulma on pidettävä määrättyissä rajoissa, jotta tuulivoimala toimisi hyvällä hyötysuhteella ja saataisiin aikaan riittävä noste lavalle. Jos roottorin kulmanopeus pysyy vakiona, lavan kehänopeus lisääntyy lineaarisesti kuljettaessa kohti lavan kärkeä. Kun kehänopeus lisääntyy lavan kärkeä kohti kuljettaessa, lapakulmaa täytyy muuttaa, jotta kohtauskulma pysyy sallittuna eli lapaan tarvitaan kierre. (Korpela 2016, 61-62.)

Tuulivoimalan roottorin halkaisija on esimerkiksi 120 m ja roottorin pyöriäysaika on viisi sekuntia. Maatuulennopeuden oletetaan olevan 10m/s ja kohtauskulmaksi halutaan 10°. Jotta voidaan määrittää tarvittava lapakulma koko lavan matkalla, lasketaan ensin kehänopeudet lavan juuressa 5 m:n etäisyydellä, 20m, 40m ja 60m etäisyydellä roottorin keskipisteestä.

$$kehänopeus_{xm} \left[\frac{m}{s} \right] = \frac{\pi * 2 * etäisyys \text{ roottorin keskipisteestä } [m]}{pyöriäysaika [s]} \quad (18)$$

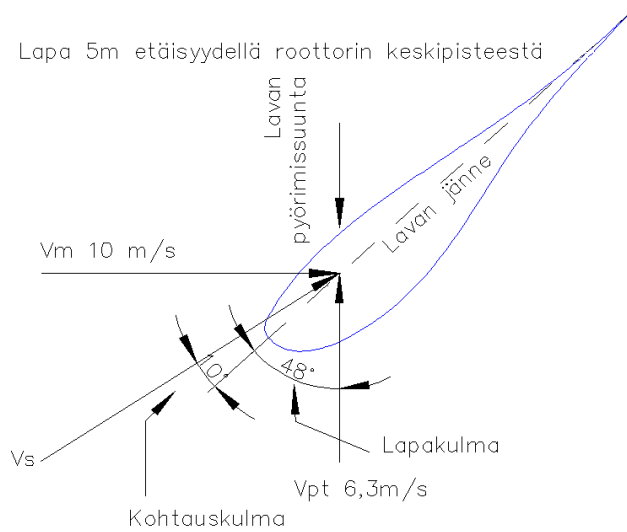
$$v_{5m} = \frac{\pi * 2 * 5m}{5s} = 6,3 \frac{m}{s}$$

$$v_{20m} = \frac{\pi * 2 * 20m}{5s} = 25,1 \frac{m}{s}$$

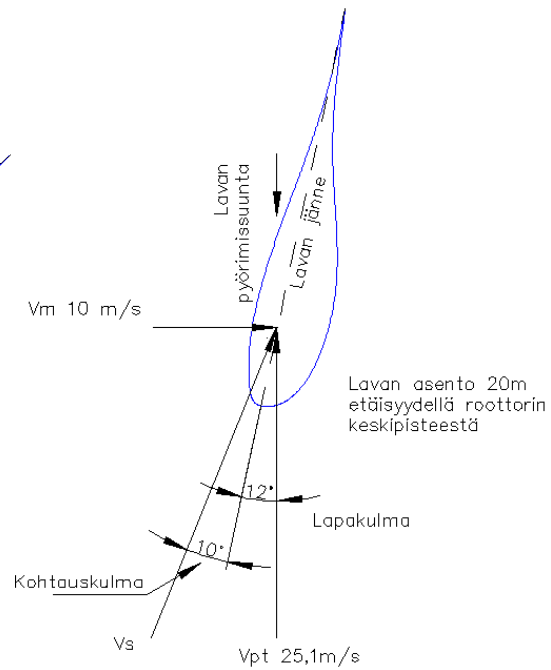
$$v_{40m} = 50,3 \frac{m}{s}$$

$$v_{60m} = 75,4 \frac{m}{s}$$

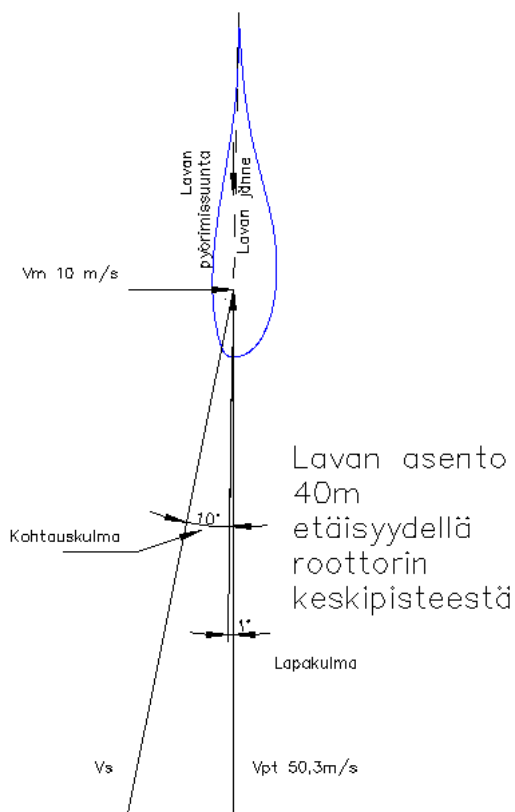
Kun halutaan pitää kohtauskulma esimerkiksi 10° koko lavan mitalla, lapakulmaa täytyy muuttaa lavan koko matkalla seuraavasti:



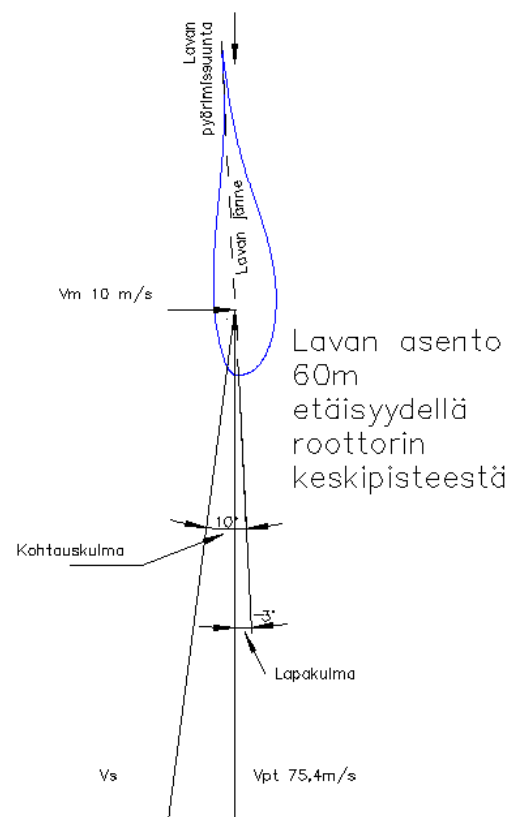
KUVIO 22. Lavan asento 5 m:n etäisyydellä



KUVIO 23. Lavan asento 20 m:n etäisyydellä



KUVIO 24. Lavan asento 40 m:n etäisyydellä



KUVIO 25. Lavan asento kärjessä

Kuvioissa 22-25 nähdään, että lavan lapakulma muuttuu lavan juuressa olevasta 48 asteesta lavan kärjessä olevaan -3 asteeseen. Kuvioissa lavan poikkileikkaukset on kuvattu kohti tuulivoimalan roottoria.

4.2.8 Kohtauskulman ja lapakulman välinen yhteys

Jotta saadaan hyödynnettyä tuulesta energiaa, oleellinen suure on lavan jänteen kohtauskulma vapaaseen virtaukseen, kuten luvussa 4.2.6 mainittiin. Jotta lapa toimii optimaalisesti, täytyy kohtauskulman säilyä oikeana riippumatta maatuulen voimakkuudesta (kuvio 17). Kohtauskulman ja lapakulman välillä on seuraava yhteys:

$$\text{Lapakulma } \beta + \text{Kohtauskulma } \alpha = \tan^{-1}\left(\frac{v_{\text{maatuulennopeus}}}{v_{\text{pyörimisestä aiheutuva tuuli}}}\right) \quad (19)$$

$$\text{josta Lapakulma } \beta = \tan^{-1}\left(\frac{v_{\text{maatuulennopeus}}}{v_{\text{pyörimisestä aiheutuva tuuli}}}\right) - \text{Kohtauskulma } \alpha$$

Usein haluttu lapaprofiilikohtainen kohtauskulma α tiedetään. Kaavalla 19 on helppo ratkaista, mitä lapakulmaa β täytyy käyttää, jotta päästään haluttuun kohtauskulmaan.

Esimerkiksi jos maatuulennopeus on 10 m/s, roottorin halkaisija on 120 m, roottorin pyörähdysajaksi halutaan 5 s ja lapaprofiili toimii optimaalisesti kohtauskulmalla 12 °. Jos halutaan tietää, mikä tulee olla lapakulma lavan juuressa 5 m:n ja lavan kärjessä 60 m:n etäisyydellä roottorin keskipisteestä, lasketaan ensin lavan pyörimisestä aiheutuvat tuulennopeudet 5 m ja 60 m kohdilla.

$$v_{5m} = \frac{\pi \cdot 2 \cdot 5m}{5s} = 6,3 \frac{m}{s}; \quad v_{60m} = 75,4 \frac{m}{s}$$

$$\beta_{5m} = \tan^{-1}\left(\frac{\frac{10m}{s}}{\frac{6,3m}{s}}\right) - 10^\circ \cong 47,78^\circ \approx 48^\circ$$

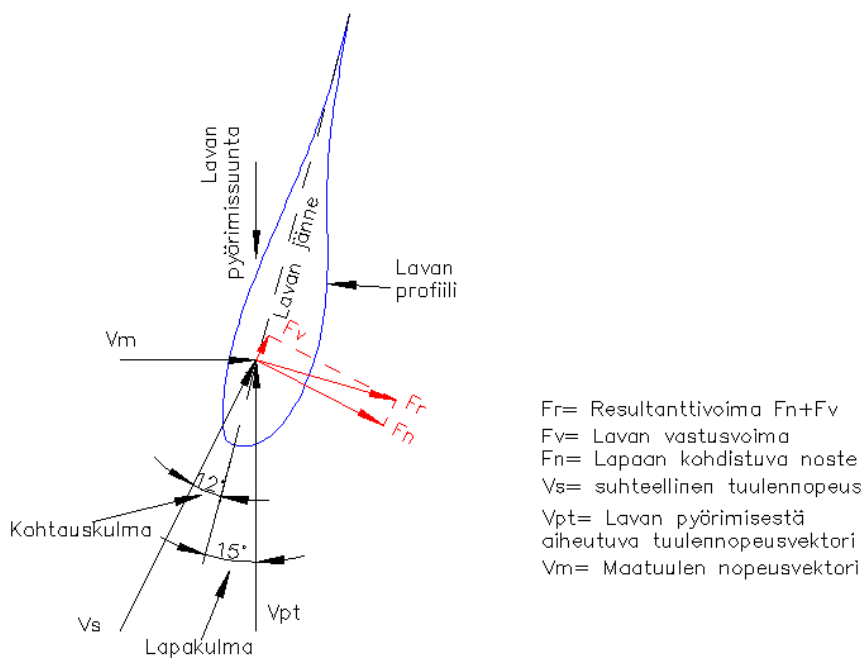
$$\beta_{60m} = \tan^{-1}\left(\frac{\frac{10m}{s}}{\frac{75,4m}{s}}\right) - 10^\circ \cong -2,45^\circ \approx -2,5^\circ$$

Vastaavalla tavalla voidaan laskea tarvittavat lapakulman arvot koko lavan pituudelta, saadaan selville lavan jänneviivan asennot lavan eri kohdissa eli kyseessä on lavan kierteen määrittäminen.

4.2.9 Lavan noste, vastus-, resultantti-, pyörittävä- ja työntövoima

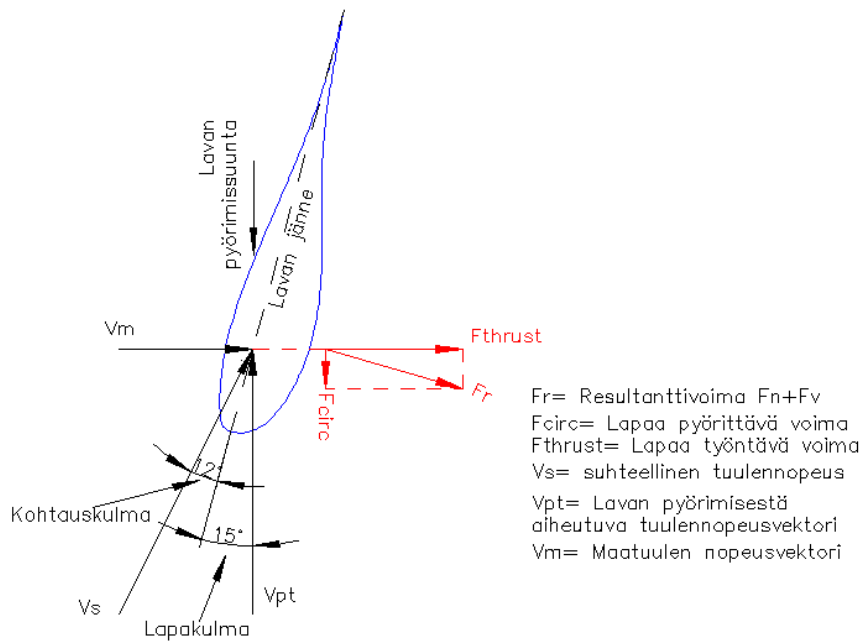
Kuvio 26 selventää lapaan muodostuvia voimia ja niiden suhteita. Lavan vastusvoima F_v syntyy suhteellisen tuulen suuntaisesti ja pyrkii hidastamaan virtausta ja siten heikentämään lavan nostetta. Lavan vastusvoima on kohtisuorassa nosteeseen F_n nähden, ja ne yhdessä muodostavat resultanttivoiman F_r . Lavan vastusvoima pyritään minimoimaan ja mitä lähempänä resultanttivoiman suunta on lavan nosteen suuntaa, sitä paremmin tuulivoimala pystyy hyödyntämään maatuulen energian (Korpela 2016, 61). Nostovoiman suuruuteen vaikuttaa

- virtausnopeus,
- kohtauskulma,
- ilman tiheys,
- lapaprofiilin muoto ja
- pinnanlaatu,
- lavan muoto ja kiertäminen sekä
- ilman viskositeetti. (Haapanen 2004.)



KUVIO 26. Lavan vastusvoima, noste ja resultanttivoima

Lavan vastusvoima F_v ja noste F_n ovat riippuvaisia suhteellisen tuulen nopeuden V_s neliöstä (Korpela 2016, 67). Lisäksi lapaprofiilin muoto, lavan pinnankarheus ja ilman tiheys vaikuttavat vastusvoiman suuruuteen. Resultanttivoima voidaan jakaa lapaa pyörittävään voimaan ja lapaa taaksepäin työntävään voimaan.



KUVIO 27. Lapaa pyörittävä voima ja taaksepäin työntävä voima (mukaillen Wizelius 2007, 84)

Lavan nostevoima F_n saa lavan pyörimään, mutta lapaa pyörittävä voima F_{circ} ei ole sama kuin lavan nostevoima. Kuvio 27 selventää, miten pyörittävä voima F_{circ} ja taaksepäin työntävä voima muodostuvat. F_{circ} on resultanttivoiman F_r lavan pyörimissuunnan mukainen komponentti ja F_{thrust} on resultanttivoiman maatuulen suuntainen komponentti ja on siis kohtisuorassa pyörittävään voimaan F_{circ} nähden. Pyörittävä voima F_{circ} näyttää pieneltä suhteessa taaksepäin työntävään voimaan F_{thrust} , mutta sen teho on suuri johtuen suuresta lavan pyörimisnopeudesta. Pyörittävä voima siis halutaan mahdollisimman suureksi ja taaksepäin työntävä voima mahdollisimman pieneksi. Lapaa taaksepäin työntävä voima on niin sanottu hyödytön voima ja tämä voima rasittaa muun muassa vaihteistoa, laakerointeja ja tornia. (Wizelius 2007, 84.) Mitä suurempi tämä taaksepäin työntävä voima on, sitä vahvemmat rakenteet tuulivoimalassa pitää olla. Vahvemmat rakenteet lisäävät tuulivoimalan kokonaiskustannuksia ja vaikuttavat siltä osin myös tuotetun energian hintaan.

4.3 Vaaka-akselisen tuulivoimalan lapojen määrä

Nykyajan tuulivoimaloissa on yleensä kolme lapaa ja niitä käytetään pääasiassa sähköenergian tuotantoon. Entisajan tuulivoimaloista käytetään nimitystä tuulimylly ja niitä käytettiin monenlaisiin käyttötarkoituksiin kuten viljan jauhamiseen, veden pumppaamiseen, sähköenergian tuottamiseen ja sahojen pyörittämiseen. Voisi ajatella myös, että myllyjä olisi käytetty erilaisten konepajojen voimanlähteenä. Entisajan vaaka-akseliset tuulimyllyt olivat usein neli- tai useampilapaisia. Voi ajatella, että mitä

enemmän lapoja on, sitä enemmän tuulesta voisi saada energiaa. Asia onkin varmaan näin, mutta oleellista on kuitenkin tuotetun energian hinta, ja mitä useampilapainen voimala, sitä kalliimmaksi voimalan kokonaiskustannus tulee. Voimalan kokonaiskustannus vaikuttaa oleellisesti tuulivoimalasta saatavan energian hintaan. Seuraavissa luvuissa hieman perusteluja lapamäärän valinnalle.

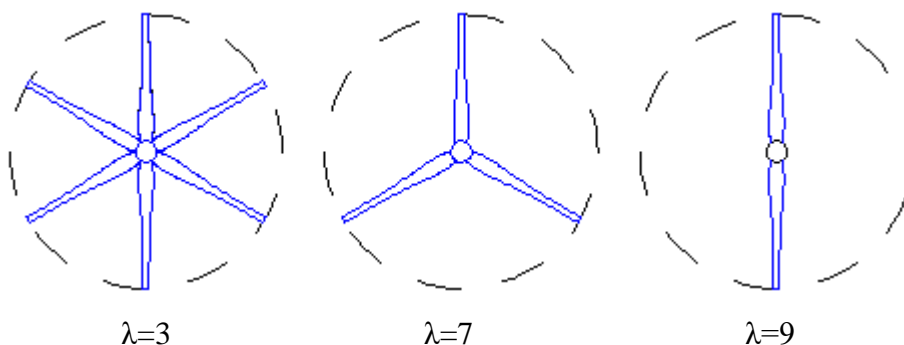
4.3.1 Kärjen nopeussuhde λ

Tuulivoimalan mitoituksen kannalta oleellinen suure tuulesta saatavan energian hyödyntämiseen on kärjen nopeussuhde (tip speed ratio of rotor) eli tuulivoimalan lavan kärjen kehänopeuden suhde maanpäälliseen tuuleen (Wizelius 2007, 68, 79).

$$\lambda = \frac{v_{kehä}}{v_{maatuuli}} \quad (20)$$

Miksi kärjen nopeussuhde on sitten tärkeä? Kaikille lapaprofiileille ja lapamäärille, toisin sanoen roottorigeometrioille, on olemassa ihanteellinen kärjen nopeussuhde. Jos kehänopeuden suhde maatuulen nopeuteen on liian alhainen, suuri osa ilmavirtauksesta ohittaa roottorin, eikä ilmavirtauksessa ollut energia siirry roottorin liike-energiaksi. Jos taas kärjen nopeussuhde on liian suuri kyseiselle roottorigeometrialle, lavan aiheuttama pyörre eli turbulenssi ei ole vielä laantunut, kun seuraava tai yksilapaisessa roottorissa samainen lapa tulee samaan kohtaan. Roottorin pyörimisnopeus on oikea silloin, kun lavan aiheuttama pyörre on juuri tasaantunut seuraavan lavan tullessa samaan kohtaan. (Korpela 2016, 63.)

Jotta tuulivoimalan roottori pystyisi hyödyntämään tuulesta saatavan energian tehokkaasti, roottorilla on siis oltava sopiva pyörimisnopeus suhteessa sen halkaisijaan ja tuulen nopeuteen.



KUVIO 28. Lاپojen määrän suhde kärjen nopeussuhteeseen λ (mukaillen Wizelius 2007, 82)

Kuviossa 28 on esimerkki lapojen määrän vaikutuksesta optimaaliseen kärjen nopeussuhteeseen eräällä lapaprofiililla. On huomioitava, että kärkinopeussuhde on lapaprofiilikohtainen, mutta periaate on, että mitä vähemmän lapoja on, sitä suurempi on kärjen nopeussuhde. (Wizelius 2007, 79.) Jos siis verrataan saman pyyhkäisypinta-alan omaavia vaaka-akselisia roottoreita, lapamäärä on kääntäen verrannollinen lavan kehänopeuteen, toisin sanoen mitä enemmän lapoja on, sitä pienempi on kehänopeus.

4.3.2 Tuulivoimalan tuottama vääntömomentti

Tuuli aiheuttaa tuulivoimalan roottorin lapaan määrätyn vääntömomentin ja mitä enemmän roottorissa on lapoja, sitä suurempi on roottorin vääntömomentti. Vääntömomentin lisääntyminen johtuu siitä, että lapojen määrän lisääntyessä tuuli kohdistaa voiman entistä suuremmalle osalle roottorin pyyhkäisypinta-alasta. Tähän vääntömomenttiin vaikuttaa myös oleellisesti se, että kärjen nopeussuhteen tulee olla oikea kyseiselle roottorigeometrialle, kuten luvussa 4.3.1 kerrottiin. Tuulivoimaloiden yhteydessä puhutaan myös käsitteestä pintasuhde, joka on lapojen yhteispinta-alan ja roottorin pyyhkäisypinta-alan osamäärä seuraavasti (Korpela 2016, 65):

$$\text{Pintasuhde} = \frac{\text{lapojen yhteispinta-ala}}{\text{roottorin pyyhkäisypinta-ala}} \quad (21)$$

Mitä suurempi pintasuhde on tuulivoimalalla, sitä suurempi on vääntömomentti kokoonsa nähden ja sitä alhaisemmilla tuulennopeuksilla tuulivoimala voi toimia tehokkaasti.



KUVA 8. 18-lapainen vaaka-akselinen tuulivoimala (mukaillen Pixabay.com)

Kuvassa 8 on esimerkki 18-lapaisesta tuulivoimalasta, jolla saadaan tuulivoimalan kokoon nähden suuri vääntömomentti. Tällaista voimalaa on käytetty usein veden pumppaamiseen maataloilla ja kyseinen tuulivoimala tuottaa tehoa jo hyvinkin alhaisilla tuulennopeuksilla. Tuulesta saatava energia ja teho on suoraan riippuvainen tuulen lävistämän alueen poikkipinta-alasta (KAAVAT 5 ja 9) ja jos tällaista 18-lapaista tuulivoimalaa käytettäisiin suurten tehojen tuottamiseen, lavoista aiheutuvat kustannukset olisivat suuret ja suuri lapamäärä aiheuttaisi suuria vaatimuksia tuulivoimalan muihin rakenteisiin, jolloin myös tuotetun energian hinta olisi korkea. (Korpela 2016, 66.)

4.3.3 Tuulivoimalasta saatava mekaaninen teho

Tuulivoimalasta saatava teho voidaan määrittää roottorin kulmanopeuden ja vääntömomentin tulona seuraavasti:

$$P = \tau_z \omega_z \quad (22)$$

jossa P =teho, τ_z = vääntömomentti ja ω_z = roottorin kulmanopeus.

Kaavan 22 perusteella yksilapaisella roottorilla voi saada lähes saman tehon kuin kaksilapaisella, mikäli yksilapaisen roottorin pyörimisnopeus olisi kaksinkertainen kaksilapaiseen roottoriin verrattuna. Samoin kolmilapaisella roottorilla voi saada lähes saman tehon aikaiseksi kuin kuvassa 8 olevalla 18-lapaisella roottorilla, mikäli kolmilapaisen roottorin pyörimisnopeus olisi kuusinkertainen 18-lapaiseen verrattuna. Tuulivoimalan lavan vastusvoima kasvaa nopeuden neliössä, mistä johtuen kaksilapaisella roottorilla ei voi saada aivan samaa tehoa (noin 5 % pienempi) kuin kolmilapaisella roottorilla. Lisäksi tuulivoimalan aiheuttama melu lisääntyy lapanopeuden kasvaessa. (Korpela 2016, 67.)

4.3.4 Miksi on päädytty kolmelapaiseen roottoriin

Tuulivoimalasuunnittelussa on oleellista tuotetun energian hinta eli tuulivoimalan hinta tulisi saada mahdollisimman alhaiseksi ja tuotettu energia/teho mahdollisimman suureksi. Tuulivoimaloilla on voimalakohtaiset tuulennopeusalueet, joilla voimala toimii riittävän tehokkaasti, ja jos tuulennopeus on esimerkiksi alle minimituulennopeuden, voimalaa ei käynnistetä, koska se ei ole silloin taloudellisesti kannattavaa. Edellisessä luvussa tultiin siihen tulokseen, että periaatteessa kaikilla lapamäärillä voitaisiin päästä samaan tehoon. Yksilapainen tuulivoimala olisi periaatteessa halvin, mutta yksilapainen ei ole kovinkaan vakaa pyörimisliikkeen suhteen. (Korpela 2016, 65.)

Tuulen voimakkuus lisääntyy ylöspäin mentäessä (luku 2.4.2) ja tuuli on heikoimmillaan tornin kohdalla. Johtuen tuulen voimakkuuden vaihteluista, yksilapaisella voimalalla roottorin vääntömomentti vaihtelee koko ajan. Lavan ollessa suoraan ylöspäin, vääntömomentti on suurimmillaan ja lavan ollessa suoraan alaspäin tornin kohdalla, vääntömomenttiin tulee ”kuoppa” eli momentti on hyvin alhainen. Tällöin puhutaan tornivarjosta. (Korpela 2016, 66.)



KUVA 9. Kaksilapaisia tuulivoimaloita (mukaillen Pixabay.com)

Kuvassa 9 on kaksilapaisista tuulivoimaloista koostuva tuulivoimapuisto. Kaksilapaisella saadaan jo hieman tasaisempi vääntömomentti, mutta siinäkin on ongelmana se, että toisen lavan ollessa yläasennossa sen lavan vääntömomentti on suurimmillaan, kun taas samanaikaisesti toinen lapa on tornin kohdalla ja sillä on vääntömomentti minimissään. Yksi- ja kaksilapaiset rakenteet aiheuttavat mekaanisia rasituksia sekä roottoriin että koko tuulivoimalan voimansiirtoon. (Korpela 2016, 66-67.)



KUVA 10. Kolmilapainen merituulivoimala (mukaillen Pixabay.com)

Kuvassa 10 on esimerkki kolmilapaisesta tuulivoimalasta. Kolmilapainen roottori tuottaa jo kohtalaisen tasaisen vääntömomentin pyörähdysjakson aikana. Kun yksi lapa on tornivarjossa ja sillä vääntömomentti on minimissään, kaksi muuta lapaa eivät oletettavasti ole maksimivääntömomentin kohdassa. Toisessa ääritilanteessa, kun yksi lapa on yläasennossaan ja maksimivääntömomentissaan, kaksi muuta lapaa eivät ole vääntömomentin minimissään. Edellä mainittujen syiden vuoksi kolmilapaisen tuulivoimalan vääntömomentin vaihtelu ei ole kovin suurta pyörähdysjakson aikana ja mekaaniset rasitukset voimansiirtoon ja torniin pysyvät hallinnassa. (Korpela 2016, 67.)

Lisäämällä lapoja neljään tai viiteen vääntömomentin vaihtelu olisi vielä pienempää, mutta ero kolmilapaiseen ei olisi kovin suuri. Lapojen lisääminen aiheuttaisi kuitenkin kustannuksia niin paljon, että stabiilisuuden lisääntymisestä huolimatta vaikutukset tuotetun energian hintaan eivät olisivat niin merkittäviä, että lapojen lisääminen olisi kannattavaa. Lapojen lisääminen lisää aina myös tuulivoimalaan kohdistuvia mekaanisia rasituksia varsinkin myrskytuulilla eli mitä suurempi on pintasuhte (KAAVA 21), sitä suurempi on roottoriin kohdistuva työntövoima. (Korpela 2016, 67.)



KUVA 11. Kolmilapainen roottori ja siihen kohdistuva työntövoima F_t (mukaillen Pixabay.com)

Kuvassa 11 esimerkki työntövoimasta. Työntövoima voidaan määrittää seuraavalla kaavalla (Haapainen 2004):

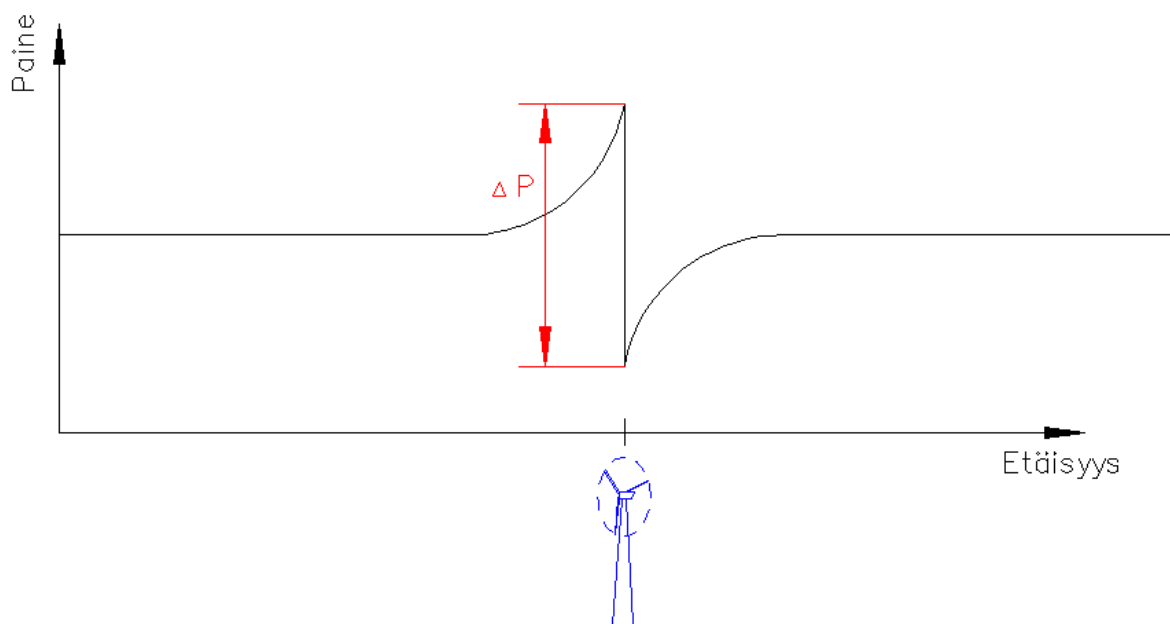
$$F_T = \frac{1}{2} \rho V^2 A C_T = \Delta p A \quad (23)$$

jossa F_T = työntövoima, ρ = ilman tiheys, V = maatuulen nopeus,

A = roottorin pyyhkäisyypinta – ala, C_T = työntövoimakerroin,

Δp = ilmanpaineen alenema roottorissa

Työntövoima F_T (F_{Thrust}) on aksiaalinen voima, jolla lapoihin vaikuttava paine painaa roottorin akselia myötätuuleen. Työntövoimakerroin C_T määrittelee aksiaalisen voiman F_T , jolla roottori työntää tuulivoimalan mastoa taakse päin. Työntövoimakerroin kasvaa lapojen pintasuhteen (luku 3.2.2) lisääntyessä. Työntövoima rasittaa muun muassa tuulivoimalan nasellin laakerointia, sähköntuotannon voimansiirtoa, tornia ja perustuksia. Lapasuunnittelulla voidaan vaikuttaa huomattavasti työntövoiman suuruuteen: lapakulmaa säädetään myrskytuulilla niin, että lapa sakkaa ja työntövoima pienenee. (Korpela 2016, 67; Haapanen 2004)



KUVIO 29. Roottorissa tapahtuva ilmanpaineen alenema Δp (mukaillen Korpela 2016, 38; Haapanen 2004)

Kuviossa 29 voidaan nähdä, että ilmanpaine ensin alkaa nousta hieman ennen roottoria ja roottorin kohdalla paine nousee maksimiin ja heti sen jälkeen tapahtuu voimakas paineen alenema. Paineen aleneman suuruus on suoraan verrannollinen työntövoiman F_T suuruuteen.

Kolmilapaiseen päätyminen on eräänlainen kompromissi eri ominaisuuksista. Valintaa voisi verrata yleisurheilussa kymmenotteliin: hyvä kymmenottelija on kaikissa lajeissa kohtuullisen hyvä, mutta ei missään lajissa aivan paras. Tässä on yhteenveto siitä, miksi kolmilapaiseen on päädytty:

- lapojen pyörimisnopeus pysyy kohtuullisena, jolloin lapojen ilmanvastus eli vastusvoima on kohtuullinen ja siten hyötysuhde pysyy riittävän hyvänä,
- kolmilapaisessa saadaan riittävän tasainen vääntömomentti koko pyörähdysjaksolle, rasitukset tuulivoimalan rakenteelle pysyvät kohtuullisina,
- lapojen yhteispinta-ala on pieni suhteessa roottorin pyyhkäisyalaan. Lapojen materiaalin tarve on oleellisesti pienempi, kuin esimerkiksi nelilapaisessa roottorissa. Lisäksi roottoriin ja muihin voimalan rakenteisiin kohdistuva työntövoima pysyy kohtuullisena,
- kaikilla edellä luetelluilla asioilla on myös suuri vaikutus tuulivoimalan kokonaiskustannuksiin eli investointi-, huolto-, käyttö- ja rahoituskustannuksiin. Kaikki edellä mainitut kustannukset vaikuttavat tuulivoimalasta saatavaan energian hintaan.

5 TUULIVOIMALOIDEN TEKNINEN KÄYTETTÄVYYS

Tekninen käytettävyys tarkoittaa, kuinka suuren osan ajasta tuulivoimala on ollut toimintakuntoisena vuoden aikana. Teknistä käytettävyyttä määritettäessä ei oteta huomioon tuulivoimalasta riippumattomia tekijöitä, kuten esimerkiksi sähköverkon vikatilanteita ja sitä, että ei tuule. Teknistä käytettävyyttä alentavat tekijät voidaan jaotella suunniteltuihin ja suunnittelemattomiin käyttökatkoihin. (Korpela 2016, 95.) Teknisellä käytettävyydellä on iso merkitys tuulivoimalan tuottavuuteen ja tavoitteena on kunnossapitokulujen minimointi ja käytettävyyden maksimointi (Palmu 2016, 12).

5.1 Suunnitellut käyttökatkot

Suunniteltuja käyttökatkoja ovat muun muassa määrävälein, esimerkiksi puolivuositain tehtävät huollot. Huollot jakaantuvat pienempään puolivuotishuoltoon ja isompaan vuosihuoltoon. Huoltoihin käytettävä aika vaihtelee vuosittain, sillä esimerkiksi hydraulikkaöljyt on vaihdettava joka toinen vuosi ja vaihteistoöljyt joka kolmas vuosi. Huollon tarpeesta kylmissä olosuhteissa, kuten Suomessa, on kuitenkin toistaiseksi hyvin vähän tietoa, ja sen vuoksi on tutkimuksia ja mittauksia aiheeseen liittyen meneillään. (Palmu 2016, 13-14.) Huoltoihin käytettävä aika on Suomessa ollut 20 tunnin luokkaa tuulivoimalaa kohden eli noin 0,2 % ajasta. Suunniteltuja käyttökatkoja ovat myös muun muassa tuulivoimalaitoksen esittelyt ja tutkimukseen liittyvät tapahtumat. (Korpela 2016, 95.)

5.2 Suunnittelemattomat käyttökatkot

Suunniteltujen käyttökatkojen lisäksi tuulivoimaloiden toiminnan saattavat pysäyttää ennalta-arvaamattomat häiriöt, pakkasten aiheuttamat toimintahäiriöt ja erilaiset viat, joista tässä yhteydessä käytetään nimitystä suunnittelemattomat käyttökatkot.

5.2.1 Häiriöt

Suunnittelematonta käyttökatoa sanotaan häiriöksi, jos voimala toimii uudelleenkäynnistyksen jälkeen virheettömästi. Suomen tuulivoimaloissa yhteenlaskettu häiriöaikatulivoimalaa kohden on ollut vuosittain sadasta kahteensataan tuntiin eli 1,1-2,3 % ajasta. (Korpela 2016, 95.)

5.2.2 Pakkasen aiheuttamat käyttökätköt

Kovat pakkaset aiheuttavat tuulivoimaloille suunnittelemtomia käyttökätköjä. Pakkasen aiheuttamat käyttökätköt jaetaan usein kolmeen aihealueeseen, joista ensimmäinen on voimansiirtoöljyjen kangistumisesta aiheutuva käynnistymättömyys. Toinen pakkasesta aiheutuva käyttökätkö aiheutuu tuulimitareiden jäätymisestä. Tuulivoimalan säätöjärjestelmä ei voi toimia oikein, mikäli se ei saa tietoa ilmavirtauksen nopeudesta ja suunnasta. Kolmas pakkasen aiheuttama toimintahäiriö on roottorin lapoihin kertyvä jää. Jään kertyminen lapoihin voi vaikuttaa merkittävästi lapojen aerodynaamisiin ominaisuuksiin. Nykyaikaisissa pohjoisiin olosuhteisiin tarkoitetuissa tuulivoimaloissa on lavoille oma lämmitysjärjestelmä estämään jäätymistä. Yleisesti voidaan kuitenkin sanoa, että käytössä olevissa voimaloissa lämmitysjärjestelmä on aika harvinainen. Kovana pakkastalvena jäätymisestä aiheutuvat käyttökätköt saattavat olla keskimäärin 350 tuntia/kätkö (talvi 2010), kun taas lauhempana talvena käyttökätkö saattaa olla 140 tuntia (talvi 2011). (Korpela 2016, 95,96.) Tuotetun energian määrään pakkasen aiheuttamilla käyttökätköillä on iso merkitys, koska kesään verrattuna talvikuukausina tuulennopeus on suurempi ja johtuen alhaisesta lämpötilasta, myös ilman tiheys on suurempi (Suomen Tuuliatlas 2011d).

5.2.3 Viat

Suunnittelematonta käyttökatoa, jossa on jouduttu tekemään korjaustoimenpiteitä laitoksen käyntiin saamiseksi, sanotaan viaksi. Teknologian tutkimuskeskus VTT on tilastoinut suomalaisten tuulivoimaloiden vikoja vuosina 1996-2011. Tämän jälkeen tuulivoimaloihin liittyviä vikatilastoja ei ole tehty. Tuulivoiman tilastointi siirtyi Suomen Tuulivoimayhdistykselle vuodesta 2014. (Suomen Tuulivoimayhdistys 2020a.)

TAULUKKO 2. Suomen tuulivoimalaitosten viat vuosina 2009-2011 (mukaiillen Suomen Tuulivoimayhdistys 2020a)

Komponentti	Vika-aika yhteensä tuntia			% vika-ajasta			Vikojen lkm		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
anturit	1612	680	550	4,4%	1,4%	1,3%	27	11	12
gen. laakerit	656	1051	448	1,8%	2,2%	1,0%	3	5	3
generaattori	745	279	5	2,0%	0,6%	0,0%	8	6	1
hydrauliikka	3070	5075	2593	8,4%	10,7%	6,0%	28	31	13
ilmajarrut	416	162	2869	1,1%	0,3%	6,6%	3	2	8
jäähdytys	143	139	915	0,4%	0,3%	2,1%	3	3	9
kaapelit	142	410	120	0,4%	0,9%	0,3%	2	4	1
kondensaattorit	99		81	0,3%		0,2%	2		1
konehuone	20			0,1%			1		
kytkimet		65			0,1%			1	
kääntöjärjestelmä	4986	1366	1193	13,7%	2,9%	2,7%	21	13	10
kääntömoottori	1187	251	157	3,3%	0,5%	0,4%	2	6	4
lapa	194	3188	1731	0,5%	6,7%	4,0%	1	8	5
lapakulman säätömekanismi	7016	11115	8476	19,3%	23,4%	19,5%	66	65	60
lavan pultit		17	429	0,0%	0,0%	1,0%		1	3
liukurenkait	575	704	1230	1,6%	1,5%	2,8%	5	8	4
lämmitys	297			0,8%			8		
mekaaninen jarru	205	453	5327	0,6%	1,0%	12,3%	6	7	10
muu	435	498	1908	1,2%	1,0%	4,4%	8	15	17
napa		50			0,1%			2	
ohjausjärjestelmä	7083	3486	447	19,5%	7,3%	1,0%	18	27	10
ohjausyksikkö			327			0,8%			3
pääakseli	120	90		0,3%	0,2%		2	1	
releet	474			1,3%			3		
roottori			528			1,2%			1
roottorin laakerit	169		115	0,5%		0,3%	2		2
taajuusmuuttaja	947			2,6%			5		
tehoelektroniikka	3505	6219	3555	9,6%	13,1%	8,2%	37	48	40
tehomuuntaja	262	903	1828	0,7%	1,9%	4,2%	4	4	8
torni	726	20		2,0%	0,0%		3	1	
vaihdelaatikko	226	11267	6956	0,6%	23,7%	16,0%	5	34	22
vaihteen akseli	336		954	0,9%		2,2%	2		2
vaihteen tiivisteet	45			0,1%			1		
vaihto/tasasuuntaaja	210			0,6%			3		
verkkoonkytkentä	467		104	1,3%		0,2%	5		2
tuntematon			606			1,4%			14
Yhteensä	36368	47488	43452	100,0%	100,0%	100,0%	284	303	265

Taulukossa 2 on komponenttityypeittäin eroteltu eri vikoja, vian aiheuttamia vika-aikoja yhteensä ja kyseisen vika-ajan prosenttiosuutta kokonaisvika-ajasta. Kaikki voimalaitokset eivät ole raportoineet vikoja, vaan raportoineet laitokset ovat vastanneet vuonna 2009 87 %, vuonna 2010 82 % ja vuonna 2011 58% tehokapasiteetista. Merkittävimmät komponentit vika-ajan suhteen ovat olleet tuona aikana

lapakulman säätömekanismi, lapa, hydraulikka, vaihdelaatikko, tehoelektroniikka, kääntöjärjestelmä ja ohjausjärjestelmä. (Suomen Tuulivoimayhdistys 2020a.) Vuoden 2010 talvi oli huomattavasti kylmempi, kuin vuoden 2011 talvi. Tämä näkyy erityisesti vaihdelaatikon ja lapakulman säätömekanismin vikaantumisten lisääntymisenä. (Korpela 2016, 96, 97.)

6 TUULIVOIMAN TUOTANTOKUSTANNUKSET

Tuulivoiman tuotantokustannukset voidaan jakaa kustannuksiin, jotka tapahtuvat ennen tuulivoimalan käyttöönottoa, ja käytönaikaisiin kustannuksiin. Ennen käyttöönottoa tapahtuvia kustannuksia voidaan kutsua myös investointikustannuksiksi. Käytönaikaisia kustannuksia ovat toiminta ja ylläpitokustannukset. Energian tuotantokustannuksia ei ole kovin helppoa määritellä etukäteen, koska laskennassa pitäisi pystyä arvioimaan myös kustannuksia, jotka tapahtuvat tulevaisuudessa kuten esimerkiksi rahoituskustannukset, palkat jne. Monenlaisia laskutapoja on käytetty laskettaessa tuulivoiman tuotantokustannuksia. Käytetyin laskentamenetelmä tuulivoimalan eliniän aikaisiin energian tuotantokustannuksiin on nimeltään Levelized Cost of Energy, josta käytetään lyhennettä LCOE (IRENA 2019).

6.1 Levelized Cost of Energy (LCOE)

Sähköenergian tuottaminen tuulivoiman avulla on kustannuksiltaan hyvin pääomavaltaista. Suurin osa kustannuksista muodostuu jo ennen tuulivoimalan käyttöönottoa. Energian tuotantokustannusten elinkaarenaikaiseen arvioimiseen on kehitetty laskentamenetelmä, jota kutsutaan englantilaisella nimellään Levelized Cost of Energy. Tätä tasoitettua energiakustannuksen laskentamenetelmää voidaan hyvin käyttää myös tuulivoimapuistohankkeissa. Tällä menetelmällä helpotetaan suunnittelun optimointia ja kustannusten minimointia tuulivoimapuistoprojekteissa. Tämä menetelmä mahdollistaa myös eri energiatuotantohankkeiden keskinäisen vertailun. Kokonaiskustannukset on diskontattu määrättyyn ajankohtaan ja kustannukset on kohdistettu oletettuun sähköenergian tuotantoon tuulivoimapuistossa ja tulokseksi on saatu kustannukset tuotettua energiayksikköä kohden. Tämä laskentatapa sisältää tuulivoimalan pääoma-, toiminta ja purkukustannukset jaettuna voimalaprojektin elinkaaren ajalle. Tulokseksi saadaan energian tuotantokustannus megawattituntia kohden, joka säilyy tasoittamisen ansios-
ta vakiona tuulivoimapuiston elinkaaren ajalla. Seuraavassa on esitetty yksinkertaistettu laskentamenetelmä LCOE:n laskemiseksi (Ebenhoch, Matha, Marathe, Munoz & Molins 2015):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}} \quad (24)$$

jossa

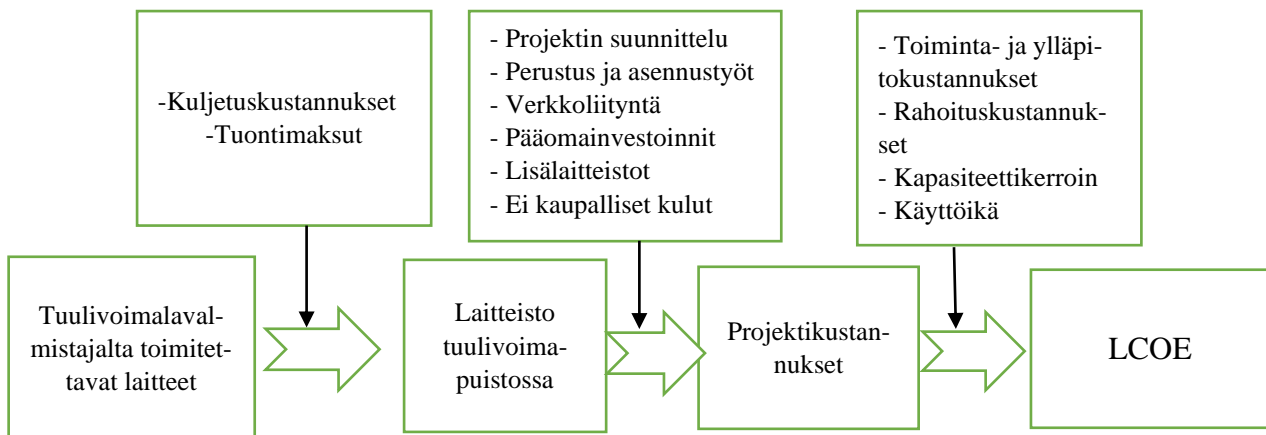
LCOE	”Tasoitettu” energian tuotantokustannus	[€/MWh]
I_0	Pääomakustannukset projektissa	[€]

n	Toiminta-aika vuosina	[v]
t	Yksittäinen vuosi elinkaaren ajalla	[1,2,...n]
A_t	Toimintakustannus vuodessa	[€]
i	Rahoituksen korkoprosentti	[%] ja
M_{el}	Tuotettu sähköenergia vuodessa	[€]

LCOE:n arvo riippuu enimmäkseen seuraavista viidestä tekijästä:

- kapasiteettikerroin ja huipunkäyttöaika, joihin vaikuttavat paikallisen tuulen laatu, tuuliturbiini-suunnittelu ja tuuliturbiinin käytettävyyys (IRENA 2013, 35, 37)
- pääomakustannukset, suurin yksittäinen kustannus, noin 75% (Laaksonen 2017, 37)
- rahoituskustannukset
- toiminta- ja ylläpitokustannukset koostuen sekä kiinteistä- että muuttuvista kustannuksista, joiden osuus voi olla 20-25% LCOE:n arvosta (IRENA 2013, 36)
- voimalan käyttöikä (usein käytetään 25 vuoden teknistä ikää tai 20 vuoden taloudellista ikää)

Seuraava kuvio hahmottaa tuotantokustannusten muodostumista eri tekijöistä tuulivoimaprojektissa:



KUVIO 30. Tuulivoiman tuotantokustannusten muodostuminen (mukailen IRENA 2013, 83)

7 POHDINTA/JOHTOPÄÄTÖKSET

Tässä työssä oli tarkoituksena tuottaa havainnollinen opiskelupaketti tuulivoimatekniikkaan liittyen. Ohjaajaltani sain ”vapaat kädet” valita se aihealue, jota haluan painottaa. Itselleni tuulivoimatekniikka ei ollut kovinkaan tuttua ennen kuin aloitin työni. Olin kyllä perehtynyt aiheeseen jonkin verran toimiessani Centria ammattikorkeakoulun palveluksessa Arctic Energy projektissa, jossa tehtävänäni oli selvittää, löytyykö tutkittua tietoa tuulivoimaloiden koon merkityksestä tuulivoimaloiden tuotantokustannuksiin. Luin erilaisia tutkimuksia, julkaisuja, alan lehtiä ja opinnäytetöitä, mutta täysin edellä mainittuun kysymyksen asetteluun liittyvää tutkimusta ei löytynyt. Tuulivoimaloiden koot ovat kuitenkin kasvaneet tasaisesti (v. 2009 2 MW, v. 2014 3,1 MW ja v. 2019 4,3 MW Suomen Tuulivoimayhdistys 2020a), kun taas investointikustannukset/kW maailmanlaajuisesti ovat pienentyneet (v. 2010 1913 USD/kW, v. 2014 1751 USD/kW ja 2018 1497 USD/kW, IRENA 2019). Tuotantokustannukset (LCOE) ovat laskeneet vastaavaan aikaan (v.2010 0,08 USD/kWh, v. 2014 0,07 USD/kWh ja 2018 0,06 USD/kWh, IRENA 2019), joista voidaan olettaa, että suuremmilla ja suuremman nimelliskapasiteetin omaavilla tuulivoimaloilla päästään alempiin tuulivoimalan eliniän aikaisiin tuotantokustannuksiin (LCOE).

Vapaus aiheen valinnassa aiheutti sen, että aluksi ei itselläni ollut tarkkaa käsitystä siitä, mihin tuulivoiman osa-alueeseen keskittyisin. Päätin aluksi hankkia aiheeseen liittyvää kirjallisuutta. Aluksi luin läpi Aki Korpelan kirjan Tuulivoiman perusteet miettimättä vielä, mihin keskittyisin. Myös Tore Witzeliuksen kirjaa luin kohtuullisen pitkälle ja myös muita julkaisuja sekä Internetistä löytyvää materiaalia ja opinnäytetöitä. Itselläni ei ollut tuulivoiman perusteista kovinkaan paljon tietoa aiemmin. Alkuvaiheessa oli ajatuksena, että työ käsittelee tuulta ja tuulivoiman perusteita, tuulivoimalaitosten erilaisia tekniikoita, tuotantokustannuksia, tuulivoimalatyyppejen kehitystä ja minkälaisia tuulivoimalatyyppejä suositetaan nykyajan voimaloissa. Tämä työ keskittyi tuuleen, tuulesta saatavaan tehoon ja tuulivoimatekniikan perusteisiin, koska tämä aihealue kiinnosti minua kovasti ja nämä aihealueet ovat tärkeitä, jotta voi ymmärtää tuulivoimatekniikkaa. Itse sähkötekniikka ei ainakaan periaatteellisella tasolla poikkea esimerkiksi vesivoimalaitoksessa ja vaihteettomassa tuulivoimalaitoksessa. Vaihteellisissa voimalaitoksissa taas sähköntuottaminen tapahtuu pääasiassa epätahtigeneraattoreilla.

Voisi ajatella, että jokainen aiemmin mainittu osa-alue on niin laaja, että niistä voisi erikseen tehdä opinnäytetyön. Tämän vuoksi tuulivoimalaitosten erilaisia tekniikoita ei ole käyty läpi kovin syvästi, vaan ainoastaan vaihteelliset ja vaihteettomat tuulivoimalat on käyty periaatteellisella tasolla

läpi. Tuotantokustannusten laskennassa on esitelty LCOE-laskentamenetelmä, koska hankinta- ja rahoituskustannukset ovat merkittävässä roolissa ja tämä menetelmä ottaa huomioon myös tulevaisuudessa aiheutuvat kustannukset. Tulevaisuuden rahoituksen korkotasoa ei voi tietää kovin tarkasti, joten tämä laskentamenetelmä on vain suuntaa antava. Tuulivoimatuotannon kannattavuuteen vaikuttavat yleinen sähköenergian markkinahinta ja syöttötariffi. Syöttötariffia ei makseta, kun tuulivoimaloiden yhteisteho ylittää 2500 MVA. (Energiavirasto 2020) Vuoden 2019 lopussa tuulivoimaloiden kumulatiivinen kapasiteetti oli 2284 MW (Suomen Tuulivoimayhdistys 2020a). Tällä hetkellä Suomeen on suunnitteilla ennätysmäärä uusia tuulivoimahankkeita, sillä hankkeiden yhteisteho olisi yli 18 000 MW ja suunniteltuja tuulivoimaloita olisi 3400 kpl. Nämä uudet hankkeet kattaisivat tuotannossa ollessaan yli 71 prosenttia nykyisestä sähkönkulutuksesta eli kyseessä on todella merkittävä tuulivoimalla tuotetun sähköenergian lisäys Suomessa. (Suomen Tuulivoimayhdistys 2020d)

Tuulivoimaloiden käytettävyysskin on sinällään laaja aihealue, joten tämä työ keskittyy selventämään käytettävyyden eri käsitteitä, huoltoihin ja häiriöihin käytettyä aikaa. Huoltoihin kuluva aika on ollut noin 0,2 % ajasta ja häiriöihin kuluva aika 1,1-2,3 % ajasta. Vikatilastoja on käytettävissä ainoastaan vuoteen 2011 asti, joista olen tehnyt yhteenvedon vuosilta 2009-2011. Vikatilastoista kyllä selvisi tuon aikajakson vikaherkimmät ja eniten vika-aikaa vaatineet komponentit, jotka olivat lapakulman säätömekanismi ja vaihdelaatikko.

Luvun 2 aiheena oli tuuli ja sen muodostuminen. Suomen sijainti on otollinen tuulivoimalle, sillä täällä tuulee kohtuullisen paljon. Toki Brittein saarilla ja Tanskassa tuulee enemmän, mutta tuulivoimaloiden tekniikan kehittyessä ja napakorkeuksien kasvaessa myös Suomen sisämaassa voidaan hyödyntää tuulivoimaa yhä enemmän. Sain tässä luvussa vastaukset johdannossa esittämiini kysymyksiini.

Luku 3 selvensi tuulesta saatavaa energiaa ja tehoa. Tuulesta saatava teho on suoraan riippuvainen tuulen nopeuden kolmannesta potenssista. Tuulen nopeus kasvaa maanpinnasta ylöspäin mentäessä noin yhteen kilometriin asti ja tämän vuoksi tuulivoimaloiden napakorkeudet ovat kasvaneet tasaisesti. Myös roottorihalkaisijat ovat kasvaneet samassa suhteessa, sillä tuulesta saatava energia kasvaa roottorin halkaisijan neliössä. Tuulivoimasta saadaan energiaa talviaikaan keskimääräisesti enemmän, koska talvikuukausina tuulee enemmän ja lisäksi kylmyydestä johtuen ilman tiheys on suurempi. Ilman tiheys on suoraan verrannollinen tuulesta saatavaan tehoon. Tässä luvussa käsitelin myös tuulisuuden mittaamista. Suomen Tuuliatlaksesta on saatavissa paikkakuntaakohtaisesti tietoa paikallisista tuuliloista, joka on hyvä lähtökohta suunniteltaessa tuulivoimalan sijaintia.

Luku 4 käsitteli tuulivoimalan roottorin pyörimisen periaatetta. Tähän aihealueeseen syvennyin eniten, koska tämän aihealueen ymmärtämisellä ymmärtää tuulivoimatekniikasta kohtuullisen paljon. Itselleni tämä aihealue antoi myös eniten oivalluksia ja ymmärrystä tuulivoimasta. Ymmärrän nyt, miksi roottori pyörii ja mihin suuntaan ja sen että lavassa oleva kierre on tärkeä lavan nostevoiman maksimoimisessa. Ymmärrän myös, miten tuulivoimalan lapaan kohdistuvat voimat muodostuvat ja miksi on päädytty juuri kolmilapaisiin roottoreihin. Kolmilapainen roottori on eräänlainen kompromissi vääntömomentin tasaisuuden, lapoihin käytettävän materiaalin, tuulivoimalaan kohdistuvan työntövoiman ja tuulivoimalan kokonaiskustannuksiin nähden. Edellä mainituista asioista olen tehnyt lukuisia kuvia, joiden avulla lukijan on toivottavasti helppo ymmärtää tuulivoimalan toimintaidea. Tässä luvussa käsittelemme myös tuulivoimalaa ja sen rakennetta. Esimerkkinä oli vaaka-akselinen vaihteellinen tuulivoimala. Tuulivoimalan rakennetta ei ole selvitetty tässä työssä kovin syvällisesti, sillä siitäkin aiheesta olisi voinut tehdä erillisen opinnäytetyön. Myös vaihteettomia niin sanottuja suoravetoisia tuulivoimaloita on käytössä. Tässä työssä oli tarkoitus selvittää myös, minkä tyyppisiä voimaloita suositaan Suomessa. Suomessa käytössä olevissa voimalaitoksissa vaihteellisten voimaloiden osuus on ainakin 78 % kumulatiivisesta kapasiteetista ja vuonna 2019 asennettiin vain vaihteellisia voimaloita (Suomen Tuulivoimayhdistys 2020a). Kuitenkin esimerkiksi Saksassa ylivoimainen markkinajohtaja on Enercon, joka valmistaa vain vaihteettomia voimaloita (Palmu 2016).

En laatinut tälle työlle aikataulua. Aloitin työn tammikuussa 2019, maaliskuusta toukokuun loppuun tein työtä aktiivisesti. Marraskuun lopulta 2019 jatkoin työn tekemistä aktiivisesti ja olin ohjaajaani yhteydessä. Työtä kirjoittaessa ja kuviota piirrellessä syvennyin aiheeseen yhä enemmän, jolloin oma tietämys lisääntyi ja aikaa kului. Aihettahan tässä olisi ollut vaikka kuinka paljon, mutta johonkin täytyi vetää raja, että sain työn valmiiksi. Hankaluuksia aiheutti myös se, että en ennen työn aloittamista perehtynyt kirjoittamisohjeisiin kovin tarkasti. Esimerkiksi viittauksia en merkinnyt kovin tarkasti ja piti myöhemmin käydä koko työ läpi viittausten osalta. Kuitenkin uskon, että tämä työ antaa lukijalleen hyvän kokonaiskuvan tuulivoimasta.

LÄHTEET

Acciona Wind Power. AW1500 esite. Saatavissa: https://www.fwspubs.org/doi/suppl/10.3996/032012-JFWM-024/suppl_file/10.3996_032012-jfwm-024.s9.pdf Viitattu 16.1.2020.

Alternative Energy Tutorials. 2020. Wind Turbine Blade Design, Flat or Curved. Saatavissa: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/energy-articles/wind-turbine-blade-design.html>. Viitattu 10.2.2020.

Danish Wind Industry Association. 2003a. Wind Obstacles. Saatavissa: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/obst.htm> Viitattu 10.2.2020.

Danish Wind Industry Association. 2003b. Wind speed Calculator. Saatavissa: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/calculat.htm> Viitattu 10.2.2020.

Earth. 2020. A global map of wind, weather and ocean conditions. Earth Wind Map. Saatavissa: <https://earth.nullschool.net/#current/wind/surface/level/orthographic=-18.75,22.45,400> Viitattu 11.1.2020.

Ebenhoch, R., Matha, D., Marathe, S., Cortez Munoz, P. & Molins, C. 2015, Comparative Levelized Cost of Energy Analysis. Saatavissa: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610215021451> Viitattu 22.1.2020.

Energiavirasto. 2020. Tuotantotukijärjestelmän yhteenveto. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12760153/2019-yhteenveto-tuotantotukij%C3%A4rjestelm%C3%A4.pdf/3be990ca-776d-f33e-a7aa-d3e9da916d34/2019-yhteenveto-tuotantotukij%C3%A4rjestelm%C3%A4.pdf> Viitattu 25.2.2020.

Haapanen, E. 2004. Tuulivoimatekniikka. Saatavissa: <http://www.presentica.com/ppt-presentation/tuulivoimatekniikka.tuulitaito.fi> Viitattu 22.2.2020.

Ilmatieteenlaitos. 2019a. Merituuli ja maatuuli. Saatavissa: <https://ilmatieteenlaitos.fi/merituuli-ja-maatuuli>, Viitattu 9.1.2020.

Ilmatieteenlaitos. 2019b. Sääennätyksiä. Saatavissa: <https://ilmatieteenlaitos.fi/saaennatyksia> Viitattu 16.4.2019.

IRENA. 2013. Renewable Power Generation Costs in 2012. Saatavissa: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/Overview_Renewable-Power-Generation-Costs-in-2012.pdf?la=en&hash=AD59C4928EE8CBC1418A5C3AD7B04EB63AAF8A86 Viitattu 22.1.2020.

IRENA. 2019. Renewable Power Generation Costs in 2018. Saatavissa: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf Viitattu 19.2.2020.

- Kokkonen, E. 2018. Tuulivoimatuotannon fysikaalinen malli. Lappeenrannan Teknillinen yliopisto, Sähkötekniikka. Kandidaatintyö. Saatavissa: http://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/153121/kandityo_EetuKokkonen_2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y Viitattu 20.1.2020.
- Korpela, A. 2016. Tuulivoiman perusteet. Tampere: AMK-Kustannus Oy, Tammertekniikka.
- Laaksonen, L. 2017. Tuulivoiman tuotantokustannukset Kandidaatintyö LUT, Saatavissa: https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/143735/kandidaatintyo_laaksonen_lauri.pdf?sequence=2&isAllowed=y Viitattu 24.1.2020.
- Laitinen, E., Mäkelä, M., Soininen, L. & Tuomola, S. 1990. Kaavasto. Jyväskylä: Gummerus Kirjapaino Oy, Tammertekniikka.
- MIT Wind Energy Group & Renewable Energy Projects in Action. 2010. Wind Power Fundamentals. Saatavissa: <http://web.mit.edu/windenergy/windweek/Presentations/Wind%20Energy%20101.pdf> Viitattu 2.5.2019.
- Palmu, K. 2016. Tuulivoimaloiden huoltokäytännöt Saksassa. Prizztech Oy. Saatavissa: <https://docplayer.fi/25581871-Tuulivoimaloiden-huoltokaytannot-saksassa.html> Viitattu 23.1.2020.
- Pixabay. Ilmainen kuvanjakopalvelu. Saatavissa: <https://pixabay.com/fi/> Viitattu 10.1.2020.
- Seppänen, R., Mannila, L., Kervinen, M., Parkkila, I., Konttinen, P., Karkela, L. & Yli-Kokko, T. 2013. Maol – Taulukot. Matemaattisten aineiden Opettajien Liitto MAOL ry, 1.-2. painos. Helsinki: Otava.
- Suokko, A. 2020. Opinnäytetyökommentti 8.1.2020.
- Suomen Tuuliatlas. 2011a. Mitä tuuli on? Saatavissa: http://www.tuuliatlas.fi/tuulisuus/tuulisuus_2.html Viitattu 17.3.2020.
- Suomen Tuuliatlas. 2011b. Tuulen keskinopeuskartat. Saatavissa: <http://www.tuuliatlas.fi/nopeus/index.html> Viitattu 18.3.2020.
- Suomen Tuuliatlas. 2011c. Tuuliatlas karttaliittymä. Saatavissa: <http://tuuliatlas.fmi.fi/fi/#> Viitattu 19.3.2020.
- Suomen Tuuliatlas. 2011d. Tuulisuus Suomessa. Saatavissa <http://www.tuuliatlas.fi/tuulisuus/index.html> Viitattu 20.3.2020.
- Suomen Tuulivoimayhdistys. 2020a. Tilastot. Saatavissa: <https://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tilastot> Viitattu 15.1.2020.
- Suomen Tuulivoimayhdistys. 2020b. Tuulivoiman ympäristövaikutukset. Saatavissa: <https://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoiman-vaikutukset/ymparistovaikutukset> Viitattu 22.1.2020.

Suomen Tuulivoimayhdistys. 2020c. Tuuli maanpinnalla. Saatavissa <https://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/mita-tuuli-on/tuuli-maanpinnalla> Viitattu 15.1.2020.

Suomen Tuulivoimayhdistys. 2020d. Suomeen suunnitteilla ennätysmäärä tuulivoimaa. Saatavissa: <https://www.tuulivoimayhdistys.fi/ajankohtaista/tiedotteet/5285/suomeen-suunnitteilla-ennatysmaara-tuulivoimaa> Viitattu 15.3.2020.

Vaisala. 2020. Tuulianturi WA25-esite. Saatavissa: <https://www.vaisala.com/fi/products/anturit-ja-muut-mittauslaitteet/saaasemat-ja-anturit/wa25> Viitattu 16.1.2020.

Wikipedia. 2020a. Tuuli. Saatavissa: <https://fi.wikipedia.org/wiki/Tuuli> Viitattu 17.3.2020.

Wikipedia. 2020b. Ilmanpaine. Saatavissa: <https://fi.wikipedia.org/wiki/Ilmanpaine> Viitattu 24.1.2020.

Wizelius, T. 2007. Developing Wind Power Projects, Theory and Practice. 3.painos. London: MGP Books, Earthscan.