



Open your mind. LUT.
Lappeenranta University of Technology

TUULIVOIMATUOTANNON FYSIKAALINEN MALLI

Physical model of wind power production

Eetu Kokkonen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikka

Eetu Kokkonen
Tuulivoimatuotannon fysikaalinen malli

2018

Kandidaatintyö.

27 s.

18 kuvaa

Tarkastaja: Antti Kosonen, Joonas Koponen

Aluksi haluaisin kiittää ohjaajaani Antti Kososta työn raiteilla pitämisestä ja hyvänlaisesta palautteesta, joka sai minut miettimään oikeita asioita työssä. Kiitokset myös Joonas Kopselle, Katja Hynyselle, Olli Pyrhöselle, ja ESE:n yhteyshenkilöille.

Tämä kandidaatintyö perehtyy tuulivoimaloiden mallinnukseen ja siihen liittyvään fysiikkaan. Malli on tehty MATLAB:in, johon voidaan sijoittaa työssä läpikäytyjä parametreja. Mallin toiminta on kuvattu liitteessä 1 osiossa. Työn edetessä kävi selväksi, että suurien tuulipuistojen mallinnus vaatii myös etäisyyksien ja turbiinien leveyksien mallinnusta, jotta päästään vanahäviöihin kiinni. Myös aerodynaaminen osaaminen on tässä tarpeen. Työn malli ei perehdy tähän vaan pyrkii mallintamaan tehontuoton mahdollisimman yksinkertaisesti. Yksittäinen turbiini saatiinkin mallinnettua hyvin, ja tulokset olivat sen mukaisia.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Eetu Kokkonen

Physical model of wind power production

2018

Bachelor's Thesis.

27 p.

18 pictures

Examiner: professor Antti Kosonen, Joonas Koponen

First, would like to thank my examiner Antti Kosonen for keeping my work on the right track and for valuable feedback that kept me thinking the right things in the thesis. Also thanks to Joonas Koponen, Katja Hynynen, Olli Pyrhönen, and ESE's contact persons.

This bachelor's thesis is familiar with the modeling of wind turbines and the physics that are related to it. The model is a simple code that is written in MATLAB. the model works so that you can put parameters in it and it gives power values out. The operation of the model can be seen at "attachments" section. As the thesis progressed, it became clear that modeling of large parks also requires distance and turbine width modeling. Also, good basic knowledge of aerodynamic modeling could be useful. This is because of wake effect losses. Thesis's model doesn't contain wake effect losses in it so tests where made with only one wind turbine and with optimal wind direction. The individual wind turbine was well modeled, and the results were also good.

SISÄLLYSLUETTELO

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

| | | |
|-------|------------------------------------|----|
| 1. | JOHDANTO..... | 7 |
| 1.1 | Menetelmät..... | 7 |
| 2. | TUULIVOIMALAN PARAMETRIT..... | 8 |
| 2.1 | Tuulen nopeus ja massavirta..... | 8 |
| 2.2 | Säpien pituus ja suunta..... | 11 |
| 2.3 | Turbiini..... | 13 |
| 2.3.1 | Vaihteisto..... | 15 |
| 2.4 | Häviöt..... | 15 |
| 3. | FYSIKAALINEN MALLI..... | 18 |
| 3.1 | Fysikaalisen mallin tekeminen..... | 18 |
| 4. | MALLIN TESTAUS..... | 22 |
| 5. | YHTEENVETO/JOHTOPÄÄTÖKSET..... | 24 |
| | Lähteet..... | 25 |

Liitteet

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

Merkinnät:

| | |
|-------------------------|---------------------------------------|
| A | Pinta-ala |
| C_L | Nosteen hyötysuhde |
| C_t | Tuulen ja siiven välinen työntösuhde |
| C_p | Tuulen ja siiven välinen hyötysuhde |
| D | Turbiinin siipien halkaisija |
| E | Energia |
| k | Vanahäviön vakio |
| L | Nostevoima |
| m | Massa |
| P | Teho |
| p | Ilmanpaine |
| R | Yleinen kaasuvakio |
| r | Siiven pituus |
| T | Absoluuttinen lämpötila |
| $T_{\text{mekaaninen}}$ | Vääntömomentti |
| u | Siiven kärjen nopeus |
| v | Tuulen nopeus |
| β | Siiven ja tulevan ilman välinen kulma |
| λ | Kärjen nopeussuhde |
| ρ | Tiheys |
| η | Hyötysuhde |
| ω | Pyörimisnopeus |

Lyhenteet:

| | |
|--------|---|
| DFIG | Doubly-Fed Induction Generator, kaksoissyöttöinen epätahtigeneeraattori |
| ESE | Etelä-Savon Energia |
| MATLAB | Matrix Laboratory, laskenta ohjelma |
| Mech. | Mekaaninen |
| PU | Per Unit |
| RPM | Rounds Per Minute, kierrokset minuutissa |
| El. | Sähköinen |

| | |
|-----|---------------------------------------|
| TSR | Tip Speed Ratio, kärjen nopeussuhde |
| WDC | Wake Decay Constant, vanahäviön vakio |

1. JOHDANTO

Kandidaatintyö tehdään tilaustyönä Etelä-Savon Energialle (ESE). Työssä pyritään selvittämään tuulivoimalan tuotantoon liittyviä parametreja ja niiden tärkeyttä. Parametrien tärkeyttä arvioidaan esimerkiksi kuvaajien avulla. Työ aloitetaan perehtymällä jo olemassa olevaan kirjallisuuteen aiheesta. Kirjallisuuden perusteella selvitetään parametreja, jotka täytyy saada laskenta-algoritmiin. Mallin algoritmi on toteutettu MATLAB:ssa, johon voidaan sijoittaa määrättyjä parametreja. Tuulivoimaloiden mallinnuksessa käytetään yleensä simulointiohjelmiä. Simulointiohjelmien avulla pystytään simuloimaan tiettyjä komponentteja järjestelmässä ja niiden vuorovaikutusta energian tuotossa. Eräs esimerkki simulointiohjelmasta on MATLAB:in tarjoama SIMULINK. Suurena erona SIMULINK:iin työssä pyritään luomaan toimiva malli 10 minuutin aikaresoluutiolla, kun taas SIMULINK on suunniteltu toimimaan lyhyemmällä aikaresoluutiolla (1 μ s – 100 s) [1]. Mitatun datan avulla pyritään selvittämään voimalan häviöitä ja hyötysuhteita. Tällaisella tavalla luodaan mahdollisimman tarkka malli. Mallin antamia tehon arvoja vertaillaan todellisen tuoton kanssa. Tämän avulla saadaan käsitys, kuinka tarkka malli on. Mikäli malli osoittautuu tarpeeksi tarkaksi, voidaan se antaa ESE:n käyttöön. Jos taas malli ei anna tarkkoja arvoja koitetaan selvittää uusia parametreja, jotka voisivat tarkentaa mallia. Mikäli mallia ei saada tarpeeksi tarkaksi selvitetään kehitysehdotuksia, esimerkiksi mitä parametreja tulisi mitata, jotta malli voisi olla tarkka.

1.1 Menetelmät

Tuulivoimalalle pyritään luomaan malli, joka olisi mahdollisimman yksinkertainen toiminnaltaan. Mallin tulee antaa suuntaa-antavia arvoja, jotka ovat kuitenkin tarpeeksi lähellä voimalan oikeasti tuottamia tehoja. Fysikaalinen malli luodaan MATLAB:in, ja se verifioidaan erään Suomessa toimivan tuuliturbiinin datasta: tuulennopeus, lämpötila, tuulen suunta, ja tehontuotto avulla. Nämä haetut arvot sijoitetaan MATLAB:ssa tehtyyn algoritmiin, ja vertaillaan oikeita tehontuottoarvoja ja laskemalla saatuja. Tämän järjestelmän avulla pyritään hiomaan algoritmista mahdollisimman tarkka oikeisiin arvoihin nähden. Algoritmin luominen aloitetaan tutustumalla kirjallisuuteen, joka liittyy tuulivoimaloiden toiminnan fysiikkaan. Mallintamisessa hyödynnetään myös kirjallisuutta, jossa kerrotaan yksinkertaisten mallien luomisesta.

2. TUULIVOIMALAN PARAMETRIT

Ennen tuulivoimalan fysikaalisen mallin luomista määritetään, mitkä asiat vaikuttavat merkittävästi saatavan tehon määrään. Tässä kappaleessa tutkitaan eri parametreja, joita voitaisiin syöttää tehtävään malliin. Tutkittavan tuulivoimalan sähköntuotto perustuu doubly-fed induction generator-teknologiaan (DFIG), joten työssä keskitytään siihen liittyvään tekniikkaan.

2.1 Tuulen nopeus ja massavirta

Tuulen nopeus ja tähän liittyvä massavirta ovat suurimmassa roolissa tuulivoimalan tehontuotossa. Tuulivoimalan teoreettinen hetkellinen teho perustuu tuulen sen hetkiseen nopeuteen ja ilman lämpötilaan, joka määrittää massavirran suuruuden. Tuulivoiman maksimiteho voidaan määrittää kineettisen energian yhtälön avulla

$$E_{\text{kin}} = \frac{1}{2}mv^2, \quad (2.1)$$

missä m on massa ja v nopeus. Kineettisen energian yhtälöön lisätään massan tilalle tuulen hetkellinen massavirta

$$m = A\rho \frac{dx}{dt} = \rho Av, \quad (2.2)$$

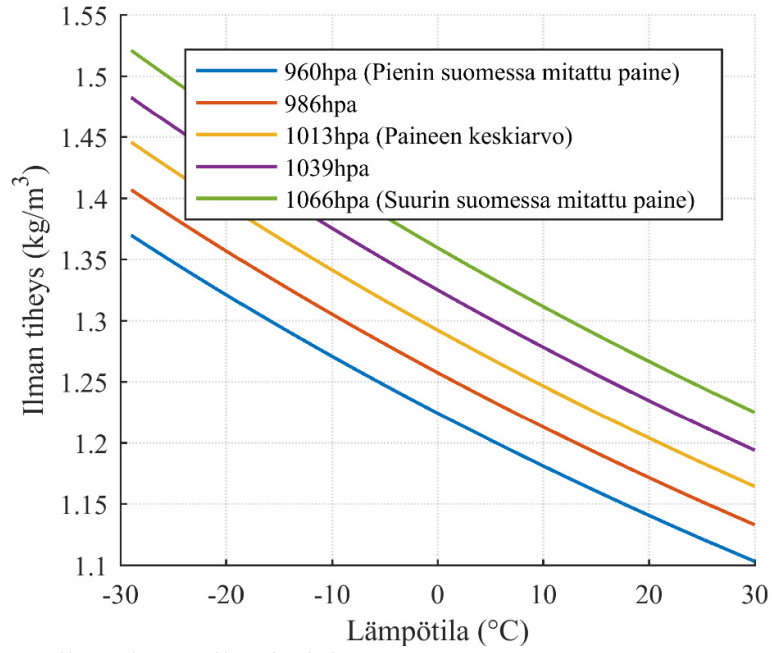
missä A on tuulivoimalan siipien kattama pinta-ala, ρ on ilman hetkellinen tiheys, johon vaikuttaa hetkellinen lämpötila. Derivaatta matkan x ja ajan t välillä määrittää tuulennopeuden. Tuulesta saatavan maksimitehon yhtälö

$$P_{\text{tuuli}} = \frac{1}{2}\rho Av^3, \quad (2.3)$$

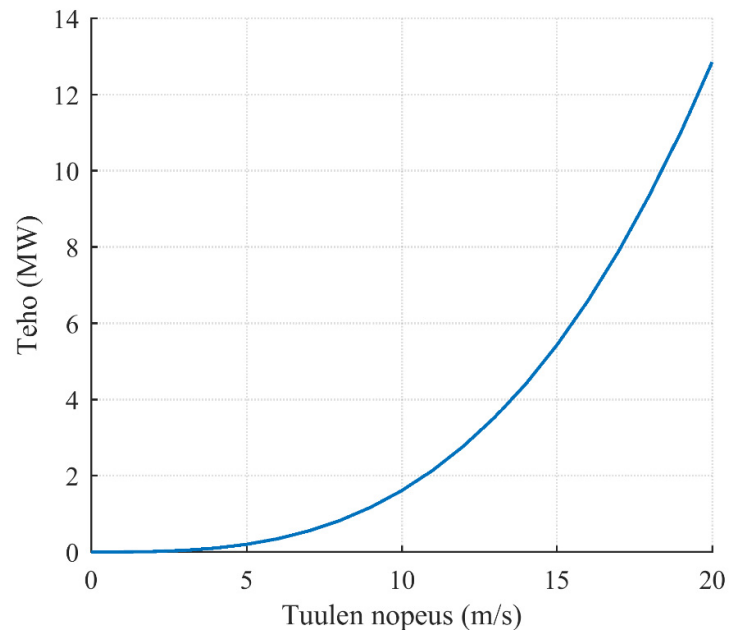
Yhtälöä (2.3) tarkastelemalla voidaan todeta, että tuulen hetkellinen nopeus on erittäin suuressa roolissa, koska turbiinista saatava teho kasvaa tuulen nopeuden kuutioon. Yhtälön (2.3) parametrien tarkastelu on tärkeää, sillä suurempaan hetkelliseen tehontuottoon ei voida tuulivoimalla päästä. Kaikki tästä eteenpäin vain pienentää tuulesta saatavan tehon suuruutta. Esimerkiksi siiven ja tuulen hyötysuhde C_p , joka voi maksimissaan olla 59 % [2]. Ilmantiheys voidaan laskea seuraavasti

$$\rho = \frac{p}{RT}, \quad (2.4)$$

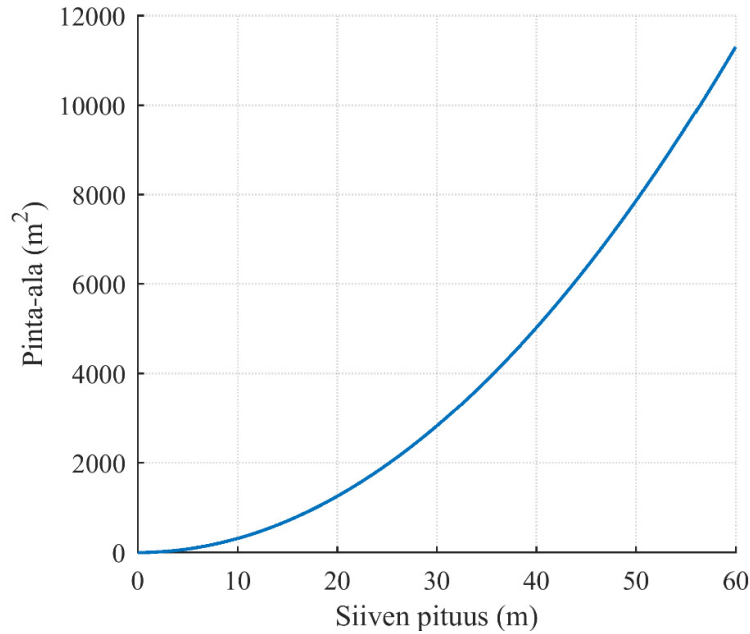
missä p on ilman hetkellinen paine, R (287,05 J/(kgK)) kaasuvakio ilmalle, ja T ilman lämpötila. Seuraavaksi vertaillaan lämpötilan vaikutusta ilmantiheyteen, tuulennopeuden vaikutusta tehontuottoon ja siiven pituuden vaikutusta pinta-alaan. Nämä on esitetty kuvissa 1–3.



Kuva 1. Ilman tiheys lämpötilan funktiona.

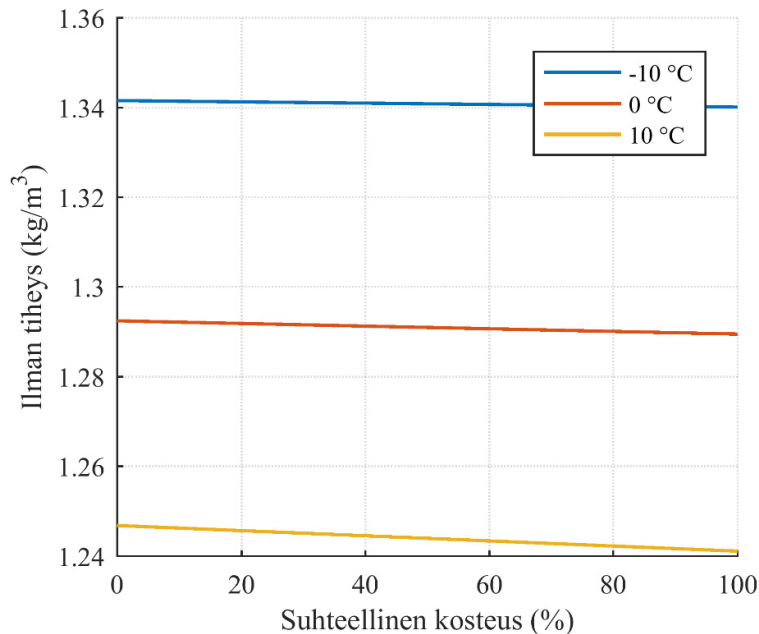


Kuva 2. Tuulen nopeus tehon funktiona.



Kuva 3. Siiven pituus pinta-alan funktiona.

Yllä olevista kuvista 1–3 huomataan eri parametrien vaikutus teoreettiseen tehon yhtälöön. Siiven pyyhkäisyypinta-ala kasvaa neliöllisesti siiven pituuden funktiona ja pinta-ala on puolestaan suoraan verrannollinen tehontuottoon. Ilmantiheys riippuu hetkellisestä ilman paineesta, ja vallitsevasta lämpötilasta, joka on esitetty kuvassa 1. Lämpötila vaikuttaa ilmantiheyteen noin $0,3 \text{ kg/m}^3$ välillä -30 – $30 \text{ }^\circ\text{C}$ ja 10 kPa paineen muutos vaikuttaa tiheyteen noin $0,1 \text{ kg/m}^2$ verran. Tämä voi näkyä teoreettisessa yhtälössä jo 20% muutoksena saatuihin arvoihin, eli paine ja lämpötila ovat myös tärkeitä parametreja, kun halutaan mallintaa tuulivoimalaa.



Kuva 4. Kosteuden vaikutus ilman tiheyteen.

Lopuksi tarkasteltiin ilman kosteutta, ja sen vaikutusta ilman tiheyteen. Kosteuden muutokset eivät tunnu vaikuttavan suuresti ilman tiheyteen, kuten kuvasta 4 voidaan todeta. Tiheys vaihtelee $1,247\text{--}1,241\text{ kg/m}^3$ välillä, kun lämpötila on $10\text{ }^\circ\text{C}$ ja kosteus muuttuu välillä $0\text{--}100\%$. Eli vaihtelu tapahtuu promillen luokassa. Tästä johtuen ilman kosteutta ei tulla ottamaan huomioon mallin teossa, sillä tarkoituksena on tehdä yksinkertainen malli.

2.2 Siipien pituus ja suunta

Tuulivoimaloissa tuulen kineettinen energia siirtyy tuulivoimalan siipiin, ja tästä rotaatioliikkeenä voimalan generaattoriin. Siipiin tuleva energia on sama, mikä on tuulen energian muutos siipien jälkeen

$$E_{\text{siipi}} = E_{\text{kin}_1} - E_{\text{kin}_2}, \quad (2.5)$$

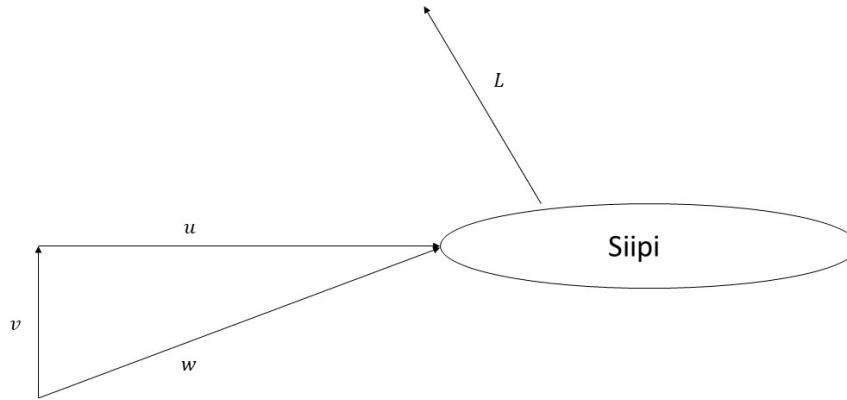
missä tuulta ei voida pysäyttää täysin, sillä silloin ei tuuli virtaisi siipien lävitse, mutta tuulta ei voi myöskään päästää läpi ilman yhtään hidastumista, koska silloin siipiin tuleva energia olisi nolla. Ihanteellinen hyötysuhde, jolla tuulen energiasta saa mahdollisimman paljon talteen on 59% [3]. Tähän hyötysuhteeseen tosin ei olla vielä päästy, vaan maksimi hyötysuhdesuhde on tämän hetkellä tekniikalla noin $50\text{--}52\%$. Tähän pääsevät tuulen nosteeseen perustuvat siipien lapamallit. Näillä tiedoilla tuulivoimalan tuottamaa hetkellisen tehon yhtälöä voidaan päivittää:

$$P_{\text{tuulivoimala}} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3, \quad (2.6)$$

missä C_p on hetkellinen hyötysuhde tuulen kineettisestä energiasta siipien pyörimisliikeenergiaksi. Siipeen kohdistuvaa nostetta, joka aiheuttaa pyörivän liikkeen siivissä voidaan ilmaista yhtälöllä

$$L = C_L \frac{\rho}{2} A v^2, \quad (2.7)$$

missä L on siipeen kohdistuva noste, C_L nosteen hyötysuhde, $(\rho/2)v^2$ dynaaminen paine, ja A pinta-ala, johon nostetuuli osuu. Näistä C_L on vaikein määrittää, sillä sen voi laskea vain mittaamalla arvoja siipien nosteesta. Tästä voidaan myös luoda kuvaaja vektorien avulla, joka helpottaa ymmärtämään geometrista yhteneväisyyttä.



Kuva 5. Geometrinen yhteneväisyys tuulen nopeudessa v ja nosteessa L .

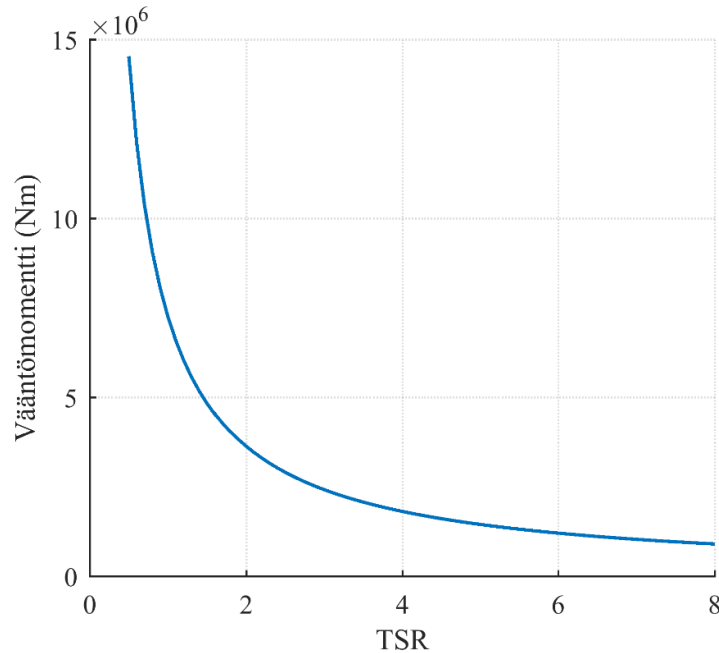
Yllä olevasta kuvasta 4 huomataan, että siiven kärjen nopeus u on aina suurempi, kuin hetkellinen tuulen nopeus v . Tästä on myös kehitetty ns. kärjen nopeussuhde (engl. *tip speed ratio*, *TSR*) kuvaa siiven- ja tuulen nopeuden suhdetta:

$$\lambda = \frac{u}{v}, \quad (2.8)$$

missä u on siiven kärjen nopeus eli turbiinin pyörimisnopeus ω kerrottuna siiven pituudella r , ja v on tuulen nopeus. Parhaat C_p -arvot saadaan yleensä silloin, kun TSR-arvo on suuri, esimerkiksi välillä 8–9 TSR. Tällöin siivenkärki liikkuu 8–9 kertaa nopeammin kuin mitä siihen osuva tuuli. TSR-arvo on myös suoraan vaikutuksessa turbiinin vääntömomenttiin:

$$T_{\text{mekaaninen}} = \frac{P_{\text{tuulivoimala}}}{\omega_{\text{turbiini}}}, \quad (2.9)$$

$$T_{\text{mekaaninen}} = \frac{P_{\text{tuulivoimala}}}{\frac{\lambda v}{r}}, \quad (2.10)$$



Kuva 6. Vääntömomentti kärjen nopeussuhteen funktiona, kun tuulen nopeus on 11 m/s, siiven pituus 40 m, ja voimala tuottaa 2 MW tehoa.

Turbiinin vääntömomentti on sitä suurempi, mitä pienempi on sen TSR. Jos siiven kärki liikkuu hitaammin ($TSR < 1$) tai samaa tahtia kuin siihen kohdistuva tuuli ($TSR = 1$), niin vääntömomentti on paljon suurempi, kuin TSR suuremmilla arvoilla. Tällaisia tuuliturbiineja esiintyi paljon esimerkiksi ennen vanhaa, kun tuuliturbiineja käytettiin veden nostossa ja viljan jauhamisessa. Sähköntuotossa TSR usein on luokkaa 5–9, koska TSR:n suurentuessa hyötysuhde suurenee jopa arvoon 52 %. Tästä syystä on päädytty suosimaan ratkaisuja, joilla on suuri (5–9) TSR-arvo tuulivoimaloissa.

2.3 Turbiini

Tuulivoimalan tärkeimpiin komponentteihin kuuluu tuuliturbiini, joka pyörii tuulen tuottaman kineettisen energian voimalla. Turbiiniin syntyvä kineettinen energia pyörittää akselin päässä olevaa roottoria, jonka ansiosta generaattori tuottaa sähköenergiaa. Tuuliturbiineissa kineettinen energia voidaan saada aikaan kahdella eri tavalla: tuulen työntövoimaan perustuvalla siipirakenteella tai tuulen nosteseen perustuvalla siipirakenteella. Vaaka-akselisissa tuulivoimalamalleissa tulee ottaa huomioon myös tuulen suunta, sillä tuuli voi puhaltaa ihan mistä suunnasta vain. Toinen toteutusmalli olisi sijoittaa siivet pystysuuntaisesti tuulen suuntaan nähden. Tällöin ei tarvitse miettiä tuulen puhallussuuntaa. Pystyakselituulivoimaloissa tuulen ja siipien välinen pinta-ala pienenee vaaka-akselisiin nähden.



Kuva 7. Vaaka-akselituuliturbiini [4].



Kuva 8. Pystyakselituuliturbiini [4].

Vaaka-akseliturbiineissa suurena etuna on siipikulman säätely. Tämä tarkoittaa sitä, että säädetään kulmaa, joka on siiven ja tulevan tuulen välillä. Kulman säätö aiheuttaa hyötysuhteen muuttumisen, ja tätä kautta saadaan esimerkiksi pidettyä turbiinin tuottama teho vakiona. Tietysti tuulen ollessa liian korkea, kulmaa ei voida enää säätää suuremmaksi, ja tuuliturbiini täytyy ajaa alas.

Turbiinissa olevien siipien määrä on suuressa roolissa tuulivoimalan suunnittelussa. Mitä vähemmän siipiä on, sitä suuremmaksi saadaan tuulen ja siiven välinen hyötysuhde C_p . Taas mitä enemmän siipiä on, sitä suurempi on siiven tuottama vääntömomentti. Vaaka-akseliturbiineissa usein päädytään kolmeen siipeen. Tämä johtuu siitä, että kolmella siivellä päästään edullisesti mahdollisimman stabiiliin tilaan. Siivet tasapainottavat toisiaan pyörimisliikkeessä syntyviltä voimilta. Yksi- tai kaksisiipisissä tuuliturbiineissa joudutaan usein käyttämään paljon kehittyneempää teknologiaa, jotta päästään samoihin tehotuottoihin kuin esimerkiksi 3–4 siipisissä tuuliturbiineissa.

2.3.1 Vaihteisto

Vaihteiston tarkoituksena on muuntaa turbiinin akselin pyörimisenergia sopivaksi, jotta generaattori voi muuntaa pyörimisenergian sähköenergiaksi. Pienillä pyörimisnopeuksilla 4–35 rpm ei vaihteistoa tarvita. Tätä kutsutaan niin sanotuksi suora-ajoksi, eli turbiinin pyörimisnopeuden suhde generaattorin roottoriin on 1. Suuremmilla nopeuksilla 40–2000 rpm käytetään 1–3 vaihteista vaihteistoa. Suurimmaksi osin onshore-tuulivoimaloiden generaattorit käyttävät DFIG-tekniikkaa, ja tällöin vaihteisto on yleensä kolme vaiheinen. Kolmevaihteisissa vaihteistoissa muuntosuhde on noin 100–150 luokkaa, eli mekaaniset osat ovat suuressa rasituksessa.

2.4 Häviöt

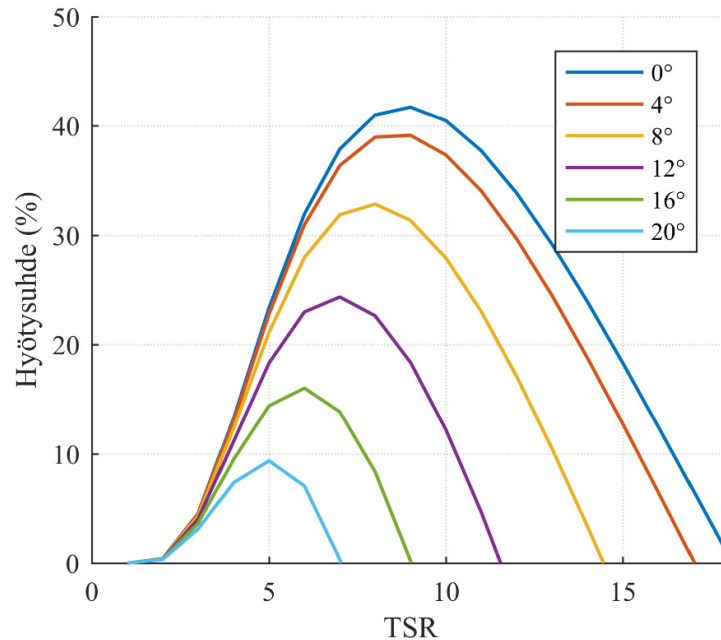
Tuulivoimalassa esiintyy useita häviöitä. Suuremmat häviöt tulevat tuulimassan liike-energian muuntamisesta rotaatioenergiaksi voimalan siipien avulla. Maksimaalinen hyötysuhde on 59 %, mutta tätä suhdetta ei voida vielä saavuttaa nykyisellä teknologialla. Käytännössä maksimaalinen hyötysuhde on noin 50 %. Siipien hetkellinen häviö voidaan laskea esimerkiksi yhtälöllä, joka approksimoi hyötysuhdetta (C_p)

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5(\Gamma - 0,022\beta^2 - 5,6)e^{-0,17\Gamma}, \quad (2.11)$$

missä C_p on hetkellinen hyötysuhde, β siiven hetkellinen kulma tuuleen nähden, ja Γ saadaan laskettua yhtälöllä

$$\Gamma = \frac{r}{\lambda} \frac{3600}{1609}, \quad (2.12)$$

missä r on siiven pituus, ja λ TSR. Yhtälön (2.11) avulla piirretty kuvaaja on esitetty kuvassa 9, kun siiven β kulma on 0–20 astetta, ja TSR vaihtelee välillä 1–17.

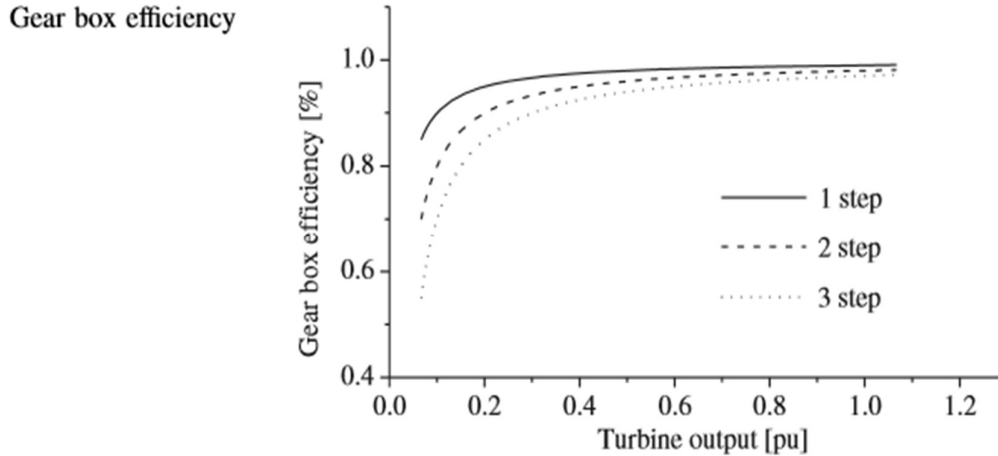


Kuva 9. Hetkellinen hyötysuhde siiven kärjen pyörimisnopeuden suhteeseen ja kulmaan nähden.

Kuvasta 9 nähdään, kuinka hyötysuhde vaihtelee TSR:än ja kulmaan nähden. Hyötysuhde on TSR:n ja kulman funktio, joten näiden muutokset vaikuttavat hetkelliseen hyötysuhteeseen. TSR:n maksimiarvo voidaan määrittää yhtälön (2.8) avulla. TSR:ää voidaan muuttaa esimerkiksi jarruttamalla roottoria tai muuttamalla siipien kulmaa. Tämä muuttaa TSR-arvoa pienemmäksi. Hetkellistä hyötysuhdetta voidaan seurata liikkumalla kuvaajassa annettujen parametrien mukaan. Tuulivoimalat kääntävät siipiään, ja tällä tavoin liikkuvat yllä piirretyssä kuvaajassa. Tästä syntyvä hyötysuhdekäyrä on yleensä annettu turbiinin valmistajan toimesta, sillä ilman testejä käyrän tarkkaa muotoa voi olla vaikea määrittää.

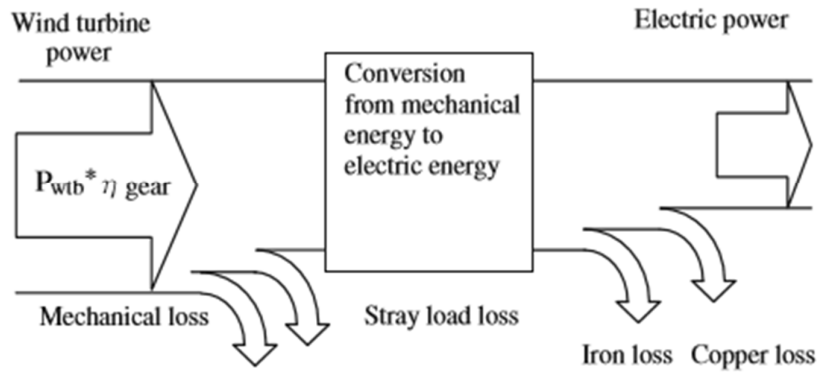
Kulman säätö on tärkeää, sillä turbiini on rakennettu tuottamaan tiettyä nimellistehoa. Maksimitehon ylittyessä kulmaa säädetään siten, että saadaan tehontuotto takaisin nimellistehoksi. Nimellistehon ylitys rasittaa turbiinia ja vähentää sen käyttöikä. Kun tuulen tuottama teho ylittää nimellistehon, aloitetaan muuttamaan siipien kulmaa. Mikäli kulmaa ei voida enää muuttaa, eli mennään hyötysuhteessa miinuksien puolelle, joudutaan tuulivoimala ajamaan alas, sillä turbiini alkaisi vain pyörimään vastakkaiseen suuntaan.

Voimalan hyötysuhteeseen vaikuttaa myös mekaanisista osista koituvat häviöt. Suurimmat mekaaniset häviöt koituvat vaihteistosta, jossa turbiinin pyörimisnopeus säädetään generaattorille sopivaksi. Häviöt syntyvät pääasiassa laakereiden välisestä kitkasta, ja hammasrattaiden välisestä kitkasta.



Kuva 10. Vaihteistossa syntyvät häviöt turbiinin tehoon nähden [5].

Tehoelektroniikassa syntyvät häviöt riippuvat suuresti generaattorissa tapahtuvista häviöistä: kupari- ja rautahäviöt. Kuparihäviöt ovat resistiivisiä häviöitä, jotka tapahtuvat generaattorin keloissa. Rautahäviöt taas johtuvat generaattorissa tapahtuvasta sähkömagneettisen kentän muuttumisesta. Tähän kuuluvat pyörrevirta- ja hystereesihäviöt. Mekaaniset ja tehoelektroniset häviöt yhdistämällä saadaan luotua kuvaaja, joka mallintaa tuulivoimalan kokonaishäviöitä.



Kuva 11. Tuulivoimalalinjan häviöt [5].

Esimerkiksi 5 MVA tuulivoimalan mekaaniset ja elektroniset kokonaishäviöt ovat noin 11 % luokkaa nimellistehossa [5]. Tässä tapauksessa luotavan mallin tulisi olla yksinkertainen, joten mekaanisille/sähköisille häviöille määritetään kiinteä arvo. Häviöt tosin oikeasti suurenevat eksponentiaalisesti nimellistehoon asti, jolloin siipien kulmaa aletaan säätämään ja tällöin mekaaniset/tehoelektroniset häviöt eivät enää muutu. Vain siipien hyötysuhde C_p muuttuu. Kun nämä häviöt otetaan huomioon tehon tuotossa. Saadaan yhtälö muotoon

$$P_{\text{tuulivoimala}} = \frac{1}{2} \rho(T, p) A(r) v^3 C_p(\lambda, \beta) \eta_{\text{mech+el}}, \quad (2.13)$$

missä otetaan nyt huomioon myös mekaaniset ja sähköiset häviöt.

3. FYSIKAALINEN MALLI

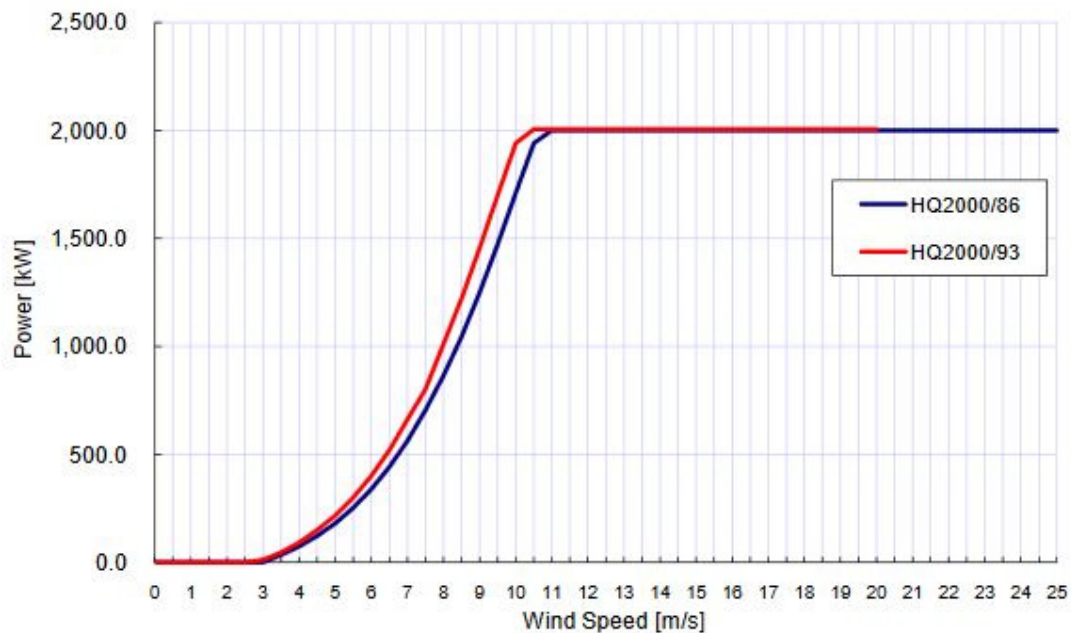
Tarkoituksena on tehdä MATLAB:iin algoritmi, jolla pystytään mallintamaan tuulivoimaloita, ja niiden hetkellistä tehontuottoa. Tämän avulla saadaan myös määritettyä energiantuotto. Erään suomalaisen tuuliturbiinin datassa kerrotaan:

- Aika
- Voimalan hetkellinen tehontuotto
- Ilman lämpötila
- Tuulen suunta
- Tuulen nopeus

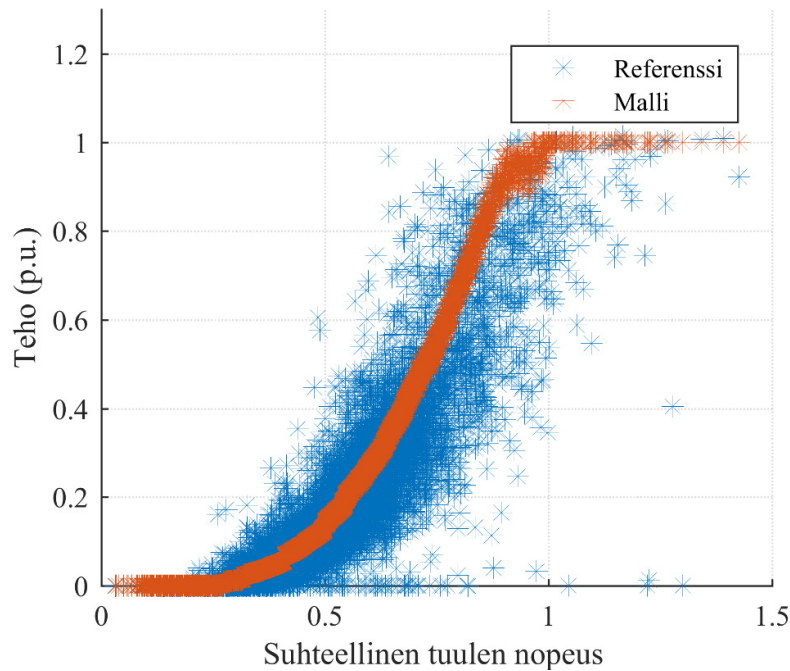
Mallintamisessa ei oteta huomioon turbiinin siipien pyörimisnopeuksien muutoksia. Eli tässä tapauksessa hitautta, missä muutokset tapahtuvat. Oletetaan, että siivet ovat pyörineet määritetyn aikaresoluution ajan tasaisesti. Tämä tietysti tuo laskettuihin tuloksiin epävarmuutta.

3.1 Fysikaalisen mallin tekeminen

Mallintaminen aloitettiin saadun mittausdatan vertailulla olemassa oleviin tehokäyriin tuuliturbiinista. Eli katsottiin miten hyvin mitatut tuulen nopeudet, ja tehon tuotot osuvat kohdalleen. Alla olevassa kuvassa 11 HQ2000/93 on tarkasteltava tehokäyrä, sillä se on mallinnettavan tuuliturbiinin tehokäyrä.



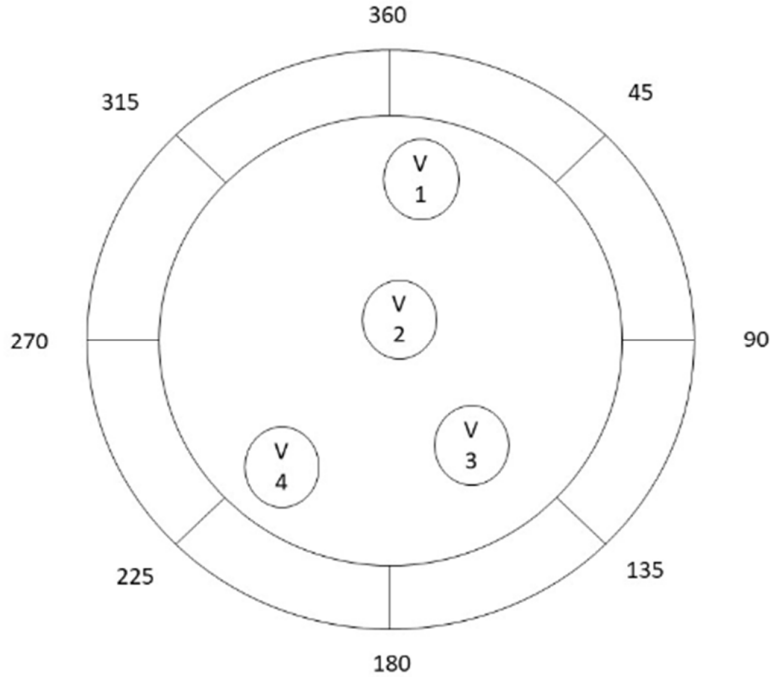
Kuva 12. Hyundain 2 MW tuuliturbiinien tehokäyrät [6].



Kuva 13. Mittausdatan vertailu malliin.

Yllä olevista kuvista 12 ja 13 voidaan päätellä, kuinka hyvää saatu data on. Tehokäyrän ja kuvan 13 tehontuoton pitäisi olla suunnilleen saman tapaista. Kuvan perusteella saatu data on hyvää.

Ongelmaksi osoittautui myös, turbiinien sijoitus maantieteellisesti. Tuuliturbiini hidastaa tuulta ja tämän hidastuneen tuulen siipiinsä saa seuraava turbiini, jos se sijaitsee kyseisen turbiinin takana. Tällaista tapahtumaa kutsutaan tuuliturbiinin vanahäviöksi (engl. *wake effect*). Tätä ongelmaa ei voida käytännössä välttää, paitsi asettamalla turbiinit tarpeeksi kauas toisistaan. Tässä vaiheessa tosin sähköiset häviöt ja kustannukset suurentuisivat, sillä joudutaan vetämään enemmän sähkökaapelia maahan ja tuulipuiston koko suurentuisi.



Kuva 14. Arvioitu tuulivoimaloiden asettuminen ilmansuuntiin nähden. Voimalat merkattu: V1, V2, V3, ja V4.

Kuvasta 14 voidaan arvioida ilmansuuntia, joissa tuuli on jo hidastunut, kun se tulee seuraavaan turbiiniin. Esimerkiksi ilman suunnat: 225, 45, 10, 190, 145, 325. Näissä suunnissa ainakin yksi tuuliturbiini on melkein kokonaan toisen tuulivoimalan edessä. Tästä voidaan todeta, että on useita suuntia, milloin tuuliturbiinit vähentävät toistensa tehontuottoa. Häviöitä voidaan arvioida olemassa olevilla wake effect-malleilla. Esimerkiksi yleisessä käytössä mallintamisessa on ollut ns. Jensenin malli (engl. *Jensen model*):

$$D_{\text{tuuli}} = D + 2kx, \quad (3.1)$$

missä D on tuuliturbiinin siipien halkaisija, k on vanahäviön vakio (engl. *Wake Decay Constant, WDC*) tälle annetaan usein arvoksi 0.075 mantereella. Nopeus täysin kehittyneessä vanahäviössä voidaan laskea yhtälöllä

$$v = v_{\text{tuuli}} - v_{\text{tuuli}} \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left[\frac{D}{D + 2kx}\right]^2 \frac{A_{\text{yli}}}{A}, \quad (3.2)$$

missä v on tuulen nopeus tietyllä etäisyydellä turbiinista, v_{tuuli} on tuulen nopeus ennen kuin se on hidastunut turbiinista, C_t on turbiinin ja tuulen välinen työntösuhde (engl. *thrust coefficient*), ja A_{yli}/A tarkoittaa pinta-alojen suhdetta. Suhde voidaan määrittää laskemalla yhtälön (3.1) avulla, kuinka suuri D_{tuuli} on tarkastellulla etäisyydellä, ja tästä sitten laskemalla, kuinka paljon D_{tuuli} on takana olevan tuuliturbiinin edessä. On myös hyvä huomata, että Jensenin malli vaatii työntösuhteen olevan aina alle 1.

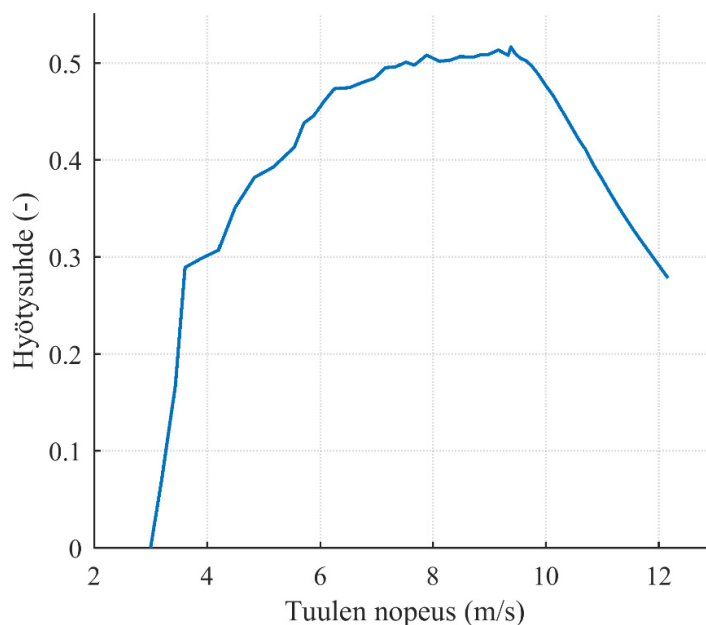
Toinen hyvä lähestymistapa, mikäli kaikkia Jensenin mallin vaatimia arvoja ei voida määrittää. On tuulen puhallussuuntien ja turbiinien tehon tuoton vertailu. Tästä voidaan luoda

algoritmiin ehdot, joilla tehon arvoja lasketaan. Esimerkiksi, mikäli tuuli puhaltaa suunnasta 325 tai 145. Tehontuottoa toisella turbiinilla vähennetään tietyllä kertoimella. Tätä voidaan vielä yksinkertaistaa määrittämällä tietyjä välejä, joissa häviöt ovat samat. Esimerkiksi välillä 315–338 ja 135–158 häviöt voidaan olettaa suurin piirtein samoiksi.

Tuuliturbiinien C_p -arvot määritettiin ESE:n antaman tehokäyrän avulla. Tehokäyrästä katsottiin hetkellinen tehon tuotto 3–11 m/s väliltä. Tehokäyrän tarkat arvot saatiin selville MATLAB:in `interp`-funktiota käyttäen. C_p -arvot laskettiin jakamalla hetkelliset tehon arvot yhtälöllä (2.3)

$$C_p = \frac{P_{\text{tehokäyrä}}(v)}{\frac{1}{2}\rho A v^3}, \quad (3.3)$$

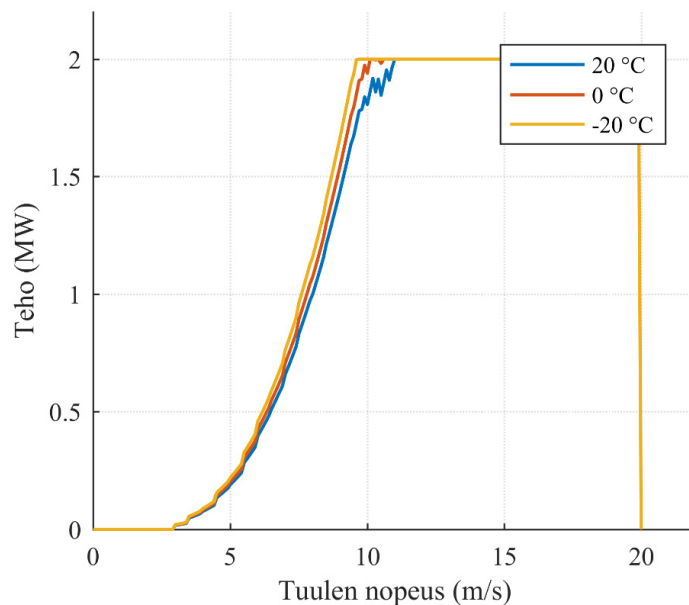
missä $P_{\text{tehokäyrä}}$ on tehokäyrästä katsottu tehontuotto tietyllä tuulen nopeudella. Arvoja yli nimellinopeuden (11 m/s) on turha määrittää, sillä tehon arvo ei muutu, eli hyötysuhteen määrittäminen on triviaalia. Näitä määritettyjä C_p arvoja käytetään tehdyssä mallissa. On myös hyvä huomata, että näihin hyötysuhtearvoihin on sisällytetty sähköiset ja mekaaniset häviöt, sillä $P_{\text{tehokäyrä}}$ on todennäköisesti mitattu mekaanisten- ja sähköisten häviöiden jälkeen. Alla olevassa kuvassa 15 näkyy, kuinka C_p -arvo vaihtelee tuulen nopeuden vaihdellessa.



Kuva 15. Hyötysuhde tuulen nopeuden funktiona.

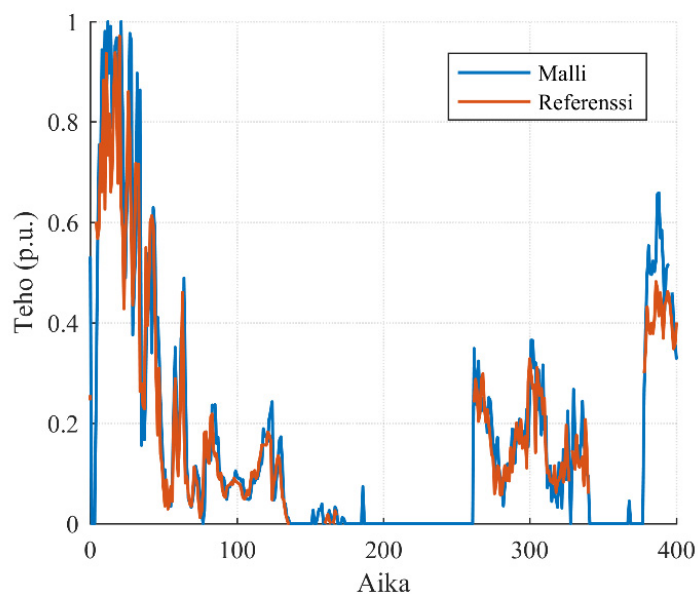
4. MALLIN TESTAUS

Mallintamisessa lopulta tyydyttiin mallintamaan vain yhtä turbiinia. Tämä johtui suurelta osin siitä, että vanahäviöitä ei saatu sisällytettyä mallin koodiin ja saatu data käsittelee vain yhtä voimalaa. Testaus aloitettiin kokeilemalla, kuinka mallin tehokäyrä käyttäytyy lämpötila vaihtelussa.

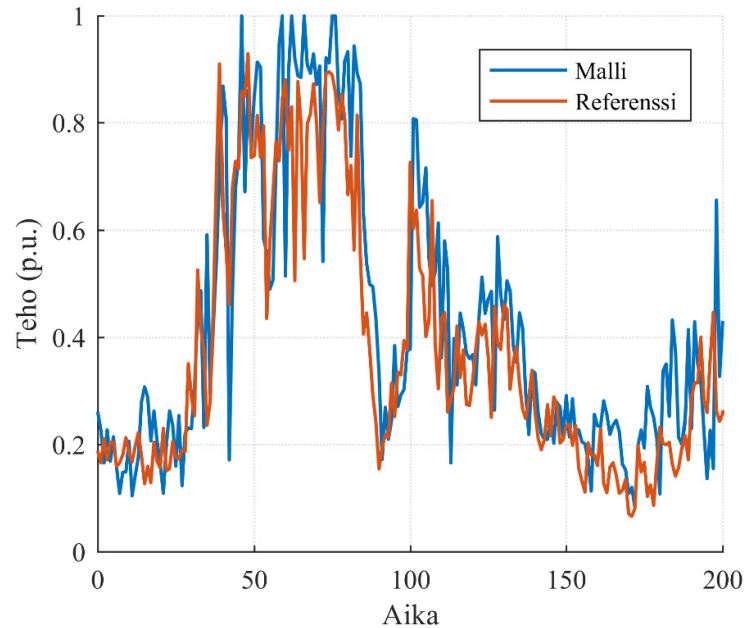


Kuva 16. Ilman lämpötilan vaikutus mallin tehokäyrään.

Kuvasta 16 huomataan, että lämpötilan kasvaessa mallin tehokäyrä laskee. Tämä johtuu ilmantiheuden pienenemisestä, joka voidaan todeta yhtälöstä (2.4). Seuraavaksi mallia verrattiin erään metsäisessä maastossa ja sisämaassa olevan teollisen mittaluokan tuuliturbiinin prosessidataan.



Kuva 17. Mallin ja tuulivoimalan vertailu.



Kuva 18. Mallin ja tuulivoimalan vertailu.

Kuvista 17 ja 18 huomataan, että malli kykenee simuloimaan tehontuottoa hyvällä tarkkuudella, kun käytetään 10 min aikaresoluutiota. Mallinnetussa tilanteessa ei ole hetkellisiä vana-häviöitä, sillä tuuli puhaltaa ideaalisesta suunnasta. Malli antaa vähän suurempia tehonarvoja kuin mitä oikeat tehontuottoarvot ovat. Tämä voi johtua suurelta osin siitä, että hyötysuhdekäyrät ovat erilaiset. On myös hyvä huomata, että mallissa ei oteta huomioon siipien kääntymisen hitautta eikä ilman kosteutta. Nämä myös varmasti tuovat lisää heittoa referenssiarvoihin nähden. Mallin tehontuottoarvot näyttävät myös tulevan jäljessä referenssiarvoihin verrattuna. Tämä voi johtua mm. aikaresoluution suuruudesta.

5. YHTEENVETO/JOHTOPÄÄTÖKSET

Malli saatiin toimimaan halutunlaisesti, jos mittausdata on laadukasta. Mittausdatan laadukkuus voidaan määrittää voimalan tehokäyrä ja tuulen nopeus vertailulla (kuva 13). Työn tekovaiheessa huomattiin nopeasti, että paljon tärkeitä asioita mm. siiven aerodynamiikka, ympäristön ja etäisyyksien mallinnus jäi tekemättä/tutkimatta niiden työläisyyden vuoksi. Nämä olisivatkin hyviä kehitysehdotuksia malliin. Niiden avulla päästän käsiksi vanahäviöiden mallinnukseen. Työssä esitettyä yhtälöä (3.2) voidaan käyttää vanahäviöiden määrittämiseen, mutta ensiksi pitäisi luoda simulaatio turbiinien sijoittelusta toisiinsa ja tuulensuuntaan nähden. Seuraavaksi tulisi laskea yhtälön (3.1) avulla vanahäviön leveys ja pintaalojen suhde A_{yli}/A . Sitten siipien C_t -arvolla laskea uusi tuulen nopeus seuraavaan turbiiniin. Vanahäviöiden määrittäminen on tärkeää, kun puhutaan monen turbiinin tuulipuistoista, sillä sen mallintamisen avulla voidaan arvioida esimerkiksi vuoden energiantuottoa tarkemmin.

Luodun mallin toiminta on käyty läpi liitteessä 1. Liitettä tarkastellessa on hyvä huomata, että hyötysuhdekäyrä määritetään voimalasta mitatun tehokäyrän avulla. Mikäli tehokäyrä ei ole tiedossa voidaan sen sijasta käyttää yhtälöä (2.11) ja $\eta_{\text{mech+el}}$ arvoksi asettaa 0,90, sillä mekaaninen/sähköinen hyötysuhde on noin 10 % luokkaa [5] tuulivoimaloissa.

LÄHTEET

- [1] S. Uski-joutsenvuo ja S. Niskanen, ”Wind turbine models - Model development and verification measurements,” 2013.
- [2] K. I., H. J. ja N. Jensen, A simple model for cluster efficiency. In European wind energy conference exhibition, Rome, 1986.
- [3] R. Gasch ja T. Jochen, Wind Power Plants, 2012.
- [4] ”Pysty- ja vaaka-akselituulivoimala,” [Online]. Available: <http://www.turbinesinfo.com/wp-content/uploads/2011/06/Horizontal-Axis-Wind-Turbines.jpg>. [Haettu 1 joulukuu 2017].
- [5] S. Mueen, Wind Energy Conversion Systems, 2012.
- [6] ”Tuulivoimalan tehokäyrä,” [Online]. Available: http://www.nwesales.fi/windpower/data/uploads/HQ2000_General_Specification.pdf. [Haettu 17 joulukuu 2017].
- [7] V. Haverinen, ”Tuulivoimalakäytön simulointityökalun käyttöliittymän kehittäminen,” 2008.
- [8] Z. D. Rekioua, Wind Power Electric Systems, 2014.
- [9] J. F. Manwell, J. G. McGowan ja A. L. Rogers, Wind energy explained: theory, design and application. Second edition, 2002.
- [10] T. Ackermann, Wind power in power systems, 2005.
- [11] D. J. Renkema, ”Validation of wind turbine wake models,” 2007.
- [12] F. Gonzales-Longatt, P. Wall ja V. Terzija, Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior, 2012.
- [13] ”Wake effect model,” [Online]. Available: http://www.wasp.dk/wasp#details__wakeeffectmodel. [Haettu 7 joulukuu 2017].

LIITE 1

Koodin toiminta:

Alkuarvot

- P_{oikea} = teho, mikäli halutaan vertailla oikeita tehon arvoja mallin antamiin arvoihin.
- C = lämpötila, °C
- T = lämpötila, K
- R = 287,05 J/kgK, yleinen kaasuvakio
- p = ilmanpaine, annetaan malliin pascaleina
- v = tuulen nopeus (m/s)
- r = siiven pituus (m)
- voimaloiden määrä
- P_n = nimellisteho
- minimi tuulen nopeus (engl. Cut-in speed), tässä työssä 3 m/s
- maksimi tuulen nopeus (engl. Cut-off speed), tässä työssä 20 m/s

Parametrit

Lämpötilan muuttaminen celsiuksesta kelviniiksi

$$T = C + 273.15,$$

Siiven pyörähdyspinta-ala

$$A = \pi r^2,$$

Ilman tiheys (kuiva ilma)

$$\rho = \frac{p}{RT},$$

Ilmasta saatava teho

$$P_{ilma} = \frac{1}{2} \rho A v^3,$$

Tuulen ja siiven välinen hyötysuhde C_p , määritetään voimalan tehokäyrästä $P_{tehokäyrä}(v)$ katsomalla hetkelliset tehontuottoarvot tuulen nopeuden funktiona

$$C_p = \frac{P_{tehokäyrä}(v)}{\frac{1}{2} \rho A v^3},$$

Tuulivoimalan tuottama teho

$$P_{voimala} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 \eta_{mech+el},$$

Yhtälö

$$P_{voimala} = C_p(v) \frac{1}{2} \rho(T, p) A(r) v^3,$$

Ehdot:

jos, $v <$ Minimihuone nopeus $\rightarrow P = 0$

jos, $P >$ Nimellisteho $\rightarrow P =$ Nimellisteho

jos, $v \geq$ Maksimi tuulen nopeus $\rightarrow P = 0$

lopuksi $P_{voimala} \cdot$ voimaloiden määrä, mikäli jokaiselle voimalalle on yksittäistä tuulidataa olisi sitä hyvä käyttää eikä kertoa tehoa voimaloiden määrällä.

Mallissa mekaaninen ja sähköinen hyötysuhde on sisällytetty C_p -arvoon. C_p -arvo on määritetty eri tuulen nopeuksille voimalan tehokäyrästä, joten siihen sisältyy myös mekaaniset ja sähköiset häviöt. Mallissa ei oteta huomioon toisten voimaloiden aiheuttamaa vanahäviötä, eli mallin tulisi antaa suurempia arvoja kuin mitä oikeat tehon arvot ovat.