

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO
LAPPEENRANTA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Teknillinen tiedekunta
LUT Energia

Faculty of Technology
LUT Energy

Tutkimusraportti Research Report 22

Katja Hynynen, Aapo Koivuniemi, Elvira Baygildina,
Petteri Laaksonen, Olli Pyrhönen

Tuulivoiman mahdollisuudet Etelä-Karjalassa


Open your mind. LUT.
Lappeenranta University of Technology

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta. LUT Energia
Tutkimusraportti 22

Lappeenranta University of Technology
Faculty of Technology. LUT Energy
Research report 22

Katja Hynynen, Aapo Koivuniemi, Elvira Baygildina,
Petteri Laaksonen, Olli Pyrhönen

Tuulivoiman mahdollisuudet Etelä-Karjalassa

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta. LUT Energia
PL 20
53851 LAPPEENRANTA

ISBN 978-952-265-281-2
ISBN 978-952-265-282-9 (PDF)
ISSN 1798-1328

Lappeenranta 2012

SISÄLLYSLUETTELO

1 JOHDANTO.....	3
2 TUULIMITTAUKSET	5
2.1 Mastomittaukset	6
2.2 LIDAR-tutkamittaukset.....	7
2.3 Luoteisrannikon tuulenmittausdata	9
3 MITTAUSTULOKSET	10
3.1 Tuulijakauma.....	10
3.2 Kuukausittaiset tuulivaihtelut.....	12
3.3 Tuulisuuden kellonajat	16
3.4 Tuulisuuden vaihtelu vuositasolla	18
3.5 Turbulenttisuus.....	21
3.6 Tuuligradientti.....	24
3.7 Tuuliväanne.....	26
4 TUULIOLOJEN MALLINNUS.....	27
5 TUULIVOIMAPOTENTIAALI.....	28
5.1 Tuuliturbiinin valinta	28
5.2 Tuotantolukujen vertailu.....	29
5.3 Laskennallinen vuosituotto	30
6 TUULIVOIMAN KANNATTAVUUDEN ARVIOINTI.....	34
6.1 Tuuliturbiinin sähköteho.....	34
6.2 Turbiinien nettotuotanto.....	34
6.3 Tuulituotannon kannattavuus.....	34
7 TUULEN PYSYVYYS	38
8 JOHTOPÄÄTÖKSET	39
LÄHTEET	40

1 JOHDANTO

Tuulivoima on erittäin vahvassa kasvussa kaikkialla maailmassa, lähitulevaisuudessa syöttötariffin ansiosta myös Suomessa. Etelä-Karjalassa on myös tuulivoimantuotannossa käytettyjä komponentteja valmistavia high-tech yrityksiä. Alustavien analyysien perusteella Etelä-Karjalassa voisi olla myös merkittävää potentiaalia tuulivoimantuotantoon etenkin Saimaan ympäristössä. Aihepiiriin liittyen on toimintansa aloittanut myös paikallinen yritys TuuliSaimaa Oy.

Tuulivoimatuotannon osalta keskeinen tekijä investointipäätösten perustana on riittävän kattava ja yksityiskohtainen tieto tuuliolosuhteista vähintään vuoden, mieluummin pitemmältä ajanjaksolta. Etelä-Karjalalle on selkeä kilpailuetu, jos maakunta pystyy tarjoamaan potentiaalisille investoijille luotettavaa informaatiota alueen tuuli- ja maankäyttöoloista. Tuulimittausaineisto toimii myös erinomaisena lähtötietona yliopistossa tehtävälle tieteelliselle tutkimustyölle. Sisämaan tuuliolojen estimointiin ja tuuliturbiinien suunnitteluun liittyvä tutkimustyö on mahdollista toteuttaa matemaattisen mallinnuksen tutkimusryhmän ja LUT Energian tutkimusryhmien kesken yhteistyössä Ilmatieteen laitoksen kanssa. Paikallinen tuulivoimatuotanto Etelä-Karjalassa tukee myös alueella toimivia laitevalmistajia.

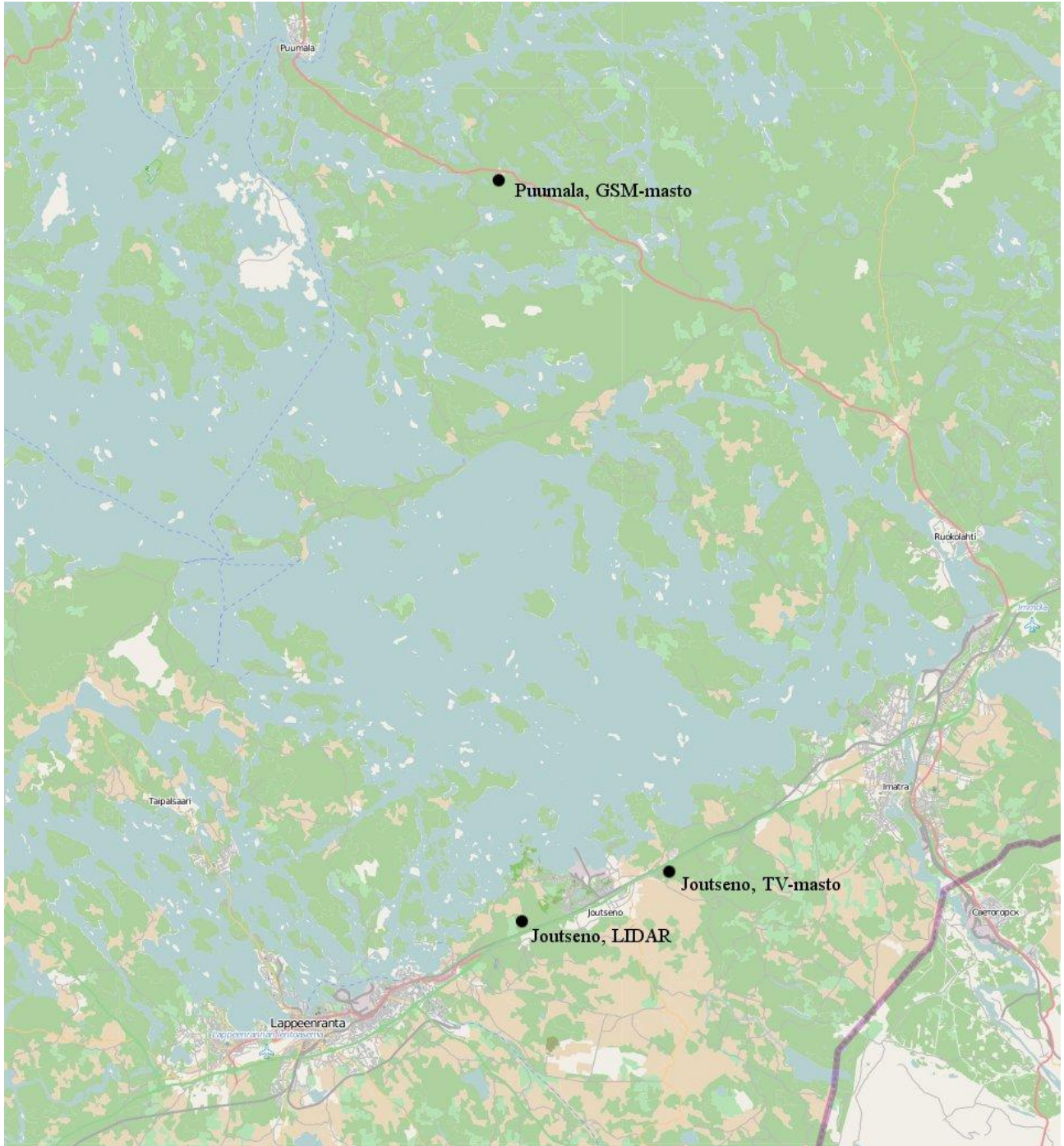
Taustatyönä hankkeelle yliopiston LUT Energian laitos on toteuttanut vuoden 2009 aikana hankkeen Tuulivoimaa Etelä-Karjalassa, jonka tavoitteena oli selvittää yleistä tuulivoimapotentiaalia Etelä-Karjalassa. Selvityshanke päättyi vuoden 2009 lopussa. Hankkeen tulosten ja marraskuussa 2009 julkaistun Suomen Tuuliatlaksen simulointilaskelmien perusteella voidaan todeta että Etelä-Karjalan tuuliolot ovat tasolla, jotka tukevat yksityiskohtaisten taloudellisten analyysien laatimista, toisin sanoen tiedossa olevat tuuliolot eivät poissulje investointien mahdollista kannattavuutta. Toiseksi voidaan todeta, että Etelä-Karjalassa on tuulivoimantuotantoon soveltuvia maa-alueita. Hankkeen tuloksena alueita merkittiin myös valmisteilla olleeseen maakuntakaavaan. Ympäristöministeriö jätti ne kuitenkin vahvistamatta, koska kaavaesityksestä puuttuivat lain vaatimat selvitykset tuulivoiman rakentamisen vaikutuksista mm. ympäristöön, maisemaan ja linnustoon.

Tämän vuosina 2010 – 2011 toteutetun hankkeen tavoitteena oli selvittää mittauksin tuuliolot kahdella tuulivoimatuotannon potentiaalisella kohdealueella sekä määrittellä tuulivoimainvestointien teknistaloudellinen kannattavuus sisämaassa, erityisesti Etelä-Karjalassa. Hanke koostui Ilmatieteenlaitoksen kanssa toteutetuista tuulimittauksista sekä mittausten analysoinnista ja niiden tuloksiin perustuvasta tuulivoiman kannattavuuden arvioinnista. Hankkeeseen saatiin alkuperäisestä suunnitelmasta poiketen mukaan myös TuuliSaimaa Oy:n suorittamien tuulimittausten dataa sekä vertailudataksi erään luoteisrannikolla sijaitsevan tuulipuiston lahjoittamaa mittausdataa.

Tuulivoimaosaamisen kehittäminen ja tuulivoimapotentiaalin hyödyntäminen Etelä-Karjalassa hankkeen ovat rahoittaneet Lappeenranta-Imatra-seutu, Etelä-Karjalan liitto ja Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

2 TUULIMITTAUKSET

Tätä tutkimusta varten tehtiin tuulimittauksia kolmessa paikassa, joista kaksi sijaitti Joutsenossa ja yksi Puumalassa. Mittauspaikkojen sijainnit näkyvät kuvan 2.1 kartassa. Sijainnit, mittausjaksot, mittalaitteet sekä mittauskorkeudet on esitelty taulukossa 2.1.



Kuva 2.1. Tutkimuksessa tehtyjen tuulimittausten sijaintipaikat Lappeenrannan Joutsenossa ja Puumalan Viidanmäessä. Karttadata © OpenStreetMap, CC-BY-SA.

Taulukko 2.1. Tutkimuksessa käytetyt tuulimittaukset, paikka, mittausjakso, mittari sekä mittauskorkeudet.

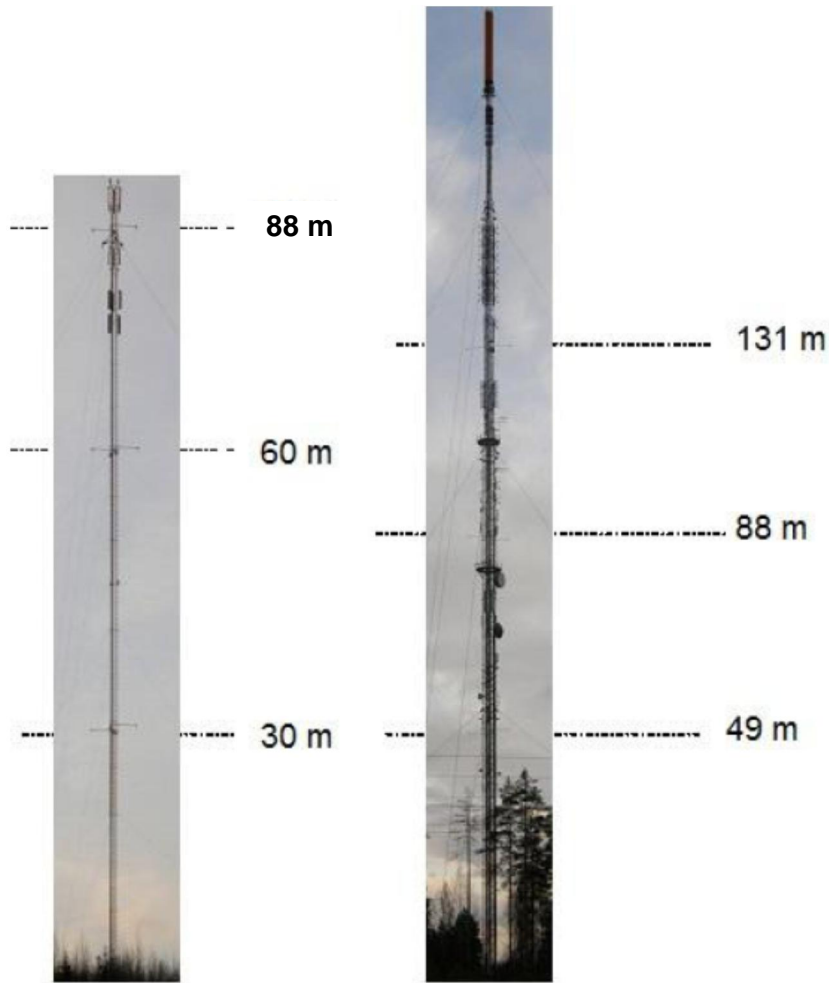
	Joutseno, TV-masto	Joutseno	Puumala
Sijainti	61.13100 N, 28.54422 E	61.105833 N, 28.399722 E	61.46111 N, 28.37472 E
Mittausjakso	1.11.2009 – 31.10.2010	1.11.2010 – 31.10.2011	1.11.2009 – 31.10.2011
Mittari	Mastomittaus	LIDAR	Mastomittaus
Mittauskorkeudet	49, 88, 131 m	80, 100, 120, 140 m	30, 60, 88 m

Hankkeen aikana tilattiin ilmatieteen laitokselta tuulimittauksia kahdessa mastossa, Joutsenossa ja Puumalassa. Joutsenon mittaukset tehtiin Joutsenon TV-mastossa (61.13100 N, 28.54422 E) aikavälillä 1.11.2009 – 31.10.2010. Puumalan mittaukset Viidanmäen matkapuhelinmastossa (61.46111 N, 28.37472 E) alkoivat samaan aikaan 1.11.2009, mutta niitä jatkettiin kaksi vuotta, jotta nähtäisiin tuulisuuden vaihtelu vuositasolla. Puumalan masto sijaitsee lähellä tuulivoimapotentiaaliltaan suotuisaksi arvioitua Luoteis-Ruokolahden aluetta.

Hankkeeseen saatiin TuuliSaimaa Oy:n lahjoittamana mukaan myös Ilmatieteenlaitoksen Joutsenossa LIDAR-tutkalla mittaamaa tuulidataa aikaväliltä 1.11.2010 – 31.10.2011. Lisäksi tutkimuksessa on käytetty vertailudatana sisämaan tuulimittauksille luoteisrannikolla sijaitsevan tuulipuiston napakorkeudesta 80 m mitattua tuulennopeusdataa.

2.1 Mastomittaukset

Joutsenon ja Puumalan mastomittauksissa käytettiin tuuliantureina lämmitettyjä Thies 2D ultraääniantureita, jotka mittaavat sekä tuulen suuntaa että nopeutta. Antureiden tarkkuus nopeuden suhteen on $\pm 0,1$ m/s tuulennopeuksilla 0...5 m/s ja ± 2 % nopeuksilla > 5 m/s. Suuntatarkkuus on $\pm 1^\circ$ (Thies, 2009). Lisäksi mitattiin suhteellinen ilmankosteus ja lämpötila. Tuulenmittauksista tallennettiin 10 minuutin keskiarvo, keskihajonta sekä puuskanopeus. Puuskanopeudella tarkoitetaan 10 minuutin jaksolta havaittua suurinta tuulennopeusarvoa 3 sekunnin keskiarvona. Lisäksi mitattiin yhden sekunnin dataa. Kummassakin mastossa mittauksia tehtiin kolmella eri korkeudella. Joutsenossa mittauskorkeudet olivat 49 m, 88 m sekä 131 m ja Puumalassa 30 m, 60 m sekä 88 m. Mastot anturikorkeuksineen nähdään kuvassa 2.2. Kullakin korkeudella käytettiin kahta anturia asennettuna maston molemmin puolin maston vaikutuksen minimoimiseksi. Mittausten analysoinnissa on käytetty aina suurempaa tuulennopeutta eli tuulen puoleisen anturin antamaa tulosta. Mikäli tätä ei ole ollut käytettävissä, on käytetty katvepuolen mittausta. Joutsenon maston mittausten saatavuus oli kaikissa korkeuksissa 99 %. Puumalassa mittausten saatavuus oli 96 % jaksolla 1.11.2009 – 31.10.2010 ja 98 % jaksolla 1.11.2010 – 31.10.2011.



Kuva 2.2. Vasemmalla Puumalan Viidanmäen GSM masto siihen asennettuine tuulenmittausantureineen korkeuksilla 30, 60 ja 88 m. Oikealla Joutsenon TV-masto mitta-antureineen korkeuksissa 49, 88 ja 131 m.

2.2 LIDAR-tutkamittaukset

Joutsenossa suoritettiin lasertekniikkaan (Light Detection And Ranging – LIDAR) perustuvia mittauksia, joilla pyrittiin sekä täydentämään mastomittausten antamaa dataa että tutustumaan LIDAR-tutkamittaustekniikan mahdollisuuksiin ja käyttöön Suomen oloissa. LIDAR-tutkamittausten etuna perinteiseen mastomittaukseen on, että itse laite on pienehkö ja asennetaan maan tasoon. Mittakorkeus yltää kuitenkin parhaimmillaan jopa 300 metrin korkeuteen. Käytetty LIDAR-tutka oli Leospheren Windcube[®]. LIDAR-tutkan nopeustarkkuus on 0,1 m/s ja suuntatarkkuus 2° (Leosphere, 2012). LIDAR-tutkan nopeustarkkuus on suuremmilla tuulenopeuksilla (> 5 m/s) Thies ultraääniantureita parempi, mutta suuntatarkkuus on huonompi.

LIDAR-tutkamittauslaite lähettää infrapunalaserpulsseja ilmakehään. Lasersäteet heijastuvat takaisin törmätessään ilmakehän partikkeleihin, kuten vesipisaroihin, aerosolihiukkasiin ja tomuhiukkasiin. Tuulenopeus määritetään Doppler-ilmioon perustuen lähtevän ja palaavan lasersäteen taajuuseron perusteella. Lasersäteitä lähetetään peräkkäin neljään eri suuntaan (pohjoinen, itä, etelä, länsi) keilauskulman ollessa 28°. Tuulen nopeus määritetään kolmessa

suunnassa (x , y ja z). Näistä voidaan edelleen määrittää tuulen nopeusvektori ja suunta. Käytetyllä LIDAR-tutkalla on mahdollista mitata tuulen nopeus ja suunta yhden sekunnin välein 12 eri korkeudella.

LIDAR-tutkan mittauskorkeuksiksi oli valittu 40, 60, 80, 100, 120, 140, 160, 200, 250 ja 300 m. Tässä raportissa esitetään tuloksia korkeuksista 80, 100, 120 ja 140 m, jotka ovat tuulivoimatuotannon kannalta mielekkäitä korkeuksia. Kustakin korkeudesta mitattiin 10 minuutin keskiarvo tuulen nopeudelle ja suunnalle sekä puuskanopeus. Lisäksi tallennettiin yhden sekunnin mittausdata.

Kuvassa 2.3 nähdään Joutsenon mittauksissa käytetyn LIDAR-tutkan mittausjärjestelyt. Pyyhkijä pyyhkii lasille kerääntyvän veden. Lasi on lämmin ja sulattaa siihen satavan lumen. Pyyhkijän nestettä varten laite tarvitsee nestesäiliön. LIDAR-tutka soveltuu Suomen oloihin varsin hyvin. Käyttöönotto ja siirtely on helppoa johtuen laitteen pienestä koosta. Runsaslumisesta ja kylmästä talvesta 2010 – 2011 huolimatta laite toimi hyvin.



Kuva 2.3. Joutsenon mittauksissa käytetyn LIDAR-tutkan mittausjärjestelyt.

Laite antoi tyhjiä mittaustuloksia jonkin verran useammin kuin torniin asennetut mittalaitteet, erityisesti korkeammalta mitattaessa. Koko mittausjaksoa tarkasteltaessa LIDAR-mittausten saatavuus oli 80 ja 100 m korkeuksissa 85 % ja 81 % sekä 120 ja 140 m korkeuksissa 80 % ja 77 %. Heikkoon saatavuuteen vaikuttivat osaltaan tekniset ongelmat. Tutkasta ei saatu mittauksia 5. – 15.9.2011 valmistajan tekemän huollon jälkeisten ongelmien vuoksi. Lisäksi laitteen pyyhkijä oli

epäkunnossa 19. – 31.10.2011, jolloin mittauksia ei saatu linssin likaisuudesta johtuen. Jos em. teknisten ongelmien aiheuttamien katkojen ajat jätetään huomioon ottamatta, oli mittausten saatavuus 80 ja 100 m korkeuksissa 91 % ja 86 % sekä 120 ja 140 m korkeuksissa 85 % ja 82 %. Syyskuussa mittausten saatavuus yli 100 m korkeudessa oli erittäin huonoa, vain 10 – 15 % korkeudesta riippuen. Yli 200 m korkeudesta mittausten saatavuus oli satunnaista. Tämä on hyväksyttävää, sillä valmistaja lupaa tarkan kantaman vain kahteensataan metriin.

2.3 Luoteisrannikon tuulenmittausdata

Etelä-Karjalassa mitattuja sisämaan tuuliolosuhteita verrattiin erään luoteisrannikolla sijaitsevan tuulipuiston tuuliolosuhteisiin. Mittaukset on tehty turbiinien napakorkeudella 80 m ja tallennettu kymmenen minuutin keskiarvoina. Puistossa on useampia turbiineja, joissa jokaisessa on tuulenmittaus. Mittaustuloksia analysoitaessa on valittu aina suurin tuulennopeus, joka saadaan tuulen puoleisen turbiinin anturista.

3 MITTAUSTULOKSET

Tässä kappaleessa tarkastellaan tuulijakaumia sekä kuukausittaisia, päivittäisiä ja vuosittaisia tuulivaihteluita Joutsenon ja Puumalan mittauspaikoissa eri korkeuksilla. Kuukausittaisia vaihteluita verrataan myös Luoteisrannikon mittauksiin. Lisäksi tarkastellaan turbulentsisuutta, tuuligradienttia ja tuuliväännettä.

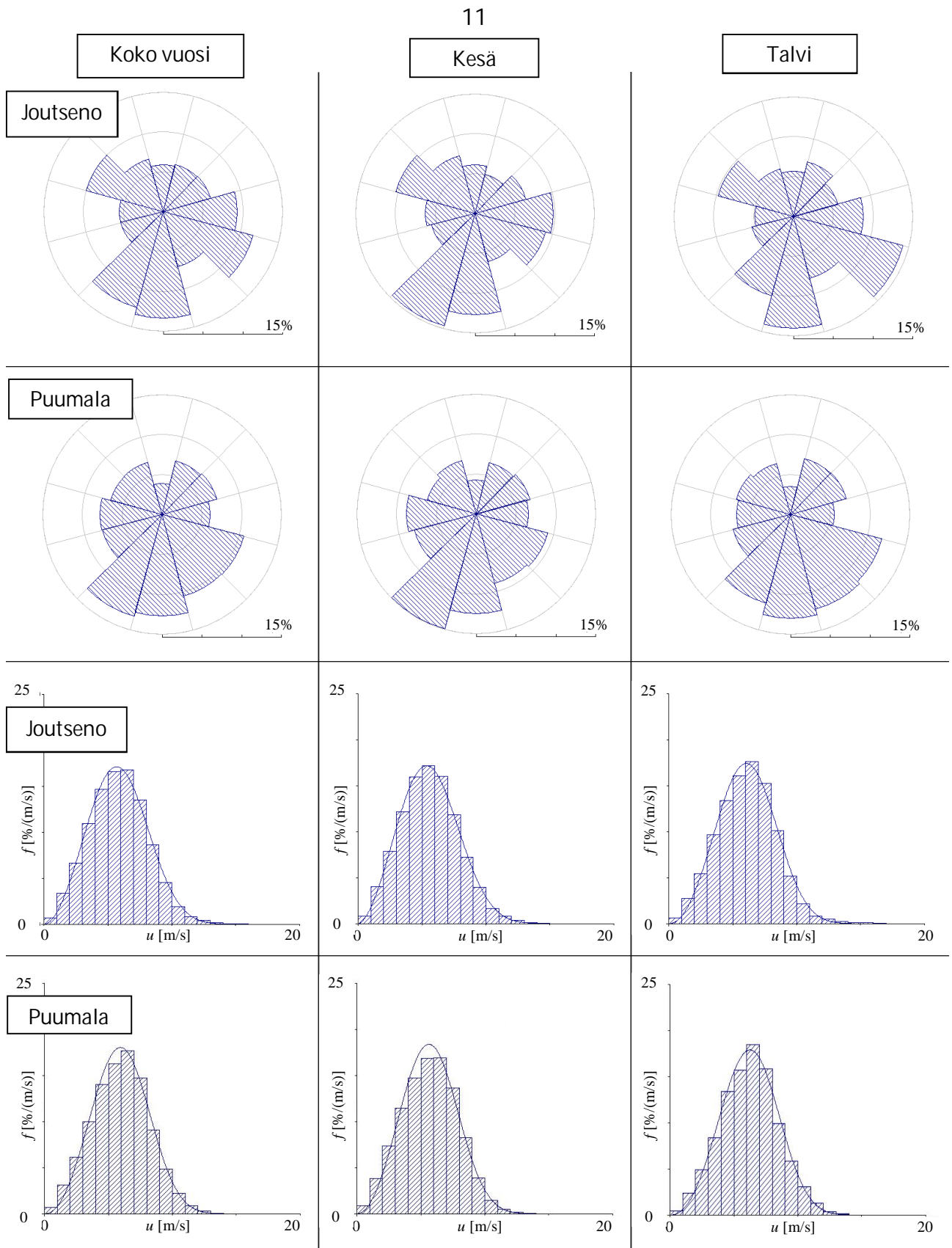
3.1 Tuulijakauma

Tuulimittauksen tuloksena tuotettiin jakaumat sekä tuulen suunnille – ns. tuuliruusu – että voimakkuuksille. Kuvassa 3.1 näkyvät Joutsenossa ja Puumalassa 88 metrin korkeuksissa mitatut jakaumat sekä koko vuodelle että vuoden kesä- ja talvipuoliskoille erikseen. Kesäpuoliskolla tarkoitetaan tässä yhteydessä ajanjaksoa 15. maaliskuuta – 14. syyskuuta, talvipuoliskon ollessa jakso 15. syyskuuta – 14. maaliskuuta.

Molempien paikkojen tuuliruusussa näkyy Saimaan suunta jonkin verran korostuneena. Joutsenossa järven vaikutus on suurempi, koska ranta on hyvin lähellä. Molempien mittapaikkojen lähialueet ovat metsäisiä. Joutsenon ympäristöstä on metsää harvennettu osassa sektoreita tornin ankkurikaapeleita varten. Puumalan välittömässä lähiympäristössä metsä on hyvin matalaa, ja korkeampi puusto alkaa vasta noin 100 m päässä mastosta.

Mittaustulosten pohjalta voidaan sanoa, etteivät Joutsenon ja Puumalan tuuliolot merkittävästi eroa toisistaan kymmenien kilometrien välimatkasta huolimatta. Esimerkiksi aikasarjana vertailtaessa näiden kahden paikan tuulennopeuksien korrelaatiokerroin on noin 0,78, eli niiden välillä on selkeä yhteys. Tuulten voimakkuudet ovat myös hyvin samankaltaisia.

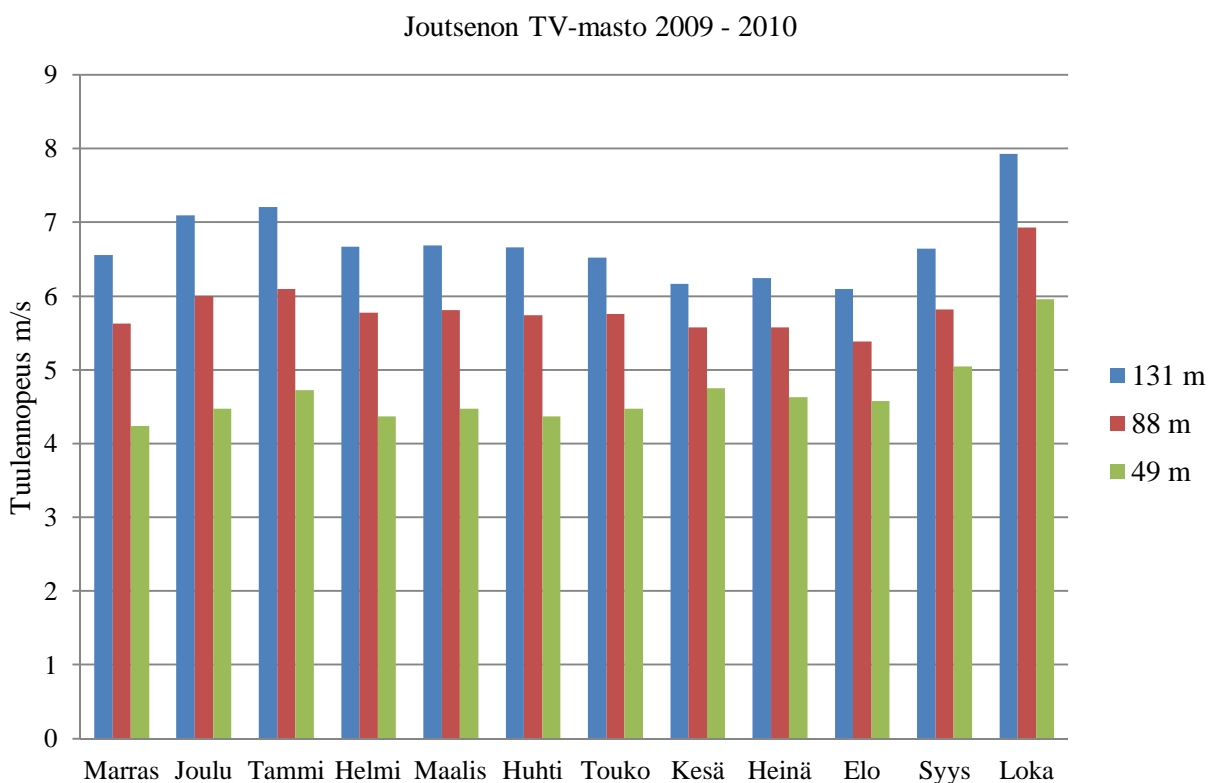
Kuvassa 3.1 näkyy talvi- ja kesäaikojen ero. Vastoin julkisuudessa ajoittain esillä ollutta vanhaa kansanviisautta, myös talvisaikaan tuulee. Itse asiassa talviajan keskituulennopeus on noin 10 % korkeampi kuin kesällä. Suuntajakaumassa näkyy myös talven vaikutus. Lumipeite saattaa tasoittaa vesistöjen vaikutusta tuulisuuteen.



Kuva 3.1. Tuulen suuntien ja nopeuksien jakaumat Joutsenossa ja Puumalassa eri vuodenaikoina.

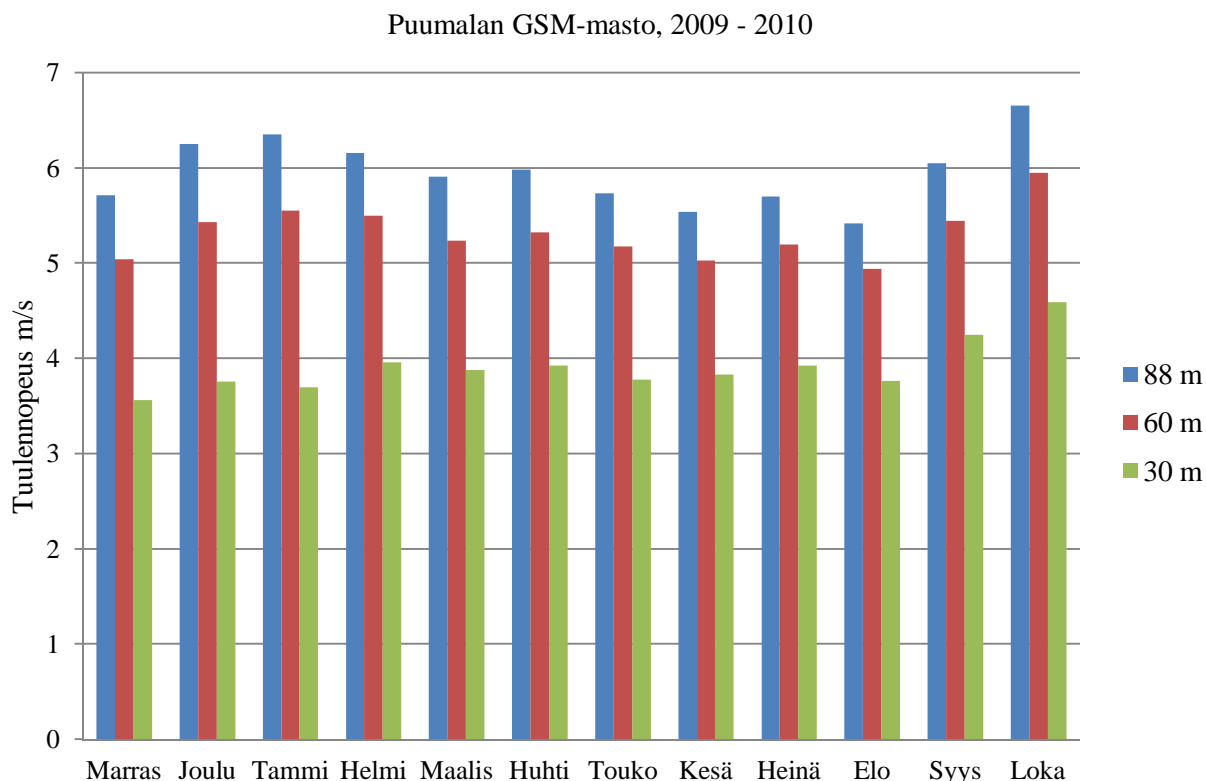
3.2 Kuukausittaiset tuulivaihtelut

Tarkastellaan tuulennopeuden vaihtelua vuodenajan mukaan. Kuvassa 3.2 nähdään Joutsenon TV-maston kuukausittaiset keskituulennopeudet mittauskorkeuksissa 49, 88 ja 131m aikavälillä marraskuu 2009 – lokakuu 2010. Kuvasta havaitaan, että tuulennopeus 131 m korkeudessa oli pienin elokuussa, 6,1 m/s, ja suurin lokakuussa, 7,9 m/s. 88 m korkeudessa tuulennopeus vaihteli välillä 5,4 – 6,9 m/s. Suurin ja pienin tuulennopeus mitattiin elokuussa ja lokakuussa. Korkeudella 49 m tuulennopeudet vaihtelivat välillä 4,2 – 6,0 m/s, joista pienin nopeus mitattiin marraskuussa ja suurin lokakuussa. Tuulennopeuksien vuosikeskiarvot korkeuksilla 131, 88 ja 49 m olivat 6,7 m/s, 5,8 m/s ja 4,7 m/s.



Kuva 3.2. Joutsenon mastomittausten kuukausittaiset keskituulet korkeuksissa 49, 88 ja 131 m aikavälillä marraskuu 2009 – lokakuu 2010.

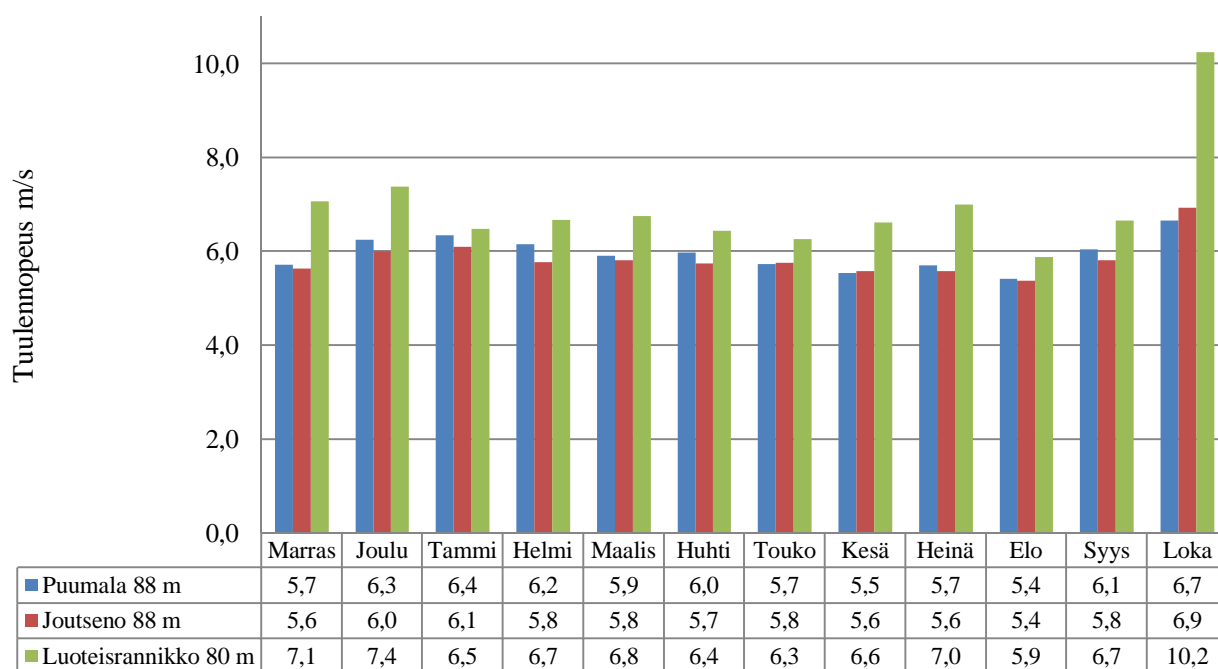
Kuva 3.3 esittää Puumalan Viidanmäen kuukausittaiset keskinopeudet mittauskorkeuksissa 30, 60 ja 88 m aikavälillä marraskuu 2009 – lokakuu 2010. Kuvasta voidaan havaita, että Puumalassa korkeudessa 88 m tuulennopeudet vaihtelivat välillä 5,4 – 6,7 m/s, joista minimi mitattiin elokuussa ja maksimi lokakuussa. 60 m korkeudessa pienin keskimääräinen tuulennopeus 4,9 m/s mitattiin myös elokuussa ja suurin, 6,0 m/s, lokakuussa. Korkeudessa 30 m pienin keskimääräinen tuulennopeus, 3,6 m/s, mitattiin marraskuussa ja suurin, 4,6 m/s, lokakuussa. Vuosittaiset tuulennopeuden keskiarvot olivat 6,0 m/s 88 m korkeudessa, 5,3 m/s 60 m korkeudessa ja 3,9 m/s 30 m korkeudessa. Sekä Joutsenon että Puumalan tuulenmittauksista havaitaan erityisesti korkeammissa mittauksissa, että talviajan keskituulet ovat keskimäärin kesäajan tuulia suurempia.



Kuva 3.3 Puumalan Viidanmäen mastomittausten kuukausittaiset keskituulet korkeuksissa 30, 60 ja 88 m aikavälillä marraskuu 2009 – lokakuu 2010.

Kuvassa 3.4 on esitetty kuukausittaiset keskituulennopeudet mitattuna Puumalan maston korkeudessa 88 m, Joutsenon maston korkeudessa 88 m sekä vertailun vuoksi Luoteisrannikon 80 m turbiininkorkeudessa marraskuusta 2009 lokakuuhun 2010. Havaitaan, että Puumalassa tuulennopeudet olivat hieman suurempia kuin Joutsenossa marraskuusta huhtikuuhun ja heinäkuusta syyskuuhun. Kesä-, heinä- ja lokakuussa Joutsenossa oli hieman Puumalaa tuulisempaa. Tuulennopeuden vuotuiset keskiarvot olivat Puumalassa 6,0 m/s ja Joutsenossa 5,8 m/s. Luoteisrannikolla mitatut tuulennopeudet vaihtelivat elokuun 5,9 m/s:sta lokakuun 10,2 m/s:in. Kuukausikeskiarvot olivat 0,4 – 3,6 m/s Joutsenoa ja Puumalaa suurempia, vaikka mittauskorkeus oli 8 m matalampi. Tuulennopeuden vuosikeskiarvo oli 7,0 m/s.

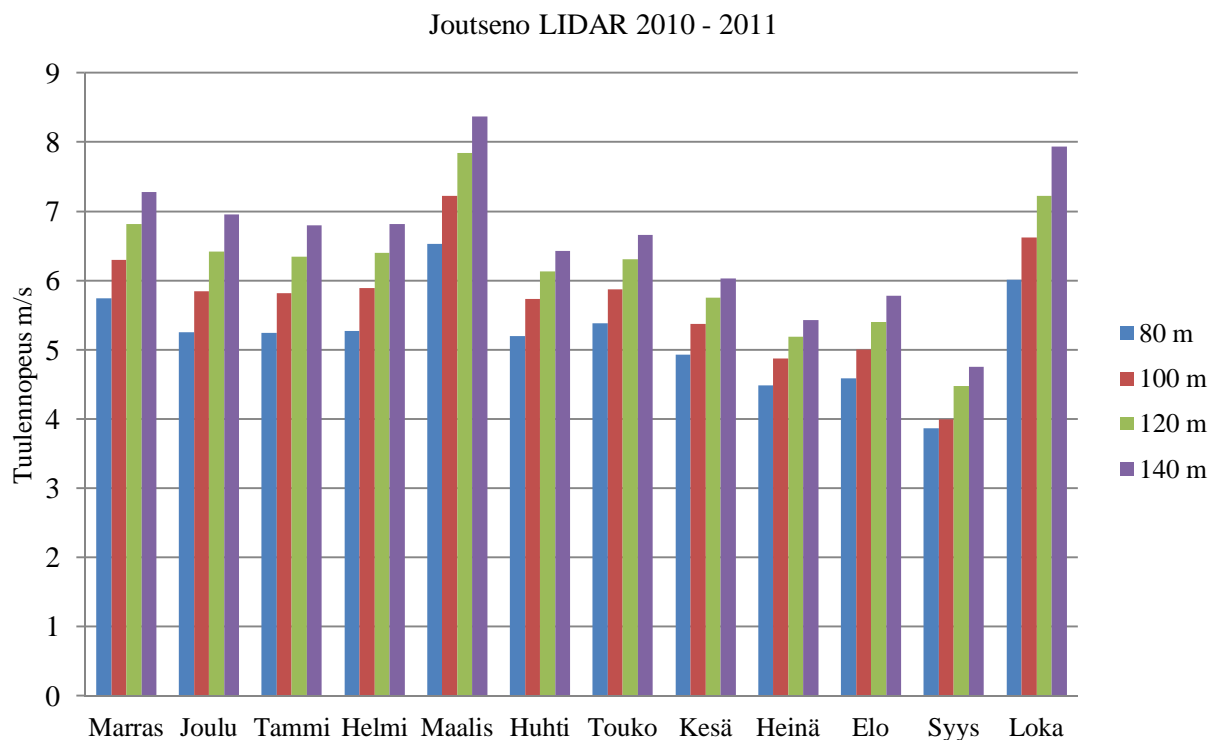
Keskituulennopeus 2009 - 2010



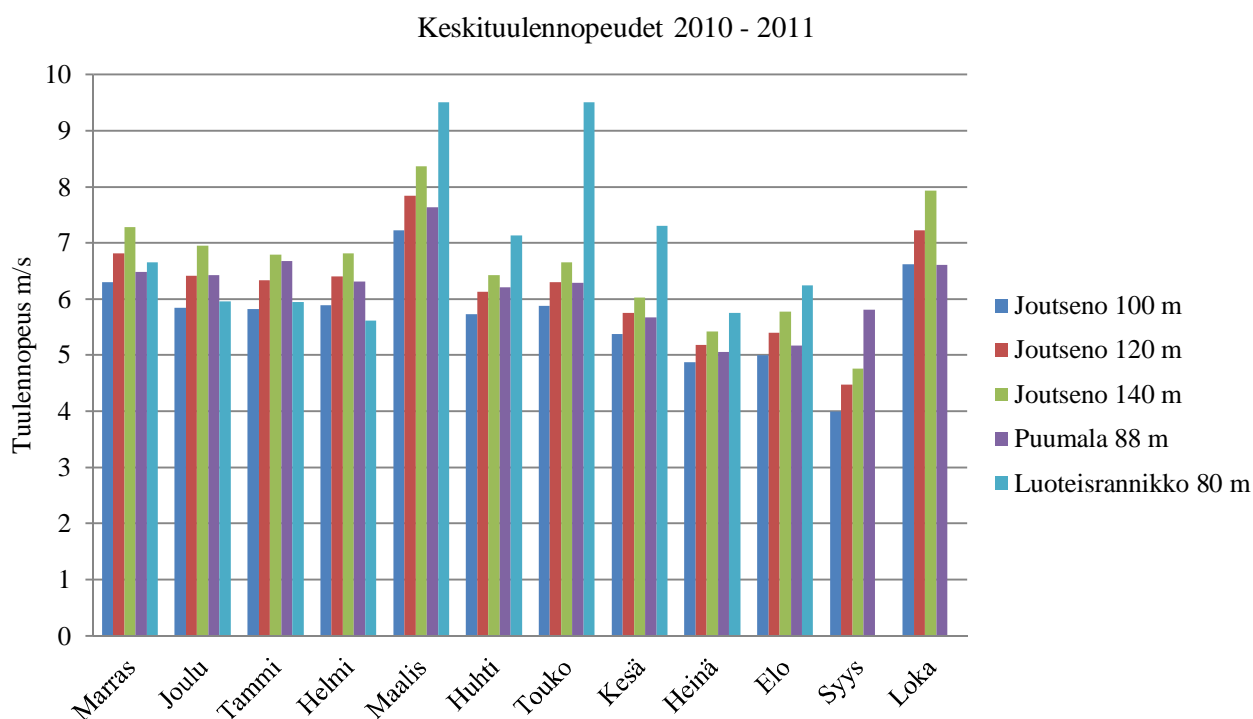
Kuva 3.4. Puumalassa ja Joutsenossa korkeudessa 88 m ja Luoteisrannikolla korkeudessa 80 m mitatut kuukausittaiset keskituulennopeudet aikavälillä marraskuu 2009 – lokakuu 2010.

Kuvassa 3.5 nähdään Joutsenossa LIDAR tutkamittauslaitteistolla korkeuksissa 80, 100, 120 ja 140 m tehtyjen mittausten kuukausittaiset keskituulennopeudet aikavälillä marraskuu 2010 – lokakuu 2011. 80 m korkeudessa tuulennopeus vaihteli välillä 3,9 – 6,5 m/s, 100 m korkeudella välillä 4,0 m/s – 7,2 m/s, 120 m korkeudessa välillä 4,5 – 7,8 m/s ja 140 korkeudessa välillä 4,8 – 8,4 m/s. Kaikissa korkeuksissa pienimmät tuulennopeudet mitattiin syyskuussa ja suurimmat maaliskuussa. Syyskuun tuulennopeudet ovat huomattavan matalia. Tähän saattaa vaikuttaa se, että mittausten saatavuus oli erittäin heikkoa, korkeuksissa 100 – 140 m vain 10 – 15 %. Tuulennopeuksien vuosikeskiarvoiksi saatiin korkeudessa 80 m 5,2 m/s, 100 m korkeudessa 5,7 m/s, 120 m korkeudessa 6,2 m/s ja korkeudessa 140 m 6,6 m/s.

Kuvassa 3.6 nähdään Joutsenossa LIDAR-tutkamittauslaitteistolla korkeuksissa 100, 120 ja 140 m mitatut tuulennopeudet sekä Puumalan 88 m ja Luoteisrannikon 80 m mittaukset. Mittaukset on tehty aikavälillä marraskuu 2010 – lokakuu 2011. Luoteisrannikon mittaustuloksia on ollut käytettävissä vain elokuuhun 2011 saakka. Kuvaajasta havaitaan, että tarkastelujaksolla tuulennopeudet ovat olleet Puumalassa Joutsenoa suurempia. Kuukausittaiset keskituulennopeudet Puumalan 88 m korkeudessa olivat suurempia tai yhtä suuria kuin Joutsenon 100 m tuulennopeudet. Joulukuusta elokuuhun Puumalan 88 mittaukset ovat olleet jopa yhtä suuria tai lähes yhtä suuria kuin Joutsenon 120 m:ssä mitatut tuulennopeudet. Tammikuussa Puumalan 88 m:ssä saavutettiin jopa lähes yhtä suuria nopeuksia kuin Joutsenon 140 m:ssä. Joutsenossa syyskuun huomattavan



Kuva 3.5. Joutsenon LIDAR-tutkamittausten kuukausittaiset keskituulennopeudet korkeuksissa 80, 100, 120 ja 140 m aikavälillä marraskuu 2010 – lokakuu 2011.



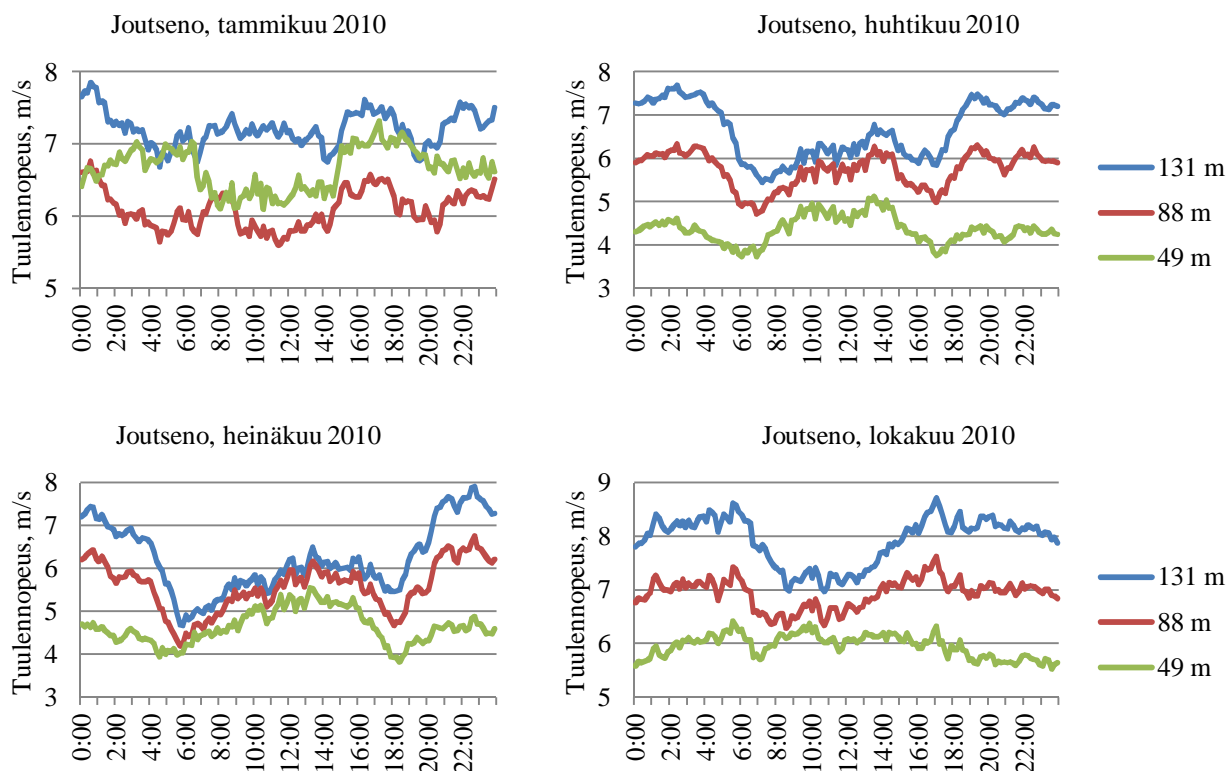
Kuva 3.6. Joutsenon LIDAR-tutkamittausten korkeuksissa 100, 120 ja 140 m, Puumalan korkeudessa 88 m ja Luoteisrannikon korkeudessa 80 m mitatut kuukausittaiset keskituulennopeudet aikavälillä marraskuu 2010 – lokakuu 2011. Rannikolta mittausdataa on ollut saatavilla vain elokuuhun 2011 saakka.

matalat tuulennopeudet saattavat johtua mittausten erittäin huonosta saatavuudesta, 100 m:ssä jopa vain 10 % ja 140 m:ssä 15 %.

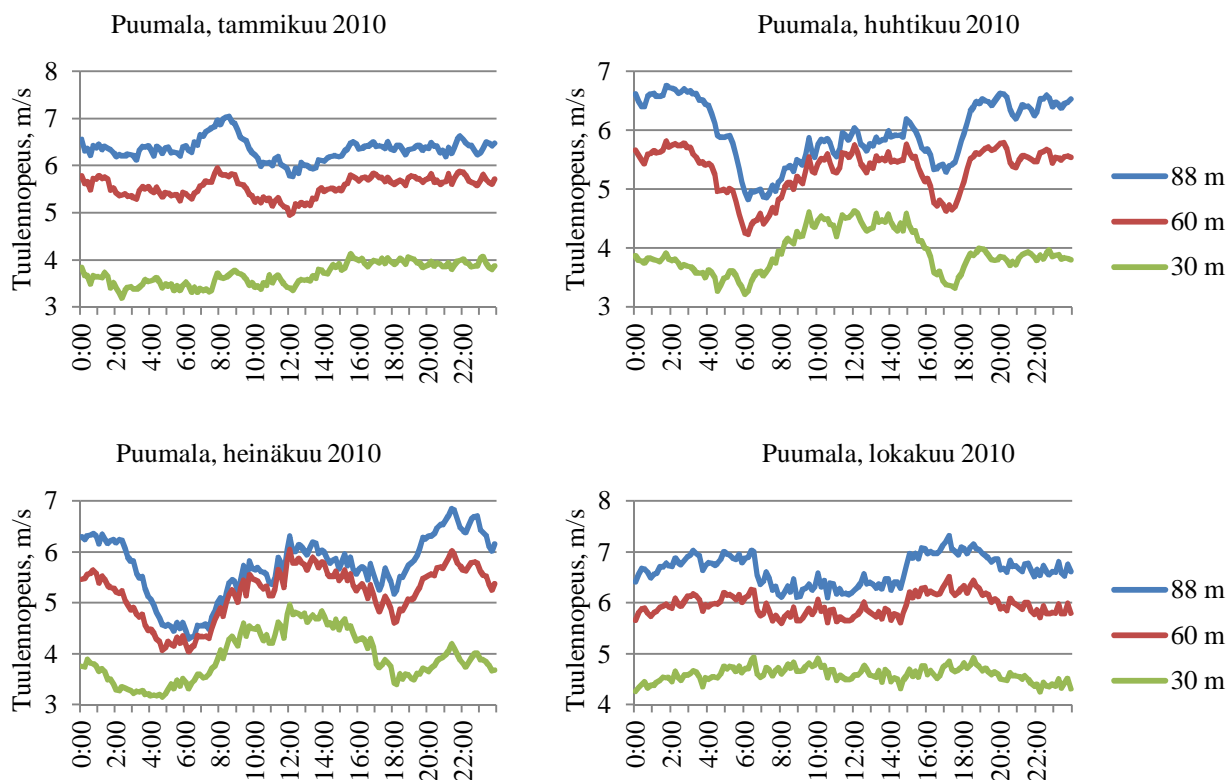
Luoteisrannikolla tuulennopeudet vaihtelivat tarkastelujaksolla välillä 5,6 m/s – 9,5 m/s, joista minimi saatiin helmikuussa ja maksimi maaliskuu- ja toukokuussa. Marraskuussa 2010 luoteisrannikon keskimääräinen tuulennopeus oli hieman suurempi kuin Joutsenon 100 m ja Puumalan 88 m korkeuksissa mitatut tuulennopeudet. Joulukuussa ja tammikuussa luoteisrannikon tuulennopeudet olivat hieman Joutsenon 100 m korkeudessa mitattua suurempia Puumalan 88 m tuulten ollessa jossain määrin korkeampia. Helmikuussa 2011 luoteisrannikolla tuuli vähemmän kuin vertailussa mukana olevissa Etelä-Karjalan mittauskorkeuksissa. Maaliskuusta elokuuhun rannikon tuulet olivat sisämaassa mitattuja korkeampia. Joutsenon 140 m korkeudessa mitattuihin keskittuulennopeuksiin verrattuna luoteisrannikon 80 m tuulennopeudet olivat 0,3 – 2,8 m/s suurempia.

3.3 Tuulisuuden kellonajat

Tuulisuus riippuu jonkin verran kellonajasta. Tuulennopeuksien keskiarvoissa on havaittavissa selkeä diurnaali eli vuorokaudenajasta riippuva jaksollisuus, joka nähdään kuvissa 3.7 ja 3.8. Kuvassa 3.7 nähdään tammi-, huhti-, heinä- ja lokakuun vuorokautiset tuulennopeudet Joutsenon TV-maston korkeuksissa 49, 88, ja 131 m mitattuna. Kuva 3.8 näyttää vuorokautiset tuulennopeudet Puumalan GSM-maston korkeuksissa 30, 60 ja 88 m. Yöaikaan tuulisuus on Etelä-Karjalassa hieman voimakkaampaa kuin päiväaikaan. Muutos tapahtuu hieman auringonnousun tai -laskun jälkeen ilman lämpötilan muuttuessa ja sen suuruus vaikuttaa riippuvan lämpötilamuutoksen suuruudesta. Talvella, tammikuussa, tuulennopeus eri vuorokaudenaikoina on tasaisempaa. Diurnaalisten muutosten suuruuteen vaikuttaa myös mittauspisteen korkeus maanpinnasta, korkeammalla muutokset ovat suurempia.



Kuva 3.7. Tuulennopeus kellonajoittain eri vuodenaikoina ja eri korkeuksissa Joutsenon TV-mastosta mitattuna.

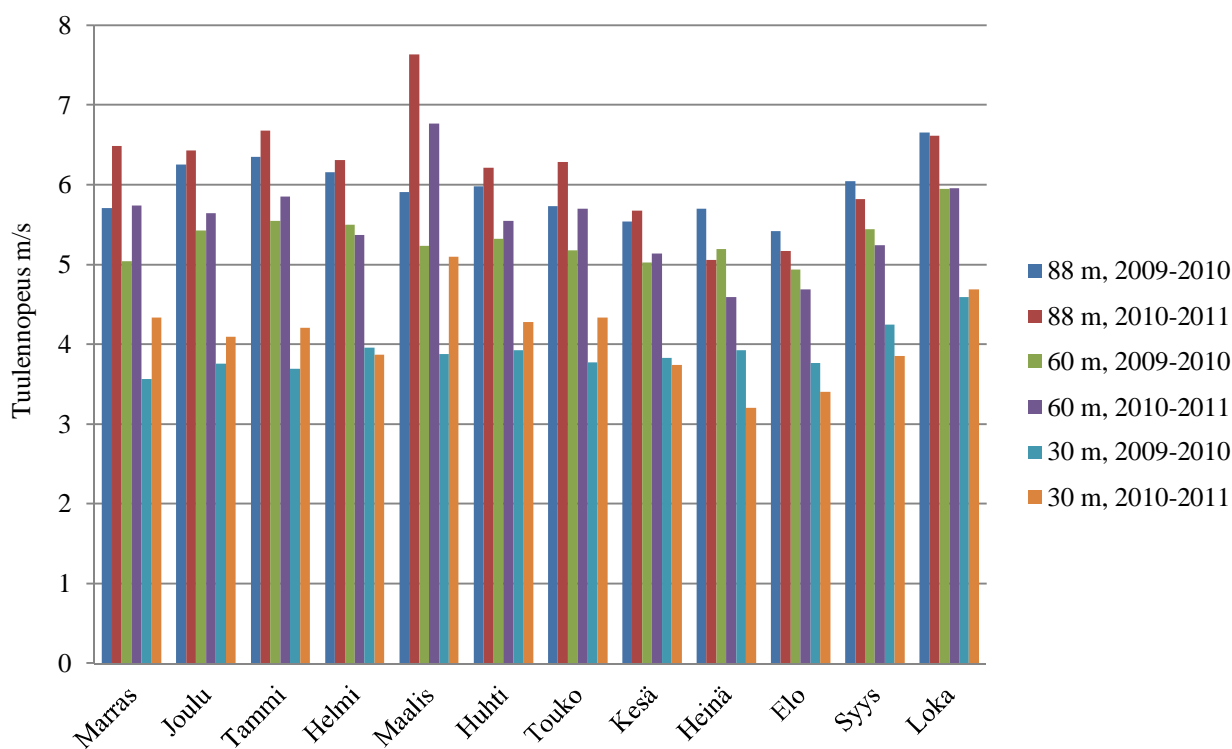


Kuva 3.8. Tuulennopeus kellonajoittain eri vuodenaikoina ja eri korkeuksissa Puumalan GSM-mastosta mitattuna.

3.4 Tuulisuuden vaihtelu vuositasolla

Tuulisuus vaihtelee paitsi vuoden- ja kellonajan mukaan, myös vuositasolla. Vuosittaisen vaihtelun selvittämiseksi Puumalan Viidanmäen mastomittauksia jatkettiin alkuperäisen vuoden pituisen mittajakson jälkeen vielä toinen vuosi, jolloin kokonaismittausjakso oli 1.11.2009 – 31.10.2011.

Vuosittaista vaihtelua verrattiin asettamalla samaan aikaan eri vuosina mitatut ajanjaksot päällekkäin, kuva 3.9. Vertailtavat ajanjaksot olivat 1.11.2009 – 31.10.2010 ja 1.11.2010 – 31.10.2011. Vertailluista ajanjaksoista jälkimmäinen oli jonkin verran voimakastuulisempi talvi- ja kevätkaukausina marraskuusta toukokuuhun (helmikuussa vain korkeus 88 m). Jälkimmäinen tarkastelukausi oli huomattavasti tuulisempi marras-, maali- ja toukokuussa. Aikaisempi tarkastelujakso oli tuulisempi heinäkuusta syyskuuhun kaikilla korkeuksilla. Kesäkuun ja lokakuun tuulisuudet olivat hyvin samankaltaiset molemmilla jaksoilla. Aikaisemman tarkastelujakson vuosikeskiarvot korkeuksilla 88, 60 ja 30 m olivat noin 6,0 m/s, 5,3 m/s ja 3,9 m/s ja jälkimmäisen vuosikeskiarvot 6,2 m/s, 5,5 m/s ja 4,1 m/s.



Kuva 3.9. Puumalan Viidanmäen GSM-maston korkeuksissa 88, 60 ja 30 m mitatut keskituulennopeudet aikaväleinä marraskuu 2009 – lokakuu 2010 sekä marraskuu 2010 – lokakuu 2011.

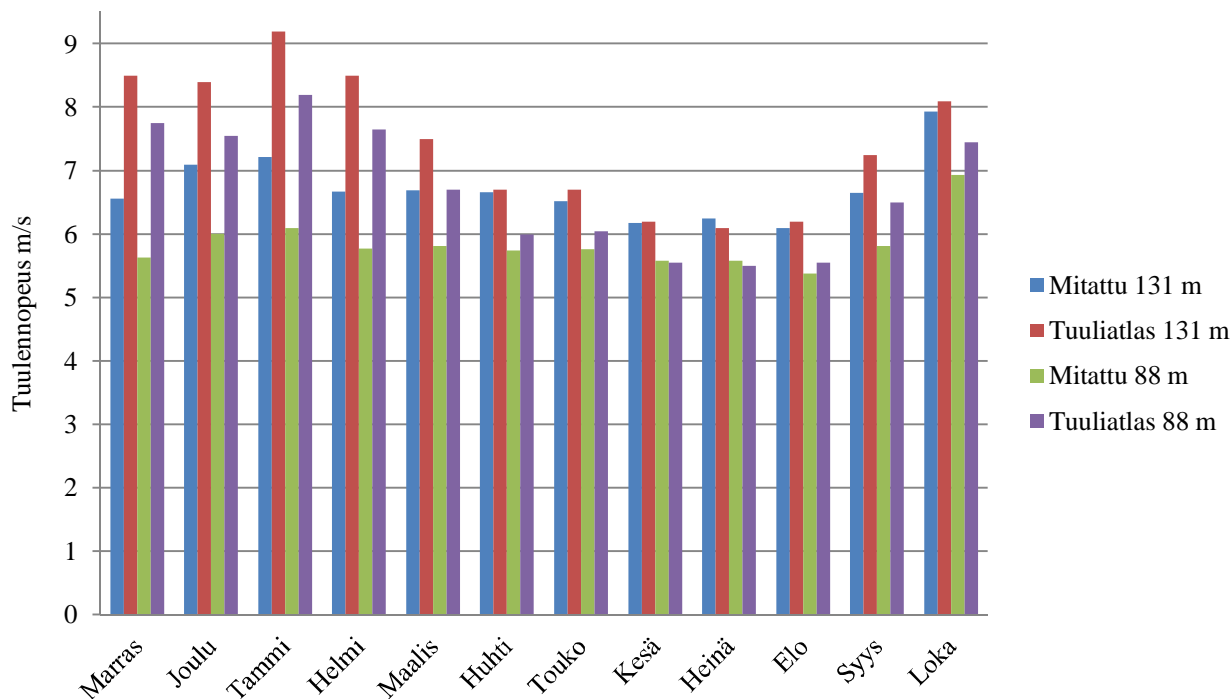
Ilmatieteen laitos on arvioinut mittausjakson marraskuu 2009 – toukokuu 2010 edustavuutta ns. tuulisuusindekseillä, johon käytettiin Lappeenrannan lentosääaseman tuulimittauksia vuosilta 2001 – 2010 ja Mikkelin lentosääaseman mittauksia vuosilta 2001 – 2011 sekä lisäksi Suomen Tuuliatlaksen aineistoa Joutsenon ja Puumalan mastojen sijaintipaikoissa. Tarkasteluun pohjautuen on todettu, että tarkastelujakson neljä ensimmäistä kuukautta – marraskuusta 2009 helmikuuhun

2010 – ovat olleet keskimääräistä heikkotuulisempia. Ajanjaksolla maaliskuusta marraskuuhun 2010 mitatut tuulennopeudet olivat hyvin lähellä normaaleja tuuliolosuhteita. Joulukuu 2010 sekä tammi- ja helmikuu 2011 olivat normaalia heikompia tuulikuukausia. Maaliskuu 2011 oli selvästi keskimääräistä tuulisempi sekä huhti- ja toukokuu myös tavanomaista tuulisempia. (Ilmatieteenlaitos, 2010; Ilmatieteenlaitos, 2011)

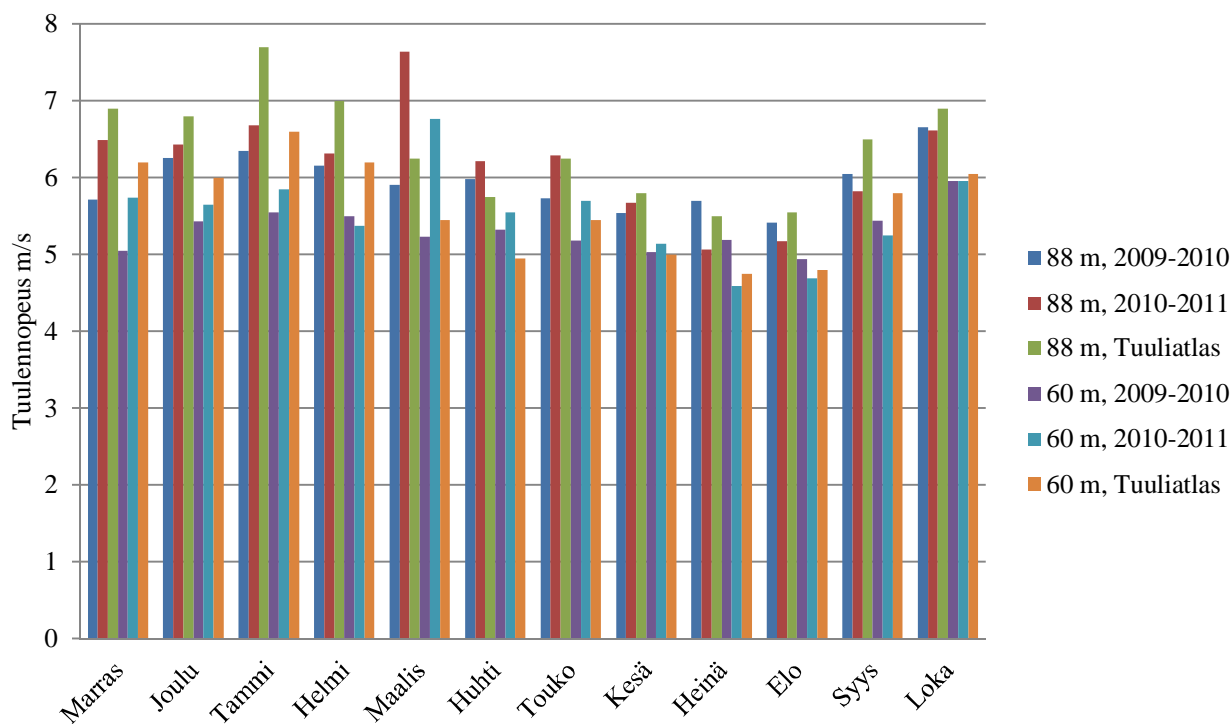
Mitattuja tuulennopeuksia verrattiin myös Ilmatieteenlaitoksen tekemän Suomen Tuuliatlaksen kuukausittaisiin keskituulennopeuksiin. Suomen Tuuliatlas on muodostettu numeerisen säämallin pohjalta. Tuuliatlasta varten on tarkasteltu Suomen tuulioloja 50 viimeisen vuoden aikana ja näistä on valittu 72 kuukautta, joiden todelliset säätilanteet on simuloitu säämallilla. Atlas edustaa mahdollisimman hyvin vuosien 1989 – 2007 keskimääräisiä tuulioloja. Tuuliatlas antaa vuosittaiset ja kuukausittaiset keskimääräiset tuulennopeudet (m/s) korkeuksissa 50 ja 100 m sekä nimellisteholtaan 3 MW:n tuulivoimalan energiantuotannon (MWh) turbiinin napakorkeuksilla 50 ja 100 m. Turbiinina on käytetty WinWindin WWD-3 turbiinia, jonka roottorin halkaisija on 90 m. (Tuuliatlas, 2009)

Kuvassa 3.10 on esitetty Joutsenon TV-maston korkeuksissa 88 ja 131 m mitatut kuukausittaiset keskituulet ajalla marraskuu 2009 – lokakuu 2010 sekä Tuuliatlaksen antamat keskituulet samoissa korkeuksissa. Tuuliatlaksen mukaan 88 m korkeudessa kuukausittaiset keskituulet vaihtelevat välillä 5,5 – 8,2 m/s. 131 m korkeudessa keskituulet vaihtelevat välillä 6,1 – 9,2 m/s. Molemmissa korkeuksissa minimi saadaan heinäkuussa ja maksimi tammikuussa. Tarkastelujaksolla mitatut keskituulennopeudet olivat talvikaudella marraskuusta 2009 helmikuuhun 2010 noin 2 m/s matalampia kuin Tuuliatlaksen antamat keskituulet. Maalis-, syys- ja lokakuussa Tuuliatlaksen keskituulet olivat 0,2 – 0,9 m/s mitattuja keskituulia suurempia. Huhtikuusta elokuuhun 2010 mitatut tuulet olivat suunnilleen samansuuruisia kuin Tuuliatlaksen arvot. Pidettäessä Tuuliatlasta useamman vuoden tuulien keskiarvona, voidaan arvioida, että tarkastellulla mittausjaksolla marraskuu 2009 – maaliskuu 2010 sekä syys- ja lokakuu 2010 olivat keskimääräistä matalatuulisempia kuukausia. Kesäkuusi huhtikuusta elokuuhun 2010 vastasi hyvin tavanomaisia tuuliolosuhteita.

Kuva 3.11 esittää Puumalan Viidanmäen mastokorkeuksissa 60 ja 88 m mitatut tuulennopeudet tarkastelujaksoilla marraskuu 2009 – lokakuu 2010 ja marraskuu 2010 – lokakuu 2011 sekä Tuuliatlaksen keskimääräiset kuukausittaiset tuulennopeudet samalla paikalla ja samoilla korkeuksilla. Ensimmäisellä tarkastelujaksolla Tuuliatlaksen antamat keskituulennopeudet ovat 0,5 – 1,3 m/s mitattuja suurempia marraskuusta 2009 helmikuuhun 2010 sekä toukokuussa 2010. Muina kuukausina mitatut keskinopeudet vastaavat kohtuullisen hyvin Tuuliatlaksen arvoja. Jälkimmäisellä tarkastelujaksolla mitatut keskituulennopeudet jäivät Tuuliatlaksen arvoja 0,5 – 1 m/s matalammiksi tammi- ja helmikuussa sekä syyskuussa 2011. Maalis- ja huhtikuussa 2011 mitattiin 0,5 – 1,4 m/s Tuuliatlaksen arvoja suurempia keskituulennopeuksia.

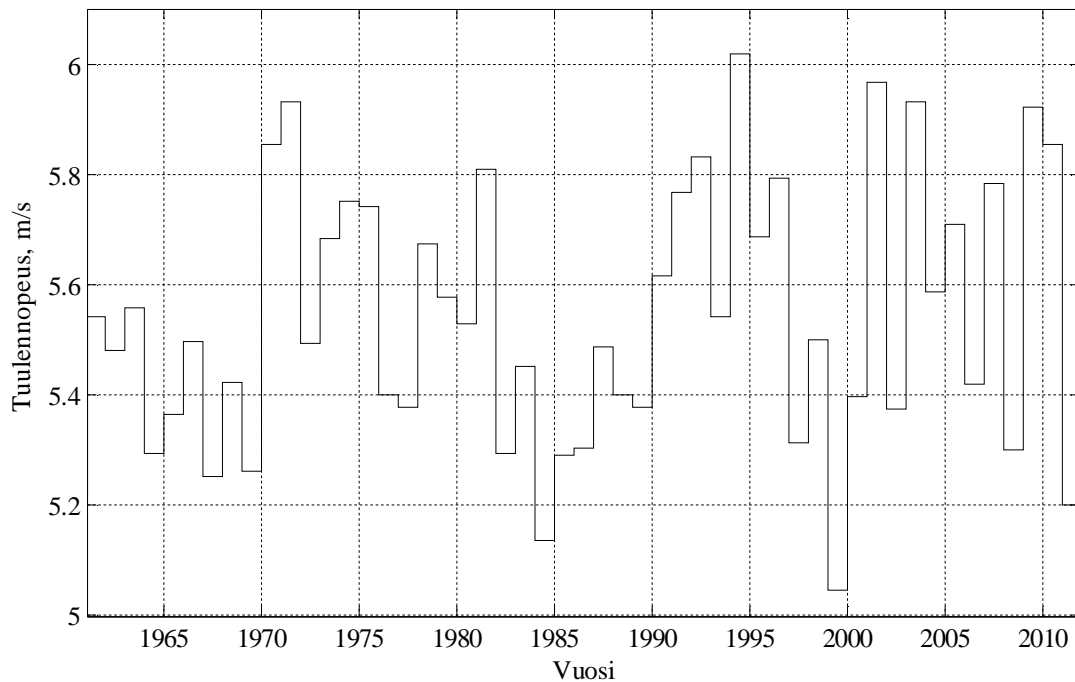


Kuva 3.10. Joutsenon TV-maston korkeuksissa 88 ja 131 m mitatut kuukausittaiset keskituulennopeudet aikavälillä marraskuu 2009 – lokakuu 2010 sekä Tuuliatlaksen antamat keskimääräiset tuulennopeudet samoissa korkeuksissa.



Kuva 3.11. Puumalan Viidanmäen GSM-maston korkeuksissa 88 ja 60 m aikaväleinä marraskuu 2009 – lokakuu 2010 ja marraskuu 2010 – lokakuu 2011 mitatut tuulennopeudet sekä Tuuliatlaksen antamat kuukausittaiset keskituulet.

Tuulisuuden pidemmän ajan vaihtelua seurattiin myös National Center for Atmospheric Research (NCAR) uudelleenanalyysidatsetillä. Kuvassa 3.12 nähdään tuulennopeuden vuosikeskiarvot alueella 60.0 – 62.5 N, 27.5 – 30.0 E korkeudessa 42,5 m vuosina 1961 – 2011. Koko tarkasteluajan keskituulennopeus on 5,54 m/s. Vuosien 2009 ja 2010 tuulennopeuksien keskiarvot olivat 5,91 ja 5,85 m/s. Vuoden 2011 keskituulennopeus oli 5,2 m/s. (NCEP/NCAR Reanalysis) Tämän tarkastelun perusteella vuosia 2009 ja 2010 voidaan pitää keskimääräistä parempina ja vuotta 2011 keskimääräistä huonompana tuulivuotena.



Kuva 3.12. NCAR tuulennopeuden vuosikeskiarvot alueella 60.0 – 62.5 N, 27.5 – 30 E korkeudessa 42,5 m vuosina 1961 – 2011 (NCEP/NCAR Reanalysis).

3.5 Turbulenttisuus

Tuulimittaukset tehdään usein käyttäen kymmenen minuutin keskiarvoja. Kuitenkin erityisesti sisämaassa tuulennopeudessa tapahtuu hyvinkin suuria muutoksia tuon 10 minuutin aikana. Näitä tuulen nopeita muutoksia kutsutaan turbulenttisuudeksi. Turbulenttisuus vaikuttaa tuulen energiasisältöön, voimaloihin kohdistuvaan rasitukseen ja tuulivoimalan tuoton tasaisuuteen. Turbiinien energiantuotannossa riittävä tarkkuus turbulenttisuudelle saadaan laskemalla turbulenssin intensiteetti

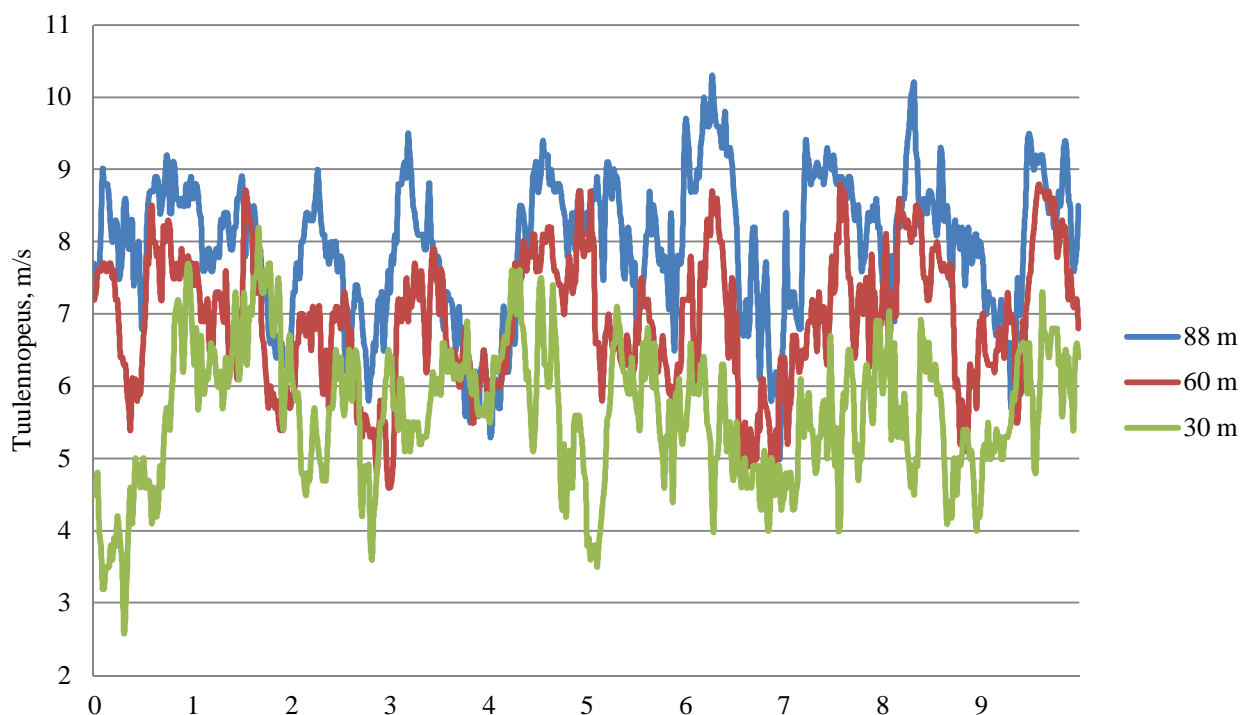
$$TI = \frac{\sigma_u}{\bar{U}}, \quad (3.1)$$

missä σ_u on tuulennopeuden keskihajonta

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{1}{N_S-1} \sum_{i=1}^{N_S} (u_i - \bar{U})^2}, \quad (3.2)$$

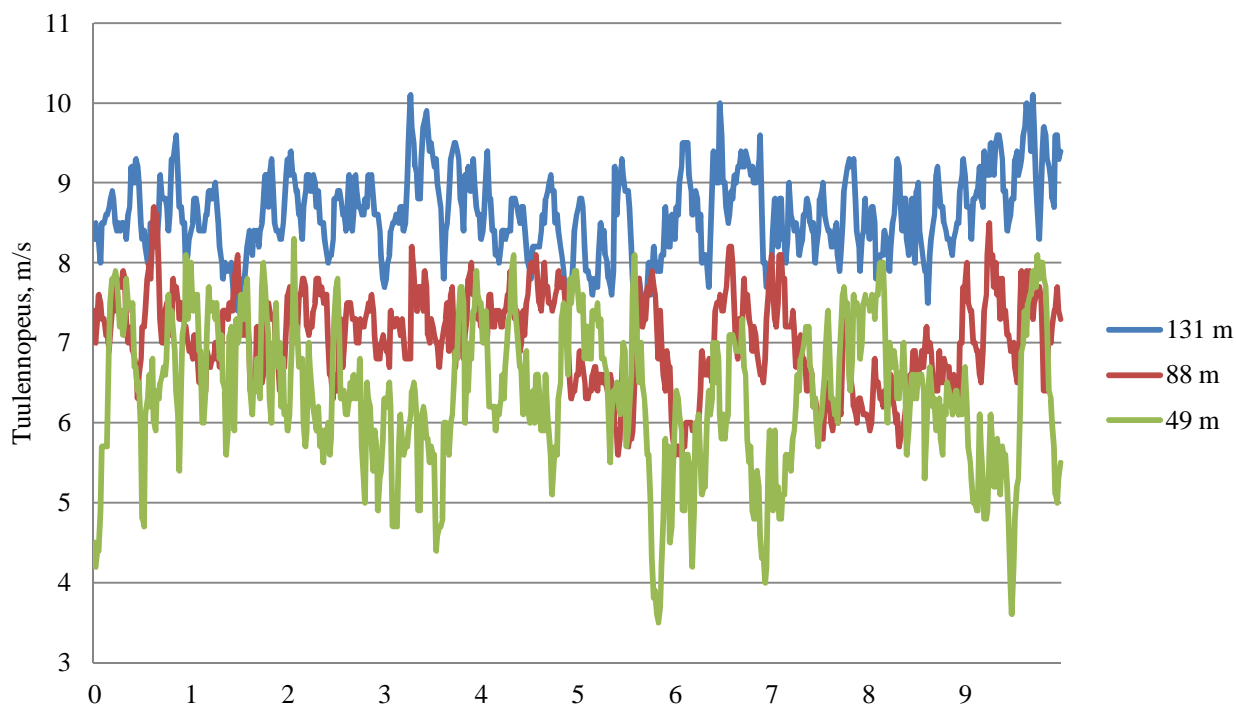
\bar{U} on keskimääräinen tuulennopeus, N_S on tuulennopeusdatan näytteiden määrä ja u_i on yksittäinen tuulennopeusnäyte (Manwell et al. 2010). Kuitenkin esimerkiksi turbiinisimulaatio tarvitsee huomattavasti nopeampaa dataa. Tästä syystä sekä masto- että LIDAR-tutkimukset tehtiin myös yhden sekunnin mittavälillä laskettuna.

Kuvissa 3.13 ja 3.14 nähdään Puumalan GSM-maston sekä Joutsenon TV-maston tuulennopeudet sekuntidatana kymmenen minuutin jakson ajalta kolmella eri korkeudella mitattuna. Kuvissa nähdään selkeästi tuulennopeuden korkeataajuinen ja voimakas vaihtelu. Kuvasta 3.13 havaitaan, että Puumalassa 30 m korkeudessa tuulennopeus 10 minuutin tarkastelujaksolla vaihtelee välillä 2,6 – 8,2 m/s, 60 m korkeudessa välillä 4,5 – 8,8 m/s ja 88 m korkeudessa välillä 5 – 10,3 m/s. Ero minimi- ja maksimiarvojen välillä on 30 m korkeudessa 5,6 m/s, 60 m korkeudessa 4,3 m/s ja 88 m korkeudessa 5,3 m/s. Tuulennopeuden vaihtelu eli turbulentsisuus on huomattavaa jopa 88 m korkeudessa. Koko vuoden mittauksiin perustuen turbulentsisuusindeksiksi on laskettu korkeudella 88 m 0,12; 60 m korkeudella 0,15 ja 30 m korkeudella 0,22. Keskituulennopeudet, minimi- ja maksimiarvot, vaihteluväli sekä turbulentsisuusindeksit eri korkeuksilla on esitetty myös taulukossa 3.1.



Kuva 3.13. Puumalan Viidanmäen maston yhden sekunnin mittausdataa 10 minuutin ajalta mitattuna korkeuksissa 30, 60 ja 88 m.

Kuva 3.14 osoittaa, että Joutsenon TV-maston 49 m korkeudessa tuulennopeus vaihteli 10 minuutin sisällä välillä 3,5 – 8,3 m/s. 88 m korkeudessa tuulennopeus vaihteli välillä 5,6 – 8,7 m/s ja 131 m korkeudessa välillä 7,2 – 10,1 m/s. Ero suurimman ja pienimmän nopeuden välillä 49 m korkeudessa oli 4,8 m/s, 88 m korkeudessa 3,1 m/s ja 131 m korkeudessa 2,9 m/s. Turbulenttisuusindekseiksi korkeuksissa 49, 88 ja 131 m laskettiin 0,18; 0,12 ja 0,1. Lukemat nähdään myös taulukossa 3.1. Matalammilla korkeuksilla maanpinta ja lähistöllä oleva metsä aiheuttavat suuremmat turbulenssin arvot, jotka pienenevät korkeammalle mentäessä.



Kuva 3.14. Joutsenon TV-maston korkeuksista 49, 88 ja 131 m mitattua yhden sekunnin tuulenmittausdataa 10 minuutin ajalta.

Taulukko 3.1. Puumalan ja Joutsenon mastomittausten erään 10 minuutin mittausjakson keskituulennopeudet, minimi- ja maksimiarvot, vaihtelevuus sekä turbulenttisuusindeksit.

	Puumala			Joutseno		
	30 m	60 m	88 m	49 m	88 m	131 m
10 min keski- tuulennopeus, m/s	5,6	6,9	8,0	6,4	7,0	8,6
Minimiarvo, m/s	2,6	4,5	5,0	3,5	5,6	7,2
Maksimiarvo, m/s	8,2	8,8	10,3	8,3	8,7	10,1
Maksimi - minimi, m/s	5,6	4,3	5,3	4,8	3,1	2,9
Turbulenttisuusindeksi	0,22	0,15	0,12	0,18	0,12	0,1

3.6 Tuuligradientti

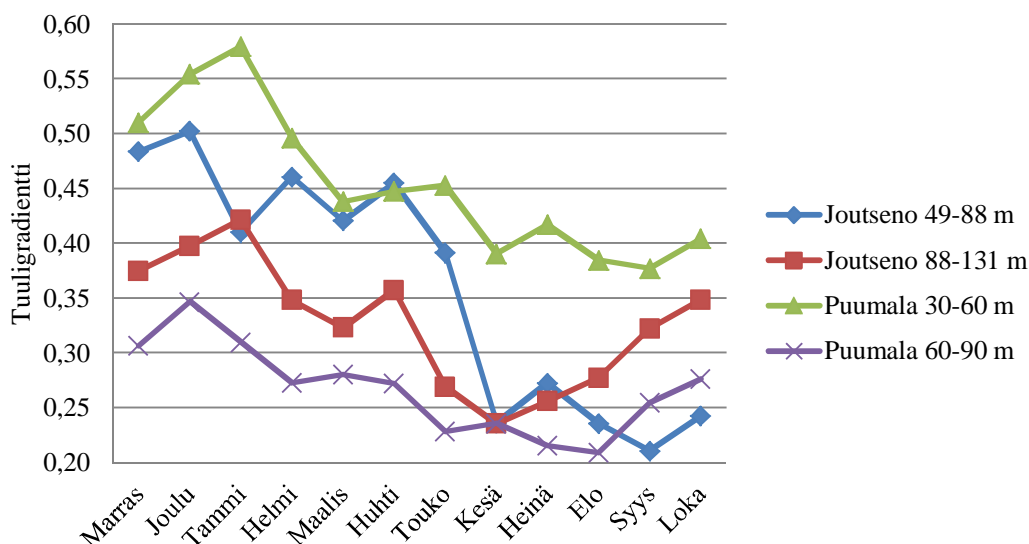
Tuulen nopeuden pystysuuntaista muutosta kutsutaan tuuligradientiksi. Tuuligradientti on tyypillisesti suurempi sisämaassa kuin rannikolla. Tuuligradientin määrittämiseen voidaan käyttää eksponentiaalista profiilia

$$\frac{U}{U_r} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \quad (3.3)$$

jossa $U(z)$ on tuulennopeus korkeudella z , $U(z_r)$ tuulennopeus referenssikorkeudella z_r ja α on tuuligradienttia kuvaava eksponentin arvo. Taulukossa 3.2 nähdään tarkastelujaksolla 1.11.2009 – 31.10.2010 Joutsenon ja Puumalan mastomittauksista lasketut tuuligradientit α sekä gradienttien keskihajonnat. Myös kuvassa 3.15 nähdään Joutsenon ja Puumalan kuukausittaiset tuuligradientit. Tulosten perusteella voidaan todeta, että tuuligradientti on suurempi pienemmillä mittauskorkeuksilla, tosin Joutsenossa mitattiin suuremmat gradientit korkeammalla tammi-, elo-, syys- ja lokakuussa. Myös vuodenaika vaikuttaa gradienttiin. Talvikaudella gradientit ovat kesää korkeammat. Mittauskorkeuden ja vuodenajan lisäksi tuuligradienttiin vaikuttaa myös kellonaika, maasto, tuulennopeus ja lämpötila (Manwell et al. 2010). Kuten taulukosta 3.2 havaitaan, tuuligradienttien keskihajonta onkin ajoittain melko suuri.

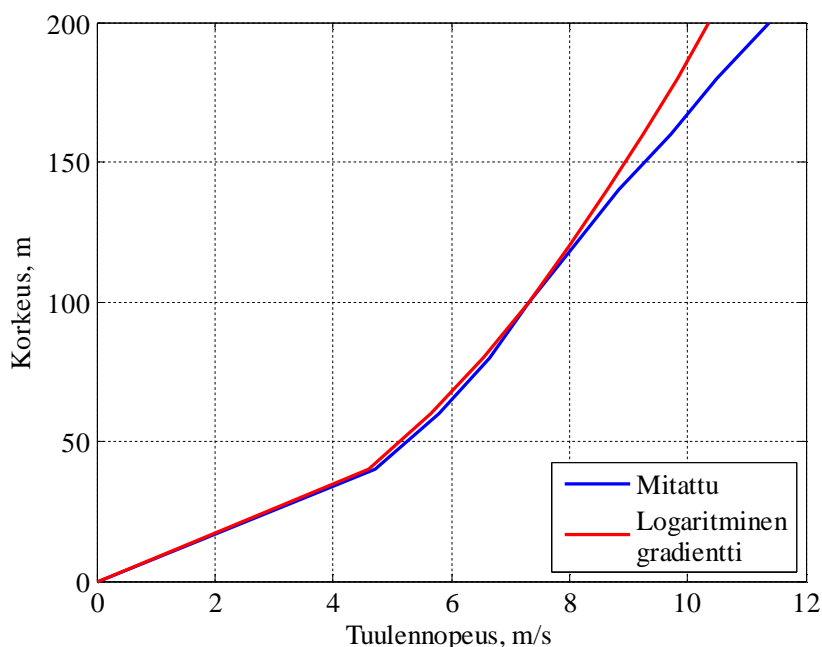
Taulukko 3.2. Joutsenon ja Puumalan mastomittausten gradienttien kuukausittaiset keskiarvot ja keskihajonnat ajalla marraskuu 2009 – lokakuu 2010.

	Joutseno				Puumala			
	49 – 88 m		88 – 131 m		30 – 60 m		60 – 88 m	
	Gradientti	Keski-hajonta	Gradientti	Keski-hajonta	Gradientti	Keski-hajonta	Gradientti	Keski-hajonta
Marras 2009	0,48	0,28	0,37	0,43	0,51	0,31	0,31	0,20
Joulu 2009	0,50	0,25	0,40	0,40	0,55	0,28	0,35	0,21
Tammi 2010	0,41	0,41	0,42	0,63	0,58	0,42	0,31	0,42
Helmi 2010	0,46	0,23	0,35	0,37	0,50	0,30	0,27	0,25
Maalis 2010	0,42	0,27	0,32	0,34	0,44	0,28	0,28	0,29
Huhti 2010	0,46	0,28	0,36	0,36	0,45	0,30	0,27	0,25
Touko 2010	0,39	0,27	0,27	0,32	0,45	0,33	0,23	0,22
Kesä 2010	0,24	0,33	0,24	0,32	0,39	0,29	0,24	0,27
Heinä 2010	0,27	0,40	0,26	0,33	0,42	0,31	0,22	0,20
Elo 2010	0,24	0,41	0,28	0,34	0,38	0,28	0,21	0,20
Syys 2010	0,21	0,34	0,32	0,29	0,38	0,23	0,25	0,19
Loka 2010	0,24	0,33	0,35	0,26	0,40	0,22	0,28	0,14



Kuva 3.15. Joutsenon ja Puumalan mastomittausten kuukausittaiset tuuligradientit ajalla marraskuu 2009 – lokakuu 2010.

Tuuligradientti saadaan mallinnettua erityisen hyvin käytettäessä LIDAR-mittauksia, koska mittaus saadaan jopa 12 korkeudesta korkeusvälillä 40 – 200 (– 300) m. LIDAR-mittaukset vahvistivat myös mastomittausten pohjalta tehdyn oletuksen, jonka mukaan logaritminen profiili poikkeaa merkittävästi todellisesta suurilla korkeuksilla. Kuvassa 3.16 on esitetty sekä mitattu että logaritminen gradientti. Mitatun gradientin muotoa on vaikea kuvailla yksinkertaisella funktiolla.



Kuva 3.16. LIDAR-tutkalla mitattu tuuligradientti sekä normaali logaritminen gradientti.

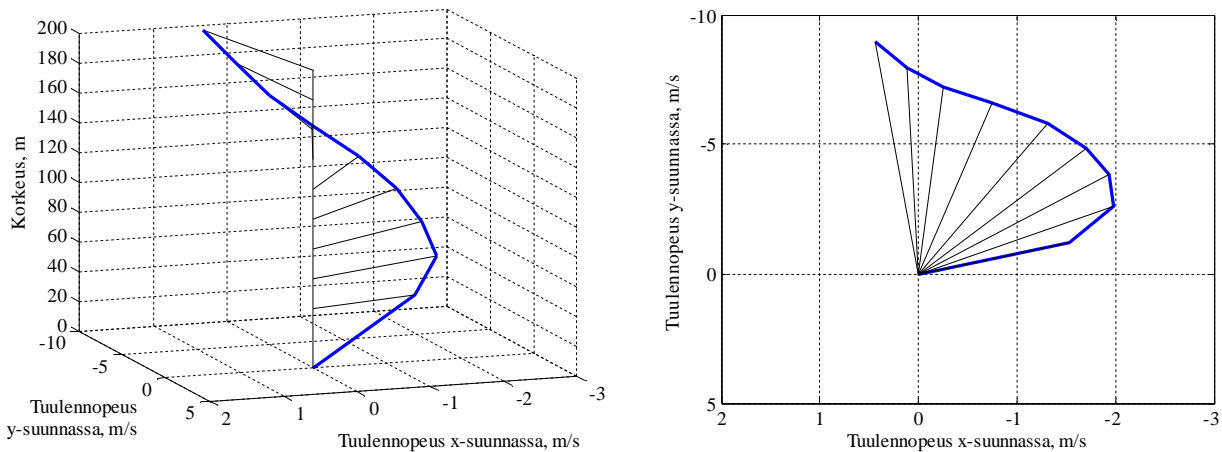
Suuri tuuligradientti aiheuttaa haasteita tuuliturbiinien energiantuotannolle ja kestolle. Suuret nopeuserot pyörimisalueen eri osissa aiheuttavat rasituskuormia, jotka lyhentävät turbiinin

käyttöikä. Lisäksi suuret eroavaisuudet heikentävät tuuliturbiinin hyötysuhdetta koska eri tuulennopeuksien vaatima turbiinin säätö jää epäoptimaaliseksi. Lapojen kuormitusta voidaan pienentää mm. säätämällä jokaista lapaa erikseen. Suomalaisen turbiinivalmistaja Merventon turbiineissa käytetään niin sanottua syklistä lapakulmasäätöä, jossa lapakulmien muutos noudattaa sinikäyrän muotoa roottorin kierroksen aikana.

3.7 Tuuliväanne

Tuuliväanne tarkoittaa tuulen suunnan vaihtelua eri korkeuksilla. Sekä masto- että LIDAR-mittaukset mahdollistavat ilmiön analysoimisen.

Joutsenossa tehdyissä LIDAR-mittauksissa paljastui tuulen suunnan voimakas vaihtelu korkeuden mukaan. Tuulen suunta 200 m korkeudessa saattoi poiketa jopa 45 astetta 40 m korkeudessa mitatusta suunnasta. Tämä ilmiö nähdään kuvassa 3.17 yhdessä tuuligradientin kanssa.

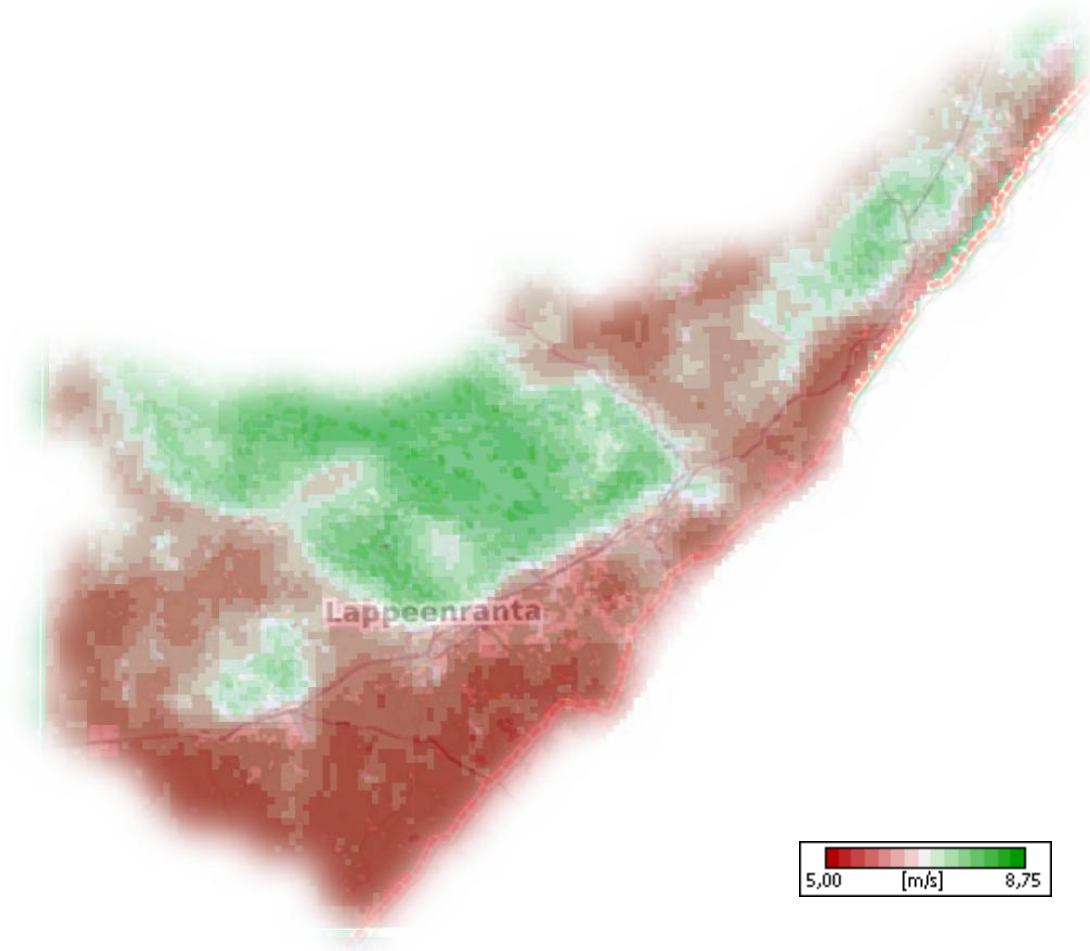


Kuva 3.17. LIDAR-tutkamittauksella saatu tuuligradientti ja -väanne.

Joutsenon TV-mastossa korkeusvälillä 49 – 131 m mitattuna keskimääräinen tuuliväanne vuoden mittausten ajalta oli noin 0,21 astetta/metri. Korkeusvälillä 88 – 131 m väanne oli yllättäen hieman jyrkempi, noin 0,24 astetta/metri. Mitattu väanne on varsin suuri. Normaalin 3 MW tuuliturbiinin noin 100 metriä halkaisijaltaan oleva roottorin alueella tuuli kääntyisi noin 20 astetta, mikä vaikuttaisi turbiinin tehontuottoon ja rasisuormitukseen haitallisesti. Jyrkkä tuulensuunnan vaihtelu tulee ottaa huomioon mallinnettaessa tuuliturbiinin käytöstä ja rasisuksia

4 TUULIOLOJEN MALLINNUS

Eräänä hankkeen tavoitteena oli selvittää tuulisuusolot Etelä-Karjalan alueella. Tätä tarkoitusta varten tuuliolosuhteet mallinnettiin WAsP-ohjelmistolla. WAsP mallintaa maastonmuotojen, rosoisuuden ja rakennusten vaikutuksen tuulioloihin. Ohjelma on de-facto standardi tuuliresurssien mallinnuksessa. Kuvassa 4.1 nähdään tuulen mallinnettu keskinopeus Etelä-Karjalan alueella sadan metrin korkeudessa.



Kuva 4.1 Tuulen keskinopeus Etelä-Karjalassa. Karttadata © OpenStreetMap, CC-BY-SA.

Kuvan 4.1 perusteella Etelä-Karjalassa tuulisinta aluetta ovat Saimaan rannat. Salpausselän eteläpuolisella alueella tuulisuus on heikkoa. Maakunnan pohjoisosissa ja Etelä-Savossa on korkeampia mäkiä ja kukkuloita, joiden huipulla tuulee enemmän kuin etelän tasaisella maalla. Tulokset ovat hyvin samankaltaisia Suomen Tuuliatlaksen kanssa. Kannattavuuden rajana on usein pidetty noin 6 m/s keskituulta.

5 TUULIVOIMAPOTENTIAALI

Mittauspaikkojen tuulivoimapotentiaali arvioitiin käyttäen WinWindin 3 MW:n turbiinin tehokäyrää (WinWind). Turbiinien napakorkeutena pidettiin Puumalassa 88 m, Joutsenon TV-maston paikalla 88 ja 131 m sekä Joutsenon LIDAR-mittauspisteessä 100, 120 ja 140 m.

5.1 Tuuliturbiinin valinta

Tuuliturbiinit jaotellaan eri luokkiin sen mukaan, minkälaisiin tuuliolosuhteisiin ne on suunniteltu. Luokittelussa huomioidaan keskituulennopeudet, puuskat sekä turbulentsisuus eli nopeat tuulen muutokset. Kansainvälisen sähköalan standardointiorganisaation IEC:n (International Electrotechnical Commission) mukaan tuuliturbiiniluokkia on neljä (I-IV), joista ensimmäinen, I on suunniteltu suuremmille keskituulennopeuksille ja IV pienemmille tuulille (IEC, 2005). Nykyisin käytössä ovat luokat I-III sekä lisäksi erikoisluokka S (site specific), jossa voidaan ottaa huomioon korkeammat tai matalammat lämpötilat, suuri turbulenssin intensiteetti sekä mahdollinen jäätyminen vaikutus turbiinin suunnitteluun.

Valitaan Joutsenon ja Puumalan mittauspaikkojen tuulivoimapotentiaalin arviointiin tuuliturbiiniluokan III turbiini, jolla keskituulennopeus on 7,5 m. Sopivaksi turbiiniksi valittiin WinWindin 3 MW:n WWD-3 109 m:n roottorihalkaisijalla. Turbiini toimii tuulennopeusalueella 3 – 20 m/s.

Kuukausittaisia energiantuotantoja laskettaessa on ensin määritetty tuulennopeuden u todennäköisyysfunktio $p(u)$ käyttäen todellisia 10 minuutin mittaustuloksia. Todennäköisyysfunktio ilmoittaa, kuinka usein/millä todennäköisyydellä tuulee tietyllä nopeudella. Todennäköisyysfunktion lisäksi käytetään valitun turbiinin tehokäyrää $P(u)$, joka ilmaisee turbiinin tuottaman teho eri tuulennopeuksilla. Kuukauden keskiteho saadaan määritettyä todennäköisyysfunktion ja tehokäyrän tulon integraalina

$$P_{ka} = \int p(u)P(u) du. \quad (5.1)$$

Kuukausittainen energia saadaan kertomalla saatu keskiteho kuukauden tunneilla.

Turbiinin tehokäyrä edustaa yksittäisen turbiinin sähköntuottoa. Tuulipuistossa tulee ottaa huomioon lisäksi puistoverkon ja puiston päämuuntajan häviöt sekä turbiinien toisilleen aiheuttamat aerodynaamiset häviöt. Pohjoisissa olosuhteissa aerodynaamisia häviöitä aiheuttaa myös siipiin kertyvä lumi ja jää, sekä lisälämmitysteho, jota tarvitaan turbiinien käynnistyessä kovilla pakkasilla. Tässä sitä kuvataan käsitteellä kylmän olosuhteen häviöt. Lisäksi turbiinien huolto vaatii seisokkeja, jolloin turbiinit eivät tuota sähköä. Tätä häviölukua kuvataan käytettävyydellä (eng. availability), tyypillinen takuuarvo käytettävyydelle on 97 %. Viimeisen kymmenen vuoden aikana Suomen verkkoon kytkettyjen yli 70 kW:n tuuliturbiinien keskimääräinen käytettävyys on vaihdellut 89 %:n

ja 96 %:n välillä (Stenberg & Holttinen, 2011). Muuntajan ja siirtoverkon häviöiksi on oletettu 2 % ja kylmän olosuhteen häviöiksi 1 %. Koko puistoa tarkastellessa turbiinien toisilleen aiheuttamien aerodynaamisten eli vanahäviöiden osuudeksi on arvioitu 4 %. Kokonaishyötysuhde on tällöin 90,3 %. Tuulipuiston tuotantoon vaikuttavat häviöt ja niiden hyötysuhdekertoimet nähdään taulukossa 5.1.

Taulukko 5.1. Tuulipuiston tuotantoon vaikuttavat häviöt ja niiden hyötysuhdekertoimet.

	Hyötysuhdekerroin
Käytettävyys	0,97
Muuntajan ja siirtoverkon hyötysuhde	0,98
Kylmän olosuhteen hyötysuhde	0,99
Puiston vanahäviöiden vaikutus	0,96
Kokonaishyötysuhde	0,903

5.2 Tuotantolukujen vertailu

Erikokoisten tuulivoimalaitosten tuotantolukuja vertaillaan suhteuttamalla tuotanto nimellistehoon tai roottorin pyörähdyspinta-alaan. Tuulivoimalaitoksen huipunkäyttöaika t_h kertoo, kuinka kauan vuotuisen tehon tuottamiseen kuluu aikaa mikäli voimala toimisi nimellistehollaan. Huipunkäyttöaika on

$$t_h = \frac{\text{Tuotanto (kWh)}}{\text{Nimellisteho (kW)}} \quad (5.2)$$

Mikäli huipunkäyttöaika ylittää 2400 h, katsotaan voimalaitoksen tuottaneen erittäin hyvin. Heikot tuuliolosuhteet ja käytettävyysajan pieneneminen huonontavat huipunkäyttöaikaa (Stenberg & Holttinen, 2011).

Kapasiteettikerroin CF suhteuttaa huipunkäyttöajan vuoden tunteihin,

$$CF = \frac{\text{Tuotanto (kWh)}}{\text{Nimellisteho (kW)} \cdot \text{tunnit (h)}} \quad (5.3)$$

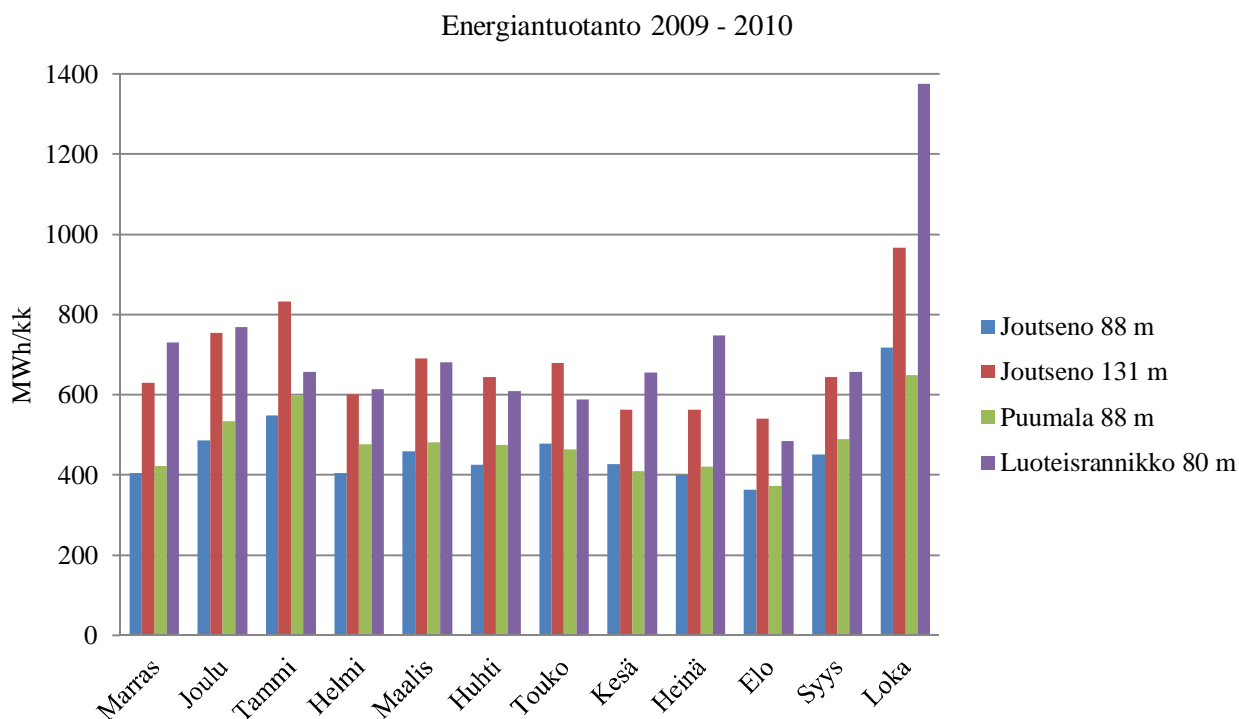
Eri tuuliturbiiniluokkiin kuuluvien laitosten tuotantoja voidaan vertailla laskemalla tuotanto roottorin pyyhkäisyalueen pinta-alaa kohti,

$$e = \frac{\text{Tuotanto (kWh)}}{\pi \left(\frac{D}{2}\right)^2} \quad (5.4)$$

missä D on roottorin halkaisija. Suuremman turbiiniluokan laitos, jossa on nimellistehoon nähden suuri roottori, antaa pienemmän turbiiniluokan laitosta suurempia huipunkäyttöaikoja, mutta pienempiä tuotantoja pyörähdyspinta-ala kohden (Stenberg & Holttinen, 2011).

5.3 Laskennallinen vuosituotto

Kuvassa 5.1 on esitetty kuukausittaiset keskienergiat käyttäen WinWinD:in 3 MW:n WWD-3 turbiinia Puumalan mittauspaikan korkeudessa 88 m, Joutsenon TV-maston paikalla korkeuksissa 88 m ja 131 m sekä Luoteisrannikon 80 m korkeudessa. Mittausjakso oli marraskuusta 2009 lokakuuhun 2010. Kuukausienergioiden laskennassa on käytetty hyötysuhdekerrointa 0,94, joka ottaa huomioon turbiinin käytettävyyden sekä muuntajan, siirtoverkon ja kylmän olosuhteiden häviöt. Puumalassa kuukausittaiset keskienergiat vaihtelivat 373 MWh:sta 650 MWh:in. Joutsenon korkeudessa 88 m pienin kuukausienergia oli 364 MWh ja suurin 718 MWh, 131 m korkeudessa keskienergia vaihteli 540 MWh:sta 967 MWh:in. Pienin energia saatiin kaikissa tapauksissa elokuussa ja suurin lokakuussa. Vuosituotannoksi Puumalassa saatiin 5 803 MWh ja Joutsenossa 5 572 MWh 88 m korkeudessa ja 8 118 MWh 131 m korkeudessa. Huipunkäyttöaika Puumalassa oli 1934 h/a, Joutsenossa 88 m korkuisella tornilla 1858 h/a ja 131 m korkuisella tornilla 2706 h/a.

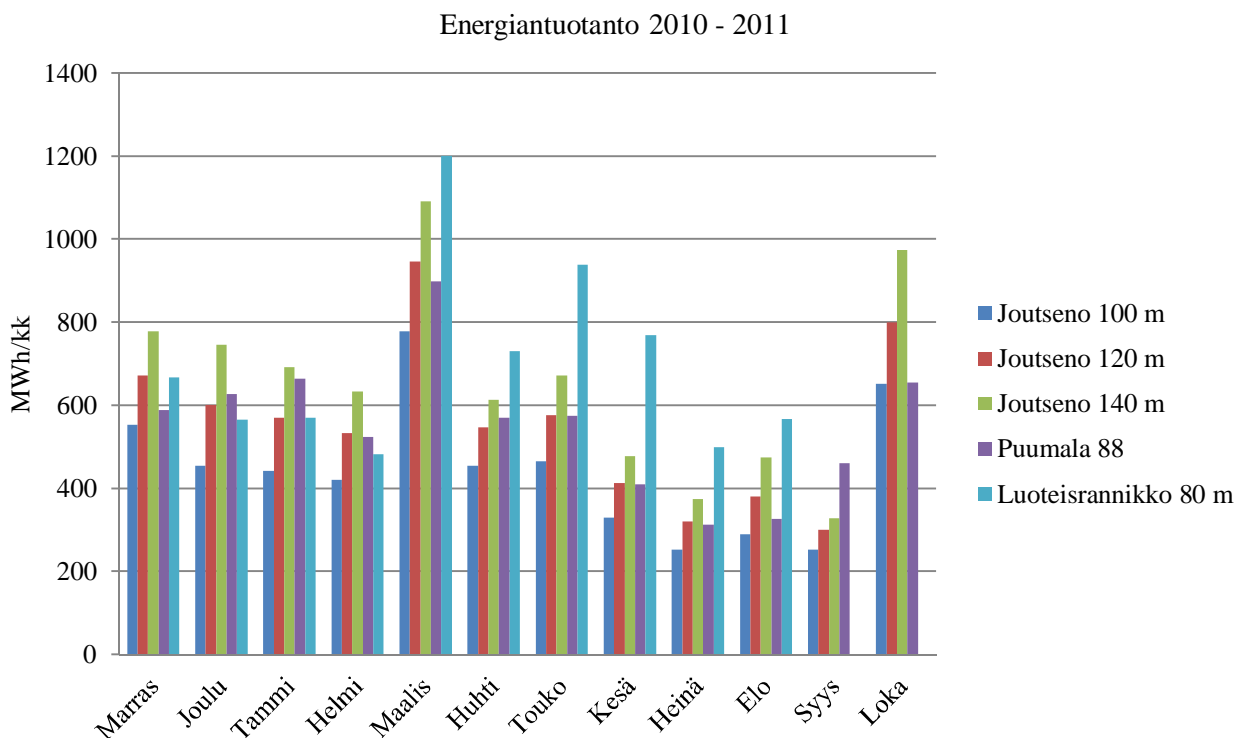


Kuva 5.1. Kuukausittaiset keskienergiat Joutsenon TV-maston napakorkeuksissa 88 ja 131 m, Puumalan Viidanmäen napakorkeudessa 88 m sekä Luoteisrannikon 80 m korkeudessa WinWindin WWD-3 turbiinilla laskettuna aikavälillä marraskuu 2009 – lokakuu 2010.

Vertailtaessa kuvasta 5.1 Joutsenon napakorkeuksissa 88 ja 131 m saavutettavia kuukausienergioita, havaitaan että korkeammalla tornilla saavutetaan 136 – 285 MWh suurempia kuukausituotantoja matalampaan verrattuna. Puumalassa 88 m korkeudessa saavutetut energiat olivat hyvin samansuuruisia Joutsenon 88 m korkeudessa saavutettujen energioiden kanssa. Suurimmat erot olivat helmikuussa, kun Puumalan laskennallinen energiantuotanto oli 72 MWh suurempi sekä lokakuussa, jolloin Joutsenon tuotanto oli 68 MWh suurempi. Puumalan vuosituotanto oli

230 MWh Joutsenoa suurempi. Luoteisrannikolla samalla turbiinilla saavutetut energiat olivat 485 – 1377 MWh/kk, joista pienin energia saatiin elokuussa ja suurin lokakuussa. Laskennallinen vuosenergia Luoteisrannikolla oli 8 577 MWh ja huipunkäyttöaika 2859 h/a. Verrattaessa Luoteisrannikon 80 m korkeudessa saavutettuja energioita Joutsenon 131 m korkeudessa saatuihin, havaitaan niiden olevan suurimman osan vuotta hyvin samansuuruisia. Suurimmat erot saavutettiin tammikuussa, 177 MWh Joutsenon hyväksi, sekä heinä ja lokakuussa, 184 MWh ja 410 MWh Luoteisrannikon hyväksi. Luoteisrannikon laskennallinen vuosituotanto oli 460 MWh Joutsenoa korkeampi.

Kuvassa 5.2 nähdään WinWinD:in 3 MW:n WWD-3 turbiinin laskennalliset kuukausienergiatuotannot Joutsenon LIDAR-mittauspisteen napakorkeuksissa 80, 100 ja 120 m sekä Puumalan 88 m ja Luoteisrannikon 80 m napakorkeuksissa. Tarkasteluajanjaksona on marraskuu 2010 – lokakuu 2011 lukuun ottamatta luoteisrannikkoa, josta lähtötietona käytettyä tuulennopeusdataa on ollut saatavilla vain elokuuhun 2011 saakka. Joutsenon LIDAR-mittausten antamat keskituulennopeudet olivat syyskuussa huomattavan matalia verrattuna Puumalan tuulennopeuksiin. Vastaavasti kuvassa 5.2 nähtävät syyskuun laskennalliset kuukausienergiat ovat merkittävästi Puumalaa matalampia. Syynä on oletettavasti LIDAR-mittausten huono saatavuus syyskuussa 2011. Saatavuus oli 100 m korkeudessa 10 % ja 140 m korkeudessa 15 %.



Kuva 5.2. Kuukausittaiset keskienergiat Joutsenossa WinWinD:in 3 MW:n turbiinin napakorkeuksissa 80, 100 ja 120 m sekä Puumalassa 88 m ja luoteisrannikolla 80 m napakorkeuksissa aikavälillä marraskuu 2010 – lokakuu 2011.

Joutsenossa napakorkeudelle 100 m sijoitettuna WWD-3 turbiinin kuukausittaiset energiat vaihtelivat syyskuun 253 MWh:sta maaliskuun 779 MWh:in. Vuosituotanto oli 5352 MWh. 120 m napakorkeudella kuukausienergiat vaihtelivat välillä 301 – 946 MWh, joista minimi syyskuussa ja maksimi maaliskuussa. Laskennalliseksi vuosituotannoksi saatiin 6665 MWh. 140 m napakorkeudella tuotannot olivat syyskuun 329 MWh:sta maaliskuun 1092 MWh:in. Vuosituotanto tällä korkeudella oli 7861 MWh.

Puumalassa 88 napakorkeudella saavutettiin kuukausittaisia tuotantolukuja välillä 314 – 899 MWh, joista pienin heinäkuussa ja suurin maaliskuussa. Puumalan vuosituotanto oli 6618 MWh. Puumalan napakorkeudessa 88 m saavutettu laskennallinen vuosituotanto vastasi melko hyvin Joutsenon 120 m korkeudessa saavutettua 6665 MWh:a.

Luoteisrannikon laskennalliset kuukausituotannot tarkastelujaksolla vaihtelivat välillä 500 – 1201 MWh, joista pienin heinäkuussa ja suurin maaliskuussa. Vuosituotantoa ei ole arvioitu, koska tuotannon määrittämiseen käytettyä tuulenmittausdataa on ollut käytettävissä vain elokuuhun saakka. Vertailtaessa Luoteisrannikolla saavutettavia energiantuottoja sisämaan tuotantolukuihin, havaitaan rannikon energioiden olevan huomattavasti korkeampia keväällä ja kesällä maaliskuusta elokuuhun. Talviajalla marraskuusta helmikuuhun Luoteisrannikon laskennallinen tuotanto oli kuitenkin keskimäärin pienempää ja Puumalan 88 m napakorkeudella sekä Joutsenon 120 m napakorkeudella sijaitsevat turbiinit olivat rannikon tuotantolukujen kanssa kilpailukykyisiä.

Taulukossa 5.2 nähdään Joutsenon korkeuksissa 88, 131, 100, 120 ja 140 m sekä Puumalan korkeudessa 88 m lasketut huipunkäyttöajat, kapasiteetikertoimet ja tuotannot pyyhkäisyypinta-alaa kohti. Taulukkoon on lisätty Suomessa jo toimivien tuuliturbiinien keskimääräiset- ja maksimiarvot.

Taulukosta 5.2 havaitaan, että huipunkäyttöaikoja tarkastelemalla Joutsenon 131 ja 140 m korkeuksissa saavutettaisiin huipunkäyttöajat 2706 ja 2620 h/a. Nämä ovat erittäin hyviä arvoja, koska 2400 h/a saavuttavat tuuliturbiinit ovat tuottaneet hyvin. Myös Joutsenon 120 m korkeudessa huipunkäyttöaika ylittäisi 2000 h/a. Lisäksi huomataan, että kaikkien tarkasteltujen korkeuksien huipunkäyttöajat ylittävät vuosien 2009 ja 2010 Suomessa toimineiden tuuliturbiinien huipunkäyttöaikojen keskiarvot 1744 h/a ja 1654 h/a. Tuotantoluvut pyyhkäisyypinta-alaa kohti ovat tarkastelluissa paikoissa Suomen keskiarvoa pienempiä lukuun ottamatta Joutsenon 131 ja 140 m korkeuksia. Tämä johtuu siitä, että tarkastelussa on käytetty turbiiniluokan III roottoria, jonka roottorin halkaisija on 109 m. Suomessa käytössä olevista turbiineista suurin osa on rannikolla, jossa tuulennopeudet ovat keskimäärin suurempia ja turbiinien roottorihalkaisijat pienempiä.

Taulukko 5.2. Joutsenon ja Puumalan huipunkäyttöajat, kapasiteettikertoimet ja tuotanto pyyhkäisy-pinta-alaa kohti. Lisäksi mukana ovat Suomessa jo toimivien tuuliturbiinien keskimääräiset ja maksimiarvot. (Stenberg & Holttinen, 2011)

	Joutseno 88 m 2009-10	Joutseno 131 m 2009-10	Joutseno 100 m 2010-11	Joutseno 120 m 2010-11	Joutseno 140 m 2010-11	Puumala 88 m 2010-11 (2009-10)	Suomen keskiarvo (maksimi) v. 2009	Suomen keskiarvo (maksimi) v. 2010
Huipun- käyttöaika [h/a]	1857	2706	1784	2222	2620	2206 (1934)	1744 (2888)	1654 (2824)
Kapasiteetti- kerroin [%]	21	31	20	25	30	25 (22)	20 (33)	19 (32)
Tuotanto/A [kWh/m ²]	597	870	574	714	842	709 (622)	747 (1678)	705 (1641)

6 TUULIVOIMAN KANNATTAVUUDEN ARVIOINTI

6.1 Tuuliturbiinin sähköteho

Tuulivoiman kannattavuuden kannalta keskeistä on tuuliolosuhteiden tarkka tuntemus. Kun keskimääräiset tuuliolot on mallinnettu paikallisten mittausten sekä pitkäaikaisen säädäntä avulla, voidaan määrittää tuulipuiston vuosittainen energiantuotanto ja edelleen tutkia tuulipuiston investoinnin kannattavuutta.

Tuuliturbiinin tuotanto voidaan arvioida edellä esitetyllä tavalla tuulen nopeusjakauman ja turbiinin tuotantokäyrän perusteella. Tuotantokäyrä määritetään standardin IEC 61400-12-1 (IEC, 2005) mukaisin mittauksin. Käyrä edustaa turbiinin sähköntuotantoa tuulen nopeuden funktiona. Tuulen nopeus mitataan erillisellä mittamastolla turbiinin napakorkeudella. Mittamasto sijoitetaan riittävän kauas turbiinista tuulen yläpuolelle vallitsevan tuulensuunnan mukaisesti, jotta se edustaa häiriytymätöntä virtausta. Mittausperiaate on siis samankaltainen, kuin tässä tutkimuksessa käytetty mastomittaustekniikka. Hyödyntämällä tässä tutkimuksessa kerättyä tuulen nopeusaineistoa sekä valitun turbiinin tehokäyrää voidaan siis arvioida kohtuullisen luotettavasti turbiinin energiantuotantoa.

6.2 Turbiinien nettotuotanto

Taulukossa 6.1 nähdään Joutsenon napakorkeuksilla 88 ja 131 m ja Puumalaan napakorkeudella 88 m lasketut kuukausittaiset ja vuosittaiset bruttotuotannot eli tuotannot ilman häviöitä ja 100 % käytettävyydellä. Lisäksi on laskettu nettotuotanto käyttäen taulukon 5.1 hyötysuhdekertoimia.

6.3 Tuulituotannon kannattavuus

Tuulituotannon kannattavuuden määrää tuulivoimalan kokonaistuotanto, tuulipuiston kokonaisinvestointi, käyttö- ja kunnossapitokustannukset sekä rahoituskustannukset. Rahoituskustannukset riippuvat mm. hankkeen omarahoitusosuudesta, pankkilainoituksen osuudesta, hankkeen projektinaikaisesta rahoitus- ja maksuaikataulusta sekä korkotasosta. Tässä raportissa kannattavuutta arvioidaan yleisemmällä tasolla tekemällä esimerkkitapauksille tuulisähkön tuotantohintalaskelmat.

Taulukko 6.1. Turbiinikohtainen kuukausi- ja vuosituotanto MWh aikavälillä marraskuu 2009 – lokakuu 2010. Nettotuotannossa häviöt mukana.

	JOUTSENO		PUUMALA
	131 m	88 m	88 m
Marras	670	431	450
Joulu	803	518	568
Tammi	886	584	637
Helmi	639	431	508
Maalis	734	488	512
Huhti	685	452	505
Touko	722	509	493
Kesä	599	454	436
Heinä	599	425	448
Elo	574	387	397
Syys	686	480	521
Loka	1028	763	691
Vuosi brutto	8626	5921	6166
Vuosi netto	8118	5572	5803

Energiantuotannon kilpailukykyä arvioidaan yleisesti tarkastelemalla tuotannon elinkaarenaikaista energian hintaa LCOE (levelized cost of energy) hintaa. LCOE määritetään yhtälöllä (NREL 1995)

$$LCOE = \frac{TLCC}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}, \quad (6.1)$$

jossa $TLCC$ on kokonaiskustannusten nykyarvo investoinnin pitoajalle, Q_n on energian tuotanto (MWh) tarkasteluvuonna n ja d on korkotasoa.

Edellä LCOE on siis diskontattu vastaamaan nykyhetkeä. Kokonaiskustannukset investoinnin pitoajalle muodostuvat alkuinvestoinnista sekä vuosittaisista huolto- ja operointikustannuksista

$$TLCC = I + PVOM, \quad (6.2)$$

jossa I on alkuinvestointi ja $PVOM$ huolto- ja käyttökustannusten nykyarvo. $PVOM$ saadaan edelleen diskonttaamalla tulevat kustannukset nykyhetkeen

$$PVOM = \sum_{i=1}^N \frac{O\&M}{(1+d)^i}, \quad (6.3)$$

jossa $O\&M$ on vuosittaiset huolto- ja käyttökustannukset. Vuosittaisiin käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin on lisättävä paitsi varsinaiset laitteiden huoltoon ja puiston operointiin liittyvät kustannukset, myös maan vuokra ja tasehallintakustannukset. Tasehallinnalla tarkoitetaan

sähkötuottajan velvoitetta ennustaa tuottamansa sähkön 12 – 36 h etukäteen, jotta säätövoiman tuottajat voisivat kompensoida mahdollisen tuotannon ja kulutuksen välisen eron. Tuulivoimatuotantoon liittyy vääjäämättä ennustevirhettä, jonka tuulivoimatuottaja joutuu kompensoidaan säätösähkön tuottajalle. LCOE laskelmissa käytetään seuraavia muuttuja-arvoja

Taulukko 6.2. LCOE käytetyt parametrit.

Investoinnin pitoaika	20 a
O&M kustannukset	8 €/MWh
Tasehallinta	2 €/MWh
Maanvuokrakustannukset	2000/MW/a
Korkotas	6 %

Tyypillinen sisämaan tuulipuiston koko on alle 10 turbiinia. Käytetään tässä turbiineille lukumäärää 6 ja yksittäiselle turbiinille tehoa 3 MW. Lasketaan puistolle LCOE sekä Joutsenossa että Puumalassa standarditornikorkeudella 90 m. Tarkastellaan tämän lisäksi sähköenergian hintaa Joutsenossa korotetulla tornikorkeudella 130 m.

Investoinnin kokonaisarvoksi arvioidaan tällä hetkellä keskimäärin 1,4 M€/MW, jolloin kokonaisinvestoinniksi saadaan

$$I = 6 \times 3 \text{ MW} \times 1,4 \frac{\text{M€}}{\text{MW}} = 25,2 \text{ M€}. \quad (6.4)$$

Tarkasteltaessa korkeinta mittapistettä, Joutseno 131 m, saattavat tornikustannukset tarvittavan korotuksen vuoksi nousta tavanomaisesta jopa kaksinkertaiseksi. Koska tornikustannus on tyypillisesti noin 20 % koko turbiinista (15 % kokonaisinvestoinnista), käytetään tässä investointikustannuksena arviota 1,6 M€/MW.

$$I = 6 \times 3 \text{ MW} \times 1,6 \frac{\text{M€}}{\text{MW}} = 28,8 \text{ M€}. \quad (6.5)$$

Taulukossa 6.3 nähdään elinkaarenaikaiset kokonaiskustannukset koko investoinnin pitoajalle yhtälön (6.2) mukaisesti laskettuna.

Taulukko 6.3 Elinkaarenaikaiset kokonaiskustannukset (TLCC) eri esimerkkitaapauksissa. O&M sarake sisältää myös maanvuokrakustannukset.

Puisto	Investointi, [€]	O&M nykyarvo, [€]	TLCC, [€]
Puumala 90 m	25 200 000	4671000	29 871 000
Joutseno 90 m	25 200 000	4503000	29 603 000
Joutseno 130 m	28 800 000	6360000	35160000

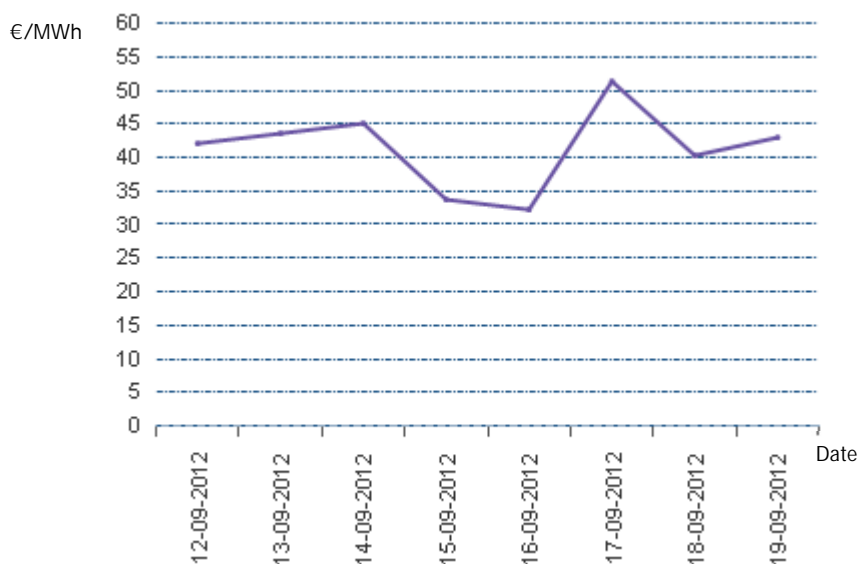
Energiatuotanto diskontataan vastaavasti nykyhetkeen, jolloin eri esimerkkitaapauksille saadaan taulukon 6.4 mukaiset sähköenergian elinkaarenaikaiset tuotantokustannukset (LCOE).

Taulukko 6.4 Elinkaarenaikaiset kokonaiskustannukset ja energiantuotantokustannukset (LCOE) eri tapauksille

Puisto	TLCC [€]	Kokonaistuotannon nykyarvo [MWh]	LCOE = Sähkön tuotantokustannus
Puumala 90 m	29 871 000	423321	70,56 €/MWh
Joutseno 90 m	29 603 000	406543	72,82 €/MWh
Joutseno 130 m	35160000	592198	59,37 €/MWh

Nykyinen syöttötariffi takaa tuulivoimatuotannon hinnaksi 105,3 €/MWh kolmelle ensimmäiselle vuodelle sekä 83,5 €/MWh seuraaville yhdeksälle vuodelle (Finlex 2010). Tariffitukea voi saada 12 vuotta, jonka jälkeen sähkö on myytävä markkinaehtoisesti. Korotettu tuki 105,3 €/MWh on kuitenkin voimassa vuoden 2015 loppuun asti, jonka jälkeen tukitaso myös alkuvuosille on 83,5 €/MWh. Edellä esitetyt tarkastelut osoittavat alustavasti, että Etelä-Karjalan alueella on mahdollista saavuttaa takuuhintaa alhaisempi sähkön tuotantokustannus.

Sähkön hinta pohjoismaisessa sähköpörssissä vaihtelee vuosittain taloustilanteen ja vesivoimavarantojen vaihdella. Syyskuun alussa 2012 sähkön pörssihinta vaihteli Suomessa kuvan 6.1 mukaisesti välillä 30 – 50 €/MWh. Nykyinen sähkön hinta ei siis mahdollistaisi kannattavaa tuulivoimatuotantoa sisämaaolosuhteissa ilman takuuhintajärjestelmää. Kuitenkin tuuliturbiinien hinnan voidaan olettaa alenevan merkittävästi kuluvan vuosikymmenen aikana, samoin sähkön pörssihinnan voidaan vastaavasti odottaa kallistuvan. Näiden kehitystrendien myötä tuulivoimatuotanto markkinaehtoisella hinnalla saattaa muuttua kannattavaksi myös sisämaaolosuhteissa vuosikymmenen loppuun mennessä.



Kuva 6.1. Sähkön pörssihinta Suomessa syyskuun alussa 2012 (Nordpool 2012).

7 TUULEN PYSYVYYS

Tuulivoiman tuotantoon vaikuttavat tuulivoimakkuuden lisäksi julkisuudessaakin huolta aiheuttaneet matalatuuliset ajanjaksot. Kun tuuli on hyvin vähäistä, eivät tuulivoimalat tuota mitään, jolloin on käytettävä säätövoimaa kuten vesi- tai hiilivoimaa.

Tuulennopeuden ollessa alle neljä metriä sekunnissa tyypillinen nykyaikainen megawattiluokan voimala on täysin pysähdyksissä. Puumalan mittapaikasta 88 m korkeudesta mitattiin tällaisia ajanjaksoja vuoden aikana 1299 kappaletta. Keskimäärin voimala olisi pysähdyksissä 76 minuuttia kerrallaan kuuden ja puolen tunnin välein. Mediaanikesto olisi 20 minuuttia ja pisin matalatuulinen jakso oli noin 36 tuntia pitkä. Kokonaiskestoltaan matalatuuliset jaksot olivat 19 % mittajaksosta. Joutsenosta 131 metrin korkeudesta mitattuna matalatuulisia jaksoja oli noin viidenneksien vähemmän, 993 kappaletta. Keskimääräinen matalatuulinen jakso oli 86 minuuttia ja niiden väli oli noin 9 tuntia. Pisin jakso oli selkeästi lyhyempi kuin matalammalla tasolla, 22 tuntia 30 minuuttia. Kaiken kaikkiaan matalatuuliset jaksot veivät 16,5 % mittausajasta.

8 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tuulisuus Etelä-Karjalassa on mittausten perusteella kannattavan tuulivoimatuotannon kannalta riittävää. Tällä hetkellä kannattavuuden takaa voimassa oleva takuuhintajärjestelmä. Tuulennopeus kasvaa jyrkästi ylöspäin mentäessä, joten korkeampi tuulivoimala antaa merkittävästi parempaa tuottoa. Korkeammalle sijoitettu tuulivoimala pystyy myös nousemaan ongelmallisen tuuligradientin ja -väänteen sekä turbulenssin yläpuolelle.

Tyypillinen noin 3MW sisämaan oloihin suunniteltu tuulivoimala tuottaisi 100 m korkuisena sähköä vähintään 10 % teholla noin 63 % ajasta. Yli 50 % tehosta tuotettaisiin noin 15 % ajasta, ja yli 80 % teho saavutettaisiin vain noin 2 % ajasta. Tehokäyrän mukainen keskimääräinen tuottoaste olisi noin 26 %, mikä vastaa hyvin jo nyt olemassa olevien voimalaitosten toteutuneita tuottoja.

Turbiinitekniikan kehitys ja hintaeroosio parantavat mahdollisuuksia sisämaan tuulivoimatuotannon mahdollisuuksia tulevaisuudessa. Jo nyt markkinoilla on turbiinimalleja, joiden mastokorkeudet ovat jopa 140 m ja roottorimitoitus on valittu vastaamaan 6 m/s tuulennopeuksia. Turbiinivalmistaja Nordex lupaa uudelle N117/2400 mallilleen jopa 40 % tuottoastetta olosuhteisiin, jossa keskituulennopeus on 6 m/s (Nordex 2012). Turbiinityyppi olisi siis ideaalinen Etelä-Karjalan tuuliolosuhteisiin. Edelleen voidaan olettaa sähkön hinnan nousevan kuluvan vuosikymmenen aikana merkittävästi. Näillä oletuksilla sisämaan tuulivoimatuotannolla on edellytykset nousta merkittävään rooliin vuosikymmenen kuluessa.

LÄHTEET

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., and Bossanyu, E., 2004, Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons, Chichester, England.

Finlex 2010, Finlex valtion säädöstietopankki, Laki uusiutuville energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta 30.12.2010/1396, www.finlex.fi, viitattu 19.09.2012.

Hau, E. and von Renouard, H., 2006, Wind Turbines. Fundamentals, Technologies, applications, Economics, 2nd edition, Springer, Berlin.

IEC, 2005, International standard, IEC 61400-1, Wind turbines – Part 1: Design requirements. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, Switzerland.

Ilmatieteen laitos, 2011, Puumalan Viidanmäen mastossa tehdyistä tuulimittauksista jaksolla 1.6.2010 – 31.5.2011, Ilmanlaadun asiantuntijapalvelut 2011.

Leosphere, 2012, Windcube[®] v2 Functional specifications, URL: <http://leosphere.com/8,windpower/35,functionnal-specs>. Viitattu 22.3.2012.

Manwell, J.F., McGowan, J.G., and Rogers, A.L., 2010, Wind Energy Explained, Theory, Design and Application, 2nd edition, UK: John Wiley & Sons, Chichester.

NCEP/NCAR Reanalysis, Earth System Research Laboratory, URL: <http://www.esrl.noaa.gov/psd/data/gridded/data.ncep.reanalysis.html>, Viitattu 25.3.2012.

Nordex 2012, Nordex N117 (2.4 Megawatt), <http://www.nordex-online.com>, viitattu 19.9.2012.

Nordpool 2012, Nordpool sähkön spottihintatilastot, www.nordpoolspot.com, viitattu 19.09.2012.

Short, W., Packey, D.J., Holt, T., 1995, A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies, National Renewable Energy Laboratory, USA.

Stenberg, A. ja Holttinen, H., 2011, Tuulivoiman tuotantotilastot, Vuosiraportti 2010, VTT Working Papers 178. VTT. ISBN 978-951-38-7520-6. URL: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2011/W178.pdf>. Viitattu 18.1.2012.

Suomen Tuuliatlas, 2009, URL <http://www.tuuliatlas.fi>. Viitattu 23.3.2012.

Thies, 2009, Thies Clima, Specific report, Adolf Thies GmbH & Co.KG, Göttingen, Germany.

WinWind, WWD-3 fact sheet. URL: <http://www.winwind.com/en/offering/3-mw/>. Viitattu 13.2.2012.

ISBN 978-952-265-281-2

ISBN 978-952-265-282-9 (PDF)

ISSN 1798-1328

Lappeenranta 2012



Open your mind. LUT.
Lappeenranta University of Technology