



Lentokuva Vallas Oy

Anders Stenberg & Hannele Holttinen

Tuulivoiman tuotantotilastot

| Vuosiraportti 2009

ISBN 978-951-38-7486-5 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

ISSN 1459-7683 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

Copyright © VTT 2010

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

VTT, Vuorimiehentie 5, PL 1000, 02044 VTT
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 4374

VTT, Bergsmansvägen 5, PB 1000, 02044 VTT
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 4374

VTT Technical Research Centre of Finland, Vuorimiehentie 5, P. O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland
phone internat. +358 20 722 111, fax +358 20 722 4374

Toimitus Mirjami Pullinen



Julkaisun sarja, numero ja
raporttikoodi

VTT Working Papers 145
VTT-WORK-145

Tekijä(t) Anders Stenberg & Hannele Holttinen		
Nimeke Tuulivoiman tuotantotilastot Vuosiraportti 2009		
Tiivistelmä Vuonna 2009 Suomen sähköverkkoon syötettiin 277 GWh tuulivoimalla tuotettua sähköä, mikä vastaa noin 0,3 %:a Suomen sähkönkulutuksesta. Suomen tuulivoimakapasiteetti oli 147 MW vuoden 2009 lopussa (118 laitosta). Uutta kapasiteettia rakennettiin 4,6 MW (3 laitosta) ja 0,2 MW poistettiin käytöstä. Suomen tuulivoimakapasiteetti on tällä hetkellä pieni verrattuna muihin EU-maihin. Euroopan tuulivoimakapasiteetti oli vuoden 2009 lopussa noin 76 000 MW, josta vuoden 2009 aikana asennettua uutta kapasiteettia oli lähes 10 500 MW. Suomessa tuulivoiman edistäminen tapahtuu osana kansallista energia- ja ilmastostrategiaa. Tuulivoimaa tuetaan sähköveron palautuksen verran, 0,69 €/snt/kWh, ja lisäksi uuden teknologian tuulivoimainvestoinnit voivat saada investointitukea enimmillään 40 % investoinnista. Investointituen suuruus päätetään projektikohtaisesti. Uuden strategian mukainen tuulivoimataavoite on 2 000 MW vuonna 2020. Suomessa ollaan siirtymässä syöttötariffipohjaiseen tukimenetelmään, jonka suunniteltu alkua on vuodenvaihteessa 2010–2011. Vuosi 2009 oli keskimääräistä selvästi tynyempi. Ilmatieteen laitoksen laskemien tuotantoindeksien mukaan tuulivoimatuotanto oli Perämerellä 88 %, Selkämerellä 70 %, Ahvenanmaalla 88 % ja Suomenlahdella 72 % pitkän aikavälin keskimääräisestä tuotannosta. Vertailujaksona käytettiin vuosien 1987–2001 keskimääräistä tuotantoa. Koko vuoden toiminnassa olleiden laitosten keskimääräinen huipunkäyttöaika oli vajaat 1 750 h/a. Uudet korkeat MW-laitokset tuottavat selvästi paremmin kuin 1990-luvun alkupuolella rakennetut tuulivoimalaitokset. Paras laitos ylsi lähes 2 900 h:n/a huipunkäyttöaikaan. Tuulivoimalaitosten tekninen käytettävyyttä vuonna 2009 oli 91 %. Suomen tuulivoimalaitosten keski-ikä oli vuoden 2009 lopussa 8,9 vuotta. Vuosiraportti sisältää laitosten tuotanto- ja käytettävyystietojen lisäksi yhteenvedon vika- ja seisokkiaikatilastoista vuodelta 2009.		
ISBN 978-951-38-7486-5 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		
Avainnimeke ja ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		Projektinumero 70421
Julkaisu-aika Kesäkuu 2010	Kieli Suomi, engl. tiiv.	Sivuja 47 s. + liitt. 5 s.
Projektin nimi Tuulivoiman kansainvälinen yhteistyö IEA R&D WIND	Toimeksiantaja(t) Tekes ja tuulivoimatuottajat	
Avainsanat Wind energy, wind power, power production, statistics, production statistics, failures	Julkaisija VTT PL 1000, 02044 VTT Puh. 020 722 4520 Faksi 020 722 4374	



Series title, number and
report code of publication

VTT Working Papers 145
VTT-WORK-145

Author(s) Anders Stenberg & Hannele Holttinen		
Title Wind energy statistics of Finland Yearly report 2009		
Abstract <p>Wind power production from grid connected wind turbines in Finland was 277 GWh in 2009. This corresponds to 0.3 % of Finland's electricity consumption. Installed wind capacity was 147 MW at the end of the year and the number of the operating turbines was 118. Three new turbines were installed in 2009 with the total power of 4.6 MW and one 0.2 MW turbine was taken out of operation. The rated power of wind power plants has continued to rise steadily. The average size of all turbines in Finland was 1 244 kW at the end of 2009 (1 212 kW at the end of 2008).</p> <p>Wind energy receives investment subsidies and a production subsidy of 0.69 €/kWh. The amount of the investment subsidy for new technology projects is up to 40 % of the total investment. The exact amount is granted separately for each project. The new climate and energy strategy has a target of 2 000 MW wind power in 2020 and currently a feed-in tariff system is being planned to start at the end of 2010.</p> <p>Year 2009 had low wind resource. The weighted production index for the four sea areas was 83 %. Average capacity factor of standard wind turbines, which operated the whole year, was 20 % while the best turbine yielded 33 % capacity factor.</p> <p>Technical availability of the standard wind power plants was 91 % in 2009. The average age of wind turbines was 8.9 years at the end of 2009.</p> <p>This report contains production and availability figures of the grid connected wind turbines in Finland as well as component summary of failure statistics. There is an English list of figure and table captions and the yearly statistics table is as an appendix.</p>		
ISBN 978-951-38-7486-5 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		
Series title and ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		Project number 70421
Date June 2010	Language Finnish, Engl. absr.	Pages 47 p. + app. 5 p.
Name of project Tuulivoiman kansainvälinen yhteistyö IEA R&D WIND	Commissioned by Tekes and wind power producers	
Keywords Wind energy, wind power, power production, statistics, production statistics, failures	Publisher VTT Technical Research Centre of Finland P. O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 20 722 4520 Fax +358 20 722 4374	

Alkusanat

Tuulivoiman tuotantotilastoa on ylläpidetty vuodesta 1992 lähtien Suomen Tuulivoimayhdistyksessä vapaaehtois pohjalta ja vuodesta 1994 lähtien osana VTT:n IEA-yhteistyötä. Vuodesta 1996 eteenpäin tuotantotilastot on kerätty VTT:n tietokantaan siten, että Ilmatieteen laitos on toimittanut tuotantoindeksit ja tuulivoiman tuottajat ovat toimittaneet tuotanto- ja seisokkitiedot.

Tuotantotilastot perustuvat tietokantaan, joka luotiin kauppa- ja teollisuusministeriön rahoittamassa projektissa ”Tuulivoiman tuotantotilastoinnin kehittäminen” vuonna 1996 ja jota kehitettiin edelleen vastaavassa projektissa 2000–2002. Tilastoituna on tuotannon lisäksi laitosten seisokkiajat ja vikaerittelyt sekä Ilmatieteen laitoksen laskemat tuotantoindeksit. Tuotantoindeksi on mitta tuulienergian määrästä kunakin kuukautena verrattuna ko. kuukauden keskimääräiseen tuulisuuteen. Lisäksi tietokannassa on laitosten teknisiä tietoja sekä sijoituspaikkakunta, maakunta ja verkkoyhtiö.

Tuulivoimatilastoja käytetään kansallisessa ja kansainvälisessä energiatilastoinnissa. Tilastot helpottavat julkisen investointituen kohdentumisen ja tuloksellisuuden seuranta. Tilastojen tietoja voidaan käyttää arvioidun ja toteutuneen tuotannon mittaamiseen, kun tuotantotietojen lisäksi käytetään tietoa tuotantoindekseistä ja seisokkiajoista. Lisäksi tilastoaineistoa voidaan käyttää laitosten teknisen toimivuuden seurantaan, mistä on yhdessä tuotannon arvioinnin parantumisen kanssa apua uusia tuulivoimalaitoshankkeita suunniteltaessa.

Tuotantotilastot julkaistaan kuukausittain VTT:n Internet-sivulla <http://www.vtt.fi/windenergystatistics/> ja neljännesvuosittain *Windstats*-, *Vindögat*- ja *Tuulensilmä*-lehdissä. Vuosittain julkaistaan tämä tuulivoimatilastoinnin vuosiraportti, joka on ladattavissa PDF-formaatissa VTT:n Internet-sivuilta. Lisäksi Tilastokeskukselle on toimitettu vuosittain brutto- ja nettotuotannot laitoksittain osaksi Suomen ja Euroopan energiatilastoja. Energia-teollisuus ET ylläpitää Suomen sähkötilastoja, ja sen kanssa vaihdetaan tietoja kuukausituotannoista, koska ET:n tilastointi ei kata koko tuulivoimakapasiteettia Suomessa.

Kiitos tästä tuotanto- ja vikatilastoihin perustuvasta raportista kuuluu tuulivoiman tuottajille, joiden toimittamien tietojen perusteella raportti on laadittu.

Sisällysluettelo

Alkusanat.....	5
Table and figure captions in English	7
1. Kuukausiraportointi.....	9
2. Tilastointiin osallistuvat laitokset	10
2.1 Tuulivoimalaitokset tyypeittäin	16
3. Määritelmät ja tunnusluvut	18
4. Tuulen energiasisältö	20
4.1 Tuotantoindeksit.....	20
4.2 Tuotantoindeksit Pohjoismaissa	22
5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys.....	23
5.1 Teho ja sähköntuotanto	23
5.2 Euroopan tuulivoimakapasiteetti	25
5.3 Laitoskoon kehitys	27
5.4 Tunnuslukuja.....	28
6. Tuotantoverailuja vuodesta 2009.....	32
6.1 Tuotannon tunnusluvut vuonna 2009	32
6.2 Tuotannon jaotteluja vuodelta 2009.....	36
7. Käyttökatkot.....	37
7.1 Tekninen käytettävyys	37
7.2 Käyttökatkojen erittelyt.....	38
7.3 Jäätymiset ja kylmä aika	41
8. Tuulivoima ja sähkön kulutus	43
8.1 Tuulivoiman kausivaihtelu.....	43
8.2 Tuulivoimatuotanto valtakunnan huipun aikana.....	44
Lähdeluettelo.....	47
Liitteet	
Liite A: Tilastoinnissa käytettävät raportointilomakkeet	
Liite B: Vuositilasto 2009	

Table and figure captions in English

List of Figures:

1. Location of wind power plants at the end of year: a) all turbines, b) turbines and wind parks marked according to size (>5 MW wind parks labelled).
2. Development of market shares in Finland.
3. Market shares of end of year capacity.
4. Wind production index, yearly (100% means average production 1987–2001). Average of four indices is marked with line and label. (Perämeri: Gulf of Bothnia, North. Selkämeri: Gulf of Bothnia, South. Ahvenanmaa: Åland. Suomenlahti: Gulf of Finland.)
5. Wind production index, monthly. 100% means average monthly production in 1987–2001. Average of four indices is marked with line and label.
6. Wind resource variations in Finland, Sweden and Denmark. Production index, yearly.
7. Development of installed capacity and total yearly wind power production in Finland.
8. Total 12 month's wind power production of Finland as sliding averages. Production index (dotted line) is weighted average of the four indices. Installed capacity at the end of month is marked with broken line.
9. Development of installed capacity and total monthly wind power production in Finland.
10. Development of installed capacity in Finland, Sweden, Norway and total Europe.
11. Development of new installed wind power capacity, including the range, separately for new (Uudet) and second-hand (Käytetyt) capacity.
12. Development of the size of wind turbines. Hub height (napakorkeus) and rotor diameter for all turbines at the end of year, according to the manufacturing year.
13. Taller turbines produce more. Average power as capacity factor calculated for all turbines, and separately for hub heights of more and less of 50 m. Only turbines with availability > 80% and operating the whole year are in the analysis. Production index (weighted) as broken line.
14. Production as full load hours (huipunkäyttöaika) and relative to rotor area from all turbines that operated the full year. X-axis: starting year (manufacturing year for second-hand turbines).
15. The capacity factor for the turbines in Finland during year 2009, separately for the yearly and monthly values.
16. The best 30 wind turbines according to full-load hours. The full load hours of two previous years as lighter bars, 3 year average as a line mark.
17. The best 30 wind turbines according to production relative to rotor area. The two previous years as lighter bars, 3 year average as a line mark.
18. Produced wind energy divided to producers.
19. Regional distribution of wind energy production in Finland.

20. Technical availability as function of turbine age.
21. Downtime caused by component faults for the year (kääntöjärjestelmä: yaw system; jarrut: brakes; lavat: blades; liukurenkaat: slip rings; ohjausjärjestelmä: control unit; sähköjärjestelmä: electrical; pääakseli + napa: main shaft and hub; vaihde: gearbox; generaattori: generator).
22. Downtime caused by component faults, cumulative since 1996 (konehuone: nacelle; torni: tower; tuntematon: unknown; lämmitys: heating system).
23. Seasonal variation of wind power production. (Kuukausi: month; Kulutus: consumption; Keskiarvo: average; % vuosituotannosta/kulutuksesta: % of yearly production/consumption).
24. The hourly changes in wind power production and electricity consumption during the day when the peak of consumption was achieved.

List of Tables:

1. Wind turbines in the statistics.
2. Ownership categories of wind turbines in Finland.
3. Wind turbines that have been taken out of operation. Wind turbine Korsnäs 4 has been taken out of operation in 2009.
4. Turbine types in Finland.
5. Development of wind power capacity in Finland.
6. Wind power capacity installed in Europe.
7. Key figures from standard turbines operating the whole year. Second-hand turbines installed inland are not included and 3 MW plants are not included before 2009 (nimellisteho = nominal rated capacity; laitosten lukumäärä = number of turbines; vuosituotanto = yearly production; Keskimäärin = average; Suurin = max; pienin = min; Huipunkäyttöaika = full load hours; Kapasiteettikerroin = capacity factor; tuotantoindeksi = production index).
8. Key figures from standard turbines operating the whole year, when taking only the turbines with technical availability more than 90%.
9. Downtime reported, average 5.4% in 2002–2009. (Huolto: planned maintenance; Häiriö: unspecified (shorter) downtime; Jäätyminen: icing; Muu syy: other; Sähköverkko: grid failure; Vika: failure; Vain seisokkiaika raportoitu: only downtime reported; yhteensä: total; % ajasta: % of time; Raportoineet laitoksi (MW): turbines reported (MW); % kapasiteetista raportoitu: % of capacity reported.)
10. Downtime reported as component failure. (Anturit: sensors; ilmajarrut: tip brakes; kytkimet: switches; kääntömoottori: yaw motor; lapa: blade; lapakulman säätömekanismi: pitch control; liukurenkaat: slip rings; lämmitys: heating; mekaaninen jarru: mechanical brake; ohjausjärjestelmä: control system; ohjausyksikkö: control unit; pääakseli: main shaft; tehoelektronikka: power electronics; vaihdelaatikko: gearbox; vaihteen laakerit: gear bearings; vaihteen tiivisteet: gear sealing; vaihto/tasasuuntaaja: converter; verkkoonkytkentä: grid connection; komponenttia ei eritelty: component not known; % vika-ajasta: % of total failure time.)
11. Turbines that have reported icing time or icing related downtime. % of total downtime (osuus häiriöajasta) only from the turbines that have reported icing. (Tuntia: hours; Laitoksia: number of turbines. Regions, see Figure 18.)
12. Cold time reported from wind turbines in Finland.
13. Wind power production during the highest peak load in Finland.
14. Wind power production during the highest peak load hours in Finland: average and range of production all year (koko vuosi) and during 10, 50 and 100 highest peaks.

1. Kuukausiraportointi

Tilastointiin ovat osallistuneet Suomen verkkoon kytketyt yli 70 kW:n tuulivoimalaitokset. Tavoitteena on tilastoida Suomen jokaisen tuulivoimalaitoksen kuukausittaiset tuotantotiedot (brutto ja netto) sekä mahdolliset seisokkiajat erittelyineen.

Tietokantaan lisättävien uusien laitosten seisokkiaikojen tilastointi aloitetaan niiden koekäyttövaiheen jälkeen. Koekäyttö kestää yleensä kuukaudesta muutamaan kuukauteen laitoksen verkkoonkytkennästä. Osa seisokkiajoista on jouduttu arvioimaan jälkeinpäin. Muutama laitos ei raportoi seisokkiaikoja.

Vuodesta 1999 lähtien tuotanto- ja vikaraportoinnissa on käytetty Excel-tiedostoja, joiden sisältämät tiedot luetaan tilastotietokantaan automaattisesti tietokoneohjelman avulla. Tilastotietojen keräämisessä käytettävät lomakkeet on esitetty liitteessä A.

Kuukausittaiset laitoskohtaiset yhteenvedot ovat ladattavissa linkin <http://www.vtt.fi/windenergystatistics/> kautta aina seuraavan kuukauden lopussa. Puuttuvia tietoja päivitetään yleensä *Tuulienergia*-, *Vindögat*- ja *Windstat*-lehtiin tehtävän neljännesvuosiraportoinnin yhteydessä. Pienistä sisämaan laitoksista osa raportoi tuotantonsa vain vuositasolla.

2. Tilastointiin osallistuvat laitokset

Suomessa oli vuoden 2009 lopussa yhteensä 118 verkkoonkytkettyä yli 70 kW:n tehoista tuulivoimalaitosta, yhteensä 147 MW. Kaksi pientä sisämaan laitosta ei ole raportoinut tuotantoaikoja vuodelta 2009, ja osa laitoksista raportoi ainoastaan tuotantotiedot (ei seisokkiaikoja/käytettävyyttä). Laitosten sijainnit esitetään kuvassa 1 ja perustiedot taulukossa 1. Omistusmuoto-lyhenne on selitetty taulukossa 2.

Tuulivoimalaitosten nimeäminen muutettiin vuoden 2008 alussa (vuoden 2008 raportin liitteenä on lista uusista ja vanhoista nimistä). Laitoksista ilmoitetaan kunta sekä laitoksen nimi. Nimen perässä olevien numeroiden perusteella voi päätellä, kuinka monen laitoksen ryhmästä on kyse. Tästä muodostavat poikkeuksen Porin laitokset: muita laitoksia aikaisemmin rakennettu 300 kW:n Pori 1 sijaitsee Reposaaressa ja Meri-Pori-nimisistä laitoksista 1–4 Reposaaressa Pengertiellä, 5 Reposaaressa ja laitokset 6–11 Tahkoluodossa.

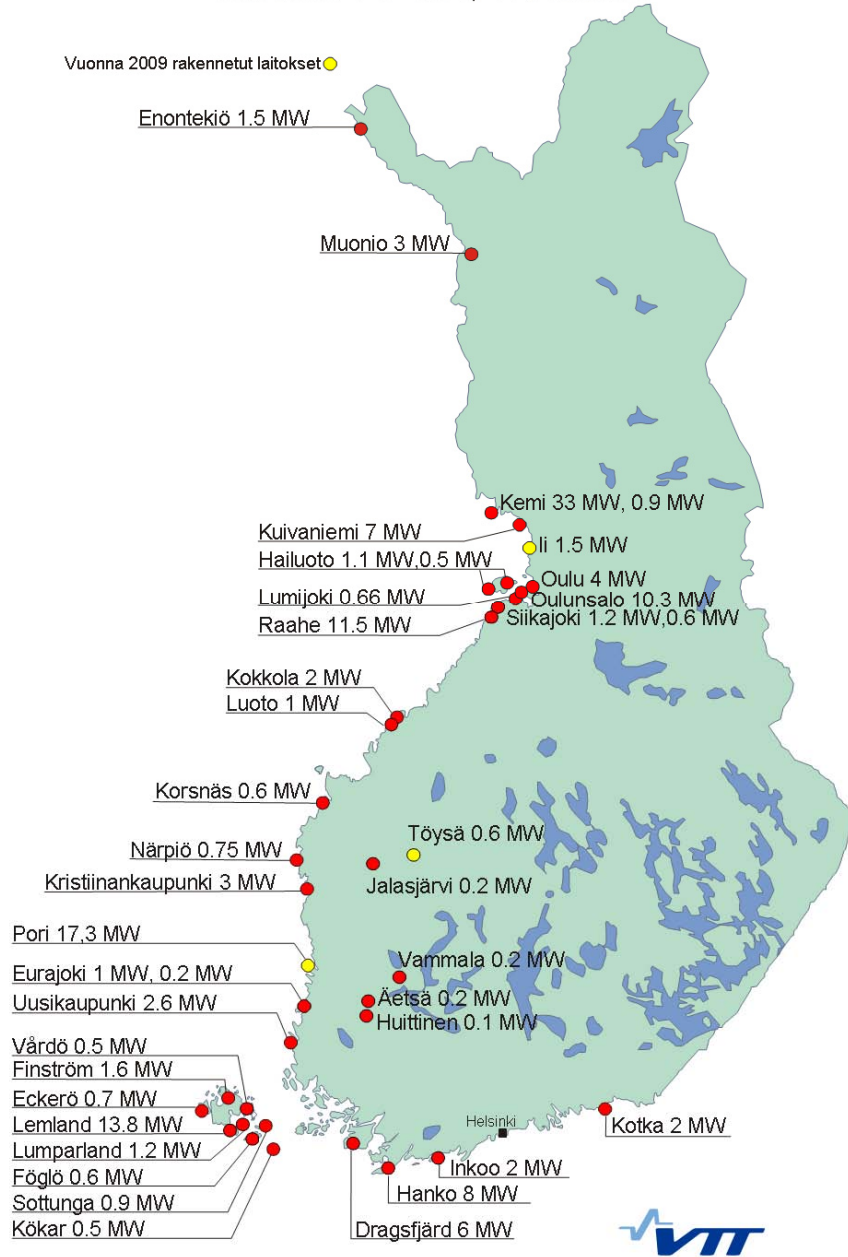
Vuoden 2009 aikana Suomessa otettiin käyttöön kolme laitosta, yhteensä 4,6 MW. Iin Laitakariin rakennettiin 1 MW:n Winwind alkuvuodesta ja Poriin 3 MW:n Winwind loppuvuodesta. Tämän lisäksi yksi Saksasta tuotu käytetty laitos on otettu käyttöön keuhkuissa Töysässä. Laitoksen nimellisteho on 600 kW ja valmistaja NegMicon. Maailmalla tuulivoimakapasiteetin kasvaessa vanhoja pieniä laitoksia on alettu korvata uudemmilla ja suuremmilla laitoksilla. Syynä tähän on hyvätuulisten paikkojen maksimaalinen hyödyntäminen. Käytettyjä laitoksia on pystytetty Suomeen vuosina 2003–2005 ja 2009. Vuoden 2009 lopun kapasiteetista pisimpään käytössä olleet laitokset ovat Korsnäs kolme laitosta, jotka ovat olleet käytössä marraskuusta 1991 lähtien.

Korsnäs 4 on otettu pois käytöstä vuoden 2009 aikana. Laitos kuuluu Korsnäs tuulivoimapuistoon, joka on Suomen ensimmäinen verkkoonkytketty tuulivoimapuisto. Laitoksen käyttöikä oli melkein 18 vuotta, kun sen otettiin pois käytöstä.

Spawer Kraft Ab osti tuulivoimalat Vattenfall Sähköntuotanto Oy:ltä, ja omistus vaihtui 1.6.2009. Samalla päätettiin poistaa Kalajoen voimalat tilastoseurannasta. Kyseiset laitokset eivät ole tuottaneet sähköä verkkoon vuoden 2006 jälkeen.

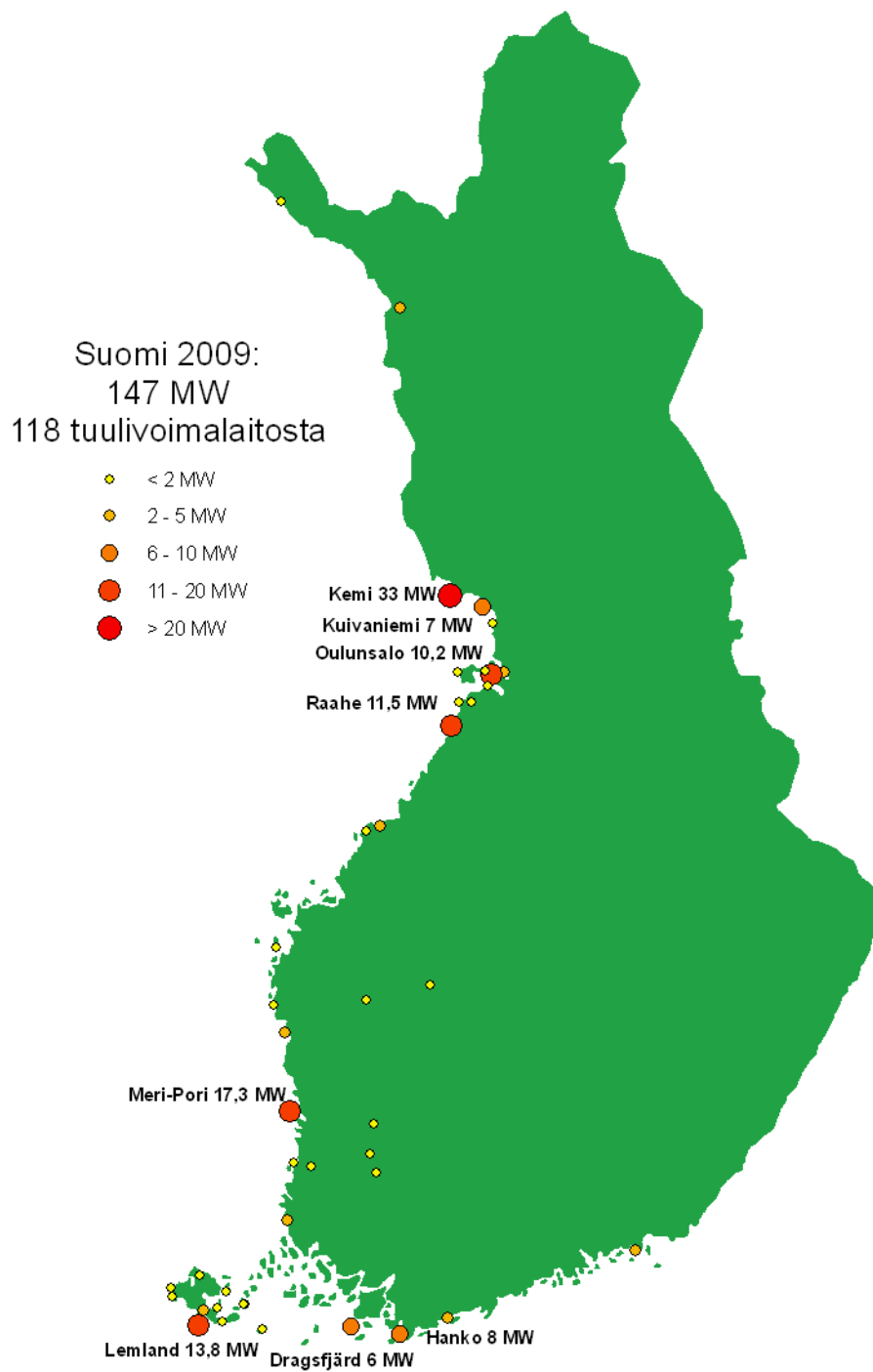
Suomen tuulivoimalat 2009

Yhteensä 147 MW, 118 laitosta



Kuva 1a. Suomen tuulivoimaloiden sijainnit vuoden 2009 lopussa. Vuoden 2009 aikana uusia laitoksia otettiin käyttöön lissä 1 MW, Porissa 3 MW ja Töysässä 600 kW.

2. Tilastointiin osallistuvat laitokset



Kuva 1b. Suomen tuulivoimaloiden sijainnit vuoden 2009 lopussa. Tuulipuistot on merkitty kuvaan niiden koon mukaan: yli 5 MW:n tuulipuistot on nimetty.

Taulukko 1. Suomen tuulivoimalaitokset siinä järjestyksessä kuin ne on otettu tilastoihin mukaan. Omistusmuoto-lyhenne on selitetty taulukossa 2. Tuulivoimalaitosten nimeäminen muutettiin vuonna 2008. Vuoden 2008 raportin on liitteenä lista uusista ja vanhoista nimistä.

Kunta nimi	Aloitus: kk.vv	Omistaja	Omistus- muoto	Yhteyshenkilö	Valmistaja	Teho kW
Korsnäs Korsnäs 1–3	11.91	Korsnäsin Tuulivoimapuisto Oy	C	Herbert Byholm	Nordtank	3 x 200
Sottunga Ormhälla	01.92	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Vestas	225
Siikajoki Säikkä 1–2	04.93	Spawer Kraft Ab	C	Javier Garaizábal	Nordtank	2 x 300
Kemi Kemi 1–3	08.93	Kemin Tuulivoimapuisto Oy	C	Tarmo Malvalehto	Nordtank	3 x 300
Pori Pori 1	09.93	Pori Energia Oy	U	Timo Mäki	Nordtank	300
Hailuoto Marjaniemi 1–2	10.93	Spawer Kraft Ab	C	Javier Garaizábal	Nordtank	2 x 300
Hailuoto Marjaniemi 3	04.95	Spawer Kraft Ab	C	Javier Garaizábal	Nordtank	500
Hailuoto Huikku	04.95	Spawer Kraft Ab	C	Javier Garaizábal	Nordtank	500
Eckerö Bredvik	08.95	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Vestas	500
Kuivaniemi Vatunki 1	08.95	VAPO Oy	I	Esa Aarnio	Nordtank	500
Enontekiö Lammasoivi 1–2	10.96	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	2 x 450
li Laitakari 1	01.97	Iin Energia Oy	U	Jussi Kärsämä	Nordtank	500
Siikajoki Tauvo 1–2	04.97	Spawer Kraft Ab	C	Javier Garaizábal	Nordtank	2 x 600
Kökar Kökar 1	10.97	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	500
Lemland Knutsboda 1, 4	11.97	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Vestas	2 x 600
Lemland Knutsboda 2	11.97	Ålands Skogsägarförbund	C	Henrik Lindqvist	Vestas	600
Lemland Knutsboda 3	11.97	Ålands Vindkraft Ab	C	Henrik Lindqvist	Vestas	600
Vårdö Vårdö 1	09.98	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	500
Finström Pettböle 1–2	10.98	Ålands Vindkraft Ab	C	Henrik Lindqvist	Enercon	2 x 500
Kuivaniemi Kuivamatala 1–3	10.98	VAPO Oy	I	Esa Aarnio	NEGMicon	3 x 750
Muonio Olos 1–2	11.98	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	2 x 600
Enontekiö Lammasoivi 3	11.98	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	600
Lumijoki Routunkari	03.99	Lumituuli Oy	C	Sampsa Hario	Vestas	660
Pori Meri-Pori 1–8	06.99	Suomen Hyötytuuli Oy	U	Timo Mäki	Bonus	8 x 1 000
Oulunsalo Riutunkari T1	08.99	PVO Innopower	U	Lauri Luopajarvi	Nordex	1 300
Närpiö Öskata 1	09.99	Ab Öskata Vind Närpes Oy	C	Andreas Ek	NEGMicon	750
Kotka Kotka 1–2	09.99	Kotkan energia Oy	U	Jarmo Ritola	Bonus	2 x 1 000
Muonio Olos 3–5	09.99	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	3 x 600
Finström Pettböle 3	10.99	Ålands Vindkraft Ab	C	Henrik Lindqvist	Enercon	600
Föglö Brättö	09.99	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	600
Uusikaupunki Hankosaari 1–2	10.99	Propel Voima Oy	U	Osmo Laine	Nordex	2 x 1 300
Kuivaniemi Vatunki 1, 3, 5	11.99	VAPO Oy	I	Esa Aarnio	NEGMicon	3 x 750
Oulu Vihreäsaari T1	09.01	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	1 000
Pori Meri-Pori 9	07.02	Suomen Hyötytuuli Oy	U	Timo Mäki	Bonus	2 000
Kuivaniemi Vatunki 6	12.02	VAPO Oy	I	Esa Aarnio	Vestas	2 000
Huittinen Huittinen 1	03.03*	NordecO Oy	C	Kariniemi	Nordtank	75

2. Tilastointiin osallistuvat laitokset

Lumparland Lumparland 1–2	08.03	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	2 x 600
Kokkola Kokkola T1–2	06.03	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	2 x 1 000
Kristiinankaup. Kristiina T1–3	12.03	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	3 x 1 000
Oulunsalo Riutunkari T4–6	08.03	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	3 x 1 000
Eckerö Mellanön	07.04*	JG Vind	C	Henrik Lindqvist	Vestas	225
Raahe Raahe 1–5	06.04	Suomen Hyötytuuli Oy	U	Timo Mäki	Bonus	5 x 2 300
Hanko Sandö 1–4	09.04	SABA Wind Oy Ab	C	Tage Romberg	Enercon	4 x 2 000
Inkoo Barö 3	09.04	SABA Wind Oy Ab	C	Tage Romberg	Enercon	2 000
Eurajoki Olkiluoto TU-1	10.04	Teollisuuden Voima Oy	U	Jaakko Tuomisto	WinWinD	1 000
Jalasjärvi Vaasantie	07.03*	Hannu-Pekka Kivistö	C	H. Kivistö	Windworld	220
Oulu Vihreäsaari T2	12.04	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	3 000
Vammala Koppelo	12.04*	Maatalousyrittäjä Pertti Tuori	C	Pertti Tuori	Vestas	225
Sottunga Kasberget	01.05*	Ålands Vindkraft Ab	C	Henrik Lindqvist	Vestas	660
Äetsä Marjamäenvuori	09.05*	Oittisen tila Oy	C	Jussi Oittinen	Vestas	225
Eurajoki Krisantie	12.05*	Ari-Matti Väkiparta	C	Ari-Matti Väkiparta	NegMicon	250
Kemi Ajos 1	12.05	Haminan Energia Oy	U	Pekka Raukko	WinWinD	3 000
Luoto Fränsviken 1	06.06	Larsmo Vindkraft	C	Jan-Erik Bång	WinWinD	1 000
Pori Meri-Pori 10	06.06	Porituuli Oy	U	Timo Mäki	WinWinD	3 000
Pori Hilskansaari	07.07	Kansallistuuli Oy	C	Markku Paju	WinWinD	1 000
Lemland Båtskär 1–6	08.07	Leovind Ab	C	Henrik Lindqvist	Enercon	6 x 2 300
Dragsfjärd Högsåra 1–3	09.07	Viawind Oy	C	Mats Enberg	Harakosan	3 x 2 000
Kemi Ajos T5	12.07	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	3 000
Kemi Ajos T2–T3, T6–T7	01.08	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	4 x 3 000
Kemi Ajos T4, T8–T11	12.08	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	5 x 3 000
Oulunsalo Riutunkari T1–T2	05.08	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	2 x 3 000
Ilä Laitakari 1	02.09	Iin Energia Oy	U	Jussi Kärsämä	WinWinD	1 000
Töysä Riihontie 1	06.09*	Terho Riiho	C	Terho Riiho	NegMicon	600
Pori Meri-Pori 11	10.09	TuuliWatti Oy	C	Antti Kettunen	WinWinD	3 000

* Ostettu käytettynä, aloitusaika ei kerro laitoksen ikää.

Taulukko 2. Suomen verkkoonkytkettyjen ja tilastointiin osallistuvien tuulivoimalaitosten omistusmuodot vuoden 2009 lopussa.

Omistusmuoto		Laitoksia		Kapasiteetti	
		lkm	%	MW	%
U	Sähköyhtiö (<i>Utility company</i>)	55	46,6 %	88,7	60,4 %
C	Kuluttajaomisteinen (<i>Consumer owned company</i>)	55	46,6 %	51,115	34,8 %
I	Teollisuus (<i>Industry owned company</i>)	8	6,8 %	7	4,8 %
YHTEENSÄ		118	100 %	146,815	100 %

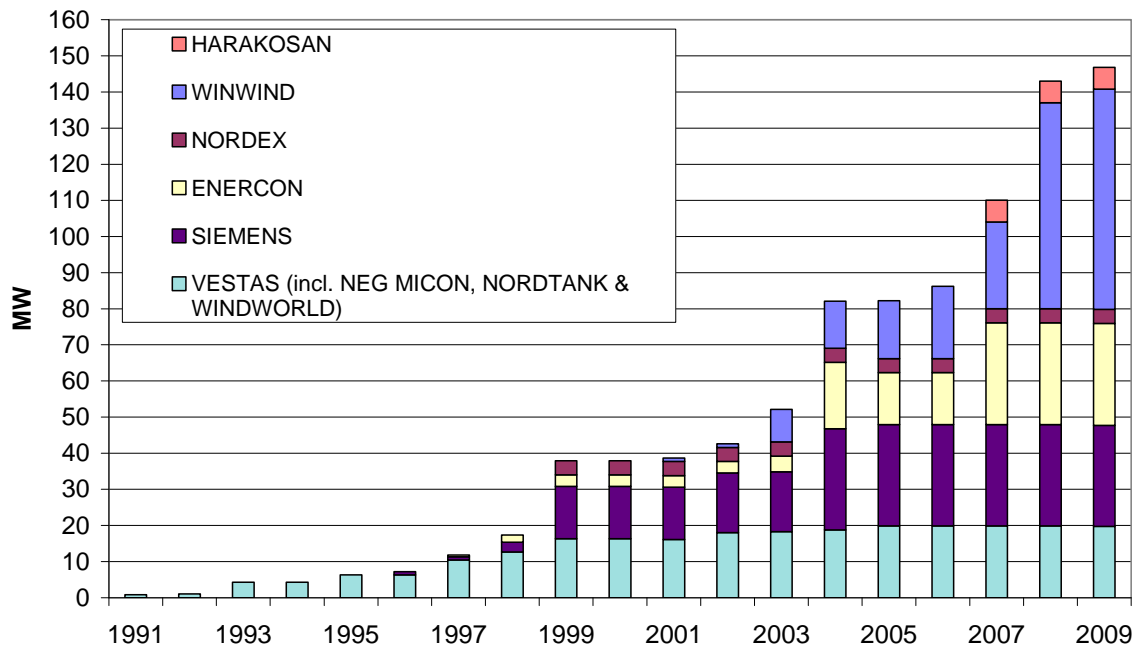
Taulukko 3 sisältää laitokset, jotka on poistettu tilastoseurannasta. Suomessa oli ennen vuotta 2005 purettu vain muutamia tutkimuskäytössä olleita laitoksia. Vuonna 2005 purettu Inkoon Barösundin 4 MW:n (2 x 2 MW) laitokset vietiin takaisin Saksaan. Inkoon Kopparnäsin tutkimuslaitokset (purettu vuoden 2001 alussa) eivät osallistuneet tilastointiin. Vuoden 2001 syyskuussa purettiin Pelkosenniemen Pyhä-tunturilla sijainnut 220 kW:n tutkimuslaitos. Laitoksella oli merkittävä asema arktisen tuulivoiman tutkimus- ja kehitystyössä. Vuoden 2002 aikana purettiin Enontekiön Paljas-selällä sijainnut 65 kW:n tuulivoimala. Lapin laitokset on sittemmin pystytetty uudelleen sisämaahan Etelä-Suomeen ja otettu uudestaan mukaan tilastointiin vuonna 2005.

Taulukko 3. Suomen purettu tuulivoimalaitokset siinä järjestyksessä kuin ne on poistettu tilastosta. Korsnäs 4 on poistettu käytöstä vuoden 2009 aikana.

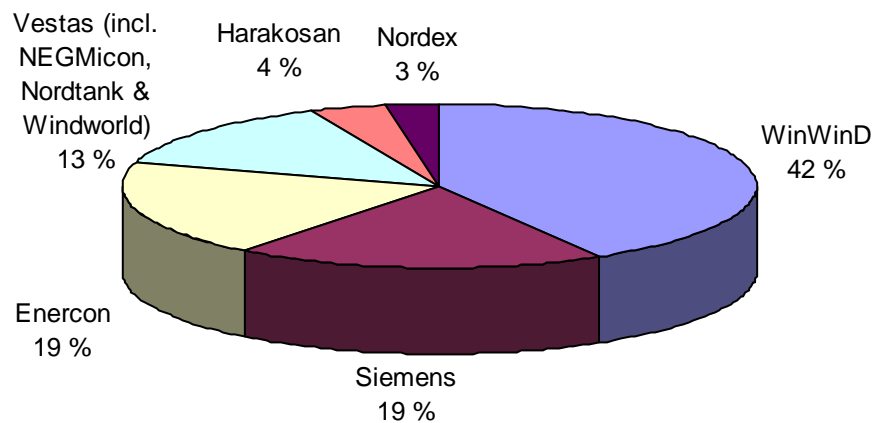
Kunta nimi	Aloitus: kk.vv	Poistettu käytöstä: kk.vv	Valmistaja	Teho kW	Info
Inkoo Kopparnäs	11.86	01.95	DWT	300	Purettu (ei osallistunut tilastointiin)
Enontekiö Paljasselkä	02.91	08.02	Nordtank	65	Siiretty Huittisiin
Pelkosenniemi Pyhätunturi	10.93	09.01	Windworld	220	Siiretty Jalasjärvelle
Inkoo Barö 1-2	09.04	11.05	Enercon	2 x 2 000	Purettu (Saksaan)
Kalajoki Rahja 1-2	04.93	10.06	Nordtank	2 x 300	Poistettu käytöstä
Korsnäs Korsnäs 4	11.91	07.09	Nordtank	200	Poistettu käytöstä

2.1 Tuulivoimalaitokset tyypeittäin

Tuulivoimalavalmistajien markkinaosuuksien kehittyminen Suomessa vuodesta 1991 esitetään kuvassa 2. Valmistajien markkinaosuudet Suomen koko tuulivoimakapasiteetista vuoden 2009 lopussa esitetään kuvassa 3. Suomessa käytössä olevien tuulivoimaloiden tyypit on koottu taulukkoon 4.



Kuva 2. Markkinaosuuksien kehitys Suomen tuulivoimakapasiteetista vuosina 1991–2009.



Kuva 3. Tuulivoimalavalmistajien markkinaosuudet Suomen tuulivoimakapasiteetista vuoden 2009 lopussa (147 MW).

Taulukko 4. Suomessa käytössä olevat tuulivoimalaitostyytit vuoden 2009 lopussa.

Valmistaja	Nimellisteho (kW)	Lukumäärä	Yhteensä kW
WINWIND	3 000	16	48 000
ENERCON	2 300	6	13 800
BONUS*	2 300	5	11 500
ENERCON	2 000	5	10 000
HARAKOSAN	2 000	3	6 000
BONUS*	2 000	1	2 000
VESTAS	2 000	1	2 000
NORDEX	1 300	3	3 900
WINWIND	1 000	13	13 000
BONUS*	1 000	10	10 000
NEGMICON*	750	7	5 250
VESTAS	660	2	1 320
BONUS*	600	6	3 600
ENERCON	600	4	2 400
VESTAS	600	4	2 400
NORDTANK*	600	2	1 200
NEGMICON*	600	1	600
ENERCON	500	4	2 000
NORDTANK*	500	4	2 000
VESTAS	500	1	500
BONUS*	450	2	900
NORDTANK*	300	8	2400
NEGMICON*	250	1	250
VESTAS	225	4	900
WINDWORLD	220	1	220
NORDTANK*	200	3	600
NORDTANK*	75	1	75
		118	146 815

*Bonus on siirtynyt Siemensin omistukseen vuoden 2005 lopussa. Nordtank on ollut osa NEG Miconia ja siirtynyt vuodesta 2003 Vestaksen omistukseen.

3. Määritelmät ja tunnusluvut

Koska tuulivoimalaitokset ovat erikokoisia, niiden tuotantoja ei voi suoraan verrata toisiinsa. Tuulivoimalaitosten tuotantolukuja verrataan yleensä kahden tunnusluvun avulla: suhteuttamalla tuotanto nimellistehoon (huipunkäyttöaika kWh/kW eli h) tai roottorin pyörähdyspinta-alaan (kWh/m²). Mikäli tuulivoimalaitoksen vuosituotanto ylittää 1 000 kWh/m² tai huipunkäyttöaika on yli 2 400 h, on laitos tuottanut erittäin hyvin. Heikot tunnusluvut johtuvat huonoista tuulisuusolosuhteista, suuresta häiriötuntimäärästä tai teknisistä vioista. Heikot tuuliolosuhteet voivat johtua huonosta sijoituspaikasta tai keskimääräistä heikkotuulisemmasta vuodesta. On myös huomioitava, että laitos, jossa on suuri roottori suhteessa generaattorin kokoon (niin sanottu heikkojen tuulien laitos), antaa suuren huipunkäyttöajan mutta pienen tuotannon pyörähdyspinta-alaa kohden, kun taas erittäin tuulisille paikoille suunniteltu laitos (suuri generaattori suhteessa roottoriin) antaa päinvastaiset tunnusluvut.

Tuotanto roottorin pyyhkäisyypinta-alaa kohti e (kWh/m²):
$$e = \frac{Tuot.(kWh)}{\pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2}.$$

Kapasiteettikerroin CF:
$$CF = \frac{Tuot.(kWh)}{Nimellisteho(kW) \cdot tunnit(h)}.$$

Huipunkäyttöaika t_h (h):
$$t_h = \frac{Tuot.(kWh)}{Nimellisteho(kW)}.$$

Seisokkiaika (h): Aika, jolloin tuulivoimalaitoksella on käyttökatko huollon, vian, ohimenevän häiriön tai muun pysäytyksen vuoksi. Seisokkiaikaan ei lasketa laitoksen normaalitoimintaan kuuluvia aikoja, jolloin tuulen nopeus on laitoksen käynnistymisnopeutta (3–5 m/s) pienempi tai myrskyrajaa (20–25 m/s) suurempi, tai kun lämpötila on alle laitoksen toimintalämpötilarajan (–15...–30 °C riippuen laitoksesta). Seisokkiaikaan lasketaan mukaan sähköverkosta aiheutuneet seisokit, jotka eivät kuitenkaan vähennä laitoksen teknistä käytettävyyttä.

Tekninen käytettävyys (%):
$$\frac{tunnit - (seisokkiaika - sähköverkkohäiriöt)}{tunnit}.$$

Esimerkiksi tekninen käytettävyys vuodelta 2009: tunnit saa arvon 8 760 h. Keskimääräinen käytettävyys kaikille laitoksille: kaikkien laitosten seisokkiaika yhteensä, pois lukien

sähköverkkohäiriöt. Tunnit: summa vuoden kaikkien laitosten tunneista; tässä otetaan huomioon se, että kesken vuotta aloittaneilla laitoksilla tuntimäärä on pienempi kuin 8 760 h.

Tuotantoindeksi (%): Sääasemalta mitattujen tuulennopeushavaintojen perusteella laskettu tuotanto suhteessa pitkän aikavälin havainnoista laskettuun keskimääräiseen tuotantoon. Tuulennopeushavainnot muutetaan keskitehoksi käyttäen 1 500 kW:n tuuli-voimalaitoksen tehokäyrää. Lämpötilan muutoksista johtuvan ilman tiheyden vaihtelun vaikutus tuotantoon otetaan huomioon.

Napakorkeus Z (m): Korkeus maan pinnasta roottorin (ja navan) keskipisteeseen.

4. Tuulen energiasisältö

Tuulivoimalle on ominaista tuotannonvaihtelut tunti-, kuukausi- ja vuositasolla. Tuulivoimatuotantoa arvioitaessa on siis huomioitava myös tarkasteltavan jakson tuulisuus (energiasisältö) verrattuna keskimääräiseen jaksoon.

Tuulienergialle on laadittu indeksi, joka kuvaa jakson tuulisuutta verrattuna keskimääräiseen tuulisuuteen – hieman samaan tapaan kuin energiatilastojen astepäiväluku kuvaa lämmitysenergian riippuvuutta ulkolämpötilasta. Indeksiksi on valittu tuotantoindeksi, joka saadaan laskennallisesti muuttamalla Ilmatieteen laitoksen sääasemilla mitatut tuulen nopeustiedot tuulivoimalaitoksen tehokäyrän avulla tehoarvoiksi.

Indeksit lasketaan neljältä sääasemalta, jotka on valittu kuvaamaan Suomen neljää merialuetta (mittausmaston korkeus ilmoitettu suluissa):

1. Suomenlahti: Helsinki Isosaari (17 m)
2. Ahvenanmaa ja Saaristomeri: Lemland Nyhamn (16 m)
3. Selkämeri: Kristiinankaupunki Karhusaari (36 m)
4. Perämeri: Hailuoto Marjaniemi (46 m).

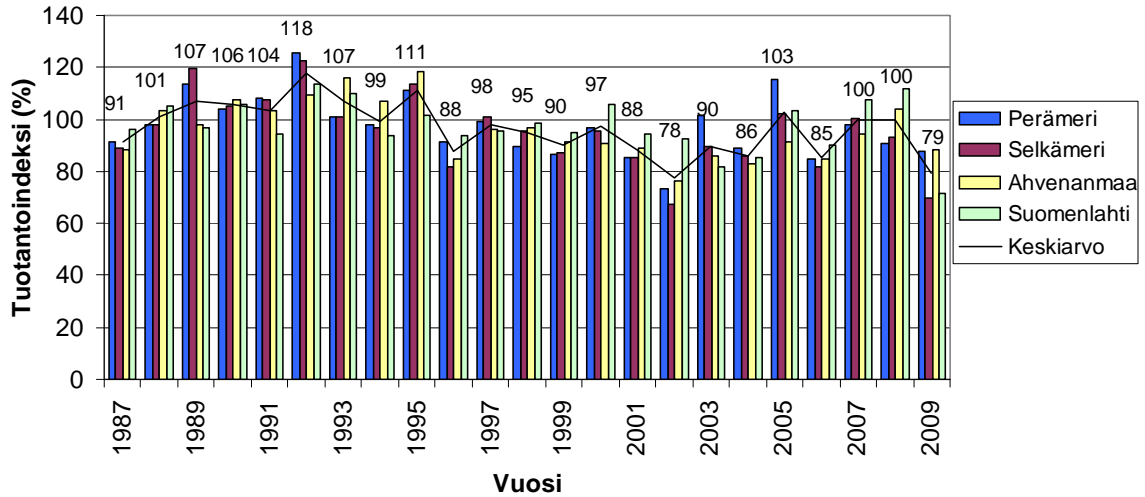
Lapin tunturialueilta ei ole saatavilla pitkän ajan keskiarvon määrittämiseen vaadittavaa havaintoaineistoa, joten Lapin alueelle tuotantoindeksiä ei voida toistaiseksi määrittää.

Ennen vuotta 2002 lasketuissa tuotantoindekseissä vertailujaksona käytettiin vuosia 1985–1995 ja indeksien laskennassa nimellisteholtaan 500 kW:n voimalan tehokäyrää. Vuoden 2002 aikana tehdyn tilastoinnin kehittämishankkeen yhteydessä päivitettiin tuotantoindeksien laskenta ja laskennassa käytetty vertailujakso. Vertailujaksoa pidentettiin aiemmin käytetystä 11 vuodesta 15 vuoteen ja vertailujaksoksi valittiin vuodet 1987–2001. Indeksien laskennassa käytetään vuodesta 2002 alkaen nimellisteholtaan 1 500 kW:n laitosta. Vuonna 2005 siirryttiin käyttämään Selkämeren indekseissä Kristiinankaupungin sääasemaa Valassaarten sijaan.

4.1 Tuotantoindeksit

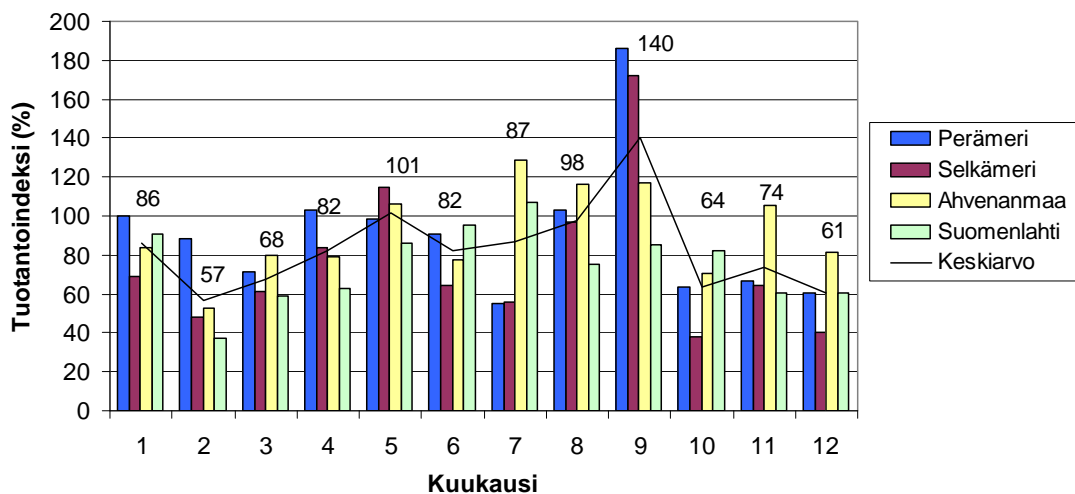
Vuosi 2009 oli tuulisuudeltaan keskimääräistä tynempi koko maassa. Eri merialueiden tuulisuutta kuvaavat Ilmatieteen laitoksen laskemat tuotantoindeksit vuonna 2009 olivat seuraavat: Perämerellä 88 %, Selkämerellä 70 %, Ahvenanmaalla 88 % ja Suomenlah-

della 72 % pitkän aikavälin keskimääräisestä tuotannosta. Vuosittaiset tuotantoindeksit sekä niiden keskiarvot on esitetty kuvassa 4. Tuotantoindeksien keskiarvo vuonna 2009 oli 80 %. Indeksien tuotannolla painotettu keskiarvo, jossa on huomioitu, millä indeksialueilla tuulivoimaa tuotettiin, oli 83 %.



Kuva 4. Tuulivoiman tuotantoindeksit Suomen rannikolla vuosina 1987–2009. 100 % on keskimääräinen tuotanto vertailuajanjaksolla 1987–2001. Keskiarvo on merkitty viivalla ja numeroilla.

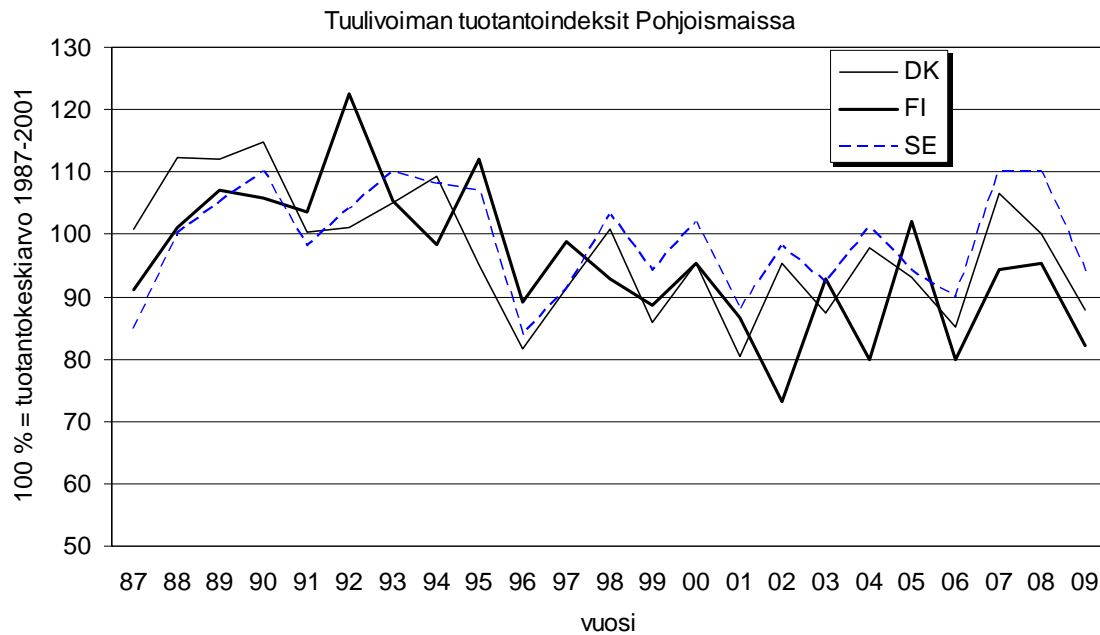
Kuukausitason indeksit vuodelta 2009 on esitetty kuvassa 5. Kuvassa 100 % vastaa kunkin kuukauden keskimääräistä tuotantoa. Suurin osa kuukausiarvoista on ollut reilusti alle pitkän ajan keskimääräisen arvon. Tästä poikkeavat syyskuun Perämeren ja Selkämeren arvot, jotka olivat noin 1,8 kertaa suuremmat kuin keskimäärin. Tämä näkyy myös tuotannossa: syyskuun tuotanto oli vuoden suurin, melkein 34 GWh. Ahvenanmaalla oli alkuvuodesta tyyntä, mutta tilanne parantui huomattavasti kesäkuun jälkeen.



Kuva 5. Kuukausittaiset tuotantoindeksit vuodelta 2009 neljältä sääasemalta. 100 % on keskimääräinen kuukausituotanto vertailuajanjaksolla 1987–2001. Keskiarvo on merkitty viivalla ja numeroilla.

4.2 Tuotantoindeksit Pohjoismaissa

Tuuliolosuhteet vaihtelevat sekä eri merialueilla että eri Pohjoismaissa. Vertailu tuotantoindeksistä Ruotsin ja Tanskan kanssa esitetään kuvassa 6 [1, 2].



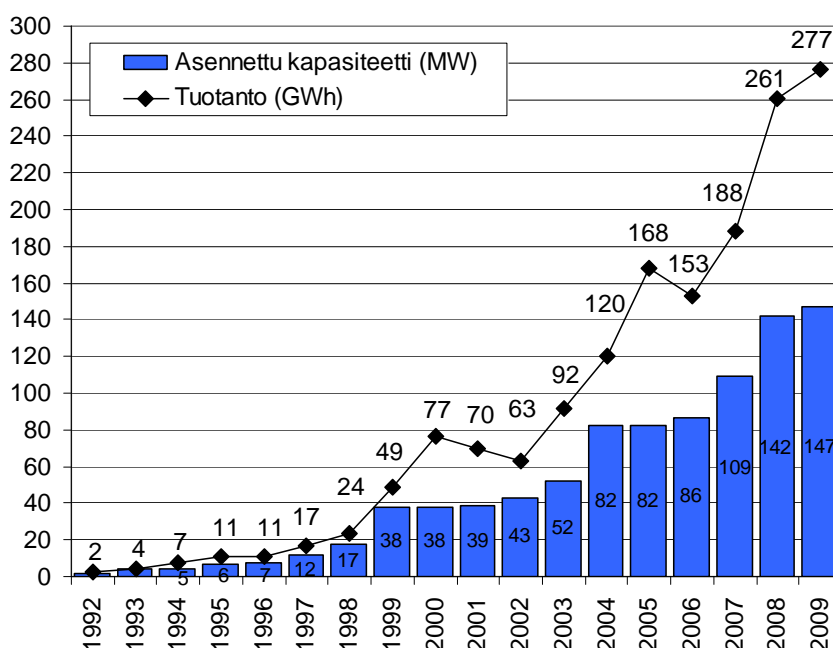
Kuva 6. Tuuliolosuhteiden vuosivaihtelu Suomessa (FI), Ruotsissa (SE) ja Tanskassa (DK). Tuulivoiman tuotantoindeksit vuosina 1987–2009.

5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

Vuoden 2009 tuotantotilasto tuulivoimalaitoksittain on esitetty taulukkona liitteessä B.

5.1 Teho ja sähköntuotanto

Suomen tuulivoimakapasiteetti vuoden 2009 lopussa oli 147 MW. Vuonna 2009 pystytettiin 4,6 MW ja pois käytöstä otettiin 0,2 MW, eli kokonaiskapasiteetti kasvoi 4,4 MW:lla (3 %). Kapasiteetin kasvu on ollut suurinta vuonna 2008 (33 MW) ja suhteellisesti vuonna 1999 (yli 100 %). Suomen tuulivoimalaitosten yhteenlaskettu tuotanto vuonna 2009 oli 277 GWh. Tuotanto kasvoi 16 GWh (6 %) vuoteen 2008 verrattuna. Tuotannon kehitys vuosina 1992–2009 on esitetty kuvan 7 käyränä. Samassa kuvassa näkyy myös asennettu kapasiteetti vuoden lopussa. Asennetun kapasiteetin kehitys näkyy taulukossa 5. Tuotantotilastoinnissa käytetään suurimmasta osasta voimaloita nettotuotantoja (laitoksen oma käyttösähkö on vähennetty).



Kuva 7. Asennetun tuulivoimakapasiteetin ja tuotannon kehitys Suomessa vuosina 1992–2009.

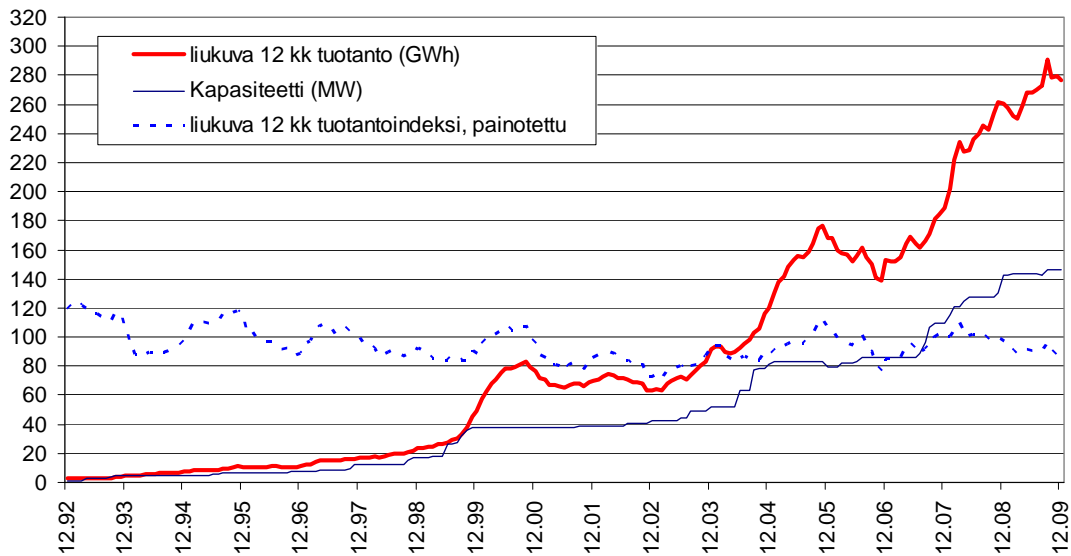
5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

Taulukko 5. Suomen tuulivoimakapasiteetin kehitys vuosina 1991–2009.

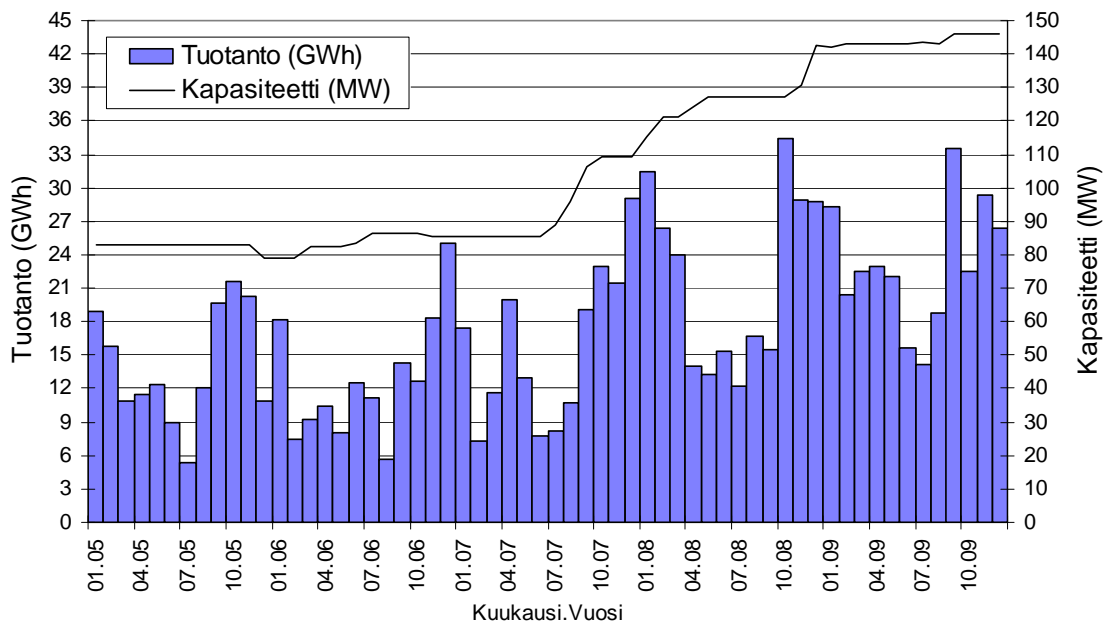
Vuosi	Uusi kapasiteetti		Käytöstä poistettu		Vuoden lopussa	
	MW	lkm.	MW	lkm.	MW ku-	lkm.
1991	0,865	5			1,2	6
1992	0,225	1			1,4	7
1993	3,22	11			4,6	18
1994	0	0			4,6	18
1995	2	4	0,3	1	6,3	21
1996	0,9	2			7,2	23
1997	4,6	8			11,8	31
1998	5,55	9			17,4	40
1999	20,56	23			37,9	63
2000	0	0			37,9	63
2001	1	1	0,22	1	38,7	63
2002	4	2	0,065	1	42,6	64
2003	9,5	12			52,1	76
2004	29,95	16			82,1	92
2005	4,135	4	4	2	82,2	94
2006	4	2	0,6	2	85,6	94
2007	23,8	11			109,4	105
2008	33	11			142,4	116
2009	4,6	3	0,2	1	146,8	118

Kuvassa 8 vuosituotannot esitetään liukuvana 12 kuukauden summana. Vuoden 2009 syyskuussa saavutettiin tähän mennessä suurin 12 kuukauden tuulivoimatuotanto (290 GWh). Kuvaan on piirretty myös tuotantoindeksit samanlaisina liukuvina 12 kuukauden arvoina. Tuotantoindekseistä on laskettu yksi luku kuvaamaan Suomea siten, että neljää indeksiä on painotettu asennetun kapasiteetin mukaan.

Kuvassa 9 näkyy Suomen kuukausittainen tuulivoimatuotanto sekä kapasiteetin kasvu neljän viimeisen vuoden ajalta. Koko Suomen tuulivoimaloiden kuukausituotanto vaihteli 14 ja 34 GWh välillä vuonna 2009.



Kuva 8. Suomen tuulivoiman vuosituotanto 1992–2009 kuukausittain liukuvana 12 kuukauden summana. Kuukauden lopussa asennettu kapasiteetti näkyy ohuempana viivana. Neljästä tuotantoindeksistä on painotettu keskiarvo sen mukaan, mille alueille on asennettu tuulivoimakapasiteettia.



Kuva 9. Tuulivoiman tuotanto ja kapasiteetin kehitys Suomessa kuukausittain vuosina 2005–2009.

5.2 Euroopan tuulivoimakapasiteetti

Euroopan tuulivoimakapasiteetti vuoden 2009 lopussa oli noin 76 000 MW (EU:n alueella 75 000 MW), josta vuoden 2009 aikana rakennettiin 10 500 MW eli 14 %.

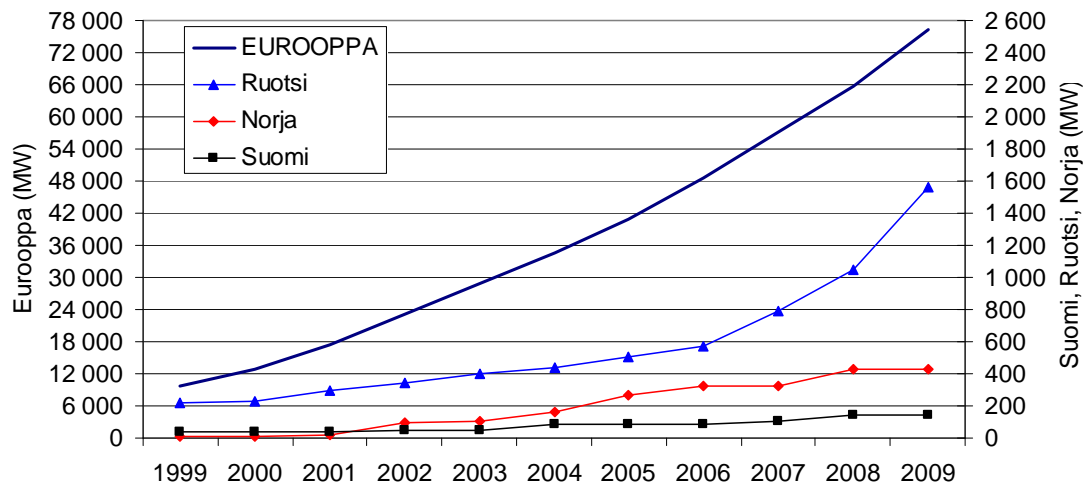
5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

Maailman tuulivoimakapasiteetti vuoden 2009 lopussa oli noin 158 000 MW. Taulukossa 6 on esitetty Euroopan tuulivoimakapasiteetin kehitys maittain vuosina 2002–2009. Suomi on sijalla 19 Euroopassa asennetussa tuulivoimakapasiteetissa. Vuonna 2009 Euroopassa rakennetusta tuulivoimakapasiteetista valtaosa rakennettiin Saksaan, Espanjaan, Italiaan, Britanniaan ja Ranskaan (yli 7 500 MW).

Tuulivoimakapasiteetin kehitys Ruotsissa, Norjassa ja Suomessa on esitetty kuvassa 10. Samaan kuvaan on merkitty myös Euroopan tuulivoimakapasiteetin kehitys.

Taulukko 6. Euroopan tuulivoimakapasiteetti [3]. Muu Eurooppa sisältää Turkin (801 MW).

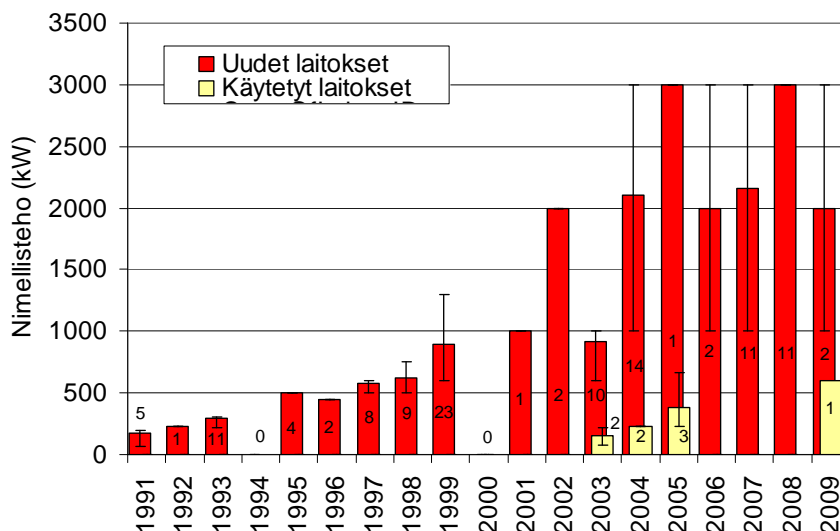
MW	Kapasiteetti vuoden lopussa							
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Saksa	11 994	14 609	16 629	18 415	20 622	22 247	23 897	25 777
Espanja	4 825	6 203	8 264	10 028	11 623	15 131	16 689	19 149
Italia	788	905	1 266	1 718	2 123	2 726	3 736	4 850
Ranska	148	257	390	757	1 567	2 454	3 404	4 492
Britannia	552	667	904	1 332	1 962	2 406	2 974	4 051
Portugali	195	296	522	1 022	1 716	2 150	2 862	3 535
Tanska	2 889	3 116	3 118	3 128	3 136	3 125	3 163	3 465
Hollanti	693	910	1 079	1 219	1 558	1 747	2 225	2 229
Ruotsi	345	399	442	509	571	788	1 048	1 560
Irlanti	137	190	339	496	746	795	1 027	1 260
Kreikka	297	383	473	573	746	871	985	1 087
Itävalta	140	415	606	819	965	982	995	995
Puola	27	63	63	83	153	276	544	725
Belgia	35	68	96	167	194	287	415	563
Norja	97	101	160	267	325	326	429	431
Unkari	3	3	3	17	61	65	127	201
Tshekki	3	9	17	28	54	116	150	192
Bulgaria	0	0	10	10	36	57	120	177
Suomi	43	52	82	82	86	109	142	147
Viro	2	2	6	32	32	59	78	142
Liettua	0	0	6	6	48	51	54	91
Luxemburg	17	22	35	35	35	35	35	35
Latvia	24	27	27	27	27	27	27	28
Sveitsi	5	5	9	12	12	12	14	18
Muu Eurooppa	70	136	104	109	176	270	584	944
EUROOPPA	23 213	28 838	34 650	40 893	48 574	57 111	65 724	76 144



Kuva 10. Tuulivoimakapasiteetin kehitys Suomessa, Ruotsissa, Norjassa ja Euroopassa.

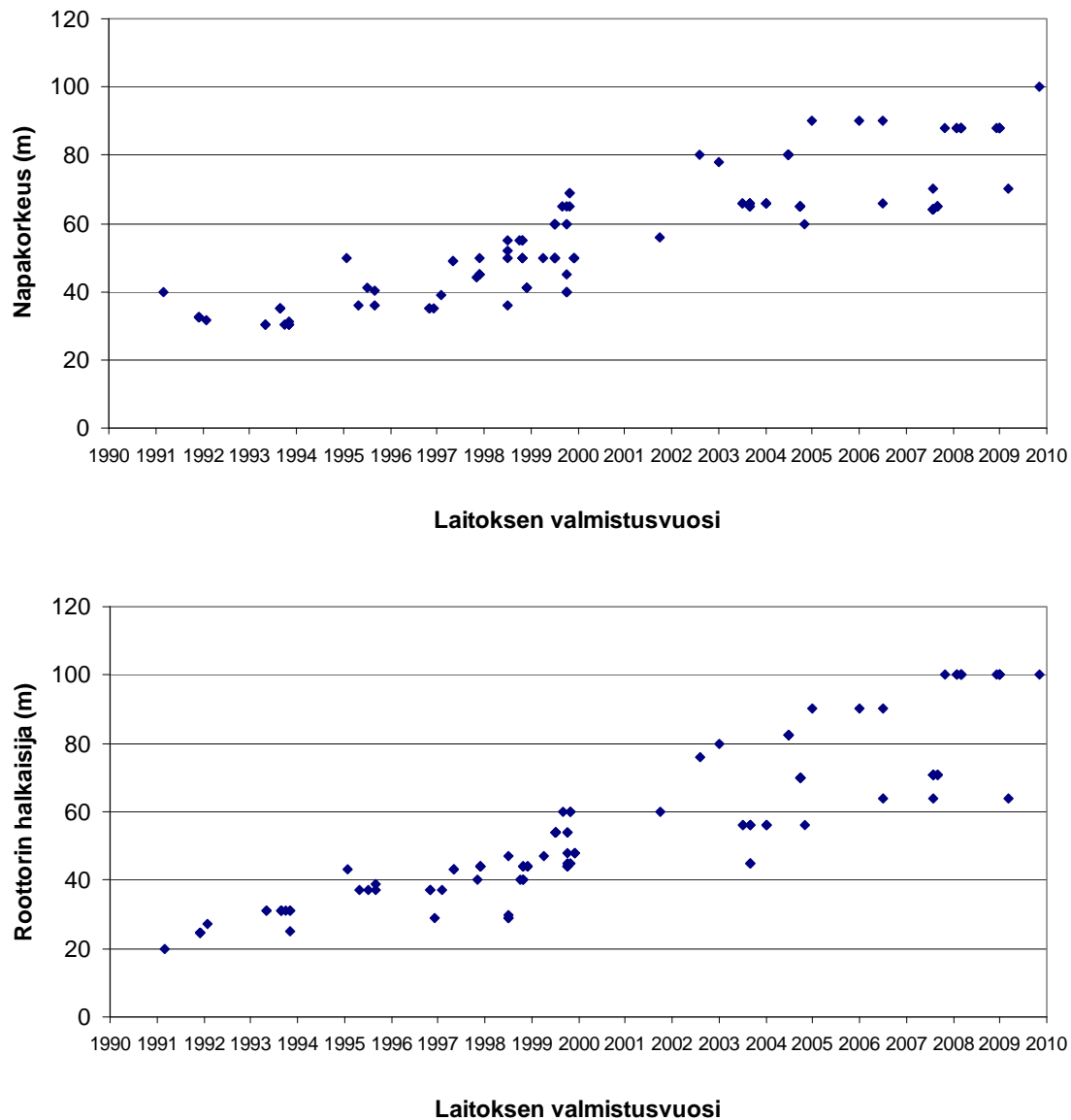
5.3 Laitoskoon kehitys

Asennetun uuden kapasiteetin keskiteho on kasvanut 170 kW:sta (vuonna 1991) 3 000 kW:iin (vuonna 2008). Vuodesta 2003 käytettynä ostettujen laitosten huomattavasti pienemmät laitoskoot vaikuttavat jonkin verran keskitehoon; tämän vuoksi ne on eritelty kuvassa 11. Vuoden 2009 lopussa Suomen tuulivoimalaitosten keskikoko oli 1 244 kW (118 laitosta, yht. 147 MW). Ilman käytettynä ostettuja laitoksia keskiteho oli 1 309 kW (110 laitosta, yht. 144 MW). Laitosten korkeus ja roottorin halkaisija näkyvät kuvassa 12.



Kuva 11. Vuosittain asennetun tuulivoimakapasiteetin keskitehon kehitys vuosina 1991–2009, ja vuosittain asennetun kapasiteetin koonvaihtelu, erikseen uusille ja käytettynä ostetuille laitoksille. Laitosten lukumäärä näkyy numerona pylvään sisällä.

5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys



Kuva 12. Laitoskorkeuden ja roottorin halkaisijan kehitys Suomen tuulivoimalaitoskapasiteetti laitoksen iän mukaan.

5.4 Tunnuslukuja

Eri vuosien tuotantotietojen vertailemiseksi laitosten yhteenlasketusta tuotannosta on laskettu keskimääräiset tunnusluvut taulukkoon 7. Taulukossa ovat myös yksittäisten laitosten maksimi- ja minimiarvot (eniten ja vähiten tuottanut laitos). Laskelmiin on otettu mukaan ainoastaan ne laitokset, jotka ovat olleet koko vuoden toiminnassa. Etelä-Suomen sisämaahan pystytetyt alle 300 kW:n laitokset eivät ole mukana. Vihreäsaari 2 on ensimmäinen Winwind 3 MW -koelaitos eikä ole mukana tarkasteluissa. Vuosien 2007–2008 luvuissa eivät ole mukana 3 MW:n laitokset. Kesällä 2004 tulipalossa tu-

houtunut laitos ei ole mukana vuoden 2004 luvuissa. Taulukossa 7 esitetyt painotetut tuotantoindeksit ovat vertailukelpoisia, eli tässä on käytetty samaa indeksin vertailujaksoa 1987–2001 ja Selkämeren aseman tietoja kaikille vuosille.

Taulukko 7. Koko vuoden toiminnassa olleiden voimalaitosten tuotantoluvuista laskettuja tunnuslukuja vuosilta 2002–2009. Sisämaan käytettynä ostetut laitokset eivät ole mukana luvuissa.

Vuosi	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Laitosten nimellisteho yht. (MW)	39	43	51	75	75	76	96	138
Laitosten lukumäärä	62	64	73	87	87	86	96	109
Vuosituotanto yht. (MWh)	61 030	84 619	98 134	159	140 578	153 527	203 119	269 808
Eniten tuottaneen laitoksen tuotanto	2 406	6 578	5 697	7 035	6 420	6 784	7 493	7728
Vähiten tuottaneen laitoksen tuotanto	221	259	258	317	196	153	256	152
Huipunkäyttöaika keskimäärin (h)	1 580	1 985	1 942	2 063	1 789	1 953	1 944	1 744
Suurin huipunkäyttöaika	2 622	3 289	2 848	3 518	3 210	3 392	3 258	2888
Pienin huipunkäyttöaika	444	862	861	696	536	674	909	305
Tuotanto pyyhkäisy-pinta-alaa kohti kes-	635	789	760	861	746	813	846	747
Suurin tuotanto kWh/m ²	1 028	1 450	1 256	1 551	1 415	1 495	1 893	1 678
Pienin tuotanto kWh/m ²	183	343	342	319	246	268	361	139
Kapasiteettikerroin keskimäärin	0,17	0,22	0,21	0,24	0,20	0,22	0,22	0,20
Suurin kapasiteettikerroin	0,30	0,38	0,32	0,40	0,37	0,39	0,37	0,33
Pienin kapasiteettikerroin	0,05	0,10	0,10	0,08	0,06	0,08	0,10	0,03
Tuotantoindeksi keskimäärin*	73 %	93 %	87 %	107 %	84 %	99 %	97 %	83 %

* Laitosten tuotannolla painotettu keskiarvo Perämeren, Selkämeren, Suomenlahden ja Ahvenanmaan tuotantoindekseistä.

Taulukossa 7 on esitetty laitosten kapasiteettikerroin toimien keskiarvo (0,20 vuodelle 2009). Laskettaessa kapasiteettiarvo koko Suomen tuulivoimatuotannolle suhteessa asennettu tehoon saadaan kapasiteettikerroin 0,22. Näiden arvojen ero johtuu siitä, että isommilla laitoksilla on korkeampi kapasiteettikerroin kuin pienillä.

Keskimääräinen huipunkäyttöaika vuonna 2009 oli 1 744 h/a. Kun otetaan huomioon vain yli 90 % käytettävyydellä toimineet laitokset, huipunkäyttöajaksi saadaan 1 877 h/a. Taulukkoon 8 on tehty sama laskenta niin, että niiden voimaloiden tuotanto on poistettu, joiden käytettävyys on ollut heikko (< 90 %).

5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

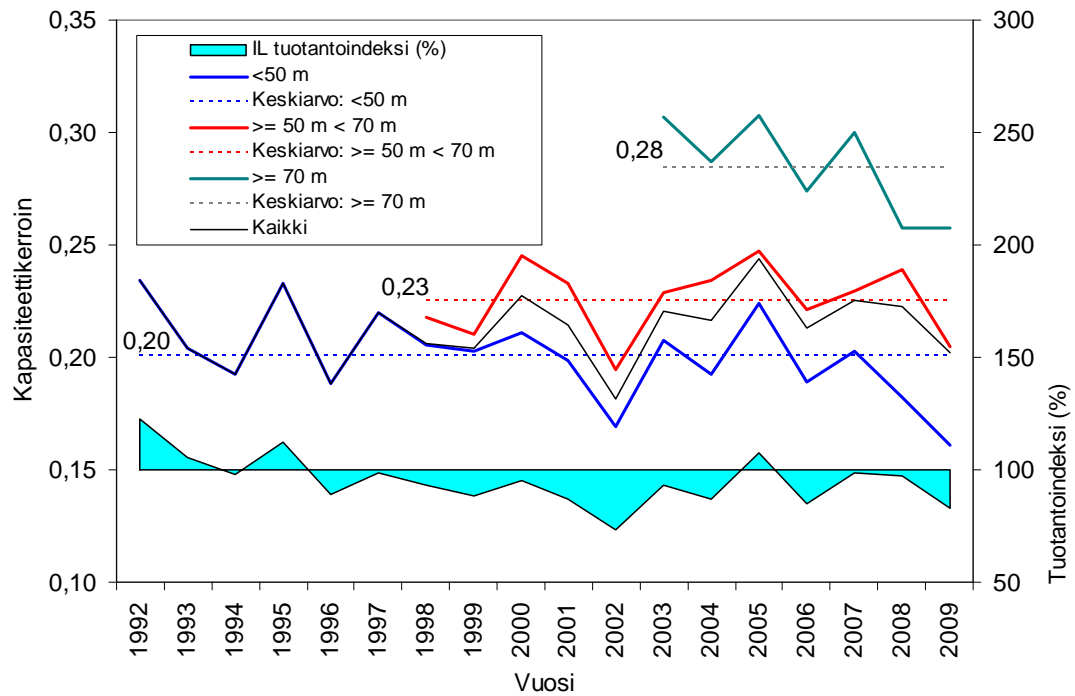
Taulukko 8. Tilastointiin osallistuvien standardilaitosten tuotantoluvuista laskettuja tunnuslukuja vuosilta 2002–2009, kun mukana ovat ainoastaan laitokset, joiden käytettävyys on ollut yli 90 %.

Vuosi	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Laitosten nimellisteho yht. (MW)	34	37	44	68	61	67	90	74
Laitosten lukumäärä	53	54	63	76	67	73	87	69
Vuosituotanto yht. (MWh)	57 049	75 719	89 672	147	119 369	139 794	191 262	158 635
Eniten tuottaneen laitoksen tuotanto	2 406	6 578	5 697	7 035	6 420	6 784	74 93	7728
Vähiten tuottaneen laitoksen tuotanto	230	279	281	343	239	295	256	182
Huipunkäyttöaika keskimäärin (h)	1 655	2 067	2 036	2 134	1 900	2 035	1 978	1 877
Suurin huipunkäyttöaika	2 622	3 289	2 848	3 518	3 210	3 392	3 258	2 888
Pienin huipunkäyttöaika	1 021	1 341	936	1 091	797	985	909	802
Tuotanto pyyhkäisy-pinta-alaa kohti kes-	678	836	796	889	790	846	868	806
Suurin tuotanto kWh/m ²	1 028	1 450	1 256	1 551	1 415	1 495	1 893	1678
Pienin tuotanto kWh/m ²	406	586	372	455	317	391	361	319
Kapasiteettikerroin keskimäärin	0,19	0,23	0,22	0,24	0,22	0,23	0,23	0,21
Suurin kapasiteettikerroin	0,30	0,38	0,32	0,40	0,37	0,39	0,37	0,33
Pienin kapasiteettikerroin	0,12	0,15	0,11	0,12	0,09	0,11	0,10	0,09
Tuotantoindeksi keskimäärin*	73 %	93 %	87 %	107 %	84 %	99 %	97 %	83 %

* Laitosten tuotannolla painotettu keskiarvo Perämeren, Selkämeren, Suomenlahden ja Ahvenanmaan tuotantoindekseistä.

Kuvassa 13 näkyy keskimääräinen kapasiteettikerroin eri vuosina erikseen korkeille ja matalille laitoksille sekä tuotantoindeksi. Tuulivoimaloiden suorituskyvyn parantuminen selittyy toisaalta megawattiluokan korkeilla voimaloilla, toisaalta paremmin valituilla sijoituspaikoilla.

5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys



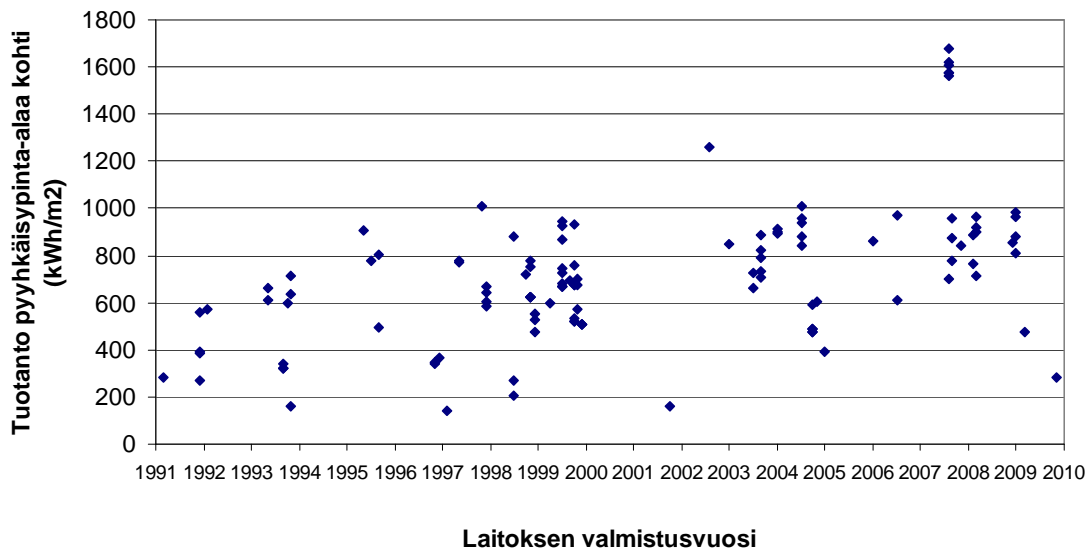
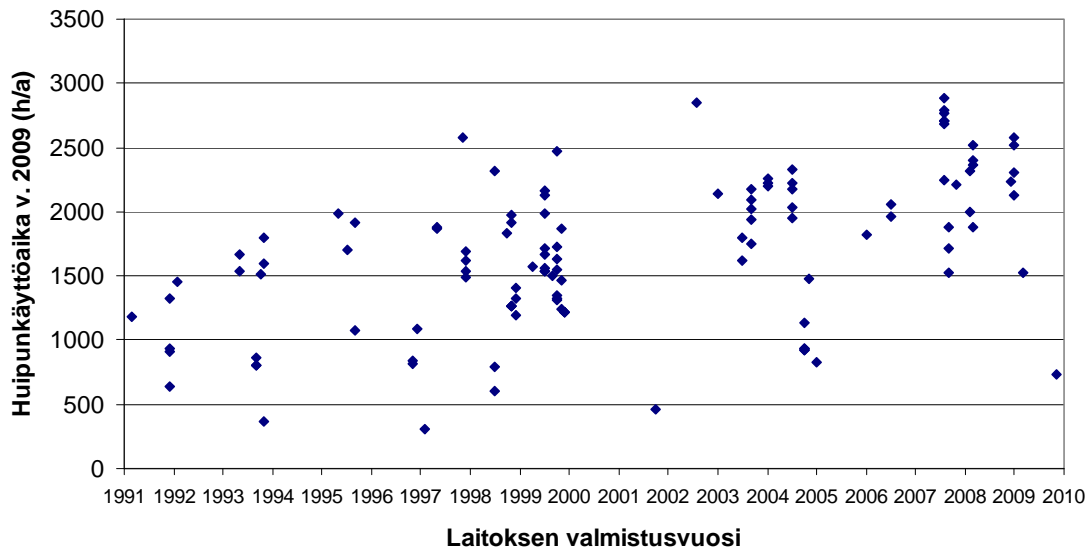
Kuva 13. Korkeammat tuulivoimalaitokset tuottavat enemmän. Laitosten keskiteho (prosenttina nimellistehosta, ns. kapasiteettikerroin) kaikista laitoksista sekä erikseen laitoksista, joiden tornin korkeus on yli 70 m, 50 ja 70 m:n välillä ja alle 50 m. Mukana ovat laitokset, joiden käytettävyys on ollut yli 80 % ja jotka ovat olleet tuotannossa koko vuoden.

6. Tuotantovertailuja vuodesta 2009

6.1 Tuotannon tunnusluvut vuonna 2009

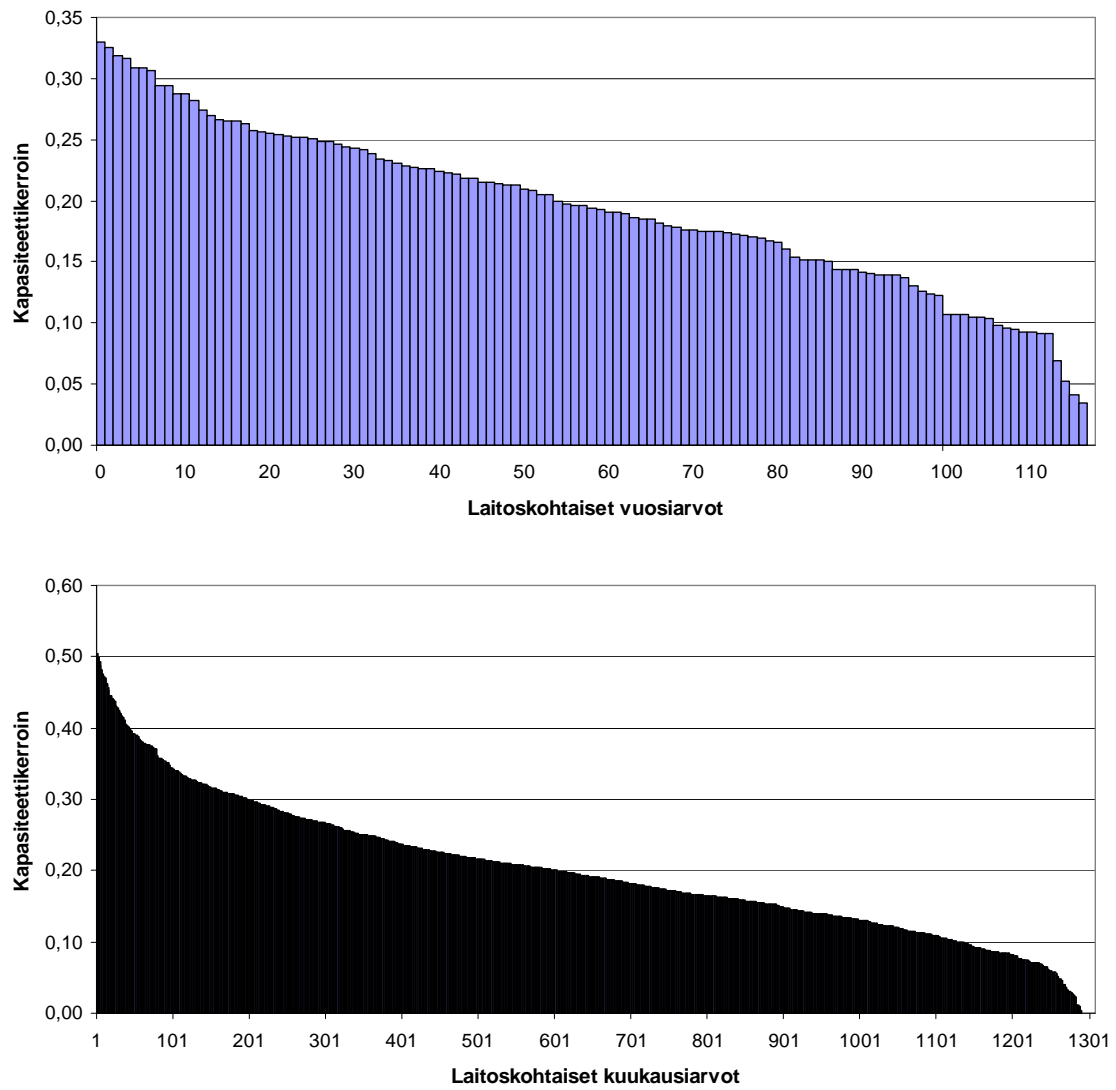
Nimellisteholtaan erikokoisten tuulivoimaloiden tuotantolukujen vertailemiseksi on laskettu tunnuslukuja, joiden avulla laitosten suorituskyvyn vertaileminen helpottuu. Kuvassa 14 on esitetty kaikkien laitosten tuotantojen tunnusluvut laitosten iän mukaan, ja kuvassa 15 ovat kapasiteettikerrointen laitoskohtaiset vuosi- ja kuukausiarvot. Kuvis- ta on nähtävissä trendi, että uusimmat laitokset tuottavat paremmin. Vuoden 2009 aika- na aloittaneet laitokset ovat ennättäneet toimia vain osan vuotta eivätkä siksi ole vertai- lukelpoisia. Hyvin tuottaneet laitokset yltyvät yli 2 400 tunnin huipunkäyttöaikaan ja yli 1 000 kWh/m² tuotantoon pyyhkäisyypinta-alaa kohti. Kolmenkymmenen parhaan laitok- sen tunnusluvut on esitetty kuvissa 16 ja 17.

Kolmetoista parasta laitosta ylitti 2 400 tunnin huipunkäyttöajan rajan ja yhdeksän laitos- ta 1 000 kWh/m² rajan. Kolmenkymmenen parhaan laitoksen joukosta 90 % on nimellis- teholtaan 1 MW tai yli – näiden laitosten osuus kaikista Suomen laitoksista on 53 %. Parhaat laitokset sijaitsevat Ahvenanmaalla (Båtskärillä, Kökarilla, Föglössä ja Sottun- gassa), Meri-Porin Tahkoluodossa, Kristiinankaupungissa, Raahessa, Oulunsalossa sekä Kemissä. Kun laitosten tuotantoa verrataan nimellistehon sijaan suhteutettuna roottorin pyyhkäisyypinta-alaan (kuva 16), keskinäinen järjestys muuttuu jonkin verran. Huipun- käyttöajan ja pyyhkäisyypinta-alan perusteella laskettuihin tunnuslukuihin vaikuttaa lai- tostyypin valittu lavan pituus suhteessa generaattorin nimellistehoon. Båtskärin laitok- silla oli tänäkin vuonna erinomaiset arvot tuotannossa roottorin pinta-alaa kohti: 1 678 kWh/m². Laitokset on mitoitettu kovatuuliselle sijoituspaikalle (lavan pituus pieni suhteessa generaattorin kokoon). Ennen vuotta 2009 Suomen parhaat tunnusluvut oli saavutettu Meri-Pori 9:ssä vuonna 2005: 3 518 h/a ja 1 551 kWh/m². Huipunkäyttöaika- na tämä on edelleen suurin Suomessa saavutettu vuosituotanto.

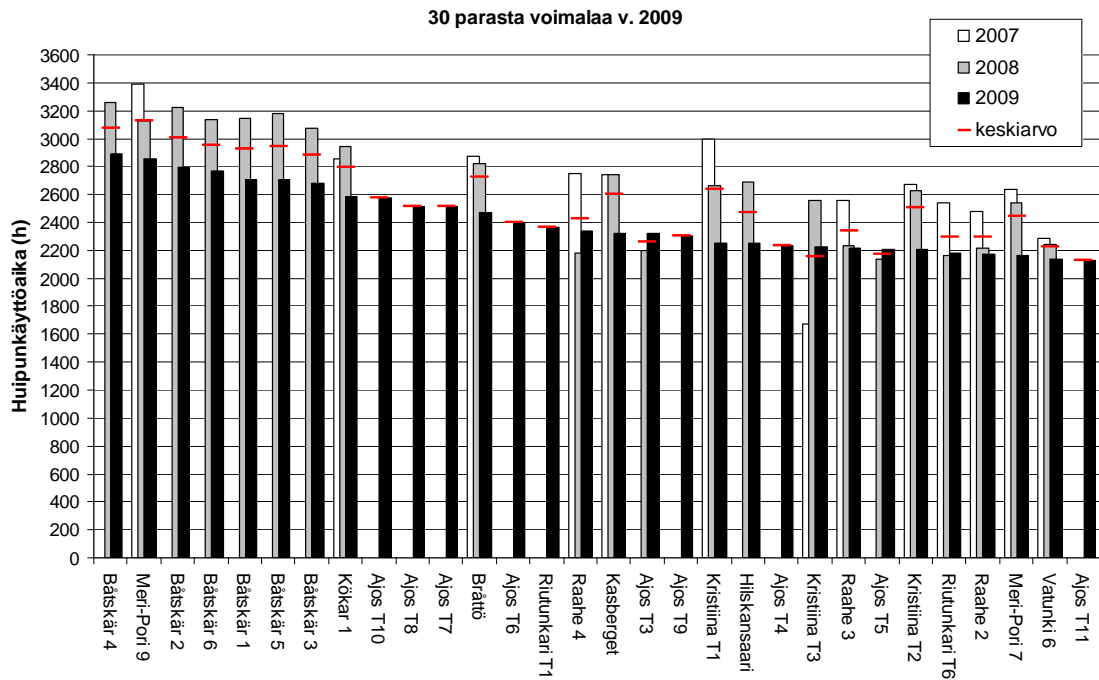


Kuva 14. Kaikkien laitosten tuotanto vuonna 2009 huipunkäyttöaikana ja suhteessa pyyhkäisy-pinta-alaan. (Huom. Vuonna 2009 aloittaneet laitokset olivat vain osan vuotta toiminnassa.)

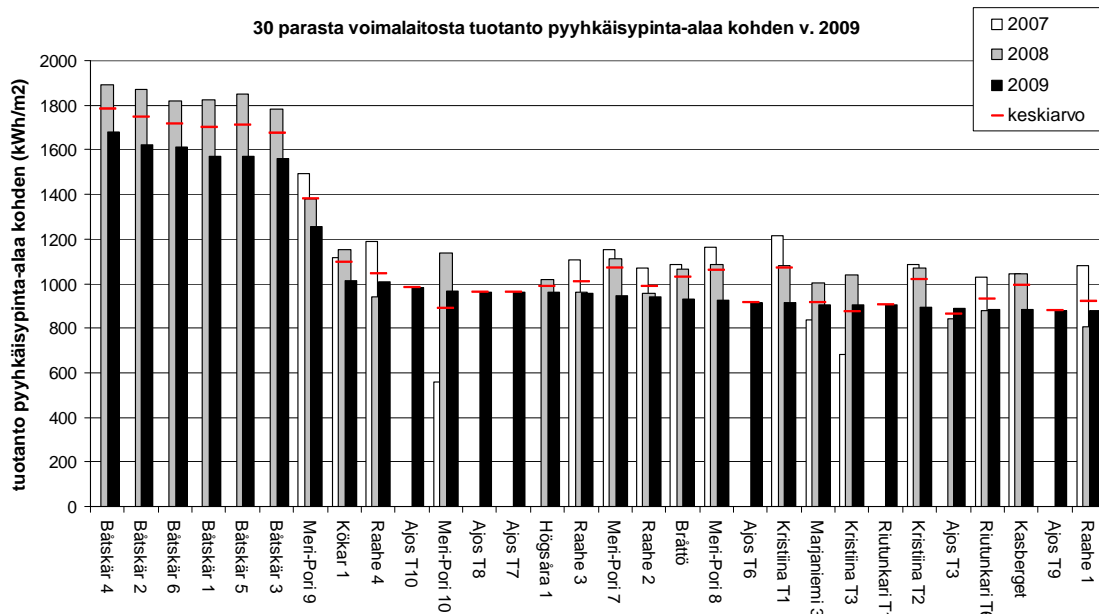
6. Tuotantovertailuja vuodesta 2009



Kuva 15. Kapasiteettikerrointen laitoskohtaiset vuosi- ja kuukausiarvot vuodelta 2009.



Kuva 16. Suomen 30 parasta tuulivoimalaitosta vuoden 2009 huipunkäyttöajan mukaisessa järjestyksessä. Vuosien 2007 ja 2008 huipunkäyttöajat näkyvät vaaleampina pylväinä ja kolmen vuoden keskiarvo vaakasuoralla viivalla.

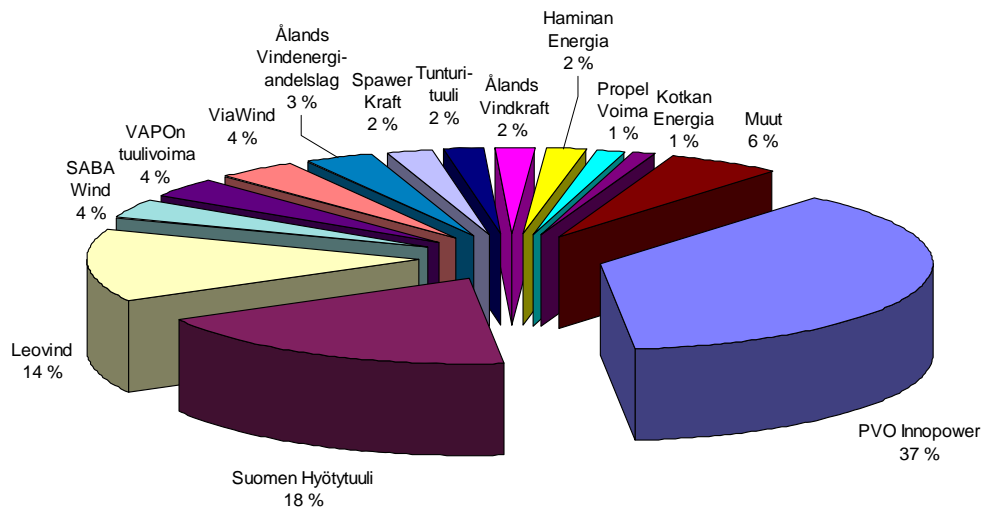


Kuva 17. Suomen 30 parasta tuulivoimalaitosta järjestettynä vuoden 2009 ominaistuotannon (tuotanto pyyhkäisy-pinta-alaa kohden) mukaan.

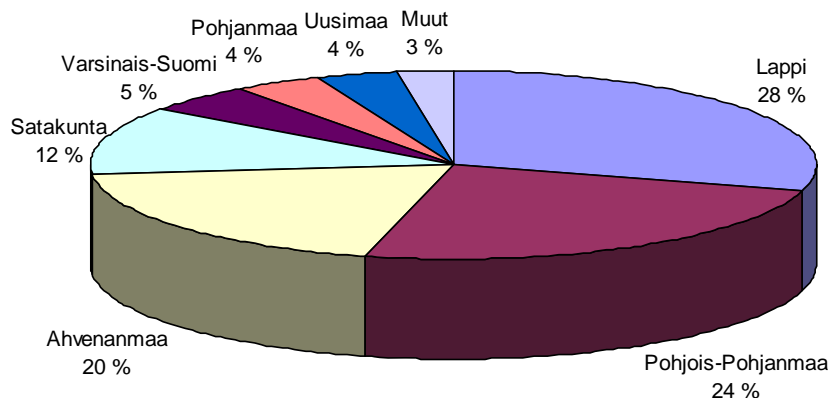
6.2 Tuotannon jaotteluja vuodelta 2009

Tuulivoiman tuotanto vuonna 2009 jaoteltuna omistajien mukaan on esitetty kuvassa 18. Suurimmat tuulivoimatuottajat olivat PVO Innopower (37 % Suomen tuulisähköstä), Suomen Hyötytuuli (18 %), Leovind (14 %), SaBa Wind (4 %), ViaWind (4 %) ja VAPOn tuulivoima (4 %).

Tuulivoimatuotannon jakautuminen maakunnittain on esitetty kuvassa 19. Vuonna 2009 eniten tuulisähköä tuotettiin Lapissa (28 %) ja toiseksi eniten Pohjois-Pohjanmaalla (24 %). Lapin osuus kasvoi eniten verrattuna vuoteen 2008.



Kuva 18. Tuulivoimatuottajien osuudet tuotetusta tuulisähköstä (yhteensä 277 GWh) vuonna 2009.



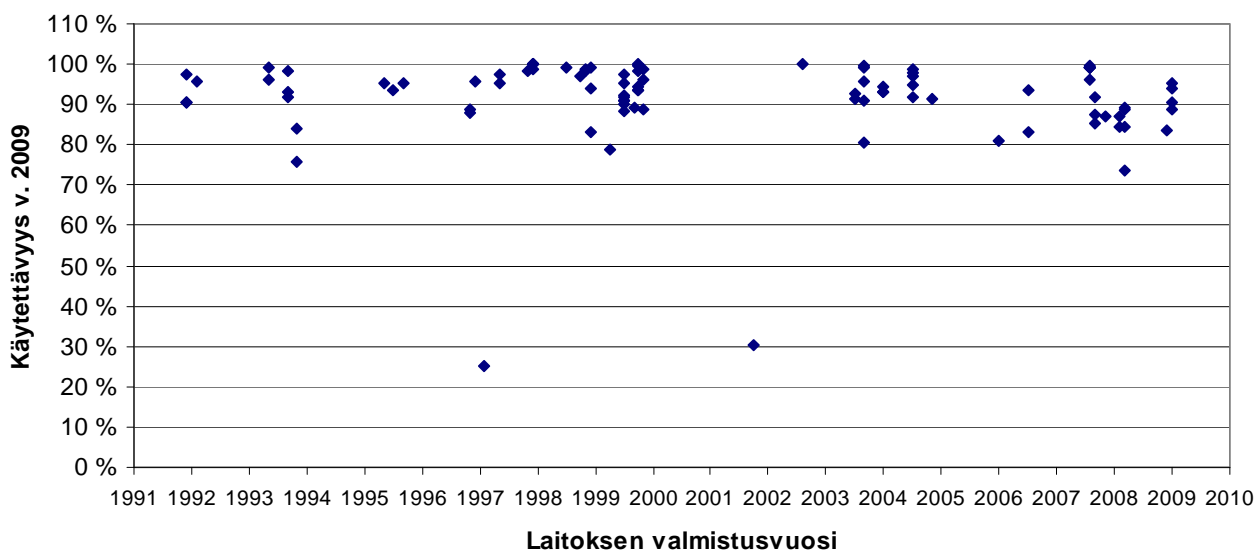
Kuva 19. Tuulivoimatuotannon alueellinen jakautuminen vuonna 2009.

7. Käyttökatkot

Suomen tuulivoimaloiden keski-ikä oli vuoden 2009 lopussa 8,9 vuotta (118 laitosta). Vikatilastoissa ei ole mukana vuoden 2009 aikana rakennettuja laitoksia eikä sisämaan käytettyjä laitoksia. Vihreäsaari 2 on ensimmäinen Winwind 3 MW -koelaitos eikä ole mukaan tarkasteluissa. Vuonna 2009 näiden lisäksi oli neljätoista laitosta, jotka eivät raportoineet seisokkiaikoja koko vuodelta, joten vikatilastoissa on mukana yhteensä 94 laitosta (120 MW).

7.1 Tekninen käytettävyys

Viimeisten kymmenen vuoden aikana keskimääräinen käytettävyys on vaihdellut välillä 91 % ja 96 %. Vuonna 2009 keskimääräinen tekninen käytettävyys oli 91 % (96 % vuonna 2008). Tekninen käytettävyys on esitetty laitosiän mukaisessa järjestyksessä kuvassa 20. Teknisessä käytettävyydessä ei ole otettu huomioon sähköverkon aiheuttamia käyttökatoja. Muut tuotantoseisokit, kuten vuosihuollot, korjaukset ja seisokit, jolloin tuulivoimala ei ole ollut valmiustilassa, on otettu huomioon käytettävyyttä vähentävinä (ks. luku 3).



Kuva 20. Tekninen käytettävyys vuonna 2009 laitosiän funktiona.

7.2 Käyttökätkojen erittelyt

Taulukossa 9 on esitetty raportoidut käyttökätkot vuodesta 2002 lähtien. Käyttökätkojen aiheuttamat seisokkiajat on jaoteltu taulukossa häiriön syyn mukaan.

- Huollot ovat suunniteltuja huoltoja, jotka tuulivoimalaitoksissa tehdään yleensä puolivuositain.
- Häiriö-kohtaan on kerätty ne keskeytykset, joissa toimenpiteeksi on riittänyt voimalan uudelleenkäynnistys.
- Muu syy -kohdassa on esimerkiksi tutkimuksen tai esittelyn vuoksi aiheutunut seisokkiaika.
- Vika tarkoittaa niitä tapauksia, joissa on jouduttu tekemään korjaustoimenpiteitä. Vain näistä tapauksista tehdään tilastoihin tarkempi komponenttijaottelu.
- Sähköverkosta aiheutuneet häiriöt eivät vähennä laitoksen käytettävyyttä. Samoin osa jäätyishäiriöistä on aiheuttanut ainoastaan tuotannon vähentymistä: laitoksen käytettävyys ei ole pienentynyt.
- Osassa laitoksista on ollut käytössä vain tieto kuukausittaisesta seisokkiajasta tai se on arvioitu tuntitehoajasarjojen perusteella. Näistä laitoksista ei ole ollut käytettävissä vikaerittelyjä, vaan koko seisokkiaika on merkitty taulukkoon 9 kohtaan ”vain seisokkiaika raportoitu”.

Taulukko 9. Käyttökätkot vuosina 2002–2009. Vikatilastoissa ei ole mukana sisämaan käytettyjä laitoksia eikä Vihreäsaaren 3 MW:n koelaitosta. Vuonna 2009 laitoksia oli tämän jälkeen 142 MW, joista 94 kpl (120 MW) raportoi seisokit koko vuodelta. Kesken vuotta aloittaneet laitokset ovat mukana tilastossa ennen vuotta 2006. Seisokkiaikaa on keskimäärin 5,4 % vuosina 2002–2009.

Seisokin syy	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Huolto	1 301	1 092	800	840	1 275	2 233	1 415	2 913
Häiriö	3 831	9 939	9 156	9 773	10 622	9 924	8 423	22 093
Jäätyminen	721	642	1 605	924	1 382	1 374	2 391	2 648
Muu syy	53	3 231	378	1 262	0	72	543	4 439
Sähköverkko	343	517	469	474	317	541	1 103	1 612
Vika	8 396	9 947	19 052	22 449	35 461	30 434	16 240	36 368
Vain seisokkiaika raportoitu	343		6 601	3 538	3 398	1 293		
Seisokkiaika yhteensä (h)	14 988	25 368	38 061	39 260	52 455	45 871	30 115	70 073
Seisokkiaika % ajasta	3,8 %	5,4 %	5,5 %	4,9 %	6,8 %	6,3 %	4,3 %	8,5 %
Raportoineet laitokset (MW)	32	39	78	79	75	67	77	120
% kapasiteetista raportoitu	72 %	75 %	100 %*	96 %*	87 %*	87 %*	80 %	87 %

* Osasta laitoksia vain koko vuoden tieto, osasta arvio tuntitehoajasarjojen perusteella.

Taulukossa 10 vuoden 2009 vikatunnit on jaoteltu vikaantuneen komponentin mukaan. Taulukossa esitetään myös komponenttivikojen lukumäärät. Kuvassa 21 esitetään vikojen aiheuttamien käyttökätköjen jakautuminen eri komponenttien välille.

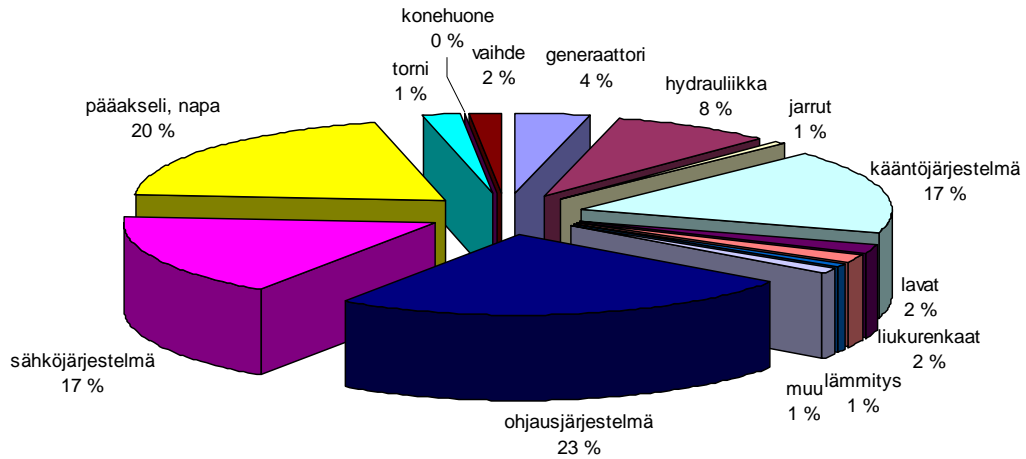
Taulukko 10. Suomen tuulivoimalaitosten viat vuonna 2009: seisokkitunnit vian aiheuttajien ja komponenttien mukaan.

Komponentti	Vika-aika yhteensä	% vika-ajasta	Vikojen lkm
Anturit	1 612	4,4 %	27
Gen. laakerit	656	1,8 %	3
Generaattori	745	2,0 %	8
Hydrauliikka	3 070	8,4 %	28
Ilmajarrut	416	1,1 %	3
Jäähdytys	143	0,4 %	3
Kaapelit	142	0,4 %	2
Kondensaattorit	99	0,3 %	2
Konehuone	20	0,1 %	1
Kääntöjärjestelmä	4 986	13,7 %	21
Kääntömoottori	1187	3,3 %	2
Lapa	194	0,5 %	1
Lapakulman säätömekanismi	7 016	19,3 %	66
Liukurenkaat	575	1,6 %	5
Lämmitys	297	0,8 %	8
Mekaaninen jarru	205	0,6 %	6
Muu	435	1,2 %	8
Ohjausjärjestelmä	7 083	19,5 %	18
Pääakseli	120	0,3 %	2
Releet	474	1,3 %	3
Roottorin laakerit	169	0,5 %	2
Taajuusmuuttaja	947	2,6 %	5
Tehoelektronikka	3 505	9,6 %	37
Tehomuuntaja	262	0,7 %	4
Torni	726	2,0 %	3
Vaihdelaatikko	226	0,6 %	5
Vaihteen akseli	336	0,9 %	2
Vaihteen tiivisteet	45	0,1 %	1
Vaihto/tasasuuntaaja	210	0,6 %	3
Verkkoonkytkentä	467	1,3 %	5
Yhteensä	36 368	100,0 %	284

Kuvassa 22 on esitetty vikoja aiheuttaneiden komponenttien prosentiosuudet koko vikatilastoinnin aikajaksolta, vuosilta 1996–2009. Vaihteistojen vikautumisesta aiheutuneet seisokit näkyvät suurimpana, koska erityisesti vanhemmissa 300 kW:n laitoksissa on tehty useita kuukausia kestäviä korjaustöitä.

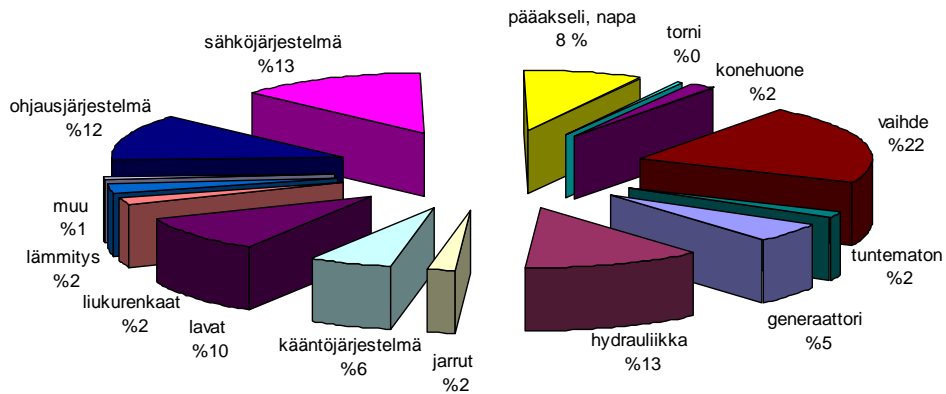
7. Käyttökatkot

Vikojen aiheuttamat käyttökatkot vuonna 2009
yhteensä 36368 h, 94 laitosta, 120 MW (keskiarvo 4 % ajasta)



Kuva 21. Vikojen aiheuttamien käyttökatkosten jakautuminen tuulivoimaloiden eri komponenteille vuonna 2009.

Vikojen aiheuttamat käyttökatkot vuosina 1996-2009



Kuva 22. Vikojen aiheuttamien käyttökatkosten jakautuminen tuulivoimaloiden eri komponenteille vuosina 1996-2009.

7.3 Jäätymiset ja kylmä aika

Vikatilastoihin rekisteröidään myös jäätymistapaukset (taulukko 11). Osa Suomen tuuli-voimalaitoksista on varustettu lapalämmitysjärjestelmillä. Tunturialueiden ulkopuolella lapalämmitysjärjestelmiä on Porissa. Näissä laitoksissa jäätymisen on osittain ollut myös lämmitysjärjestelmälaitteiston vika eikä aina näy tilastoissa jäätymistapauksena. Laitosten ohjausjärjestelmien käyttämät tuulimittarit ovat yleensä lämmitettyjä. Siitä huolimatta niissä esiintyy joskus jäätymisiä.

Yleisimpiä jäätymisen ja kylmän aiheuttamia ongelmia ovat laitoksen käynnistymätömyys, joka johtuu vaihteistoöljyjen kangistumisesta, tuulimittarien jäätymisen ja la-poihin kerääntynyt jää. Osa laitosten jäätymistapauksista jää todennäköisesti raportoimatta, koska laitoksilla on vain kaukovalvonta, minkä seurauksena pienemmät jäätymistapaukset näkyvät ainoastaan tuotannon pienenemisenä.

Taulukko 11. Jäätymistapauksia ja jään aiheuttamia häiriöitä raportoineiden laitosten lukumäärät ja jäätymisaikojen pituus eri vuosina. Osuus seisokkijasta on laskettu suhteessa niiden laitosten kokonaisseisokkiaikoihin, joissa jäätymistapauksia esiintyi.

		Lappi	Ahvenanmaa	Perämeri	Selkämeri	Suomenlahti	Koko Suomi	Osuus seisokkijasta
1996	Tuntia	119	12	858	219		1 208	45 %
	Laitoksia	2	1	4	5		12	
1997	Tuntia		55	372	68		495	21 %
	Laitoksia		5	5	4		14	
1998	Tuntia		23	98	75		196	9 %
	Laitoksia		3	2	2		7	
1999	Tuntia		49	532			581	12 %
	Laitoksia		9	7			16	
2000	Tuntia	159	7	573			739	9 %
	Laitoksia	8	3	7			18	
2001	Tuntia	5	44	4 143	38		4 230	26 %
	Laitoksia	1	3	15	1		20	
2002	Tuntia		26	434	411		871	15 %
	Laitoksia		2	3	5		10	
2003	Tuntia			408	301		709	27 %
	Laitoksia			1	3		4	
2004	Tuntia	1 468		55	82		1 605	25 %
	Laitoksia	8		1	3		12	
2005	Tuntia	1 527	15	35			1 577	28 %
	Laitoksia	8	3	1			12	
2006	Tuntia	1 050	601	263	197		2 111	16 %
	Laitoksia	8	12	7	1		28	
2007	Tuntia	817	22	511	46		1 396	10 %
	Laitoksia	8	1	14	1		24	
2008	Tuntia	2 157		53	181		2 391	22 %
	Laitoksia	8		4	5		17	
2009	Tuntia	2 246	15	409			2 670	15 %
	Laitoksia	9	3	7			19	

7. Käyttökatkot

Tuulivoimalaitokset pysäytetään, mikäli suunniteltu alin käyttölämpötila alittuu. Suomessa käytössä olevien tuulivoimaloiden alimmat käyttölämpötilat ovat -15 °C ... -30 °C . Tyypillisesti uudemmilla laitoksilla alin käyttölämpötila on -25 ja -30 °C :n välillä. Alhaisista lämpötiloista aiheutunut seisonta-aika on nimeltään kylmäaika. Tilastoihin raportoidut kylmäajat esitetään taulukossa 12. Kylmäaika ei ole seisokkiaikaa vaan osa laitoksen suunniteltua toimintaa. Vuonna 2009 kylmäaikaa raportoitiin vain Korsnäsistä ja Oloksesta.

Taulukko 12. Tuulivoimalaitoksista raportoidut kylmäajat eri vuosina. Vuonna 2004 ei raportoitu kylmäaikaa.

		Lappi	Ahvenanmaa	Perämeri	Selkämeri	Suomenlahti	Koko Suomi	Osuus laitosten vuoden tunneista
1997	Tuntia			28	60		88	0,2 %
	Laitoksia			1	4		5	
1998	Tuntia		1	890	397		1 288	1,6 %
	Laitoksia		1	4	4		9	
1999	Tuntia	450		2 477	699		3 626	2,8 %
	Laitoksia	3		8	4		15	
2000	Tuntia	32		72	100		204	0,6 %
	Laitoksia	1		1	2		4	
2001	Tuntia	100		706	1 733		2 539	1,7 %
	Laitoksia	6		4	7		17	
2002	Tuntia			504	686		1 190	1,9 %
	Laitoksia			3	4		7	
2003	Tuntia			90	1 044		1 134	1,6 %
	Laitoksia			3	5		8	
2005	Tuntia				64		64	0,2 %
	Laitoksia				4		4	
2006	Tuntia			1 205	681		1 886	1,2 %
	Laitoksia			13	5		18	
2007	Tuntia			645	1 635		2 280	2,2 %
	Laitoksia			8	4		12	
2008	Tuntia				15		15	0,2 %
	Laitoksia				1		1	
2009	Tuntia	531			453		984	1,4 %
	Laitoksia	5			3		8	

8. Tuulivoima ja sähkön kulutus

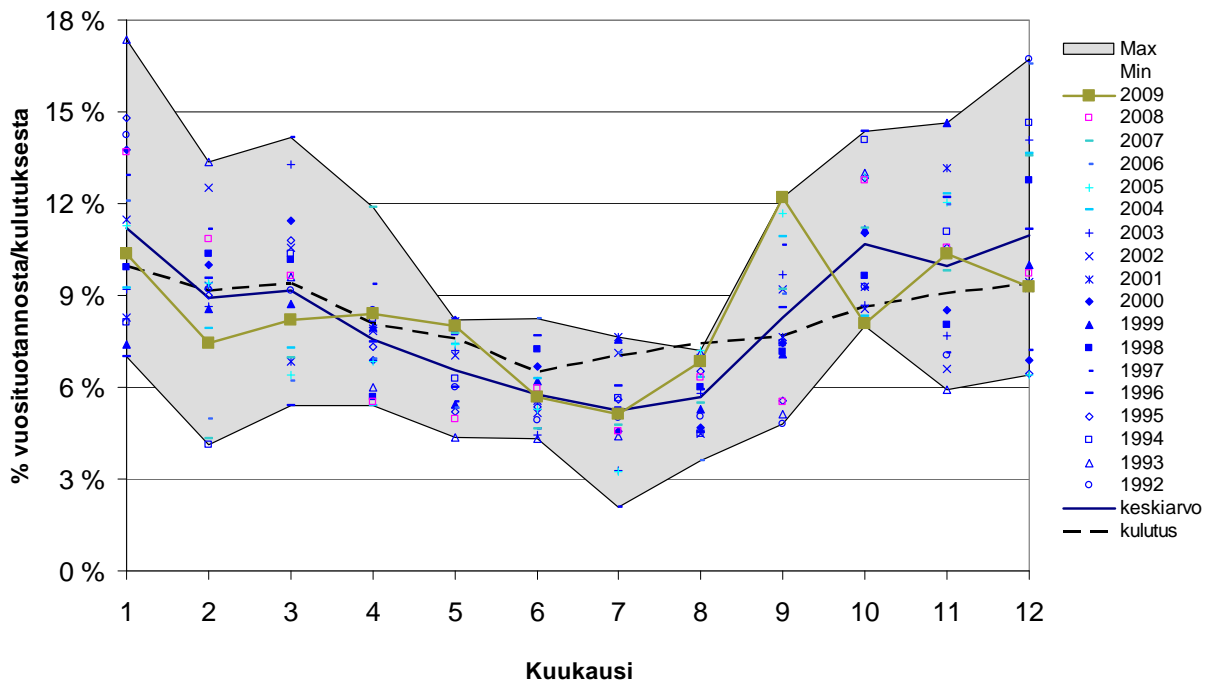
Tuulivoiman tuotanto on talvella keskimäärin suurempaa kuin kesällä, kuten sähkön kulutuskin. Kun sähkön kulutuksessa on huippu, ei tuulivoimaa kuitenkaan ole aina saatavilla. Tietoa valtakunnan huipunaikaisesta tuulivoimatehosta voidaan käyttää hyväksi, kun arvioidaan tuulivoiman kapasiteettivaikutusta valtakunnan ja jakelusähkölaitoksen kannalta: miten paljon muuta sähköntuotantokapasiteettia voidaan jättää rakentamatta, kun rakennetaan tuulivoimaa, jonka tuotanto on vaihtelevaa? Tutkimusten perusteella tuulivoiman kapasiteettiarvo valtakunnan tasolla on tuotannon keskitehon suuruusluokkaa, kun tuulivoimaosuus on pieni. Kapasiteettiarvo laskee tuulivoimaosuuden kasvaessa [4, 8].

8.1 Tuulivoiman kausivaihtelu

Tuulivoimatuotanto on yleensä talvikuukausina huomattavasti suurempaa kuin kesäkuukausina [5]. Vuosien 1992–2009 kuukausittainen tuulivoiman tuotanto on esitetty kuvassa 23. Mukana ovat ainoastaan ne standardivoimalaitokset, jotka ovat olleet käytössä koko vuoden.

Talvikuukausina (loka–maaliskuussa) on tuotettu keskimäärin 60 % vuotuisesta tuulisähköstä. Sähkön kulutus kuvassa 23 on sähkön bruttokulutus kuukausittain suhteessa vuosikulutukseen. Kuvassa on käytetty vuosien 1999–2009 kuukausiluvuista laskettua keskiarvoa [6].

8. Tuulivoima ja sähkön kulutus



Kuva 23. Tuulivoiman keskimääräinen kausivaihtelu: Suomen tuulivoimalaitosten yhteenlasketun tuotannon jakautuminen eri kuukausille vuosina 1992–2009. Suomen sähkön kulutuksen jakautuminen eri kuukausille keskimäärin 1999–2009 näkyy katkoviivana [6].

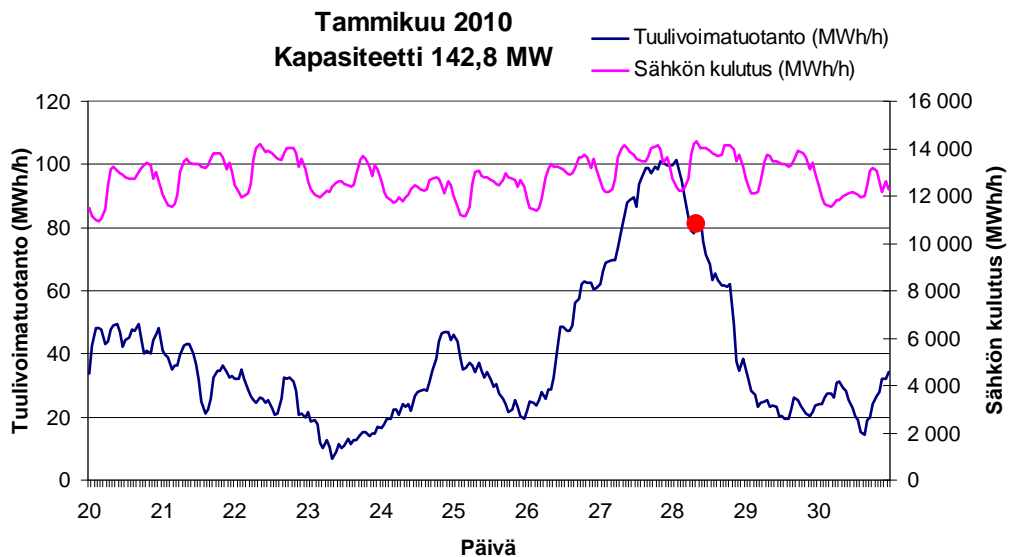
8.2 Tuulivoimatuotanto valtakunnan huipun aikana

Tuulivoimalaitosten tuntitehot on selvitetty valtakunnan sähkön kulutuksen huippujen ajalta (taulukko 13). Kaikista tuulivoimalaitoksista ei ole ollut käytettävissä tuntitehoja, joten taulukossa on ilmoitettu kunakin vuonna kyselyyn vastanneiden laitosten nimellisteho ja tuotettu teho prosenttina nimellistehosta. Vuodesta 2005 eteenpäin Adato (Energiateollisuus) on kerännyt tuntiaikasarjat yli 90 % tuulivoimatuotannon laitoksista. Tiedot on saatu suoraan Energiateollisuudelta. Talvikaudella 2009–2010 suurin kulutushuippu saavutettiin 28.1.2010 kello 08–09. Tuulivoimalaitosten tuotanto ja sähkön kulutus kymmenen vuorokauden aikana tammikuussa on esitetty kuvassa 24. Kuvan kokonaiskapasiteetti on 142,8 MW ja tuntiteho 81,2 MWh/h suurimman kulutuksen aikana (kuvassa merkitty pisteellä).

Seitsemännentoista vuoden perusteella saadaan huipunaikaiseksi tuulivoimatuotannoksi keskiarvo 20 %. Jos jätetään pois ensimmäiset vuodet, jolloin ilmoittaneita laitoksia oli alle 10 MW, saadaan kahdentoista vuoden keskiarvoksi 20 %. Tuulivoimateholla painotettu keskiarvo on sekä kahdentoista että seitsemäntoista vuoden tiedoilla laskien 25 %.

Taulukko 13. Tuulivoimatuotanto valtakunnan kulutushuipun aikana eri vuosina. Vuosilta 1991–1993 on tiedot vain yhdestä tuulipuistosta (talvikaudella 1991–1992 tuotanto 79 % ja 1992–1993 tuotanto 0 % nimellistehosta).

Talvi	Valtakunnan huippu	Tuulivoiman tunti-teho (MWh/h)	Tuulivoima % nimellistehosta	Ilmoittaneiden laitosten nimellisteho MW
1993–1994	11.2.94 klo 20–21	0,5	13 %	4,0
1994–1995	31.1.95 klo 20–21	1,4	36 %	3,8
1995–1996	9.2.96 klo 20–21	0,0	1 %	5,3
1996–1997	19.12.96 klo 08–09	1,7	35 %	4,8
1997–1998	2.2.98 klo 08–09	1,1	16 %	6,5
1998–1999	29.1.99 klo 08–09	3,4	20 %	17,4
1999–2000	25.1.00 klo 08–09	9,1	26 %	35,4
2000–2001	5.2.01 klo 08–09	1,5	4 %	35,4
2001–2002	2.1.02 klo 16–17	3,9	14 %	28,3
2002–2003	3.1.03 klo 17–18	0,9	4 %	24,3
2003–2004	11.2.04 klo 18–19	7,1	19 %	36,6
2004–2005	28.1.05 klo 19–20	11,6	14 %	80,6
2005–2006	20.1.06 klo 08–09	15,3	20 %	76,6
2006–2007	8.2.07 klo 07–08	3,3	4 %	83,6
2007–2008	4.1.08 klo 17–18	47,9	46 %	104,4
2008–2009	16.1.09 klo 09–10	12,3	9 %	139,8
2009–2010	28.1.10 klo 08–09	81,2	57 %	142,8



Kuva 24. Tuulivoimatuotannon ja sähkön kulutuksen vaihtelu tunneittain tammikuussa 2010. Suurin kulutushuippu on merkitty kuvaan pisteellä.

8. Tuulivoima ja sähkön kulutus

Tarkemmin huipunaikaista tuotantoa on arvioitu neljältä vuodelta 1999–2002 käyttäen hyväksi tuulivoiman toteutuneita tuntitehoja (taulukko 14). Koko Suomen tuulivoimatuotannolle on tehty yhteisaikasarja tunneittain siten, että Lapin ja Ahvenanmaan osuus on kummallakin 10 % asennetusta kapasiteetista [7]. Sama analyysi on tehty vuosien 2005–2009 toteutuneista tuulivoima- ja kulutustiedoista (Adaton tuntimittauksista).

Vuonna 1999 oli keskimääräistä tyynempi alkuvuosi, ja myös huipunaikainen tuulivoimatuotanto jäi selvästi alle keskimääräisen tuotannon. Kymmenen suurinta huippua osuivat yhden vuorokauden sisälle. Taulukossa 13 huipunaikainen teho vuodelle 1999 on 20 %, mutta se tulee lähinnä Lapin ja Ahvenanmaan tuulivoimaloista. Niiden osuus saaduista tuntitiedoista on yli 60 %, vaikka taulukon 14 luvuista ne kattavat vain 20 %. Vuonna 2000 oli keskimääräistä tuulisempi alkuvuosi, ja huipunaikainen tuulivoimatuotanto oli hieman keskimääräistä tuulivoimatuotantoa suurempi. Myös vuoden 2006 tammi–helmikuulle. Täysin työntä ei huipun aikoina ole ollut, kun tarkastellaan koko Suomea. Pienimmät tuulivoimatuotannot jäävät kuitenkin huipun aikana vain muutamaa prosenttiin nimellistehosta. Koko Pohjoismaiden alueella tuulivoimateho on huippujen aikana yli 10 % asennetusta kapasiteetista (lähes puolet keskimääräisestä tehosta) [7].

Taulukko 14. Tuulivoimatuotanto valtakunnan kulutushuippujen aikana vuosina 1999–2002 ja 2005–2009. Tuotantoprosentti asennetusta kapasiteetista koko vuoden aikana, 10, 50 ja 100 suurimman kulutushuipun aikana sekä keskimäärin ja vaihteluvälinä (pienin ja suurin tuulivoimatuotanto huippujen aikana).

Vuosi	Koko vuosi	10 suurinta kulutus- huippua	50 suurinta kulutus- huippua	100 suurinta kulutus- huippua
	Keskiarvo (min–max)	Keskiarvo (min–max)	Keskiarvo (min–max)	Keskiarvo (min–max)
1999	22 % (0–86 %)	7 % (5–10 %)	7 % (3–37 %)	9 % (2–46 %)
2000	24 % (0–91 %)	36 % (4–72 %)	32 % (3–75 %)	29 % (3–75 %)
2001	22 % (0–86 %)	19 % (3–38 %)	19 % (3–38 %)	17 % (3–38 %)
2002	20 % (0–84 %)	17 % (7–32 %)	17 % (6–54 %)	18 % (2–70 %)
2005	23 % (0–82 %)	12 % (2–22 %)	13 % (1–37 %)	12 % (1–44 %)
2006	21% (0–81 %)	30 % (19–45 %)	28 % (3–61 %)	28 % (3–69 %)
2007	23 % (0–86 %)	11 % (2–27 %)	10 % (1–27 %)	10 % (1–28 %)
2008	25 % (0–86 %)	36 % (15–54 %)	37 % (12–77 %)	40 % (4–79 %)
2009	22 % (0–80 %)	23 % (18–29 %)	24 % (11–37 %)	23 % (7–61 %)

Lähdeluettelo

1. Driftuppföljning av Vindkraftverk. Årsrapport 2009. <http://www.vindstat.nu>, viittauspäivämäärä 14.5.2010.
2. Tanskan tuulivoimatilastot ja tuotantoindeksit <http://www.vindstat.dk/> sekä http://www.naturlig-energi.dk/Pages/N_6_frame.htm, viittauspäivämäärä 14.5.2010.
3. Euroopan tuulivoimakapasiteetti <http://www.ewea.org/>, viittauspäivämäärä 14.5.2010.
4. Peltola, E. & Petäjä, J. Tuulivoima Suomen energiahuollossa. Espoo, 1993. VTT Julkaisuja 775. 98 s.
5. Holttinen, H., Peltola, E. & Koreneff, G. Tuulivoimatuotannon vaihtelut ja niiden arviointi. Espoo, 1996. VTT Tiedotteita – Research Notes 1800. 42 s.+ liitt. 9 s. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/1996/T1800.pdf>.
6. Energiateollisuus: Sähkön pikatilasto <http://www.energia.fi/fi/tilastot/pikatilasto>, viittauspäivämäärä 14.5.2010.
7. Holttinen, H. The impact of large-scale wind power production on the Nordic electricity system. Doctoral thesis. VTT Publications 554. Espoo, 2004. 82 s. + liitt. 115 s. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/publications/2004/P554.pdf>.
8. Holttinen, H. et al. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006–2008. Espoo, 2009. VTT Tiedotteita – Research Notes 2493 200 p. + app. 29 p. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2493.pdf>.

Liite A: Tilastoinnissa käytettävät raportointi- lomakkeet

OHJE: TÄYTÄ VAIN HARMAAT SOLUT (voit liikkua TAB näppäimellä)

Kuukausi / Vuosi		/		2000		Raportoijan nimi		
TUOTANTO:								
ID	Tuulivoimala	Lempinimi	(kW) Teho	(kWh) brutto	(kWh) netto	(h) tuotantoaika	(h) myrsky	(h) kylmä aika
54	Tuulivoimala 1	Mylly 1	1000	0	0	0	0	0
55	Tuulivoimala 2	Mylly 2	1000	0	0	0	0	0
- Yhteensä			2000	0	0			

HÄIRIÖAIKA:									
ID	Tuulivoimala	Lempinimi	(kW) Teho	(h) Häiriöaika	(h) sähköverkko	(h) häiriö	(h) vika	(h) huolto	(h) jäätyminen
54	Tuulivoimala 1	Mylly 1	1000	0	0	0	0	0	0
55	Tuulivoimala 2	Mylly 2	1000	0	0	0	0	0	0

huolto: etukäteen suunniteltu (puoli)vuosihuolto

häiriö: toimenpiteeksi riittää esim. manual reset

vika: vaatii osan korjauksen/vaihdon, sisältää koko häiriöajan vian huomaamisesta sen korjaamiseen

KOMMENTIT JA TARKENNUKSET (vial ja häiriöt, syy ja komponentti):

ID	Tuulivoimala	Lempinimi						
54	Tuulivoimala 1	Mylly 1						
55	Tuulivoimala 2	Mylly 2						
- jätymishavainto:								
vikojen ja häiriöiden vuoksi menetetty tuotanto (arvio):								
muuta/lisättävää:								

Projekti- ja sijoituspaikkatietoja			
Projektin aloituspvm	<input type="text"/>	(pp.kk.vvv)	
Sijoituspaikan kunta	<input type="text"/>		
Sijoituspaikan nimi	<input type="text"/>		
Sijoituspaikan lähin postinumero	<input type="text"/>		
Latitude	<input type="text"/>	(Käytetään karttasovelluksiin)	
Longitude	<input type="text"/>	(Käytetään karttasovelluksiin)	
Koordinaattien tarkkuus	<input type="text"/>	(Arvioi suullisesti)	
Sijoituspaikan luonne (tunturi, etc.)	<input type="text"/>		
Arvioitu vuosituotanto	<input type="text"/>	MWh (Mikäli ei arvioitu laitoksittain)	
Avion tekijä	<input type="text"/>	(Täytä, vaikka olisi arvioitu laitoksittain)	
Omistajataho			
Yrityksen nimi	<input type="text"/>		
Yrityksen LY	<input type="text"/>	(Yritysten yksilöllistä tunnistamista varten)	
Osoite	<input type="text"/>		
Postinro	<input type="text"/>		
Postitoimipaikka	<input type="text"/>		
Muuta	<input type="text"/>		
Käyttäjätaho (Voi olla sama kuin omistajataho)			
Yrityksen nimi	<input type="text"/>		
Yrityksen LY	<input type="text"/>	(Yritysten yksilöllistä tunnistamista varten)	
Osoite	<input type="text"/>		
Postinro	<input type="text"/>		
Postitoimipaikka	<input type="text"/>		
Muuta	<input type="text"/>		
Yhteyshenkilöt			
	Yhteyshenkilö 1	Yhteyshenkilö 2	Yhteyshenkilö 3
Etnimi	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sukunimi	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Yritys LY	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Puhelin	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Fax	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
E-mail	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Omistajatahon edustaja	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Käyttäjä	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sähkölaitoksen edustaja	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Kuukausiraportoija	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Muuta	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
			kyllä/ei
			kyllä/ei
			kyllä/ei
			kyllä/ei
Laitostietoja			
Valmistaja	<input type="text"/>		
Laitostyyppi	<input type="text"/>		
Laitoksien lukumäärä	<input type="text"/>		
Napakorkeus	<input type="text"/>		
Komponenttieroittelyä			
	Lavat	Generaattori	Vaihteisto
Valmistaja	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Komponentin tyyppinimi	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Yksittäisistä laitoksista			
	Lempinimi	Verkkoon kytkemispvm	Lämmitysjärjestelm
Arvioitu tuotanto MWh	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 1	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 3	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 6	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 7	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 8	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 9	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 10	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Liite B: Vuositilasto 2009

Suomen tuulivoimatilastojen vuositilasto 2009. Koko vuoden toiminnassa olleista laitoksista on laskettu tunnusluvut. Lyhenteiden selitykset: Z = napakorkeus, D = roottorin halkaisija, Arvio = keskimääräinen arvioitu vuosituotanto, t_h = huipunkäyttöaika kWh/kW, e = tuotanto suhteessa roottorin pyyhkäisyypinta-alaan kWh/m², CF = kapasiteettikerroin (kWh/kW,h), seis.aika = seisokkiaika (sisältää myös huoltoajan), huoltoaika = ennakoitua huollot, käytett. = tekninen käytettävyys (seisokkiajasta vähennetty sähköverkkohäiriöt) (puuttuu, mikäli seisokkiaikaa ei ole raportoitu).

Kunta	Nimi	Teho kW	Valmistaja	Z m	D m	Arvio MWh	Tuotanto MWh	th h/a	e kWh/m ²	CF	Seis. aika h	Huolto aika h	Käytett. %
Huittinen	Huittinen 1	75	Nordtank	40	20		89	1184	283	14 %			
Korsnäs	Korsnäs 1	200	Nordtank	32,5	24,6	380	266	1329	559	15 %	247	7	97,2 %
Korsnäs	Korsnäs 2	200	Nordtank	32,5	24,6	380	182	909	383	10 %	847	5	90,3 %
Korsnäs	Korsnäs 3	200	Nordtank	32,5	24,6	380	188	939	395	11 %	825	8	90,6 %
Korsnäs	Korsnäs 4	200	Nordtank	32,5	24,6	380	128						
Jalasjärvi	Vaasantie	220	Windworld	31	25	100	80	364	163	4 %			
Sottunga	Ormhälla	225	Vestas	31,5	27	450	328	1458	573	17 %	392		95,5 %
Eckerö	Bredvik	225	Vestas	35	29	500	244	1083	369	12 %	390	25	95,5 %
Vammala	Koppelo	225	Vestas	50	29		179	796	271	9 %			
Äetsä	Marjamäenvuori 1	225	Vestas	52	29		136	606	206	7 %			
Eurajoki	Krisantie	250	NEGMicon	36	30								
Siikajoki	Säikkä 1	300	Nordtank	30,5	31	650	463	1542	613	18 %	89	5	99,0 %
Siikajoki	Säikkä 2	300	Nordtank	30,5	31	670	501	1668	663	19 %	329	3	96,2 %
Kemi	Kemi 1	300	Nordtank	35	31	610	241	802	319	9 %	152	8	98,3 %
Kemi	Kemi 2	300	Nordtank	35	31	610	258	861	342	10 %	611	8	93,1 %
Kemi	Kemi 3	300	Nordtank	35	31	610	242	806	320	9 %	714	8	91,9 %
Pori	Pori 1	300	Nordtank	30,5	31	700	453	1510	600	17 %			
Hailuoto	Marjaniemi 1	300	Nordtank	30,5	31	725	479	1596	634	18 %	2230	40	75,9 %
Hailuoto	Marjaniemi 2	300	Nordtank	30,5	31	725	540	1799	715	21 %	1625	42	84,2 %
Enontekiö	Lammasoivi 2	450	Siemens	35	37	1100	376	836	350	10 %	1040	8	88,1 %
Enontekiö	Lammasoivi 1	450	Siemens	35	37	1100	367	815	341	9 %	978	8	88,8 %
Hailuoto	Marjaniemi 3	500	Nordtank	36	37,3	1195	990	1981	906	23 %	480	36	95,1 %
Hailuoto	Huikku	500	Nordtank	41	37,3	1275	851	1703	779	19 %	766	16	93,4 %
Kuivaniemi	Vatunki 1	500	Nordtank	36	37,3	1060	537	1075	492	12 %			
Ili	Laitakari 1	500	Nordtank	39	37,3	1030	152	305	139	3 %	6552		25,2 %
Eckerö	Mellanön	500	Vestas	40,5	39	1200	956	1913	801	22 %	400	14	95,4 %
Kökar	Kökar 1	500	Enercon	44	40,3	1200	1291	2582	1012	29 %	150	24	98,3 %
Vårdö	Vårdö 1	500	Enercon	55	40,3	1200	917	1833	719	21 %	247	37	97,2 %
Finström	Pettböle 1	500	Enercon	55	40,3	1100	990	1980	776	23 %	96	51	98,9 %
Finström	Pettböle 2	500	Enercon	55	40,3	1100	957	1915	751	22 %	131	52	98,5 %
Siikajoki	Tauvo 1	600	Nordtank	49	43	1350	1128	1880	777	21 %	417	7	95,2 %
Siikajoki	Tauvo 2	600	Nordtank	49	43	1350	1118	1863	770	21 %	239	5	97,3 %
Töysä	Riihontie 1	600	NEGMicon	50	43	600							
Lemland	Knutsboda 1	600	Vestas	45	44	1200	973	1622	640	19 %	10	10	99,9 %
Lemland	Knutsboda 2	600	Vestas	45	44	1200	1015	1692	668	19 %	5		99,9 %
Lemland	Knutsboda 3	600	Vestas	45	44	1200	921	1535	606	18 %	104		98,8 %

Lemland	Knutsboda 4	600	Vestas	50	44	1200	894	1490	588	17 %	8		99,9 %
Enontekiö	Lammasoivi 3	600	Siemens	41	44	1400	719	1198	473	14 %	1491	8	83,0 %
Muonio	Olos 1	600	Siemens	41	44	1400	797	1328	524	15 %	533	8	93,9 %
Muonio	Olos 2	600	Siemens	41	44	1400	842	1403	553	16 %	68	8	99,2 %
Muonio	Olos 3	600	Siemens	40	44	1400	789	1314	519	15 %	471	8	94,6 %
Muonio	Olos 4	600	Siemens	40	44	1400	810	1350	533	15 %	580	8	93,4 %
Muonio	Olos 5	600	Siemens	40	44	1400	794	1324	522	15 %	556	8	93,7 %
Föglö	Bråttö	600	Enercon	65	45	1600	1482	2470	932	28 %	131	33	98,5 %
Finström	Pettböle 3	600	Enercon	65	45	1300	1119	1865	704	21 %	119	43	98,6 %
Lumparland	Lumparland 1	600	Enercon	65	45	1500	1253	2089	788	24 %	42	31	99,5 %
Lumparland	Lumparland 2	600	Enercon	65	45	1500	1165	1942	733	22 %	67	50	99,2 %
Lumijoki	Routunkari	660	Vestas	50	47	1800	1035	1568	596	18 %	1862	5	78,7 %
Sottunga	Kasberget	660	Vestas	55	47	1600	1532	2322	883	27 %	69		99,2 %
Kuivaniemi	Kuivamatala 1	750	NEGMicon	50	44	1500	948	1264	623	14 %			
Kuivaniemi	Kuivamatala 2	750	NEGMicon	50	44	1500	948	1264	623	14 %			
Kuivaniemi	Kuivamatala 3	750	NEGMicon	50	44	1500	948	1264	623	14 %			
Närpiö	Öskata 1	750	NEGMicon	45	48	1600	1226	1635	677	19 %			
Kuivaniemi	Vatunki 2	750	NEGMicon	50	48	1500	914	1218	505	14 %			
Kuivaniemi	Vatunki 3	750	NEGMicon	50	48	1500	914	1218	505	14 %			
Kuivaniemi	Vatunki 5	750	NEGMicon	50	48	1500	914	1218	505	14 %			
Pori	Meri-Pori 1	1000	Siemens	60	54	2340	1535	1535	670	18 %	851	23	90,3 %
Pori	Meri-Pori 2	1000	Siemens	60	54	2340	1665	1665	727	19 %	432	8	95,1 %
Pori	Meri-Pori 3	1000	Siemens	60	54	2330	1537	1537	671	18 %	718	23	91,8 %
Pori	Meri-Pori 4	1000	Siemens	60	54	2320	1563	1563	683	18 %	792	8	91,0 %
Pori	Meri-Pori 5	1000	Siemens	50	54	2450	1714	1714	748	20 %	1015	23	88,4 %
Pori	Meri-Pori 6	1000	Siemens	50	54	2670	1991	1991	869	23 %	788	138	91,0 %
Pori	Meri-Pori 7	1000	Siemens	50	54	2600	2160	2160	943	25 %	226	8	97,4 %
Pori	Meri-Pori 8	1000	Siemens	50	54	2580	2124	2124	927	24 %	680	58	92,2 %
Kotka	Kotka 1	1000	Siemens	60	54	2000	1544	1544	674	18 %	0		100,0 %
Kotka	Kotka 2	1000	Siemens	60	54	2000	1731	1731	756	20 %	24		99,7 %
Kokkola	Kokkola T1	1000	WinWinD	66	56	2100	1624	1624	659	19 %	627	29	92,8 %
Kokkola	Kokkola T2	1000	WinWinD	66	56	2100	1797	1797	730	21 %	774	6	91,2 %
Oulunsalo	Riutunkari T4	1000	WinWinD	66	56	2200	2024	2024	822	23 %	803	19	91,1 %
Oulunsalo	Riutunkari T5	1000	WinWinD	66	56	2200	1746	1746	709	20 %	1703	17	80,7 %
Oulunsalo	Riutunkari T6	1000	WinWinD	66	56	2200	2181	2181	886	25 %	381	30	95,8 %
Kristiinankaupunki	Kristiina T1	1000	WinWinD	66	56	2200	2254	2254	915	26 %	615	61	93,0 %
Kristiinankaupunki	Kristiina T2	1000	WinWinD	66	56	2200	2203	2203	895	25 %	606	19	93,1 %
Kristiinankaupunki	Kristiina T3	1000	WinWinD	66	56	2200	2224	2224	903	25 %	484	14	94,5 %
Eurajoki	Olkiluoto TU-1	1000	WinWinD	60	56	2400	1481	1481	601	17 %	760	91	91,3 %
Oulu	Vihreäsaari T1	1000	WinWinD	56	60	1900	463	463	164	5 %	6112		30,2 %
Luoto	Fränsviken 1	1000	WinWinD	66	64	2200	1962	1962	610	22 %	575	18	93,5 %
Pori	Hilskansaari	1000	WinWinD	70	64	2100	2249	2249	699	26 %	323	28	96,3 %
li	Laitakari 2	1000	WinWinD	70	64	2500	1522						
Oulunsalo	Riutunkari T3	1300	Nordex	65	60	3000	1959	1507	693	17 %	1042	36	89,2 %
Uusikaupunki	Hankosaari 1	1300	Nordex	69	60	2340	1902	1463	673	17 %	344	47	96,1 %
Uusikaupunki	Hankosaari 2	1300	Nordex	69	60	2340	1616	1243	572	14 %	973	77	88,9 %
Inkoo	Barö 3	2000	Enercon	65	70	3500	2276	1138	591	13 %			
Hanko	Sandö 1	2000	Enercon	65	70	3500	1873	937	487	11 %			
Hanko	Sandö 2	2000	Enercon	65	70	3500	1873	937	487	11 %			
Hanko	Sandö 3	2000	Enercon	65	70	3500	1836	918	477	10 %			

Liite B: Vuositilasto 2009

Hanko	Sandö 4	2000	Enercon	65	70	3500	1836	918	477	10 %			
Dragsfjärd	Högsåra 2	2000	Harakosan	65	70,7	4100	3428	1714	873	20 %	1323	179	85,4 %
Dragsfjärd	Högsåra 1	2000	Harakosan	65	70,7	4100	3768	1884	960	22 %	756	142	91,9 %
Dragsfjärd	Högsåra 3	2000	Harakosan	65	70,7	4100	3050	1525	777	17 %	1149	132	87,4 %
Pori	Meri-Pori 9	2000	Siemens	80	76	6000	5704	2852	1257	33 %	8	3	99,9 %
Kuivaniemi	Vatunki 6	2000	Vestas	78	80	4500	4279	2139	851	24 %			
Lemland	Båtskär 4	2300	Enercon	64	71	6500	6642	2888	1678	33 %	122	76	99,1 %
Lemland	Båtskär 1	2300	Enercon	64	71	6500	6226	2707	1573	31 %	97	36	99,4 %
Lemland	Båtskär 2	2300	Enercon	64	71	6500	6424	2793	1623	32 %	113	55	99,2 %
Lemland	Båtskär 3	2300	Enercon	64	71	6500	6172	2684	1559	31 %	106	56	99,3 %
Lemland	Båtskär 5	2300	Enercon	64	71	6500	6225	2707	1572	31 %	117	63	99,1 %
Lemland	Båtskär 6	2300	Enercon	64	71	6500	6374	2771	1610	32 %	81	36	99,6 %
Raahe	Raahe 1	2300	Siemens	80	82,4	5200	4684	2037	878	23 %	450	17	94,9 %
Raahe	Raahe 2	2300	Siemens	80	82,4	5200	5002	2175	938	25 %	180	20	97,9 %
Raahe	Raahe 3	2300	Siemens	80	82,4	5200	5107	2220	958	25 %	124	15	98,6 %
Raahe	Raahe 4	2300	Siemens	80	82,4	5200	5370	2335	1007	27 %	253	30	97,1 %
Raahe	Raahe 5	2300	Siemens	80	82,4	5200	4486	1951	841	22 %	728	31	91,7 %
Oulu	Vihreäsaari T2	3000	WinWinD	90	90		2483	828	390	9 %	4136	146	52,8 %
Kemi	Ajos 1	3000	WinWinD	90	90		5466	1822	859	21 %	1686	93	81,1 %
Pori	Meri-Pori 10	3000	WinWinD	90	90		6160	2053	968	23 %	1476	13	83,2 %
Kemi	Ajos T5	3000	WinWinD	88	100		6628	2209	844	25 %	1176	39	87,1 %
Kemi	Ajos T2	3000	WinWinD	88	100		6000	2000	764	23 %	1392	44	84,4 %
Kemi	Ajos T3	3000	WinWinD	88	100		6963	2321	887	26 %	1177	48	87,0 %
Kemi	Ajos T6	3000	WinWinD	88	100		7202	2401	917	27 %	995	69	89,1 %
Kemi	Ajos T7	3000	WinWinD	88	100		7549	2516	961	29 %	1032	48	88,6 %
Oulunsalo	Riutunkari T1	3000	WinWinD	88	100		7090	2363	903	27 %	1444	64	84,4 %
Oulunsalo	Riutunkari T2	3000	WinWinD	88	100		5623	1874	716	21 %	2324	66	73,6 %
Kemi	Ajos T4	3000	WinWinD	88	100		6699	2233	853	25 %	1487	28	83,4 %
Kemi	Ajos T10	3000	WinWinD	88	100		7728	2576	984	29 %	440	32	95,4 %
Kemi	Ajos T11	3000	WinWinD	88	100		6375	2125	812	24 %	1020	28	88,8 %
Kemi	Ajos T8	3000	WinWinD	88	100		7554	2518	962	29 %	553	38	93,8 %
Kemi	Ajos T9	3000	WinWinD	88	100		6920	2307	881	26 %	876	22	90,4 %
Pori	Meri-Pori 11	3000	WinWinD	100	100	8000	2199						
Yht.		147015				228340	276624				74532	3087	
Keskiarvo		1235		58	57	2306	2364	1701	726	19 %	785	36	91 %
Max.		3000		100	100	8000	7728	2888	1678	33 %	6552	179	100 %
Min.		75		30,5	20	100	80	305	139	3 %	0	3	25,2 %

VTT Working Papers

- 131 Ilkka Hannula. Hydrogen production via thermal gasification of biomass in near-to-medium term. 2009. 41 p.
- 132 Hannele Holttinen & Anders Stenberg. Tuulivoiman tuotantotilastot. Vuosiraportti 2008. 2009. 47 s. + liitt. 8 s.
- 133 Elisa Rautioaho & Leena Korkiala-Tanttu. Bentomap: Survey of bentonite and tunnel backfill knowledge – State-of-the-art. 2009. 112 p. + app. 7 p.
- 134 Totti Könnölä, Javier Carrillo-Hermosilla, Torsti Loikkanen & Robert van der Have. Governance of Energy System Transition. Analytical Framework and Empirical Cases in Europe and Beyond. GoReNEST Project, Task 3. 2009. 49 p.
- 135 Torsti Loikkanen, Annele Eerola, Tiina Koljonen, Robert Van der Have & Nina Wessberg. Nordic Energy Research within the Framework of Energy System Transition. Task 2 Working Paper of the GoReNEST project. 65 p.
- 136 Toni Ahonen & Markku Reunanen. Elinkaaritiedon hyödyntäminen teollisen palveluliiketoiminnan kehittämisessä. 2009. 62 s. + liitt. 8 s.
- 137 Eija Kupi, Jaana Keränen & Marinka Lanne. Riskienhallinta osana pk-yritysten strategista johtamista. 2009. 51 s. + liitt. 8 s.
- 138 Tapio Salonen, Juha Sääski, Charles Woodward, Mika Hakkarainen, Otto Korkalo & Kari Rainio. Augmented Assembly – Ohjaava kokoonpano. Loppuraportti. 2009. 32 s. + liitt. 36 s.
- 139 Jukka Hietaniemi & Esko Mikkola. Design Fires for Fire Safety Engineering. 2010. 100 p.
- 140 Juhani Hirvonen, Eija Kaasinen, Ville Kotovirta, Jussi Lahtinen, Leena Norros, Leena Salo, Mika Timonen, Teemu Tommila, Janne Valkonen, Mark van Gils & Olli Ventä. Intelligence engineering framework. 2010. 44 p. + app. 4 p.
- 141 Juha Forström, Esa Pursiheimo, Veikko Kekkonen & Juha Honkatukia. Ydinvoimahankkeiden periaatepäätökseen liittyvät energia- ja kansantaloudelliset selvitykset. 2010. 82 s. + liitt. 29 s.
- 143 Olavi Lehtoranta. Knowledge flows from incumbent firms to newcomers. The growth performance of innovative SMEs and services start-ups. 2010. 36 p. + app. 2 p.
- 144 Katri Grenman. The future of printed school books. 2010. 42 p.
- 145 Anders Stenberg & Hannele Holttinen. Tuulivoiman tuotantotilastot. Vuosiraportti 2009. 2010. 47 s. + liitt. 5 s.