



Lentokuva Vallas Oy

Hannele Holttinen & Anders Stenberg

Tuulivoiman tuotantotilastot

Vuosiraportti 2008

ISBN 978-951-38-7193-2 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

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

Copyright © VTT 2009

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 Leena Ukskoski



Tekijä(t) Hannele Holttinen & Anders Stenberg		
Nimeke Tuulivoiman tuotantotilastot Vuosiraportti 2008		
Tiivistelmä Vuonna 2008 Suomen sähköverkkoon syötettiin 261 GWh tuulivoimalla tuotettua sähköä, mikä vastaa noin 0,3 % Suomen sähkönkulutuksesta. Suomen tuulivoimakapasiteetti oli 143 MW vuoden 2008 lopussa (118 laitosta). Uutta kapasiteettia rakennettiin 33 MW (11 laitosta). Suomen tuulivoimakapasiteetti on tällä hetkellä pieni verrattuna muihin EU-maihin. Euroopan tuulivoimakapasiteetti oli vuoden 2008 lopussa noin 66 000 MW, josta vuoden 2008 aikana asennettua uutta kapasiteettia oli lähes 9 000 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 tuulivoimatavoite on 2 000 MW vuonna 2020, ja Suomessa ollaan siirtymässä syöttötariffipohjaiseen tukimenetelmään, jonka suunniteltu alku on tammikuussa 2010. Vuosi 2008 oli Pohjanlahdella tuulisuudeltaan keskimääräistä tynyempi ja Suomenlahdella sekä Ahvenanmaalla keskimääräistä tuulisempi. Ilmatieteen laitoksen laskemien tuotantoindeksien mukaan tuulivoimatuotanto oli Perämerellä 91 %, Selkämerellä 93 %, Ahvenanmaalla 104 % ja Suomenlahdella 112 % pitkän aikavälin keskimääräisestä tuotannosta. Vertailujaksona käytettiin vuosien 1987–2001 keskimääräistä tuotantoa. Koko vuoden toiminnassa olleiden laitosten keskimääräinen huipunkäyttöaika oli vajaat 2 000 h/a. Uudet korkeat MW-laitokset tuottavat selvästi paremmin kuin 90-luvun alkupuolella rakennetut tuulivoimalaitokset. Paras laitos ylsi lähes 3 300 h:n/a huipunkäyttöaikaan. Tuulivoimalaitosten tekninen käytettävyys vuonna 2008 oli 96 %. Suomen tuulivoimalaitosten keski-ikä oli vuoden 2008 lopussa 8,2 vuotta. Vuosiraportti sisältää laitosten tuotanto- ja käytettävyystietojen lisäksi yhteenvedon vika- ja seisokkiaikatilastoista vuodelta 2008.		
ISBN 978-951-38-7193-2 (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 34492
Julkaisuaika Lokakuu 2009	Kieli Suomi, engl. tiiv.	Sivuja 47 s. + liitt. 8 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 132
VTT-WORK-132

Author(s) Hannele Holttinen & Anders Stenberg		
Title Wind energy statistics of Finland. Yearly report 2008		
Abstract Wind power production from grid connected wind turbines in Finland was 261 GWh in 2008. This corresponds to 0.3 % of Finland's electricity consumption. Installed wind capacity was 143 MW at the end of the year. Number of the operating turbines was 118. Eleven new turbines, 33 MW were installed in 2008. 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 in 2010. The rated power of wind power plants has continued to rise steadily. The average size of all turbines in Finland was 1 212 kW at the end of 2008 (1 028 kW at the end of 2007). Year 2008 had average wind resource. The weighted production index for the four sea areas was 97 %. Average capacity factor of standard wind turbines, which operated the whole year, was 22 % while the best turbine yielded 37 % capacity factor. Technical availability of the standard wind power plants was 96 % in 2008. The average age of wind turbines was 8.2 years at the end of 2008. 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.		
ISBN 978-951-38-7193-2 (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 34492	
Date October 2009	Language Finnish, Engl. Absr.	Pages 47 p. + app. 8 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 pohjalla 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 kauppaja 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, lääni ja verkkoyhtiö.

Tuulivoimatilastoja käytetään kansallisessa ja kansainvälisessä energiatilastoinnissa. Tilastot helpottavat julkisen investointituen kohdentumisen ja tuloksellisuuden seuranta. Kun tuulivoimalaitoksista raportoidaan tuotannon lisäksi seisokkiajat ja tuulisuuden vaihtelu otetaan huomioon tuotantoindeksissä, voidaan tietoja käyttää arvioidun ja toteutuneen tuotannon mittaamiseen. 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. Tilastokeskukselle on toimitettu vuosittain brutto- ja nettotuotannot laitoksittain osaksi Suomen ja Euroopan energiatilastoja. Energiateollisuus 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	15
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. Tuotantovertailuja vuodesta 2008	32
6.1 Tuotannon tunnusluvut vuonna 2008	32
6.2 Tuotannon jaotteluja vuodelta 2008.....	35
7. Käyttökatkot.....	36
7.1 Tekninen käytettävyys	36
7.2 Käyttökatkojen erittelyt.....	37
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 1: Tilastoinnissa käytettävät raportointilomakkeet

Liite 2: Vuositilasto 2008

Liite 3: Laitokset, joiden nimi on muuttunut vuoden 2006 vuosiraportista

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 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.
16. 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.
17. Produced wind energy divided to producers.
18. Regional distribution of wind energy production in Finland. (Ahvenanmaa: Åland. Lappi: Lapland. Länsi-Suomi: West Finland. Etelä-Suomi: South Finland.)

19. Technical availability as function of turbine age.
20. 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).
21. Downtime caused by component faults, cumulative since 1996 (konehuone: nacelle; torni: tower; tuntematon: unknown; lämmitys: heating system).
22. Seasonal variation of wind power production. (Kuukausi: month; Kulutus: consumption; Keskiarvo: average; % vuosituotannosta/kulutuksesta: % of yearly production/consumption).

List of Tables:

1. Wind turbines in the statistics. 300 kW Kopparnäs was dismantled in 1995, Pyhätunturi and Paljasselkä turbines were dismantled and taken in operation in Jalasjärvi and Huittinen in 2003; and Inkoo 1–2 were dismantled in 2005.
2. Ownership categories of wind turbines in Finland.
3. Turbine types in Finland.
4. Development of wind power capacity in Finland.
5. Wind power capacity installed in Europe.
6. Key figures from standard turbines operating the whole year. Second-hand turbines installed inland and 3 MW plants are not included, in 2007 and 2008 the two 300 kW turbines not operating are not included (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).
7. Key figures from standard turbines operating the whole year, when taking only the turbines with technical availability more than 90%.
8. Downtime reported, average 5.4% in 2001–2008. (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.)
9. 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.)
10. 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.)
11. Cold time reported from wind turbines in Finland.
12. Wind power production during the highest peak load in Finland.
13. 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 jälkeenpäin ja muutama laitos ei raportoi seisokkiaikoja. Kaksi pientä sisämaan laitosta ei ole raportoinut tuotantoaikoja vuodelta 2008.

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 1.

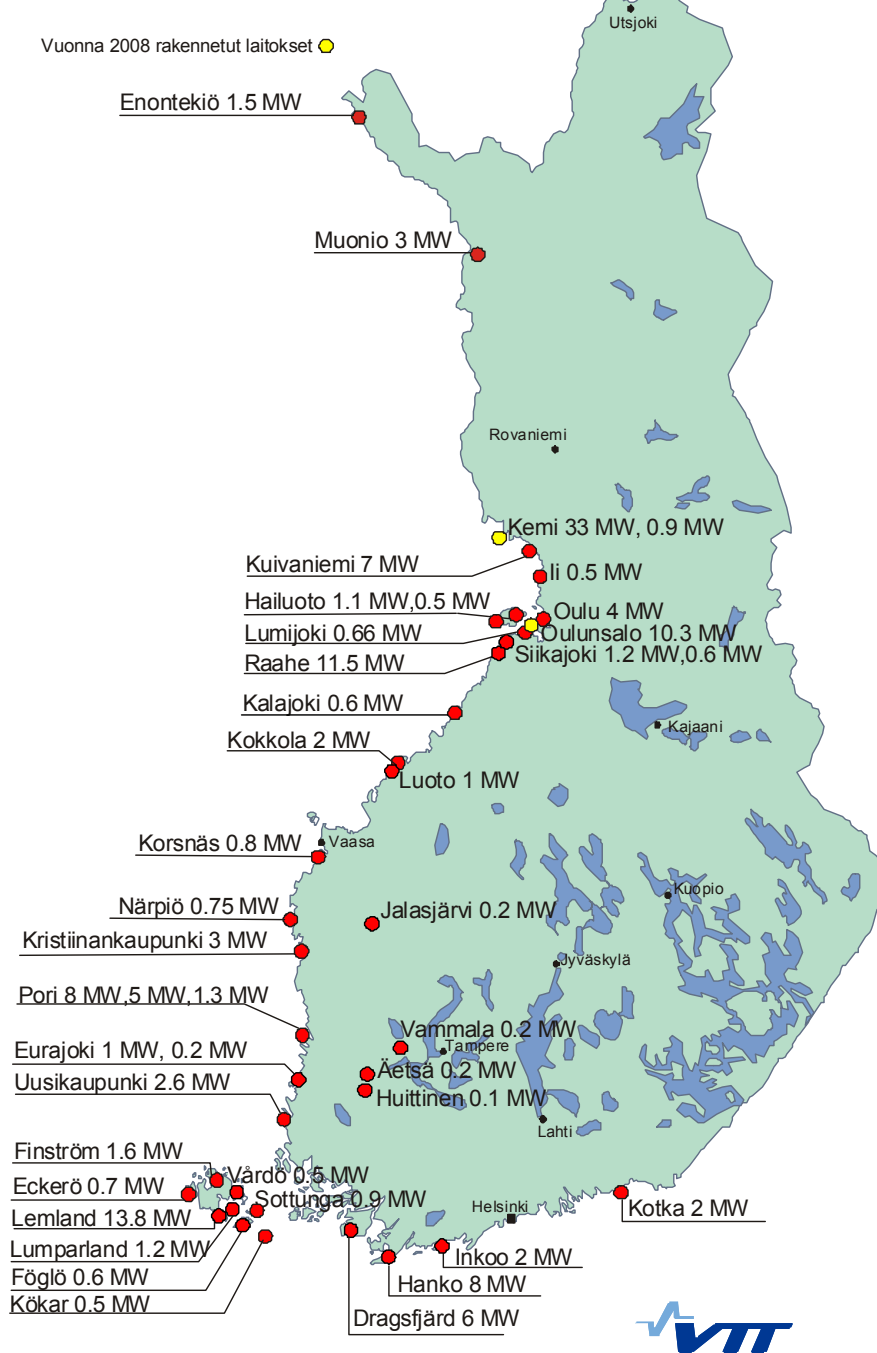
Kuukausittaiset laitoskohtaiset yhteenvedot ovat ladattavissa linkin <http://www.vtt.fi/windenergystatistics/> kautta aina seuraavan kuukauden lopussa. Puuttuvia tietoja päivitetään yleensä Tuulensilmä-, Vindögat- ja Windstat-lehtiin tehtävän neljännesvuosiraportoinnin yhteydessä. Pienistä sisämaan laitoksista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

2. Tilastointiin osallistuvat laitokset

Suomessa oli vuonna 2008 yhteensä 118 verkkoonkytkettyä yli 70 kW:n tehoista tuuli-voimalaitosta, yhteensä 143 MW. Laitosten sijainnit esitetään kuvassa 1 ja perustiedot taulukossa 1. Vuonna 2008 kaksi pientä sisämaan laitosta ei toimittanut tietoja tilastointiin. Osa laitoksista raportoi ainoastaan tuotantotiedot (ei seisokkiaikoja/käytettävyyttä).

Suomen tuulivoimalat 2008

Yhteensä 143 MW, 118 laitosta

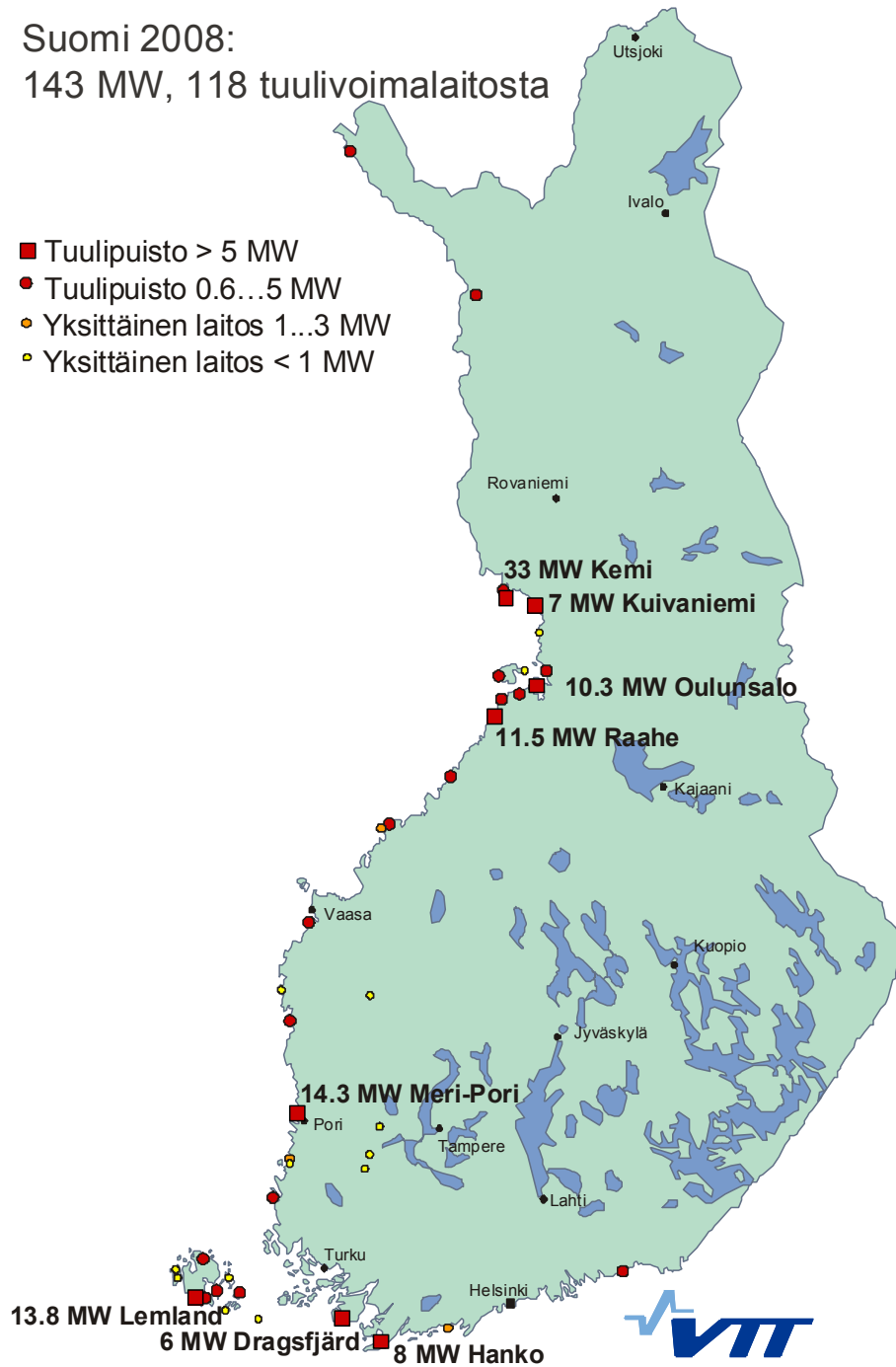


Kuva 1a. Suomen tuulivoimaloiden sijainnit vuoden 2008 lopussa. Vuoden 2008 aikana uusia laitoksia otettiin käyttöön Kemissä 27 MW ja Oulunsalossa 6 MW.

2. Tilastointiin osallistuvat laitokset

Suomi 2008:
143 MW, 118 tuulivoimalaitosta

- Tuulipuisto > 5 MW
- Tuulipuisto 0.6...5 MW
- Yksittäinen laitos 1...3 MW
- Yksittäinen laitos < 1 MW



Kuva 1b. Suomen tuulivoimaloiden sijainnit vuoden 2008 lopussa. Tuulipuistot merkitty koon mukaan, yli 5 MW:n tuulipuistot nimetty.

2. Tilastointiin osallistuvat laitokset

Taulukko 1. Suomen tuulivoimalaitokset siinä järjestyksessä kun ne on otettu tilastoihin mukaan. Omistusmuoto-lyhenne on selitetty taulukossa 2. Ensimmäinen laitos, 300 kW:n Kopparnäs, on purettu vuonna 1995, Pyhätunturin ja Paljasselän laitokset siirrettiin Jalasjärvelle ja Huittisiin vuonna 2003 ja Inkoon 1–2 laitokset purettiin vuonna 2005.

Kunta Nimi	Aloit- tus: kk.vv	Omistaja	Omis- tusmuoto	Yhteyshenkilö	Valmis- taja	Teho kW
Korsnäs Korsnäs 1–4	11.91	Korsnäsin Tuulivoimapuisto Oy	C	Herbert Byholm	Nordtank	4 x 200
Sottunga Ormhälla	01.92	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Vestas	225
Siikajoki Säikkä 1–2	04.93	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2 x 300
Kalajoki Rahja 1–2	04.93	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	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	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2 x 300
Hailuoto Marjaniemi 3	04.95	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	500
Hailuoto Huikku	04.95	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	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
Ii Laitakari 1	01.97	Iin Energia Oy	U	Kauko Torvela	Nordtank	500
Siikajoki Tauvo 1–2	04.97	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	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	Aarne Koutaniemi	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 Hankosaari1–2	10.99	Propel Voima Oy	U	Janne Vettervik	Nordex	2 x 1 300

2. Tilastointiin osallistuvat laitokset

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
Lumparland Lumparland 1–2	08.03	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	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

* Ostettu käytettynä, aloitusaika ei kerro laitoksen ikää.

Tuulivoimalaitosten nimeäminen muutettiin vuoden 2008 alussa (liitteessä 3 on lista niistä laitoksista joiden nimi on muuttunut). Laitoksista ilmoitetaan kunta sekä laitosnimi. 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 6–10 Tahkoluodossa.

Vuonna 2008 Suomessa otettiin käyttöön 11 laitosta, yht. 33 MW. Kemiin 4 x 3 MW Winwind alkuvuodesta ja 5 x 3 MW loppuvuodesta sekä Oulunsaloon 2 x 3 MW touku-kuussa.

Vuoden 2008 lopun kapasiteetista pisimpään käytössä olleet laitokset ovat Korsnäsin 4 laitosta, jotka ovat olleet käytössä marraskuusta 1991 lähtien.

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.

Suomessa oli ennen vuotta 2005 purettu vain muutamia tutkimuskäytössä olleita laitoja. Vuonna 2005 purettu Inkoon Barösundin 4 MW:n (2 x 2 MW) laitokset vietettiin takaisin Saksaan. Inkoon Kopparnäsin tutkimuslaitokset (purettu vuoden 2001 alussa) eivät osallistuneet tilastointiin. Vuoden 2001 syyskuussa purettiin Pelkosenniemen Pyhänturilla sijainnut 220 kW:n tutkimuslaitos. Laitoksella oli merkittävä asema arktisen tuulivoiman tutkimus- ja kehitystyössä. Vuoden 2002 aikana purettiin Enontekiön Paljaselällä sijainnut 65 kW:n tuulivoimala. Lapin laitokset on sittemmin pystytetty uudestaan sisämaahan Etelä-Suomeen ja otettu uudestaan mukaan tilastointiin vuonna 2005.

Taulukko 2. Suomen verkkoonkytkettyjen ja tilastointiin osallistuvien tuulivoimalaitosten omistusmuodot vuoden 2008 lopussa.

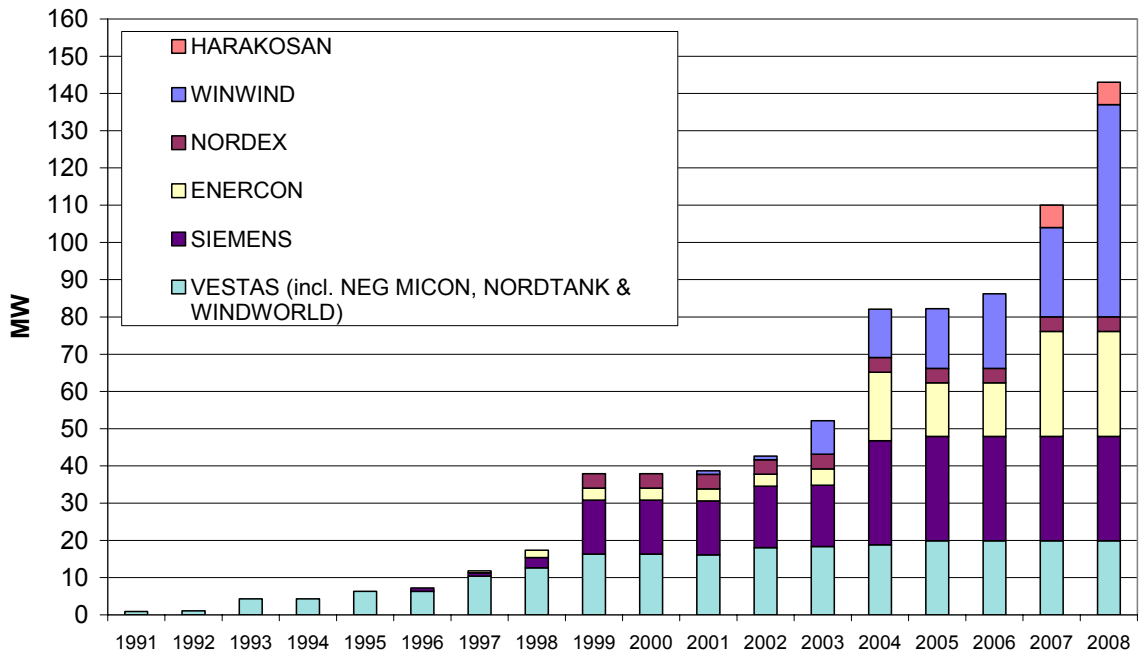
Omistusmuoto		Laitoksia		Kapasiteetti	
		lkm	%	MW	%
U	Sähköyhtiö (Utility company)	64	54 %	91,7	64 %
C	Kuluttajaomisteinen (Consumer owned company)	46	39 %	44,315	31 %
I	Teollisuus (Industry owned company)	8	7 %	7	5 %
YHTEENSÄ		118	100 %	143,01	100 %

2.1 Tuulivoimalaitokset tyypeittäin

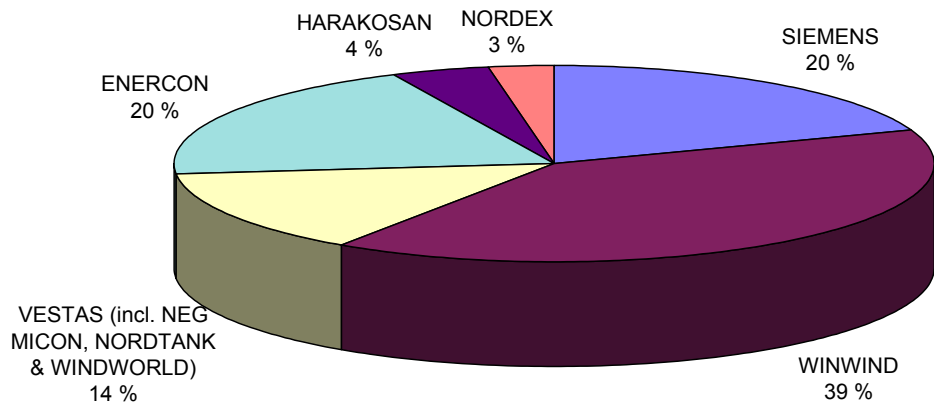
Tuulivoimalavalmistajien markkinaosuuksien kehittyminen Suomessa vuodesta 1991 esitetään kuvassa 2.

Valmistajien markkinaosuudet Suomen koko tuulivoimakapasiteetista vuoden 2008 lopussa esitetään kuvassa 3. Suomessa käytössä olevien tuulivoimaloiden tyypit on koottu taulukkoon 3.

2. Tilastointiin osallistuvat laitokset



Kuva 2. Markkinaosuusien kehitys Suomen tuulivoimakapasiteetista vuosina 1991–2008.



Kuva 3. Tuulivoimalavalmistajien markkinaosuudet Suomen tuulivoimakapasiteetista vuoden 2008 lopussa (143 MW).

Taulukko 3. Suomessa käytössä olevat tuulivoimalaitostyyppit vuoden 2008 lopussa.

Valmistaja	Nimellisteho (kW)	Lukumäärä	Yhteensä kW
WINWIND	3 000	15	45 000
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	12	12 000
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
ENERCON	500	4	2 000
NORDTANK*	500	4	2 000
VESTAS	500	1	500
BONUS*	450	2	900
NORDTANK*	300	10	3 000
NEGMICON*	250	1	250
VESTAS	225	4	900
WINDWORLD	220	1	220
NORDTANK*	200	4	800
NORDTANK*	75	1	75
		118	143 015

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

$$\text{Tuotanto roottorin pyyhkäisyala kohti } e \text{ (kWh/m}^2\text{): } e = \frac{\text{Tuot. (kWh)}}{\pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2}$$

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

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

Seisokkiaika (h): Aika, jolloin tuulivoimalaitoksella on käyttökato huollon, vian, ohimenevän häiriön tai muun pysäytyksen vuoksi. Seisokkiaikaan ei lasketa laitoksen normaalitoimintaan kuuluvia aikoja, jolloin tuulen nopeus on alle laitoksen käynnistymisnopeuden (3–5 m/s) tai yli myrskyrajan (20–25 m/s), 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 (%):
$$\frac{\text{tunnit} - (\text{seisokkiaika} - \text{sähköverkkohäiriöt})}{\text{tunnit}}$$

Esim. tekninen käytettävyys vuodelta 2006: tunnit saavat arvon 8 760 h. Keskimääräinen käytettävyys kaikille laitoksille: seisokkiaika yhteensä pois lukien sähköverkkohäiriöt; tunnit yhteensä kaikille laitoksille ottaen huomioon kesken vuotta aloittaneiden laitosten pienemmän tuntimäärän.

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 energiasältö

Tuulivoimalle ovat ominaista tuotannonvaihtelut tunti-, kuukausi- ja vuositasolla. Tuuli-voimatuotantoa arvioitaessa on siis huomioitava myös tarkasteltavan jakson tuulisuus (energiasältö) verrattuna keskimääräiseen jaksoon.

Tuulienergialle on etsitty indeksi kuvaamaan jakson tuulisuutta verrattuna keskimääräiseen tuulisuuteen, hieman samaan tapaan kuin energiatilastojen astepäiväluku, joka 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).

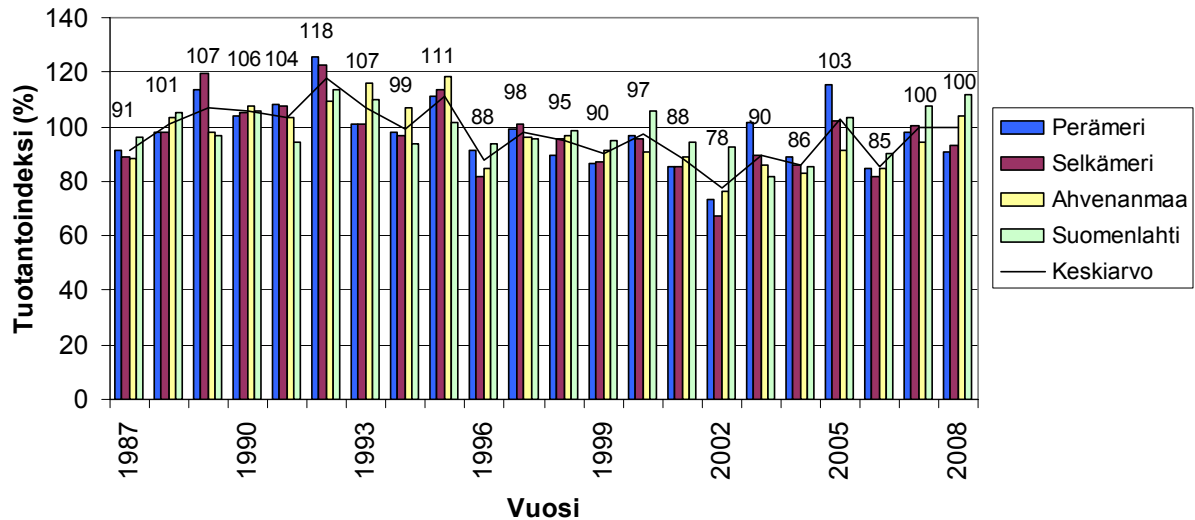
Lapin tunturialueilta ei ole saatavilla pitkän ajan keskiarvon määrittämiseen vaadittavaa havaintoaineistoa, joten Lapin alueelle tuotantoindeksiä ei voida toistaiseksi määrittää.

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

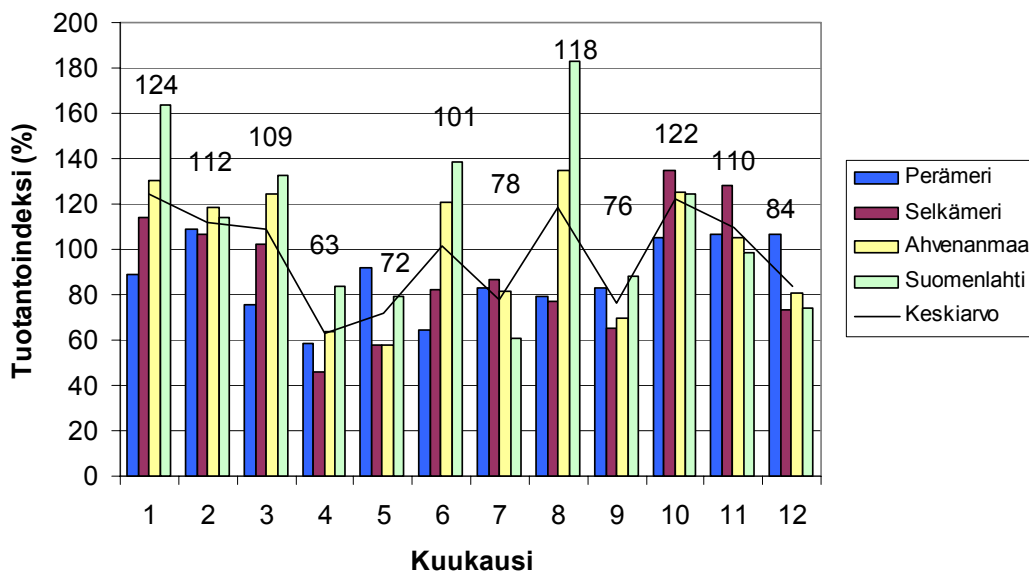
4.1 Tuotantoindeksit

Vuosi 2008 oli tuulisuudeltaan keskimääräistä tyynempi Pohjanlahdella ja keskimääräistä tuulisempi Suomenlahdella ja Ahvenanmaalla. Eri merialueiden tuulisuutta kuvaavat Il-

matieteen laitoksen laskemat tuotantoindeksit vuonna 2008 olivat seuraavat: Perämerellä 91 %, Selkämerellä 93 %, Ahvenanmaalla 104 % ja Suomenlahdella 112 % pitkän aikavälin keskimääräisestä tuotannosta. Vuosittaiset tuotantoindeksit sekä niiden keskiarvo on esitetty kuvassa 4. Tuotantoindeksien keskiarvo vuonna 2008 oli 100 %. Indeksien tuotannolla painotettu keskiarvo, jossa on huomioitu, millä indeksialueilla tuotettiin tuulienergiaa, oli 97 % (asennetun kapasiteetin mukaan painotettu keskiarvo myös 97 %).



Kuva 4. Tuulivoiman tuotantoindeksit Suomen rannikolla vuosina 1987–2008. 100 % on keskimääräinen tuotanto vertailuajanjaksolla 1987–2001. Keskiarvo on merkitty viivalla ja numeroilla.



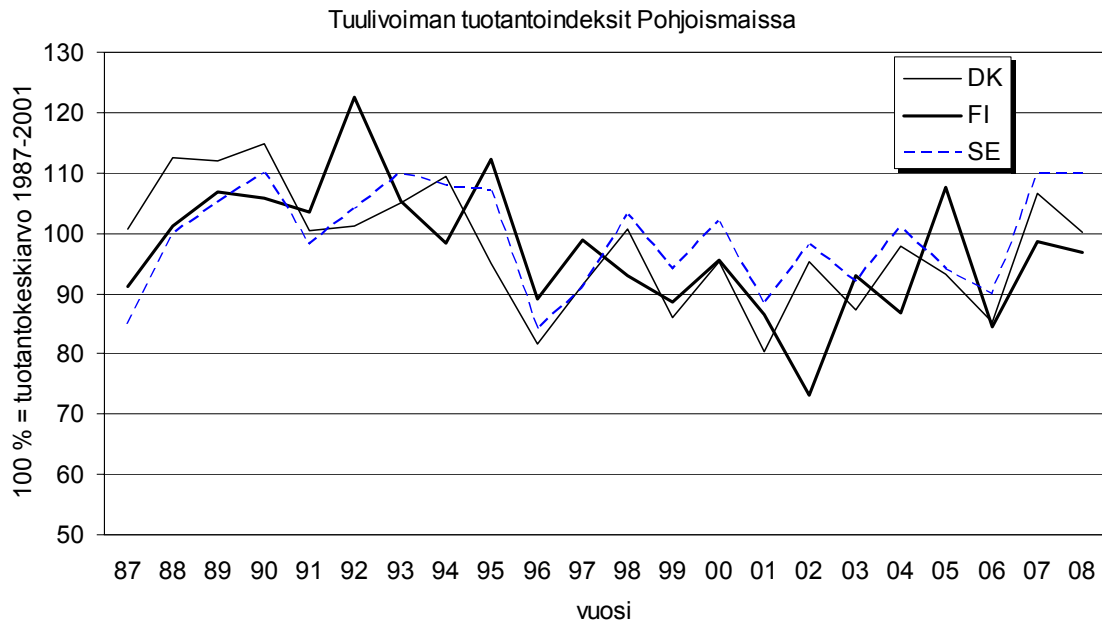
Kuva 5. Kuukausittaiset tuotantoindeksit v. 2008 neljältä sääasemalta. 100 % on keskimääräinen kuukausituotanto vertailuajanjaksolla 1987–2001. Keskiarvo on merkitty viivalla ja numeroilla.

4. Tuulen energiasisältö

Kuukausitason indeksit vuodelta 2008 on esitetty kuvassa 5. Tammi–maaliskuu olivat tuulisia (paitsi Perämerellä), mutta huhti–toukokuussa oli erittäin tyynä koko maassa. Kesäkuu ja elokuu olivat huomattavasti keskimääräistä tuulisempia, mutta heinäkuu ja syyskuu olivat keskimääräistä tyynempiä. Lokakuu ja marraskuu olivat keskimääräistä tuulisempia, ja joulukuussa oli keskimääräistä tuulisempaa vain Perämerellä.

4.2 Tuotantoindeksit Pohjoismaissa

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



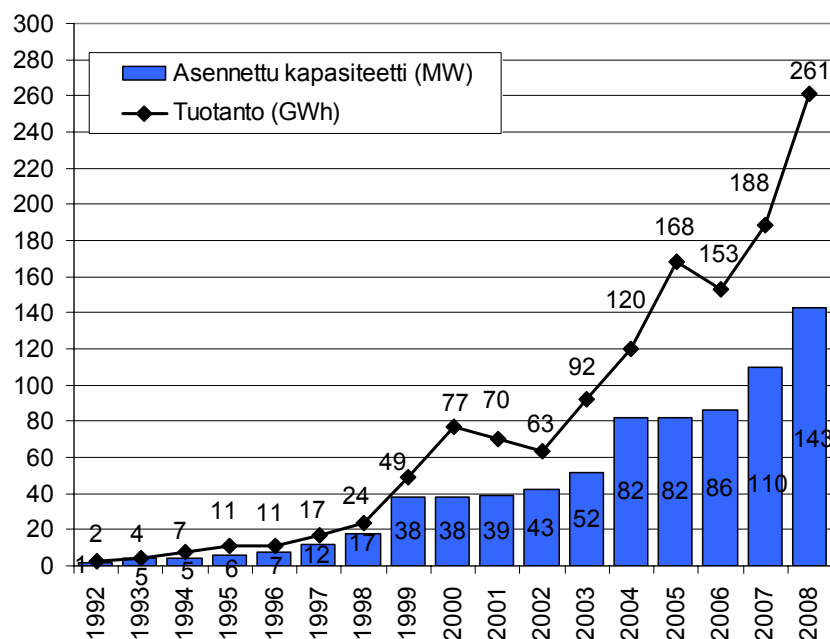
Kuva 6. Tuuliolosuhteiden vuosivaihtelu Suomessa (FI), Ruotsissa (SE) ja Tanskassa (DK). Tuulivoiman tuotantoindeksit 1987–2008.

5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

Vuoden 2008 tuotantotilasto tuulivoimalaitoksittain esitetään taulukkona liitteessä 2.

5.1 Teho ja sähköntuotanto

Suomen tuulivoimalaitosten yhteenlaskettu tuotanto vuonna 2008 oli 261 GWh. Suomen kokonaistuulivoimakapasiteetti vuoden 2008 lopussa oli 143 MW. Tuulivoimakapasiteetti (MW) ja tuotanto (GWh) kasvoivat vuonna 2008 enemmän kuin koskaan aiemmin: kapasiteetti kasvoi 33 MW (30 %) ja tuotanto 72 GWh (38 %). Suhteellisesti kasvu on ollut suurinta vuonna 1999 (yli 100 %). Tuotannon kehitys 1992–2008 on esitetty kuvan 7 käyränä. Samassa kuvassa näkyy myös asennettu kapasiteetti vuoden lopussa. Asennetun kapasiteetin kehitys näkyy taulukossa 4. Tuotantotilastoinnissa käytetään suurimmasta osasta voimaloita nettotuotantoja (laitoksen omakäyttösähkö on vähennetty).

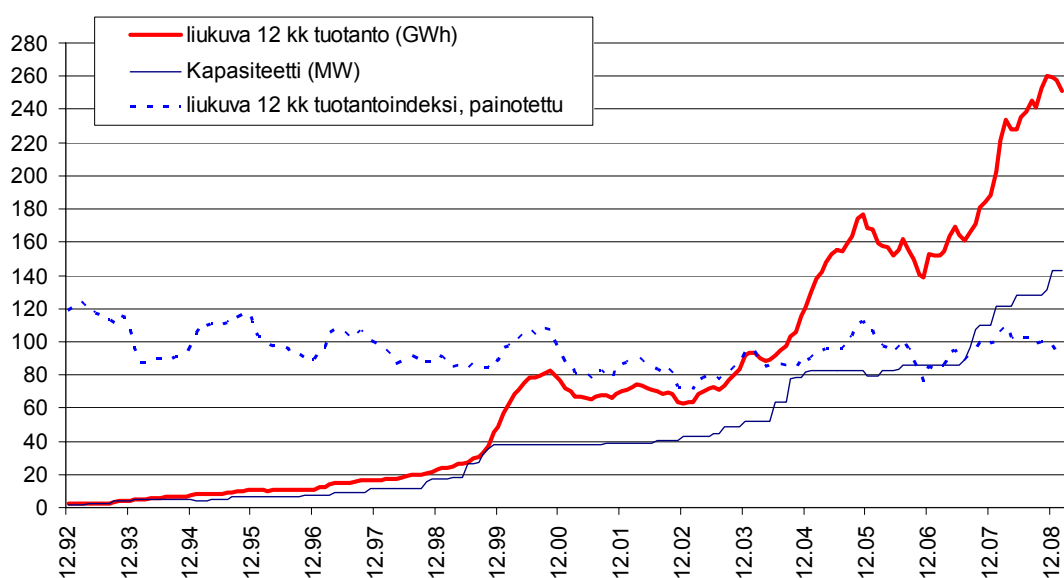


Kuva 7. Asennetun tuulivoimakapasiteetin ja tuotannon kehitys Suomessa vuosina 1992–2008.

5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

Taulukko 4. Suomen tuulivoimakapasiteetin kehitys vuosina 1991–2008.

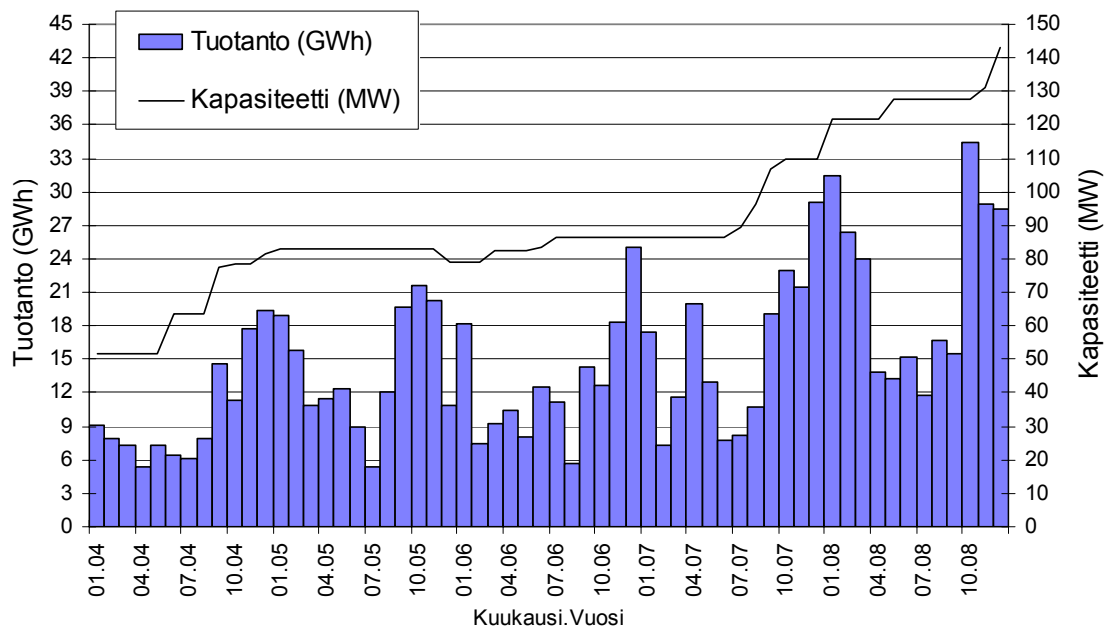
Vuosi	Uusi kapasiteetti		Käytöstä poistettu		Vuoden lopussa	
	MW	lkm.	MW	lkm.	MW kumul.	lkm.
1991	0.865	5			1.2	6
1992	0.225	1			1.4	7
1993	3.22	11			4.6	18
1994	0	0			4.6	18
1995	2	4	0.3	1	6.3	21
1996	0.9	2			7.2	23
1997	4.6	8			11.8	31
1998	5.55	9			17.4	40
1999	20.56	23			37.9	63
2000	0	0			37.9	63
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			86.2	96
2007	24	11			110.2	107
2008	33	11			143.2	118



Kuva 8. Suomen tuulivoiman vuosituotanto 1992–2008 kuukausittain liukuvana 12 kk summana. Kuukauden lopussa asennettu kapasiteetti näkyy ohuempana viivana. Neljästä tuotantoindeksistä on painotettu keskiarvo sen mukaan, mille alueille on asennettu tuulivoimakapasiteettia.

Kuvassa 8 vuosituotannot esitetään liukuvana 12 kk:n summana. Vuoden 2008 marras-kuussa saavutettiin tähän mennessä suurin 12 kk:n tuulivoimatuotanto. Kuvaan on piirretty myös tuotantoindeksit samanlaisina liukuvina 12 kk:n 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 12 ja 34 GWh välillä vuonna 2008.



Kuva 9. Tuulivoiman tuotanto ja kapasiteetin kehitys Suomessa kuukausittain vuosina 2004–2008.

5.2 Euroopan tuulivoimakapasiteetti

Euroopan tuulivoimakapasiteetti vuoden 2008 lopussa oli noin 66 000 MW (EU:n alueella 65 000 MW), josta vuoden 2008 aikana rakennettiin 8 900 MW eli 13 %. Maailman tuulivoimakapasiteetti vuoden 2008 lopussa oli noin 120 000 MW. Taulukossa 5 esitetään Euroopan tuulivoimakapasiteetin kehitys maittain vuosina 2001–2008. Suomi on Euroopan sijalla 18 asennetussa tuulivoimakapasiteetissa. Vuonna 2008 Euroopassa rakennetusta tuulivoimakapasiteetista valtaosa rakennettiin Saksaan, Espanjaan, Italiaan ja Ranskaan (yli 5 000 MW).

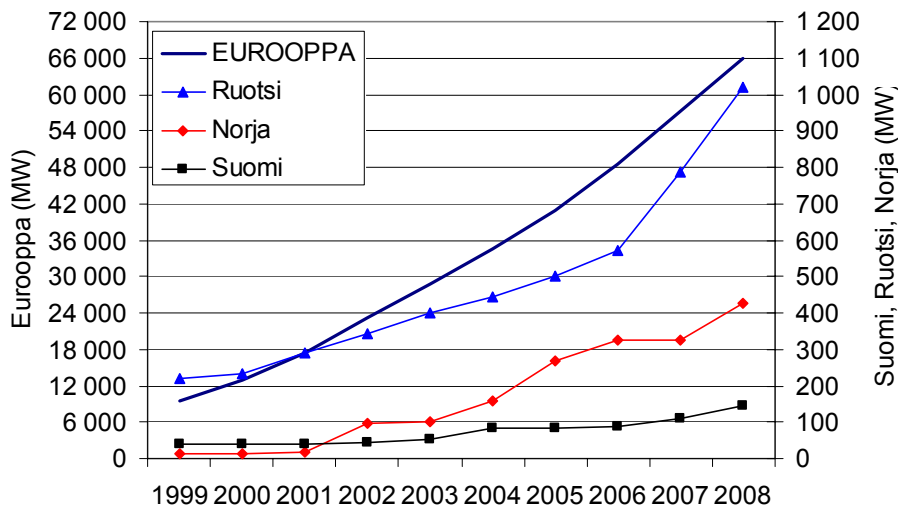
Kuvassa 10 esitetään tuulivoimakapasiteetin kehitys Ruotsissa, Norjassa ja Suomessa. Samaan kuvaan on myös merkitty Euroopan tuulivoimakapasiteetin kehitys.

5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

Taulukko 5. Euroopan tuulivoimakapasiteetti [3].

MW	Kapasiteetti vuoden lopussa							
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Saksa	8 754	11 994	14 609	16 629	18 428	20 622	22 247	23 903
Espanja	3 337	4 825	6 203	8 263	10 027	11 615	15 131	16 740
Italia	697	788	904	1 265	1 717	2 123	2 726	3 736
Ranska	78	148	253	390	757	1 567	2 454	3 404
Britannia	474	552	648	907	1 353	1 963	2 406	3 241
Tanska	2 417	2 889	3 115	3 118	3 122	3 136	3 125	3 180
Portugali	125	195	296	522	1 022	1 716	2 150	2 862
Hollanti	493	693	910	1 079	1 219	1 560	1 747	2 225
Ruotsi	290	345	399	442	500	572	788	1 021
Irlanti	125	137	191	339	496	745	795	1 002
Itävalta	94	140	415	606	819	965	982	995
Kreikka	272	297	375	473	573	746	871	985
Puola	22	27	63	63	73	152	276	472
Norja	17	97	101	160	267	325	326	428
Belgia	31	35	68	96	167	193	287	384
Bulgaria	0	0	0	1	10	36	57	158
Tshekki	5	3	9	17	26	50	116	150
Suomi	39	43	52	82	82	86	110	143
Unkari	1	2	2	3	17	61	65	127
Viro	2	2	2	3	30	32	59	78
Liettua	0	0	0	7	7	48	51	54
Luxemburg	15	17	22	35	35	35	35	35
Latvia	2	24	26	27	27	27	27	27
Sveitsi	5	5	5	9	12	12	12	14
Muu Eurooppa	47	70	136	104	109	176	270	558
EUROOPPA	17 342	23 212	28 804	34 640	40 895	48 563	57 113	65 922

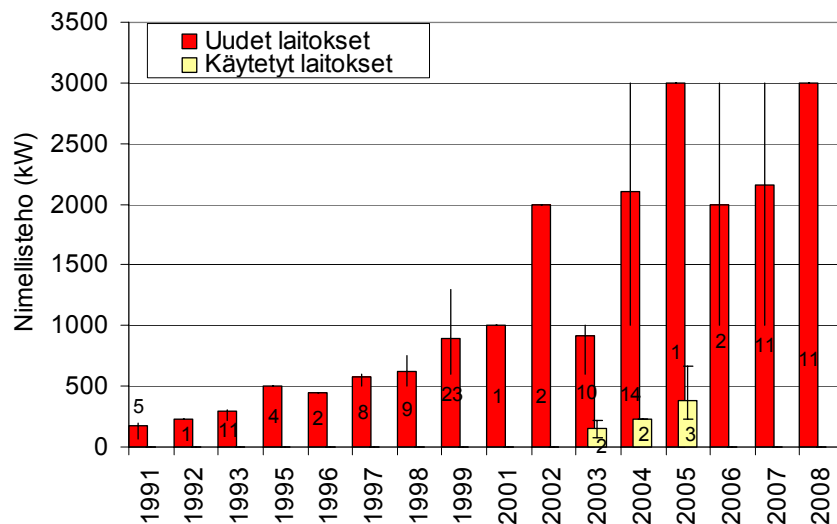
5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys



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

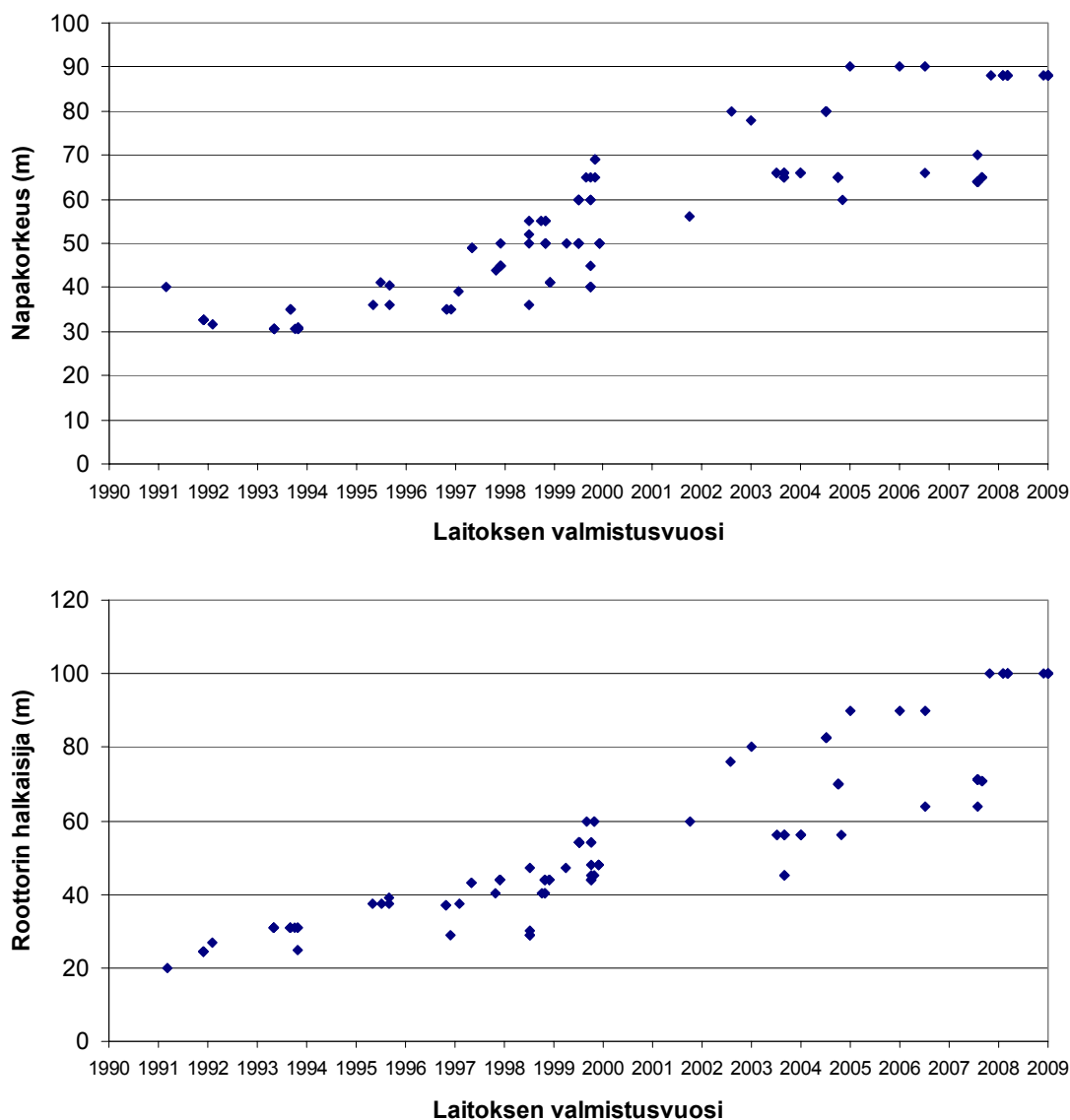
5.3 Laitoskoon kehitys

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 2008 lopussa Suomen tuulivoimalaitosten keskikoko oli 1 212 kW (118 laitosta, yht. 143 MW). Ilman käytettynä ostettuja laitoksia keskiteho oli 1 271 kW (111 laitosta, yht. 141 MW). Vuoden 2008 lopussa olevien laitosten korkeus ja roottorin halkaisija näkyvät kuvassa 12.



Kuva 11. Vuosittain asennetun tuulivoimakapasiteetin keskitehon kehitys 1991–2008 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. Vuoden 2008 lopun tuulivoimalaitoskapasiteetti laitoksen iän mukaan, laitoskorkeuden ja roottorin halkaisijan kehitys.

5.4 Tunnuslukuja

Eri vuosien tuotantotietojen vertailemiseksi laitosten yhteenlasketusta tuotannosta on laskettu keskimääräiset tunnusluvut taulukkoon 6. Taulukossa ovat myös yksittäisten laitosten maksimi- ja minimiarvot (eniten tuottanut laitos ja vähiten tuottanut laitos). Laskelmiin on otettu mukaan ainoastaan ne laitokset, jotka ovat olleet koko vuoden toiminnassa. Lapin tutkimuslaitokset eivät ole mukana (vuonna 2001), eivät myöskään Etelä-Suomen sisämaahan pystytetyt alle 300 kW:n laitokset. Vuosina 2007–2008 luvuis- sa eivät ole mukana 3 MW:n laitokset eivätkä koko vuoden poissa toiminnasta olleet Ka-

5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

lajoen kaksi 300 kW:n laitosta. Kesällä 2004 tulipalossa tuhoutunut laitos ei ole mukana vuoden 2004 luvuissa. Taulukossa 6 esitetyt painotetut tuotantoindeksit ovat vertailukelpoisia, eli tässä on käytetty samaa indeksin vertailujaksoa 1987–2001 ja Selkämeren aseman tietoja kaikille vuosille.

Taulukko 6. Koko vuoden toiminnassa olleiden voimalaitosten tuotantoluvuista laskettuja tunnuslukuja vuosilta 2001–2008. Sisämaan käytettynä ostetut laitokset sekä 3 MW:n laitokset eivät ole mukana luvuissa.

Vuosi	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Laitosten nimellisteho yht. (MW)	38	39	43	51	75	75	76	96
Laitosten lukumäärä	61	62	64	73	87	87	86	96
Vuosituotanto yht. (MWh)	69 359	61 030	84 619	98 134	159 977	140 578	153 527	203 119
Eniten tuottaneen laitoksen tuotanto	2 650	2 406	6 578	5 697	7 035	6 420	6 784	7 493
Vähiten tuottaneen laitoksen tuotanto	164	221	259	258	317	196	153	256
Huipunkäyttöaika keskimäärin (h)	1 843	1 580	1 985	1 942	2 063	1 789	1 953	1 944
Suurin huipunkäyttöaika	2 918	2 622	3 289	2 848	3 518	3 210	3 392	3 258
Pienin huipunkäyttöaika	821	444	862	861	696	536	674	909
Tuotanto pyyhkäisy-pinta-alaa kohti	742	635	789	760	861	746	813	846
Suurin tuotanto kWh/m ²	1 157	1 028	1 450	1 256	1 551	1 415	1 495	1 893
Pienin tuotanto kWh/m ²	345	183	343	342	319	246	268	361
Kapasiteettikerroin keskimäärin	0,20	0,17	0,22	0,21	0,24	0,20	0,22	0,22
Suurin kapasiteettikerroin	0,33	0,30	0,38	0,32	0,40	0,37	0,39	0,37
Pienin kapasiteettikerroin	0,09	0,05	0,10	0,10	0,08	0,06	0,08	0,10
Tuotantoindeksi keskimäärin*	87 %	73 %	93 %	87 %	107 %	84 %	99 %	97 %

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

Keskimääräinen huipunkäyttöaika vuonna 2008 oli 1 944 h/a, ja kun otetaan vain yli 90 % käytettävyydellä toimineet laitokset 1 978 h/a. Taulukkoon 7 on tehty sama laskenta niin, että on poistettu niiden voimaloiden tuotanto, joiden käytettävyyden on ollut heikko (< 90 %). 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.

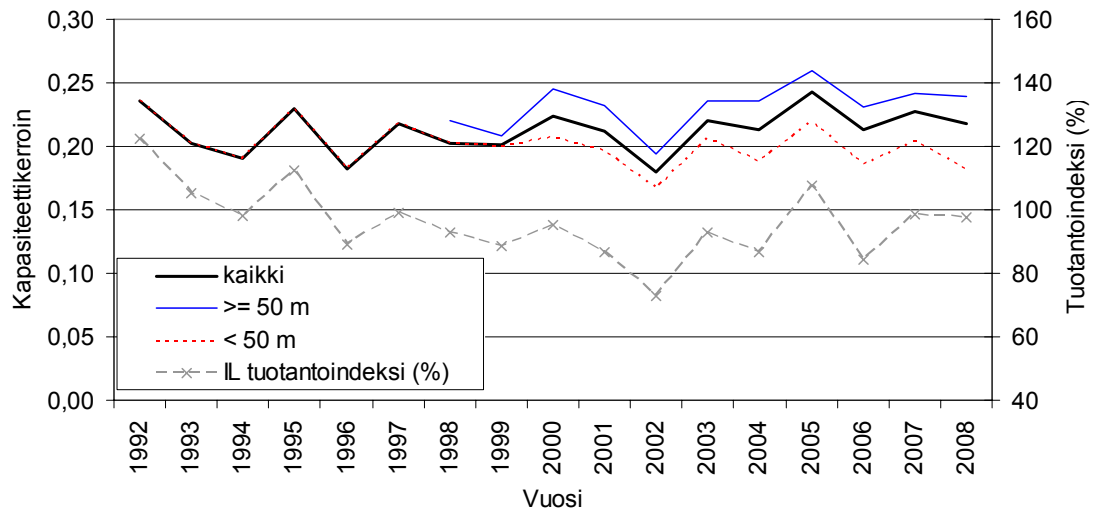
5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

Taulukko 7. Tilastointiin osallistuvien standardilaitosten tuotantoluvuista laskettuja tunnuslukuja vuosilta 2001–2008, kun mukana ovat ainoastaan laitokset, joiden käytettävyys on ollut yli 90 %.

Vuosi	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Laitosten nimellisteho yht. (MW)	30	34	37	44	68	61	67	90
Laitosten lukumäärä	49	53	54	63	76	67	73	87
Vuosituotanto yht. (MWh)	59 512	57 049	75 719	89 672	147 697	119 369	139 794	191 262
Eniten tuottaneen laitoksen tuotanto	2 650	2 406	6 578	5 697	7 035	6 420	6 784	74 93
Vähiten tuottaneen laitoksen tuotanto	224	230	279	281	343	239	295	256
Huipunkäyttöaika keskimäärin (h)	1 962	1 655	2 067	2 036	2 134	1 900	2 035	1 978
Suurin huipunkäyttöaika	2 918	2 622	3 289	2 848	3 518	3 210	3 392	3 258
Pienin huipunkäyttöaika	1 118	1 021	1 341	936	1 091	797	985	909
Tuotanto pyyhkäisy-pinta-alaa kohti	793	678	836	796	889	790	846	868
Suurin tuotanto kWh/m ²	1 157	1 028	1 450	1 256	1 551	1 415	1 495	1 893
Pienin tuotanto kWh/m ²	471	406	586	372	455	317	391	361
Kapasiteettikerroin keskimäärin	0,22	0,19	0,23	0,22	0,24	0,22	0,23	0,23
Suurin kapasiteettikerroin	0,33	0,30	0,38	0,32	0,40	0,37	0,39	0,37
Pienin kapasiteettikerroin	0,13	0,12	0,15	0,11	0,12	0,09	0,11	0,10
Tuotantoindeksi keskimäärin*	87 %	73 %	93 %	87 %	107 %	84 %	99 %	97 %

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

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 50 m ja alle 50 m. Mukana laitokset, joiden käytettävyys on ollut yli 80 % ja jotka ovat olleet tuotannossa koko vuoden.

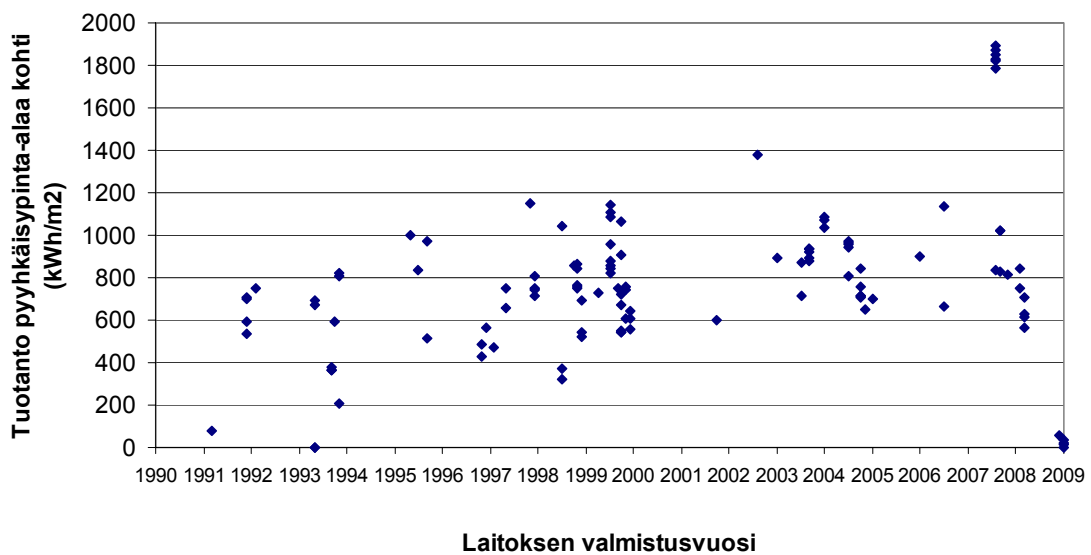
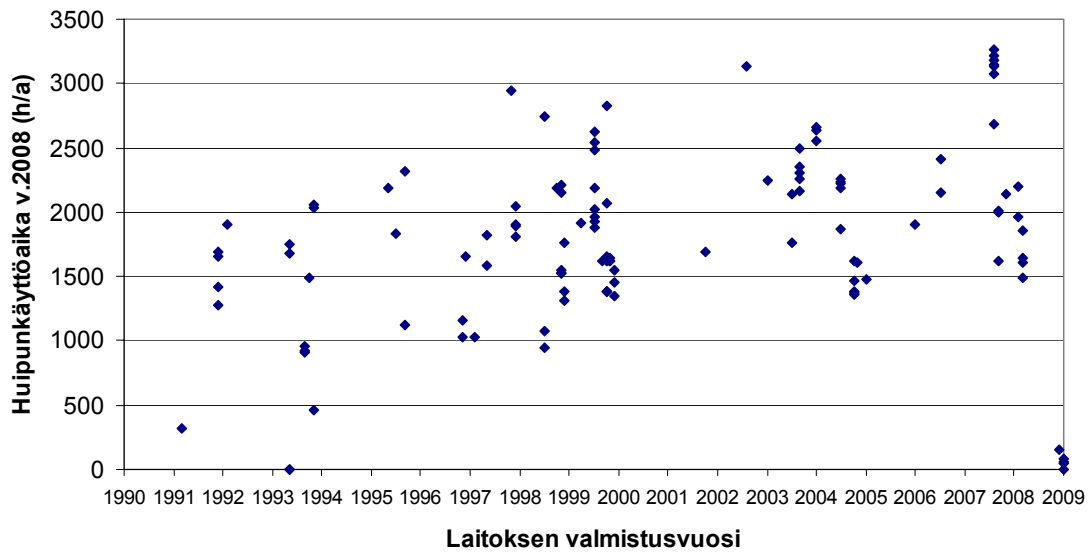
6. Tuotantovertailuja vuodesta 2008

6.1 Tuotannon tunnusluvut vuonna 2008

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. Kuvista on nähtävissä trendi, että uusimmat laitokset tuottavat paremmin. Vuoden 2008 aikana aloittaneet laitokset ovat ennättäneet toimia vain osan vuotta eivätkä siksi ole vertailukelpoisia. Uudet 3 MW:n laitokset ovat vielä vuonna 2008 toimineet heikohkolla käytettävyydellä ja ne ovat tilastoinnissa demonstraatio-statuksella vuoden 2008 loppuun. Hyvin tuottaneet laitokset yltyvät yli 2 400 tunnin huipunkäyttöaikaan ja yli 1 000 kWh/m² tuotantoon pyyhkäisyypinta-alaa kohti. 30 parhaan laitoksen tunnusluvut on esitetty kuvissa 15 ja 16.

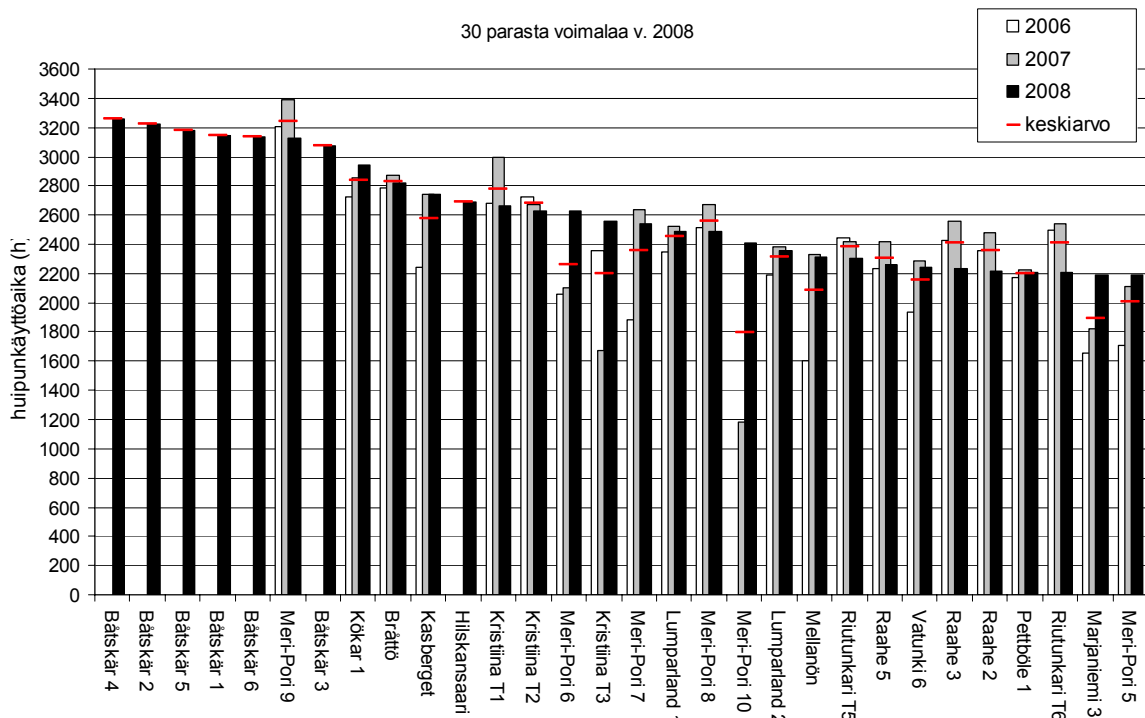
19 parasta laitosta ylitti 2 400 tunnin huipunkäyttöajan rajan ja 20 laitosta 1 000 kWh/m² rajan. 30 parhaan laitoksen joukosta lähes 74 % on nimellisteholtaan 1 MW tai yli – näiden laitosten osuus kaikista Suomen laitoksista on 56 %. Parhaat laitokset sijaitsevat Ahvenanmaalla (Båtskärillä, Kökarilla, Föglössä ja Sottungassa), Meri-Porin Tahkoluodossa, Kristiinankaupungissa, Raahessa sekä Oulunsalossa. Kun laitosten tuotantoa verrataan suhteutettuna roottorin pyyhkäisyypinta-alaan (kuva 16) nimellistehon sijaan, keskinäinen järjestys muuttuu jonkin verran. Ahvenanmaan Enerconin laitokset (paitsi Båtskärissä) sekä Oulunsalon Nordexin laitokset putoavat listalta ja suomalais- ja tanskalaisvalmisteiset laitokset nousevat, kuten myös Högsåran laitokset. Huipunkäyttöajan ja pyyhkäisyypinta-alan perusteella laskettuihin tunnuslukuihin vaikuttaa laitostyyppiin valittu lavan pituus suhteessa generaattorin nimellistehoon. Båtskärin laitokset tekivät ennätyksen tuotannossa mitattuna roottorin pinta-alaa kohti: 1 893 kWh/m². Laitokset on mitoitettu kovatuuliselle sijoituspaikalle (lavan pituus pieni suhteessa generaattorin kokoon). Ennen vuotta 2008 parhaat Suomessa saavutetut tunnusluvut olivat Meri-Pori 9:n vuodelta 2005: 3 518 h/a ja 1 551 kWh/m². Huipunkäyttöaikana tämä on edelleen suurin Suomessa saavutettu vuosituotanto.

6. Tuotantoverailuja vuodesta 2008

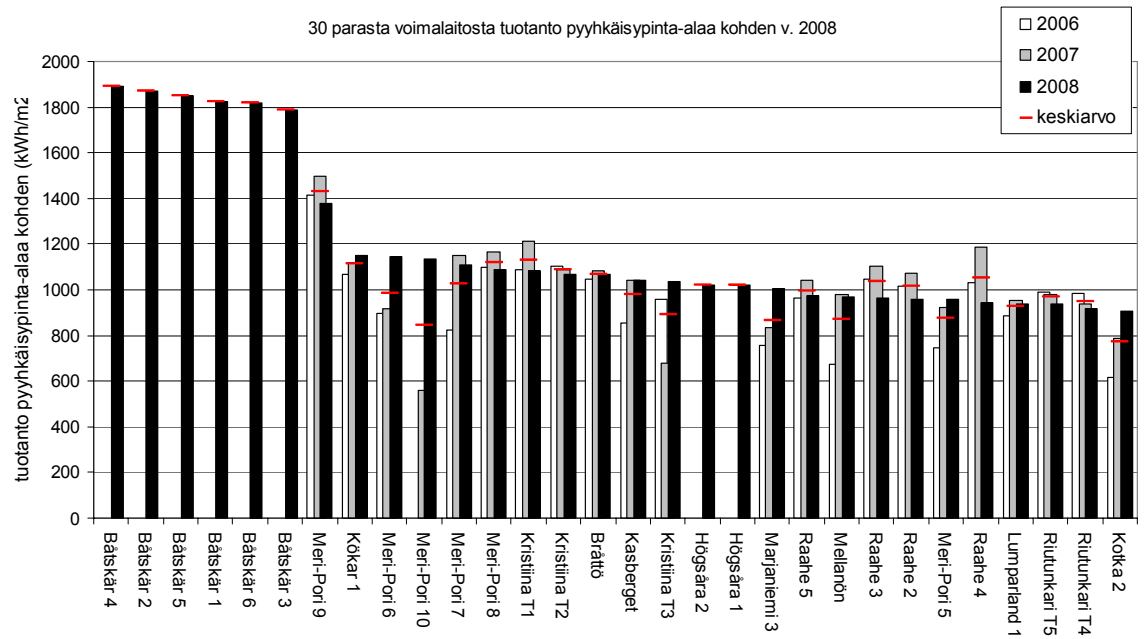


Kuva 14. Kaikkien laitosten tuotanto vuonna 2008 huipunkäyttöaikana ja suhteessa ppyyhkäisy-pinta-alaan (huom. vuonna 2008 aloittaneet laitokset vain osan vuotta toiminnassa).

6. Tuotantovertailuja vuodesta 2008



Kuva 15. Suomen 30 parasta tuulivoimalaitosta vuoden 2008 huipunkäyttöajan mukaisessa järjestyksessä. Vuosien 2006 ja 2007 huipunkäyttöajat näkyvät vaaleampina pylväinä ja kolmen vuoden keskiarvo vaakasuoralla viivalla.

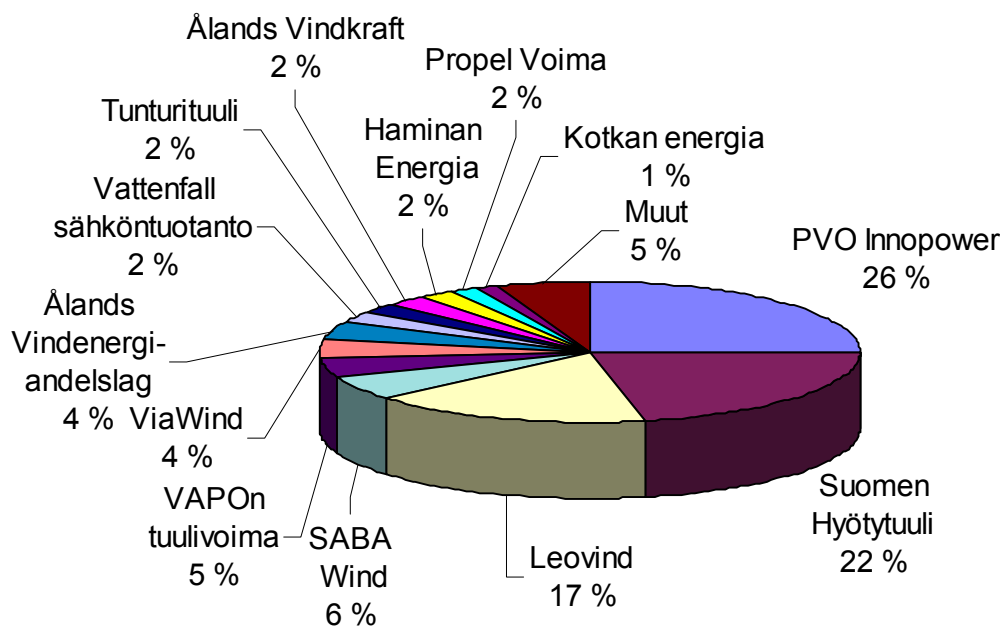


Kuva 16. Suomen 30 parasta tuulivoimalaitosta järjestettynä vuoden 2008 ominaistuotannon (tuotanto pyyhkäisy-pinta-alaa kohden) mukaan.

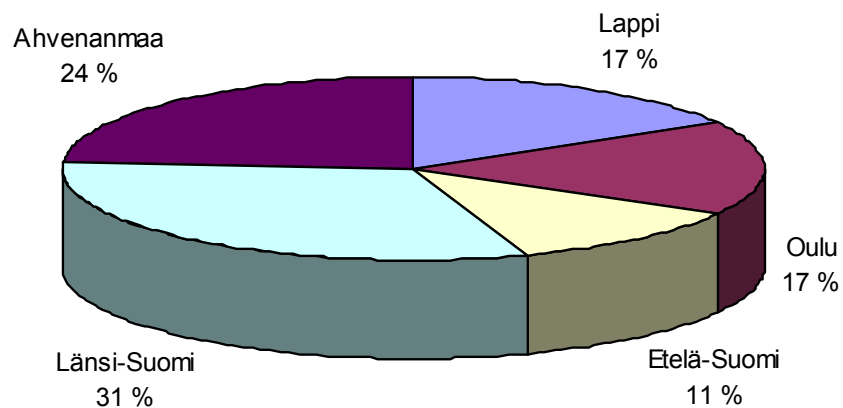
6.2 Tuotannon jaotteluja vuodelta 2008

Tuulivoiman tuotanto vuonna 2008 jaoteltuna omistajien mukaan on esitetty kuvassa 17. Suurimmat tuulivoimatuottajat olivat PVO Innopower (26 % Suomen tuulisähköstä), Suomen Hyötytuuli (22 %), Leovind (17 %), SaBa Wind (6 %) ja VAPOn tuulivoima (5 %). Ahvenanmaalla tuotettiin lähes 25 % Suomen tuulivoimatuotannosta vuonna 2008.

Tuulivoimatuotannon jakautuminen lääneittäin on esitetty kuvassa 18. Vuonna 2008 eniten tuulisähköä tuotettiin Länsi-Suomessa (31 %) ja toiseksi eniten Ahvenanmaalla (24 %). Lapin läänin ja Ahvenanmaan osuudet kasvoivat verrattuna vuoteen 2007.



Kuva 17. Tuulivoimatuottajien osuudet tuotetusta tuulisähköstä (yhteensä 261 GWh) vuonna 2008.



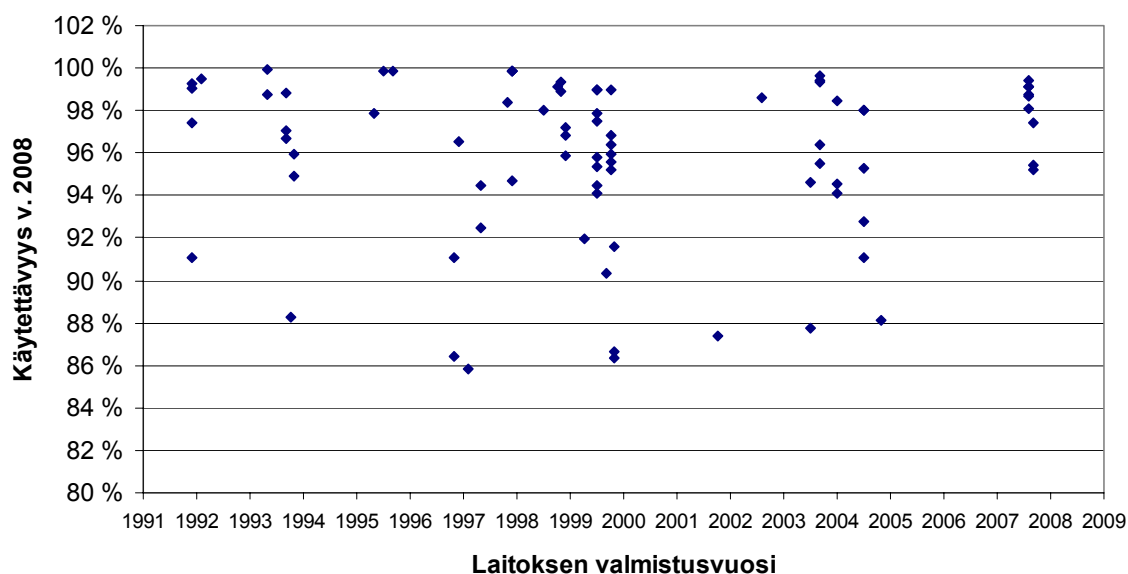
Kuva 18. Tuulivoimatuotannon alueellinen jakautuminen vuonna 2008.

7. Käyttökatkot

Suomen tuulivoimaloiden keski-ikä oli vuoden 2008 lopussa 8,2 vuotta (118 laitosta). Vikatilastoissa ei ole mukana 3 MW:n laitoksia eikä sisämaan käytettyjä laitoksia. Vuodelta 2007 ja 2008 mukana ei ole Kalajoen kahta 300 kW:n laitosta jotka seisoivat koko vuoden vaihteistokorjausta odotellen. Vuonna 2008 näiden lisäksi oli kuusitoista laitosta, jotka eivät raportoineet seisokkiaikoja koko vuodelta, joten vikatilastoissa on mukana yhteensä 80 laitosta (77 MW).

7.1 Tekninen käytettävyys

Viimeisten kymmenen vuoden aikana keskimääräinen käytettävyys on vaihdellut välillä 93 ja 96 % eri vuosina. Vuonna 2008 keskimääräinen tekninen käytettävyys oli 96 % (94 % vuonna 2007). Tekninen käytettävyys on esitetty laitosiän mukaisessa järjestyksessä kuvassa 19. 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 19. Tekninen käytettävyys vuonna 2008 laitosten funktiona.

7.2 Käyttökätkojen erittelyt

Taulukossa 8 on esitetty raportoidut käyttökätkot vuodesta 2001 lähtien. Käyttökätkojen aiheuttamat häiriöajat 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 esim. tutkimuksen tai esittelyn vuoksi aiheutunut seisokkiaika.
- Vika tarkoittaa niitä tapauksia, joissa on jouduttu tekemään korjaustoimenpiteitä, ja vain näistä tehdään tilastoihin tarkempi komponenttijaottelu.
- Sähköverkosta aiheutuneet häiriöt eivät vähennä laitoksen käytettävyyttä. Samoin osa jäätyishäiriöistä on aiheuttanut ainoastaan vähentyneen tuotannon, jolloin laitoksen käytettävyys ei ole pienentynyt.
- Osassa laitoksista on ollut käytössä vain kuukausittainen seisokkiaika-tieto; tai se on arvioitu tuntitehoaikasarjojen perusteella. Näistä laitoksista ei ole ollut käytettävissä vikaerittelyä, vaan koko seisokkiaika on taulukossa 8 kohdassa ”vain seisokkiaika raportoitu”.

7. Käyttökatkot

Taulukko 8. Käyttökatkot vuosina 2001–2008. Sisämaan pienet laitokset ja 3 MW:n laitokset eivät ole mukana käyttökatkosten tilastoinnissa, ja Rahjan 2 laitosta ovat poissa vuodet 2007–08 jolloin olivat koko vuoden poissa käytöstä. Vuonna 2008 laitoksia oli tämän jälkeen 96 MW, joista 80 kpl (77 MW) raportoi seisokit koko vuodelta. Kesken vuotta aloittaneet laitokset ovat mukana tilastossa ennen vuotta 2006. Seisokkiaikaa on keskimäärin 5,4 % vuosina 2001–2008.

Seisokin syy	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Huolto	1 407	1 301	1 092	800	840	1 275	2 233	1 415
Häiriö	3 887	3 831	9 939	9 156	9 773	10 622	9 924	8 423
Jäätyminen	3 691	721	642	1 605	924	1 382	1 374	2 391
Muu syy	53	53	3 231	378	1 262	0	72	543
Sähköverkko	583	343	517	469	474	317	541	1 103
Vika	26 645	8 396	9 947	19 052	22 449	35 461	30 434	16 240
Vain seisokkiaika raportoitu		343		6 601	3 538	3 398	1 293	
Seisokkiaika yhteensä (h)	35 908	14 988	25 368	38 061	39 260	52 455	45 871	30 115
Seisokkiaika % ajasta	6,7 %	3,8 %	5,4 %	5,5 %	4,9 %	6,8 %	6,3 %	4,3 %
Raportoineet laitokset (MW)	39	32	39	78	79	75	67	77
% kapasiteetista raportoitu	100 %	72 %	75 %	100 %*	96 %*	87 %*	87 %*	80 %

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

Taulukossa 9 vuoden 2008 vikatunnit on jaoteltu vikaantuneen komponentin ja vian syyn mukaan. Taulukossa esitetään myös komponenttivikojen lukumäärät. Kuvassa 20 esitetään vikojen aiheuttamien käyttökatkosten jakautuminen eri komponenttien välille.

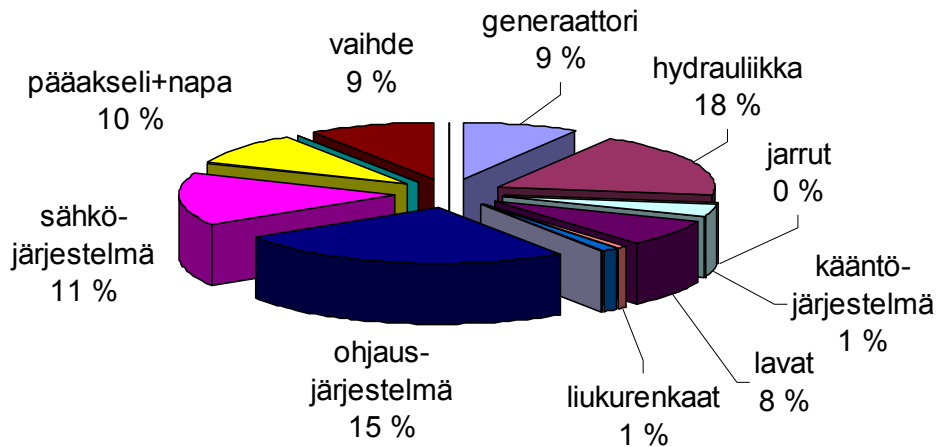
Taulukko 9. Suomen tuulivoimalaitosten viat vuonna 2008: seisokkitunnit vian aiheuttajien ja komponenttien mukaan.

Komponentti	Vika-aika yhteensä	% vika-ajasta	Vikojen lkm	kuluminen	käyttövirhe	muu	ohjausyksikön toimintavirhe	valmistusvirhe
anturit	1 869	11,5 %	36	1 869				
gen. käämitys	456	2,8 %	2	456				
gen. laakerit	88	0,5 %	2	88				
generaattori	847	5,2 %	11	837		10		
hydrauliikka	3 012	18,5 %	28	2 992	20			
ilmajarrut	89	0,5 %	1	89				
kaapelit	330	2,0 %	5	168			162	
kääntöjärjestelmä	93	0,6 %	2	93				
kääntömoottori	527	3,2 %	3	527				
lapa	1 167	7,2 %	3	1 167				
lapakulman säätömekanismi	1 023	6,3 %	13	1 023				
liukurenkaat	146	0,9 %	5	146				
mekaaninen jarru	141	0,9 %	3	141				
napa	92	0,6 %	1	92				
ohjausjärjestelmä	2 106	13,0 %	8	2 106				
ohjausyksikkö	186	1,1 %	2	186				
pääakseli	430	2,6 %	3	430				
releet	8	0,0 %	1	8				
taajuusmuuttaja	1 057	6,5 %	16	1 057				
tehoelektroniikka	288	1,8 %	4	288				
tehomuuntaja	1 136	7,0 %	5	1 004		17		115
vaihdelaatikko	397	2,4 %	7	397				
verkkoonkytkentä	752	4,6 %	11	752				
Yhteensä	16 240	100,0 %	172	15 916	20	27	162	115
% vika ajasta				98,0 %	0,1 %	0,2 %	1,0 %	0,7 %

Kuvassa 21 esitetään vikoja aiheuttaneiden komponenttien prosenttiosuudet koko vikatilastoinnin aikajaksolta 1996–2008. Vaihteistojen vikautumisesta aiheutuneet seisokit näkyvät suurimpana, koska ne on erityisesti vanhemmissa 300 kW:n laitoksissa tehty useita kuukausia kestävinä korjaustöinä.

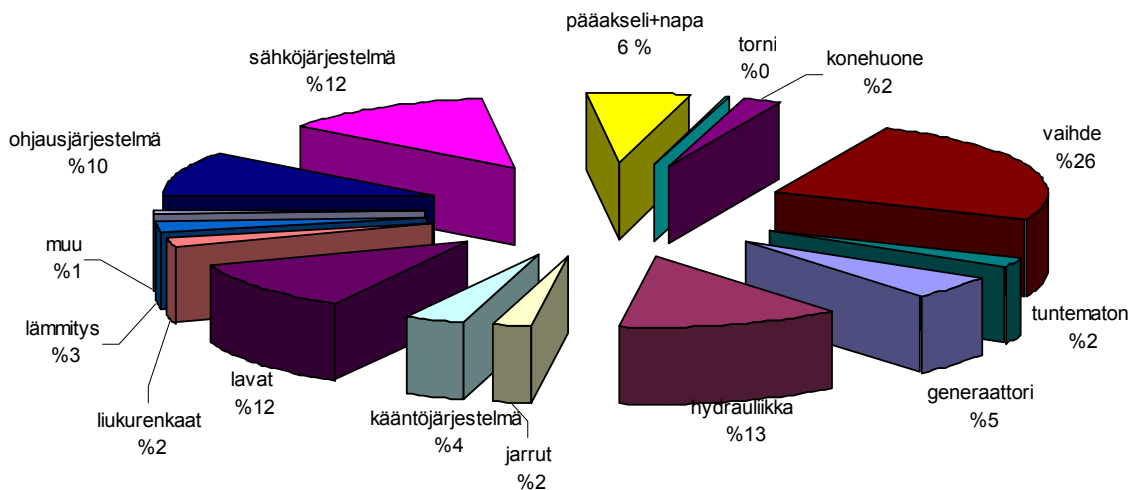
7. Käyttökatkot

Vikojen aiheuttamat käyttökatkot vuonna 2008 yhteensä 16240 h, 80 laitosta (keskiarvo 2 % ajasta)



Kuva 20. Vikojen aiheuttamien käyttökatkosten jakautuminen tuulivoimaloiden eri komponenteille vuonna 2008.

Vikojen aiheuttamat käyttökatkot vuosina 1996-2008



Kuva 21. Vikojen aiheuttamien käyttökatkosten jakautuminen tuulivoimaloiden eri komponenteille vuosina 1996–2008.

7.3 Jäätymiset ja kylmä aika

Vikatilastoihin rekisteröidään myös jäätymistapaukset (taulukko 10). Osa Suomen tuuli-voimalaitoksista on varustettu lapalämmitysjärjestelmillä. Tunturialueiden ulkopuolella lapalämmitysjärjestelmiä on Porissa. Näissä laitoksissa jäätymisen on osittain ollut myös lämmitysjärjestelmälaiteiston vika eikä ole aina tilastoissa jäätymistapauksena. Laitosten ohjausjärjestelmien käyttämät tuulimittarit ovat yleensä lämmitettyjä. Siitäkin 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 alenemisena.

Taulukko 10. 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	

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 °C ja -30 °C välillä. Matalista lämpötiloista aiheutunut seisonta-aika on nimeltään kylmäaikaa. Tilastoihin raportoidut kylmäajat esitetään taulukossa 11. Kylmäaika ei ole seisokkiaikaa vaan osa laitoksen suunniteltua toimintaa. Vuonna 2008 kylmäaikaa raportoitiin vain Korsnäsistä.

Taulukko 11. 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	

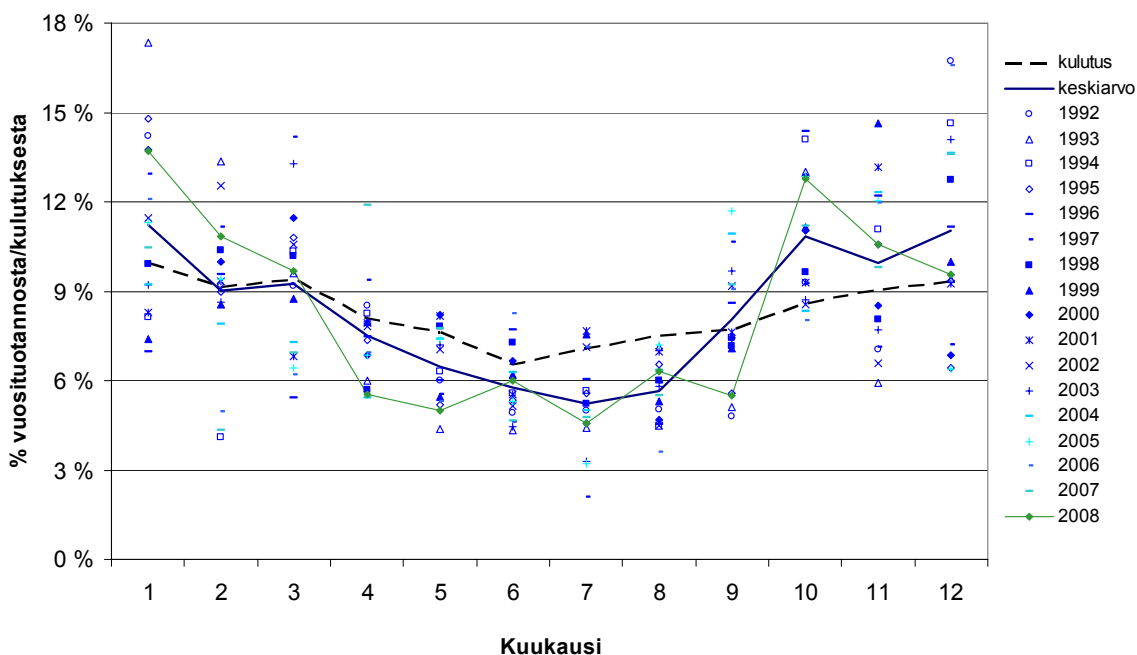
8. Tuulivoima ja sähkön kulutus

Tuulivoiman tuotanto on talvella keskimäärin suurempaa kuin kesällä, kuten sähkön kulutuskin. Kun sähkön kulutuksessa on huippu, ei tuulivoimaa kuitenkaan aina ole 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, ja kapasiteettiarvo laskee tuulivoimaosuuden kasvaessa [4, 8].

8.1 Tuulivoiman kausivaihtelu

Tuulivoimatuotanto on yleensä talvikuukausina huomattavasti suurempaa kuin kesäkuukausina [5]. Vuosien 1999–2008 kuukausittainen tuulivoiman tuotanto esitetään kuvassa 22. Mukana ovat ainoastaan ne standardivoimalaitokset, jotka ovat olleet käytössä koko vuoden.

8. Tuulivoima ja sähkön kulutus



Kuva 22. Tuulivoiman keskimääräinen kausivaihtelu: Suomen tuulivoimalaitosten yhteenlasketun tuotannon jakautuminen eri kuukausille vuosina 1992–2008. Suomen sähkön kulutuksen jakautuminen eri kuukausille keskimäärin 1999–2008 näkyy katkoviivana [6].

Talvikuukausina (loka-maaliskuussa) on tuotettu keskimäärin 60 % vuotuisesta tuulisähköstä. Sähkön kulutus kuvassa 22 on sähkön bruttokulutus kuukausittain suhteessa vuosikulutukseen, kuvassa on käytetty vuosien 1999–2008 kuukausiluvuista laskettua keskiarvoa [6].

8.2 Tuulivoimatuotanto valtakunnan huipun aikana

Tuulivoimalaitosten tuntitehot on selvitetty valtakunnan sähkön kulutuksen huippujen ajalta (taulukko 12). Kaikista tuulivoimalaitoksista ei ole ollut käytettävissä tuntitehoja, joten taulukossa on ilmoitettu kunkin vuoden kohdalla kyselyyn vastanneiden laitosten nimellisteho ja tuotettu teho prosenttina nimellistehosta. Vuodesta 2005 eteenpäin Adato (Energiateollisuus) on kerännyt tuntiaikasarjat tuulivoimatuotannosta yli 90 % laitoksista ja tiedot on saatu suoraan Energiateollisuudelta.

Kuudentoista vuoden perusteella saadaan huipunaikaiseksi tuulivoimatuotannoksi keskiarvona 18 %. Jos jätetään ensimmäiset vuodet pois, jolloin ilmoittaneita laitoksia oli alle 10 MW, saadaan yhdentoista vuoden keskiarvoksi 17 %. Tuulivoimateholla painotettu keskiarvo on sekä 11 että 16 vuoden tiedoilla laskien 18 %.

Tarkemmin huipunaikaista tuotantoa on arvioitu neljältä vuodelta 1999–2002 käyttäen hyväksi tuulivoiman toteutuneita tuntitehoja (taulukko 13). Koko Suomen tuulivoima-

tuotannolle on tehty yhteisaikasarja tunneittain siten, että Lapin ja Ahvenanmaan osuus on kummallakin 10 % asennetusta kapasiteetista [7]. Sama analyysi on tehty vuosien 2005–2008 toteutuneista tuulivoima- ja kulutustiedoista (Adaton tuntimittauksista).

Vuonna 1999 oli keskimääräistä tyynempi alkuvuosi ja myös huipunaikainen tuulivoimatuotanto jäi selvästi alle keskimääräisen tuotannon. Kymmenen suurinta huippua olivat yhden vuorokauden sisällä. Taulukossa 12 huipunaikainen teho vuodelle 1999 on 20 %, mutta se tulee lähinnä Lapin ja Ahvenanmaan tuulivoimaloista, joiden osuus saaduista tuntitiedoista on yli 60 %, vaikka niiden osuus taulukon 13 luvuista on vain 20 %. Vuonna 2000 oli keskimääräistä tuulisempi alkuvuosi ja huipunaikainen tuulivoimatuotanto oli hieman keskimääräistä tuulivoimatuotantoa korkeampi. Myös vuoden 2006 tammikuu oli keskimääräistä tuulisempi ja kymmenen suurinta kulutushuippua ajoittuivat tammi-helmikuulle. Täysin tyyntä 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 12. 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 tuntiteho (MWh/h)	Tuulivoima % nimellistehosta	Ilmoittaneiden laitosten nimellisteho MW
1993–94	11.2.94 klo 20–21	0,5	13 %	4,0
1994–95	31.1.95 klo 20–21	1,4	36 %	3,8
1995–96	9.2.96 klo 20–21	0,0	1 %	5,3
1996–97	19.12.96 klo 08–09	1,7	35 %	4,8
1997–98	2.2.98 klo 08–09	1,1	16 %	6,5
1998–99	29.1.99 klo 08–09	3,4	20 %	17,4
1999–2000	25.1.00 klo 08–09	9,1	26 %	35,4
2000–01	5.2.01 klo 08–09	1,5	4 %	35,4
2001–02	2.1.02 klo 16–17	3,9	14 %	28,3
2002–03	3.1.03 klo 17–18	0,9	4 %	24,3
2003–04	11.2.04 klo 18–19	7,1	19 %	36,6
2004–05	28.1.05 klo 19–20	11,6	15 %	80,6
2005–06	20.1.06 klo 08–09	15,3	20 %	76,6
2006–07	8.2.07 klo 07–08	3,3	4 %	83,6
2007–08	4.1.08 klo 17–18	47,9	46 %	104,4
2008–09	16.1.09 klo 9–10	12,0	9 %	139,4

8. Tuulivoima ja sähkön kulutus

Taulukko 13. Tuulivoimatuotanto valtakunnan kulutushuippujen aikana vuosina 1999–2002 ja 2005–2007. Tuotanto % 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 Average (min–max)	During 10 peaks Average (min–max)	During 50 peaks Average (min–max)	During 100 peaks Average (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 %)

Lähdeluettelo

1. Driftuppföljning av Vindkraftverk. Årsrapport 2008. <http://www.vindstat.nu>, viittauspäivämäärä 28.9.2009.
2. Tanskan tuulivoimatilastot ja tuotantoindeksit <http://www.vindstat.dk/> sekä http://www.naturlig-energi.dk/Pages/N_6_frame.htm, viittauspäivämäärä 7.5.2008.
3. Euroopan tuulivoimakapasiteetti <http://www.ewea.org/>, viittauspäivämäärä 28.9.2009.
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. Energiategollisuus: Sähkön pikatilasto <http://www.energia.fi/fi/tilastot/pikatilasto>, viittauspäivämäärä 6.8.2008.
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 1: Tilastoinnissa käytettävät raportointilomakkeet

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	Häiriöaika (h)	sähköverkko (h)	häiriö (h)	vika (h)	huolto (h)	jäätyminen (h)
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 korjaami

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

ID	Tuulivoimala	Lempinimi	
54	Tuulivoimala 1	Mylly 1	
55	Tuulivoimala 2	Mylly 2	
- jätymishavainto: [] kWh			
vikojen ja häiriöiden vuoksi menetetty tuotanto (arvio): [] kWh			

muuta/lisättävää: []

OHJE: TÄYTÄ VAIN HARMAAT SOLUT.

Vuosi Raportoija

Omistavan yrityksen LY tunnus

1 Puiston käyttökustannukset

Käyttökustannuksiin kuuluvat	Lähde: http://www.tuulivoimayhdistys.fi/sisalto/tietoa/altener/kustan.htm	Kustannus [€]
Hallinnointikulut		<input type="text"/>
Vakuutukset		<input type="text"/>
Huolto- ja korjausmenot	(Kaikki mukaan lukien)	<input type="text"/>
Muut	(esim. maa-alueen vuokra)	<input type="text"/>
Yhteensä		0

2 Mahdolliset laitoskohtaiset suuremmat kustannukset, jotka sisältyvät huolto- ja korjausmenoihin

ID	Laitos	Vika	Kustannus [€]
5	Mylly 1		<input type="text"/>
4	Mylly 5		<input type="text"/>
.			<input type="text"/>
.			<input type="text"/>
.			<input type="text"/>
.			<input type="text"/>

Liite 1: Tilastoinnissa käytettävät raportointilomakkeet

Täyttöohjeita				
<p>Tiedot siirretään automaattisesti tästä tiedostosta tietokantaan, joten on tärkeää, että tiedot laitetaan oikeisiin ruutuihin. Ei väliä, vaikka teksti ei mahtuisi näkyvään osaan.</p> <p>Turkoosit ruudut ovat joko ihan pakko täyttää tai sitten se on ainakin erittäin suositeltavaa. Valkoiset ruudut ovat tilanteesta riippuen vapaaehtoisia.</p> <p>Voimalat tulevat saamaan "virallisen" nimen sijoituspaikan ja juoksevan numeron mukaan. Samaan sijoituspaikkaan kuuluvat voimalat ovat osa samaa tuulipuistoa. Sen lisäksi niille voi antaa lempinimen, jonka ne yleensä saavat kastetilaisuudessa.</p> <p>Mikäli samaan sijoituspaikkaan rakennetaan erilaisia voimaloita (voimalatyypin, napakorkeuden, etc. mukaan), tulee tämä lomake täyttää useampaan kertaan.</p>				
Projekti- ja sijoituspaikkatietoja				
Projektin aloituspv	<input type="text"/>	(pp.kk.vvvv)		
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)		
Arvion 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	
Etunimi	<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"/>	kyllä/ei
Käyttäjä	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	kyllä/ei
Sähkölaitoksen edustaja	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	kyllä/ei
Kuukausiraportoija	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	kyllä/ei
Muuta	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	

Liite 1: Tilastoinnissa käytettävät raportointilomakkeet

Investointitietoja	
Investointituki	<input type="text"/> %
Tuen myöntäjä	<input type="text"/> (Henkilö)
Investointikustannukset	<input type="text"/> mk
Voimaloiden hinta	<input type="text"/> mk
Perustusten hinta	<input type="text"/> mk
Tie/maanrakennuskustannukset	<input type="text"/> mk
Pystytys	<input type="text"/> mk
Verkkoonliitäntä	<input type="text"/> mk
Suunnittelu, hallinto	<input type="text"/> mk
Muuta	<input type="text"/>

Laitostietoja	
Valmistaja	<input type="text"/>
Laitostyyppi	<input type="text"/>
Laitoksien lukumäärä	<input type="text"/>
Napakorkeus	<input type="text"/>

Komponenttieroittelyä	Lavat	Generaattori	Vaihteisto	Torni
Valmistaja	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Komponentin tyyppinimi	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Yksittäisistä laitoksista	Lempinimi	Verkkoon kytkemispvm	Lämmitysjärjestelmä	Arvioitu tuotanto MWh
Sijoituspaikan voimala 1	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 2	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 3	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 4	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 5	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 6	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 7	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 8	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 9	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 10	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 11	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 12	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 13	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 14	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 15	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 16	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 17	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 18	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 19	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 20	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 21	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 22	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 23	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 24	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 25	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 26	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 27	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 28	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 29	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 30	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 31	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 32	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 33	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 34	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 35	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 36	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 37	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Sijoituspaikan voimala 38	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Liite 2: Vuositilasto 2008

Taulukko. Suomen tuulivoimatilastojen vuositilasto 2008. 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 huoltoa, Käytett. tekninen käytettävyys (seisokkiajasta on vähennetty sähköverkkohäiriöt), puuttuu mikäli seisokkiaikaa ei ole raportoitu.

Kunta	Nimi	Teho kW	Valmistaja	Z m	D m	Arvio MWh	Tuotanto MWh	t_h h/a	e kWh/m ²	CF	Seis. aika h	Huolto aika h	Käytett. %
Huittinen	Huittinen 1	75	Nordtank	40	20								
Korsnäs	Korsnäs 1	200	Nordtank	32,5	24,6	380	338	1 689	711	19 %	87	4	99,1 %
Korsnäs	Korsnäs 2	200	Nordtank	32,5	24,6	380	283	1 415	596	16 %	233	4	97,4 %
Korsnäs	Korsnäs 3	200	Nordtank	32,5	24,6	380	256	1 279	538	15 %	788	4	91,1 %
Korsnäs	Korsnäs 4	200	Nordtank	32,5	24,6	380	332	1 660	698	19 %	70	4	99,2 %
Jalasjärvi	Vaasantie	220	Windworld	31	25	100	101	459	206	5 %	6		99,9 %
Sottunga	Ormhälla	225	Vestas	31,5	27	450	429	1 906	749	22 %	46		99,5 %
Eckerö	Bredvik	225	Vestas	35	29	500	372	1 655	564	19 %	304		96,5 %
Vammala	Koppelo	225	Vestas	50	29		243	1 080	368	12 %			
Äetsä	Marjamäen- vuori 1	225	Vestas	52	29		212	941	321	11 %			
Eurajoki	Krisantie	250	NEGMicon	36	30								100,0 %
Siikajoki	Säikkä 1	300	Nordtank	30,5	31	650	505	1 685	670	19 %	4		
Siikajoki	Säikkä 2	300	Nordtank	30,5	31	670	525	1 750	696	20 %	110		98,7 %
Kalajoki	Rahja 1	300	Nordtank	30,5	31	660	0	0	0	0 %	8 784		0,0 %
Kalajoki	Rahja 2	300	Nordtank	30,5	31	660	0	0	0	0 %	8 784		0,0 %
Kemi	Kemi 1	300	Nordtank	35	31	610	273	909	361	10 %	288	4	96,7 %
Kemi	Kemi 2	300	Nordtank	35	31	610	286	955	380	11 %	258	6	97,1 %
Kemi	Kemi 3	300	Nordtank	35	31	610	276	921	366	10 %	105	4	98,8 %
Pori	Pori 1	300	Nordtank	30,5	31	700	446	1 486	590	17 %	1 032		88,3 %
Hailuoto	Marjaniemi 1	300	Nordtank	30,5	31	725	619	2 063	820	23 %	457	1	95,9 %
Hailuoto	Marjaniemi 2	300	Nordtank	30,5	31	725	608	2 028	806	23 %	564	2	94,9 %
Enontekiö	Lammasoivi 2	450	Siemens	35	37	1 100	463	1 029	431	12 %	1 190	10	86,5 %
Enontekiö	Lammasoivi 1	450	Siemens	35	37	1 100	521	1 158	484	13 %	783	10	91,1 %
Hailuoto	Marjaniemi 3	500	Nordtank	36	37,3	1 195	1 097	2 193	1 004	25 %	224	1	97,8 %
Hailuoto	Huikku	500	Nordtank	41	37,3	1 275	916	1 832	838	21 %	86	2	99,9 %
Kuivaniemi	Vatunki 1	500	Nordtank	36	37,3	1 060	559	1 118	512	13 %			
Ii	Laitakari 1	500	Nordtank	39	37,3	1 030	513	1 026	469	12 %	1 244		85,8 %
Eckerö	Mellanön	500	Vestas	40,5	39	1 200	1 158	2 316	969	26 %	11	11	99,9 %
Kökar	Kökar 1	500	Enercon	44	40,3	1 200	1 469	2 939	1 152	33 %	143	58	98,4 %
Vårdö	Vårdö 1	500	Enercon	55	40,3	1 200	1 094	2 188	858	25 %	78	12	99,1 %
Finström	Pettböle 1	500	Enercon	55	40,3	1 100	1 105	2 210	866	25 %	97	37	98,9 %
Finström	Pettböle 2	500	Enercon	55	40,3	1 100	1 077	2 153	844	25 %	56	8	99,4 %
Siikajoki	Tauvo 1	600	Nordtank	49	43	1 350	1 089	1 815	750	21 %	525		94,5 %
Siikajoki	Tauvo 2	600	Nordtank	49	43	1 350	952	1 586	655	18 %	706		92,5 %
Lemland	Knutsboda 1	600	Vestas	45	44	1 200	1 133	1 888	745	21 %	479	13	94,7 %
Lemland	Knutsboda 2	600	Vestas	45	44	1 200	1 227	2 045	807	23 %	24	14	99,8 %
Lemland	Knutsboda 3	600	Vestas	45	44	1 200	1 141	1 901	750	22 %	23	13	99,9 %
Lemland	Knutsboda 4	600	Vestas	50	44	1 200	1 084	1 806	713	21 %	25	15	99,8 %

Liite 2: Vuositilasto 2008

Enontekiö	Lammasoaivi 3	600	Siemens	41	44	1 400	1 055	1 758	694	20 %	245	16	97,2 %
Muonio	Olos 1	600	Siemens	41	44	1 400	829	1 382	545	16 %	365	8	95,8 %
Muonio	Olos 2	600	Siemens	41	44	1 400	791	1 318	520	15 %	276	8	96,9 %
Muonio	Olos 3	600	Siemens	40	44	1 400	830	1 384	546	16 %	277	8	96,8 %
Muonio	Olos 4	600	Siemens	40	44	1 400	829	1 382	545	16 %	317	8	96,4 %
Muonio	Olos 5	600	Siemens	40	44	1 400	833	1 389	548	16 %	390	8	95,6 %
Föglö	Brättö	600	Enercon	65	45	1 600	1 694	2 824	1 065	32 %	89	14	99,0 %
Finström	Pettböle 3	600	Enercon	65	45	1 300	971	1 618	611	18 %	1 174	10	86,6 %
Lumparland	Lumparland 1	600	Enercon	65	45	1 500	1 494	2 490	939	28 %	29	13	99,7 %
Lumparland	Lumparland 2	600	Enercon	65	45	1 500	1 415	2 358	889	27 %	55	7	99,4 %
Lumijoki	Routunkari	660	Vestas	50	47	1 800	1 263	1 914	728	22 %	705	6	92,0 %
Sottunga	Kasberget	660	Vestas	55	47		1 811	2 744	1 044	31 %	174	5	98,0 %
Kuivaniemi	Kuivamatala 1	750	NEGMicon	50	44	1 500	1 162	1 549	764	18 %			
Kuivaniemi	Kuivamatala 2	750	NEGMicon	50	44	1 500	1 142	1 523	751	17 %			
Kuivaniemi	Kuivamatala 3	750	NEGMicon	50	44	1 500	1 147	1 529	754	17 %			
Närpiö	Öskata 1	750	NEGMicon	45	48	1 600	1 217	1 623	673	18 %			
Kuivaniemi	Vatunki 2	750	NEGMicon	50	48	1 500	1 013	1 350	560	15 %			
Kuivaniemi	Vatunki 3	750	NEGMicon	50	48	1 500	1 163	1 551	643	18 %			
Kuivaniemi	Vatunki 5	750	NEGMicon	50	48	1 500	1 093	1 457	604	17 %			
Pori	Meri-Pori 1	1 000	Siemens	60	54	2 340	1 878	1 878	820	21 %	416	11	95,3 %
Pori	Meri-Pori 2	1 000	Siemens	60	54	2 340	2 019	2 019	882	23 %	96	14	99,0 %
Pori	Meri-Pori 3	1 000	Siemens	60	54	2 330	1 965	1 965	858	22 %	219	5	97,8 %
Pori	Meri-Pori 4	1 000	Siemens	60	54	2 320	1 924	1 924	840	22 %	581	4	94,1 %
Pori	Meri-Pori 5	1 000	Siemens	50	54	2 450	2 193	2 193	958	25 %	94	13	99,0 %
Pori	Meri-Pori 6	1 000	Siemens	50	54	2 670	2 624	2 624	1 146	30 %	221	8	97,5 %
Pori	Meri-Pori 7	1 000	Siemens	50	54	2 600	2 539	2 539	1 109	29 %	372	8	95,8 %
Pori	Meri-Pori 8	1 000	Siemens	50	54	2 580	2 489	2 489	1 087	28 %	488		94,5 %
Kotka	Kotka 1	1 000	Siemens	60	54	2 000	1 654	1 654	722	19 %	346		96,1 %
Kotka	Kotka 2	1 000	Siemens	60	54	2 000	2 072	2 072	905	24 %	286		96,7 %
Kokkola	Kokkola T1	1 000	WinWinD	66	56	2 100	1 757	1 757	713	20 %	1 077	26	87,7 %
Kokkola	Kokkola T2	1 000	WinWinD	66	56	2 100	2 140	2 140	869	24 %	472	19	94,6 %
Oulunsalo	Riutunkari T4	1 000	WinWinD	66	56	2 200	2 264	2 264	919	26 %	400	10	95,5 %
Oulunsalo	Riutunkari T5	1 000	WinWinD	66	56	2 200	2 305	2 305	936	26 %	58	11	99,4 %
Oulunsalo	Riutunkari T6	1 000	WinWinD	66	56	2 200	2 165	2 165	879	25 %	324	15	96,4 %
Kristiinan- kaupunki	Kristiina T1	1 000	WinWinD	66	56	2 200	2 665	2 665	1 082	30 %	477	52	94,6 %
Kristiinan- kaupunki	Kristiina T2	1 000	WinWinD	66	56	2 200	2 631	2 631	1 068	30 %	140	21	98,4 %
Kristiinan- kaupunki	Kristiina T3	1 000	WinWinD	66	56	2 200	2 557	2 557	1 038	29 %	520	17	94,1 %
Eurajoki	Olkiluoto TU-1	1 000	WinWinD	60	56	2 400	1 605	1 605	651	18 %	1 085*	117	88,1 %
Oulu	Vihreäsaari T1	1 000	WinWinD	56	60	1 900	1 695	1 695	600	19 %	1 107	12	87,4 %
Luoto	Fränsviken 1	1 000	WinWinD	66	64	2 200	2 148	2 148	668	24 %			
Pori	Hilskansaari	1 000	WinWinD	70	64	2 100	2 689	2 689	836	31 %			
Oulunsalo	Riutunkari T3	1 300	Nordex	65	60	3 000	2 114	1 626	748	19 %	914	29	90,4 %
Uusikaupunki	Hankosaari 1	1 300	Nordex	69	60	2 340	2 135	1 642	755	19 %	736	36	91,6 %
Uusikaupunki	Hankosaari 2	1 300	Nordex	69	60	2 340	2 106	1 620	745	18 %	1 198	36	86,4 %
Inkoo	Barö 3	2 000	Enercon	65	70	3 500	3 230	1 615	839	18 %			
Hanko	Sandö 1	2 000	Enercon	65	70	3 500	2 926	1 463	760	17 %			
Hanko	Sandö 2	2 000	Enercon	65	70	3 500	2 752	1 376	715	16 %			
Hanko	Sandö 3	2 000	Enercon	65	70	3 500	2 728	1 364	709	16 %			

*) tyypimittauskampanja 149 h

Liite 2: Vuositilasto 2008

Hanko	Sandö 4	2 000	Enercon	65	70	3 500	2 755	1 378	716	16 %			
Dragsfjärd	Högsåra 2	2 000	Harakosan	65	70,7	4 100	4 009	2 004	1 021	23 %	572	93	95,2 %
Dragsfjärd	Högsåra 1	2 000	Harakosan	65	70,7	4 100	4 002	2 001	1 019	23 %	470	24	95,4 %
Dragsfjärd	Högsåra 3	2 000	Harakosan	65	70,7	4 100	3 248	1 624	827	18 %	297	52	97,4 %
Pori	Meri-Pori 9	2 000	Siemens	80	76	6 000	6 261	3 130	1 380	36 %	124	3	98,6 %
Kuivaniemi	Vatunki 6	2 000	Vestas	78	80	4 500	4 493	2 247	894	26 %			
Lemland	Båtskär 1	2 300	Enercon	64	71	6 500	7 230	3 144	1 826	36 %	184	62	98,1 %
Lemland	Båtskär 2	2 300	Enercon	64	71	6 500	7 411	3 222	1 872	37 %	127	89	98,8 %
Lemland	Båtskär 3	2 300	Enercon	64	71	6 500	7 068	3 073	1 785	35 %	68	46	99,4 %
Lemland	Båtskär 4	2 300	Enercon	64	71	6 500	7 493	3 258	1 893	37 %	103	78	99,1 %
Lemland	Båtskär 5	2 300	Enercon	64	71	6 500	7 323	3 184	1 850	36 %	95	40	99,1 %
Lemland	Båtskär 6	2 300	Enercon	64	71	6 500	7 204	3 132	1 819	36 %	129	59	98,7 %
Raahe	Raahe 1	2 300	Siemens	80	82,4	5 200	4 301	1 870	807	21 %	781	10	91,1 %
Raahe	Raahe 2	2 300	Siemens	80	82,4	5 200	5 107	2 220	958	25 %	175	12	98,0 %
Raahe	Raahe 3	2 300	Siemens	80	82,4	5 200	5 135	2 233	963	25 %	416	12	95,3 %
Raahe	Raahe 4	2 300	Siemens	80	82,4	5 200	5 022	2 184	942	25 %	635	12	92,8 %
Raahe	Raahe 5	2 300	Siemens	80	82,4	5 200	5 189	2 256	973	26 %	176	11	98,0 %
Oulu	Vihreäsaari T2	3 000	WinWinD	90	90		4 431	1 477	696	17 %	2 646	90	69,9 %
Kemi	Ajos 1	3 000	WinWinD	90	90		5 712	1 904	898	22 %	1 400		84,1 %
Pori	Meri-Pori 10	3 000	WinWinD	90	90		7 224	2 408	1 136	27 %	601	412	93,2 %
Kemi	Ajos T5	3 000	WinWinD	88	100		6 404	2 135	815	24 %	760	37	91,3 %
Kemi	Ajos T2	3 000	WinWinD	88	100		5 897	1 966	751	22 %	890	17	89,9 %
Kemi	Ajos T3	3 000	WinWinD	88	100		6 599	2 200	840	25 %	566	19	93,6 %
Kemi	Ajos T6	3 000	WinWinD	88	100		4 941	1 647	629	20 %	1 391	12	82,7 %
Kemi	Ajos T7	3 000	WinWinD	88	100		5 558	1 853	708	23 %	923	15	88,5 %
Oulunsalo	Riutunkari T1	3 000	WinWinD	88	100		4 452	1 484	567	25 %	419	21	92,9 %
Oulunsalo	Riutunkari T2	3 000	WinWinD	88	100		4 834	1 611	616	24 %	235	18	96,5 %
Kemi	Ajos T4	3 000	WinWinD	88	100		462	154	59	11 %			
Kemi	Ajos T10	3 000	WinWinD	88	100		132	44	17	6 %			
Kemi	Ajos T11	3 000	WinWinD	88	100		259	86	33	12 %			
Kemi	Ajos T8	3 000	WinWinD	88	100		0	0	0	0 %			
Kemi	Ajos T9	3 000	WinWinD	88	100		195	65	25	9 %			
	Yht.	143 015				218 560	260 800				57 520	2 056	
	Keskiarvo	1 212		57	56	2 230	2 246	1 793	775	21 %	618	26	93 %
	max	3 000		90	100	6 500	7 493	3 258	1 893	37 %	8 784	412	100 %
	min	75		31	20	100	0	0	0	0	4	1	0

Liite 3: Laitokset, joiden nimi on muuttunut vuoden 2006 vuosiraportista

Laitokset joilla nimi muuttunut 2008 / New names for the wind turbines in 2008

Kunta, Laitos	Vanha laitosnimi	Kunta, Laitos	Vanha laitosnimi
Dragsfjärd, Högsåra 1	Dragsfjärd 1	Oulu, Vihreäsaari T1	Oulu 1
Dragsfjärd, Högsåra 2	Dragsfjärd 2	Oulu, Vihreäsaari T2	Oulu 2
Dragsfjärd, Högsåra 3	Dragsfjärd 3	Oulunsalo, Riutunkari T3	Oulunsalo 1
Eckerö, Bredvik	Eckerö 2	Oulunsalo, Riutunkari T4	Oulunsalo 2
Eckerö, Mellanön	Eckerö 1	Oulunsalo, Riutunkari T5	Oulunsalo 3
Eurajoki, Krisantie	Eurajoki 2	Oulunsalo, Riutunkari T6	Oulunsalo 4
Eurajoki, Olkiluoto TU-1	Eurajoki 1	Pori, Hilskansaari	Meri-Pori 11
Finström, Pettböle 1	Finström 1	Pori, Pori 1	Pori
Finström, Pettböle 2	Finström 2	Siikajoki, Säikkä 1	Siikajoki 1
Finström, Pettböle 3	Finström 3	Siikajoki, Säikkä 2	Siikajoki 2
Föglö, Bråttö	Föglö	Siikajoki, Tauvo 1	Siikajoki 3
Hailuoto, HuiKKu	Hailuoto 4	Siikajoki, Tauvo 2	Siikajoki 4
Hailuoto, Marjaniemi 1	Hailuoto 1	Sottunga, Kasberget	Sottunga 2
Hailuoto, Marjaniemi 2	Hailuoto 2	Sottunga, Ormhälla	Sottunga 1
Hailuoto, Marjaniemi 3	Hailuoto 3	Uusikaupunki, Hankosaari 1	Uusikaupunki 1
Hanko, Sandö 1	Hanko 1	Uusikaupunki, Hankosaari 2	Uusikaupunki 2
Hanko, Sandö 2	Hanko 2	Vammala, Koppelo	Suodenniemi 1
Hanko, Sandö 3	Hanko 3	Värdö, Värdö 1	Värdö
Hanko, Sandö 4	Hanko 4	Äetsä, Marjamäenvuori 1	Äetsä 1
Ii, Laitakari 1	Ii		
Inkoo, Barö 1	Inkoo 1		
Inkoo, Barö 2	Inkoo 2		
Inkoo, Barö 3	Inkoo 3		
Jalasjärvi, Vaasantie	Jalasjärvi 1		
Kalajoki, Rahja 1	Kalajoki 1		
Kalajoki, Rahja 2	Kalajoki 2		
Kemi, Ajos 1	Kemi 4		
Kemi, Ajos T5	Kemi 5		
Kokkola, Kokkola T1	Kokkola 1		
Kokkola, Kokkola T2	Kokkola 2		
Kristiinankaupunki, Kristiina T1	Kristiinankaupunki 1		
Kristiinankaupunki, Kristiina T2	Kristiinankaupunki 2		
Kristiinankaupunki, Kristiina T3	Kristiinankaupunki 3		
Kuivaniemi, Kuivamatala 1	Kuivaniemi 2		
Kuivaniemi, Kuivamatala 2	Kuivaniemi 3		
Kuivaniemi, Kuivamatala 3	Kuivaniemi 4		
Kuivaniemi, Vatunki 1	Kuivaniemi 1		
Kuivaniemi, Vatunki 2	Kuivaniemi 5		
Kuivaniemi, Vatunki 3	Kuivaniemi 6		
Kuivaniemi, Vatunki 5	Kuivaniemi 7		
Kuivaniemi, Vatunki 6	Kuivaniemi 8		
Kökar, Kökar 1	Kökar		
Lemland, Båtskär 1	Lemland 5		
Lemland, Båtskär 2	Lemland 6		
Lemland, Båtskär 3	Lemland 7		
Lemland, Båtskär 4	Lemland 8		
Lemland, Båtskär 5	Lemland 9		
Lemland, Båtskär 6	Lemland 10		
Lemland, Knutsboda 1	Lemland 1		
Lemland, Knutsboda 2	Lemland 2		
Lemland, Knutsboda 3	Lemland 3		
Lemland, Knutsboda 4	Lemland 4		
Lumijoki, Routunkari	Lumijoki 1		
Luoto, Fränsviken 1	Luoto 1		
Närpiö, Öskata 1	Närpiö 1		

VTT Working Papers

- 116 Erika Holt, Hannele Kuosa, Markku Leivo & Erkki Vesikari. DuraInt-Project Workshop. Effect of interacted deterioration parameters on service life of concrete structures in cold environments. 2009. 32 p.
- 117 Paula Järvinen, Kai Puolamäki, Pekka Siltanen & Markus Ylikerälä. Visual analytics. Final report. 2009. 45 p. + app. 3 p.
- 118 Anna-Maija Hietajärvi, Erno Salmela, Ari Happonen & Ville Könönen. Kysyntä- ja toimitusketjun synkronointi metalli- ja konepajateollisuudessa Suomessa. Haastattelututkimus. 2009. 33 s. + liitt. 3 s.
- 119 Timo Korhonen & Simo Hostikka. Fire Dynamics Simulator with Evacuation: FDS+Evac. Technical Reference and User's Guide. 2009. 91 p.
- 120 Veikko Kekkonen & Göran Koreneff. Euroopan yhdyntyvät sähkömarkkinat ja markkinahinnan muodostuminen Suomen näkökulmasta. 2009. 80 s.
- 121 Rinat Abdurafikov. Russian electricity market. Current state and perspectives. 2009. 77 p. + app. 10 p.
- 122 Bettina Lemström, Juha Kiviluoma, Hannele Holttinen & Lasse Peltonen. Impact of wind power on regional power balance and transfer. 2009. 43 p.
- 123 Juha Forström. Euroopan kaasunhankinnan malli. 2009. 80 s.
- 124 Jyrki Tervo, Antti Manninen, Risto Ilola & Hannu Hänninen. State-of-the-art of Thermoelectric Materials Processing, Properties and Applications. 2009. 29 p.
- 125 Salla Lind, Björn Johansson, Johan Stahre, Cecilia Berlin, Åsa Fasth, Juhani Heilala, Kaj Helin, Sauli Kiviranta, Boris Krassi, Jari Montonen, Hannele Tonteri, Saija Vatanen & Juhani Viitaniemi. SIMTER. A Joint Simulation Tool for Production Development. 2009. 49 p.
- 126 Mikko Metso. NoTA L_INdown Layer Implementation in FGPA Design results. 2009. 20 p.
- 127 Marika Lanne & Ville Ojanen. Teollisen palveluliiketoiminnan menestystekijät ja yhteistyösuhteen hallinta - Fleet asset management - hankkeen työraportti 1. 2009. 65 s. + liitt. 12 s.
- 128 Alternative fuels with heavy-duty engines and vehicles. VTT's contribution. 2009. 106 p. + app. 8 p.
- 129 Stephen Fox. Generative production systems for sustainable product greation. 2009. 101 p.
- 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.