

Tuulivoiman tuotantotilastot

Vuosiraportti 2006

Hannele Holttinen

ISBN 978-951-38-6631-0 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)
ISSN 1459-7683 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

Copyright © VTT 2007

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

VTT, Vuorimiehentie 3, PL 1000, 02044 VTT
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 4374

VTT, Bergsmansvägen 3, PB 1000, 02044 VTT
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 4374

VTT Technical Research Centre of Finland, Vuorimiehentie 3, P.O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland
phone internat. +358 20 722 111, fax +358 20 722 4374

VTT, Biologinkuja 5, PL 1000, 02044 VTT
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 7048

VTT, Biologgränden 5, PB 1000, 02044 VTT
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 7048

VTT Technical Research Centre of Finland, Biologinkuja 5, P.O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland
phone internat. +358 20 722 111, fax +358 20 722 7048

Tekijä(t) Holttinen, Hannele		
Nimeke Tuulivoiman tuotantotilastot Vuosiraportti 2006		
Tiivistelmä <p>Vuonna 2006 Suomen sähköverkkoon syötettiin 153 GWh tuulivoimalla tuotettua sähköä, mikä vastaa noin 0,2 %:a Suomen vuoden 2006 sähkönkulutuksesta. Suomen tuulivoimakapasiteetti oli 86 MW vuoden 2006 lopussa (96 laitosta). Uutta kapasiteettia rakennettiin 4 MW (2 laitosta). Suomen tuulivoimakapasiteetti on tällä hetkellä pieni verrattuna muihin EU-maihin. Euroopan tuulivoimakapasiteetti oli vuoden 2006 lopussa noin 48 500 MW, josta vuoden 2006 aikana asennettua uutta kapasiteettia oli 8000 MW.</p> <p>Suomessa tuulivoiman edistäminen tapahtuu osana kansallista energia- ja ilmastostrategiaa, jota toteutetaan Uusiutuvien energialähteiden edistämishjelman avulla. Tuulivoimaa tuetaan sähköveron palautuksen verran, 0,69 €/snt/kWh, ja lisäksi uuden teknologian tuulivoimainvestoinnit voivat saada investointitukea enimmillään 40 % investoinnista. Investointituen suuruus päätetään projektiokohtaisesti.</p> <p>Vuosi 2006 oli keskimääräistä tyynempi. Ilmatieteen laitoksen laskemien tuotantoindeksien mukaan tuulivoimatuotanto oli Perämerellä ja Ahvenanmaalla 85 %, Selkämerellä 82 % ja Suomenlahdella 90 % pitkän aikavälin keskimääräisestä tuotannosta. Vertailujaksona käytettiin vuosien 1987–2001 keskimääräistä tuotantoa.</p> <p>Koko vuoden toiminnassa olleiden laitosten keskimääräinen huipunkäyttöaika oli vain vajaat 1800 h/a (v. 2005 lähes 2100 h/a). Uudet korkeat MW-laitokset tuottavat selvästi paremmin kuin 90-luvun alkupuolella rakennetut tuulivoimalaitokset. Paras laitos ylsi yli 3200 h/a huipunkäyttöaikaan. Tuulivoimalaitosten tekninen käytettävyyys vuonna 2006 oli 93 %. Suomen tuulivoimalaitosten keski-ikä oli vuoden 2006 lopussa 7,8 vuotta.</p> <p>Vuosiraportti sisältää laitosten tuotanto- ja käytettävyystietojen lisäksi yhteenvedon vika- ja häiriötilastoista vuodelta 2006.</p>		
ISBN 978-951-38-6631-0 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		
Avainnimeke ja ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		Projektinnumero 19797
Julkaisuaika Syyskuu 2007	Kieli Suomi, engl. tiiv.	Sivuja 47 s. + liitt. 7 s.
Projektin nimi Tuulivoiman kansainvälinen yhteistyö IEA R&D WIND 2007–2008	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 4404 Faksi 020 722 4374	

Published by



Series title, number and
report code of publication

VTT Working Papers 80
VTT-WORK-80

Author(s) Holttinen, Hannele		
Title Wind energy statistics of Finland Yearly report 2006		
Abstract Wind power production from grid connected wind turbines in Finland was 153 GWh in 2006. This corresponds to 0.2% of Finland's electricity consumption. Installed wind capacity was 86 MW at the end of the year. Number of the operating turbines was 96. Two new turbines, 4 MW were installed in 2006. Promotion of wind power is part of the Renewable Energy Program that practices the national climate strategy. 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 rated power of wind power plants has continued to rise steadily. The average size of all turbines in Finland was 900 kW at the end of 2006 (875 kW at the end of 2005). Year 2006 had a poor wind resource. The weighted production index for the four sea areas was 84%. Average capacity factor of standard wind turbines, which operated the whole year, was only 20% while the best turbine yielded 37% capacity factor. Technical availability of the standard wind power plants was 93% in 2006. The average age of wind turbines was 7.8 years at the end of 2006. 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 978-951-38-6631-0 (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 19797
Date September 2007	Language Finnish, Engl. abstr.	Pages 47 p. + app. 7 p.
Name of project Tuulivoiman kansainvälinen yhteistyö IEA R&D WIND 2007-2008	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 4404 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 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, 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 uusien tuulivoimalaitoshankkeita suunniteltaessa.

Tuotantotilastot julkaistaan kuukausittain VTT:n Internet-sivulla <http://www.vtt.fi/services/cluster7/index.jsp> ja neljännesvuosittain Tuulensilmä-, Vindögat- ja Windstats-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. Adaton ylläpitää Suomen sähkötilastoja, ja sen kanssa vaihdetaan tietoja kuukausituotannoista, koska Adatonin 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.....	10
2. Tilastointiin osallistuvat laitokset.....	11
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 2006.....	32
6.1 Tuotannon tunnusluvut vuonna 2006.....	32
6.2 Tuotannon jaotteluja vuodelta 2006.....	35
6.3 Suomen tuulivoimatuotannon vertailu muihin maihin.....	36
7. Käyttökatkot.....	38
7.1 Tekninen käytettävyys.....	38
7.2 Käyttökatkojen erittelyt.....	39
7.3 Jäätymiset ja kylmä aika.....	41
8. Tuulivoima ja sähkön kulutus.....	44
8.1 Tuulivoiman kausivaihtelu.....	44
8.2 Tuulivoimatuotanto valtakunnan huipun aikana.....	45
Lähdeluettelo.....	47
Liitteet	
Liite 1: Tilastoinnissa käytettävät raportointilomakkeet	
Liite 2: Vuositilasto 2006	

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. *Produced wind energy divided to network companies.*
19. *Regional distribution of wind energy production in Finland. (Ahvenanmaa: Åland. Lappi: Lapland. Länsi-Suomi: West Finland. Etelä-Suomi: South Finland.)*
20. *Full load hours of 500, 600 and 1000 kW + wind turbines (average and range). For Finland 500, 600 and ≥ 1000 kW have data from 7, 16 and 33 turbines and for Sweden 69, 143 and 39 turbines. (tuotantoindeksi: production index)*
21. *Technical availability as function of turbine age.*
22. *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).*
23. *Downtime caused by component faults, cumulative since 1996 (konehuone: nacelle; torni: tower; tuntematon: unknown; lämmitys: heating system).*
24. *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 pilot plants are not included.*
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% since 1996. (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; % kapasiteetista raportoinut: % 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; tehoelektroniikka: 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 19.)*
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 verkkoonkytketyt yli 50 kW tuulivoimalaitokset.

Tavoitteena on tilastoida Suomen jokaisen tuulivoimalaitoksen kuukausittaiset tuotantotiedot (brutto ja netto) sekä mahdolliset seisokkiajat erittelyineen.

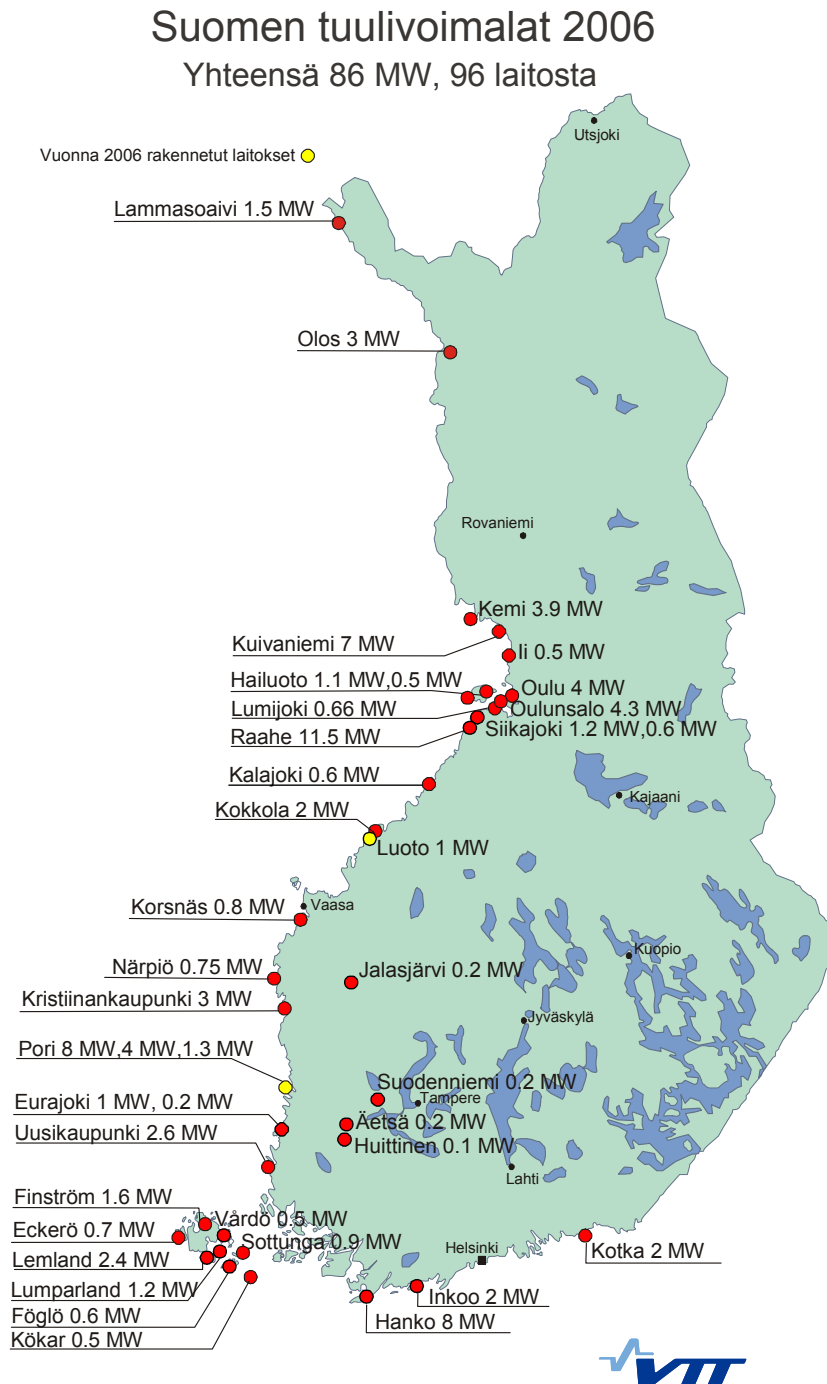
Osa seisokkiajoista on jouduttu arvioimaan jälkepäin. Tietokantaan lisättävien uusien laitosten seisokkiaikojen tilastointi aloitetaan niiden koekäyttövaiheen jälkeen. Koekäyttö kestää yleensä kuukaudesta muutamaa kuukauteen laitoksen verkkoonkytkennästä.

Vuodesta 1999 lähtien tuotanto- ja vikaraportoinnissa on käytetty Excel-tiedostoja, joiden sisältämät tiedot luetaan tilastotietokantaan automaattisesti tietokoneohjelman avulla. Vuoden 2002 aikana tilastotietokantaan lisättiin valmiudet tuulivoimaloiden käyttökustannusten tilastoimiseksi. Käyttökustannukset kysytään laitosten omistajilta vuosittain, mutta toistaiseksi niitä on saatu kerättyä vain muutamalta tuottajalta. Tilastotietojen keräämisessä käytettävät lomakkeet on esitetty liitteessä 1.

Kuukausittaiset laitoskohtaiset yhteenvedot ovat ladattavissa linkin <http://www.vtt.fi/services/cluster7/index.jsp> kautta avautuvalta Tuulivoimatilastot-sivulta kuukauden 15. päivän jälkeen. Puuttuvia tietoja päivitetään yleensä Tuulensilmä-, Vindögat- ja Windstat-lehtiin tehtävän neljännesvuosiraportoinnin yhteydessä. Pienistä sisämaan laitoksista osa raportoi tuotantonsa vain vuositasolla.

2. Tilastointiin osallistuvat laitokset

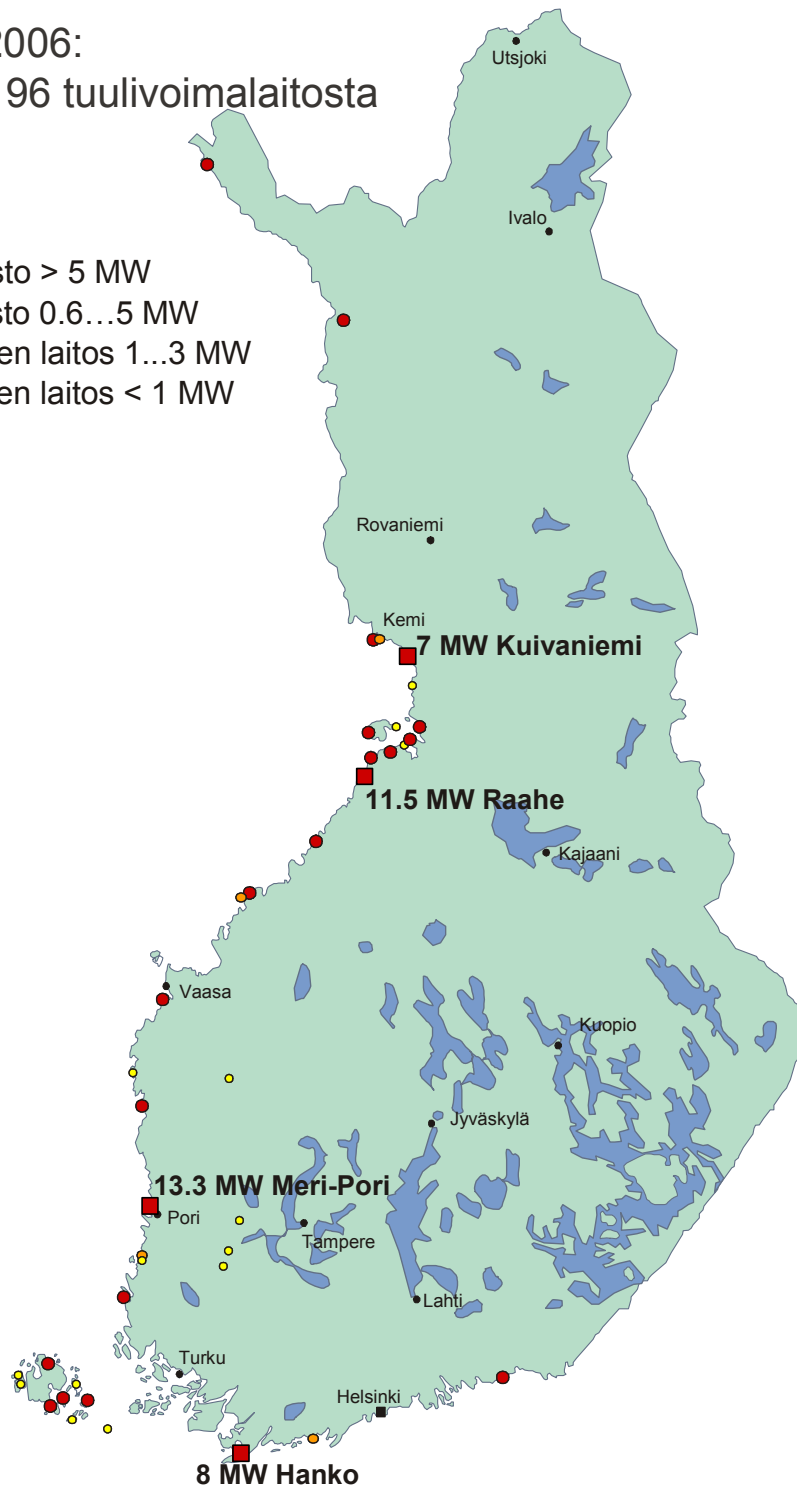
Tilastointiin osallistui vuonna 2006 kaikki laitokset: yhteensä 96 laitosta, 86 MW. Laitosten sijainnit on esitetty kuvassa 1 ja perustiedot taulukossa 1.



Kuva 1a. Tilastointiin osallistuvien tuulivoimaloiden sijainnit vuoden 2006 lopussa. Vuoden 2006 aikana pystytettiin Luoto 1 MW ja Pori 3 MW.

Suomi 2006:
86 MW, 96 tuulivoimalaitosta

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



Kuva 1b. Tilastointiin osallistuvien tuulivoimaloiden sijainnit vuoden 2006 lopussa. Tuulipuistot merkitty koon mukaan, yli 5 MW tuulipuistot nimetty.

Taulukko 1. Vuoden 2006 tilastojen tuulivoimalaitokset. Omistusmuoto-lyhenne on selitetty taulukossa 2. Ensimmäinen laitos, 300 kW Kopparnäs, on purettu vuonna 1995, Pyhäntunturin ja Paljasselän laitokset siirrettiin Jalasjärvelle ja Huittisiin vuonna 2003 ja Inkoon 1–2 laitokset purettiin vuonna 2005.

Laitos ID	Nimi	Aloitus: kk.vv	Omistaja	OMISTUS-MUOTO	Yhteyshenkilö	Valmistaja	Teho kW
3-6	Korsnäs 1-4	11.91	Korsnäsin Tuulivoimapuisto Oy	C	Herbert Byholm	Nordtank	4x200
7	Sottunga 1	01.92	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Vestas	225
8-9	Siikajoki 1-2	04.93	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2x300
10-11	Kalajoki 1-2	04.93	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2x300
12-14	Kemi 1-3	08.93	Kemin Tuulivoimapuisto Oy	C	Tarmo Malvalehto	Nordtank	3x300
15	Pori	09.93	Pori Energia Oy	U	Timo Mäki	Nordtank	300
16-17	Hailuoto 1-2	10.93	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2x300
19-20	Hailuoto 3-4	04.95	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2x500
21	Eckerö 1	08.95	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Vestas	500
22	Kuivaniemi	08.95	VAPOn tuulivoima Oy	I	Mauno Oksanen	Nordtank	500
23-24	Lammasoivi 1-2	10.96	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	2x450
25	li	01.97	lin Energia Oy	U	Kauko Torvela	Nordtank	500
26-27	Siikajoki 3-4	04.97	Vattenfall sähköntuotanto Oy	U	Veikko Palmu	Nordtank	2x600
28	Kökar	10.97	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	500
29-30	Lemland 1-2	11.97	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Vestas	600
31	Lemland 4	11.97	Ålands Vindkraft Ab	O	Henrik Lindqvist	Vestas	600
32	Lemland 3	11.97	Ålands Skogsägarförbund	C	Henrik Lindqvist	Vestas	2x600
33	Vårdö	09.98	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	500
34-35	Finström 1-2	10.98	Ålands Vindkraft Ab	C	Henrik Lindqvist	Enercon	2x500
36-38	Kuivaniemi 2-4	10.98	VAPOn tuulivoima Oy	I	Mauno Oksanen	NEGMicon	3x750
39-40	Olos 1-2	11.98	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	2x600
41	Lammasoivi 3	11.98	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	600
42	Lumijoki 1	03.99	Lumituuli Oy	C	Aarne Koutaniemi	VESTAS	660
43-50	Meri-Pori 1-8	06.99	Suomen Hyötytuuli Oy	U	Timo Mäki	Bonus	8x1000
51	Oulunsalo 1	08.99	PVO Innopower	U	Lauri Luopajarvi	Nordex	1300
52	Närpiö 1	09.99	Ab Öskata Vind Närpes Oy	C	Andreas Ek	NEGMicon	750
53-54	Kotka 1-2	09.99	Kotkan energia Oy	U	Jarmo Ritola	Bonus	2x1000
55-57	Olos 3-5	09.99	Tunturituuli Oy	U	Seppo Partonen	Bonus	3x600
58	Finström 3	10.99	Ålands Vindkraft Ab	C	Henrik Lindqvist	Enercon	600
59	Föglö	09.99	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	600
60-61	Uusikaupunki 1-2	10.99	Propel Voima Oy	U	Janne Vettervik	Nordex	2x1300
62-64	Kuivaniemi 5-7	11.99	VAPOn tuulivoima Oy	I	Mauno Oksanen	NEGMicon	3x750
65	Oulu 1	09.01	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	1000

66	Meri-Pori 9	07.02	Suomen Hyötytuuli Oy	U	Timo Mäki	Bonus	2000
67	Kuivaniemi 8	12.02	VAPOn tuulivoima Oy	I	Mauno Oksanen	VESTAS	2000
2; 68	Huittinen 1	03.03*	Nordeco Oy	C	Kariniemi	Nordtank	75
69-70	Lumparland 1-2	8.03	Ålands Vindenergiandelslag	C	Henrik Lindqvist	Enercon	600
71-72	Kokkola 1-2	6.03	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	1000
73-75	Kristiinankaup. 1-3	12.03	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	1000
76-78	Oulunsalo 2-4	8.03	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	1000
79	Eckerö 2	7.04*	JG Vind	C	Henrik Lindqvist	Vestas	225
80-84	Raahe 1-5	06.04	Suomen Hyötytuuli Oy	U	Timo Mäki	Bonus	1000
85-88	Hanko 1-4	09.04	SABA Wind Oy Ab	C	Tage Romberg	Enercon	2000
91	Inkoo 3	09.04	SABA Wind Oy Ab	C	Tage Romberg	Enercon	2000
92	Eurajoki 1	10.04	Teollisuuden Voima Oy	U	Jaakko Tuomisto	WinWinD	1000
18; 93	Jalasjärvi 1	07.03*	Hannu-Pekka Kivistö	C	H. Kivistö	WindWorld	220
94	Oulu 2	12.04	PVO Innopower Oy	U	Lauri Luopajarvi	WinWinD	3000
95	Suodenniemi 1	12.04*	Maatalousyrittäjä Pertti Tuori	C	Pertti Tuori	Vestas	225
96	Sottunga 2	1.05*	Ålands Vindkraft Ab	C	Henrik Lindqvist	Vestas	660
97	Äetsä 1	9.05*	Jussi Oittinen	C	Jussi Oittinen	Vestas	225
98	Eurajoki 2	12.05*	Ari-Matti Väkiparta	C	Ari-Matti Väkiparta	NegMicon	250
99	Kemi 4	12.05	Haminan Energia Oy	U	Pekka Raukko	WinWinD	3000
100	Luoto 1	07.07	Larsmo Vindkraft	C	Jan-Erik Bång	WinWinD	1000
101	Meri-Pori 10	07.07	Suomen Hyötytuuli Oy	U	Timo Mäki	WinwinD	3000

* Ostettu käytettynä, aloitusaika ei kerro laitoksen ikää.

Tuulivoimalaitokset on nimetty sijaintipaikkansa kunnan mukaan (Lapissa sijoituspaikatunturin mukaan). Nimen perässä olevien numeroiden perusteella voi päätellä, kuinka monen laitoksen ryhmästä on kyse. Tästä muodostavat poikkeuksen Hailuoto, jossa laitokset 1–3 sijaitsevat ryhmänä Marjaniehemessä ja laitos 4 on Huikussa saaren itäkärjessä; Siikajoki, jossa laitokset 1–2 ovat Varessäikän ja laitokset 3–4 Tauvon kalasatamassa; Kuivaniemi, jossa laitokset 2–4 sijaitsevat Kuivamatalalla noin 0,5 km rannikosta. Porissa muita laitoksia aikaisemmin rakennettu 300 kW Pori 1 sijaitsee Reposaaressa ja Meri-Pori-nimisistä laitoksista 1–4 Reposaaressa Pengertiellä, 5 Reposaaressa ja laitokset 6–10 Tahkoluodossa.

Vuonna 2006 Suomeen pystytettiin 2 laitosta, yht. 4 MW. Kummatkin ovat suomalaisia WinWinDin-laitoksia: Luotoon pystytettiin 1 MW laitos kesäkuussa ja Poriin 3 MW laitos kesä-heinäkuussa.

Vuoden 2006 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 laitoksia. Vuonna 2005 purettu Inkoon Barösundin 4 MW (2 x 2 MW) laitokset vietiin takaisin Saksaan. Inkoon Kopparnäsin tutkimuslaitokset (purettu vuoden 2001 alussa) eivät osallistuneet tilastointiin. Vuoden 2001 syyskuussa purettiin Pelkosenniemen Pyhätunturilla sijainnut 220 kW tutkimuslaitos. Laitoksella oli merkittävä asema arktisen tuulivoiman tutkimus- ja kehitystyössä. Vuoden 2002 aikana purettiin Enontekiön Paljasselällä sijainnut 65 kW tuulivoimala. Lapin laitokset on sittemmin pystytetty uudelleen sisämaahan Etelä-Suomeen ja otettu uudestaan mukaan tilastointiin vuonna 2005.

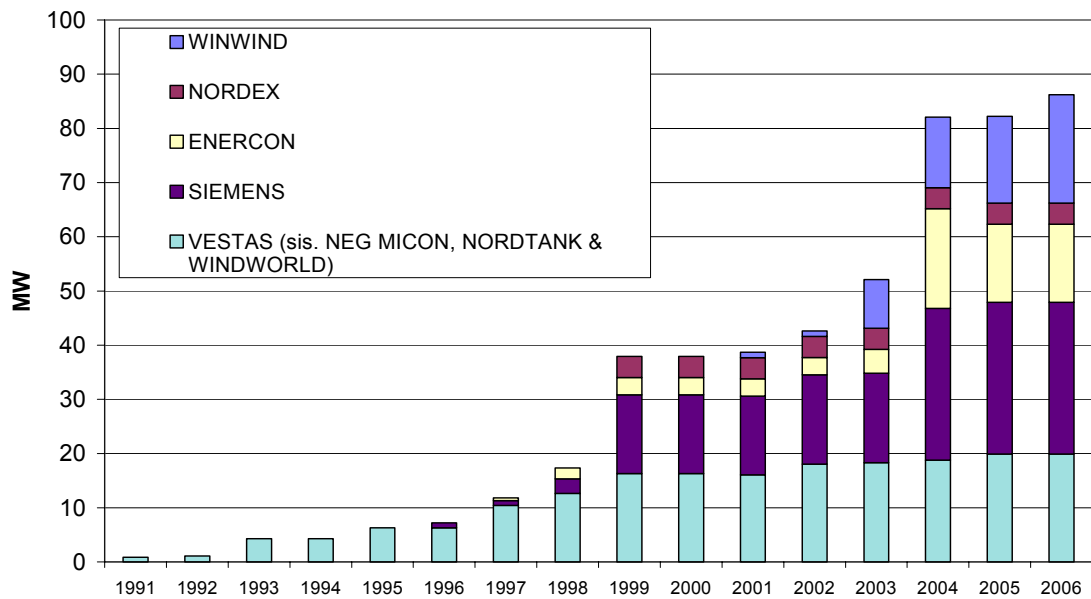
Taulukko 2. Suomen verkkoonkytkettyjen ja tilastointiin osallistuvien tuulivoimalaitosten omistusmuodot vuoden 2006 lopussa.

Omistusmuoto		Laitoksia		Kapasiteetti	
		lkm.	%	MW	%
U	Sähköyhtiö (Utility company)	52	54 %	55,7	65 %
C	Kuluttajaomisteinen (Consumer owned company)	35	36 %	22,9	27 %
I	Teollisuus (Industry owned company)	8	8 %	7,0	8 %
O	Muu yritys (Other)	1	1 %	0,6	1 %
YHTEENSÄ		96	100 %	86,2	100 %

2.1 Tuulivoimalaitokset tyypeittäin

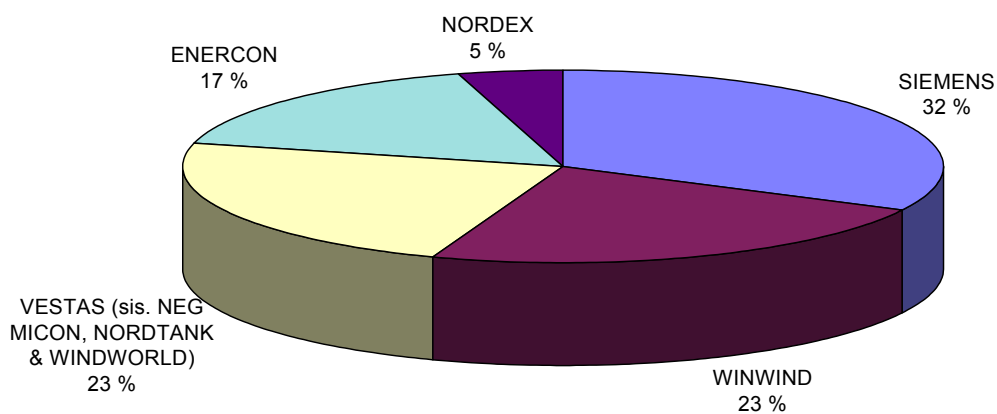
Tuulivoimalavalmistajien markkinaosuuksien kehittyminen Suomessa vuodesta 1991 on esitetty kuvassa 2.

Valmistajien markkinaosuudet Suomen koko tuulivoimakapasiteetista vuoden 2006 lopussa on esitetty kuvassa 3. Vuonna 2006 rakennetusta uudesta kapasiteetista Winwindin osuus oli 100 %. Suomessa käytössä olevien tuulivoimaloiden tyytit on koottu taulukkoon 3.



Kuva 2. Markkinaosuuksien kehitys Suomen tuulivoimakapasiteetista vuosina 1991–2006.

Markkinaosuudet v. 2006 lopussa (yht. 86 MW)



Kuva 3. Tuulivoimalavalmistajien markkinaosuudet Suomen tuulivoimakapasiteetista vuoden 2006 lopussa.

Taulukko 3. Suomessa käytössä olevat tuulivoimalaitostyyppit vuoden 2006 lopussa.

Valmistaja	Nimellisteho (kW)	Lukumäärä	Yhteensä kW
WINWIND	3000	3	9000
BONUS*	2300	5	11500
ENERCON	2000	5	10000
BONUS*	2000	1	2000
VESTAS	2000	1	2000
NORDEX	1300	3	3900
BONUS*	1000	10	10000
WINWIND	1000	11	11000
NEGMICON*	750	7	5250
VESTAS	660	2	1320
BONUS*	600	6	3600
ENERCON	600	4	2400
VESTAS	600	4	2400
NORDTANK*	600	2	1200
ENERCON	500	4	2000
NORDTANK*	500	4	2000
VESTAS	500	1	500
BONUS*	450	2	900
NORDTANK*	300	10	3000
NEGMICON*	250	1	250
VESTAS	225	4	900
WINDWORLD	220	1	220
NORDTANK*	200	4	800
NORDTANK*	75	1	75
		96	86215

*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 1000 kWh/m² tai huipunkäyttöaika on yli 2400 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 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 (%):
$$\frac{tunnit - (seisokkiaika - sähköverkkohäiriöt)}{tunnit}$$

Esim. tekninen käytettävyys vuodelta 2006: tunnit saavat arvon 8760 h. Keskimääräinen käytettävyys kaikille laitoksille: seisokkiaika yhteensä pois lukien sähköverkkohäiriöt; tunnit yhteensä kaikille laitoksille ottaen huomioon kesken vuotta aloittaneiden laitosten pienemmän tuntimäärän.

Tuotantoindeksi (%): Säasemalta mitattujen tuulennopeushavaintojen perusteella laskettu tuotanto suhteessa pitkän aikavälin havainnoista laskettuun keskimääräiseen tuotantoon. Tuulennopeushavainnot muutetaan keskitehoksi käyttäen 1500 kW 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 ovat ominaista tuotannonvaihtelut tunti-, kuukausi- ja vuositasolla. Tuulivoimat tuotantoa arvioitaessa on siis huomioitava myös tarkasteltavan jakson tuulisuus (energiasisältö) 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):

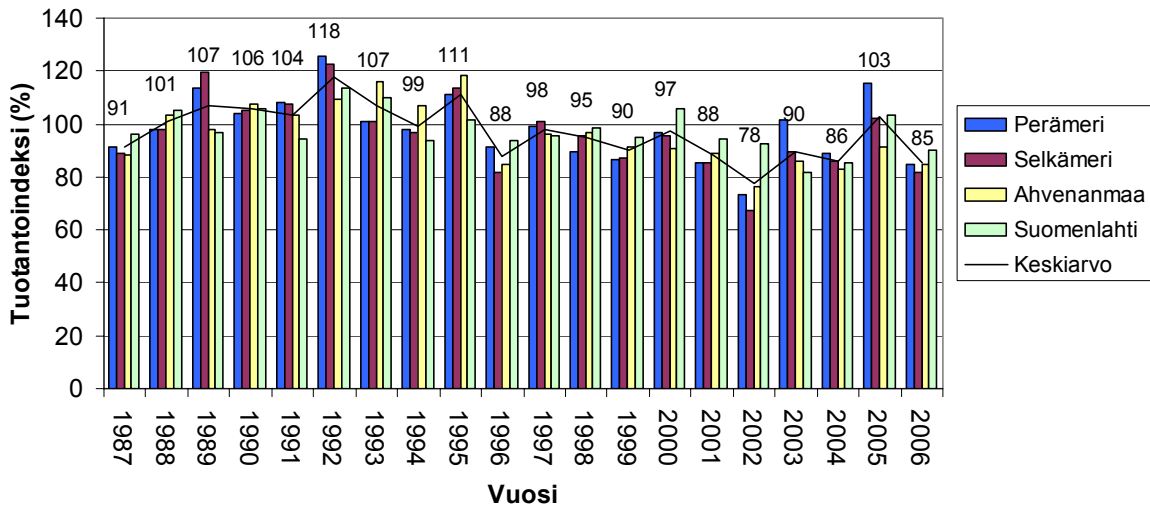
1. Suomenlahti: Helsinki Isosaari (17 m)
2. Ahvenanmaa ja Saaristomeri: Lemland Nyhamn (16 m)
3. Selkämeri: Kristiinankaupunki Karhusaari (36 m)
4. Perämeri: Hailuoto Marjaniemi (46 m).

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

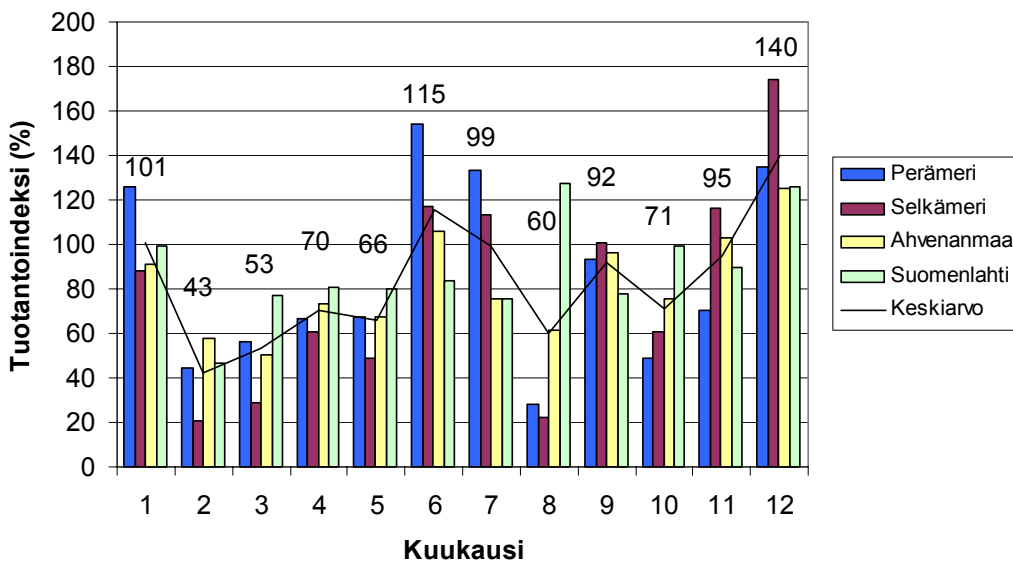
Ennen vuotta 2002 lasketuissa tuotantoindekseissä vertailujaksona käytettiin vuosia 1985–1995 ja indeksien laskennassa nimellisteholtaan 500 kW voimalan tehokäyrää. Vuoden 2002 aikana suoritettujen tilastoinnin kehittämishankkeen yhteydessä päivitettiin tuotantoindeksien laskenta ja laskennassa käytetty vertailujakso. Vertailujaksoa pidentettiin aiemmin käytetystä 11 vuodesta 15 vuoteen ja vertailujaksoksi valittiin 1987–2001. Indeksien laskennassa käytetään vuodesta 2002 alkaen nimellisteholtaan 1500 kW laitosta /2/. Vuonna 2005 siirryttiin käyttämään Selkämeren indekseissä Kristiinankaupunkia Valassaarten sijaan.

4.1 Tuotantoindeksit

Vuosi 2006 oli tyyneempi kuin keskimäärin. Eri merialueiden tuulisuutta kuvaavat Ilmatieteen laitoksen laskemat tuotantoindeksit vuonna 2006 olivat seuraavat: Perämerellä ja Ahvenanmaalla 85 %, Selkämerellä 82 % ja Suomenlahdella 90 % pitkän aikavälin keskimääräisestä tuotannosta. Vuosittaiset tuotantoindeksit sekä niiden keskiarvo on esitetty kuvassa 4. Tuotantoindeksien keskiarvo vuonna 2006 oli 85 %. Indeksien tuotannolla painotettu keskiarvo, jossa on huomioitu, millä indeksialueilla tuotettiin tuulivoimaa, oli 84 % (kapasiteetilla painotettu keskiarvo 85 %).



Kuva 4. Tuulivoiman tuotantoindeksit Suomen rannikolla vuosina 1987–2006. 100 % on keskimääräinen tuotanto vertailuajanjaksolla 1987–2001. Keskiarvo on merkitty viivalla ja numeroilla.

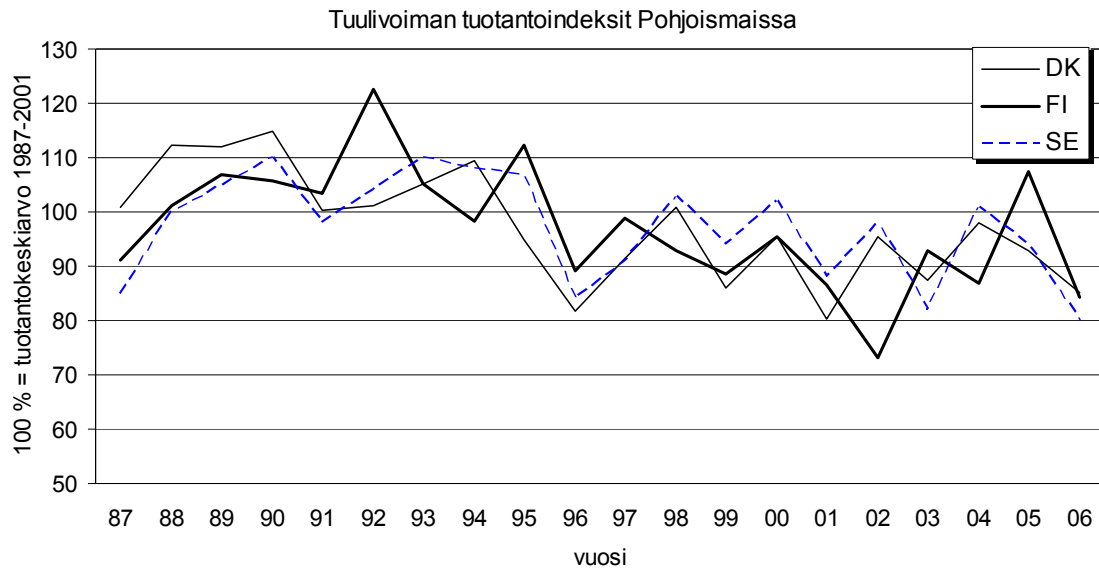


Kuva 5. Kuukausittaiset tuotantoindeksit v. 2006 neljältä sääasemalta. 100 % on keskimääräinen kuukausituotanto vertailuajanjaksolla 1987–2001. Keskiarvo on merkitty viivalla ja numeroilla.

Kuukausitason indeksit vuodelta 2006 on esitetty kuvassa 5. Tammikuu alkoi lähes keskimääräisenä, mutta helmi-toukokuu oli erittäin tyyntä koko maassa. Lokakuussa keskimääräistä tuulisempaa oli vain Suomenlahdella. Marraskuussa tyyntet kelit jatkuivat vielä länsirannikolla. Joulukuu oli tuulinen, jopa ennätystuulinen Selkämerellä.

4.2 Tuotantoindeksit Pohjoismaissa

Tuuliolosuhteet vaihtelevat sekä eri merialueilla että eri Pohjoismaissa. Vertailu tuotantoindekseistä Ruotsin ja Tanskan kanssa on esitetty kuvassa 6 /1, 3/.



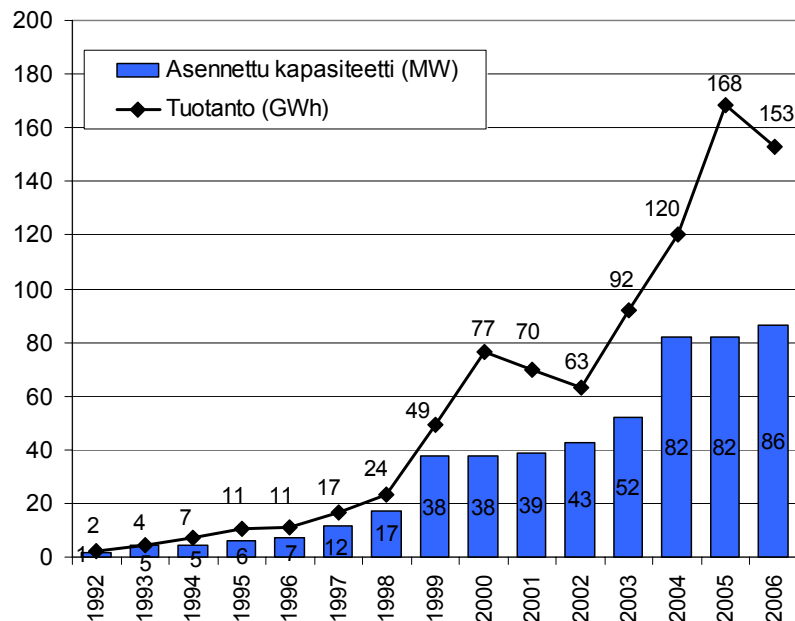
Kuva 6. Tuuliolosuhteiden vuosivaihtelu Suomessa (FI), Ruotsissa (SE) ja Tanskassa (DK). Tuulivoiman tuotantoindeksit 1987–2006.

5. Asennetun tehon ja tuotannon kehitys

Vuoden 2006 tuotantotilasto tuulivoimalaitoksittain on esitetty taulukkona liitteessä 2.

5.1 Teho ja sähköntuotanto

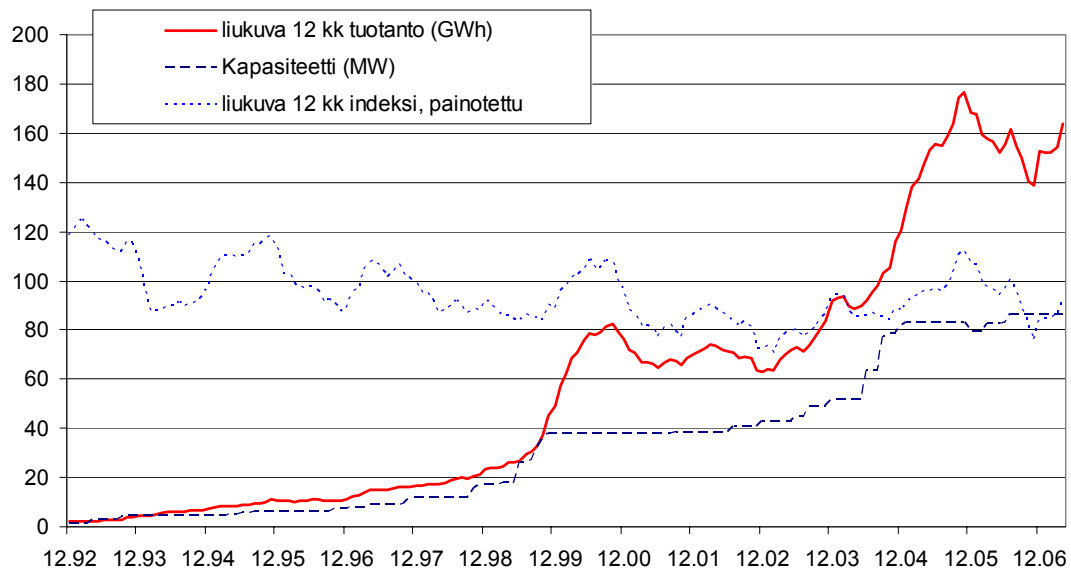
Suomen tuulivoimalaitosten yhteenlaskettu tuotanto vuonna 2006 oli 153 GWh. Suomen kokonaistuulivoimakapasiteetti vuoden 2006 lopussa oli 86 MW. Tuulivoimakapasiteetin kasvun osalta vuosi 2004 on ollut tähän mennessä paras: kasvua oli edellisvuoteen verrattuna 30 MW (57 %) ja tuotannossa 30 GWh (31 %). Vuonna 2006 pystytettiin 4 MW (kasvua 5 %). Tuotanto kuitenkin pieneni 15 GWh (9 %), koska vuosi 2005 oli hyvä tuulivuosi ja vuosi 2006 taas selvästi keskimääräistä tyynempi. Tuotannon kehitys 1992–2006 on esitetty kuvan 7 käyränä. Samassa kuvassa näkyy myös asennettu kapasiteetti vuoden lopussa. Asennetun kapasiteetin kehitys näkyy taulukossa 4. Tuotantotilastointiin on saatu suurimmasta osasta voimaloita nettotuotannot, minkä vuoksi vuoden 2005 kokonaistuotanto on 168 GWh eikä 170 GWh, kuten aiemmin on raportoitu.



Kuva 7. Asennetun tuulivoimakapasiteetin ja tuotannon kehitys Suomessa vuosina 1992–2006.

Taulukko 4. Suomen tuulivoimakapasiteetin kehitys vuosina 1991–2006.

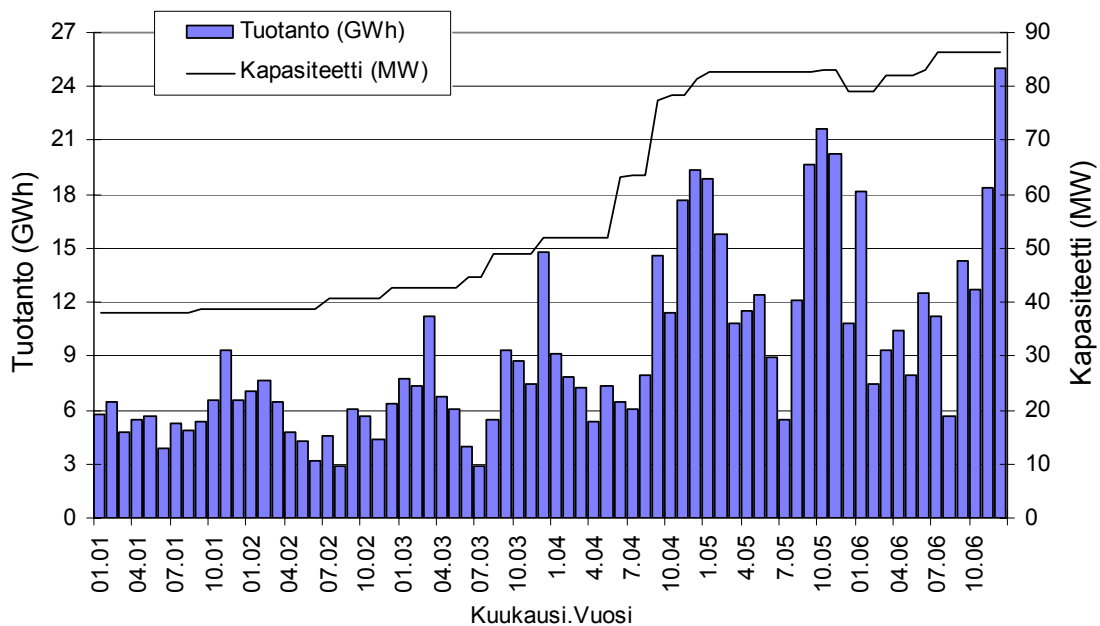
Vuosi	Uusi kapasiteetti		Käytöstä poistettu		Vuoden lopussa	
	MW	lkm.	MW	lkm.	MW kumul.	lkm.
1991	0,865	5			1,2	6
1992	0,225	1			1,4	7
1993	3,22	11			4,6	18
1994	0	0			4,6	18
1995	2	4	0,3	1	6,3	21
1996	0,9	2			7,2	23
1997	4,6	8			11,8	31
1998	5,55	9			17,4	40
1999	20,56	23			37,9	63
2000	0	0			37,9	63
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



Kuva 8. Suomen tuulivoiman vuosituotanto 1992–2006 kuukausittain liukuvana 12 kk summana. Neljästä tuotantoindeksistä on painotettu keskiarvo sen mukaan, mille alueille on asennettu tuulivoimakapasiteettia. Kuukauden lopussa asennettu kapasiteetti näkyy katkoviivana.

Kuvassa 8 vuosituotannot on esitetty liukuvana 12 kk summana. Suurin 12 kk tuotanto saavutettiin ajalla joulukuu 2004 – marraskuu 2005: 178 GWh. Kuvaan on piirretty myös tuotantoindeksit samanlaisina liukuvina 12 kk 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 välillä 6 ja 25 GWh vuonna 2006.

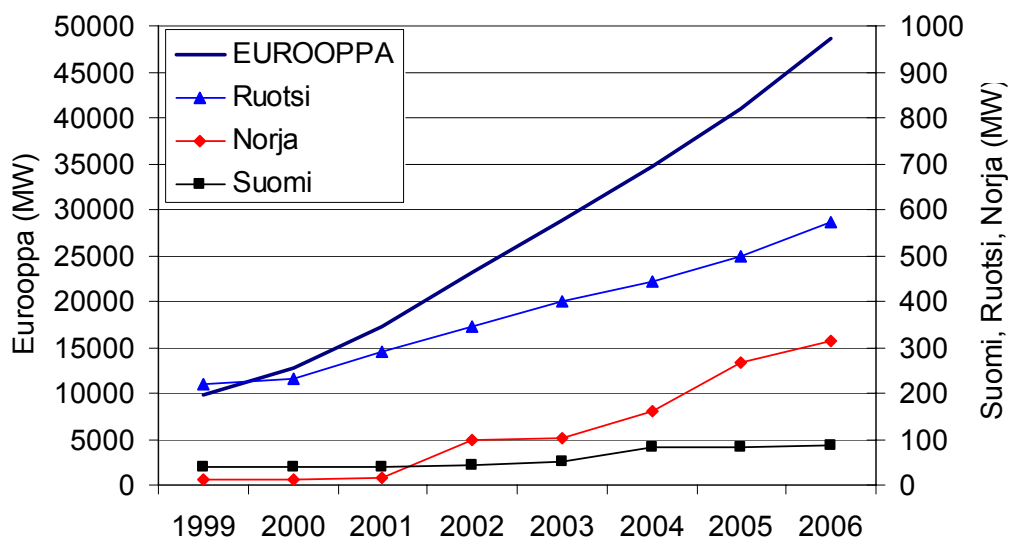


Kuva 9. Tuulivoiman tuotanto ja kapasiteetin kehitys Suomessa kuukausittain vuosina 2001–2006.

5.2 Euroopan tuulivoimakapasiteetti

Taulukossa 5 on esitetty Euroopan tuulivoimakapasiteetin kehitys maittain vuosina 1999–2006. Vuonna 2006 Euroopassa rakennetusta tuulivoimakapasiteetista valtaosa rakennettiin Saksaan ja Espanjaan (yli 3700 MW). Euroopan tuulivoimakapasiteetti vuoden 2006 lopussa oli noin 48500 MW (EU:n alueella 48000 MW), josta vuoden 2006 aikana rakennettiin 7700 MW eli 16 %. Maailman tuulivoimakapasiteetti vuoden 2006 lopussa oli noin 74000 MW.

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



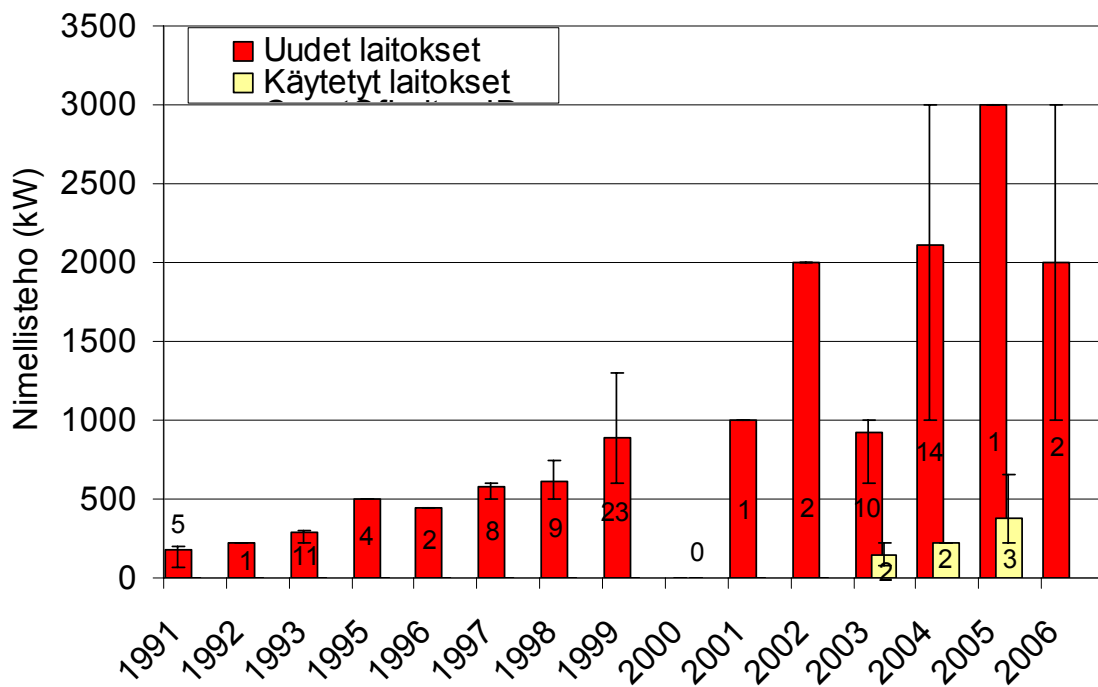
Kuva 10. Tuulivoimakapasiteetin kehitys Suomessa, Ruotsissa, Norjassa ja Euroopassa.

Taulukko 5. Euroopan tuulivoimakapasiteetti /4/.

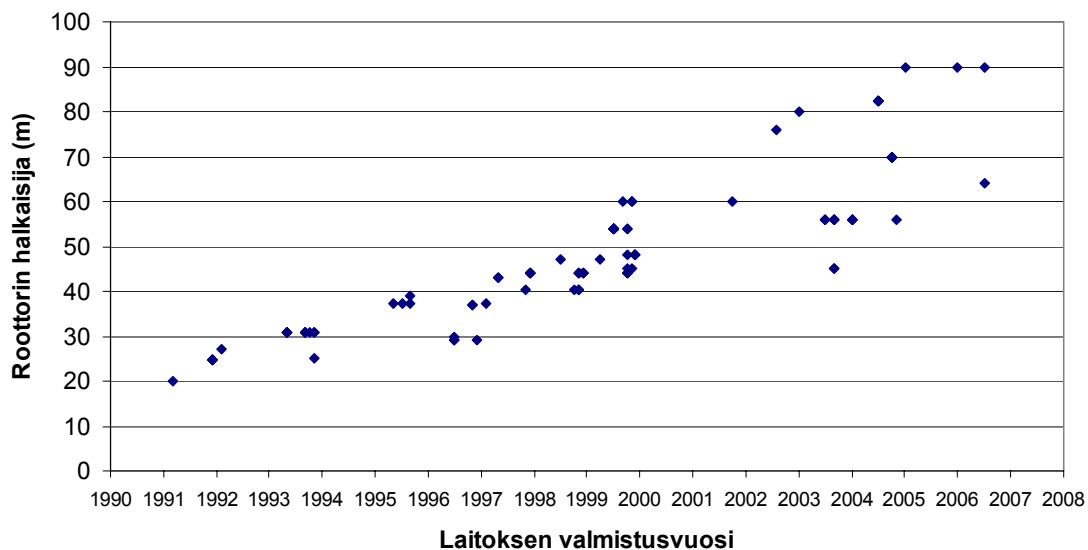
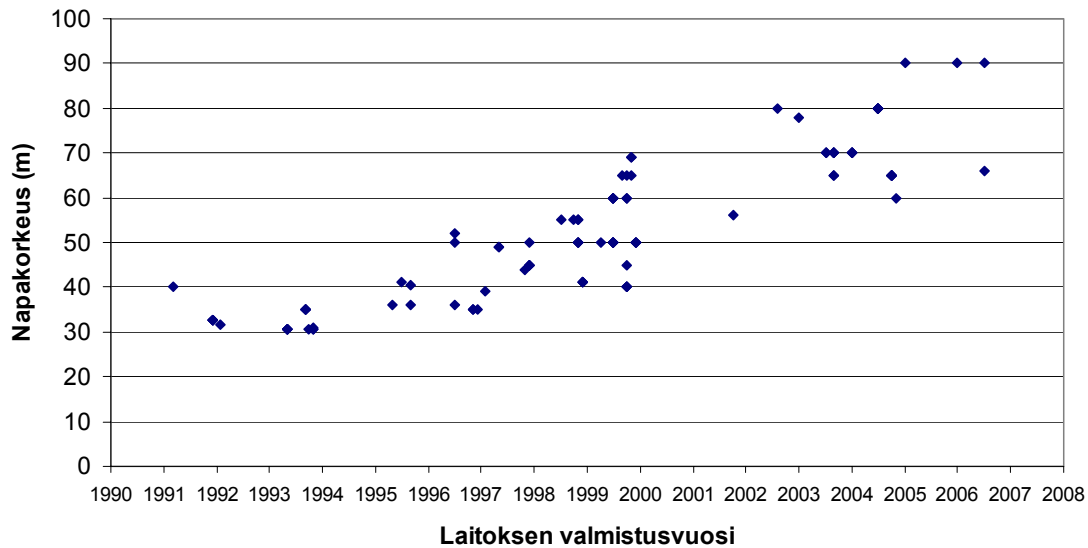
MW	Kapasiteetti vuoden lopussa							
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Saksa	4442	6113	8754	11994	14609	16629	18428	20622
Espanja	1812	2235	3337	4825	6203	8263	10027	11615
Tanska	1738	2300	2417	2889	3115	3118	3122	3136
Italia	277	427	697	788	904	1265	1717	2123
Britannia	362	406	474	552	648	907	1353	1963
Portugali	61	100	125	195	296	522	1022	1716
Ranska	25	66	78	148	253	390	757	1567
Hollanti	433	446	493	693	910	1079	1219	1560
Itävalta	34	77	94	140	415	606	819	965
Kreikka	158	189	272	297	375	473	573	746
Irlanti	74	118	125	137	191	339	496	745
Ruotsi	220	231	290	345	399	442	500	572
Norja	13	13	17	97	101	160	267	314
Belgia	11	13	31	35	68	96	167	193
Puola	5	5	22	27	63	63	73	152
Suomi	38	38	39	43	52	82	82	86
Unkari	0	0	1	2	2	3	17	61
Liettua	0	0	0	0	0	7	7	55
Tšekki	7	7	5	3	9	17	26	50
Luxemburg	10	15	15	17	22	35	35	35
Viro	0	0	2	2	2	3	30	32
Latvia	0	0	2	24	26	27	27	27
Sveitsi	3	3	5	5	5	9	12	12
Slovakia	0	0	0	0	0	5	5	5
Muu								
Eurooppa	5	10	47	70	114	100	114	194
EUROOPPA	9728	12812	17342	23229	28782	34640	40895	48546

5.3 Laitoskoon kehitys

Asennetun uuden kapasiteetin keskiteho on kasvanut 170 kW:sta (vuonna 1991) 2000 kW:iin vuonna 2006. Vuodesta 2003 käytettynä ostettujen laitosten huomattavasti pienemmät laitoskoot vaikuttavat jonkin verran keskitehoon; ne on eritelty kuvassa 11. Vuoden 2006 lopussa Suomen tuulivoimalaitosten keskikoko oli 898 kW (96 laitosta, yht. 86 MW). Ilman käytettynä ostettuja laitoksia keskiteho oli 948 kW (89 laitosta, yht. 84 MW). Vuoden 2006 lopussa olevien laitosten korkeus ja roottorin halkaisija näkyvät kuvassa 12.



Kuva 11. Vuosittain asennetun tuulivoimakapasiteetin keskitehon kehitys 1991–2006 ja vuosittain asennetun kapasiteetin koonvaihtelu, erikseen uusille ja käytettynä ostetuille laitoksille.



Kuva 12. Vuoden 2006 lopun tuulivoimalaitoskapasiteetti laitoksen iän mukaan, laitokorkeuden ja roottorin halkaisijan kehitys.

5.4 Tunnuslukuja

Eri vuosien tuotantotietojen vertailemiseksi laitosten yhteenlasketusta tuotannosta on laskettu keskimääräiset tunnusluvut taulukkoon 6. Taulukossa on 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. Kesällä 2004 tulipalossa tuhoutunut laitos ei ole mukana vuoden 2004 luvuissa. Lapin tutkimuslaitokset eivät ole mukana (vuoteen 2001), eivät myöskään Etelä-Suomen sisämaahan pystytetyt alle 300 kW laitokset. 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 laskettu- ja tunnuslukuja vuosilta 2000–2006. Sisämaan käytettynä ostetut laitokset sekä 3 MW laitokset eivät ole mukana.

Vuosi	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Laitosten nimellisteho yht. (MW)	38	38	39	43	51	75	75
Laitosten lukumäärä	61	61	62	64	73	87	87
Vuosituotanto yht. (MWh)	76225	69359	61030	84619	98134	159977	140578
Eniten tuottaneen laitoksen tuotanto	2960	2650	2406	6578	5697	7035	6420
Vähiten tuottaneen laitoksen tuotanto	307	164	221	259	258	317	196
Huipunkäyttöaika keskimäärin (h)	2025	1843	1580	1985	1942	2063	1789
Suurin huipunkäyttöaika	2842	2918	2622	3289	2848	3518	3210
Pienin huipunkäyttöaika	1218	821	444	862	861	696	536
Tuotanto pyyhkäisy-pinta-alaa kohti	816	742	635	789	760	861	746
Suurin tuotanto kWh/m ²	1154	1157	1028	1450	1256	1551	1415
Pienin tuotanto kWh/m ²	484	345	183	343	342	319	246
Kapasiteettikerroin keskimäärin	0.22	0.20	0.17	0.22	0.21	0.24	0.20
Suurin kapasiteettikerroin	0.32	0.33	0.30	0.38	0.32	0.40	0.37
Pienin kapasiteettikerroin	0.14	0.09	0.05	0.10	0.10	0.08	0.06
Tuotantoindeksi keskimäärin*	95 %	87 %	73 %	93 %	87 %	108 %	84 %

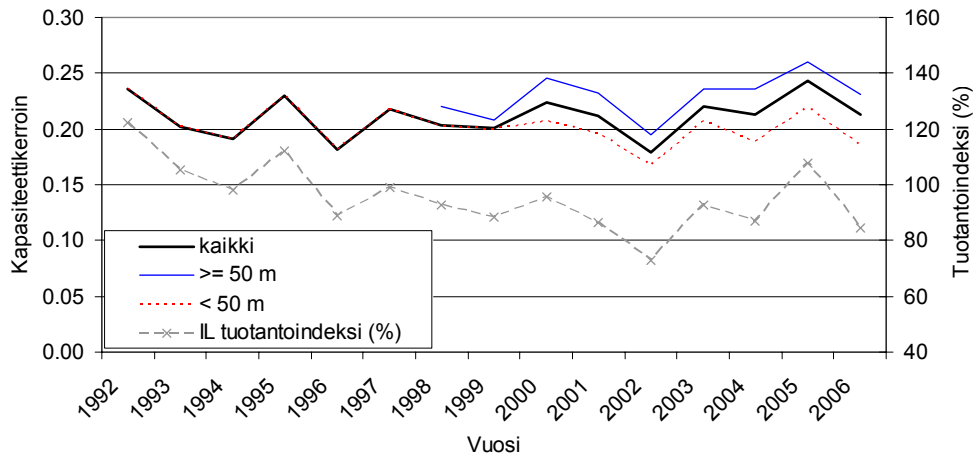
* Laitosten tuotannolla painotettu keskiarvo Perämeren, Selkämeren, Suomenlahden ja Ahvenanmaan tuotantoindekseistä.

Keskimääräiset tunnusluvut vuonna 2006 ovat huonompia kuin edellisellä vuonna, mikä selittyy huonommalla tuulisuudella. 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.

Taulukko 7. Tilastointiin osallistuvien standardilaitosten tuotantoluvuista laskettuja tunnuslukuja vuosilta 2000–2006, kun mukana ovat ainoastaan laitokset, joiden käytettävyys on ollut yli 90 %.

Vuosi	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Laitosten nimellisteho yht. (MW)	35	30	34	37	44	68	61
Laitosten lukumäärä	53	49	53	54	63	76	67
Vuosituotanto yht. (MWh)	71766	59512	57049	75719	89672	147697	119369
Eniten tuottaneen laitoksen tuotanto	2960	2650	2406	6578	5697	7035	6420
Vähiten tuottaneen laitoksen tuotanto	307	224	230	279	281	343	239
Huipunkäyttöaika keskimäärin (h)	2060	1962	1655	2067	2036	2134	1900
Suurin huipunkäyttöaika	2842	2918	2622	3289	2848	3518	3210
Pienin huipunkäyttöaika	1341	1118	1021	1341	936	1091	797
Tuotanto pyyhkäisy-pinta-alaa kohti keskimäärin (kWh/m²)	842	793	678	836	796	889	790
Suurin tuotanto kWh/m ²	1154	1157	1028	1450	1256	1551	1415
Pienin tuotanto kWh/m ²	533	471	406	586	372	455	317
Kapasiteettikerroin keskimäärin	0.23	0.22	0.19	0.23	0.22	0.24	0.22
Suurin kapasiteettikerroin	0.32	0.33	0.30	0.38	0.32	0.40	0.37
Pienin kapasiteettikerroin	0.15	0.13	0.12	0.15	0.11	0.12	0.09
Tuotantoindeksi keskimäärin*	95 %	87 %	73 %	93 %	87 %	108 %	84 %

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



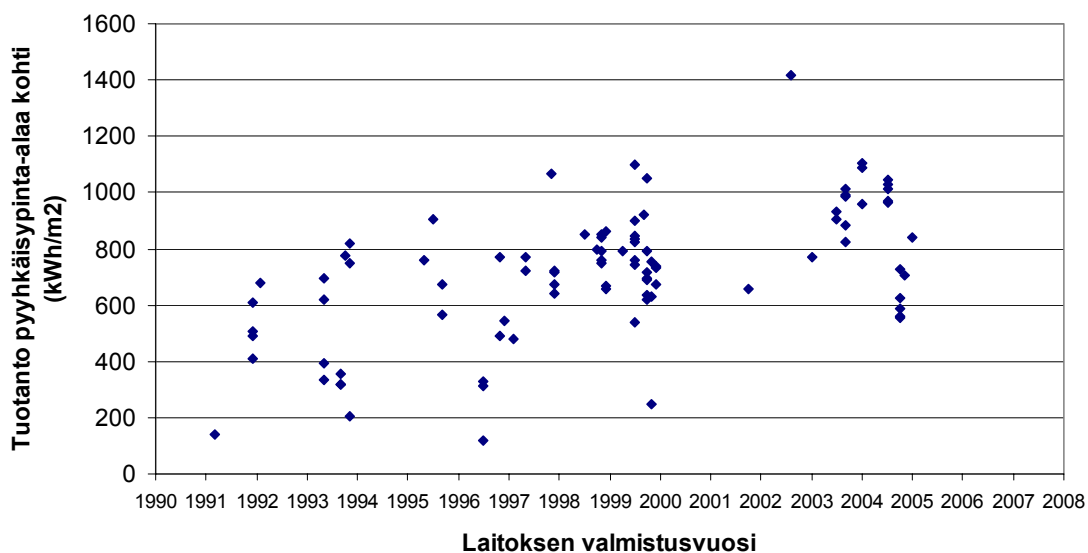
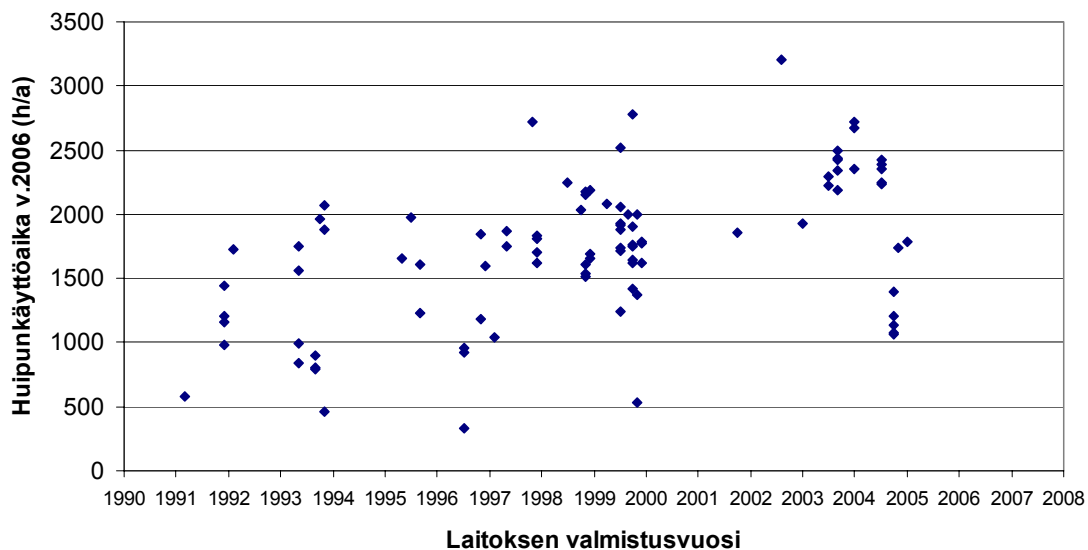
Kuva 13. Korkeammat tuulivoimalaitokset tuottavat enemmän. Laitosten keskiteho (prosenttina nimellistehosta, ns. kapasiteettikerroin) kaikista laitoksista sekä erikseen laitoksista, joiden tornin korkeus on yli 50 m ja alle 50 m. Mukana laitokset, joiden käytettävyys on ollut yli 80 % ja jotka ovat olleet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

6. Tuotantovertailuja vuodesta 2006

6.1 Tuotannon tunnusluvut vuonna 2006

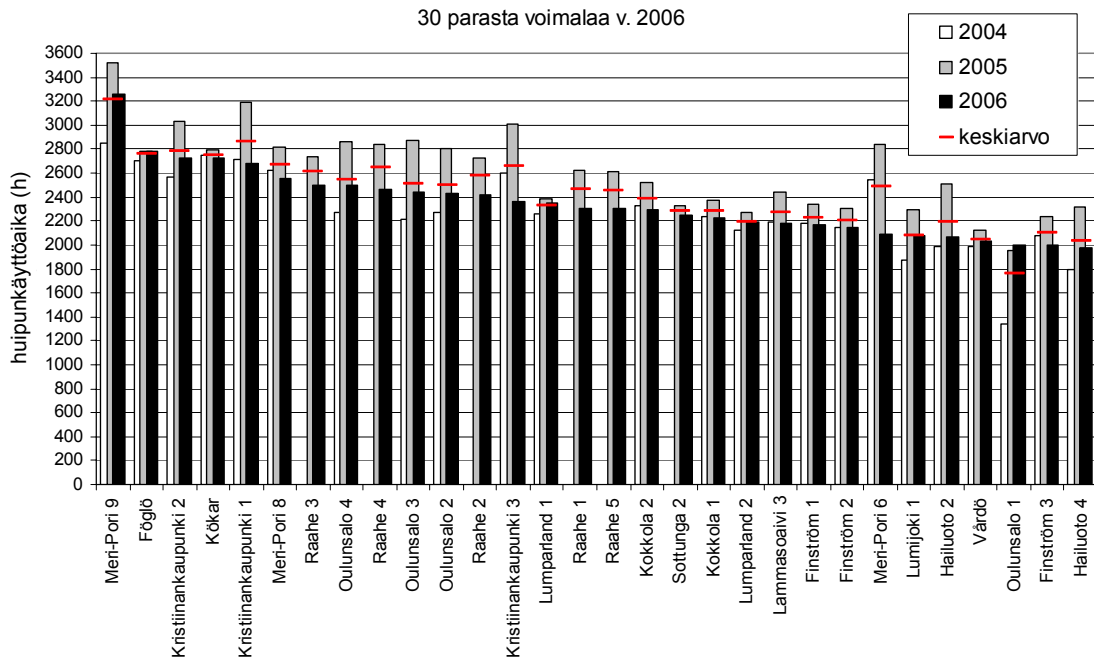
Nimellisteholtaan erikokoisten tuulivoimaloiden tuotantolukujen vertailemiseksi on laskettu tunnuslukuja, joiden avulla laitosten suorituskyvyn vertaileminen helpottuu. Kuvassa 14 on esitetty kaikkien koko vuoden toiminnassa olleiden laitosten tuotantojen tunnusluvut laitosten iän mukaan. Kuvista on nähtävissä trendi, että uusimmat laitokset tuottavat paremmin. Hyvin tuottaneet laitokset yltyvät yli 2400 tunnin huipunkäyttöaikaan ja yli 1000 kWh/m² tuotantoon pyyhkäisypinta-alaa kohti. 30 parhaan laitoksen tunnusluvut on esitetty kuvissa 15 ja 16.

Vuosi 2006 oli huomattavasti tyynempi kuin edellinen vuosi. 10 parasta laitosta ylitti 2400 tunnin huipunkäyttöajan rajan ja 1000 kWh/m² rajan. Vuonna 2005 yli 20 laitosta ylitti nämä rajat. 30 parhaan laitoksen joukosta lähes 60 % on nimellisteholtaan 1 MW tai yli – näiden laitosten osuus kaikista Suomen laitoksista on alle 40 %. Parhaat laitokset sijaitsevat viime vuoden tapaan Meri-Porin Tahkoluodossa, Ahvenanmaalla Kökarilla ja Föglössä, Kristiinankaupungissa, Raahessa sekä Oulunsalossa. Meri-Pori 9:n tunnusluvut vuonna 2005 ovat parhaat Suomessa toistaiseksi saavutetut: 3518 h/a ja 1552 kWh/m².

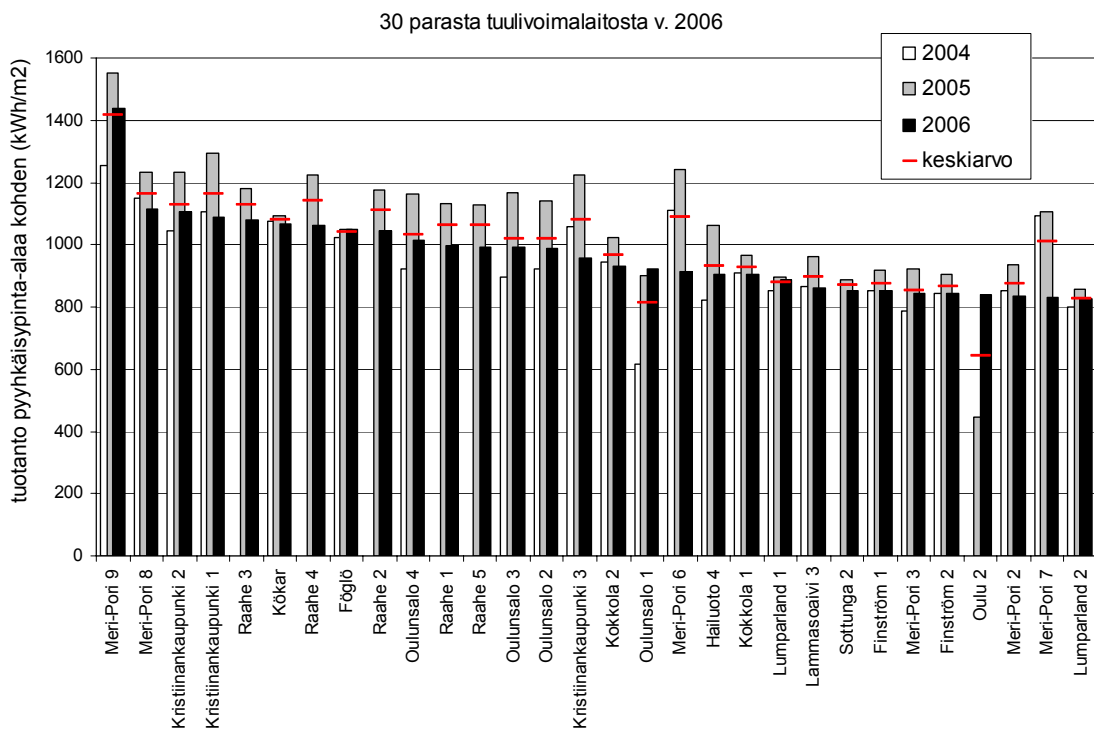


Kuva 14. Koko vuoden toiminnassa olleiden laitosten tuotanto huipunkäyttöaikana ja suhteessa pyyhkäisyypinta-alaan.

Kun laitosten tuotantoa verrataan roottorin pyyhkäisyypinta-alan perusteella nimellistehon sijaan, keskinäinen järjestys muuttuu jonkin verran. Ahvenanmaan Enerconin sekä Oulunsalon Nordexin laitokset putoavat listalla ja suomalais- ja tanskalaisvalmisteiset laitokset nousevat. Huipunkäyttöajan ja pyyhkäisyypinta-alan perusteella laskettuihin tunnuslukuihin vaikuttaa laitostyyppiin valittu lavan pituus suhteessa generaattorin nimellistehoon.



Kuva 15. Suomen 30 parasta tuulivoimalaitosta vuoden 2006 huipunkäyttöajan mukaisessa järjestyksessä. Vuosien 2005 ja 2004 huipunkäyttöajat näkyvät vaaleampina pylvinä ja kolmen vuoden keskiarvo vaakasuoralla viivalla.

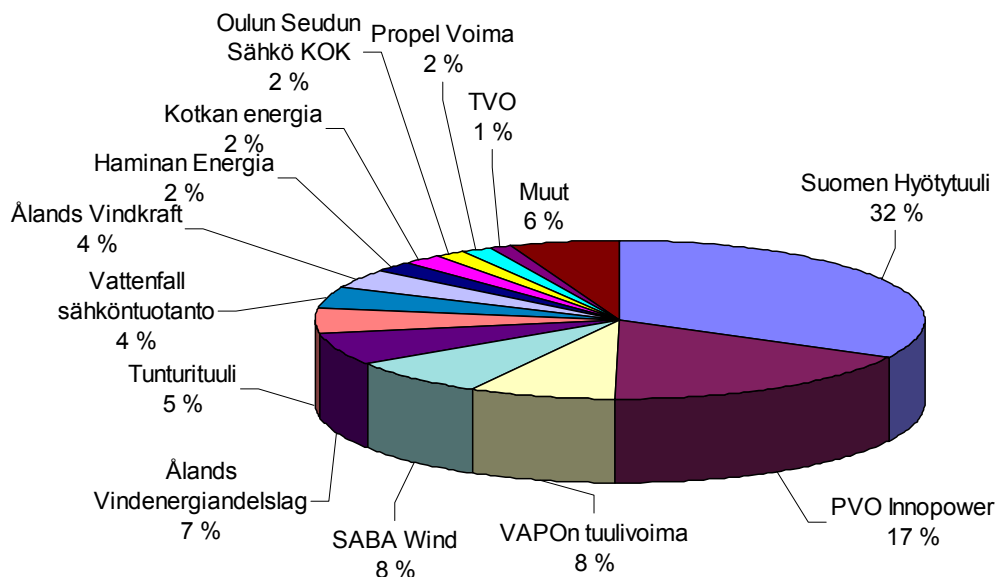


Kuva 16. Suomen 30 parasta tuulivoimalaitosta järjestettynä vuoden 2006 ominaistuo-
tannon (tuotanto pyyhkäisyypinta-alaa kohden) mukaan.

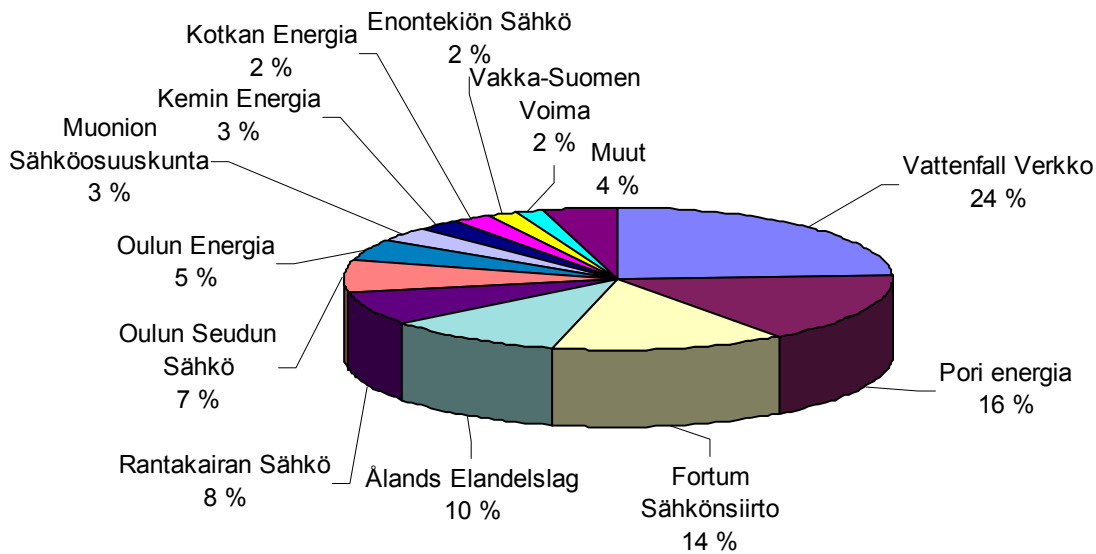
6.2 Tuotannon jaotteluja vuodelta 2006

Tilastointiin osallistuvien sähköntuottajien tuulivoiman tuotanto vuonna 2006 jaoteltuna omistajien mukaan on esitetty kuvassa 17. Suurimmat tuulivoimatuottajat olivat Suomen Hyötytuuli (32 % Suomen tuulisähköstä), PVO Innopower (17 %), SaBa Vind (8 %) ja VAPOn tuulivoima (8 %). Ahvenanmaalla tuotettiin 11 % Suomen tuulivoimatuotannosta vuonna 2006.

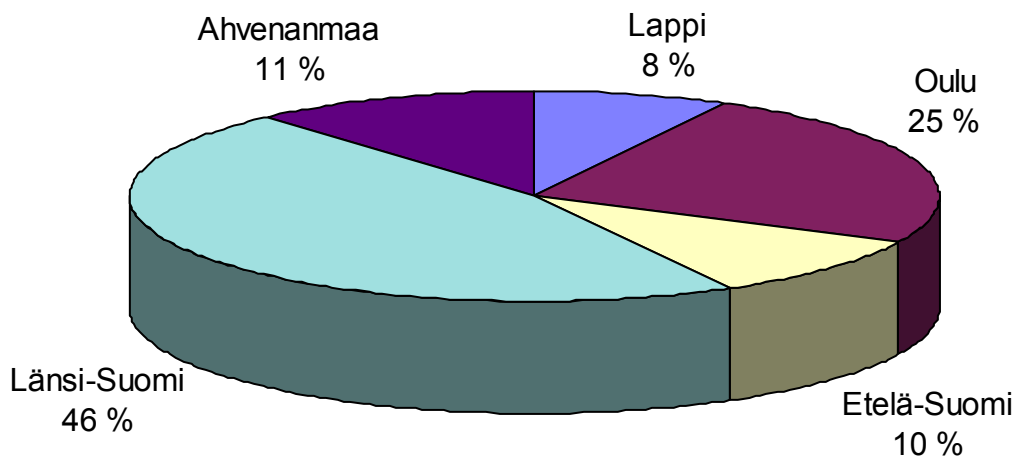
Kuvassa 18 on esitetty ne jakeluverkkoyhtiöt, joiden verkkoon tuulivoimaa syötettiin vuonna 2006. Tuulivoimatuotannon jakautuminen lääneittäin on esitetty kuvassa 19. Vuonna 2006 eniten tuulisähköä tuotettiin Länsi-Suomessa (47 %) ja toiseksi eniten Oulun seudulla (24 %). Verrattuna vuoteen 2005 Etelä-Suomen osuus kasvoi hieman 7 %:sta 13 %:iin Oulun, Ahvenanmaan ja Lapin kustannuksella.



Kuva 17. Tuulivoimatuottajien osuudet tuotetusta tuulisähköstä (yhteensä 153 GWh) vuonna 2006.



Kuva 18. Jakeluverkkoyhtiöiden osuudet tuulivoiman tuotannosta vuonna 2006.

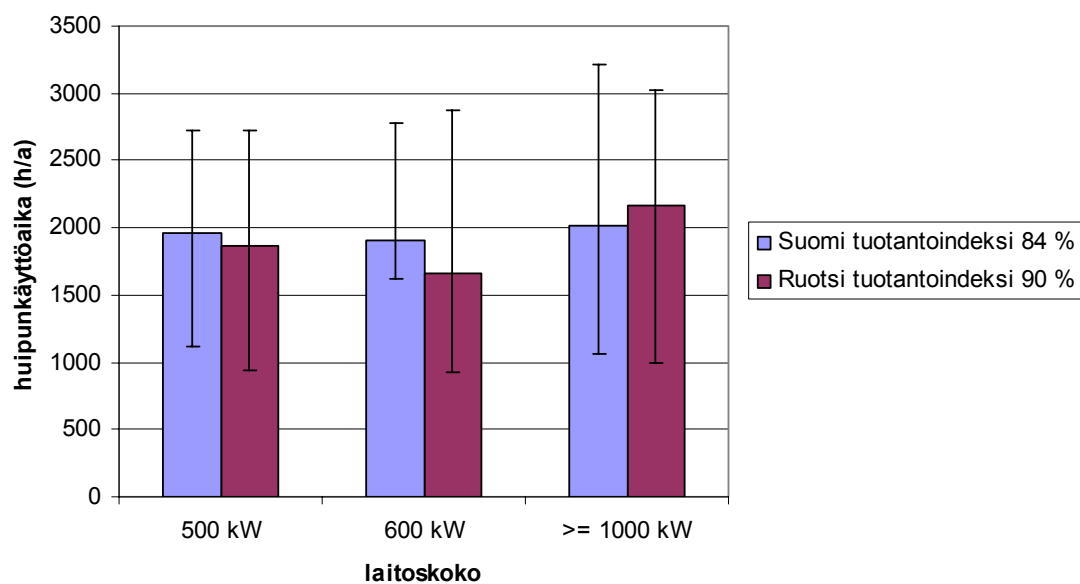


Kuva 19. Tuulivoimatuotannon alueellinen jakautuminen vuonna 2006.

6.3 Suomen tuulivoimatuotannon vertailu muihin maihin

Kuvassa 20 on esitetty vuoden 2006 huipunkäyttäjät koko vuoden toimineille 500, 600 ja 1000 kW tuulivoimaloille Ruotsissa ja Suomessa. Keskimääräiset tunnusluvut ovat Suomessa vähän parempia alle megawatin laitoksille ja hieman huonompia yli megawatin laitoksille. Tuotantoindeksien perusteella vuosi 2006 oli sekä Ruotsissa että Suomessa tyynempi kuin keskimäärin, mutta Ruotsissa hieman lähempänä keskiarvoa. Vertailusta on jätetty pois ne laitokset, joilta on puuttunut yhdenkin kuukauden tuotantoluku tai joissa on ollut hyvin pieni tuotanto ainakin yhtenä kuukautena /5/.

Vuoden 2006 huipunkäyttöajat, vertailu



Kuva 20. Vuoden 2006 huipunkäyttöajat 500, 600 ja 1000 kW laitoksille (keskiarvo sekä vaihteluväli). Suomen 500, 600 ja ≥ 1000 kW luvuissa laitoksia mukana vertailussa 7, 16 ja 33 kpl ja Ruotsin luvuissa vastaavasti 69, 143 ja 39 kpl.

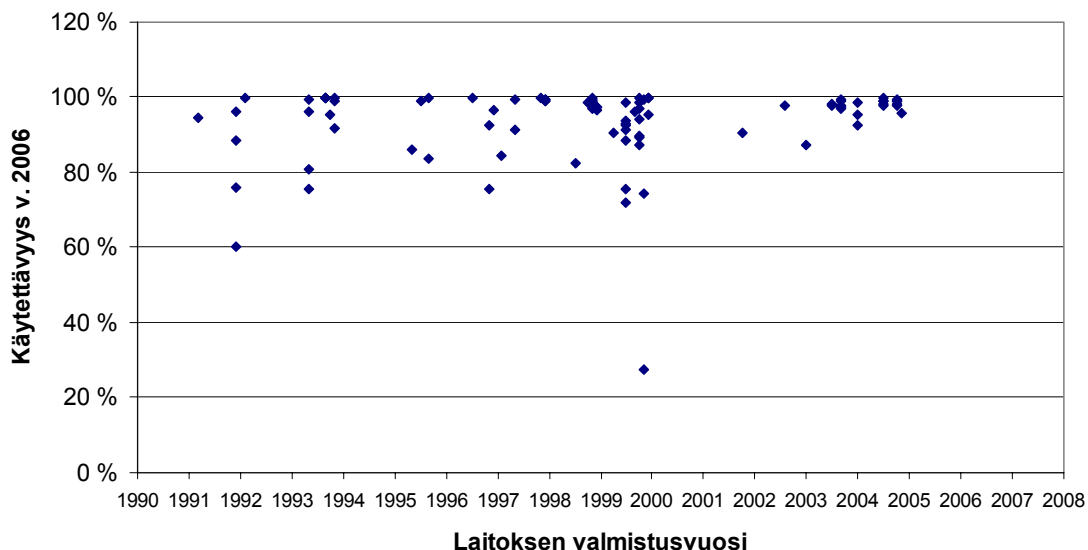
7. Käyttökatkot

Suomen tuulivoimaloiden keski-ikä oli vuoden 2006 lopussa 7,8 vuotta (96 laitosta). Seisokkeja ei ole raportoitu vuonna 2006 kesken vuotta aloittaneilta laitoksilta eikä 3 MW laitoksilta. Vain osa sisämaan käytetyistä laitoksista on raportoinut seisokkeja; nämä laitokset eivät ole mukana vikatilastoissa.

7.1 Tekninen käytettävyys

Viimeisten kymmenen vuoden aikana keskimääräinen käytettävyys on vaihdellut välillä 93 ja 96 % eri vuosina. Vuonna 2006 keskimääräinen tekninen käytettävyys oli 93 % (95 % vuonna 2005). Vuonna 2006 yhdellä laitoksella käytettävyys oli erittäin alhainen (alle 40 %). Lisäksi alle 80 %:n käytettävyyksiä oli kahdeksalla laitoksella, mm. Korsnäs ja Kalajoen vanhoilla laitoksilla. Vuoden aikana sattui tavallista enemmän vaihteistohaavereita: yhdeksällä laitoksella oli haaveri. Ainoa generaattorivika liittyi virtaasetuksiin, ja yksi salamaniskussa vaurioitunut lapa raportoitiin. Kaikki vuonna 2006 seisokkiaikaa raportoineet laitokset on esitetty laitosiän mukaisessa järjestyksessä kuvassa 21.

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 21. Tekninen käytettävyys vuonna 2006 laitosiän funktiona.

7.2 Käyttökatojen erittelyt

Taulukossa 8 on esitetty raportoidut käyttökätkot vuodesta 1996 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. Osassa laitoksista seisokkiaika on arvioitu tuntitehoaikasarjojen perusteella. Näistä laitoksista ei ole ollut käytettävissä vikaerittelyjä, vaan koko seisokkiaika on Häiriö-kohdassa.
- 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 jäätymişäiriöistä on aiheuttanut ainoastaan vähentyneen tuotannon, jolloin laitoksen käytettävyys ei ole pienentynyt.

Taulukko 8. Käyttökätkot vuosina 1998–2006. Sisämaan pienet laitokset ja 3 MW laitokset eivät ole mukana käyttökätkojen tilastoinnissa. Kesken vuotta aloittaneet laitokset ovat mukana tilastossa paitsi vuonna 2006. Seisokkiaikaa on keskimäärin 5 % vuosina 1997–2006.

Seisokin syy	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Huolto	398	730	1489	1407	1301	1092	800	840	1275
Häiriö	1571	4377	6708	3887	3831	9939	9156	9773	10622
Jäätyminen	168	532	589	3691	721	642	1605	924	1382
Muu syy	166	63	415	53	53	3231	378	1262	0
Sähköverkko	319	522	1453	583	343	517	469	474	317
Vika	13177	8059	21132	26645	8396	9947	19052	22449	35461
Vain seisokkiaika raportoitu	343						6601	3538	3398
Seisokkiaika yhteensä (h)	17797	16282	31786	35908	14988	25368	38061	39260	52455
Seisokkiaika % ajasta	5,9 %	3,5 %	5,9 %	6,7 %	3,8 %	5,4 %	5,5 %	4,9 %	6,8 %
% kapasiteetista raportoitu	100 %	100 %	100 %	100 %	72 %	75 %	100 %*	96 %*	87 %*

* Osasta laitoksia vain koko vuoden tieto ja osasta arvio tuntitehoaikasarjojen perusteella (näistä kaikista ei seisokkien syyn erittelyä, näkyvät Häiriö-kohdassa).

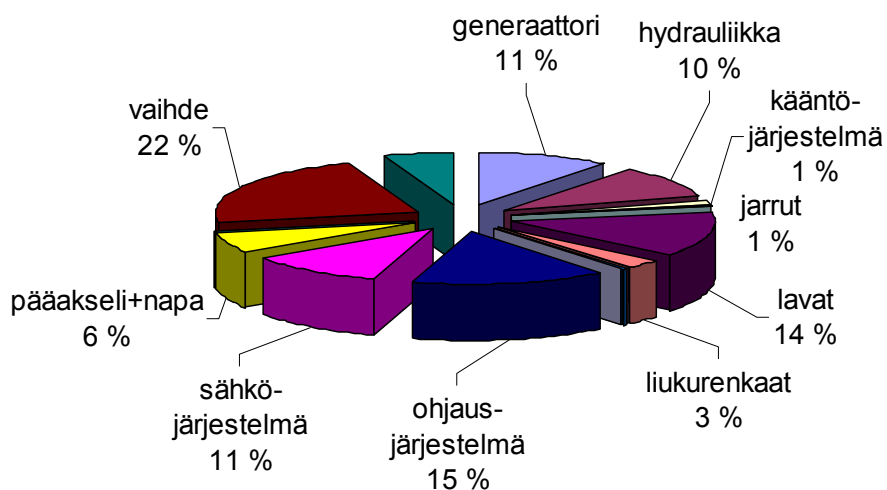
Taulukossa 9 vuoden 2006 vikatunnit on jaoteltu vikaantuneen komponentin ja vian syyn mukaan. Taulukossa on esitetty myös komponenttivikojen lukumäärät. Kuvassa 22 on esitetty vikojen aiheuttamien käyttökatojen jakautuminen eri komponenttien välille.

Taulukko 9. Suomen tuulivoimalaitosten viat vuonna 2006: seisokkitunnit komponenttien mukaan.

Komponentti	Vika-aika yhteensä	% vika-ajasta	Vikojen lkm
anturit	3191	9.0 %	20
generaattori	3753	10.6 %	1
hydrauliikka	3426	9.7 %	22
ilmajarrut	2421	6.8 %	4
kytkimet	130	0.4 %	2
kääntömoottori	211	0.6 %	2
lapa	2453	6.9 %	1
lapakulmansäätö	1980	5.6 %	15
liukurenkaat	1109	3.1 %	5
lämmitys	57	0.2 %	2
mekaaninen jarru	456	1.3 %	6
ohjausjärjestelmä	1618	4.6 %	4
ohjausyksikkö	744	2.1 %	1
pääakseli	152	0.4 %	1
tehoelektroniikka	1619	4.6 %	8
tehomuuntaja	744	2.1 %	1
vaihdelaatikko	6622	18.7 %	8
vaihteen laakerit	1193	3.4 %	1
vaihteen tiivisteet	170	0.5 %	1
vaihto/tasasuuntaaja	28	0.1 %	2
verkkoonkytkentä	1401	4.0 %	6
komponenttia ei eritelty	1983	5.6 %	2
Yhteensä	35461	100.0 %	115

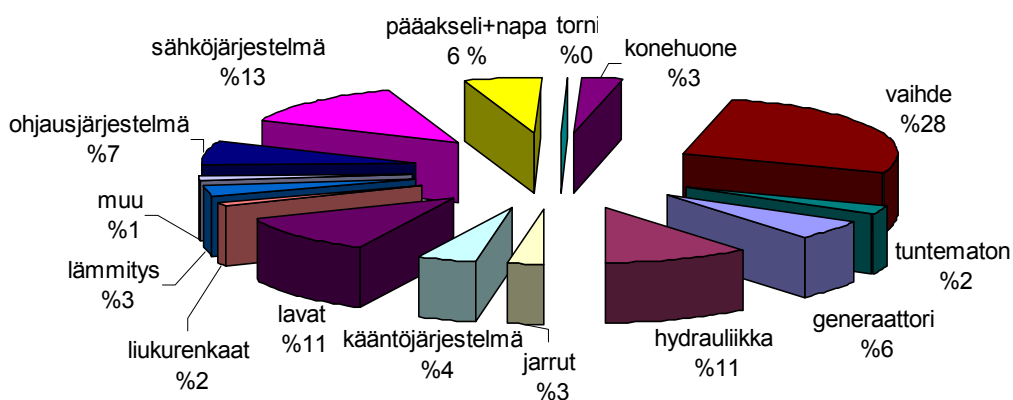
Kuvassa 23 on esitetty vikoja aiheuttaneiden komponenttien prosenttiosuudet koko vikatilastoinnin aikajaksolta 1996–2006. Vaihteistojen vikautumisesta aiheutuneet seisokit näkyvät suurimpana, koska ne on erityisesti vanhemmissa 300 kW laitoksissa tehty useita kuukausia kestävinä korjaustöinä.

Vikojen aiheuttamat käyttökatkot vuonna 2006
yhteensä 35461 h, 77 laitosta (keskiarvo 5 % ajasta)



Kuva 22. Vikojen aiheuttamien käyttökatkosten jakautuminen tuulivoimaloiden eri komponenteille vuonna 2006.

Vikojen aiheuttamat käyttökatkot vuosina 1996-2006



Kuva 23. Vikojen aiheuttamien käyttökatkosten jakautuminen tuulivoimaloiden eri komponenteille vuosina 1996–2006.

7.3 Jäätymiset ja kylmä aika

Vikatilastoihin rekisteröidään myös jäätymistapaukset (taulukko 10). Osa Suomen tuulivoimalaitoksista on varustettu lapalämmitysjärjestelmillä. Tunturialueiden ulkopuolella lapalämmitysjärjestelmiä on Porissa. Näissä laitoksissa jäätyminen on osittain ollut

myös lämmitysjärjestelmälaitteiston vika eikä ole aina tilastoissa jäätymistapauksena. Laitosten ohjausjärjestelmien käyttämät tuulimittarit ovat yleensä lämmitettyjä. Siitäkin huolimatta niissä esiintyy joskus jäätymisiä.

Yleisimpiä jäätyminen ja kylmän aiheuttamia ongelmia ovat laitoksen käynnistymättömyys, joka johtuu vaihteistoöljyjen kangistumisesta, tuulimittarien jäätyminen ja lappoihin kerääntynyt jää. Osa laitosten jäätymistapauksista jää todennäköisesti raportoimatta, koska laitoksilla on vain kaukovalvonta, minkä seurauksena pienemmät jäätymistapaukset näkyvät ainoastaan tuotannon alenemisena. Vuonna 2005 Lapista raportoitiin paljon jäätymistapauksia. Rannikolta niitä raportoitiin kolmelta paikkakunnalta.

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 häiriöajasta
1996	Tuntia	119	12	858	219		1208	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	4143	38		4230	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	1468		55	82		1605	25 %
	Laitoksia	8		1	3		12	
2005	Tuntia	1527	15	35			1577	28 %
	Laitoksia	8	3	1			12	
2006	Tuntia	1050	601	263	197		2111	16 %
	Laitoksia	8	12	7	1		28	

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. Tilas-

toihin raportoidut kylmäajat on esitetty taulukossa 11. Kylmäaika ei ole häiriöaikaa vaan osa laitoksen suunniteltua toimintaa.

Taulukko 11. Tuulivoimalaitoksista raportoidut kylmäajat eri vuosina. Vuonna 2004 ei raportoitu kylmäaikaa.

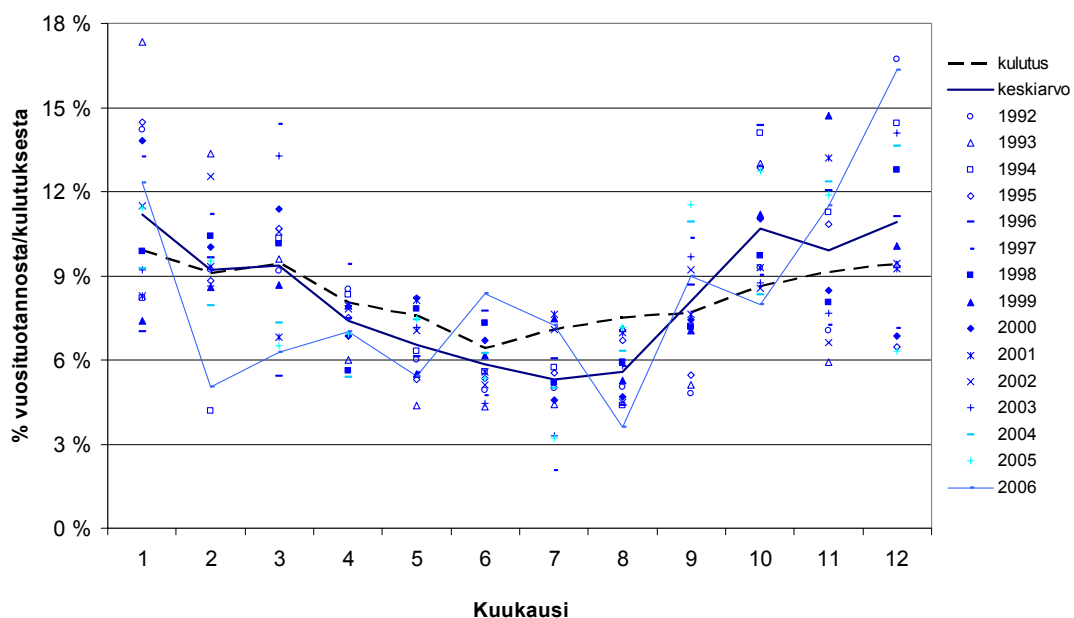
		Lappi	Ahvenanmaa	Perämeri	Selkämeri	Suomen- lahti	Koko Suomi	Osuus laitosten vuoden tunneista
1997	Tuntia			28	60		88	0,2 %
	Laitoksia			1	4		5	
1998	Tuntia		1	890	397		1288	1,6 %
	Laitoksia		1	4	4		9	
1999	Tuntia	450		2477	699		3626	2,8 %
	Laitoksia	3		8	4		15	
2000	Tuntia	32		72	100		204	0,6 %
	Laitoksia	1		1	2		4	
2001	Tuntia	100		706	1733		2539	1,7 %
	Laitoksia	6		4	7		17	
2002	Tuntia			504	686		1190	1,9 %
	Laitoksia			3	4		7	
2003	Tuntia			90	1044		1134	1,6 %
	Laitoksia			3	5		8	
2005	Tuntia				64		64	0,2 %
	Laitoksia				4		4	
2006	Tuntia			1205	681		1886	1,2 %
	Laitoksia			13	5		18	

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 kapasiteettivaikutus valtakunnan tasolla on tuotannon keskitehon suuruusluokkaa, kun tuulivoimaosuus on pieni /6/.

8.1 Tuulivoiman kausivaihtelu

Tuulivoimatuotanto on yleensä talvikuukausina huomattavasti suurempaa kuin kesäkuukausina /7/. Vuosien 1999–2006 kuukausittainen tuulivoiman tuotanto on esitetty kuvassa 24. Mukana ovat ainoastaan ne standardivoimalaitokset, jotka ovat olleet käytössä koko vuoden. Talvikuukausina (loka-maaliskuu) on tuotettu keskimäärin 60 % vuotuisesta tuulisähköstä. Sähkön kulutus kuvassa 24 on sähkön bruttokulutus kuukausittain suhteessa vuosikulutukseen, kuvassa on käytetty keskimääräisiä lukuja vuosilta 1999–2006 /8/.



Kuva 24. Tuulivoiman keskimääräinen kausivaihtelu: Suomen tuulivoimalaitosten yhteenlasketun tuotannon jakautuminen eri kuukausille vuosina 1992–2006. Suomen sähkön kulutuksen jakautuminen eri kuukausille keskimäärin 1999–2006 näkyy katkoviivana /8/.

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 on kerännyt tuntiaikasarjat tuulivoimatuotannosta yli 90 % laitoksista ja tiedot on saatu suoraan Adatolta.

Taulukko 12. Tuulivoimatuotanto valtakunnan kulutushuipun aikana. 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	12,9	16 %	80,6
2005–06	20.1.06 klo 08–09	15,4	21 %	76,6
2006–07	8.2.2007 klo 07–08	3,0	4 %	82,0

Neljätoista vuoden perusteella saadaan huipunaikaiseksi tuulivoimatuotannoksi keskiarvona 16 % (tuulivoimateholla painotettu keskiarvo 14 %).

Tarkemmin huipunaikaista tuotantoa on arvioitu neljältä vuodelta 1999–2002 käyttäen hyväksi tuulivoiman toteutuneita tuntitehoja (taulukko 13). Koko Suomen tuulivoimatuotannolle on tehty yhteisaikasarja tunneittain siten, että Lapin ja Ahvenanmaan osuus on 10 % kummankin asennetusta kapasiteetista /9/. Sama analyysi on tehty vuosien 2005–2006 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 työntä ei huipun aikoina ole ollut, kun tarkastellaan koko Suomea. Pienimmät tuulivoimatuotannot jäivät kuitenkin huipun aikana vain muutama prosenttiin nimellistehosta. Koko Pohjoismaiden alueella tuulivoimateho on huippujen aikana yli 10 % asennetusta kapasiteetista (lähes puolet keskimääräisestä tehosta) /9/.

Taulukko 13. Tuulivoimatuotanto valtakunnan kulutushuippujen aikana vuosina 1999–2002 ja 2005–2006. 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 %)

Lähdeluettelo

- 1 Andersson, A., Olsson, G. Driftuppföljning av Vindkraftverk över 50 kW. Årsrapport 2006. <http://www.vindenergi.org/driftuppfolj.htm>, viittauspäivämäärä 7.8.2007.
- 2 Laakso, T., Peltola, E. Tuulivoiman seuranta ja tilastointi. VTT Prosessit, projekti-raportti, PRO4/T7506/03, 2003.
- 3 Tanskan tuulivoimatilastot ja tuotantoindeksit <http://www.vindstat.dk/> sekä http://www.naturlig-energi.dk/Pages/N_6_frame.htm, viittauspäivämäärä 21.8.2007.
- 4 Euroopan tuulivoimakapasiteetti <http://www.ewea.org/>, viittauspäivämäärä 6.8.2007.
- 5 Ruotsin kuukausituotannot <http://www.vindstat.nu/>, viittauspäivämäärä 7.8.2007.
- 6 Peltola, E., Petäjä, J. Tuulivoima Suomen energiahuollossa. VTT Julkaisuja 775. Espoo, 1993.
- 7 Holttinen, H. et al. Tuulivoimatuotannon vaihtelut ja niiden arviointi. VTT Tiedotteita 1800. Espoo, 1996.
- 8 SENER: Sähkön pikatilasto <http://www.energia.fi/fi/tilastot/pikatilasto>, viittauspäivämäärä 6.8.2007.
- 9 Holttinen, H. The impact of large-scale wind power production on the Nordic electricity system. Doctoral thesis, Helsinki University of Technology. VTT Publications 554. Espoo, 2004. <http://virtual.vtt.fi/inf/pdf/publications/2004/P554.pdf>.

Liite 1: Tilastoinnissa käytettävät raportointilomakkeet

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

Kuukausi / Vuosi / 2000 Raportoijan nimi

TUOTANTO:		(kW)	(kWh)	(kWh)	(h)	(h)	(h)	(h)
ID	Tuulivoimala	Teho	brutto	netto	häiriö	vika	huolto	jäätyminen
54	Mylly 1	1000	0	0	0	0	0	0
55	Mylly 2	1000	0	0	0	0	0	0
- Yhteensä		2000	0	0				

HÄIRIÖAIKA:		(kW)	(h)	(h)	(h)	(h)	(h)	(h)
ID	Tuulivoimala	Teho	Häiriöaika	sähköverkko	häiriö	vika	huolto	jäätyminen
54	Mylly 1	1000	0	0	0	0	0	0
55	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	
- jäätymishavainto:			
vikojen ja häiriöiden vuoksi menetetty tuotanto (arvio):			kWh

muuta/lisättävää:

OHJE: TÄYTÄ VAIN HARMAAT SOLUT.

Vuosi

Raporttointi

Omistavan yrityksen LY tunnus

1 Puiston käyttökustannukset

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

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

ID	Laitos	Vika	Kustannus [€]
5	Mylly 1		
4	Mylly 5		
.			
.			
.			
.			

Täyttöohjeita

Tiedot siirretään automaattisesti tästä tiedostosta tietokantaan, joten on tärkeää, että tiedot laitetaan oikeisiin ruutuihin. Ei väliä, vaikka teksti ei mahtuisi näkyvään osaan.

Turkoosit ruudut ovat joko ihan pakko täyttää tai sitten se on ainakin erittäin suositeltavaa. Valkoiset ruudut ovat tilanteesta riippuen vapaaehtoisia.

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.

Mikäli samaan sijoituspaikkaan rakennetaan erilaisia voimaloita (voimalatyyppiin, napakorkeuden, etc. mukaan), tulee tämä lomake täyttää useampaan kertaan.

Projekti- ja sijoituspaikkatietoja

Projektin aloituspv	<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)
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"/>	

Investointitietoja				
Investointituki		%		
Tuen myöntäjä		(Henkilö)		
Investointikustannukset		mk		
Voimaloiden hinta		mk		
Perustusten hinta		mk		
Tie/maanrakennuskustannukset		mk		
Pystytys		mk		
Verkkoonliitäntä		mk		
Suunnittelu, hallinto		mk		
Muuta				
Laitostietoja				
Valmistaja				
Laitostyyppi				
Laitoksien lukumäärä				
Napakorkeus				
Komponenttieroittelyä				
	Lavat	Generaattori	Vaihteisto	Torni
Valmistaja				
Komponentin tyypinimi				
Yksittäisistä laitoksista				
	Lempinimi	Verkkoon kytkemispvn	Lämmitysjärjestelmä	Arvioitu tuotanto MWt
Sijoituspaikan voimala 1				
Sijoituspaikan voimala 2				
Sijoituspaikan voimala 3				
Sijoituspaikan voimala 4				
Sijoituspaikan voimala 5				
Sijoituspaikan voimala 6				
Sijoituspaikan voimala 7				
Sijoituspaikan voimala 8				
Sijoituspaikan voimala 9				
Sijoituspaikan voimala 10				
Sijoituspaikan voimala 11				
Sijoituspaikan voimala 12				
Sijoituspaikan voimala 13				
Sijoituspaikan voimala 14				
Sijoituspaikan voimala 15				
Sijoituspaikan voimala 16				
Sijoituspaikan voimala 17				
Sijoituspaikan voimala 18				
Sijoituspaikan voimala 19				
Sijoituspaikan voimala 20				
Sijoituspaikan voimala 21				
Sijoituspaikan voimala 22				
Sijoituspaikan voimala 23				
Sijoituspaikan voimala 24				
Sijoituspaikan voimala 25				
Sijoituspaikan voimala 26				
Sijoituspaikan voimala 27				
Sijoituspaikan voimala 28				
Sijoituspaikan voimala 29				
Sijoituspaikan voimala 30				
Sijoituspaikan voimala 31				
Sijoituspaikan voimala 32				
Sijoituspaikan voimala 33				
Sijoituspaikan voimala 34				
Sijoituspaikan voimala 35				
Sijoituspaikan voimala 36				
Sijoituspaikan voimala 37				
Sijoituspaikan voimala 38				

Liite 2: Vuositilasto 2006

Taulukko. Suomen tuulivoimatilastojen vuositilasto 2006. 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, Käytett. tekninen käytettävyyys (seisokkiajasta on vähennetty sähköverkkohäiriöt), puuttuu mikäli seisokkiaikaa ei ole raportoitu.

Nimi	Teho kW	Valmistaja	Z m	D M	Arvio MWh	Tuotanto MWh	t_h h/a	e kWh/m ²	CF	Seis. aika h	Käytett. %	Aloitus kk.vv
Huittinen 1	75	NORDTANK	40	20		44	581	139	0.07	480	95 %	3.2003
Korsnäs 1	200	NORDTANK	32.5	24.6	380	289	1447	609	0.17	336	96 %	11.1991
Korsnäs 2	200	NORDTANK	32.5	24.6	380	196	978	412	0.11	3499	60 %	11.1991
Korsnäs 3	200	NORDTANK	32.5	24.6	380	232	1160	488	0.13	1013	89 %	11.1991
Korsnäs 4	200	NORDTANK	32.5	24.6	380	240	1200	505	0.14	2114	76 %	11.1991
Jalasjärvi 1	220	WINDWORLD	31	25	100	101	458	205	0.05	16	100 %	7.2003
Sottunga 1	225	VESTAS	31.5	27	450	389	1727	679	0.20	0	100 %	1.1992
Eckerö 2	225	VESTAS	35	29	500	358	1593	543	0.18	314	96 %	7.2004
Suoden- niemi 1	225	VESTAS	50	29		215	957	326	0.11	12	100 %	12.2004
Äetsä 1	225	VESTAS	52	29		208	923	314	0.11			9.2005
Eurajoki 2	250	NEGMICON	36	30		82	328	116	0.04			12.2005
Siikajoki 1	300	NORDTANK	30.5	31	650	468	1560	620	0.18	330	96 %	4.1993
Siikajoki 2	300	NORDTANK	30.5	31	670	526	1754	697	0.20	56	99 %	4.1993
Kalajoki 1	300	NORDTANK	30.5	31	660	298	995	395	0.11	1666	81 %	4.1993
Kalajoki 2	300	NORDTANK	30.5	31	660	253	845	336	0.10	2152	75 %	4.1993
Kemi 1	300	NORDTANK	35	31	610	239	797	317	0.09	16	100 %	8.1993
Kemi 2	300	NORDTANK	35	31	610	269	896	356	0.10	14	100 %	8.1993
Kemi 3	300	NORDTANK	35	31	610	240	800	318	0.09	14	100 %	8.1993
Pori	300	NORDTANK	30.5	31	700	587	1958	778	0.22	416	95 %	9.1993
Hailuoto 1	300	NORDTANK	30.5	31	725	565	1882	748	0.21	730	92 %	10.1993
Hailuoto 2	300	NORDTANK	30.5	31	725	620	2066	821	0.24	87	99 %	10.1993
Lammas- oaivi 2	450	BONUS	35	37	1100	831	1846	773	0.21	643	93 %	10.1996
Lammas- oaivi 1	450	BONUS	35	37	1100	530	1177	493	0.13	2130	76 %	10.1996
Hailuoto 3	500	NORDTANK	36	37.3	1195	828	1655	757	0.19	1207	86 %	4.1995
Hailuoto 4	500	NORDTANK	41	37.3	1275	990	1980	906	0.23	100	99 %	6.1995
Kuivaniemi 1	500	NORDTANK	36	37.3	1060	616	1232	564	0.14	16	100 %	8.1995
li	500	NORDTANK	39	37.3	1030	523	1045	478	0.12	1379	84 %	1.1997
Eckerö 1	500	VESTAS	40.5	39	1200	802	1605	672	0.18	1450	83 %	8.1995
Kökar	500	ENERCON	44	40.3	1200	1360	2721	1067	0.31	29	100 %	10.1997
Vårdö	500	ENERCON	55	40.3	1200	1016	2033	797	0.23	130	99 %	9.1998
Finström 1	500	ENERCON	55	40.3	1100	1087	2173	852	0.25	88	99 %	10.1998
Finström 2	500	ENERCON	55	40.3	1100	1073	2147	842	0.25	93	99 %	10.1998
Siikajoki 3	600	NORDTANK	49	43	1350	1123	1871	773	0.21	58	99 %	4.1997
Siikajoki 4	600	NORDTANK	49	43	1350	1051	1752	724	0.20	766	91 %	4.1997
Lemland 1	600	VESTAS	45	44	1200	1088	1814	716	0.21	67	99 %	11.1997
Lemland 2	600	VESTAS	45	44	1200	1101	1834	724	0.21	67	99 %	11.1997
Lemland 3	600	VESTAS	45	44	1200	1025	1708	674	0.19	92	99 %	11.1997
Lemland 4	600	VESTAS	50	44	1200	971	1618	638	0.18	77	99 %	11.1997
Lammas- oaivi 3	600	BONUS	41	44	1400	1311	2185	862	0.25	218	98 %	11.1998
Olos 1	600	BONUS	41	44	1400	996	1660	655	0.19	299	97 %	11.1998

Olos 2	600	BONUS	41	44	1400	1012	1687	666	0.19	227	97 %	11.1998
Olos 3	600	BONUS	40	44	1400	1060	1767	697	0.20	526	94 %	9.1999
Olos 4	600	BONUS	40	44	1400	1049	1748	690	0.20	250	97 %	9.1999
Olos 5	600	BONUS	40	44	1400	969	1615	637	0.18	951	89 %	9.1999
Föglö	600	ENERCON	65	45	1600	1669	2781	1049	0.32	121	99 %	9.1999
Finström 3	600	ENERCON	65	45	1300	1198	1997	754	0.23	69	99 %	10.1999
Lumparland 1	600	ENERCON	65	45	1500	1407	2345	885	0.27	47	99 %	8.2003
Lumparland 2	600	ENERCON	65	45	1500	1313	2189	826	0.25	95	99 %	8.2003
Lumijoki 1	660	VESTAS	50	47	1800	1375	2083	793	0.24	820	91 %	3.1999
Sottunga 2	660	VESTAS	55	47		1481	2244	854	0.26	1550	82 %	1.2005
Kuivaniemi 2	750	NEGMICON	50	44	1500	1204	1605	792	0.18	16	100 %	10.1998
Kuivaniemi 3	750	NEGMICON	50	44	1500	1137	1516	748	0.17	280	97 %	10.1998
Kuivaniemi 4	750	NEGMICON	50	44	1500	1155	1540	760	0.18	64	99 %	10.1998
Närpiö 1	750	NEGMICON	45	48	1600	1429	1906	790	0.22	1318	87 %	9.1999
Kuivaniemi 5	750	NEGMICON	50	48	1500	1217	1622	672	0.19	408	95 %	11.1999
Kuivaniemi 6	750	NEGMICON	50	48	1500	1340	1787	741	0.20	16	100 %	11.1999
Kuivaniemi 7	750	NEGMICON	50	48	1500	1326	1768	733	0.20	16	100 %	11.1999
Meri-Pori 1	1000	BONUS	60	54	2340	1740	1740	760	0.20	635	93 %	6.1999
Meri-Pori 2	1000	BONUS	60	54	2340	1910	1910	834	0.22	553	94 %	6.1999
Meri-Pori 3	1000	BONUS	60	54	2330	1931	1931	843	0.22	670	92 %	6.1999
Meri-Pori 4	1000	BONUS	60	54	2320	1240	1240	541	0.14	2454	72 %	6.1999
Meri-Pori 5	1000	BONUS	50	54	2450	1709	1709	746	0.20	1019	88 %	6.1999
Meri-Pori 6	1000	BONUS	50	54	2670	2057	2057	898	0.23	758	91 %	6.1999
Meri-Pori 7	1000	BONUS	50	54	2600	1882	1882	822	0.21	2125	76 %	6.1999
Meri-Pori 8	1000	BONUS	50	54	2580	2517	2517	1099	0.29	110	99 %	6.1999
Kotka 1	1000	BONUS	60	54	2000	1641	1641	716	0.19	30	100 %	9.1999
Kotka 2	1000	BONUS	60	54	2000	1417	1417	619	0.16	914	90 %	9.1999
Kokkola 1	1000	WINWIND	70	56	2100	2224	2224	903	0.25	143	98 %	6.2003
Kokkola 2	1000	WINWIND	70	56	2100	2295	2295	932	0.26	203	98 %	6.2003
Oulunsalo 2	1000	WINWIND	70	56	2200	2429	2429	986	0.28	254	97 %	8.2003
Oulunsalo 3	1000	WINWIND	70	56	2200	2440	2440	991	0.28	247	97 %	8.2003
Oulunsalo 4	1000	WINWIND	70	56	2200	2493	2493	1012	0.28	180	98 %	8.2003
Kristiinankaupunki 1	1000	WINWIND	70	56	2200	2676	2676	1087	0.31	409	95 %	12.2003
Kristiinankaupunki 2	1000	WINWIND	70	56	2200	2723	2723	1106	0.31	122	99 %	12.2003
Kristiinankaupunki 3	1000	WINWIND	70	56	2200	2357	2357	957	0.27	641	93 %	12.2003
Eurajoki 1	1000	WINWIND	60	56	2400	1743	1743	708	0.20	370	96 %	10.2004
Oulu 1	1000	WINWIND	56	60	1900	1853	1853	655	0.21	829	91 %	9.2001
Luoto 1	1000	WINWIND	66	64	2200	1166						6.2006
Oulunsalo 1	1300	NORDEX	65	60	3000	2602	2002	920	0.23	340	96 %	8.1999
Uusi- kaupunki 1	1300	NORDEX	69	60	2340	1788	1376	632	0.16	2260	74 %	10.1999
Uusi- kaupunki 2	1300	NORDEX	69	60	2340	696	536	246	0.06	6342	28 %	10.1999
Hanko 1	2000	ENERCON	65	70	3500	2401	1201	624	0.14	86	99 %	9.2004
Hanko 2	2000	ENERCON	65	70	3500	2267	1133	589	0.13	41	100 %	9.2004
Hanko 3	2000	ENERCON	65	70	3500	2135	1067	555	0.12	196	98 %	9.2004
Hanko 4	2000	ENERCON	65	70	3500	2163	1081	562	0.12	152	98 %	9.2004
Inkoo 3	2000	ENERCON	65	70	3500	2789	1394	725	0.16	102	99 %	9.2004

Meri-Pori 9	2000	BONUS	80	76	6000	6420	3210	1415	0.37	189	98 %	7.2002
Kuivaniemi 8	2000	VESTAS	78	80	4500	3865	1933	769	0.22	1123	87 %	12.2002
Raahe 1	2300	BONUS	80	82.4	5200	5159	2243	967	0.26	159	98 %	6.2004
Raahe 2	2300	BONUS	80	82.4	5200	5414	2354	1015	0.27	0	100 %	6.2004
Raahe 3	2300	BONUS	80	82.4	5200	5582	2427	1047	0.28	73	99 %	6.2004
Raahe 4	2300	BONUS	80	82.4	5200	5501	2392	1032	0.27	183	98 %	6.2004
Raahe 5	2300	BONUS	80	82.4	5200	5146	2237	965	0.26	103	99 %	6.2004
Oulu 2	3000	WINWIND	90	90		5342	1781	840	0.20			12.2004
Kemi 4	3000	WINWIND	90	90		3243						12.2005
Meri-Pori 10	3000	WINWIND	90	90		1676						6.2006
Yhteensä	86215				165160	152716				52963		
Keskimäärin	898		53	49	1877	1591	1729	719	0.20	588	93 %	
Maksimi	3000		90	90	6000	6420	3210	1415	0.37	6342	100 %	
Minimi	75		30.5	20	100	44	328	116	0.04	0	28 %	

