

Kauppa- ja teollisuusministeriö
Tuulivoimatavoitteiden toteutumisenäkymät Suomessa
- Päivitetty tilannekatsaus 2007

Copyright © Pöyry Energy Oy

Kaikki oikeudet pidätetään Tätä asiakirjaa tai osaa siitä ei saa kopioida tai jäljentää missään muodossa ilman Pöyry Energy Oy:n antamaa kirjallista lupaa.

Copyright © Pöyry Energy Oy

Esipuhe

Tämä *Tuulivoimatavoitteiden toteutumisenäkymät Suomessa – Päivitetty tilannekatsaus 2007* -työ on kauppa- ja teollisuusministeriön toimeksi antama ja rahoittama (Drno 3/464/2007).

Työn tavoitteena on ollut päivittää vuonna 2004 Pöyryn Energy Oy:n (aiemmin Electrowatt-Ekono) laatima selvitys *Tuulivoimatavoitteiden toteutumisenäkymät Suomessa* vastamaan muuttunutta markkinatilannetta. Pääpaino tässä työssä on tuulivoiman rakentamismahdollisuuksien (rannikko, tunturit, sisämaa ja meri) päivittämisessä sekä mahdollisia lisäämistavoitteita vastaavien tukitarpeiden arvioinnissa. Rakentamismahdollisuuksien määrittämisessä on huomioitu myös Ahvenanmaan tuulivoima-alueet.

Selvitystyö on tehty Pöyry Energy Oy:n Konsultointiyksikössä. Selvityksen vastuullinen johtaja on ollut DI Pentti Leino. Selvityksen projektipäällikkönä on toiminut DI Perttu Lahtinen ja toteutukseen ovat osallistuneet DI Esa Holttinen (30.4.2007 asti), DI Timo Laakso ja KTM Olli Sipilä.

Työn yhteyshenkilö ministeriön puolesta oli Mika Anttonen energiaosastolta.

Selvitykseen liittyvistä laskelmista, tuloksista ja johtopäätöksistä vastaavat selvityksen tekijät.

Espoossa kesäkuussa 2007

Sisältö**Esipuhe**

1	TAUSTA	2
2	TUULIVOIMAN NYKYTILANNE	3
2.1	Tuulivoiman tuotanto ja asennettu kapasiteetti	3
2.2	Tuulivoimatoimijat	4
2.3	Teknologiankehitys	4
2.4	Tuulivoiman kilpailukyky	4
2.5	Tuuliolosuhteet ja huipunkäyttöaika	5
2.6	Teknologia, valmistus ja vienti	6
3	LÄHIVUOSIEN KEHITYSNÄKYMÄT	8
3.1	Suunnitteilla tai rakenteilla olevat laitoshankkeet	8
4	TUULIVOIMAN LISÄYSMAHDOLLISUUDET	10
4.1	Tuulivoimapotentiaali	10
4.1.1	Rannikkoalueet	10
4.1.2	Tunturit	11
4.1.3	Offshore	13
4.1.4	Sisämaa	14
4.1.5	Yhteenveto tuulivoimapotentiaalista	15
4.2	Rakentamisaikataulu vuoteen 2020	16
5	TUULIVOIMAN KILPAILUKYKY JA TARVITTAVA TUKITASO	18
5.1	Tuulivoimapotentiaalia vastaavat tuotantokustannukset	18
5.2	Sähkön markkinahintaennuste	19
5.3	Tuulivoiman tukitarve	20
5.3.1	Lisätuen tarve	21
5.3.2	Vaadittavat tukipanostukset	23
6	YHTEENVETO	25

Liitteet

Liite 1

Suomen tuulivoimakartta

1 TAUSTA

Euroopan Unioni julkaisi tammikuussa 2007 tavoitteen uusiutuvien energialähteiden osuuden nostamiseksi nykyisestä 7 prosentista primäärienergiasta 20 prosenttiin vuoteen 2020 mennessä. Suomessa uusiutuvien energialähteiden osuus on noin 25 prosenttia ja on todennäköistä, että Suomen tulee nostaa osuutta tulevaisuudessa. Käytännössä tämä tarkoittaa merkittävää uusiutuvan energian lisäkäyttöä. Suomen uusiutuvan energian lisämahdollisuuksien arvioinnissa onkin huomioitava kaikki uusiutuvat energialähteet bioenergiasta vesivoimaan ja tuulivoimasta lämpöpumppuihin.

Tuulivoiman hyödyntäminen on toistaiseksi ollut Suomessa vähäistä, mutta merituulivoimahankkeiden kaupallistuminen luo mahdollisuudet tuulivoiman merkittävälle lisärakentamiselle tulevaisuudessa.

Tämän työn tavoitteena on ollut päivittää vuonna 2004 Pöyryn Energy Oy:n laatima selvitys *Tuulivoimatavoitteiden toteutumisenäkymät Suomessa*. Pääpaino tässä työssä on tuulivoiman rakentamismahdollisuuksien (rannikko, tunturit, sisämaa ja meri) päivittämisessä sekä mahdollisia lisäämistavoitteita vastaavien tukitarpeiden arvioinnissa. Rakentamismahdollisuuksien määrittämisessä on huomioitu myös Ahvenanmaan tuulivoima-alueet.

2 TUULIVOIMAN NYKYTILANNE

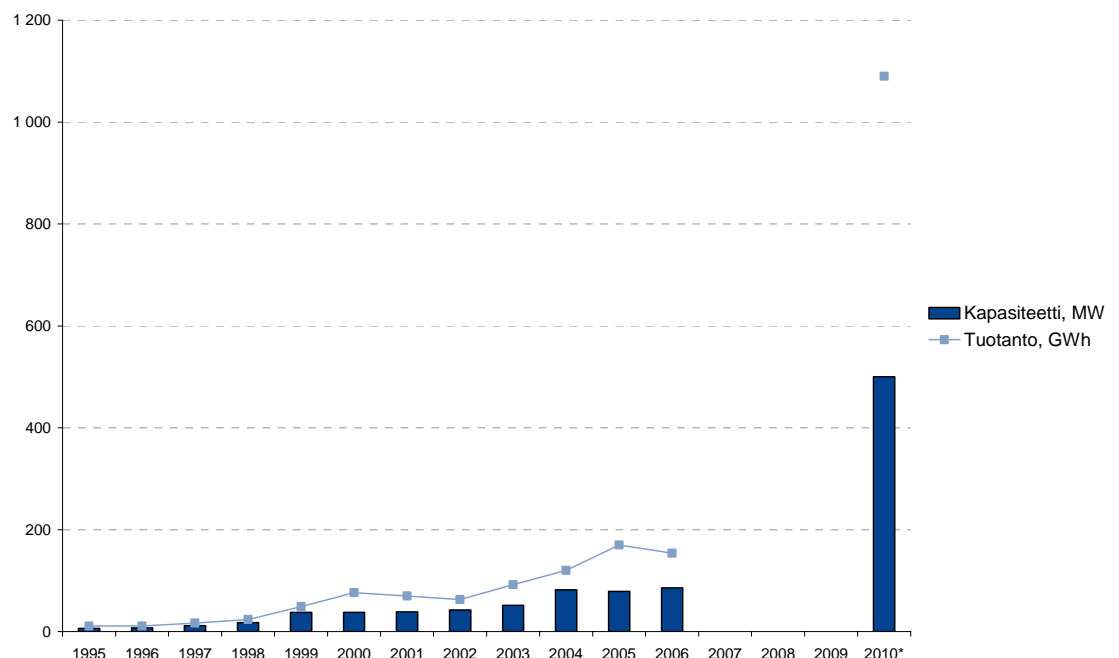
2.1 Tuulivoiman tuotanto ja asennettu kapasiteetti

Suomessa oli vuoden 2006 lopussa 96 tuulivoimalaa, joiden yhteenlaskettu kapasiteetti oli 86 MW (vuoden 2005 lopussa 93 tuulivoimalaa, 79 MW). Vuonna 2006 tuulivoimaloiden tuotanto oli 154 GWh, joka oli 0,17 % Suomen sähkönkokonaiskulutuksesta. Suomen tuulivoimakartta on esitetty liitteessä 1.

Vuosina 2005 -2006 ei Suomessa rakennettu merkittävästi uutta tuulivoimakapasiteettia. Vuodesta 2004 vuoteen 2006 oli tuulivoimakapasiteetin nettolisäys 4 MW eli kasvua vain vajaat 5 prosenttia. Euroopassa tuulivoimakapasiteetin nettolisäys oli vuosina 2005 - 2006 yhteensä noin 14 000 MW (kasvua ~ 40 %).

Yksittäistä syytä tuulivoiman vähäiselle lisääntymiselle Suomessa ei alhaisen kannattavuuden lisäksi ole. Onkin arvioitu, että Suomen tuulivoimamarkkinat ovat olleet ”hengähdysvaiheessa”, kun uusista suuremmista laitostyypistä (2-3 MW) on koottu käyttökokemuksia. Erityisesti kotimaisen 3 MW laitostyyppin ollessa kriittisessä kaupallistumisvaiheessa investoijat ovat välttäneet suurempia kertainvestointeja, samalla kuitenkin kehittämällä valmiuksia suurten hankkeiden toteuttamiseen lähivuosina.

Vuosien 2005 ja 2006 vähäisen rakentamisen johdosta onkin jo mahdollista todeta, että Uusiutuvien energialähteiden edistämishjelmassa asetettuja vuoden 2010 tavoitteita tuulivoimakapasiteetin (500 MW) ja tuotannon (1,1 TWh) osalta ei tulla saavuttamaan (kuva 1).



* Uusiutuvien energialähteiden edistämishjelman tavoite.

Kuva 1 Tuulivoimakapasiteetin ja tuotannon kehittyminen Suomessa 1999-2006 sekä tavoite vuodelle 2010. Kapasiteetiluvut kuvaavat käytössä olevaa kapasiteettia kunkin vuoden lopussa.

2.2 Tuulivoimatoimijat

Suomen tuulivoima-alalle on tullut uusia, merkittäviä kotimaisia toimijoita – mm. St1 Finland Oy ja Rajakiiri Oy (Etelä-Pohjanmaan Voima) – ja entisetkin toimijat ovat vieneet merkittävästi aiempaa suurempia ja kunnianhimoisempia hankesuunnitelmia määrätietoisesti eteenpäin (mm. PVO Innopower Oy:n Ajoksen tuulipuisto sekä Hyötytuuli Oy:n Porin merituulipuisto). Toisaalta eräät 1990-luvun loppuvuosina aktiiviset tahot, kuten Vapo Oy, Tunturituuli Oy, Kotkan Energia Oy, Propel Voima Oy, ovat pysytelleet sivussa hankekehityksestä, mikä on johtunut osittain teknisistä ongelmista ja osittain vaikeuksista sopivien sijoituspaikkojen määrittämisessä. Pieniä, yhden tai korkeintaan muutaman megawatin hankkeita on edelleen toteutettu ja kehitetty paikallisin voimin, mutta näiden osuus kokonaiskapasiteetista on pysynyt pienenä. Kokonaisuutena ala on edelleen keskittymässä suurimmille toimijoille.

Fortum on myös aktivoitumassa Itämeren alueella tuulivoimarakentamisen suhteen ja perustuen julkisuuteen annettujen tietoihin yhtiö tulee olemaan merkittävä toimija tulevaisuudessa Itämeren tuulivoimamarkkinoilla.

Ensimmäinen kansainvälinen tuulivoimaprojektointiin erikoistunut yhtiö, saksalaisomisteinen WPD, on tulossa Suomen markkinoille ja pyrkii ensisijaisesti kehittämään suuria merituulivoimahankkeita.

Myös eräät muut kansainväliset yhtiöt ovat osoittaneet kiinnostusta suomalaisia tuulipuistojen sijoituspaikkoja kohtaan.

2.3 Teknologiankehitys

Tuulivoiman maailmanmarkkinavolyymi on kasvanut keskimäärin 25 % vuosivauhdilla viimeiset 5-10 vuotta. Merialueille (offshore-projektit) on kehitetty yhä suurempia laitoskokoja. Maailmalla on valmistettu jo parisataa yksikköä 3 MW laitoskokoluokassa, joten tämä teknologiasukupolvi on selvästi saavuttanut kaupallisen asteen. Ensimmäiset 6 MW prototyypit on otettu käyttöön vuonna 2006¹. Suurimpien laitoskokojen (> 4 MW) kaupallistuminen on edelleen parin vuoden päässä ja riippuu ratkaisevasti suurten offshore-hankkeiden etenemisaikataulusta ja niissä tehtävistä teknologiaavainnoista.

Suomessa asennettiin vuosina 2005 -2006 kaksi 3 MW laitosta (Kemi ja Meri-Pori) Ouluun vuonna 2004 asennetun WinWind Oy:n prototyypilaitoksen lisäksi.

2.4 Tuulivoiman kilpailukyky

Tuulivoimatuotannon kilpailukykyyn vaikuttaa tuotantokustannusten lisäksi sähkön markkinahinta ja vallitseva tukitaso.

Sähkön keskimääräinen markkinahinta (Nordpool vuosikeskiarvo) oli 31 €/MWh vuonna 2005 ja nousi 49 €/MWh:iin vuonna 2006. Voidaan sanoa, että vuoden 2005 hinta heijasteli vuosien 2002 -2004 tasoa. Vuoden 2006 keskihinta oli sen sijaan keskimääräistä korkeampi ja siten tuulivoimaa suosiva. Vuoden 2007 aikana sähkön

¹ Saksalaisen Enerconin prototyyppi E-112 (asennettu esim. Wilhelmshaven ja Emden)

hinta on kuitenkin taas jo laskenut alle 30 €/MWh päästöoikeuksien hinnan laskettua voimakkaasti vuoden 2006 lopulla.

Tuulivoimaa tuetaan valtion budjetista investointitukena sekä energiaverojärjestelmän kautta kanavoituna sähköntuotantotukena. Investointitukea myönnetään tuulivoimalle enintään 40 % hyväksyttävistä kustannuksista. Vuoden 2006 alusta tuulivoimaa on tuettu vain uuden teknologian hankkeiden osalta, sillä näin on pyritty priorisoimaan rajallisia energiaturkirahoja. Vuonna 2006 tuulivoimahankkeet saivat investointitukea 4,4 miljoonaa euroa ja lisäksi Kemin Ajoksen tuulivoimapuiston I-vaiheelle myönnettiin 9,6 miljoonan demonstraatiotuki. Sähkötuotannon verotuki, 6,9 €/MWh, tuulivoimalla tuotetulle sähkölle on ollut voimassa syyskuusta 1998 lähtien.

Investoinnin osuus tuulivoiman laskennallisista tuotantokustannuksista on yli 80 %. Tuulivoimalaitoshankeinvestointien kannattavuutta heikensikin vuoden 2006 kuluessa se, että tuulivoimalaitosten maailmanmarkkinahinnat nousivat 20 – 30 %. Tämä oli seurausta ennen kaikkea kysynnän voimakkaasta kasvusta, joka ylitti tuotantokapasiteetin. Laitos- ja komponenttivalmistajat alkoivat toteuttaa laajoja investointeja uuteen tuotantokapasiteettiin, mikä oli mahdollista ainoastaan myyntikatetta nostamalla. Samanaikaisesti teräksen, kuparin ja alumiinin markkinahinnat nousivat, mikä niin ikään nosti tuulivoimalaitosten hintoja.

Tuulivoimalaitosten markkinahintojen ennakoidaan säilyvän aiempaa korkeammalla tasolla ainakin vuoden 2008 alkupuolelle asti. Samanaikaisesti voimaloiden toimitusajat ovat pidentyneet vajaasta vuodesta 1,5 – 2 vuoteen. Pienille hankkeille on nykyisessä markkinatilanteessa vaikea löytää kiinnostuneita toimittajia. Näin ollen hintojen nousu ja pitkät toimitusajat ovat vaikuttaneet erityisen voimakkaasti Suomen kaltaisilla markkina-alueilla, joille on tyypillistä pieni kokonaisvolyyymi ja pieni hankekoko.

Vuosina 2008 – 2009 markkinatilanteen ennakoidaan normalisoituvan, kun johtavat laitos- ja komponenttitoimittajat saavat uutta tuotantokapasiteettia käyttöön. Hintojen ennakoidaan laskevan ja toimitusaikojen lyhenevän vuotta 2006 edeltäneelle tasolle tai ainakin lähemmäksi sitä.

Yhteenvedona nykytilanteesta voidaan todeta, että vuosina 2005 -2006 sähkön markkinahinta oli keskimääräistä korkeampi, mutta syntynyt hyöty jäi hankeinvestoijan näkökulmasta toteutumatta tuulivoimaloiden investointikustannusten noustua suhteellisesti enemmän. Lisäksi investointipäätökset tehdään 15 - 20 vuoden tuotto-odotusten perusteella, joten yksittäisten vuosien hintavaihtelut eivät oleellisesti vaikuta investointipäätökseen. Tukipolitiikassa ei tapahtunut merkittäviä uudistuksia, joskin epävarmuus investointituen saannista kasvoi.

Nyt suunnitteilla olevat, lähivuosina toteutuvat suuremmat tuulipuistoinvestoinnit tulevat antamaan olennaista uutta tietoa tuulivoiman tuotantokustannusten ja kilpailukyvyn kehittymisestä.

2.5 Tuuliolosuhteet ja huipunkäyttöaika

Vuosi 2005 oli tuulisuudeltaan vertailuajanjaksoon 1987 - 2001 verrattuna ”normaali”, Perämerellä jopa selvästi ”normaalista tuulisempi”, mutta vuosi 2006 jäi jälleen selvästi ”normaalista”. Vaikuttaakin yhä ilmeisemmältä, että 1980-luvun lopun ja 1990-luvun alun poikkeuksellisen tuuliset vuodet vääristävät vertailuajanjaksoa, ja tällä hetkellä

toiminnassa oleville tuulivoimalaitoksille voidaan odottaa luokkaa 5 % alhaisempia keskimääräisiä tuotantolukuja kuin vuosien 1987 -2001 tuulisuustiedoista lasketun ”normaalivuoden” tuotanto.

Erot edullisten ja epäedullisten sijoituspaikkojen välillä ovat säilyneet suurina, huipunkäyttöaikojen vaihdellessa runsaasta 1000 tunnista noin 3500 tuntiin. Yleisenä trendinä on kuitenkin selvästi havaittavissa, että uudet suuremmat tuulivoimalaitokset tuottavat selvästi paremmin kuin vastaavanlaisissa sijoituspaikoissa olevat vanhat, pienikokoisemmat laitokset. Suurempi tornikorkeus mahdollistaa pääsyn puidenlatvojen yläpuolisen turbulenssikerroksen yläpuolelle. Muutamissa edustavissa kohteissa (Kemi Ajos, Raahe, Pori Tahkoluoto) tehtyjen tuulimittausten perusteella tuulennopeus kasvaa korkeusalueella 50-100 m huomattavasti voimakkaammin kuin Suomen Tuuliatlakseen perustuen on aiemmin oletettu. Tämä mahdollistaneekin tuulivoimahankkeiden toteuttamisen suuria laitoskokoja käyttäen myös kauempana rannikosta alueilla, joita tähän asti on pidetty liian heikkotuulisina. Paikan päällä korkealla maanpinnasta tehtäviä tuulimittauksia ja niihin perustuvaa tuuliatlasta tarvitaan välttämättä, jotta arvioita tuulivoiman rakentamismahdollisuuksista epätyypillisissä sijoituspaikoissa (offshore, sisämaa, tunturit) voitaisiin tarkentaa.

Sijoituspaikan olosuhteet huomioon ottaen oikean tyyppisen tuulivoimalaitoksen valintaan on viime vuosina alettu kiinnittää enemmän huomiota, ja tästä on saatu rohkaisevia kokemuksia. Toisaalta on edelleen myös tehty virheinvestointeja, esim. rakennettaessa liian matalilla torneilla varustettuja laitoksia metsäiseen maastoon. Kaikki johtavat voimalavalmistajat tarjoavat nykyään erityisesti alhaisille keskittuulennopeuksille optimoituja laitostyyppisiä, joilla on mahdollista saavuttaa kohtalaisen hyvä huipunkäyttöaika myös metsäisessä maastossa. Toisaalta kaikkein tuulisimmilla ranta-alueilla ja merialueilla on teknisten riskien hallitsemiseksi syytä käyttää IEC-luokkaan I (keskittuulennopeus yli 8,5 m/s) mitoitettuja tuulivoimalaitoksia; mikäli toteutuva keskimääräinen huipunkäyttöaika on selvästi yli 3000 h/a, saattaa laitoksen tekninen käyttöikä jäädä ennakoitua alhaisemmaksi mekaanisten ja sähkömekaanisten komponenttien ennaikaisesta kulumisesta johtuen.

2.6 Teknologia, valmistus ja vienti

Kotimainen tuulivoimateollisuus jakautuu karkeasti kahteen osaan: vakiintunut alihankintateollisuus sekä uudet kokonaistoimittajat ja uudentyyppisten palveluiden tarjoajat. Ensimmäiseen ryhmään kuuluvat esimerkiksi ABB, Ahlstrom, Metso (Moventas) ja Rautaruukki, ja toiseen ryhmään esimerkiksi kokonaistoimittaja WinWind sekä offshore-asennustekniikoita kehittävä Windarc. Ensimmäisen ryhmän yrityksille on tyypillistä se, että niillä on ollut jo pitkään vankka kansainvälinen asema omilla markkinoillaan, ja uudet kasvavat tuulivoimamarkkinat ovat tarjonneet uutta kysyntää niiden olemassa oleville osaamiselle ja tuotteille. Nämä yritykset eivät myöskään tarvitse tuulivoiman kotimarkkinoita siinä määrin kuin toisen ryhmän yritykset. Nämä ovat uusia ja pieniä yrityksiä, jotka ovat syntyneet innovaatioiden ja tuotekehityksen ympärille, ja ne panostavat vain tuulivoimamarkkinoille. Toisin kuin ensimmäisen ryhmän tuotteilta, näiden yritysten tuotteilta ja palveluilta puuttuu referenssikohteet, eivätkä ne pysty hankkimaan sitä tuulivoimamarkkinoiden ulkopuolelta. Näin ollen kriittiseksi tekijäksi muodostuvat kotimaiset tuulivoimamarkkinat.

Toisen ryhmän yrityksistä WinWind Oy on viime vuosina keskittynyt 3 MW laitoskokoluokan kaupallistamiseen ja onkin saavuttanut kohtuullista myyntimenestystä Suomessa ja lähialueilla. Myös Keski- ja Etelä-Euroopassa on tehty pieniä päänavauksia. Nykyinen markkinatilanne, jossa johtavat laitostoimittajat eivät ole kiinnostuneita pienistä markkina-alueista ja pienistä projekteista, on edesauttanut Winwindin myynnin kehitystä.

Uutena merkittävänä kotimaisena toimijana on alalle tullut kolmen suomalaisen yhtiön yhteisyritys The Switch, joka toimittaa sähkömekaanisia ja tehoelektronikkajärjestelmiä mm. tuulivoimalaitoksiin. Konepajakonserni Hollming Works on panostamassa voimakkaasti tuulivoimalaitosten ja niiden sähkömekaanisten järjestelmien kokoonpanoon WinWindin ja The Switchin alihankkijana.

Vuonna 2005 suomalaisen tuulivoimateollisuuden liikevaihto ylitti jo selvästi 300 M€ ja vuonna 2006 viennin arvo lähenteli jo 400 M€². Aiempien vuosien markkinaosuuden lasku on siis ainakin tällä hetkellä korjaantunut, ja sen myötä myös alan tulevaisuuden näkymät ovat selvästi optimistisemmat kuin pari vuotta sitten: Teknologiateollisuus ry:n julkaisemassa Tuulivoimateollisuuden tiekartassa (2005) tavoitteeksi asetetaan 1400 M€ vientitulot vuonna 2020. Alan teollisuus kuitenkin painottaa kotimaisten demonstraatioprojektien ja vakaan, ennustettavan kotimarkkinan välttämättömyyttä vientipotentialin realisoimiselle.

² Energialehti 2/2007

3 LÄHIVUOSIEN KEHITYSNÄKYMÄT

3.1 Suunnitteilla tai rakenteilla olevat laitoshankkeet

Vuoden 2006 lopussa Suomen asennettu tuulivoimakapasiteetti oli 86 MW. Vuosina 2005 - 2006 Suomeen rakennettiin 3 MW yksiköt Kemiin ja Meri-Poriin, 1 MW Luotoon (Larsmo), 0,6 MW Sottungaun sekä 0,2 MW Äetsään ja Eurajoelle. Inkoosta purettiin kaksi 2 MW yksikköä.

Seuraavassa taulukossa on esitetty vuonna 2007 suunnitteilla ja rakenteilla olevat laitokset sekä tiedossa olevat julkiset laitossuunnitelmat.

Taulukko 1 Suomen tuulivoimakapasiteetti vuoden 2006 lopussa sekä tiedossa olevat julkiset laitossuunnitelmat

Laitos	Vuosi	Kapasiteetti, MW
Yhteensä vuoden 2006 lopussa	2006	86
Uudet laitokset		
ST1, Pori	2007	3
Kansallistuuli, Pori	2007	1
Öskata Vind, Närpiö	2007	1
ViaWind Oy, Högsåra	2007	6
Ålands Vindenergi, Lemland Båtskär (semi-offshore ¹⁾)	2007	12
PVO Innopower, Oulunsalo	2007	6
PVO Innopower, Kemi (semi-offshore ¹⁾)	2007	15
Uudet yhteensä 2007	2007	44
Suunnitteilla tai vireillä vuoteen 2010		
<i>Rannikko</i>		
Rajakiiri Oy, Tornio Röyttä	2008-2010	12
ST 1, Pori Tahkoluoto	2008-2010	3
ST 1, Pori Mäntyluoto	2008-2010	9
Ålands Vindenergiandelslag, Långnabba	2008-2010	15
Kotkan Energia, Ruotsinpyhtää	2008-2010	10
<i>Offshore</i>		
PVO Innopower, Kemi	2008-2010	15
Hyötytuuli Oy, Pori	2008-2010	45
Suunnitteilla yhteensä		109

¹⁾ Hanke toteutetaan joko "keinosaaressa" tai ulkoiselle luodolle

Suomeen arvioidaan valmistuvan noin 44 MW uutta tuulivoimakapasiteettia vuonna 2007. Kyseinen lisäys merkitsisi 130 MW tuulivoimakapasiteettia vuoden 2007 lopussa. Keskimääräisillä tuuliolosuhteilla tämä vastaisi noin 250 GWh sähköntuotantoa.

Vuosille 2008 - 2010 Suomessa on vireillä hieman yli 100 MW julkisia hankkeita. Näiden lisäksi on kehitteillä ainakin muutamia vielä julkaisemattomia hankkeita. Kun ottaa huomioon, että osaan taulukon hankkeisiin liittyy epävarmuuksia ja toisaalta uusia hankkeita saattaa ilmaantua, on realistinen kapasiteetin lisäysmahdollisuus vuosina 2008 - 2010 noin 100 - 150 MW. Vuosina 2008 - 2010 lopullisesti toteutukseen

päätyvien hankkeiden lukumäärä on voimakkaasti sidoksissa tuulivoiman kilpailukykyyn ja siihen liittyvään tukipolitiikkaan.

Vuoden 2010 tienoille on kaavailtu myös muutamia suurempia hankkeita, joiden toteutusaikataulu on vielä epävarmaa. Hankkeita on vireillä muun muassa Ahvenanmaalla (Ålands Elandelslag: 6 x 3MW ja 10 x 3 MW ja Ålands Vindenergiandelslag: 5 x 2-3 MW) ja Loviisassa (ST 1ja Kansallistuuli: 8 x 3 MW).

Ennen vuotta 2015 mahdollisesti toteutettavia suurimittakaavaisempia merituulihankkeita on myös kevään 2007 aikana julkistettu kaksi.

Saksalainen tuulivoimayhtiö WPD selvittää mahdollisuuksia rakentaa 500 - 600 MW merituulipuistoa Pohjanlahdelle Vaasan eteläpuolelle Korsnäsin edustalle sekä 400 MW puistoa Pohjois-Pohjanmaalle Haukiputaan ja Iin edustalle Suurhiekan matalikolle. Korsnäsin hankkeessa on tarkoitus rakentaa 100 - 120 viiden megawatin yksikköä 10 - 15 kilometrin etäisyydelle rannikosta, kun taas Suurhiekan hankkeessa yksikköjä on 80 ja etäisyys Haukiputaan ja Iin rannikolta noin 25 kilometriä.

Molemmissa hankkeissa tuulipuiston rakentaminen olisi tarkoitus aloittaa ensi vuosikymmenen alkupuolella. Hankkeista on käynnistetty ympäristövaikutusten arviointi työt. Toteutuessaan hankkeet lisääisivät Suomen tuulivoimakapasiteettia jopa 1000 MW. Toisaalta WPD on ilmoittanut, etteivät kyseiset hankkeet voi toteutua nykyisen kaltaisella tukimenettelyllä niiden suuresta volyyymista johtuen.

4 TUULIVOIMAN LISÄYSMÄHDOLLISUUDET

4.1 Tuulivoimapotentialiaali

Seuraavassa on arvioitu tuulivoimapotentialiaalia erikseen rannikko-, tunturi-, offshore- ja sisämaa-alueille. Teksti pohjautuu vuoden 2004 selvitykseen eikä siihen ole tehty muutoksia, mikäli silloin tehdyt potentialiarvion lähtökohdat eivät ole oleellisesti muuttuneet. Teksti on kuitenkin päivitetty kuvaamaan rakentamispotentiaalia vuonna 2020 niin teknisestä kuin aikataulullisesta näkökulmasta.

4.1.1 Rannikkoalueet

Suomessa tuulivoiman rakentaminen on toistaiseksi keskittynyt rannikkoalueille, jossa sijaitsee myös lähivuosien hyödyntämiskelpoisin potentialiaali. Vahvistetuissa sekä vahvistettavana ja laadittavana olevissa maakuntakaavoissa on tuulivoimalle osoitettuja alueita rannikoilla muutamille sadoille megawateille. Osa alueista sijaitsee teollisessa ympäristössä (satamat, voimalaitos- ja teollisuusalueet sekä niiden edustojen matalikot), osa metsävyöhykkeellä 0,5-1 km etäisyydellä rantaviivasta. Osa maakuntakaavojen tuulivoima-alueista ei ole investointiekonomisesti toteutuskelpoisia lyhyellä aikavälillä. Tällä hetkellä vaikuttaa siltä, että rannikkoseudulla rakentaminen keskittyy teollisuus- ja satama-alueille ja niiden liepeille. Osa hankkeista tulee laajenemaan vaiheittain rantaviivan läheisille merialueille.

Asukkaiden asennoituminen hankkeisiin vaihtelee: Rakennusluvista on joissain tapauksissa valitettu jopa hankkeiden sijoittuessa teolliseen ympäristöön. Valitukset on kuitenkin pääsääntöisesti hylätty, koska valittajilla ei ole tulkittu olevan valitusoikeutta. Tuulivoimalaitosten fyysisten dimensioiden (ja tätä kautta visuaalisten ja meluvaikutusten) kasvaessa on viime vuosina alkanut esiintyä tuulivoimahankkeiden vastustusta myös ”vanhoilla” tuulivoimapaikkakunnilla kuten Porissa, Ahvenanmaalla ja Oulun seudulla.

Maakuntakaavoissa tuulivoimalle tehtävät aluevaraukset tullevat yhdenmukaistamaan ja nopeuttamaan ko. alueille sijoittuvien hankkeiden lupamenettelyjä. Joissain tapauksissa myös maakuntakaavassa tuulivoimalle varattu alue voi olla ympäristöllisesti ristiriitainen, jos alue sijoittuu esim. tärkeiden lintualueiden tai virkistysalueiden läheisyyteen. Tämänkaltaisiin kohteisiin ei kaavavarauksesta huolimatta välttämättä synny hankkeita, koska investoijat pelkäävät lupaprosessin mutkistuvan ja arvioivat mahdollisten valitusten aiheuttamat aikatauluriskit liian suuriksi.

Laitos- ja projektikokojen kasvu lisää taloudellisesti toteutuskelpoista tuulivoimapotentialiaalia rannikkoalueilla. Tällöin laajamittaiseltaan maarakennustyöt (pengerrykset, täytöt, perustusten paalutus) ja sähköverkkoinvestoinnit (uuden syöttöjohdon rakentaminen lähimmältä sähköasemalta) eivät merkittävästi nosta ominaisinvestointikustannuksia (€/kW). Suurilla laitoksilla rantaviiva voidaan myös hyödyntää tehokkaammin. Täytöillä ja pengerryksillä saadaan laitoksia sijoitettua parempiin tuulioloihin, ja korkeat tornit parantavat tuotantoa edelleen.

Projektikoot rannikkoseudulla toteutettavissa hankkeissa tulevat lähivuosina todennäköisesti olemaan satama- ja teollisuusalueilla 5-30 MW luokkaa (suuret

projektit mahdollisesti jaksotettuna useaan rakennusvaiheeseen). Lyhyellä aikavälillä (vuoteen 2010) kyseisiä toteutuskelpoisia rannikkokohteita löytyy enintään 300 - 400 MW.

Toinen teknologian kehityksen mahdollistama kehityssuunta on tuulivoimaloiden sijoittaminen rantavyöhykkeen taakse 0,5-2 km etäisyydelle rantaviivasta, loma-asutus- ja virkistysaluevyöhykkeen taakse. Ahvenanmaalla on jo saatu erittäin hyviä kokemuksia korkeilla torneilla varustettujen voimaloiden sijoittamisesta tällaisiin sijoituspaikkoihin. Etuina saavutetaan potentiaalisten tuulivoima-alueiden määrän moninkertaistuminen sekä merkittävästi pienemmät maankäytön intressiristiriidat. Pohjanmaan ja Satakunnan alavilla rannikkoseuduilla mahdollisuudet tämänkaltaiseen sijoitteluun ovat huonommat kuin Lounais-Suomessa ja Suomenlahdella, missä saarten ja niemien keskiosat nousevat tyypillisesti 20-60 m merenpinnan yläpuolelle ja tuulivoimaloiden tuotanto paranee mäkiefektin ansiosta merkittävästi. Tällöin toisaalta myös voimaloiden näkyvyys korostuu herkässä saaristomaisemassa, mikä tullee entisestään lisäämään tuulivoimaa kohtaan esitettyä julkista kritiikkiä.

Pitkällä aikavälillä (vuoteen 2020) kiinnostavin kehitysmahdollisuus rannikkoseuduilla liittyy heikompiin tuulioloihin kehitettävien tuulivoimaloiden kustannustehokkuuden paranemiseen ja tätä kautta kauempana rantaviivasta sijaitsevien maa-alueiden toteutettavuuteen. Tuulivoiman tuotantomahdollisuudet rannikkoseuduilla (ja kauempanakin sisämaassa) saattavat osoittautua merkittävästi ennakoitua paremmiksi, mikäli tuulimittauksilla ja mallilaskelmilla voidaan osoittaa, että tuuliolot noin 100 m korkeudelta ylöspäin ovat riittävän suotuisat. Alhaisille keskittuulenopeuksille optimoidut suuret tuulivoimalat voisivat tällöin jo lähivuosina osoittautua kannattavaksi investoinniksi esim. rannikon läheisillä talousmetsäalueilla ja laajoilla peltoaukeilla sisämaassa. Tuuliatlaksen päivittäminen parantaisi merkittävästi tällaisten uudentyyppisten sijoituspaikkojen toteutuvuutta.

4.1.2 Tunturit

Tunturialueilla tuulivoiman rakentaminen on Suomessa pysähtynyt kokonaan. Merkittävänä tekijänä on Oloksen tuulivoimahankkeen (1998-1999) lukuisat valitukset ja sen mukanaan tuoma negatiivinen julkisuus. Tuulivoiman rakentajat ja alueen kunnat eivät tällä hetkellä halua eivätkä uskalla viedä riskipitoisia hankkeita eteenpäin. Toteutunut tuotanto ja kustannustaso ovat olleet Lapissa pettymys ennakko-odotuksiin verrattuna. Teknologia kaipaisi edelleen kehittämistä, mutta investointihalukkuus puuttuu. Rakentamisen käynnistyminen uudelleen tunturialueilla vaatisi määrätietoisia edistämistoimia. Suomalaiselle arktiseen tuulivoimaan liittyvälle teknologiaosaamiselle on vielä mahdollista syntyä vientimenestystä.

Lapin tunturialueiden tuulivoimaselvityksessä (Lapin liitto 2004) on tuulivoimalle teknisesti soveltuvia alueita identifioitu vajaat 250 MW. Myös tunturialueilla laitos- ja projektiin kasvulla on saavutettavissa investointiekonomisia etuja. Toisaalta vaikea maasto rajoittaa suurimpien laitospaikkojen käyttöä; kuljetusteiden nousukulma- ja asennusalueiden tasaisuusvaatimukset estävät suurten tuulivoimaloiden rakentamisen kokonaan tai rajoittavat sijoitusmahdollisuuksia merkittävästi monilla tuntureilla. Em. selvityksessä on arvioitu, että yleisin laitoskoko tunturialueilla tulisi jatkossa olemaan 1-2 MW.

Hiihtokeskuskäytössä olevat tunturit, jotka 1990-luvun selvitysten valossa vaikuttivat ensisijaisilta ja ristiriidattomilta tuulivoimakohteilta, ovat Olostunturin kokemusten perusteella osoittautuneet odotettua huomattavasti haasteellisemmiksi toteuttaa. Tästä johtuen Lapin tunturialueiden tuulivoimaselvityksessä pääosa tarkasteltavista kohteista on massaturismilta syrjään jääviä tuntureita. Näiden rakentamattomien tunturilakien varaaminen tuulivoimakäyttöön saattaa herättää voimakasta vastustusta ympäristöjärjestöissä ja myös paikallisissa asukkaissa. Monet selvityksen kohteista ovat myös tuulioloiltaan ja muilta taloudellisilta toteutusedellytyksiltään kyseenalaisia. Näistä tekijöistä johtuen toteutuskelpoisen tuulivoimapotentiaalin arviointi on tunturialueilla toistaiseksi vaikeaa.

Toteutuneet huipunkäyttöajat ovat tunturialueilla jääneet pääsääntöisesti alle 2000 h/a tasoon, kun tuulimittauksiin ja laskentamalleihin perustuvat ennakoarvot vaihtelivat 2500 ja yli 3000 h/a välillä. Yhdistettynä ennakoitua korkeampiin käyttö- ja ylläpitokustannuksiin tämä on merkinnyt sitä, että tuotantokustannukset ovat tunturituulihankkeissa olleet selvästi korkeammat kuin edullisissa rannikkoalueissa. Kustannustason alentaminen edellyttää jäänestöjärjestelmän ja muiden arktisten ratkaisujen edelleen kehittämistä, projektikokojen merkittävää kasvattamista, ja myös rakentamista tuulisuudeltaan edullisiin kohteisiin. Kuten edellä todettiin, tuulisuudeltaan edullisia ja suuren projektikoon mahdollistavia tuntureita, joissa myös lupaprosessin onnistumisedellytykset olisivat hyvät, on erittäin vähän.

Teknologisista haasteista ja maankäytön intressiristiriidoista johtuen voidaan arvioida, että lyhyellä aikavälillä tunturialueilla toteutuskelpoisia hankkeita tulee olemaan korkeintaan luokkaa 50 MW. Hankekoon kasvattaminen on avainasemassa tunturituulivoiman taloudellisuuden parantamisessa. Tätä kautta saadaan sekä rakennus- että käyttökustannukset laskettua lähemmäs rannikkoalueiden tasoa. Tuotannon parantamiseksi tulisi jäänestöjärjestelmää ja laitosten yleistä teknistä luotettavuutta edelleen kehittää. Tämä taas onnistuu vain hankkeita toteuttamalla. Korkea tukitase sekä demonstraatiohankkeisiin yhdistetty T&K-tuki ovat avainasemassa tunturituulivoiman investointikynnyksen alentamisessa.

Myös pidemmällä aikajänteellä tunturialueiden tuulivoimakäyttö riippuu pääosin yleisen hyväksyttävyyden kehityksestä. Luonnollisesti myös teknologian kehitys vaikuttaa voimakkaasti; heikompiin tuulioloihin kehitetyt voimat yhdessä jäänestöjärjestelmän jatkokehityksen kanssa voivat mahdollistaa matalampien – ja ympäristöllisesti ristiriidattomampien – tuntureiden hyödyntämisen. Suotuisan kehityksen tunturialueiden toteutuskelpoinen tuulivoimapotentiaali moninkertaistuisi, ja rajoittavaksi tekijäksi muodostuisi tällöin ensisijaisesti sähköverkon siirtokapasiteetti ja siihen liittyvät suuret investointitarpeet.

Ruotsin Övertorneåssa onnistuneesti toteutettu tunturituulivoimahanke (Aapua, 2005) on lisännyt toiveikkuutta tunturituulivoiman laajamittaisen rakentamisen suhteen Pohjois-Ruotsissa. Laitosten toteutuneet tuotantoluvut ovat parina ensimmäisenä toimintavuonna olleet merkittävästi parempia kuin mihin Suomessa 1990-luvulla toteutetuissa tunturituulivoimahankeissa on päästy, vaikka sijoituspaikka ei kohoa yhtä korkealle ympäristöstään kuin suomalaiset tunturituulipuistot. maastoltaan vastaavia sijoituspaikkoja löytyisi myös Suomen Lapista runsaasti. Mikäli tuulimittauksilla voidaan osoittaa, että tuulisuus matalahkoilla tuntureilla ja korkeimmilla vaaroilla on ennakoitua parempi, voi tunturituulivoiman teknistaloudellinen potentiaali osoittautua selvästi suuremmaksi kuin vielä joitakin vuosia sitten arvioitiin.

Tunturituulivoiman teknologian ja käyttökokemusten suhteen Suomi on selvästi tällä hetkellä jäämässä Ruotsista ja Norjasta jälkeen. Mikäli etumatka halutaan kuroa umpeen ja kehittää kotimaiselle tuulivoimateknologialle merkittävä markkina-asema arktisessa tuulivoimassa, tulisi teknologiademonstraatiot saada nopeasti liikkeelle.

4.1.3 Offshore

Offshore-tuulivoimatekniikan nopea kehitys on ratkaisevasti muuttanut käsityksiä merituulivoiman potentiaalista. Tällä hetkellä arvioidaan jopa 20 m syvyisten vesialueiden olevan hyödyntämiskelpoisia, kun 1990-luvun lopussa 10 m vesisyvyyttä pidettiin maksimina. Teknisesti hyödyntämiskelpoiset merialueet ovat näin ollen moninkertaistuneet. Uudet potentiaaliset alueet sijaitsevat kauempana asutuksesta, minkä voidaan ennakoida helpottavan olennaisesti lupien saamista projekteille. Samalla kuitenkin toteutuskelpoisten projektien minimikoko kasvaa, samoin kuin hankkeiden pääomatarve ja riskipitoisuus.

Merialueilla on mahdollista saavuttaa 50-100 % korkeampi huipunkäyttöaika (3000-4000 h/a) kuin tyypillisillä rannikon sijoituspaikoilla (1600-2200 h/a). Tätä tukevat myös uusimmat käyttökokemukset erittäin avoimissa rannikkokohteissa sijaitsevista tuulivoimalaitoksista (Pori, Kristiinankaupunki) sekä ulkosaaristossa suoritettujen tuulimittaukset (BaltCoast-projekti, Pohjanmaan liitto 2005). Tulokset osoittavat, että Suomen avomerialueilla on mahdollista saavuttaa jopa yli 3500 h/a huipunkäyttöaikoja.

Kun vastaavasti myös investointikustannukset ovat luokkaa 50 - 100 % korkeammat kuin maalle rakennettaessa, ja käyttökustannuksetkin jonkin verran korkeammat, voidaan ennakoarvioiden perusteella edullisissa offshore-kohteissa päästä kutakuinkin samoihin tuotantokustannuksiin kuin tyypillisissä rannikkokohteissa.

Merituulivoimarakentamisen käynnistämisen kannalta edullisimpia kohteita ovat moneen suuntaan avoimet rantavedet teollisen infrastruktuurin välittömässä läheisyydessä.

Ennen vuotta 2010 toteutuvia ensimmäisiä merituulivoimademonstraatioita tulevat olemaan Kemin Ajos (30 MW) sekä mahdollisesti Pori (30 - 50 MW) ja Tornio. Ainoastaan Kemin projektille on toistaiseksi myönnetty investointituki. Muiden edellä mainittujen projektien toteutuminen tulee hyvin todennäköisesti riippumaan sovellettavasta tukitasosta.

Koska laajamittaiseen merituulivoimatuotantoon soveltuvat, ympäristöllisesti ristiriidattomat alueet sijaitsevat pääsääntöisesti vähintään 10 km etäisyydellä mantereelta, edellyttää kustannustehokkuus suuria projektikokoja, vähintään 100-200 MW. Näin suurten hankkeiden toteuttaminen valtion investointituen varassa ei todennäköisesti ole toteutuskelpoinen rahoitusratkaisu. Varsinainen laajamittainen merituulivoiman hyödyntäminen ajoittuukin Suomessa todennäköisesti vasta vuoden 2010 jälkeiseen aikaan ja edellyttää noin 5 MW laitoskokoaluokan kaupallistumista, teknologian nykyistä selvästi parempaa luotettavuutta sekä parempaa kilpailukykyä.

Laadittavana tai vahvistettavana olevissa maakuntakaavoissa on merituulivoimalle varattu alueita useille tuhansille megawateille: Lapin ja Pohjois-Pohjanmaan liittojen alueella yhteensä luokkaa 5000 MW, Pohjanmaan liiton alueella 3000 MW, Uudenmaan

liiton alueella 500 MW ja Satakunnan 250 MW. Varsinais-Suomen sekä itäisen Suomenlahden osalta yhteenlaskettu potentiaali jää alle 200 megawattiin. Pohjanlahdella osa em. alueista sijaitsee satamien ja teollisuusalueiden edustalla, jolloin ne voivat toimia demonstraatio- ja testauskohteina. Suomenlahdella kaikki potentiaaliset alueet sijaitsevat kaukana rannikosta, ja kilpailevat alueidenkäytön intressit sekä asukkaiden vastustus vaikeuttanevat hankkeiden toteutusta ratkaisevasti. Laajamittainen merituulivoiman hyödyntäminen tullee Suomeen keskittymään Porista Kemiin ulottuvalle rannikon osuudelle.

Kauempana avomerellä kustannustehokkuus edellyttää suurta projektikokoa, jolloin rakentamisen ja käytön kustannukset saadaan jaettua riittävän monelle voimalayksikölle. Tuulioloiltaan ja rakentamisedellytyksiltään edullisimmat offshore-alueet sijaitsevat ympäristöministeriön ja Pohjanlahden maakuntaliittojen teettämän selvityksen mukaan Vaasan eteläpuolella ja Oulun seudulla 10-25 km etäisyydellä mantereelta. Näissä kohteissa hankkeiden toteutuskelpoisten minimikoko on pitkistä etäisyyksistä johtuen todennäköisesti useampia satoja megawatteja, minimissään 100 MW.

Vuoteen 2020 mennessä teknisesti ja maankäytöllisesti toteutuskelpoista merituulivoimapotentiaalia on useita tuhansia megawatteja. Näin mittavan potentiaalin realisoiduminen edellyttää kantaverkko- ja säätövoimainvestointeja. Lisäksi kapasiteetilla olisi todennäköisesti vaikutusta sähkön nettotuontiin ja muuhun tuotantorakenteeseen. Tarkempien vaikutusten arviointi ei kuulunut tämän selvityksen laajuuteen.

Laajamittaisen merituulivoiman hyödyntämisen aikataulu tulee riippumaan ennen kaikkea sovellettavasta tukimenettelystä ja tukitasosta, mutta myös teknologian kehityksestä ja sitä kautta realisoiduvasta investointi- ja käyttökustannusten alentumisesta. Myös muissa maissa (Brittein saaret, Alankomaat, Saksa, Tanska, Ruotsi) merituulivoimasta saatavat kokemukset ja näiden maiden offshore-markkinoiden kehittyminen tulevat vaikuttamaan voimakkaasti kotimaisen merituulivoimapotentiaalin hyödyntämisen aikatauluun.

4.1.4 Sisämaa

Sisämaan tuulioloihin optimoidut tuulivoimalat ovat voimakkaan kehitystyön kohteena Keski-Euroopassa ja USA:ssa. Mikäli niille asetetut kustannus- ja suorituskykytavoitteet saavutetaan, voi tuulivoiman rakentaminen sisämaahan, ympäristöllisesti ristiriidattomampiin kohteisiin, tulla Suomessa mielekkääksi vuoteen 2010 mennessä. Suomalaisen tuulivoimalavalmistajan WinWindin käyttämä laitoskonsepti soveltuu lähtökohdiltaan hyvin sisämaan potentiaalin hyödyntämiseen (korkea hyötysuhde matalilla tuulennopeuksilla).

Sekä mäkisten ja metsäisten rannikkoseutujen että sisämaan suurten peltoaukeiden hyödyntäminen tuulivoimakäyttöön voi tulla ajankohtaiseksi vuoden 2010 vaiheilta alkaen. Vuodelle 2010 asetettaviin tavoitteisiin sillä ei arvioida olevan havaittavaa vaikutusta, mutta 20-30 vuoden aikajänteellä voi tätä kautta avautua merkittäviä mahdollisuuksia. Suomalaiselle maaseudulle tyypillinen haja-asutus (maatiloja ja muita asuinrakennuksia 0,5-1 km välein) rajoittaa voimakkaasti tuulivoiman sijoitusmahdollisuuksia myös sisämaassa, samoin kuin harva ja siirtokapasiteetiltaan rajallinen sähköverkko. Näin ollen sisämaassa toteutettavat hankkeet tulisivat olemaan

pieniä, muutamista laitoksista koostuvia. Niiden todennäköisimmät toteuttajatahot ovat muita kuin energiayhtiöitä. Yleisen hyväksyttävyyden saavuttaminen edellyttäne useissa tapauksissa jonkinlaista paikallista osuuskunta- tai vastaavaa ratkaisua.

Sisämaan tuulivoimapotentiaalin ja kustannustason arvioiminen on käytettävissä olevalla tietopohjalla hyvin vaikeaa. Käyttökelpoista, riittävän korkealla mitattua ja luotettavaa tuulimittausdataa ei ole. Sisämaan olosuhteisiin tarkoitettu voimalateknologia kehittyy nopeasti. Olettaen, että Suomessa voidaan suurilla peltoaukeilla saavuttaa vastaavanlaiset tuotanto-olosuhteet kuin Saksassa vastaavilla alueilla, tulisi sisämaavoimaloiden huipunkäyttöaika näihin olosuhteisiin optimoidulla teknologialla olemaan parhaimmillaan tasoa 1500-2000 h/a eli mahdollisesti jopa samaa luokkaa kuin 1990-luvun teknologialla saavutettiin ”tyypillisissä” rannikkokohteissa.

4.1.5 Yhteenveto tuulivoimapotentiaalista

Noin vuoteen 2010 asti hyödyntämiskelpoinen ja edullisin tuulivoimapotentiaali sijaitsee pääosin rannikkoseudun teollisuus- satama-alueilla ja niiden lähiympäristössä. Potentiaalin arvioidaan olevan joidenkin satojen megawattien luokkaa. Projektikoon kasvattamisella on mahdollista saada kustannustaso kääntymään laskuun kansainvälisen esimerkin mukaisesti.

Tunturialueilla tuulivoimarakentamisen ensisijainen motivaatio on teknologiaviennin edellyttämän tuotekehityksen ja referenssien hankkiminen. Laajamittaisempaa merkitystä sähköntuotannon kannalta ei Lapin tuulipotentiaalin hyödyntämisellä välttämättä ole. Realistinen oletus on joidenkin kymmenien megawattien toteutuminen vuoteen 2010 mennessä. Pitkällä aikavälillä Lapin tuulivoimapotentiaalin hyödyntämistä rajoittavat lähinnä maankäytön ja energiapolitiikan arvo- ja intressiristiriidat (luonnontilaisen maiseman ja päästöttömän energiantuotannon välillä) sekä sähköverkon siirtokapasiteetti. Pidemmälläkin aikavälillä toteutuskelpoinen potentiaali jäänee joihinkin satoihin megawatteihin. Korkealaatuisten tuulimittausten avulla voidaan Ruotsissa saatujen kokemusten valossa mahdollisesti osoittaa matalahkojenkin tunturien ja metsäpeitteisten vaarojen soveltuvuus tuulivoimatuotantoon, mikä voi kasvattaa toteutuskelpoista tunturituulivoimapotentiaalia selvästi.

Vuoden 2010 jälkeen rakentamisen painopiste suuntautunee merialueille, ja mahdollisesti myös sisämaahan. Maakuntakaavojen merituulivoima-alueilla sijaitseva teknisesti toteutuskelpoinen potentiaali on useita tuhansia megawatteja. Pitkällä aikajänteellä merituulivoiman hyödyntämisestä ei siis rajoita tekninen potentiaali, vaan kustannustason kehittyminen sekä suurten tehonvaihteluiden aiheuttamat ylimääräiset järjestelmäkustannukset. Kaukana rannikosta sijaitsevien suurten offshore-tuulipuistojen yleinen hyväksyttävyyden on toistaiseksi avoin kysymys. Suurten merituulivoimahankkeiden toteutuminen edellyttää taloudellista tukea vielä vuoden 2010 jälkeenkin.

Sisämaa-alueiden toteutuskelpoisen tuulivoimapotentiaalin arvioimista vaikeuttaa edustavan tuulimittausdatan ja muiden taustaselvitysten puuttuminen. Seuraavassa taulukossa on esitetty vuoden 2006 lopussa rakennettuna ollut tuulivoimakapasiteetti, maakuntaselvityksien pohjalta arvioitu teknisesti ja maankäytöllisesti toteutuskelpoisesta tuulivoimapotentiaalista, vuoteen 2020 aikataulullisesti ja taloudellisesti toteutuskelpoinen potentiaali sekä arvio nykytuilla toteutuvasta

potentiaalista. Taulukossa olevien sekä tunturien että sisämaan tekninen potentiaali voidaan luotettavasti arvioida vasta tuuliatlaksen uusimisen jälkeen. Myös rannikko ja sisämaan potentiaali riippuu siitä miten niiden välinen raja luokitellaan.

Taulukko 2 Tuulivoimapotentiaali Suomessa vuoteen 2020 (kapasiteetti vuoden 2020 lopussa)

Potentiaali, MW	Rannikko	Tunturit	Offshore	Sisämaa	Yhteensä
Rakennettu 2006	81	5	0	0	86
Maakuntaselv./tekninen potentiaali ¹⁾	400-800	100-230	5000-8000	0-500	5500-9500
Aikataulullisesti toteutuskelpoinen 2020	n. 500	100-200	n. 2000	0-500	2000-3000
Taloudellisesti toteutuskelpoinen 2020 ²⁾	350	100	1500	50	2000
Toteutuskelpoinen 2020- nykytuet ³⁾	150-200	0-20	100-400	0	250-620

¹⁾ teknisesti ja maankäytöllisesti toteutuskelpoinen potentiaali, perustuu pääasiassa maakuntaliittojen tuulivoimaselvityksiin

Esitetty vaihteluväli johtuu siitä, että osassa maakunnista selvitystyö on vielä kesken ja potentiaaleihin liittyy epävarmuuksia.

Toisaalta arviot riippuvat siitä, paljonko megawatteja neliökilometrilte oletetaan mahtuvan, mikä riippuu hanke ja yksikkökoosta.

²⁾ Tuuliolosuhteitaan edulliset kohteet, mikäli tuulivoimalle lisätukea. Ei sisällä heikkotuulisia kohteita

³⁾ Arvio tuulivoimakapasiteetista vuonna 2020, mikäli tuulivoiman vallitsevaan tukipolitiikkaan ei muutoksia

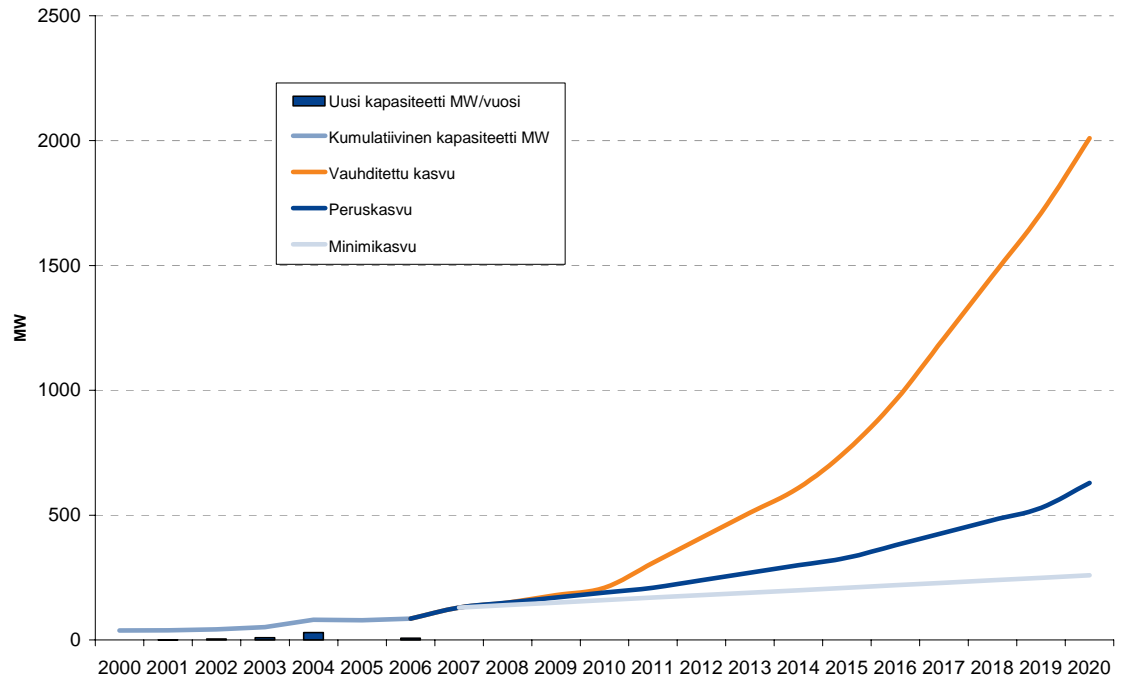
Suomen maakuntaselvitysten perusteella arvioitu tekninen maksimi tuulivoimapotentiaali on lähes 10 000 MW (yli 30 TWh). Tästä määrästä noin 2 000 - 3 000 MW (6-9 TWh) olisi rakennusaikataulullisesti mahdollista toteuttaa vuoden 2020 loppuun mennessä. Taloudellisesti hyödyntämiskelpoinen potentiaali on 2 000 MW (6,1 TWh) vuoteen 2020. Taloudellisella potentiaalilla tarkoitetaan tässä yhteydessä potentiaalia, joka tuuliolosuhteiden puolesta olisi mahdollista järkevästi hyödyntää, mikäli tukitaso asettuisi tuulivoiman rakentamista kannustavaksi. Tarvittavaa tukitasa on analysoitu tämän raportin kappaleessa 5 Tuulivoiman kilpailukyky ja vaadittava tukitaso.

4.2 Rakentamisaikataulu vuoteen 2020

Suomessa tähän mennessä toteutetut pienimuotoiset hankkeet on tyypillisesti viety läpi 1,5-2 vuodessa, josta laitosten toimitukseen, rakennustöihin ja käyttöönottoon on kulunut 8-10 kuukautta. Tällä hetkellä myös pienempien projektien kestoajat ovat tilapäisesti pidentyneet tuulivoimalatoimittajien pidempien laitetoimitusaikojen johdosta.

Merituulivoimahankkeissa ja myös suurissa maalla toteutettavissa hankkeissa erilaisiin teknisiin ja taloudellisiin selvityksiin sekä kaava- ja lupaprosessiin selvityksineen kuluu tyypillisesti useita vuosia. Maakuntakaavojen aluevarausten voidaan ennakoita nopeuttavan lupaprosessia. Karkeasti voidaan arvioida 5-10 MW hankkeen läpiviemiseen tarvittavan 2 vuotta, 20 MW hankkeeseen 3 vuotta ja yli 50 MW hankkeeseen jopa 5-7 vuotta esiselvitysten käynnistämistä. Lupaprosessin pitkittyminen ennakoitusta voi viivästyttää hankkeiden aikataulua 1-2 vuodella. Lupaprosessi voi pitkittyä valitusten johdosta mutta myös menettelyjen vakiintumattomuuden sekä hankevastaavien tai paikallisten viranomaisten heikon tietopohjan vuoksi. Maakuntakaavojen laajat aluevaraukset (meri)tuulivoimalle voivat selvästi nopeuttaa suurten hankkeiden lupaprosessia sekä vähentää valitusten todennäköisyyttä.

Seuraavassa kuvassa on esitetty tuulivoimakapasiteetin kasvu vuodesta 2000 ja arvio kapasiteetin kehittymisestä vuoteen 2020 eri skenaarioilla.



Kuva 2 Tuulivoimakapasiteetin kasvu ja jatkumo vuoteen 2020 eri skenaarioilla, MW

Tuulivoimakapasiteetti on kasvanut Suomessa keskimäärin noin 20 prosentilla vuodessa. Kasvunopeus tulevaisuudessa riippuu tuulivoiman kilpailukyvyistä ja siihen oleellisesti liittyvistä tukimekanismeista.

Minimi- ja peruskasvuvaihtoehto kuvaa tilannetta, jossa tuulivoima ei saa Suomessa lisätukia ja kilpailukyky säilyy ennallaan alhaisena. Tällöin oletuksena on, että Suomessa toteutetaan muutamia demoluontoisia hankkeita (maksimissaan kokoluokkaa 10 - 12 MW) sekä lisäksi yksittäisiä hankkeita tulee vuosittain muutamia. Jakson lopulla on mahdollista, että tuulivoimateknologian kehityksen myötä myös Suomessa realisoituu muutama isompikin hankekokonaisuus. Joka tapauksessa rakentaminen vuoteen 2015 tasolla 10 - 30 MW/a, jonka jälkeen taso voi nousta noin 60 MW/a. Yhteenlaskettu tuulivoimakapasiteetti olisi tällöin noin 250 - 600 MW (0,6 - 1,5 TWh) vuonna 2020.

Vauhditettu kasvu kuvaa tilannetta, jossa tuulivoiman kilpailukyky on parantunut oleellisesti. Tällöin on lähivuosina mahdollista päästä noin 30 MW/a tasolle, vuoden 2010 jälkeen tasolle yli 100 MW/a ja vuoden 2015 jälkeen jo yli 200 MW/a tasolle. Yhteenlaskettu kapasiteetti olisi tällöin noin 2000 MW (6,1 TWh) vuonna 2020. Tämä edellyttäisi riittävän tehokasta tukijärjestelmää ja suuria offshore (300 - 600 MW) hankkeita.

Rakentamisaikataulullisesti Suomessa olisi mahdollista jopa 3000 MW:n kapasiteettiin vuoden 2020 lopussa. Tällöin osa kohteista saattaisi sijaita nykytiedon perusteella myös tuuliolosuhteiltaan heikommassa kohteissa, sillä kyseinen kapasiteetti edellyttäisi erittäin voimakkaita tukitoimia.

5 TUULIVOIMAN KILPAILUKYKY JA TARVITTAVA TUKITASO

Tuulivoimatuotannon kannattavuuteen vaikuttaa tuotantokustannusten lisäksi sähkön markkinahinta ja ainakin vielä toistaiseksi vallitseva tukitaso.

5.1 Tuulivoimapotentiaalia vastaavat tuotantokustannukset

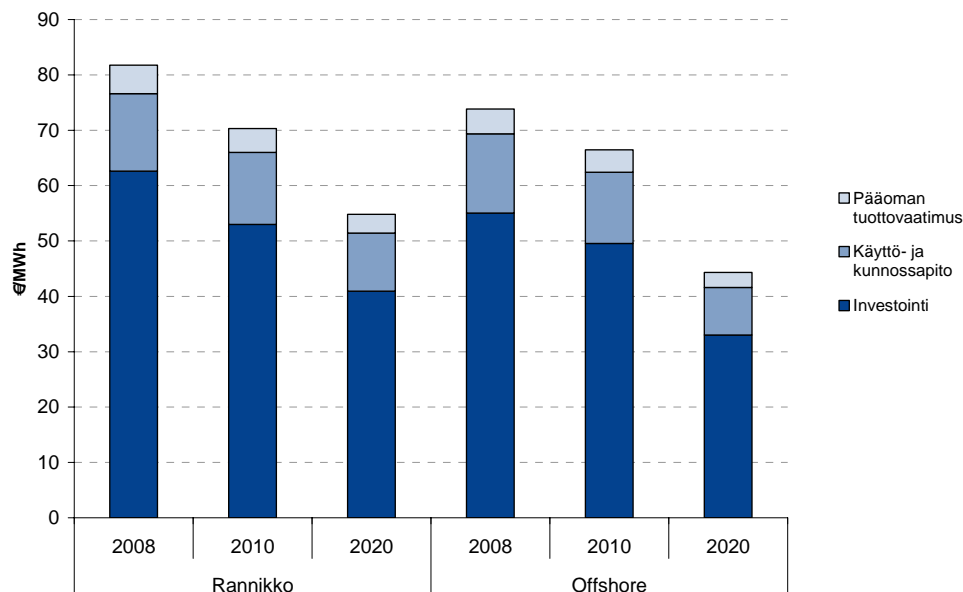
Tuulivoiman tuotantokustannus vaihtelee laitoksien sijainnin, tuuliolosuhteiden, hankeeseen ja useiden muiden tekijöiden summana. Seuraavassa taulukossa ja kuvassa on esitetty arvio vuoden 2008, 2010 ja 2020 keskimääräisistä tuotantokustannuksista rannikko ja offshore -kohteissa. Tuotantokustannus kuvaa vuodelle 2020 arvioidun taloudellisesti toteutuskelpoisen potentiaalinen keskimääräisiä kustannuksia. Tuotantokustannuksista on huomioitava, että ne kuvaavat keskimääräistä kustannustasoa, jolloin ensimmäisissä merituulihankkeissa kustannustaso saattaa olla nyt esitettyä suurempi.

Taulukko 3 Tuulivoiman keskimääräinen tuotantokustannus 2008, 2010 ja 2020

Tuulivoiman tuotantokustannus	Rannikko			Offshore		
Rakennusvuosi	2008	2010	2020	2008	2010	2020
Investointikustannus, €/kW	1300	1100	850	2000	1800	1200
Huipunkäyttöaika, h/a	2000	2000	2000	3500	3500	3500
Tuotantokustannus ¹⁾ , €/MWh	82	70	55	74	66	44

¹⁾ 15a; VOP 5%; OPO 12%

Laskelmat on tehty 15 vuoden takaisinmaksuajalla ja 5 %:n vieraanpääoman laskentakorolla (vieraan pääoman osuus 70 %). Kuvassa on esitetty pääoman tuottovaatimus, joka kuvaa oman pääoman tuottovaatimuksen (tässä laskelmassa 12 %) tuomaa lisää omakustannushintaan. Pääoman tuottovaatimus on edellytys sille, että hankkeet ovat aidosti markkinalähtöisiä.



Kuva 3 Tuulivoiman keskimääräiset tuotantokustannukset arvioituna vuodelle 2008, 2010 ja 2020 rannikko ja offshore -kohteissa.

Tuulivoimalaitosten investointikustannuksien viimeaikainen nousu 20 - 30 prosentilla heijastuu selvästi vuodelle 2008 arvioituihin tuotantokustannuksiin. Rannikkokohteissa taloudellista potentiaalia (400 MW) vastaava keskimääräinen tuotantokustannus on noussut tehdyillä laskentaoletuksilla jo yli 80 €/MWh. Offshore -kohteissa keskimääräinen tuotantokustannus on hieman yli 70 €/MWh, mutta kyseiseen kustannustasoon pääsy edellyttää laajamittaisempaa rakentamista ja suurempia hankekokoja eikä laskelma näin ollen anna realistista kuvaa käynnissä olevien onshore- ja offshore-hankkeiden keskinäisestä edullisuusjärjestyksestä. Tunturi- ja sisämaakohteiden kustannustason on arvioitu olevan hieman rannikkokohteita korkeampi.

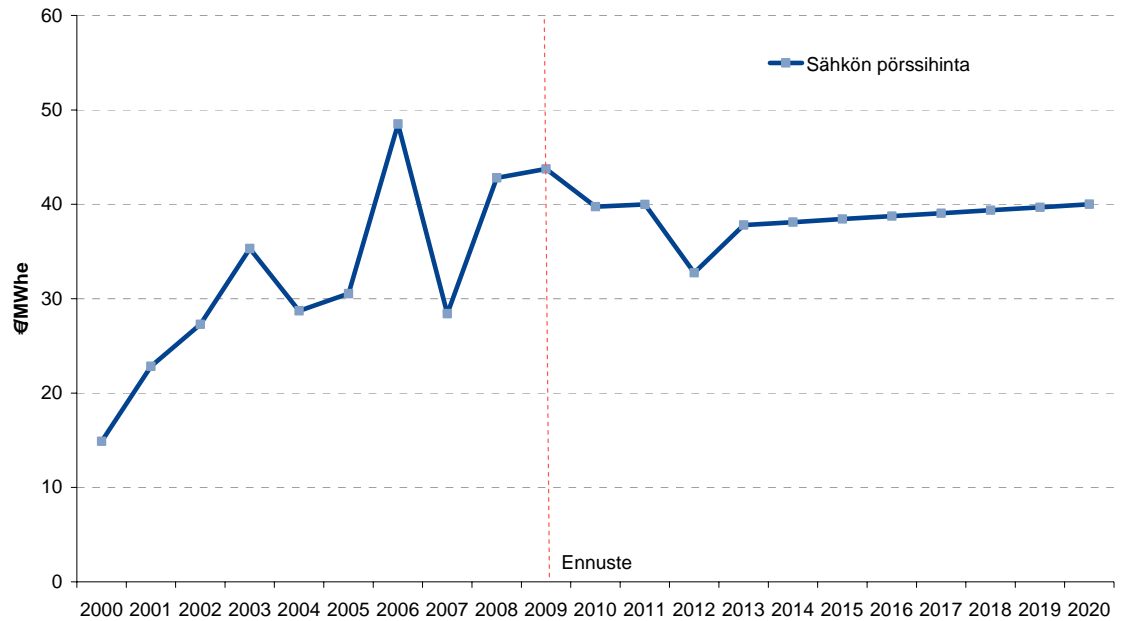
Tuulivoimalaitosten investointikustannusten oletetaan kääntyvän laskuun jo ennen vuotta 2010. Vuodelle 2010 arvioitu tuotantokustannus on rannikkokohteissa noin 70 €/MWh ja offshore -kohteissa hieman yli 65 €/MWh.

Pidemmällä aikavälillä tuotantokustannusten arvioidaan yleisesti laskevan. Merituulivoiman osalta on mahdollista päästä jopa lähelle 40 €/MWh tuotantokustannustasoa vuoteen 2020 mennessä. Suomessa tämä edellyttää laajamittaisempaa rakentamista ja suuria (>100 MW) hankekokoja. Lisäksi on huomioitava, että kotimaan kustannustason lasku edellyttää useampien hankkeiden toteutusta myös Suomessa. Rannikkolaitoksissa tuotantokustannuksien on arvioitu laskevan noin 50 €/MWh tasolle, mutta hankekokojen ollessa Suomessa pieniä (5-30 MW), ei suurta vähenemää ole odotettavissa.

5.2 Sähkön markkinahintaennuste

Sähkön vuotuisen hintatasoon pohjoismaisessa sähköpörssissä vaikuttaa nykytilanteessa eniten Norjan ja Ruotsin vallitseva vesitilanne sekä päästökauppa.

Seuraavassa kuvassa on esitetty tässä selvityksessä käytettävä Pöyry Energy Oy:n arvio sähkön markkinahinnasta vuoteen 2020. Päästöoikeuksien hintana on käytetty 15 €/tCO₂ vuosille 2008 -2012 ja 25 €/t CO₂ vuodesta 2013 eteenpäin. Päästöoikeuksien hintaoletukset on valittu työn tilaajan (KTM) toimesta. Vuosien 2007 - 2009 hinnat perustuvat Nordpool –sähköpörssin futuurihintoihin.



Kuva 4 Selvityksessä hyödynnettävä sähkön markkinahintaennuste vuoteen 2020

Sähkön markkinahinnan on oletettu olevan keskimäärin tasolla 40 €/MWh selvityksen tarkastelujaksolla vuoteen 2020. Suomen viidennen ydinvoimalaitoksen kaupallinen käyttöönotto selittää hinnan laskun vuonna 2012 ja päästöoikeuden arvon nousu vuoden 2013 tasomuutoksen. Esitetty markkinahinta kuvaa vuoden keskihintaa normaalina vesivuotena.

5.3 Tuulivoiman tukitarve

Tuulivoiman tulevaisuuden tukitarpeeseen ja vaadittaviin tukipanostuksiin vaikuttaa merkittävästi tuulivoimainvestointien kustannuskehitys Suomessa ja maailmalla.

Tukitarpeeseen saattaa vaikuttaa myös ns. ”vihreän” sähkön kuluttajakysyntä. Energiayhtiöt ovat pystyneet hieman kompensoimaan tuulivoiman kustannuksia myymällä tuulisähkön erillisenä tuotteena, josta on pyydetty kuluttajilta ”normaalisähköä” korkeampaa hintaa. ”Vihreän” sähkön kysyntä on kuitenkin täysin kuluttaja riippuvaista ja ainakin toistaiseksi kysyntä on ollut alhaista, jonka vuoksi tuulivoiman kannattavuus on pysynyt alhaisena. Mikäli tuulivoimahankkeen kannattavuus on laskettu sähköstä saatavan ”tuulivoimalisän” varaan, tulee sähkölle olla näköpiirissä riittävä kysyntä jo hankkeen kehittelyvaiheessa. Muualla Euroopassa tyypillisten tuulivoimaan erikoistuneiden projektienkehittäjien ja itsenäisten tuottajien onkin vaikea kehittää hankkeita Suomessa, koska tuulisähkölle ei ole valmista kysyntää eikä asiakaskuntaa.

Seuraavassa on tarkasteltu tuulivoiman tukitarvetta kassavirtaperusteisesti sähkön markkinahintaa vastaan.

5.3.1 Lisätuen tarve

Tuulivoimaa tuetaan Suomessa pääasiallisesti investointitukea sekä energiaverojärjestelmän kautta kanavoituna sähköntuotannon verotukea. Tuulivoiman lisääntyminen on kuitenkin mm. heikon kannattavuuden vuoksi jäänyt jälkeen asetetuista tavoitteista, mikä osaltaan kertoo riittämättömistä kannustimista. Muissa Euroopan maissa on saatu runsaasti kokemusta siitä, että tukitoimien valinnalla ja volyyymilla on ratkaiseva vaikutus tuulivoiman käyttöönnoton nopeuteen.

Seuraavassa taulukossa on arvioitu vuodelle 2020 määritetyn taloudellisen potentiaaliin (yhteenlaskettu kapasiteetti 2000 MW) saavuttamiseksi vaadittavaa lisätuen suuruutta Suomen rannikko- ja merituulivoima kohteissa. Lisätuen tarve on laskettu nykyisillä tukikomponenteilla (investointitukeen ei ole oletettu rajoituksia) sekä ilman investointitukea.

Laskelma perustuu arvioon tulevaisuuden kassavirroista. Laskelmat on tehty 15 vuoden takaisinmaksuajalla, jonka voidaan arvioida olevan lähellä markkinalähtöisen investoijan maksimipitoaikaa. Laskelmassa on oletettu sähkön markkinahinnan kehittyvän kuvan 4 mukaisesti. Vuoden 2020 jälkeen sähkön markkinahinnan ei ole tässä laskelmassa oletettu enää nousevan.

Tuulivoiman tuotantokustannukset on oletettu taulukon 3 mukaisiksi. Laskelmassa on oletettu, että esim. vuonna 2010 rakennettava laitos saa sähköntuotannon verotukea ja mahdollista lisätukea koko 15 vuoden laskenta-ajalle eli vuoteen 2025 saakka. Vastaavasti vuonna 2020 rakennettava laitos saisi tuen vuoteen 2035 saakka. Mikäli sähköntuotannon verotuki ja mahdollinen lisätuki määritetään lyhyemmälle tarkasteluajalle, nousee tarvittavan lisätuen (€/MWh) määrä.

Taulukko 4 Tuulivoiman lisätuen tarve nykyisillä tukimenetelmillä, €/MWh

Tuulivoiman tukitarve	Rannikko			Offshore		
	2008	2010	2020	2008	2010	2020
Rakennusvuosi	2008	2010	2020	2008	2010	2020
Tuotantokustannus ¹⁾ , €/MWh	82	70	55	74	66	44
Päästöoikeuden arvo, €/tCO ₂	15	15	25	15	15	25
Sähkön markkinahinta, €/MWh	43	40	40	43	40	40
Nykyinen tukimalli²⁾						
Investointituki %	35	35	22	40	40	-
Sähköntuotannon verotuki ³⁾ , €/MWh	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Lisätuen tarve, €/MWh	14,1	6,8	-	5,6	1,3	-0,6
Tukitarve ilman investointitukea						
Sähköntuotannon verotuki ³⁾ , €/MWh	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Lisätuen tarve, €/MWh	39,1	27,9	10,3	30,8	23,8	-0,6

¹⁾ 15a; VOP 5%; OPO 12%

²⁾ Oletuksena, että kaikilla laitoksilla mahdollista saada investointitukea. Vuodesta 2006 lähtien investointitukea on kuitenkin myönnetty vain uutta teknologiaa hyödyntäville hankkeille

³⁾ Sähköntuotannon verotuki oletettu vakioksi 6,9 €/MWh koko 15 vuoden tarkastelujaksolle

Laskelmien perusteella tuulivoimahankkeet tarvitsisivat lisätukea laajamittaisemman rakentamisen mahdollistamiseksi lähivuosina. Lisätukea tarvittaisiin rannikkokohteissa noin 14 €/MWh ja merituulivoimakohteissa noin 6 €/MWh vuonna 2008, vaikka niille myönnettäisiin investointitukea täysimääräisesti. Ilman investointitukea tuen tarve olisi 30 - 40 €/MWh. Lisäksi laitoksilla tulisi olla varmuus siitä, että nykyinen määräaikainen

sähkötuotannon verotuki ja mahdollinen lisätuki säilyisivät samalla tasolla aina vuoteen 2023 saakka.

Vuoteen 2010 tukitarve vähenee hieman, mutta lisätukea tarvitaan niin rannikko- kuin merituulivoimakohteissa, jotta tuulivoimarakentaminen kehittyisi

Pidemmällä aikavälillä (vuoteen 2020) tuulivoiman tukitarve vähenee oleellisesti, mikäli tuulivoiman tuotantokustannukset alenevat nykyoletusten mukaisesti. Kustannusten alentuminen vaatii hankkeiden toteutumista myös Suomessa. Käytettyjen laskentaoletuksien perusteella, vuonna 2020 rakennettava merituulivoimala ei tarvitsisi sähkötuotannon verotuen lisäksi lainkaan investointitukea. Rannikkokohteissa tarvittaisiin nykyisen sähkötuotannon verotuen lisäksi vielä noin 22 % investointituki, jotta toiminta olisi investointi näkökulmasta kannattavaa.

Investointitukien ja verojärjestelmän kautta tapahtuvan tuulivoiman tukemisen ohella Euroopassa on yleisesti käytössä kaksi eri tukimallia, uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön syöttötariffit sekä vihreät sertifikaatit. Erityisesti syöttötariffeihin perustuvalla järjestelmällä on mahdollistettu nopeita tuloksia tuulivoiman määrällisessä edistämässä. Syöttötariffeilla tarkoitetaan järjestelmää, jossa sähkön tuottajalle taataan lakisääteisesti joko kiinteä hinta (takuuhinta) verkkoon toimitetusta sähköstä tai tietty lisäkorvaus sähkön markkinahinnan päälle.

Seuraavassa taulukossa on arvioitu tuulivoiman tukitarvetta takuuhintajärjestelmällä, jossa tuulivoimala saa tuotetusta sähköstä aina tietyn takuuhinnan. Laskentaoletukset perustuvat samoihin tekijöihin kuin taulukossa 4.

Taulukko 5 Tuulivoiman tukitarve takuuhintajärjestelmällä

Tuulivoiman tukitarve	Rannikko			Offshore		
	2008	2010	2020	2008	2010	2020
Rakennusvuosi	2008	2010	2020	2008	2010	2020
Tuotantokustannus ¹⁾ , €/MWh	82	70	55	74	66	44
Päästöoikeuden arvo, €/tCO ₂	15	15	25	15	15	25
Sähkön markkinahinta, €/MWh	43	40	40	43	40	40
Takuuhintajärjestelmä						
Vaadittu takuuhinta²⁾, €/MWh	85,5	73,5	57,2	77,1	69,4	46,3

¹⁾ 15a; VOP 5%; OPO 12%

²⁾ Takuuhinta tuotetulle sähkölle koko 15 vuoden tarkastelujaksolle investointivuodesta lähtien. Sähkötuotannon verotukea ei myönnetty. Esim. rannikkokohteissa vuonna 2010 rakennettu laitos tarvitsisi takuuhinnan 73,5 €/MWh vuosille 2010-2025. Vuonna 2020 rakennettava laitos tarvitsisi vastaavasti takuuhinnan 57,2 €/MWh vuosille 2020-2035

Tuulivoimalle tulisi myöntää vuonna 2008 noin 80 €/MWh takuuhinta verkkoon toimitetusta sähköstä ja vuonna 2010 hinta olisi noin 70 €/MWh. Tämä vastaa noin 30 €/MWh lisäkorvausta sähkön markkinahinnan päälle.

Pidemmällä aikavälillä (vuoteen 2020) vaadittava takuuhinta olisi rannikkokohteissa hieman yli 55 €/MWh ja merituulivoimakohteissa 46 €/MWh. Merituulivoiman osalta lisäkorvaus arvioidun markkinahinnan päälle olisi vain 6,3 €/MWh.

Edellä esitetyt tukitarvelaskelmat ovat erittäin riippuvaisia tuulivoimahankkeiden investointikustannusten kehittymisestä tulevaisuudessa.

5.3.2 Vaadittavat tukipanostukset

Suomessa on viime vuosina tuettu uusiutuviin energialähteisiin ja energiasäästöön liittyviä hankkeita reilulla 30 miljoonalla eurolla vuosittain.

Vuoden 2006 alusta tuulivoimaa on tuettu vain uuden teknologian hankkeiden osalta. Menettelyllä pyritään priorisoimaan ja kohdentamaan energiatuen käyttöä yleisesti eikä ainoastaan tuulivoimassa. Vuonna 2007 kauppaja teollisuusministeriön käytössä olevat tukimäärärahat ovat vuoden 2006 tasolla (ilman demonstraatorahaa) ja koska uusiutuvaan energiaan ja energiasäästöön perustuvia investointihankkeita on runsaasti suunnitteilla, tukea jouduttaneen priorisoimaan eri hankkeille entistä voimakkaammin. Hallitusohjelmassa (Pääministeri Vanhasen II hallituksen ohjelma, 19.4.2007) todetaan suuntaa-antavasti, että energian investointi- ja demonstraatiotukia tullaan nostamaan.

Seuraavassa taulukossa on arvioitu investointituki tarvetta suhteessa uuteen tuulivoimakapasiteettiin. Taulukossa on esitetty arvio uudesta tuulivoimakapasiteetista nykyisellä noin 5-10 miljoonan euron tukitasolla tuulivoimalle sekä laskettu kuinka paljon investointitukea tarvittaisiin, mikäli tukea olisi mahdollista myöntää noin 2000 MW:n kasvua vastaava määrä. Jälkimmäisessä vaihtoehdossa on oletettu myönnetyn investointituen olevan rannikkokohteissa 35 % ja merituulivoimakohteissa 40% investointikustannuksista vuosina 2008-2015 ja 20 % rannikolla sekä 10 % merellä vuosina 2016-2020.

Taulukko 6 Investointitukien tarve suhteessa uuteen kapasiteettiin

	2008-2010		2011-2015		2016-2020		Yhteensä	
	MW/a	M€/a	MW/a	M€/a	MW/a	M€/a	MW	M€
Nykyiset tuet ⁽¹⁾	10-25	5-10	10-30	5-10	10-60	5-10	n. 150-500	65-130
Vauhditettu kasvu ⁽²⁾	30	20	110	55	250	35	n. 1900	510

¹⁾ Oletettu, että investointitukea olisi myönnettävissä tuulivoimalle vuosittain 5-10 miljoonaa euroa

²⁾ Laskettu keskimääräisillä hankekustannuksilla kullekin vuosijaksolle. Investointitukitarpeen on laskettu seuraavasti:

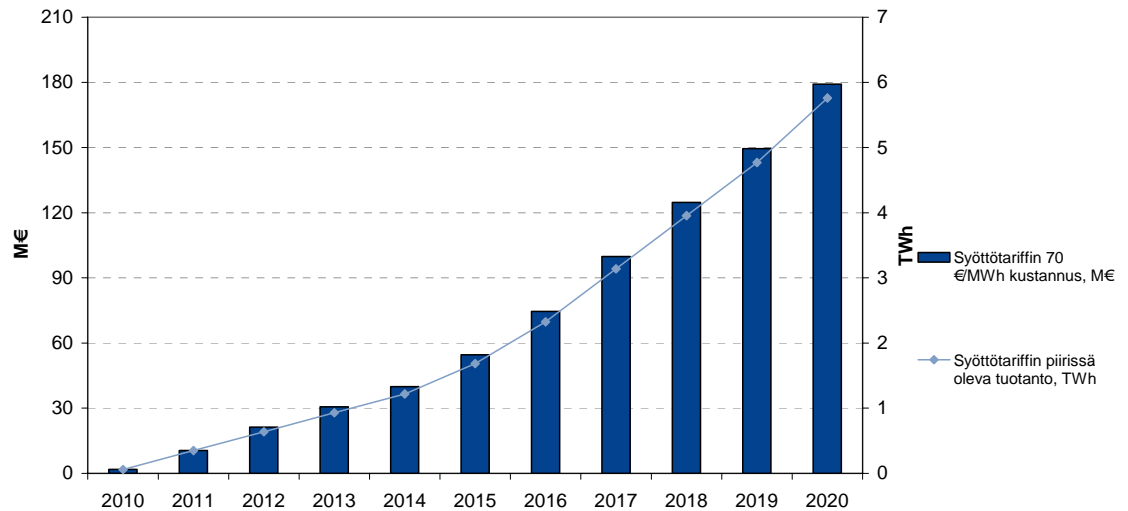
Rannikko: 2008-2010: 35%, 2011-2015: 35% ja 2016-2020: 20%; Offshore vastaavasti 40%, 35% ja 10%

Nykyinen investointitukipolitiikka (5-10 M€/a) johtaisi arviolta noin 300 MW:n kapasiteettilisäykseen (0,8 TWh) vuoteen 2020 mennessä ilman uusia ohjauskeinoja tuulivoimalle. Vuoteen 2020 laskettuna myönnettävä tukisumma olisi yhteensä 65 - 130 miljoonaa euroa.

Mikäli tuulivoiman kilpailukykyä lisättäisiin ja hankkeille myönnettäisiin investointitukea tarpeen mukaan riippumatta siitä onko kyseessä uuden teknologian hanke vai ei, olisi noin 1900 MW:n (5,9 TWh) lisäkapasiteetin hinta investointituki näkökulmasta noin 510 miljoonaa euroa. Tuki olisi keskimäärin 20 M€/a vuosina 2008-2012, 55 M€/a vuosina 2011-2015 ja 35 M€/a vuosina 2016-2020. Tuen tarve vähenisi vuoteen 2020 mennessä merkittävästi tuulivoiman kilpailukykyyn kehittymisen myötä. On kuitenkin huomioitavaa, että esitetyt luvut edustavat keskimääräistä tasoa, kun todellisuudessa yhden suuren hankkeen koko voi olla luokkaa 500 MW, jolloin kertaluontoinen tuki on keskimääräistä huomattavasti suurempi.

Tuulivoiman tukeminen takuuhinnalla perustuu tuulivoiman tuottajalle maksettuaan takuuhinnan ja sähkön markkinahinnan erotukseen. Seuraavassa kuvassa on esitetty arvio siitä, mitä lisäkustannuksia 70 €/MWh takuuhinta toisi vuoteen 2020, mikäli se koskisi vuosina 2010 - 2020 rakennettavaa kapasiteettia (1800 MW). Laskelma perustuu

keskimääräiseen vuotuisen rakentamistasoon. Kuvassa on esitetty myös tuettavan sähkön määrä.



* Laskettu takuuhinnan 70 €/MWh vuotuinen kustannus vuoteen 2020. Kustannus perustuu takuuhinnan ja sähkön markkinahintaennusteen erotukseen kerrottuna arvioidulla tuulivoiman tuotantomäärällä. Takuuhinnan on oletettu koskevan vain uutta, vuodesta 2010 lähtien, rakennettavaa kapasiteettia.

Kuva 5 Laskelma 70 €/MWh takuuhinnan kustannuksista vuoteen 2020

Takuuhintajärjestelmällä 70 €/MWh tulee noin 5,8 TWh (1800 MW) vastaavan tuotannon vuotuiseksi tukimääräksi noin 180 M€ vuonna 2020. Kokonaisuudessaan vuoteen 2020 mennessä tukea tulisi maksuun noin 780 miljoonaa euroa, josta noin 60 % viimeisenä kolmena vuotena. Taulukossa 5 esitettyjen laskentatulosten perusteella, 70 €/MWh tukitasoa olisi mahdollista kuitenkin supistaa vuoteen 2020 mennessä.

Takuuhintajärjestelmässä onkin mahdollisuus rajoittaa tuettavan tuulivoimasähkön määrä joko vuosittaisella enimmäistukisummalla (esim. 100 M€) tai rajaamalla tuki vain tietylle tuotanto- tai kapasiteettimäärälle (esim. 6 TWh). Järjestelmän toteuttamiseksi onkin olemassa useita vaihtoehtoja ja variaatioita, joita tämän selvityksen laajuudessa ei ollut mahdollista analysoida.

Rajoitettaessa tuen enimmäismäärä esimerkiksi 100 miljoonaan euroon, olisi syntyvä sähkön lisäkustannus noin 0,10 senttiä kilowattituntia kohden, kun tuki jaetaan kaikkien sähkön kuluttajien kesken. Tyypilliselle kerrostalohuoneistolle (2 000 kWh) lisäkustannus olisi noin 2 euroa vuodessa ja sähkölämmitteiselle omakotitalolle (20 000 kWh) noin 20 euroa. Sen sijaan suurelle teollisuuslaitokselle, jonka sähkön kulutus on luokkaa 1-2 TWh, olisi syntyvä lisäkustannus jo 1 – 2 miljoonaa euroa. Jättämällä teollisuusyritykset (kulutuksen osuus noin 60 % Suomen kokonaiskulutuksesta) takuuhintajärjestelmän ulkopuolelle, olisi syntyvä lisäkustannus kerrostalohuoneistolle noin 5 euroa vuodessa ja sähkölämmitteiselle omakotitalolle noin 50 euroa.

6**YHTEENVETO**

Suomessa oli vuoden 2006 lopussa 96 tuulivoimalaa, joiden yhteenlaskettu kapasiteetti oli 86 MW ja sähköntuotanto 154 GWh. Tuotanto oli 0,17 % Suomen sähkökokonaiskulutuksesta. Vuodesta 2004 vuoteen 2006 oli tuulivoimakapasiteetin nettolisäys Suomessa 4 MW kun se Euroopassa oli yhteensä noin 14 000 MW.

Suomeen arvioidaan valmistuvan noin 44 MW uutta tuulivoimakapasiteettia vuonna 2007. Kyseinen lisäys merkitsisi 130 MW tuulivoimakapasiteettia vuoden 2007 lopussa. Keskimääräisillä tuuliolosuhteilla tämä vastaisi noin 250 GWh sähköntuotantoa.

Vuosille 2008 - 2010 Suomessa on vireillä hieman yli 100 MW julkisia hankkeita. Näiden lisäksi on kehitteillä ainakin muutamia suurempia vielä julkaisemattomia hankkeita. Näin ollen realistinen kapasiteetin lisäysmahdollisuus vuosina 2008 - 2010 on noin 100 - 150 MW, joka tarkoittaisi sitä, että vuonna 2010 Suomen tuulivoimakapasiteetti voisi olla maksimissaan 200 - 300 MW. Vuosina 2008 - 2010 lopullisesti toteutukseen päätyvien hankkeiden lukumäärä on voimakkaasti sidoksissa tuulivoiman kilpailukykyyn ja siihen liittyvään tukipolitiikkaan.

Tuulivoimalaitoshankeinvestointien kannattavuutta heikensi vuoden 2006 kuluessa se, että tuulivoimalaitosten maailmanmarkkinahinnat nousivat 20 - 30 %. Tämä oli seurausta ennen kaikkea kysynnän voimakkaasta kasvusta, joka ylitti tuotantokapasiteetin. Tuulivoimalaitosten markkinahintojen ennakoidaan säilyvän aiempaa korkeammalla tasolla vielä ainakin vuoden 2008 alkupuolelle asti.

Tuulivoimaa on tuettu valtion budjetista investointitukena sekä energiaverojärjestelmän kautta kanavoituna sähköntuotantotukena. Investointitukea myönnetään tuulivoimalle enintään 40 % hyväksyttävistä kustannuksista. Vuoden 2006 alusta tuulivoimaa on tuettu vain uuden teknologian hankkeiden osalta, sillä näin on pyritty priorisoimaan rajallisia energiatukirahoja. Tuulivoimahankkeiden toteutusta lähitulevaisuudessa varjostaakin kohonneet investointikustannukset ja epävarmuus investointituen riittävydestä ja myöntämisestä.

Lähivuosien hyödyntämiskelpoisin ja edullisin tuulivoimapotentiaali sijaitsee pääasiassa rannikkoseudun teollisuus- ja satama-alueilla ja niiden liepeillä. Tämän potentiaalın arvioidaan olevan kokonaisuudessa 400 - 800 megawatin luokkaa.

Vuoden 2010 jälkeen potentiaali painottuu enenevässä määrin merialueille. Rannikolla teknistaloudellinen potentiaali ei enää merkittävästi kasva. Vuoteen 2020 mennessä aikataulullisesti toteutuskelpoista merituulivoimapotentiaalia on noin 2 000 megawattia. Suomessa on esitetty jo suunnitelmia mittavista merituulipuistoista, joiden yhteenlaskettu kapasiteetti on yli 1 000 MW. Tässä työssä ei ole analysoitu tuulivoiman laajamittaisen rakentamisen vaikutuksia muuhun sähkön hankinnan rakenteeseen eikä myöskään vaadittavia kantaverkko- ja säätövoimainvestointeja.

Tunturialueiden ja sisämaan tuulivoimapotentiaalın arvioiminen vaatii lisää tutkimusta ja Tuuliatlaksen päivittämistä luotettavien arvioiden tekemiseksi. Ruotsin Övertorneåssa onnistuneesti toteutettu tunturituulivoimahanke on lisännyt toiveikkuutta

tunturituulivoiman laajamittaisen rakentamisen suhteen Pohjois-Ruotsissa, mikä on luonut uskoa myös Suomen tunturituulivoiman mahdollisuuksiin.

Suomen tuulivoiman kokonaispotentiaalin ja potentiaalisten sijaintikohteiden tarkempi määrittäminen vuoteen 2020 edellyttää Tuuliatlaksen päivittämistä.

Jotta tuulivoimahankkeiden laajamittainen rakentaminen mahdollistuisi tulevaisuudessa, tulee Suomessa uudelleen arvioida tuulivoiman tukipolitiikka. On selvää, että nykyisillä rajallisilla investointituenmäärärahoilla, ei voida tulevaisuudessa tukea suurempia merituulivoimahankkeita. Noin 2000 MW tuulivoimakapasiteetin toteutuminen vuoteen 2020 edellyttäisi keskimäärin 20 M€a investointitukea vuosina 2008-2012, 55 M€a vuosina 2011-2015 ja 35 M€a vuosina 2016-2020. Lisäksi investointituki yhdistettynä sähköntuotantotukeen ei vielä ole riittävä kannustin voimakkaan tuulivoimalisäämisen aikaansaamiseksi. Täysien investointitukien lisäksi tuulivoima tarvitsisi nykytilanteessa noin 5-10 €/MWh lisätuen seuraavaksi viideksitoista vuodeksi voimakkaamman kasvun mahdollistamiseksi.

Pidemmällä aikavälillä (vuoteen 2020) tuulivoiman tukitarve vähenee oleellisesti, mikäli tuulivoiman tuotantokustannukset alenevat nykyoletusten mukaisesti. Käytettyjen laskentaoletuksien perusteella vuonna 2020 rakennettava merituulivoimala ei tarvitsisi sähkötuotannon verotuen lisäksi lainkaan investointitukea. Rannikkokohteissa tarvittaisiin nykyisen sähkötuotannon verotuen lisäksi vielä noin 22 % investointituki, jotta toiminta olisi investointien näkökulmasta kannattavaa.

Tuulivoimaa on mahdollista tukea myös syöttötariffeihin tai vihreisiin sertifikaatteihin perustuvien järjestelmien. Pelkästään takuuhintajärjestelmään perustuvassa tukimallisissa tuulivoimaloille tulisi lähivuosina myöntää noin 70 - 80 €/MWh takuuhinta seuraavaksi viideksitoista vuodeksi, jotta vuonna 2020 olisi mahdollista päästä 2000 MW kapasiteettitasolle. Vuonna 2020 uusille laitoksille vaadittava takuuhinta olisi rannikkokohteissa hieman yli 55 €/MWh ja merituulivoimakohteissa 46 €/MWh.

Rajoitettaessa takuuhintatuen enimmäismäärä esimerkiksi 100 miljoonaan euroon vuodessa, olisi syntyvä sähkön lisäkustannus noin 0,10 senttiä kilowattituntia kohden, kun tuki jaetaan kaikkien sähkön kuluttajien kesken. Tyypilliselle kerrostalohuoneistolle (2 000 kWh) lisäkustannus olisi noin 2 euroa vuodessa ja sähkölämmitteiselle omakotitalolle (20 000 kWh) noin 20 euroa. Sen sijaan suurelle teollisuuslaitokselle, jonka sähkön kulutus on luokkaa 1-2 TWh, olisi syntyvä lisäkustannus 1 – 2 miljoonaa euroa. Mahdolliset uudet tukijärjestelmät tulisikin suunnitella siten, ettei ylikompensaatiota esiinny eikä tukeminen aiheuta kohtuuttomia lisäkustannuksia yhdellekään osapuolelle.

Suomeen on mahdollista rakentaa noin 2000 MW (6,1 TWh) vastaava tuulivoimakapasiteetti vuoteen 2020. Tämä edellyttää selkeätä poliittista tahtoa ja lisätukea lähivuosien hankkeille. Mikäli Suomessa ei tuulivoiman tukipolitiikkaan tule muutoksia, on mahdollista, että vuoden 2020 tuulivoimakapasiteetti jää alle 500 megawatin (1,1 TWh).

Kartta Suomen tuulivoimaloiden sijaintipaikoista (Lähde: VTT Tuulivoimatilastot)

Suomen tuulivoimalat 2006

Yhteensä 86 MW, 96 laitosta

