

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Teknillinen tiedekunta

Energiatekniikan koulutusohjelma

BH10A0200 Energiatekniikan kandidaatintyö ja seminaari

Tuulivoiman kustannukset ja kilpailukyky Kaakkois-  
Suomessa

Costs and Competitiveness of Wind Power in Southeast  
Finland

Työn tarkastaja: Tapio Ranta

Työn ohjaaja: Tapio Ranta

Lappeenranta 19.01.2014

Elina Hakkarainen

## **TIIVISTELMÄ**

Tekijän nimi: Elina Hakkarainen

Opinnäytteen nimi: Tuulivoiman kustannukset ja kilpailukyky Kaakkois-Suomessa

Teknillinen tiedekunta

Energiatekniikan koulutusohjelma

Kandidaatintyö 2013

68 sivua, 19 kuvaa ja 13 taulukkoa

Hakusanat: tuulivoima, kustannukset, kannattavuus, kilpailukyky, Kaakkois-Suomi

Tämä kandidaatintyö ”Tuulivoiman kustannukset ja kannattavuus Kaakkois-Suomessa” kuuluu energiatekniikan koulutusohjelman opintojaksoon ”Energiatekniikan kandidaatintyö ja seminaari”. Työssä selvitetään ensin yleisellä tasolla tuulivoiman kustannusten muodostumista komponenteittain, syöttötariffijärjestelmää ja kannattavuuden määräytymistä, minkä pohjalta selvitetään tuulivoiman kustannuksia ja kannattavuutta Kaakkois-Suomen sisämaaolosuhteissa. Kaakkois-Suomen sisämaan tuuliolot luovat haasteita tuulivoimantuotannolle, ja kannattavuuden arvioinnissa on huomioitava syöttötariffi. Kaakkois-Suomen mahdollisuuksia tuulivoimantuotantoon on arvioitu kahden esimerkkihankkeen kautta.

# SISÄLLYSLUETTELO

<b>Tiivistelmä</b>	<b>2</b>
<b>Sisällysluettelo</b>	<b>3</b>
<b>Symboli- ja lyhenneluettelo</b>	<b>2</b>
<b>1 Johdanto</b>	<b>4</b>
<b>2 Tuulivoiman kustannukset ja kannattavuus</b>	<b>6</b>
2.1 Investointikustannukset .....	6
2.2 Käyttö- ja kunnossapitokustannukset .....	11
2.3 Tuotantokustannukset .....	15
2.4 Tukipolitiikka .....	21
2.5 Kustannusten kehitys .....	25
2.6 Tuulivoimahankkeen kannattavuuden määräytyminen .....	28
<b>3 Tuulivoimahankkeet Kaakkois-Suomessa</b>	<b>30</b>
3.1 Nykytila .....	30
3.1.1 Olemassa olevat tuulivoimapaistot .....	30
3.1.2 Suunnitellut hankkeet .....	31
3.1.3 Potentiaali .....	32
3.2 Tutkittavat hankkeet .....	36
<b>4 Tuulivoiman kustannukset ja kannattavuus tutkittavissa kohteissa</b>	<b>38</b>
4.1 Kaakkois-Suomi .....	38
4.1.1 Tuotantokustannusten tarkastelu .....	41
4.1.2 Takaisinmaksuajan tarkastelu .....	47
4.2 Länsi-Suomi .....	51
4.3 Tanska .....	52
<b>5 Johtopäätökset</b>	<b>54</b>
<b>6 Yhteenveto</b>	<b>59</b>
<b>Lähdeluettelo</b>	<b>62</b>

## SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

$C_c$	investointikustannus	[€/kW]
$C_{O\&M}$	käyttö- ja kunnossapitokustannus	[€/MWh]
$E_a$	vuotuinen energiantuotanto	[MWh]
$k$	käytettävyys	[%], [–]
$P$	teho	[MW]
$P_e$	sähkön hinta	[€/MWh]
$P_{e,spot}$	sähkön spot-hinta	[€/MWh]
$t$	pitoaika	[a]
$t_h$	huipunkäyttöaika	[h/a]
$U$	tuulennopeus	[m/s]

### Kreikkalaiset

$\rho$	tiheys	[kg/m <sup>3</sup> ]
--------	--------	----------------------

### Alaindeksit

a	vuotuinen
e	sähkö
h	huippu
spot	spot-hinta

**Lyhenteet**

<i>AAR</i>	vuotuinen tuotto	[€/kWh], [€/MWh]
<i>COE</i>	tuotantokustannus	[€/kWh], [€/MWh]
<i>FCR</i>	vuotuinen kiinteä korko	[%]
FIT	feed-in tariff, syöttötariffi	[-]
<i>IRR</i>	sisäinen korko	[%], [-]
<i>NPV</i>	investoinnin nettonykyarvo	[€]
offshore	merelle rakennettava tuulivoima	[-]
onshore	sisämaahan rakennettava tuulivoima	[-]
<i>SP</i>	takaisinmaksuaika	[a]

## 1 JOHDANTO

Tuulivoima on ollut maailman sähköntuotantomuodoista nopeimmin kasvava jo 1990-luvulta lähtien. Tuulivoimakapasiteettia asennettiin EU:ssa vuonna 2009 enemmän kuin mitään muuta uutta energiantuotantomuotoa. (Suomen Tuulivoimayhdistys ry) Vuoden 2011 lopussa EU:n tuulivoimakapasiteetti oli lähes 94 GW (The European Wind Energy Assosiation 2012). Suomessa oli vuoden 2012 lopussa 162 tuulivoimalaa, joiden yhteenlaskettu teho oli 288 MW. Tällä kapasiteetilla katettiin noin 0,6 % maamme sähkön kulutuksesta. (VTT 2012a)

Euroopan Unionin uusiutuvan energian direktiivin eli RES-direktiivin mukainen tavoite on nostaa uusiutuvan energian osuus 20%:iin energian loppukulutuksesta vuoteen 2020 mennessä. Suomen maakohtaiseksi tavoitteeksi on asetettu 38 %. Tällä hetkellä suurin osa Suomen uusiutuvasta energiasta on metsäteollisuuden puuperäisiä sivutuotteita, ja RES-direktiivin mukainen tavoite asettaakin paineita myös muiden uusiutuvien energiamuotojen kehittämiseksi ja lisäämiselle. Tuulivoima on yksi näistä energiamuodoista. Suomen ilmasto- ja energiastrategiassa onkin asetettu tuulivoimalla tuotettavan sähkön tavoitearvoksi 6 TWh vuoteen 2020 mennessä. (Motiva 2012) Tuulivoiman kapasiteettitavoitteena on näin ollen 2500 MW (Turkia&Holtinen 2011, 3).

Tuulivoiman käytön voidaan olettaa lisääntyvän Suomessa voimakkaasti seuraavan vuosikymmenen aikana (VTT 2012c). Uusia tuulivoimahankkeita oli julkaistu 28.10.2012 mennessä noin 8911 MW:n edestä. Näistä merelle suunniteltujen hankkeiden osuus on 33,4 %. (VTT 2012a) Tällä hetkellä yleisin tuulivoimaloiden laitoskoko Suomessa on 2-3 MW, mutta suurimmat ovat kooltaan jo lähes 5 MW. Tulevaisuudessa yksittäisten voimaloiden koko saattaa kasvaa edelleen, kun voimaloita rakennetaan enemmän merelle. (Motiva 2013b) Tuulivoiman tuotanto on kannattavinta tuulisilla rannikkoalueilla, mutta jos tuulivoimakapasiteettia halutaan lisätä tavoitteiden mukaisesti, on alettava kiinnittää entistä enemmän huomiota tuulivoiman

mahdollisuuksiin sisämaassa. Sisämaassa tuulivoiman rakentamista rajoittava tekijä on useimmiten tuulennopeus.

Tässä työssä perehdytään tuulivoimahankkeiden kustannuskomponentteihin ja kannattavuuden määräytymiseen sekä arvioidaan Kaakkois-Suomen sisämaa-alueiden potentiaalia tuulivoiman tuotantoon. Kaakkois-Suomi koostuu Etelä-Karjalasta ja Kymenlaaksosta, joiden molempien alueilla on suoritettu kartoitus tuulevaisuuden mahdollisista potentiaalisista tuulivoiman tuotantoalueista. Kaakkois-Suomessa tuotettavan tuulivoiman kannattavuutta verrataan Suomen länsirannikolla ja tuulivoimasta tunnetussa Tanskassa tuotetun tuulisähkön kannattavuuteen. Kaakkois-Suomen tuulivoimatuotannon kannattavuudelle suoritetaan herkkyysanalyysi muuttamalla tiettyjen olennaisten parametrien arvoja.



**Kuva 1.** Tuulivoimala Kotkan Mussalossa (Lauri Mäki).

## 2 TUULIVOIMAN KUSTANNUKSET JA KANNATTAVUUS

Tuuliturbiinien hyötysuhteen parantuessa jatkuvasti ja polttoaineiden hintojen noustessa tuulivoiman kilpailukyky on kasvanut perinteisiä energiantuotantomuotoja vastaan. Vaikka tuulivoiman tuotanto tuulisilla meri- ja rannikkoalueilla on kannattavampaa kuin sisämaassa, on tuotanto tuulisilla sisämaa-alueillakin jo täysin kaupallista. Yleisenä trendinä tuulivoiman kustannuksissa on ollut investointikustannusten yksikköhinnan lasku. Turbiinit ovat myös kasvattaneet sekä kokoaan että korkeuttaan ja tuotannon hyötysuhde on parantunut. (The European Wind Energy Assosiation 2009b, 199-201)

Tärkeimmät tuulivoimahankkeen talouteen vaikuttavat tekijät ovat investointikustannukset ja sähkön tuotanto tuulenopeuden funktiona sekä näiden lisäksi käyttö- ja kunnossapitokustannukset, turbiinin elinaika ja diskonttaustekijä. Tuulivoimalahankkeen kustannukset koostuvat kiinteistä ja muuttuvista kustannuksista. Laitoskoolla ja asennuspaikalla on merkitystä näihin kustannuksiin. (The European Wind Energy Assosiation 2009b, 200) Tuulivoiman tuotannon kannattavuus riippuu tuotantokustannuksista ja tuulivoimalla tuotetun sähkön markkinahinnasta (Manwell et al. 2003, 427). Tuulisähkön tuotantoa tuetaan vaihtelevasti eri maissa erilaisilla tukikeinoilla, joten näillä on myös vaikutusta tuulivoiman kannattavuuteen eri maissa.

### 2.1 Investointikustannukset

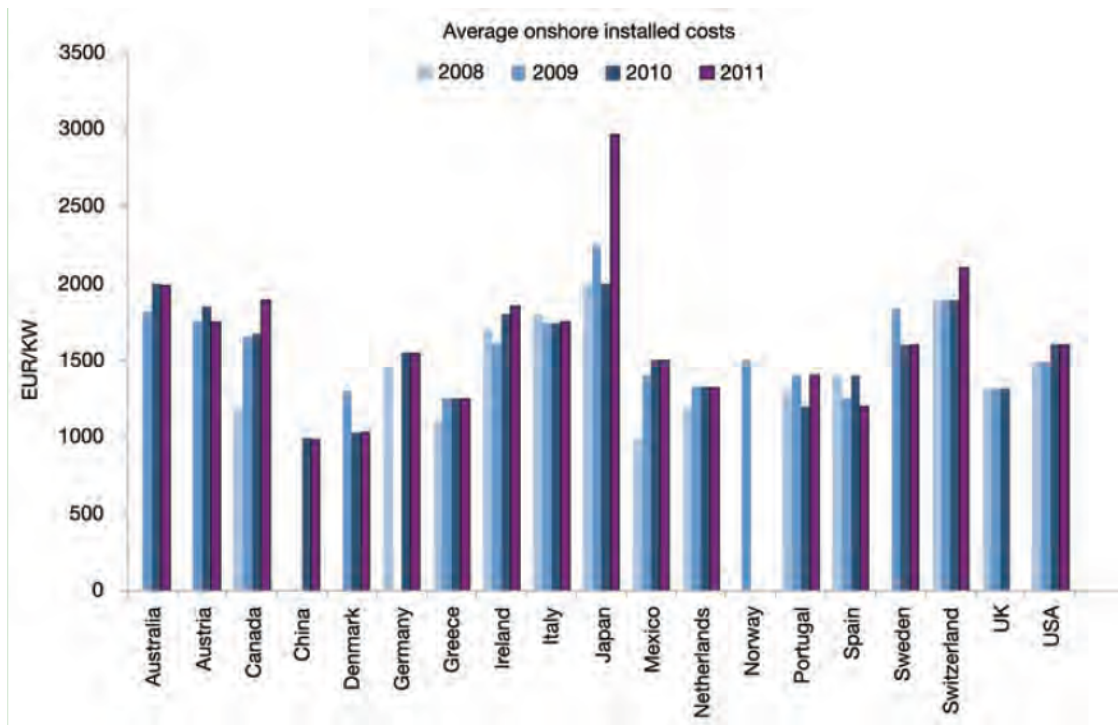
Tuulivoiman investointikustannukset (investment costs) tarkoittavat vuotuisia vakiona pysyviä kustannuksia. Investointikustannukset, joita voidaan kutsua myös pääomakustannuksiksi (capital costs), ilmaistaan kustannuksina roottorin pyyhkäisemää pinta-alaa [ $\text{€}/\text{m}^2$ ] tai kapasiteettiyksikköä [ $\text{€}/\text{kW}$ ] kohti. (Manwell et al. 2003, 429) Tuulivoima on pääomavaltainen ala investointikustannusten saattaessa olla jopa 80 % tuulivoimalaprojektin kokonaiskustannuksista koko sen elinajalta (Blanco 2008, 3). Tuulivoiman investointikustannusten arviointi on vaikeaa, koska tuuliturbiinien



valmistajat eivät jaa kustannustietojaan mielellään eteenpäin. Tästä syystä myös eri projektien kustannusten vertailu ei anna täysin relevanttia tietoa, ja hankkeiden investointikustannuksia onkin aina tarkasteltava tapauskohtaisesti. Kokemusten pohjalta on kerätty dataa ja muodostettu analysointityökaluja, kuten skaalaustekniikka, joiden avulla voidaan arvioida investointikustannuksia. (Manwell et. al. 2003, 433-434), (Vaasa Energy Institute).

Tuuliturbiinin kokonaisinvestointikustannuksiin luetaan mukaan itse turbiini sekä kaikkien suunnittelusta ja rakentamisesta aiheutuvat kustannukset. Kokonaisinvestointikustannus keskivertokokoiselle tuuliturbiinille Euroopassa on noin 1230 €/kW. Vaihtelu eri maiden välillä on kuitenkin merkittävää välillä 1000-1350 €/kW. Vuonna 2010 keskimääräinen tuulivoimalan investointikustannus oli 1329 €/kW. Halvinta tuulivoiman rakentaminen on Tanskassa, kun taas esimerkiksi Iso-Britanniassa, Espanjassa ja Saksassa investointikustannukset ovat noin 20-30% korkeammat Tanskaan verrattuna. (The European Wind Energy Association 2009b, 200), (Vaasa Energy Institute) Vuonna 2011 kokonaisinvestointikustannukset sisämaahan rakennettavalle tuulivoimalle olivat Tanskassa 1030 €/kW (International Energy Agency 2012, 14). Nopeasti kehittyvissä maissa, kuten Kiinassa ja Yhdysvalloissa, kustannukset ovat pienemmät (Blanco 2008, 3). Esimerkiksi Kiinassa kokonaisinvestointikustannukset ovat tippuneet jo lähemmäs 800 €/kW (Vaasa Energy Institute). Suomessa investointikustannukset olivat vuonna 2009 1300-1400 €/kW, kun taloudelliseksi elinajaksi oletetaan 20 vuotta ja korkokannaksi 7% (International Energy Agency 2012, 100). Erot eri maiden investointikustannuksissa johtuvat työvoiman alhaisemmista kustannuksissa kehittyvissä maissa, valmistajien tuulivoimalan osien tuotantokapasiteetista, kilpailuasteesta, maakohtaisesta lainsäädännöstä, sähköverkon etäisyydestä sekä työvoiman saatavuudesta (Blanco 2008, 3). Kustannuksiin vaikuttavat myös tuulivoimalan sijainti ja ympäröivä maasto (Garrad Hassan 2008, 3). Kuvassa 2 on havainnollistettu investointikustannuksien suuruuden vaihtelua maittain. Kuvasta voidaan havaita, että halvimmat investointikustannukset ovat Kiinassa ja Tanskassa,

kuten edellä kerrottiin. Suomi puuttuu tästä vertailusta, mutta sen kustannuksia voidaan arvioida esimerkiksi Ruotsin kustannuksien mukaan.



**Kuva 2.** Tuulivoiman investointikustannukset maittain (International Energy Agency 2012, 15).

Investointikustannusten suurin tekijä on turbiini itsessään muodostaen noin kolme neljäsosaa kustannuksista (The European Wind Energy Assosiation 2009b, 200). Turbiinin kustannukset kasvavat verrannollisesti generaattorin tehoon, ja kustannuksiin vaikuttavat myös tornin korkeus ja roottorin halkaisija (Manwell et al. 2003, 429). Euroopassa turbiinikustannuksiin sisältyy yleensä toimitus, asennus ja vakuutus (Garrad Hassan 2008, 9). Muita kustannuksia aiheuttavia tekijöitä ovat perustukset, sähköasennukset, kytkeminen sähköverkkoon, ohjausjärjestelmä, suunnittelukustannukset, maanhankinta, rahoituskustannukset ja infrastruktuuri. Kokonaiskustannusten lisäksi myös eri kustannuskomponenttien osuudet kokonaiskustannuksista vaihtelevat riippuen asennusmaasta ja turbiinin koosta. (The

European Wind Energy Association 2009b) Taulukossa 1 on esitetty tyypillinen kustannusten jakautuminen Eurooppaan asennettavassa 2 MW:n turbiinissa.

**Taulukko 1.** Esimerkki investointikustannuskomponenttien osuuksista kokonaisinvestointikustannuksista tyypillisessä Eurooppaan asennettavassa 2 MW:n turbiinissa (The European Wind Energy Association 2009b, 200).

	Investment (€1000/MW)	Share (%)
Turbine (ex-works)	928	75.6
Foundations	80	6.5
Electric installation	18	1.5
Grid connection	109	8.9
Control systems	4	0.3
Consultancy	15	1.2
Land	48	3.9
Financial costs	15	1.2
Road	11	0.9
<b>Total</b>	<b>1227</b>	<b>100</b>

**Note:** Calculations by the author based on selected data for European wind turbine installations.  
Source: Risø DTU

Turbiinin kytkeminen sähköverkkoon on toiseksi suurin kustannuserä investointikustannuksissa lähes 10 %:n osuudella. Kuten muutkin investointikustannuksen tekijät, myös verkkoon kytkennän kustannukset on arvioitava tapauskohtaisesti. Mitä suurempi kuorma kytketään verkkoon, sitä korkeampaa jännitetasoa verkolta vaaditaan. Myös tuulivoimalan etäisyys lähimpään sähköasemaan vaikuttaa siihen, kuinka suuri teho verkkoon voidaan kytkeä. Suuntaa antavana kustannuksena voidaan pitää 150000-250000 €/km megawatin kokoluokan hankkeessa. (Vaasa Energy Institute)

Infrastruktuurin aiheuttamat kustannukset riippuvat esimerkiksi tuulivoimalan etäisyydestä olemassa olevaan tieverkostoon sekä maaston kunnosta. Hyvänä arviona metsäteiden rakentamisesta aiheutuvalle kustannukselle voidaan pitää 200000-300000 €/km. Myös perustuksen tekemisestä aiheutuva kustannus on riippuvainen maastosta ja maaperästä. Perustustyypin valinta tapahtuu maaperän laadun perusteella. (Vaasa Energy Institute) Maanhankinnan kustannukset vaihtelevat suuresti sen mukaan, ostetaanko vai vuokrataanko maa, ja sopimukset määritellään aina tapauskohtaisesti. (The European Wind Energy Assosiation 2009b)

Merkittävä kustannuserä tuulivoimaprojektin alussa voi olla suunnitteluun käytetty työaika, sillä suunnittelu kestää yleensä 3-5 vuotta. Suunnitteluun käytettävä aika ja sen aiheuttamat kustannukset eivät ole verrannollisia rakennettavaan tuulivoimakapasiteettiin. Suurempien tuulivoimaloiden suunnittelukustannukset kapasiteettiyksikköä kohti laskettuna saattavat olla edullisempia kuin pienten voimaloiden. (Vaasa Energy Institute) Hankkeen koosta riippuen suunnittelukustannusten osuus on alle prosentista muutamaan prosenttiin, joten niiden vaikutus lopullisiin kokonaisinvestointikustannuksiin on pieni (Motiva 1999, 39).

Edellä esitetystä kustannusjakaumassa rakennustyöstä aiheutuvia kustannuksia ei ole jaoteltu erikseen. Niiden voidaan arvioida olevan kokonaisuudessaan noin 9 % kokonaisinvestointikustannuksista. (Blanco 2008, 3) Laitokset rakennetaan automaattisiksi, jotta käyttövaiheessa työvoimaa tarvitaan lähinnä vikojen korjaukseen ja huoltoon (Suomen Tuulivoimayhdistys ry). Työvoimakustannukset ja niiden kehityssuunta vaihtelevat maittain; esimerkiksi Espanjassa kustannukset ovat laskeneet asteittain, kun taas Ranskassa työvoimakustannukset ovat nousussa. (Blanco 2008, 3).

On selvää, että yksittäisen tuulivoimalan yksikköä kohti lasketut investointikustannukset laskevat melko lineaarisesti voimalan koon kasvaessa, mutta myös tuulivoimapuistohankkeissa voidaan saavuttaa mittakaavaetuja investointikustannuksissa. Esimerkiksi projektin suunnittelukustannuksissa,

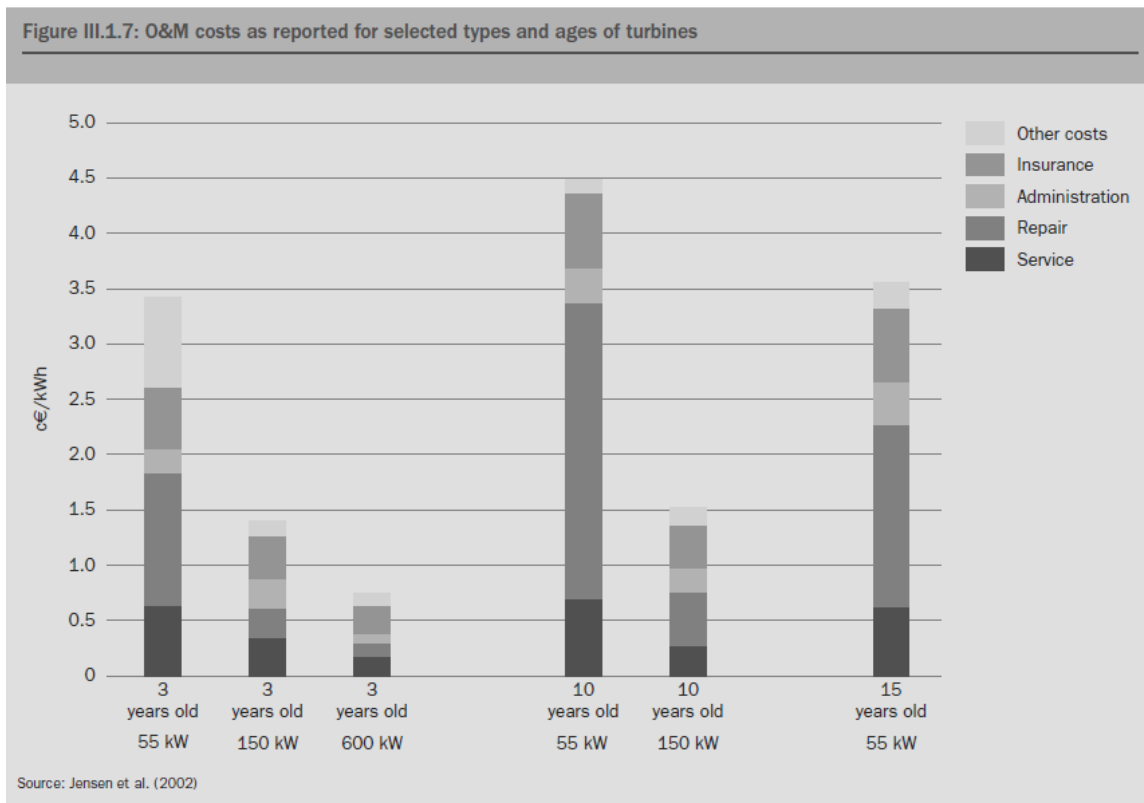
infrastruktuurin rakentamisessa ja sähköverkkoliitynnöissä investointikustannusten yksikköhinnat laskevat. (Vaasa Energy Institute)

## 2.2 Käyttö- ja kunnossapitokustannukset

Tuulivoimalan käyttö- ja kunnossapitokustannukset (operation and maintenance costs, O&M costs) ovat muuttuvia kustannuksia, jotka ilmaistaan tuotettua energiaa kohti [€/MWh] tai osuutena kokonaisinvestointikustannuksista (World Energy Council 1994, 178). Osa K&K-kustannuksista voidaan luokitella kiinteiksi vuosittain maksettaviksi kustannuksiksi, joihin ei vaikuta tuotetun energian määrä (Manwell et al. 2003, 442). Tuulivoiman muuttuvat kustannukset vaihtelevat verrattain paljon investointikustannuksiin verrattuna (Vaasa Energy Institute). Ne eivät myöskään ole yhtä hyvin tunnettuja ja eroavaisuuksia maiden, alueiden ja rakennuspaikkojen välillä on paljon (Blanco 2008, 3). Käyttö- ja kunnossapitokustannusten arvioiminen on hankalaa varsinkin turbiinin elinajan lopussa, vaikka jo olemassa olevat vanhat tuulivoimalat tarjoavatkin kokemukseräistä tietoa (The European Wind Energy Association 2009b, 205). Arviointimenetelmät kehittyvät jatkuvasti käyttökokemusten lisääntyessä (Manwell et al. 2003, 442). Euroopassa K&K-kulujen suuruudeksi arvioidaan keskimäärin 10-15 €/MWh (Vaasa Energy Institute). Suomessa kustannukset ovat kuitenkin korkeampia vähäisemmästä kokemuksesta johtuen (Suomen Tuulivoimayhdistys ry). Yhdysvalloissa käyttö- ja kunnossapitokustannusten taso on eurooppalaista tasoa korkeampi, arviolta 19 €/MWh vuonna 2009 (Vaasa Energy Institute).

Käyttö- ja kunnossapitokustannukset muodostavat huomattavan osan tuulivoimalan vuotuisista tuotantokustannuksista, sillä niiden vuotuisen arvon arvioidaan olevan 2-3 % tuulivoimalahankkeen investointikustannuksista (Suomen Tuulivoimayhdistys ry). Saksassa, Espanjassa, Iso-Britanniassa ja Tanskassa tuotetun tuulivoiman perusteella K&K-kustannusten suuruudeksi on arvioitu 12-15 €/MWh tuuliturbiinin koko elinaikanaan tuottamasta energiasta laskettuna. Koko turbiinin elinaikaa tarkasteltaessa

uuden turbiinin K&K-kustannukset voivat ovat jopa 20-25 % turbiinin koko elinajan tuotantokustannuksista. K&K-kustannuksille on ominaista niiden osuuden kasvaminen turbiinin iän myötä. Aivan uudelle turbiinille osuus voi olla 10-15 %, kun taas turbiinin elinkaaren lopussa osuus voi olla jo 20-35 %. (The European Wind Energy Assosiation 2009b, 204-205) Käyttö- ja kunnossapitokustannukset nousevat radikaalisti takuun umpeuduttua sekä voimalan saavuttaessa 10-12 käyttövuoden iän. Tuulivoimalahankkeen K&K-kustannuksissa voidaan saavuttaa vielä investointikustannuksiakin merkittävimpiä skaalausestuja kulujen pienentyessä tuotettua energiamäärää kohti. Säästöjä syntyy erityisesti huoltokustannuksissa sekä lisäksi esimerkiksi huoltosopimuksissa ja vakuutuksissa. Skaalausestuihin vaikuttaa yksittäisen tuuliturbiinin kokoa enemmän se, kuinka suuri tuulipuisto on kysymyksessä (Vaasa Energy Institute) Kuvassa 3 on havainnollistettu tuulivoimalan koon ja iän vaikutusta käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin sekä kustannusten keskinäistä jakautumista. Kuvasta nähdään selvästi, että tuulivoimalan vanhetessa kustannukset kasvavat ja suurin kustannuksia lisäävä tekijä ovat korjaukset. Kasvatettaessa voimalan kokoa saavutetaan selkeitä skaalausestuja.



**Kuva 3.** Tuulivoimalan koon ja iän vaikutus käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin (The European Wind Energy Association 2009b, 206).

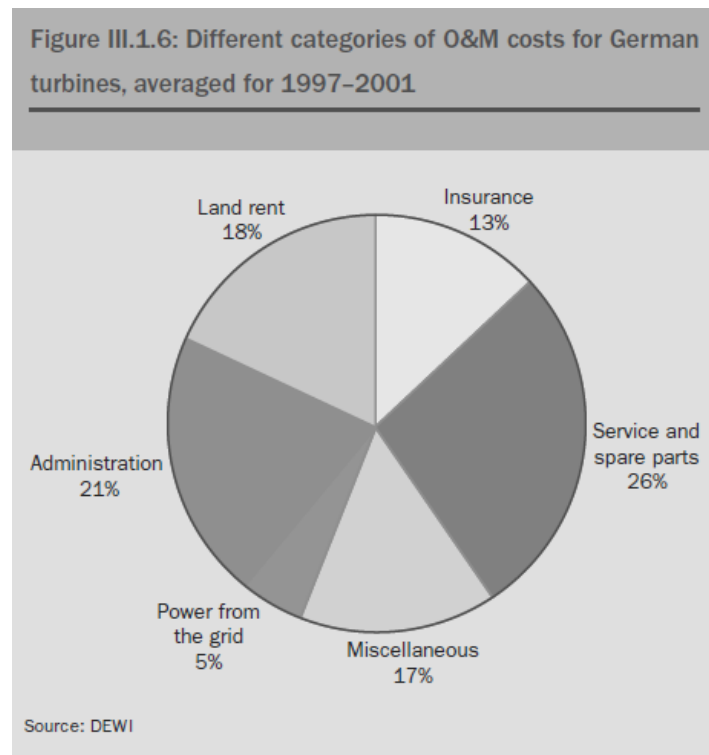
Käyttö- ja kunnossapitokustannukset voidaan jaotella eri komponentteihin eri tavoin. Euroopan Tuulienergiayhdistys käyttää seuraavanlaista jakoa viiteen eri osaan; säännöllinen kunnossapito eli huolto, vakuutusmaksut, korjaus, varaosat ja hallinto. Lisäksi on huomioitava maan osto- tai vuokratulot. (The European Wind Energy Association 2009b, 204-205). Käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin voi sisältyä maasta riippuen myös veroluontoisia maksuja (Motiva 1999, 41). Vakuutus- ja korjauskustannusten keskinäinen suhde riippuu siitä, kuinka kattavasti tuulivoimala on vakuutettu (Suomen Tuulivoimayhdistys ry). Vakuutukset ovat kasvattaneet merkitystään tuulivoiman tuotannon yleistyessä, koska niillä voidaan varautua vahinkoihin ja seisokkien aikana tapahtuviin tulomenetyksiin, ja ne voivatkin muodostaa suuren osuuden K&K-kustannuksista. Esimerkiksi Saksassa niiden osuus on vuosina 1997-2001 ollut 13%. (Vaasa Energy Institute) Vakuutusmaksujen suuruus

riippuu vakuutuksen kattavuudesta ja on takuuaikana edullisempi (Motiva 1999, 42). Sekä vakuutus- että huoltokustannukset on helppo arvioida, koska niille voidaan tehdä kiinteitä sopimuksia. Sen sijaan korjauskustannusten arvioiminen on hankalampaa lukuun ottamatta ennustetta, että korjauskustannukset kasvavat turbiinin iän myötä. (The European Wind Energy Association 2009b, 204) Tuuliturbiinien valmistajien tärkeimpiä tavoitteita tällä hetkellä on kehittää sellaisia turbiinimalleja, jotka vaativat vähemmän korjauskäyntejä ja ovat suuremman osan vuodesta käytössä (Blanco 2008, 4).

Eniten tapauskohtaista vaihtelua on yleensä tuulivoimalahankkeen hallintokuluissa. Hallintokuluihin kuuluu esimerkiksi hallintohenkilöstön palkat, laitteiden ja tilojen vuokrat sekä ostopalvelut. (Vaasa Energy Institute) Hallintokuluihin vaikuttaa projektin koko ja toteutusorganisaatio. Laitoskoolla ei ole muuten vaikutusta hallintokuluihin kuin yksikköhinnan näkökulmasta. (Motiva 1999, 42) Tuulivoimalaitoksista maksetaan sijaintikunnalle kiinteistövero, jonka suuruudeksi tulee keskimäärin 0,6-0,7 €/MWh (Mikkonen 2011, 6), (Tuulivoimaopas).

Kuvassa 4 on esitetty käyttö- ja kunnossapitokustannusten eri komponenttien keskinäinen jakautuminen saksalaisen tutkimuksen mukaisesti vuosina 1997-2001 Saksassa. Kustannukset on jaoteltu eri tavalla kuin edellä esiteltiin. Tässä jaossa maa on oletettu vuokramaaksi ja on huomioitu tuulivoimalan itse kuluttama energia. Kuvasta huomataan, että korjaus- ja varaosakustannukset ovat suurin menoerä kattaessaan neljäsosan käyttö- ja kunnossapitokustannuksista. Toiseksi suurimman osuuden muodostavat hallintokustannukset viidesosan osuudella.

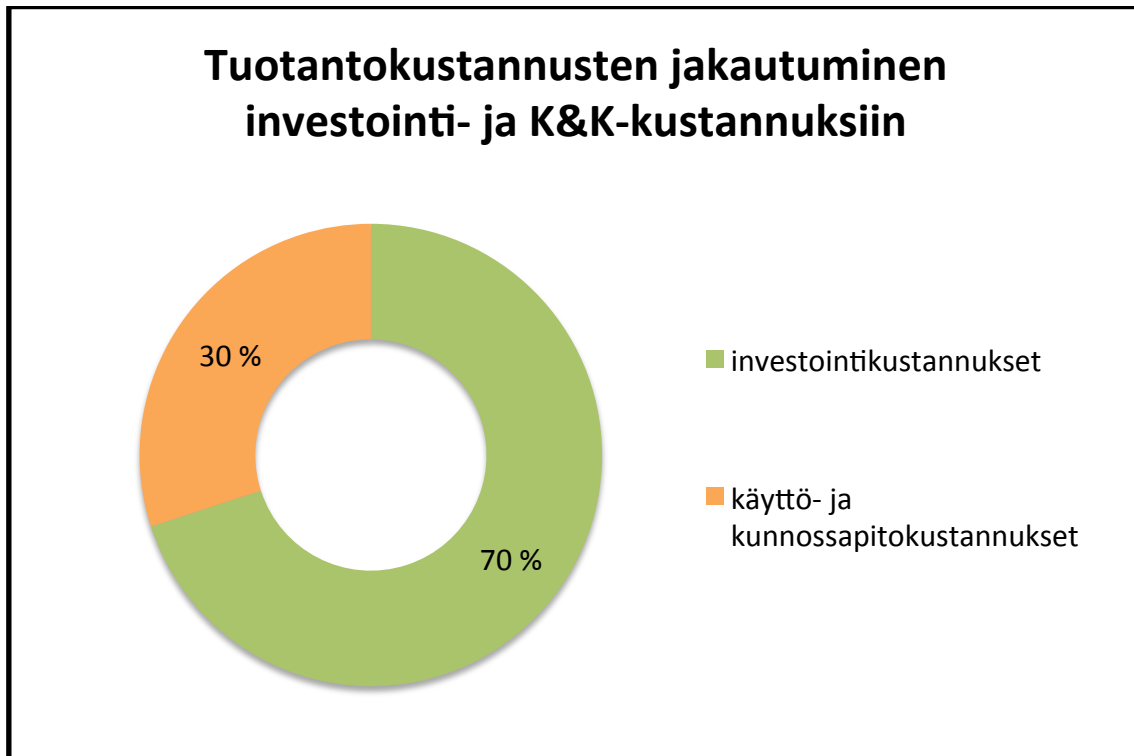




**Kuva 4.** Käyttö- ja kunnossapitokustannusten eri komponenttien keskinäinen jakautuminen (The European Wind Energy Assosiation 2009b, 206).

### 2.3 Tuotantokustannukset

Tuulivoiman tuotantokustannukset (generating cost, cost of energy)  $COE$  koostuvat edellisissä luvuissa esitellyistä investointikustannuksista  $C_c$  ja käyttö- ja kunnossapitokustannuksista  $C_{O\&M}$ , jotka voidaan karkeasti jakaa kuvan 5 mukaisesti.



**Kuva 5.** Tuotantokustannusten jakautuminen investointi- ja K&K-kustannuksiin (Motiva 1999, 39).

Tuulivoiman keskimääräinen kokonaistuotantokustannus tuotetulle energialle [€/MWh] lasketaan diskonttaamalla ja jakamalla investointikustannukset ja käyttö- ja kunnossapitokustannukset turbiinin koko elinajalle ja jakamalla näin saadut vuotuiset kustannukset vuotuisella energiantuotannolla  $E_a$ . (The European Wind Energy Assosiation 2009b, 207) Tuotantokustannukset lasketaan Manwell et al.:n (2003) mukaan yhtälöllä (1). Yhtälössä  $FCR$  tarkoittaa vuotuista kiinteää korkoa. Yleisen käytännön mukaan kustannukset lasketaan 5 %:n reaalikorolla ja 20 vuoden käyttöajalla, joka kansainvälisten tutkimusten mukaan on realistinen arvio käyttöiälle (Motiva 1999, 43). Yhtälössä esiintyvä vuotuinen energiantuotanto lasketaan laitoksen tehon  $P$  ja huipunkäyttöajan  $t_h$  avulla yhtälöllä (2). Todellisuudessa tuotantokustannus on turbiinin elinajan alussa alhaisempi kuin laskettu kustannus alhaisemmista käyttö- ja

kunnossapitokustannuksista johtuen ja kasvaa iän myötä. (The European Wind Energy Assosiation 2009b, 207)

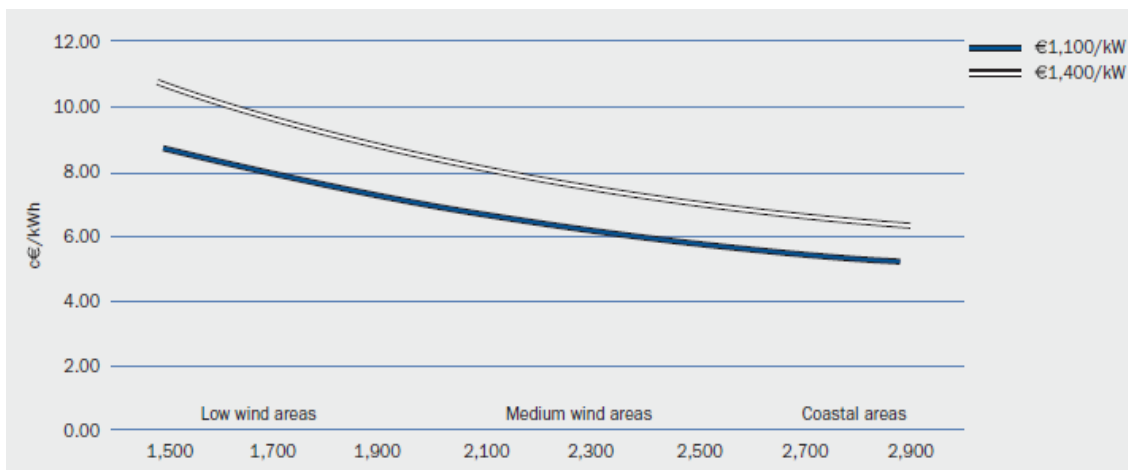
$$COE = \frac{(C_c \cdot FCR) + C_{O\&M}}{E_a} \quad (1)$$

$$E_a = P \cdot t_h \quad (2)$$

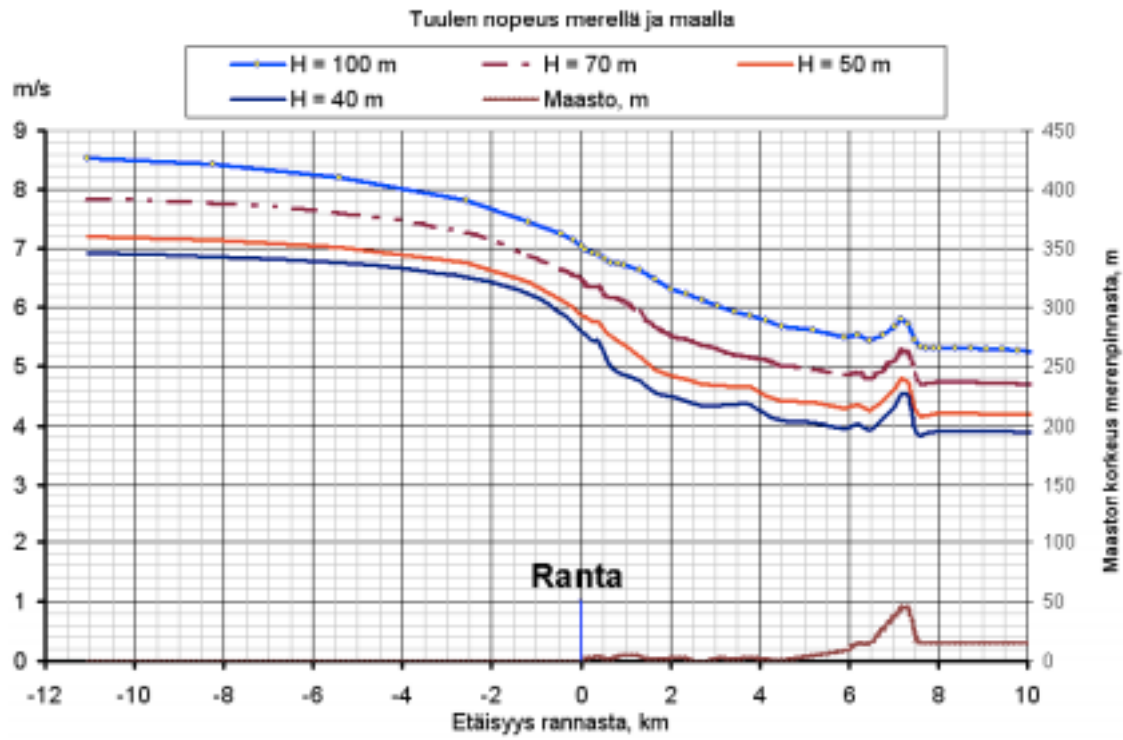
Tuulivoimalan tuotantokustannukset ovat voimakkaasti riippuvaisia teknisestä käytettävyydestä  $k$  (Motiva 1999, 43). Käytettävyys tarkoittaa sitä osuutta vuoden tunneista, joina tuuliturbiinilla on mahdollista tuottaa sähköä (Manwell et al. 2003, 428). Viimeisten kymmenen vuoden aikana käytettävyys on saavuttanut keskimääräisiä arvoja 89-96 % (Laine, 9). Useimmissa tapauksissa käytettävyys on parina ensimmäisenä käyttövuotena valmistusvirheiden aiheuttamien vikatapausten takia keskimääräistä alhaisempi, jonka jälkeen se pysyy korkeana käyttöiän loppupuolelle saakka. Ensimmäisten 10 käyttövuoden jälkeen kuluneilla komponenteilla esiintyy uusimistarvetta. (Motiva 1999, 43)

Tuulivoiman tuotantokustannukset riippuvat voimakkaimmin huipunkäyttöajasta, jonka määrää tuulennopeus (Blanco 2008, 5). Vuonna 2011 keskimääräinen huipunkäyttöaika Suomessa oli 2121 h/a (Turkia&Holttinen 2011, 32). Tuulen nopeuden laskiessa tietyn rajan alapuolella taloudellista kannattavuutta projektille on enää vaikea saavuttaa. Tuotantokustannusten riippuvuus tuulen nopeudesta ei ole suoraviivaista, vaan siihen vaikuttaa keskituulennopeuden lisäksi laitostyyppi ja sijoituskohteessa vallitseva tuulen nopeusjakauma. Tuotannon vuodenaajasta riippuva vaihtelu on voimakkainta Lapin tunturialueilla ja vähäisintä tasaisilla sisämaa-alueilla. (Motiva 199, 44-45) Tuulennopeuden yhtä suuri prosentuaalinen kasvaminen ja pieneneminen eivät vaikuta yhtä paljon tuotantokustannuksiin; tuulennopeuden lasku lisää kustannuksia prosentuaalisesti enemmän kuin yhtä suuri tuulennopeuden kasvaminen vähentää kustannuksia (Blanco 2008, 5). Suuremmissa tuulipuistohankkeissa voi olla kannattavaa toimia jopa 6,5 m/s keskituulennopeuden alueilla, koska käyttö- ja

kunnossapitokustannukset ovat alhaisemmat (Vaasa Energy Institute). Kuvassa 6 on havainnollistettu tuulennopeuden vaikutusta tuotantokustannuksiin erilaisilla alueilla. Rannikkoalueet ovat luonnollisesti tuulisimpia, joten myös niiden tuotantokustannukset ovat pienimmät. Kuvassa 7 havainnollistetaan maanpinnasta mitatun korkeuden vaikutusta tuulennopeuteen.



**Kuva 6.** Sijoituspäikan tuulennopeuden vaikutus tuotantokustannuksiin (International Energy Agency 2012, 57).



**Kuva 7.** Korkeuden vaikutus tuulennopeuteen (Haapanen 2011, 4).

Seuraavalla yhtälöllä (3) voidaan arvioida tietyn alueen sopivuutta tuulivoiman tuotantoon tarkastelemalla roottorin pyyhkäisyypinta-alaa  $A$  kohti kohdistuvaa tuulienergiaa  $P$  tuulennopeuden  $U$  kuutiona funktiona. Ilman tiheys  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ .

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^3 \quad (3)$$

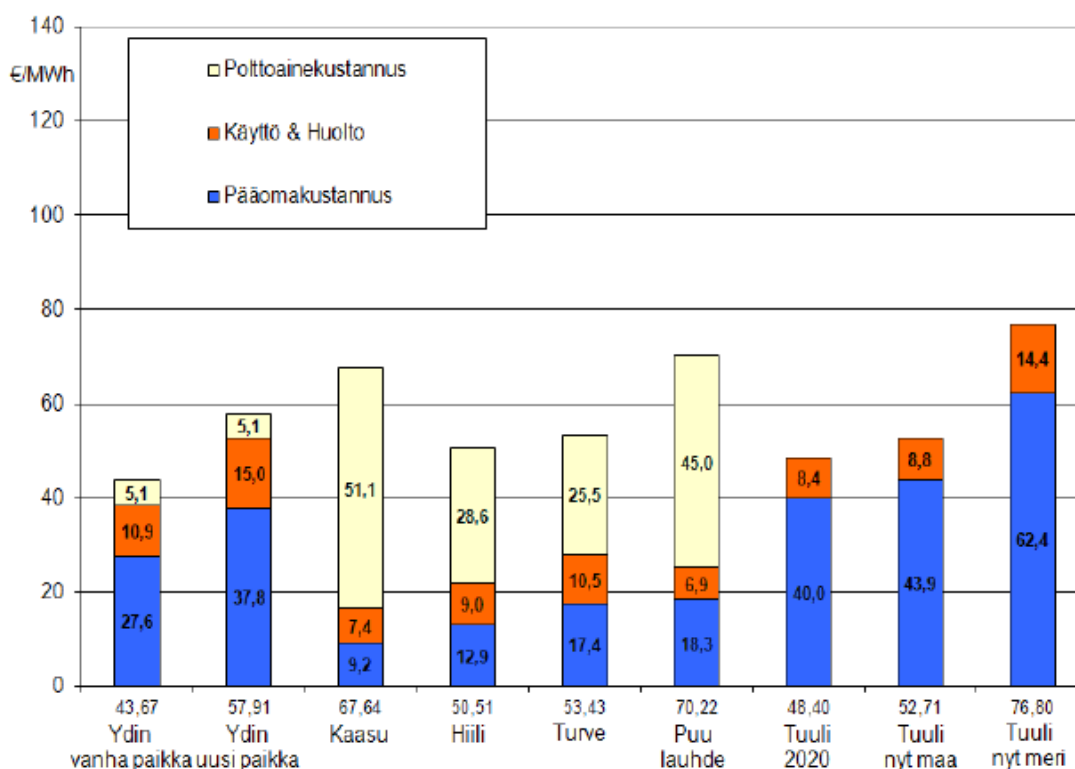
(Power Machines in Renewable Energy –opintojakson materiaali, Wind Energy)

Raja-arvot yhtälön (3) mukaiselle suureelle ovat taulukon 2 mukaiset.

**Taulukko 2.** Tietyn alueen tuotannon sopivuuden arvioimiseen käytettäviä arvoja (Power Machines in Renewable Energy –opintojakson luentomateriaali, Wind Energy).

$P/A$ [W/m <sup>2</sup> ]	100	heikko
$P/A$ [W/m <sup>2</sup> ]	400	hyvä
$P/A$ [W/m <sup>2</sup> ]	700	erittäin hyvä

Verrattaessa tuulivoimalan muuttuvia kustannuksia perinteisten voimalaitosten kustannuksiin, suurimmaksi eroksi muodostuu polttoaine- ja hiilidioksidipäästökustannusten puuttuminen. Euroopan Tuulienergiayhdistyksen tekemän selvityksen mukaan tuulienergian merkitys ja kilpailukyky tulevat tulevaisuudessa kasvamaan merkittävästi näiden kustannusten yleisesti kasvaessa (The European Wind Energy Assosiation 2009a, 12). Tuulivoimalla ja perinteisillä voimalaitoksilla tuotetun sähkön hintoja on vertailtu kuvassa 8, joka on saatu tuloksena Esa Vakkilaisen, Risto Tarjanteen ja Aija Kivistön LUT:ssa tekemässä sähkön tuotantokustannuksia koskevassa vertailussa. Kaikki sähköntuotantomuodot ovat vertailussa ilman tukimaksuja. Tuulisähkön tuotantokustannukseksi muodostuu kuvan mukaan 52,7 €/MWh, ja sen tuottaminen on edullisempaa kuin polttamalla kaasua, turvetta tai puuta.



**Kuva 8.** Eri voimalaitostyyppien sähköntuotantokustannukset, kun päästöoikeuden hintana on käytetty 23 €/tCO<sub>2</sub> (Vakkilainen&al. 2012, 11).

## 2.4 Tukipolitiikka

Tuulivoiman tuotannon tukeminen Euroopassa pohjautuu RES-E –direktiiviin eli direktiiviin uusiutuvalla energialla tuotetusta sähköstä (MIT Center for Energy and Environmental Policy Research 2011, 1). Uusiutuvan energian tukia tarvitaan, koska kaikki uusiutuvat energiamuodot eivät muuten ole vielä kilpailukykyisiä avoimilla sähkömarkkinoilla (Suomen Tuulivoimayhdistys ry). Euroopan maat tukevat tuulivoiman tuotantoaan eri keinoilla. Yleisesti käytettyjä tukimuotoja ovat valmisteveroon ja investointeihin liittyvät kannustimet sekä erityisesti 2000-luvulla useissa maissa yleistynyt syöttötariffi. (FIT, feed-in tariff) (The European Wind Energy Association 2009a, 82-83) Syöttötariffi tarkoittaa verkkoon syötettävälle sähkölle

maksettavaa tukea, jonka maksavat sähkön kuluttajat (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009, 16). Yleisesti ottaen tuulivoiman tukitaso seuraa tuotantokustannuksien tasoa EU-maissa (The European Wind Energy Assosiation 2009a, 88). Tässä luvussa esitellään Suomessa ja Tanskassa käytettäviä tukimuotoja, jotka on esitelty taulukossa 3.



**Taulukko 3.** Yhteenveto Suomen ja Tanskan tukimuodoista tuulivoimalle (Turkia&Holtinen 2011, 3), (RES Legal).

Tukimuoto	Suomi		Tanska	
	onshore	off-shore	onshore	off-shore
<b>Syöttötariffi/ Lisämaksutariffi</b>	syöttötariffin takuuhinta 83,5 €/MWh 12 vuoden ajan korkeampi syöttötariffi 105,3 €/MWh vuoden 2015 loppuun saakka enintään 3 vuoden ajan	syöttötariffin takuuhinta 83,5 €/MWh 12 vuoden ajan korkeampi syöttötariffi 105,3 €/MWh vuoden 2015 loppuun saakka enintään 3 vuoden ajan	yksityinen tuottaja: kiinteä lisämaksu n. 30 €/MWh ensimmäiset 22000 täyden kuorman tuntia julkis- hallinnolliset yhtiöt: markkinahinnan mukainen lisämaksu ensimmäiselle 10 vuodelle (kokonaistuotto max n. 40 €/MWh) + kiinteä lisämaksu n. 10 €/MWh ilman aikarajoitusta	tapauskohtainen paikkaan perustuva tuki: markkinahinnan mukainen lisämaksu ensimmäiselle 10 TWh:lle tai 20 TWh:lle (kokonaistuotto max n. 70-140 €/MWh), rajoituksena 20 vuotta julkis-hallinnolliset yhtiöt: markkinahinnan mukainen lisämaksu ensimmäiset 42000 täyden kuorman tuntia (kokonaistuotto max n. 50 €/MWh) + kiinteä lisämaksu n. 10 €/MWh ilman aikarajoitusta voimalat < 25 kW: markkinahinnan mukainen lisämaksu (kokonaistuotto max n. 80 €/MWh)
<b>Investointituki</b>	max 40 %	max 40 %	-	-
<b>Lainantakaus</b>	-	-	max 67209 € /projekti	max 67209 € /projekti

Syöttötariffijärjestelmä on osoittautunut muualla maailmalla tuulivoimaa parhaiten edistäväksi tukimuodoksi (Suomen Tuulivoimayhdistys ry). Niinpä Suomessakin tuli maaliskuussa 2011 voimaan syöttötariffipohjainen tukimenetelmä. Sen perusteella tuulivoimalle maksetaan taulukon 3 mukainen markkinahintaan perustuva takuuhinta 12 vuoden ajan sekä mahdollisesti korotettu takuuhintaa vuoden 2015 loppuun saakka enintään kolmen vuoden ajan. (Turkia&Holtinen 2011, 3) Tuki maksetaan takuuhinnan ja kolmen kuukauden sähkön Elspot-markkinahinnan keskiarvon erotuksen mukaisesti jokaisen kolmen kuukauden jakson jälkeen (International Energy Agency 2012, 98). Korotettua tariffia maksetaan uusille voimaloille, jotta taattaisiin tuulivoiman nopea kasvu. Syöttötariffin tuotantotukia varten varattiin vuodelle 2012 melkein 100 miljoonaa euroa. Tämä tukisumma kasvaa vuosittain, esimerkiksi vuonna 2015 tätä tukea maksetaan jo lähes 200 miljoonaa euroa. (Motiva 2013a) Uusiutuvalla energialla tuotetun sähkön tuotantotukea koskevan lain (30.12.2010/1396) mukaan tuulivoimala voidaan hyväksyä syöttötariffijärjestelmään, jos se ei ole saanut valtiontukea, se on otettu uutena kaupalliseen käyttöön tammikuun alun 2009 jälkeen eikä sisällä käytettyjä osia ja generaattoreiden yhteenlaskettu nimellisteho on vähintään 500 kilovoltiampeeria. (Finlex) Syöttötariffin piiriin hyväksytään tuulivoimakapasiteettia 2500 MW:n nimellistehoon saakka vuoden 2020 tuulivoimakapasiteettitavoitteen mukaisesti (Energiamarkkinavirasto). Syöttötariffijärjestelmässä tuottajan vastuulle jää maksaa tuotannon ennustamisesta aiheutuvat virheet. Tämän on arvioitu lisäävän 2-3 €/MWh tuottajan tuotantokustannuksia.

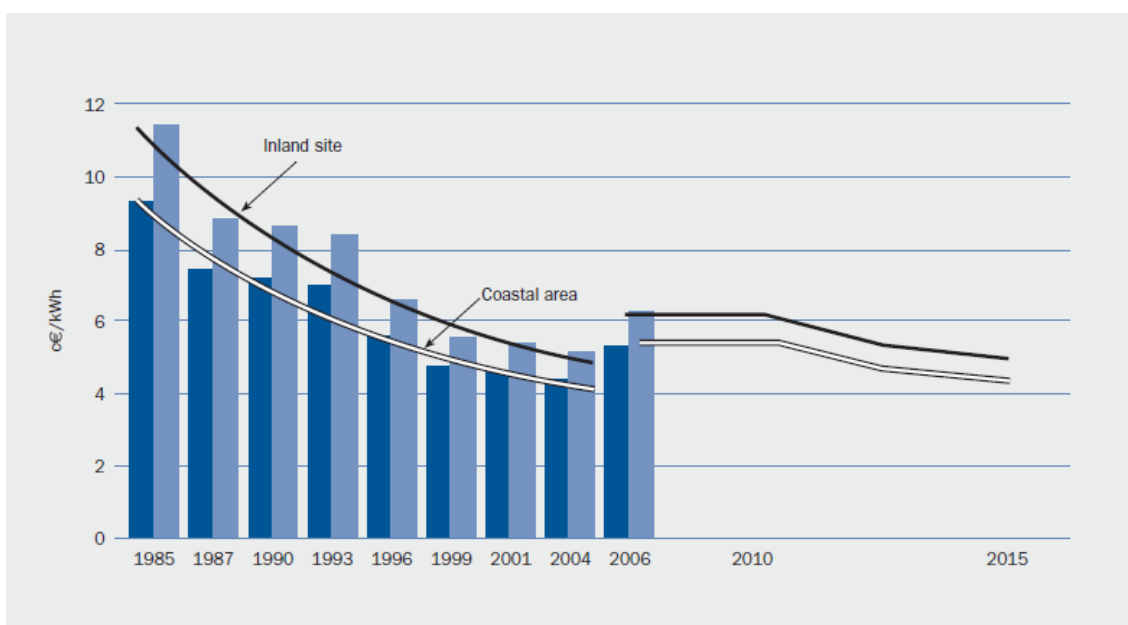
Suomessa uusiutuvaa energiaa tuetaan syöttötariffin lisäksi myös investointi- eli energiatuella. Tukea myönnettiin vuonna 2011 noin 110,6 miljoonaa euroa ja vuodelle 2012 tukea varattiin 156,9 miljoonaa euroa. (Motiva 2013a) Energiatuki on harkinnanvarainen avustus, jota on myönnetty tuulivoimalle enintään 40% investointikustannuksista. Yleensä osuus on ollut noin 30-35 %. (Suomen Tuulivoimayhdistys ry) Käytännössä vain tuulivoiman demonstraatiohankkeet voivat saada energiatukea (Motiva 2013a). Tuulivoimala ei voi kuulua syöttötariffijärjestelmään, mikäli se on saanut investointitukea (Finlex).

Tanskassa tuulivoimaa tuetaan syöttötariffin kaltaisella lisämaksutariffilla (premium tariff), jossa tuottajalle maksetaan markkinahinnan lisäksi joko markkinahinnan määräämä lisämaksu (maximum bonus) tai kiinteä lisämaksu (guaranteed bonus). Markkinahinnalle ja siihen perustuvalla lisämaksulla on säädetty laissa yläraja. Markkinahinnan ja kiinteän lisämaksun summalle taas ei ole olemassa lakisääteistä rajoitusta. Sisämaahan ja rannikolle investoitavaa tuulivoimakapasiteettia tuetaan eri tavoin. Onshore-voimaloille maksetaan lisämaksutukea kahdessa eri luokassa; erikseen yksityisille tuottajille ja julkishallinnollisille tuottajille, kun taas off-shore –voimaloille maksetaan tukea kolmessa eri luokassa; tapauskohtaista paikkaan perustuvaa tukea, julkisoikeudellisten yhtiöiden tuottaman sähkön tukea ja pienvoimaloiden tukea. (RES Legal) Viimeaikaisia off-shore –tuulipuistohankkeita on tuettu tapauskohtaisesti, koska Tanska haluaa saavuttaa 1500 MW:n off-shore –kapasiteetin vuoteen 2020 mennessä (International Energy Agency 2012, 85). Lisämaksutariffin lisäksi Tanskassa Energinet.dk tukee tuulivoimakapasiteettiin investoimista lainantakauksin. Se on varannut tietyn suuruisen budjetin takauksiin ja takauksille on määritetty projektikohtainen maksimisumma. (RES Legal) Toisin kuin Suomessa, tuotannon tasapainotusmaksut sisämaassa tuotetulle sähkölle hyvitetään tuottajalle takaisin (hyvitysmaksu on kiinteä 3 €/MWh), kun taas off-shore -voimaloissa valmistaja maksaa Suomen tapaan itse tuotannon tasapainottamisesta aiheutuvat kustannukset (The European Wind Energy Association, 128).

## **2.5 Kustannusten kehitys**

Tuulivoimakapasiteetti on viimeisten kymmenen vuoden ajan kasvanut keskimäärin 25-30 % vuodessa (The European Wind Energy Association 2009a, 59). Nopea maailmanlaajuinen kasvu on vaikuttanut voimakkaasti tuulivoiman tuotantokustannuksiin viimeisten 20 vuoden ajan, ja kustannusten kehitys jatkuu edelleen. Viimeisten 15 vuoden ajan tuulivoimaloiden kokonaishyötysuhde on parantunut 2-3 % vuosittain johtuen tuuliturbiinien hyötysuhteen paranemisesta,

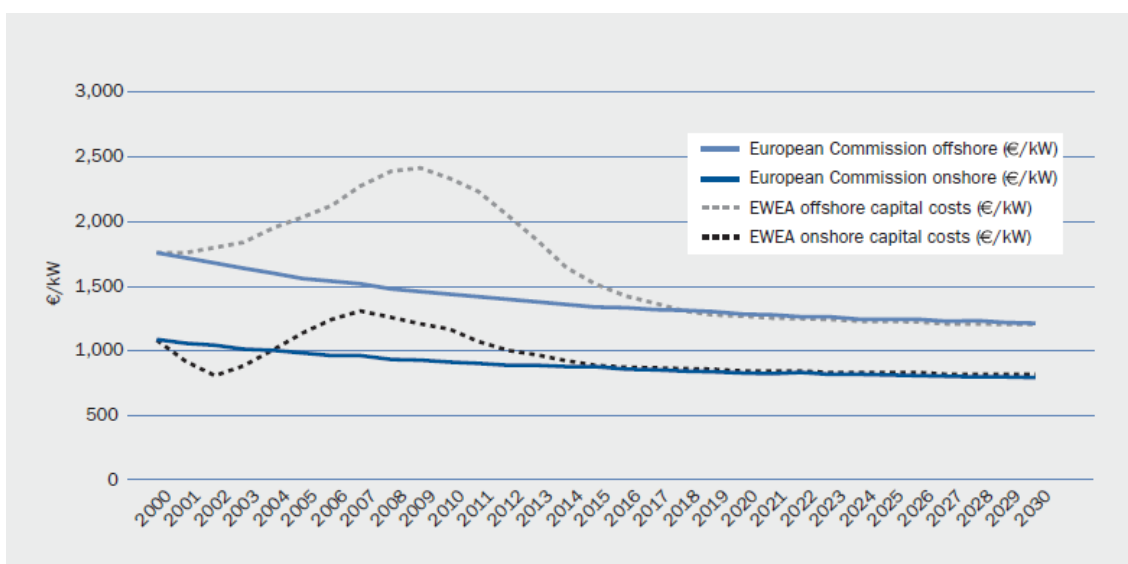
sijoittelun järkevämmästä suunnittelusta ja tornien korkeuden kasvusta. Hyötysuhteen paraneminen taas on vaikuttanut tuotantokustannuksiin. Huomion arvoista on, että tuuliturbiinien valmistajat arvioivat tuotantokustannusten pienenevän 3-5 % jokaisen kehittämänsä uuden tuuliturbiinisukupolven myötä. (The European Wind Energy Assosiation 2009b, 202, 208-209) Kuvassa 9 on havainnollistettu tuotantokustannusten kehitystä Tanskassa vuodesta 1985 eteenpäin sekä ennustetta vuoteen 2015 saakka. On huomioitava, että Tanskassa tuulivoiman tuotantokustannukset ovat verrattain alhaiset Euroopan tasolla.



**Kuva 9.** Sekä sisämaahan että rannikolle asennettujen 2 MW:n tuuliturbiinien tuotantokustannukset Tanskassa (The European Wind Energy Assosiation 2009a, 60).

Kuvasta nähdään, että tuulivoiman tuotantokustannukset ovat pienentyneet vuodesta 1985 eteenpäin tasaisesti sekä rannikolla että sisämaassa. Roottorin pyyhkäisyypinta-alaa kohti laskettujen kokonaisinvestointikustannusten on arvioitu pienentyneen 15 vuoden aikana 1980-luvun loppupuolelta vuoteen 2004 yli 2 % vuosittain, yhteensä melkein 30 %. Vuonna 2006 kustannukset kuitenkin nousivat noin 20 % vuoden 2004 tasoon verrattuna parin vuoden ajaksi. Tämä selittyy uuden tuulivoimakapasiteetin suurella

tarpeella, raaka-aineiden hinnan nousulla ja tuuliturbiinien komponenttitoimittajien rajallisilla resursseilla. Vuodesta 2010 eteenpäin tuulivoimakapasiteetin on ennustettu kaksinkertaistuvan joka kolmas vuosi, jolloin myös tuotantokustannusten arvioidaan aina pienentyvän 10%. (The European Wind Energy Assosiation 2009a, 42, 59) Kuvassa 10 on esitetty kaksi erilaista arvioita Euroopan tuulivoiman investointikulujen hintakehityksestä vuoteen 2030 mennessä. Onshore-tuulivoiman tapauksessa molempien skenaarioiden mukaiset kustannukset laskevat vuoden 2000 lähtötasosta noin 1100 €/kW 30 vuodessa arvoon 800 €/kW.



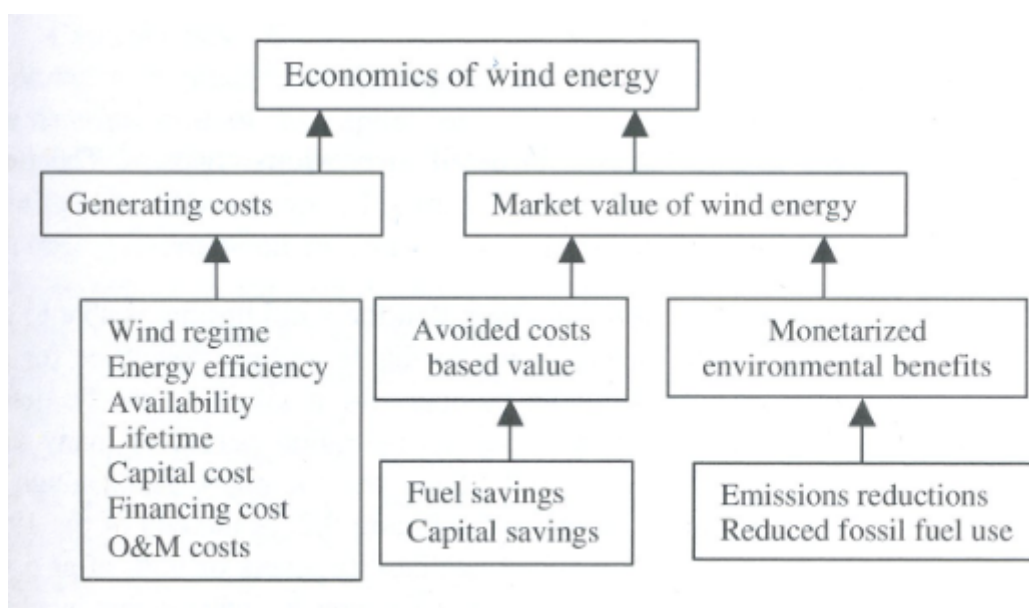
**Kuva 10.** Kaksi erilaista skenaariota sekä sisämaahan että rannikolle rakennettavan tuulivoiman investointikustannusten kehityksestä (The European Wind Energy Assosiation 2009a, 34).

Investointikustannusten lisäksi myös K&K-kustannusten on osoitettu pienentyneen turbiinien kehityksen myötä. Tähän vaikuttavat turbiinien koon jatkuvan kasvamisen tuomat mittakaavaedut sekä uudempien ja suurempien turbiinien aiempia turbiineja optimaalisempi mitoitus. K&K-kustannusten tulevaisuuden kehitys riippuu paljolti siitä, kuinka turbiinien koon kasvu jatkuu. (The European Wind Energy Assosiation 2009a, 46, 48)

## 2.6 Tuulivoimahankkeen kannattavuuden määräytyminen

Tuulivoimahankkeen taloudellisuutta arvioitaessa pelkät edellä esitetyt tuotantokustannukset eivät vielä anna riittävää informaatiota päätöksenteon tueksi, vaan olennaista tietoa on tuulisähkön korvaaman sähkön hinta tai tuulisähköstä saatava myyntihinta. Nämä tekijät riippuvat tuotannon ajallisesta jakautumisesta ja sähkösopimusten edullisuudesta toteuttajataholla. Tuotannon ajallisen jakautumisen arvioiminen on kuitenkin haastavaa jopa pitkällä aikavälillä. (Motiva 1999, 44)

Tarkasteltaessa tuulivoimaprojektin taloudellisuutta on huomioitava erillisinä komponentteina tuulienergian tuotantokustannukset ja tuotetun energian markkinahinta. Tuulienergian markkinahinnan ylittäessä tuotantokustannukset tuulivoimalan rakentaminen on kannattavaa. (Manwell et al. 2003, 427) Kannattavuuteen vaikuttavia komponentteja on havainnollistettu kuvassa 11.



**Kuva 11.** Tuulivoiman kannattavuuden jako komponentteihin (Manwell et al. 2003, 427).

Tuotantokustannuksiin vaikuttavat esimerkiksi sijoituspaikka, energiatehokkuus, käytettävyys, pitoaika, pääomakustannukset, käyttö- ja kunnossapitokustannukset sekä

syöttötariffit, joita on käsitelty edellisissä luvuissa. Tuulienergian markkinahinnan vaikutus kannattavuuteen jaetaan kahteen komponenttiin, jotka ilmentävät vältettyjä kustannuksia ja taloudellisia ympäristövaikutuksia. Edellinen tarkoittaa esimerkiksi säästöä polttoaineissa ja pääomakustannuksissa ja jälkimmäinen taas päästöjen ja fossiilisten polttoaineiden käytön välttämisen tuomia taloudellisia hyötyjä. (Manwell et al. 2003, 429)

Tuulivoimalan hankinnan taloudellista kannattavuutta arvioidaan samoilla tunnusluvulla kuin minkä tahansa muunkin investoinnin kannattavuutta. Kolme yleisimmin käytettyä tunnuslukua ovat investoinnin nettonykyarvo *NPV* (net present value), sisäinen korko *IRR* (internal rate of return) ja takaisinmaksuaika (payback period) *PP*. Investoinnin nettonykyarvo määritetään kaiken tulevan tuotannon nykyarvona. Sisäinen korko lasketaan määrittämällä korkokanta, jolla  $NPV = 0$ . Tämä on korkein korkokanta, jolla investointi on kannattava. Takaisinmaksuaika *PP* lasketaan yhtälöllä (4), kun vuotuiset nettotulot ovat joka vuosi saman suuruiset. Takaisinmaksuajan tulee olla tietyllä korkokannan arvolla pienempi kuin investoinnin taloudellisen käyttöiän. Vaadittava kannattavana pidettävä takaisinmaksuaika riippuu hankkeen toteuttajasta ja rahoituksesta sekä esimerkiksi toteuttajan muista liiketaloudellisista toimista ja taloudellisesta tilanteesta. (Motiva 1999, 45-46)

$$PP = \frac{C_c}{AAR} = \frac{C_c}{k \cdot E_a \cdot P_e - C_{O\&M}} \quad (4)$$

missä  $C_c$  on investointikustannus [€]

$AAR$  on vuotuinen tuotto [€]

$k$  on käytettävyys [-]

$E_a$  on vuotuinen energiantuotanto [MWh]

$P_e$  on sähkön hinta [€/MWh]

$C_{O\&M}$  on käyttö- ja kunnossapitokustannus [€/MWh]

(Keski-Suomen liitto 2012, 19)

### **3 TUULIVOIMAHANKKEET KAAKKOIS-SUOMESSA**

Tässä luvussa esitellään lyhyesti Kaakkois-Suomessa sijaitseva tuulivoimakapasiteetti sekä suunnitteilla olevien tuulivoimaloiden määrä ja tulevaisuuden tuulivoimapotentiaali. Suunnitteilla tai rakenteilla olevista hankkeista valitaan kaksi esimerkkihanketta, joiden kustannuksia ja kannattavuutta tutkitaan tarkemmin luvussa 4.

#### **3.1 Nykytila**

Kaakkois-Suomessa ei ole toistaiseksi merkittävässä määrin tuulivoimakapasiteettia, mutta uusia hankkeita on suunnitteilla lukuisia. Sekä Etelä-Karjalassa että Kymenlaaksossa on toteutettu selvitys tuulivoiman mahdollisuuksista alueilla, ja tämän perusteella on löydetty tulevaisuudessa potentiaalisia alueita.

##### **3.1.1 Olemassa olevat tuulivoimapuistot**

Lappeenrantaan Etelä-Karjalaan on juuri valmistunut kokonaisteholtaan 21 MW:n tuulivoimapuisto, joka pääsee täyteen tuotantoon talvella 2013 (TuuliSaimaa 2013b). Kymenlaakson alueella tuulivoimaloita on tällä hetkellä yhteensä 6 kappaletta yhteisteholtaan 14 MW (Turkia & Holttinen 2011, 63-65). Kymenlaakson kuntien tavoitteena on pystyttää alueelle 100 tuulivoimalaa vuoteen 2015 mennessä (Tuulivoimaakaakosta.fi). Taulukossa 4 on esitetty Kaakkois-Suomen tämän hetkinen tuulivoimakapasiteetti ja vuosituotanto täydessä toiminnassa olevien hankkeiden osalta. Lappeenrannan Muukonkankaan tuulivoimapuistoa ei ole esitetty taulukossa, koska se pääsee vasta talvella 2013 täyteen tuotantoon (TuuliSaimaa 2013b). Hanke on luokiteltu rakenteilla olevaksi hankkeeksi taulukossa 5.



**Taulukko 4.** Kaakkois-Suomen nykyinen tuulivoimakapasiteetti (Haminan Energia Oy), (Kotka Energia), (Turkia & Holttinen 2011, 63-65).

<b>Paikkakunta</b>	<b>Kapasiteetti [MW]</b>	<b>Suunniteltu vuosituotanto [GWh]</b>	<b>Toteutunut vuosituotanto 2011 [GWh]</b>
Hamina, Summan tehdasalue	3 x 3	22,5	21,8
Hamina, Paksuniemi	1 x 3	7,5	6,31
Kotka, Mussalo	2 x 1	4	3,32
<b>yhteensä</b>	<b>14</b>	<b>34</b>	<b>31,43</b>

### 3.1.2 Suunnitellut hankkeet

Sekä Etelä-Karjalassa että Kymenlaaksossa on lukuisia suunnittelu- lupaprosessi- ja rakentamisvaiheessa olevia tuulivoimalahankkeita. VTT:n tilastojen mukaan Kaakkois-Suomessa oli 28.10.2012 kaikkiaan suunnitteilla ja rakenteilla 332-397 MW tuulivoimakapasiteettia. Hankkeet on esitetty taulukossa 5. Hietasen teollisuusalueen hanketta Kotkassa ei ole huomioitu kapasiteettiluvuissa, sille voimaloiden kapasiteetti ei ole vielä tiedossa. Jos kaikki esitetyt hankkeet toteutuvat, Kaakkois-Suomen tuulivoimakapasiteetti saattaa jopa 28-kertaistua tämän hetkiseen 14 MW:n kapasiteettiin verrattuna. Rakenteilla olevia hankkeita on Haminan Mäkelänkankaan 8 MW:n tuulivoimapuisto.

**Taulukko 5.** Kaakkois-Suomessa suunnittelu-, lupaprosessi- ja rakentamisvaiheessa olevat tuulivoimalahankkeet (VTT 2012b). Kotkan Hietasen teollisuusalueen voimaloiden kapasiteetit eivät ole vielä tiedossa.

<b>Paikka</b>	<b>Vaihe</b>	<b>Kapasiteetti</b>
Hamina, Mäkelänkangas	rakenteilla	4 x 2 MW
<b>Lappeenranta, Muukonkangas</b>	rakenteilla	7 x 3 MW
Hamina, Summa I	valmisteilla	2 x 3 MW
Kotka, Mussalo	valmisteilla	2 x 2-3 MW
Hamina, Summa I	lupien haku	2 x 3 MW
<b>Miehikkälä, Vallanjärvi</b>	suunnitteilla	9 x 2-3 MW
Pyhtää, Mustakorpi	suunnitteilla	6 x 4,5 MW
Pyhtää, Purola	suunnitteilla	9 x 2-3 MW
Ruokolahti, Kerimäki	suunnitteilla	9 x 3 MW
Hamina, Neuvottoma	YVA meneillään	20 x 3 MW
Kotka, Halla	YVA meneillään	4-5 x 2-3 MW
Kotka, Kotkasaari	päätös suorittaa YVA	3-4 x 2-3 MW
Kotka, Mussalo	päätös suorittaa YVA	2-3 x 3 MW
Kotka, Rankki+Vehluoto	päätös suorittaa YVA	8 x 3 MW
Kotka, Sunila	päätös suorittaa YVA	4 x 3 MW
Kotka, Karhulanniemi	päätös suorittaa YVA	2 x 2,5 MW
Kotka, Hietasen teollisuusalue	päätös suorittaa YVA	6 x ?
Virolahti, Vaahterikkokangas- Oravakorppi	päätös suorittaa YVA	6 x 3 MW
Hamina, Myllykylä	ehdotettu projekti	9 x 2-3 MW
Virolahti, Harjavanniemi	ehdotettu projekti	20 x 2-3 MW
<b>yhteensä</b>		<b>332 MW-397 MW</b>

### 3.1.3 Potentiaali

Tuulivoimaloiden nopeasti etenevä tekninen kehitys mahdollistaa tulevaisuudessa sisämaa-alueiden kattavamman tarkastelun ja käytön tuulivoimantuotantoon.

(Kymenlaakson Liitto 2010, 4). Kaakkois-Suomen potentiaalisia tuulivoima-alueita on kartoitettu vuonna 2010 Kymenlaakson Liiton Kymenlaakson tuulivoimaselvityksessä ja vuonna 2011 Etelä-Karjalan liiton Sisä-Suomen tuulivoimaselvityksessä, jossa Etelä-Karjala on käsitelty muiden maakuntien tavoin omana kokonaisuutenaan. Molemmissa selvityksissä etsittiin tuulivoimatuotantoon soveltuvia aluekokonaisuuksia (Kymenlaakson Liitto 2010, 13), (Etelä-Karjalan liitto 2011, 23). Tuulivoimatuotannon mahdollisuuksia ja kannattavuutta Etelä-Karjalassa on arvioitu myös julkaisussa ”Tuulivoiman mahdollisuudet Etelä-Karjalassa”, jonka kokoamiseen myös LUT on osallistunut. Julkaisu on syntynyt hankkeen ”Tuulivoimaa Etelä-Karjalassa” pohjalta. Julkaisun mukaan tuuliolot Etelä-Karjalassa ovat sellaisella tasolla, että yksityiskohtaisten taloudellisten analyysien laatiminen on kannattavaa ja tiedetyt tuuliolosuhteet eivät poissulje investointien mahdollista kannattavuutta.

Kymenlaakson tuulivoimaselvityksessä on kartoitettu maakunnan parhaiten tuulivoimatuotantoon soveltuvia alueita ja selvitetty alueiden teknisiä ja ympäristöön liittyviä edellytyksiä tuulivoimarakentamiseen sekä laadittu näiden pohjalta alueista kohdekuvaukset ja suositukset jatkosuunnittelua varten. Tarkastelussa on huomioitu rannikko- ja merialueiden lisäksi sisämaa-alueet, joista tässä työssä erityisesti ollaan kiinnostuneita. Selvityksessä valittiin kolmen työvaiheen, paikkatietoanalyysin, teknistaloudellisen tarkastelun ja vaikutusten arvioinnin, perusteella kuusitoista parhaiten tuulivoimatuotantoon soveltuvaa aluetta. (Kymenlaakson Liitto 2010, 4-5) Nämä alueet on esitetty taulukossa 6.

Etelä-Karjalan osuudessa Sisä-Suomen tuulivoimaselvityksessä ovat mukana neljä parhaiten tuulivoimatuotantoon soveltuvaa aluetta, joista on tehty teknistaloudellinen analyysi. Lisäksi selvityksessä on mukana potentiaalisiksi katsottuja alueita, jotka eivät kuitenkaan täytä maakuntien asettamia tiukkoja kriteerejä. Alueilla voi kuitenkin olla mahdollisuuksia pienimuotoiseen tuulivoimatuotantoon. (Etelä-Karjalan liitto 2011, 5) Kartoituksessa otettiin huomioon alueet, joilla tuulisuus oli Tuuliatlaksen perusteella vähintään 6,3 m/s 100 metrin korkeudella. Taulukossa 7 on esitetty teknistaloudellisen

analyysin läpikäyneet jatkotarkasteluun päätyneet alueet. Taipalsaaren Pönniälä-Karhunpää –aluetta on tarkasteltu kahtena erillisenä alueena. (Etelä-Karjalan liitto 2011, 23)

**Taulukko 6.** Kymenlaakson tuulivoimaselvityksessä kartoitettu maakunnan potentiaalinen tuulivoimakapasiteetti (Kymenlaakson Liitto 2010, 148).

alue	tuulennopeus [m/s]		huipunkäyttöaika [h/a]		kokonaiskapasiteetti [MW]
	100 m	150 m	100 m	150 m	
<b>rannikko</b>					
Munapirtti, Pyhtää	6,4-8,3		2600-3200		48
Kirkonmaa- Rankki, Kotka	8,6-8,9		n. 4000		18
Matinmäki, Virolahti-Hamina	6,6-7,6		3000-3700		54
Purola, Pyhtää	6,1-7,2	7,2-8,2	2300-2550		39
Struka, Pyhtää	6,3-7,1		2300-2900		36
Myllykylä- Valkjärvensuo, Kotka-Pyhtää	6,0-6,5	6,8-7,4		2700-3400	108
Suljento, Kotka- Kouvola	6,0-6,2		1900-2500		33
Suutari- Matarniemi, Kotka-Hamina	5,9-6,4		1900-2600		45
Suurisuo- Huosiosuo-Ala- Pihlaja, Virolahti	5,9-6,7	6,8-7,7	2050-2300	2800-3400	75
Korven alueet, Hamina		6,5-6,8		2500-3200	21
<b>yht.</b>					<b>477</b>
<b>sisämaa</b>					
Huhdasjärven pohjoiset alueet, Kouvola		7,0-7,2		2700-3500	27
Petäjäposti, Kouvola	5,9-6,1	6,6-6,9		2200-3200	30
Perä-Mankala, Iitti		6,7-7,0		2500-3200	27
Tillola, Iitti- Kouvola	5,9-6,4	6,7-7,0		2500-3200	72
Lintoja, Kouvola		6,6-6,8		2300-3000	36
Keltakangas, Kouvola		6,5-6,6		2300-2900	18
<b>yht.</b>					<b>210</b>

**Taulukko 7.** Sisä-Suomen tuulivoimaselvityksessä kartoitetut Etelä-Karjalassa sijaitsevat potentiaaliset tuulipuistoalueet (Etelä-Karjalan liitto 2011, 24).

alue	tuulennopeus 100m [m/s]	vuosituotanto [GWh]	maksimikoko [MW]	kannattavuusraja [M€/MW]
Äitsaari, Ruokolahti	6,0-7,0	7,0-10	60	1,64
Karhunpää, Taipalsaari	5,7-7,1	7,0-8,5	15	1,5
Pönniälä, Taipalsaari	5,8-7,2	7,0-9,0	60	1,45
Kalpiala, Ruokolahti	6,4-7,0	8,5-9,8	54	1,7
Tarvaspohja, Parikkala	6,0-6,7	6,8-8,5	30	1,5
<b>yht.</b>		<b>36,3-45,8</b>	<b>219</b>	

Yhteenvetotaulukoista käy ilmi, että Kymenlaakson sisämaa-alueilta löytyy potentiaalisia tuulivoimatuotantoalueita yhteensä 210 MW ja Etelä-Karjalasta enintään 219 MW. Yhteensä Kaakkois-Suomessa olisi siis mahdollista rakentaa 429 MW tuulivoimaa sisämaa-alueille.

### 3.2 Tutkittavat hankkeet

Luvussa 4.1 tutkitaan kahden Kaakkois-Suomen sisämaahan sijoittuvan hankkeen kustannuksia ja kannattavuutta. Hankkeet valitaan suunnittelu-, lupaprosessi- tai rakennusvaiheessa olevien hankkeiden joukosta taulukosta 5, sillä niistä on saatavilla eniten tietoa kustannuksien ja kannattavuuden arviointia varten. Tutkittaviksi hankkeiksi valitaan Etelä-Karjalan maakuntaan Lappeenrannan Muukonkankaalle kesäkuussa 2013 valmistunut 7 x 3 MW tuulipuisto ja Kymenlaaksoon Miehikkälän Vallanjärvelle rakenteilla oleva 9 x 2-3 MW tuulipuisto. Vallanjärven tuulivoimapuisto on taulukossa 5 merkitty vuoden 2012 tilanteen mukaisesti suunnitteilla olevaksi hankkeeksi. Muukon tuulipuistohankkeesta vastaa TuuliSaimaa Oy:n ja TuuliTapiolan yhteisesti omistama TuuliMuukko Ky. Tuuliturbiinien tornien korkeus on 90 m ja

roottorin halkaisija 110 m. (Alstom) Vallanjärven hanke on osa Haminan Energia Oy:n kolmen uuden tuulipuiston eli 38 turbiinin hanketta, ja Vallanjärven turbiinien pystytys tapahtui keväällä 2013. Voimaloiden napakorkeus on 120 m ja roottorin siiven pituus 60 m. (Haminan Energia Oy 2012) Taulukossa 8 on esitetty tarkempaa tietoa hankkeista.

Muukonkankaalla vallitseva tuulennopeus on arvioitu TuuliAtlaksen karttaliittymän avulla. Laskennassa tuulennopeudelle käytetään arvoa 6,4 m/s. TuuliMuukon arvion mukaan tuulennopeus on noin 6 m/s (TuuliSaimaa 2013a). Vallanjärven tuulennopeus on määritetty Sisä-Suomen tuulivoimaselvityksessä. TuuliMuukko on arvioinut voimaloidensa huipunkäyttöajan olevan hiukan alle 2000 h/a, joten käytetään arvoa 1900 h/a (TuuliSaimaa 2013a). Vallanjärven tuulipuiston laskennassa käytetään samaa arvoa, sillä se on realistinen arvio sisämaahan sijoittuvalle tuulivoimalle.

**Taulukko 8.** Tietoa tutkittavista Muukonkankaan ja Vallanjärven tuulipuistohankkeista (Etelä-Karjalan liitto 2011, 13 ja 24), (Suomen TuuliAtlas), (VTT 2012b).

alue	toteuttaja	kapasiteetti [MW]	turbiinien lkm	tuulennopeus 100 m [m/s]	huipunkäyttöaika [h/a]
Muukonkangas, Lappeenranta	TuuliMuukko Ky	21	7	6,4-6,7	1900
Vallanjärvi, Miehikkälä	Haminan Energia Oy	27	9	6,5	1900

## 4 TUULIVOIMAN KUSTANNUKSET JA KANNATTAVUUS TUTKITTAVISSA KOHTEISSA

Suomessa tuuliolosuhteet tuulivoiman tuotantoon ovat edullisia rannikolla ja saaristossa sekä Lapin tuntureilla, mutta Suomi on kuitenkin moniin tuulivoimamaihin verrattuna hyvin metsäinen maa (Motiva 1999, 31). Tämän takia tuulivoiman kannattavuuden tarkastelu sisämaa-alueilla on tärkeää. Tässä luvussa tutkitaan kahden Kaakkois-Suomessa sijaitsevan esimerkkihankkeen kustannuksia ja kannattavuutta. Saatuja tuloksia vertaillaan Länsi-Suomen ja Tanskan tuulisempiin olosuhteisiin. Tanska on valittu vertailumaaksi, koska se on tunnettu tuulivoimastaan tuottaessaan 27 % kuluttamastaan sähköstä tuulivoimalla (The European Wind Energy Assosiation 2012, 11).

Tässä työssä esimerkkihankkeiden kannattavuutta tarkastellaan yhtälöillä (1) ja (4) määriteltyjen sähkön tuotantokustannusten *COE* ja takaisinmaksuajan *PP* avulla. Tällä hetkellä kannattavuuteen Suomessa vaikuttaa voimakkaasti syöttötariffi. Sekä Muukonkankaan että Vallanjärven tuulipuistot ehtivät todennäköisesti tuottaa sähköä ainakin vuodet 2014-2015 korkeammalla syöttötariffilla ja tämän jälkeen vielä kymmenen vuotta normaalilla tariffilla. Tämän jälkeen ne saavat tuottamastaan sähköstä markkinahinnan määräämän spot-hinnan. Kannattavuutta tarkastellaan perustapauksessa ottamalla huomioon edellä mainitut syöttötariffit sekä herkkyystarkastelun kautta muuttamalla valittuja parametreja.

### 4.1 Kaakkois-Suomi

Muukonkankaan ja Vallanjärven alueiden sopivuutta tuulivoiman tuotantoon voidaan arvioida roottorin pyyhkäipinta-alaan kohdistuvan tuulienergian avulla yhtälön (3) mukaisesti. Esimerkiksi Muukonkankaan alueelle saadaan seuraava alueen sopivuutta tuulivoiman tuotantoon kuvaava arvo.



$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \left(6,4 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^3 = 160,6 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \quad (2)$$

Taulukon 2 mukaisesti alueen sopivuus tuulivoiman tuotantoon on kohtalainen. Vallanjärven vastaavaksi arvoksi saadaan tuulenopeudella  $U = 6,5 \text{ m/s}$   $P/A = 168,2 \text{ W/m}^2$  eli senkin sopivuus on kohtalainen.

Muukonkankaan ja Vallanjärven tuulipuistohankkeiden kannattavuuden arviointiin COE:lla ja PP:lla tarvittavia arvoja ja tunnuslukuja on kerätty taulukkoon 9. Muukonkankaan investointikustannusarvio 26 milj. € on julkista tietoa (Yle uutiset). Vallanjärvi taas on osa Haminan Energia Oy:n 38 tuulivoimalasta koostuvan kolmen tuulipuiston hanketta, jonka kokonaiskustannukset ovat julkista tietoa; kokonaisinvestointikustannus on 200 milj. € ja kaikkien laitosten vuosittaiset käyttö- ja kunnossapitokustannukset 4 milj. € (Haminan energia Oy 2012). Vallanjärven yhdeksän tuulivoimalan tuulipuiston kustannukset on arvioitu kokonaishankkeen kustannuksista tuulivoimaloiden määrän perusteella. Vallanjärven tapauksessa vuotuiset K&K-kustannukset ovat 2 % investointikustannuksista, mikä on hyvin tyypillinen arvo, joten myös Muukonkankaan tuulivoimapuiston K&K-kustannuksiksi on arvioitu 2 % investointikustannuksista. Muukonkankaan tuulivoimapuistolle laskettava ominaisinvestointikustannus on eurooppalaisella keskiwertotasolla, kun taas Vallanjärven tuulivoimapuiston ominaisinvestointikustannus on selkeästi korkeammalla tasolla ja lähes 42 % korkeampi kuin Muukonkankaan vastaava luku. Tämä ero on otettava myöhemmin huomioon arvioitaessa hankkeiden kannattavuuksia.

Korkotasona laskuissa käytetään tyypillistä arvoa  $FCR = 5 \%$  (Motiva 1999, 43). Vastaavien perustapausten taloudellisena pitoaikana käytetään  $t = 20 \text{ a}$  (Manwell et al. 2003, 429). TuuliMuukko on arvioinut voimaloidensa käytettävyyden olevan vähintään 95 %, joten käytetään laskennassa molempien hankkeiden käytettävyytenä arvoa  $k = 0,95$  (TuuliSaimaa 2013a). Vuotuinen energiantuotanto lasketaan yhtälön (2)

mukaisesti hupunkäyttöajalla 1900 h/a. Sähkön spot-hintana käytetään vuoden 2012 tammi-kesäkuun keskimääräistä Nord Poolin systeemihintaa (Fortum).

**Taulukko 9.** Kannattavuuden arvioinnissa käytettävät arvot perustapauksessa (Yle uutiset), (Haminan energia Oy 2012), (Motiva 1999, 43), (TuuliSaimaa 2013a), (Fortum).

			<b>Muukonkangas</b>	<b>Vallanjärvi</b>
investointikustannus	$C_c$	milj. €	26	47,4
		€/kW	1238	1754
K&K-kustannus	$C_{O\&M}$	milj. €/a	0,52	0,95
		€/MWh	13,03	18,47
korkotasoa	$FCR$	%	5	5
pitoaika	$t$	a	20	20
käytettävyys	$k$	%	95	95
vuotuinen energiantuotanto	$E_a$	MWh	39900	51300
korkea syöttötariffi	$P_{e,3}$	€/MWh	83,5	83,5
matala syöttötariffi	$P_{e,12}$	€/MWh	105,3	105,3
sähkön spot-hinta	$P_{e,spot}$	€/MWh	33,3	33,3

Yhtälöiden (1), (2) ja (4) avulla lasketut kannattavuutta kuvaavat tunnusluvut perustapaukselle taulukon 9 mukaisilla arvoilla on esitetty taulukossa 10.

**Taulukko 10.** Taulukon 9 mukaisille perustapauksille määritetyt kannattavuutta kuvaavat arvot; tuotantokustannukset ja takaisinmaksuajat.

		<b>Muukonkangas</b>	<b>Vallanjärvi</b>
$COE$	€/MWh	65,3	92,6
$PP$	a	9,25	23,6

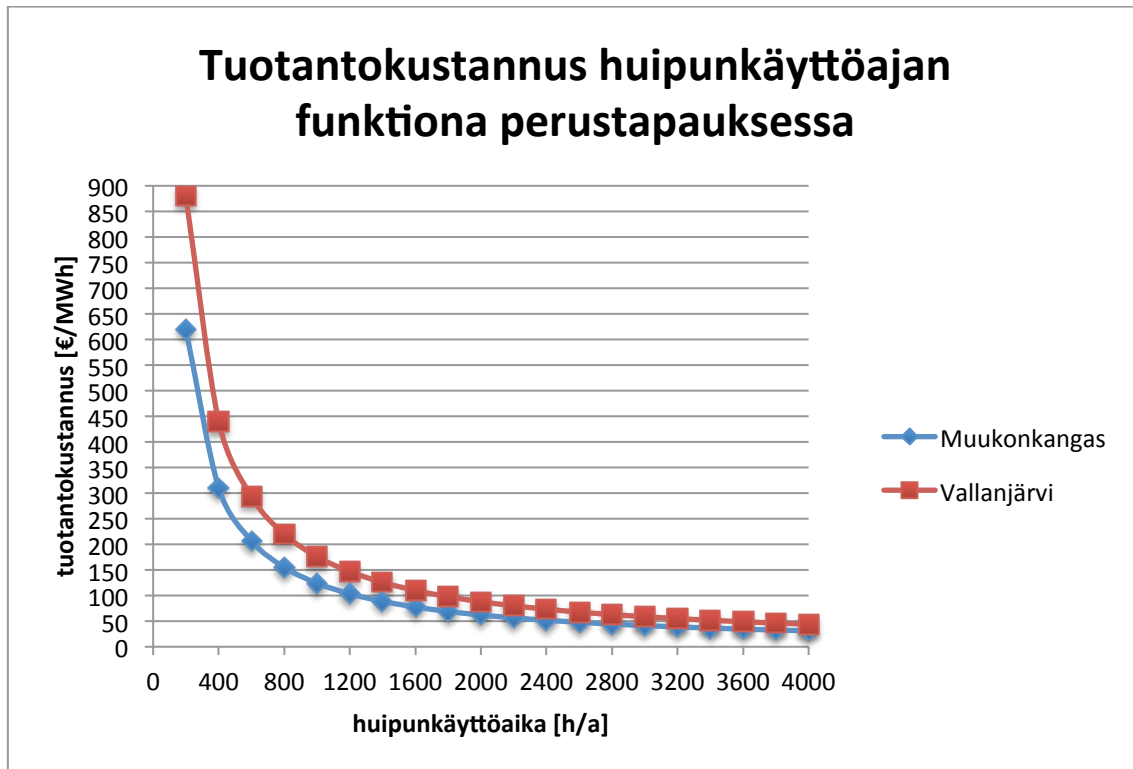
Taulukosta huomataan, että Muukonkankaan tuotantokustannukset ovat perustapauksessa kohtalaisen suuret, kun niitä verrataan kuvassa 8 esitettyyn arvoon

52,7 €/MWh. Vallanjärven tuulivoimapuiston kustannukset sen sijaan ovat huomattavasti suuremmat. Ero kustannuksissa selittyy Vallanjärven huomattavasti suuremmilla investointikustannuksilla ja käyttö- ja kunnossapitokustannuksilla. Muukonkankaan takaisinmaksuaika on kohtalainen sen ollessa alle kymmenen vuotta, kun taas Vallanjärven takaisinmaksuaika on kohtuuttoman suuri, jotta puisto voisi olla kannattava.

Huipunkäyttöaika ja sen seurauksena vuotuinen energiantuotanto vaikuttavat voimakkaasti sekä tuulivoiman tuotantokustannuksiin että takaisinmaksuaikaan, ja lisäksi sähkön hinnalla ja syöttötariffeilla on merkittävä vaikutus tuulivoimahankkeen takaisinmaksuaikaan. Seuraavissa luvuissa suoritetaan sekä tuotantokustannuksille että takaisinmaksuajoille herkkyystarkastelu muuttamalla kannattavuuden kannalta olennaisia parametreja Muukonkankaan ja Vallanjärven tuulivoimapuistojen tapauksissa.

#### 4.1.1 Tuotantokustannusten tarkastelu

Merkittävin vaikutus tuotantokustannuksiin ja siten tuulivoimalahankkeen kannattavuuteen on tuulivoimapuistossa saavutettavalla huipunkäyttöajalla. Kuvassa 12 on esitetty sekä Muukonkankaan että Vallanjärven tuulivoimapuiston tuotantokustannukset huipunkäyttöajan funktiona perustapauksessa, kun  $FCR = 5\%$ ,  $t = 20$  a ja  $k = 0,95$ . Arvot tuotantokustannuksille on laskettu 200 tunnin välein.

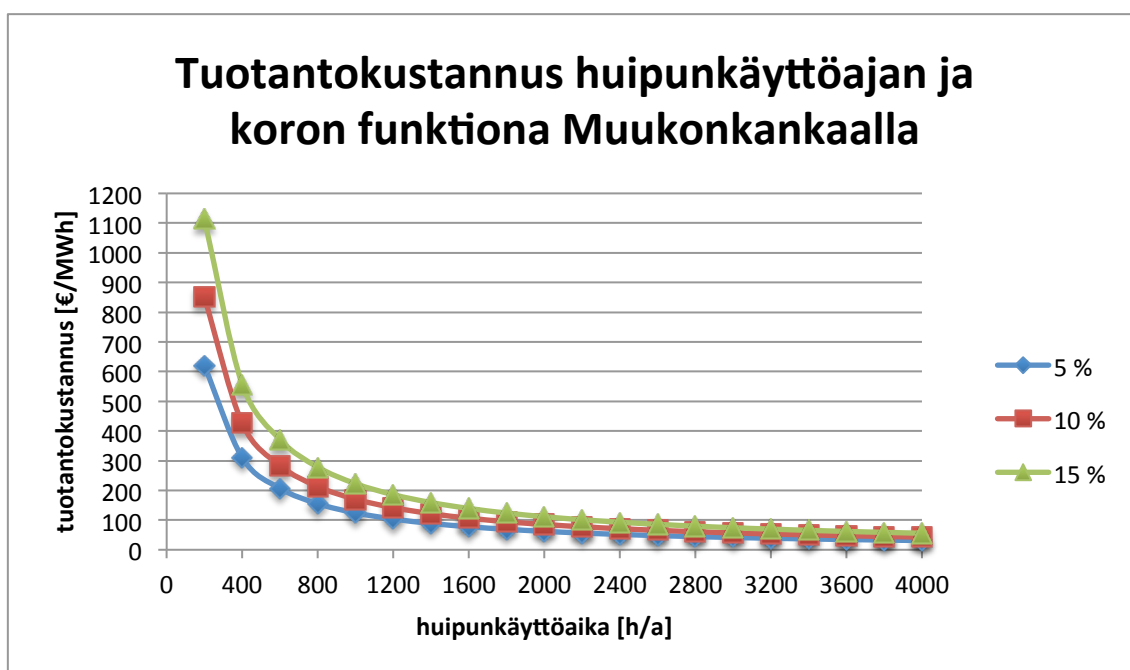


**Kuva 12.** Muukonkankaan ja Vallanjärven tuulivoimapuistojen tuotantokustannukset huipunkäyttöajan funktiona perustapauksessa.

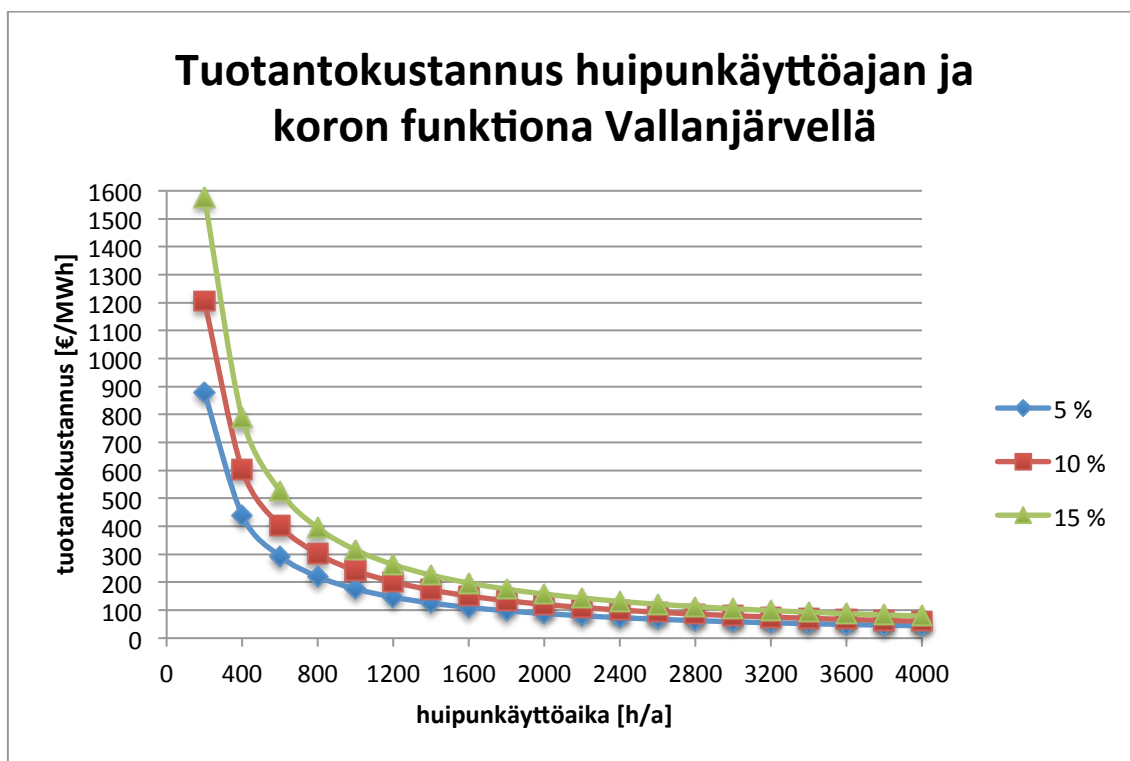
Kuvasta 12 huomataan, että huipunkäyttöajan ja samalla energiantuotannon kasvaessa energiamäärää kohti lasketut tuotantokustannukset pienenevät. Kuvan mukaan alle 50 €/MWh tuotantokustannuksiin päästään Muukonkankaan tapauksessa huipunkäyttöajan ylittäessä 2400 h/a ja Vallanjärvellä vuotuisen arvon ylittäessä 3400 h/a. Muukonkankaalla kyseiset olosuhteet on mahdollista saavuttaa erittäin hyvänä tuulivuotena ottaen huomioon sijainnin sisämaassa, mutta Vallanjärven olosuhteet eivät ole realistiset. Kuten aiemmin taulukon 10 tapauksessa todettiin, molemmille laitoksille arvioidulla huipunkäyttöajalla 1900 h/a saavutettavat tuotantokustannukset ovat Muukonkankaalla kohtalaisen suuruiset, mutta Vallanjärvellä liian suuret ollakseen kannattava hanke.

Kuvissa 13 ja 14 on esitetty tuotantokustannukset tutkittaville tuulivoimapuistoille huipunkäyttöajan funktiona kolmella eri korkotasolla, sillä huipunkäyttöajan lisäksi

korkotasolla on merkittävä vaikutus kustannuksiin. Pitoaikana on käytetty  $t = 20$  a ja käytettävyytenä  $k = 0,95$ . Korolla  $FCR = 5\%$  lasketut käyrät edustavat kuvan 12 käyriä, minkä lisäksi tuotantokustannukset on laskettu koroilla  $FCR = 10\%$  ja  $FCR = 15\%$ . Herkkyystarkastelu on suoritettu suurilla korkotason väleillä, jotta saataisiin selkeä kuva korkotason vaikutuksesta tuotantokustannuksiin.



**Kuva 13.** Muukonkankaan tuulivoimapuiston tuotantokustannukset huipunkäyttöajan funktiona eri korkotasolla.

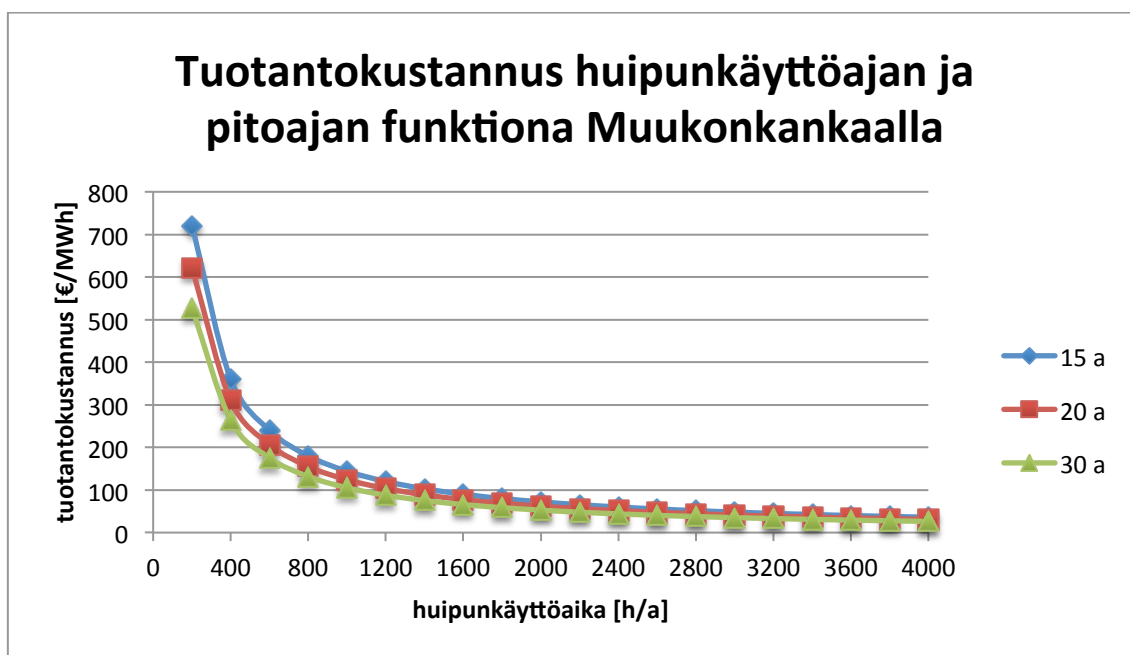


**Kuva 14.** Vallanjärven tuulivoimapuiston tuotantokustannukset huipunkäyttöajan funktiona eri korkotasolla.

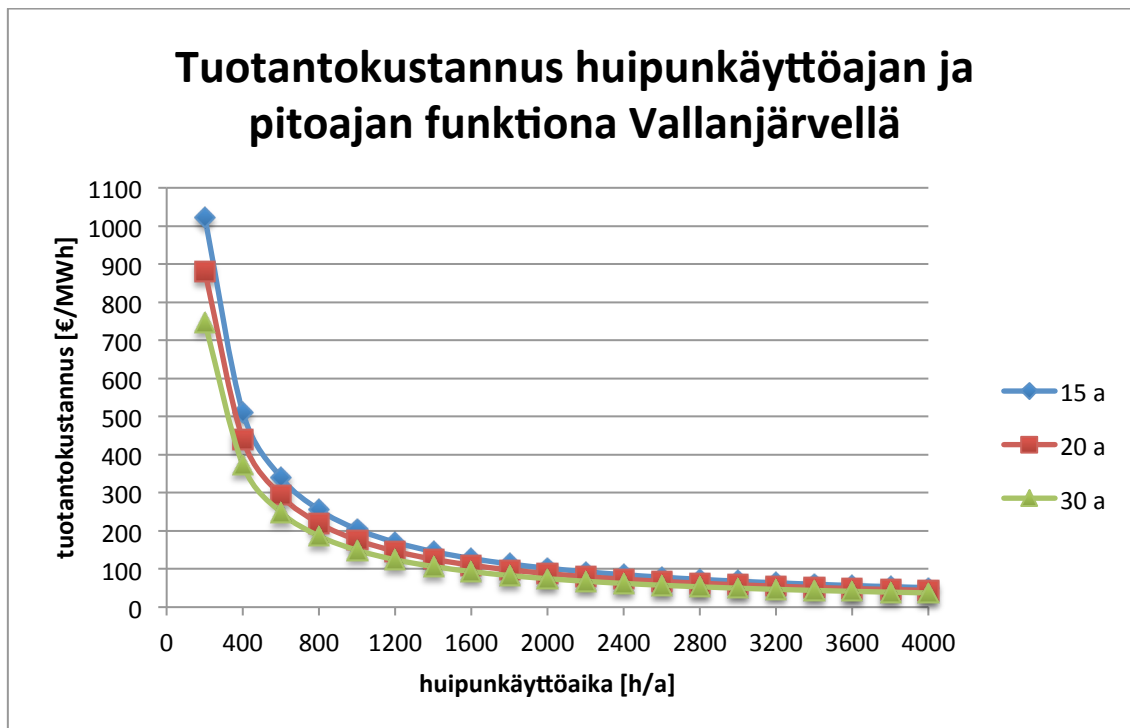
Kuvista voidaan havaita, että korkotason kasvaessa myös tuotantokustannukset kasvavat siten, että tuotantokustannusten ero tietyllä huipunkäyttöajalla eri korkojen tapauksessa on sitä suurempi, mitä pienempi huipunkäyttöaika on. Kun Muukonkankaalla perustapauksen korolla  $FCR = 5\%$  alle  $50 \text{ €/MWh}$  kustannuksiin päästään huipunkäyttöajan ylittäessä  $2400 \text{ h/a}$ , korolla  $FCR = 10\%$  vastaaviin tuotantokustannuksiin päästään vasta huipunkäyttöajan ylittäessä arvon  $3400 \text{ h/a}$  ja korolla  $FCR = 15\%$   $4000 \text{ h/a}$  ei olisi vielä tarpeeksi laskemaan tuotantokustannukset alle  $50 \text{ €/MWh}$ . Vallanjärven tapauksessa alle  $50 \text{ €/MWh}$  kustannuksiin päästään korolla  $FCR = 5\%$  huipunkäyttöajan ylittäessä  $3400 \text{ h/a}$ , kun taas koroilla  $FCR = 10\%$  ja  $FCR = 15\%$  huipunkäyttöaika  $4000 \text{ h/a}$  ei riitä vastaavan arvon saavuttamiseen. Näistä esimerkeistä voidaan havaita korkotason merkittävä vaikutus tuotantokustannuksiin ja tuulivoimapuiston kannattavuuteen. Sisämaan vähätuulisemmissä olosuhteissa  $10\%$ :n korkotasolla tai tapauskohtaisesti edes  $5\%$ :n

korkotasolla ei ole mahdollista tuottaa tuulisähköä kannattavasti, vaikka syöttötariffit ovat käytössä.

Koron lisäksi tuulivoimalaitoksen pitoaika vaikuttaa tuotantokustannuksiin, sillä korko ja pitoaika vaikuttavat investointikustannuksen suuruuteen ja jakautumiseen pitoajalle. Kuvissa 15 ja 16 on havainnollistettu pitoajan vaikutusta tuulivoimapuistojen tuotantokustannuksiin kolmella eri pitoajalla yhdessä huipunkäyttöajan kanssa. Korkotasona on käytetty  $FCR = 5\%$  ja käytettävyytenä  $k = 0,95$ . Pitoaika  $t = 20$  a edustaa kuvan 12 mukaisia tapauksia, kun taas kaksi muuta pitoaikaa on valittu esimerkkitapauksiksi havainnollistamaan kustannusten käyttäytymistä.



**Kuva 15.** Muukonkankaan tuulivoimapuiston tuotantokustannukset huipunkäyttöajan funktiona eri pitoajoilla.



**Kuva 16.** Vallanjärven tuulivoimapaiston tuotantokustannukset huipunkäyttöajan funktiona eri pitoajoilla.

Kuvista huomataan, että pitoajan kasvaessa tuotantokustannukset pienenevät, koska investointikustannukset jakautuvat pitemmälle ajalle. Kustannukset käyttäytyvät pitoajan funktiona kuten korkotasonkin funktiona; tuotantokustannusten ero tietyllä huipunkäyttöajalla eri pitoaikojen tapauksissa on sitä suurempi, mitä pienempi huipunkäyttöaika on. Muukonkanaan tapauksessa alle 50 €/MWh tuotantokustannuksiin pitoajalla  $t = 15$  a päästään huipunkäyttöajan ylittäessä 2800 h/a, kun taas pitoajalla  $t = 30$  a vastaavaan arvoon päästään huipunkäyttöajan ylittäessä 2000 h/a. Aiemmin esitetyn perustapauksen huipunkäyttöaika jää näiden kahden tapauksen väliin. Vallanjärvellä vastaavilla pitoajoilla tuotantokustannukseen 50 €/MWh päästään huipunkäyttöaikojen ylittäessä 4000 h/a ja 2800 h/a. Tarkastelusta huomataan, että kaikissa tapauksissa edes pitoajalla 20 a ja realistisilla tuuliolosuhteilla ei päästä kannattaviin tuotantokustannuksiin.



Tässä tapauksessa tuotantokustannuksia on tarkasteltu muuttamalla vain huipunkäyttöaika ja korkoa tai pitoaika yhden parametrin ollessa vakio. Vielä tarkempia arvioita kustannuksista saataisiin suorittamalla herkkyystarkastelu pitämällä kaikki kolme parametria samanaikaisesti muuttujina.

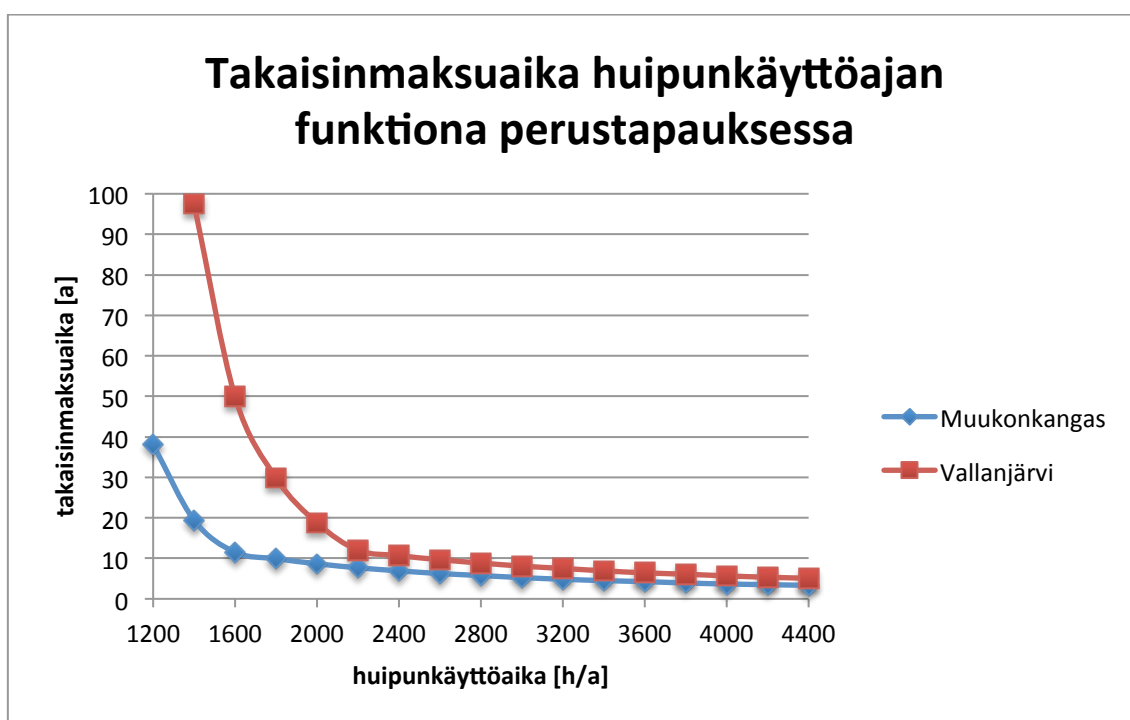
#### 4.1.2 Takaisinmaksuajan tarkastelu

Tuulivoimalaitoksen takaisinmaksu-aikaan vaikuttavat investointikustannukset, käyttö- ja kunnossapitokustannukset, huipunkäyttöaika, tuulivoimapuiston käytettävyys sekä tuotettavalle sähkölle maksettava hinta. Tässä tarkastelussa Muukonkankaan ja Vallanjärven tuulivoimapuistojen takaisinmaksu-aikoja tutkitaan huipunkäyttöajan ja sähkön hinnan funktiona.

Takaisinmaksu-aikoja tarkasteltaessa on huomioitava syöttötariffijärjestelmän mukaiset takuuhinnat. Kuten aiemmin on todettu, tarkasteltujen laitosten oletetaan saavan korkeamman tariffin mukaista lisämaksua kaksi ensimmäistä vuotta ja tämän jälkeen normaalin tariffin mukaista lisämaksua kymmenen vuotta. Takaisinmaksu-aikojen laskennassa syöttötariffien kanssa on muistettava, että jos tuotetulle sähkölle maksettava hinta ylittää syöttötariffin mukaisen hinnan, syöttötariffin sijaan käytetään spot-hintaa. Tässä tapauksessa takaisinmaksu-aikojen laskentaa ei voida suorittaa aiemmin esitetyn yhtälön (4) mukaisesti, koska esimerkkihankkeissa vuotuisia nettotuloja ei voida syöttötariffien takia arvioida samansuuruisiksi. Näin ollen takaisinmaksu-aikojen laskenta on monimutkaisempaa, sillä kumulatiivisia nettotuloja tuulivoimapuiston elinaikana on verrattava investointikustannukseen. Tässä tarkastelussa takaisinmaksuajat on laskettu korottomina, sillä ne antavat tarpeeksi tarkat arvioit kannattavuudessa tämän työn kannalta, ja korollisten takaisinmaksu-aikojen laskenta olisi huomattavasti monimutkaisempaa erisuuruisten vuotuisten tuottojen tapauksessa.

Kuvassa 17 on esitetty molempien laitosten takaisinmaksuajat huipunkäyttöajan funktiona, kun sähkön hinta on pidetty vakiona  $P_{e,spot} = 33,3 \text{ €/MWh}$  ja käytettävyys

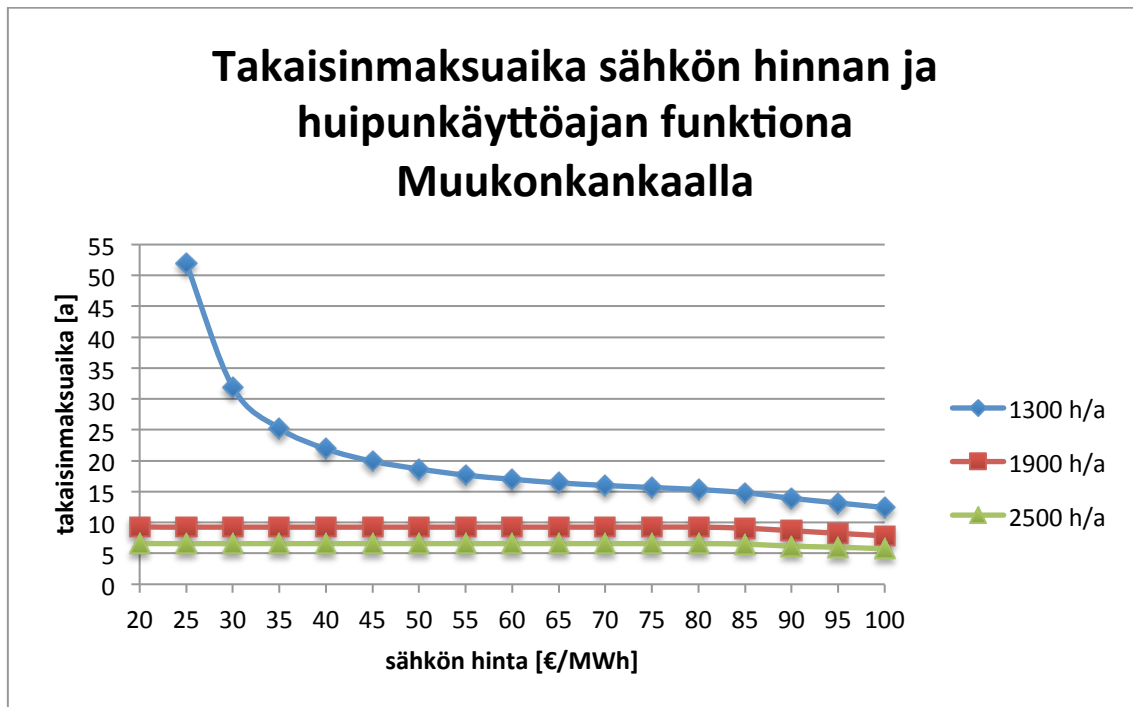
on  $k = 0,95$ . Alhaisimmat kuvaajassa esitetyt huipunkäyttöajat on valittu siten, että takaisinmaksuajat saavat mielekkäitä arvoja. Kuvasta nähdään, että takaisinmaksuajat pienenevät huipunkäyttöajan ja tuotetun energian kasvaessa ja siten tuotetulle energialle saatavien tuottojen kasvaessa. Muukonkankaan tapauksessa kohtuullinen alle kymmenen vuoden takaisinmaksuaika saavutetaan hiukan alle 1800 h/a huipunkäyttöajalla, mikä on huipunkäyttöajan kannalta realistinen tilanne. Vallanjärven tapauksessa vastaava arvo saavutetaan hiukan yli 2500 h/a huipunkäyttöajalla, jollaisen saavuttaminen on epätodennäköistä.



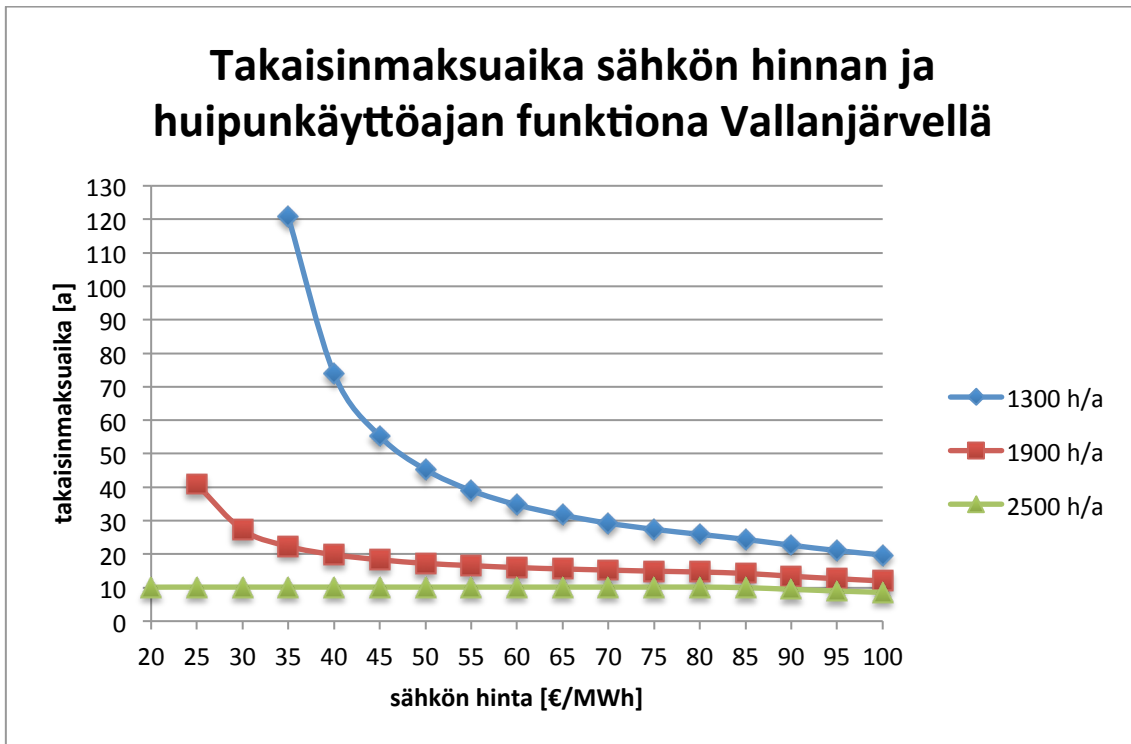
**Kuva 17.** Muukonkankaan ja Vallanjärven tuulivoimapuistojen takaisinmaksuajat huipunkäyttöajan funktiona perustapauksessa.

Kuvissa 18 ja 19 tuulivoimapuistojen takaisinmaksuaikoja tarkastellaan sähkön spot-hinnan funktiona kolmella eri huipunkäyttöajalla. Käytettyjen spot-hintojen oletetaan pysyvän koko turbiinin elinajan samoina, vaikka todellisuudessa hinnat vaihtelevat tunneittain. Spot-hinnan kasvaessa tuulivoiman tuotannosta saatavat tuotot kasvavat ja sen seurauksena takaisinmaksuaika lyhenee. Myös huipunkäyttöajan kasvaessa tietyllä

sähkön hinnalla takaisinmaksuaika lyhenee ja samalla hankkeen kannattavuus paranee. Käyrät on kussakin tapauksessa esitetty sellaisella pienimmälle sähkön spot-hinnalla, jolla takaisinmaksuaika saa vielä mielekkään arvon. Käytettävyytenä käytetään arvoa  $k = 0,95$ .



**Kuva 18.** Muukonkankaan tuulivoimapuiston takaisinmaksuaika sähkön spot-hinnan funktiona eri huipunkäyttöajoilla.



**Kuva 19.** Vallanjärven tuulivoimapuiston takaisinmaksuaika sähkön spot-hinnan funktiona eri huipunkäyttöajoilla.

Muukonkankaalla huipunkäyttöajalla 1300 h/a alle 15 vuoden takaisinmaksuaikaan päästään sähkön spot-hinnan ollessa noin 85 €/MWh, mutta alle kymmenen vuoden takaisinmaksuaikaa ei saavuteta sähkön hinnan ollessa alle 100 €/MWh, jota suurempia spot-hintoja harvoin saavutetaan. Huipunkäyttöajoilla 1900 h/a ja 2500 h/a takaisinmaksuajat ovat vakiot spot-hintaan 85 €/MWh saakka; 9,25 a ja 6,58 a. Vakiona pysyvä takaisinmaksuaika selittyy riittävän korkeilla huipunkäyttöajoilla ja syöttötariffeilla. Sähkön hinnan noustessa 85 €/MWh tai sitä korkeammaksi, takaisinmaksuajat pienenevät. Kuvasta 18 voidaan päätellä, että syöttötariffien ansiosta Muukonkankaan tuulivoimapuisto on takaisinmaksuajan kannalta tarkasteltuna kannattava hanke alhaisemmillaakin sähkön hinnoilla jo huipunkäyttöajalla 1900 h/a, jota käytetään arviona hankkeelle.

Vallanjärvervellä huipunkäyttöajalla 1300 h/a ei saavuteta kannattavaa takaisinmaksuaikaa alle 100 €/MWh sähkön hinnalla, sillä vielä tuolloinkin takaisinmaksuaika on 19,8 a. Myöskään huipunkäyttöajalla 1900 h/a eli tarkasteltavassa perustapauksessa ei päästä alle kymmenen vuoden takaisinmaksu-aikaan tarkasteltavalla sähkön hinta-alueella, mutta alle 15 vuoden takaisinmaksuaika saavutetaan noin 75 €/MWh hinnalla. Näin korkean spot-hinnan saavuttaminen vuositasolla on kuitenkin epätodennäköistä. Huipunkäyttöajalla 2500 h/a takaisinmaksuaika on vakio 10,2 a, mutta pienenee hinnan ylittäessä 85 €/MWh. Tällaisella huipunkäyttöajalla tuotanto olisi siis kannattavaa, mutta huipunkäyttöajan saavuttaminen on epätodennäköistä.

## 4.2 Länsi-Suomi

Tässä luvussa lasketaan vastaavat tuotannon kannattavuutta kuvaavat luvut kahdelle tuulivoimalalle Länsi-Suomessa perustapauksissa kuin edellä laskettiin Muukonkankaan ja Vallanjärven tuulivoimapuistoille Kaakkois-Suomessa. Luvut on laskettu yksittäisille tuulivoimaloille, jotka kuuluvat suurempiin tuulipuistokokonaisuuksiin, mutta luvut ovat silti suuntaa-antavia.

Laskennassa käytetään investointikustannuksena tyypillistä arvoa  $C_c = 1230 \text{ €/MW}$  ja vuotuisen K&K-kustannuksen suuruutena 2 % investointikustannuksista. Taulukossa 11 on esitetty valittuja voimaloita, Kokkola 2:n ja Meri-Pori 9:n voimaloita, koskevat tiedot. Toteutunut tuotanto ja huipunkäyttöaika edustavat vuoden 2011 tietoja. Kokkola T2:n käytettävyys oli tuolloin  $k = 96,0 \%$  ja Meri-Pori 9:n  $k = 97,4 \%$  (Turkia&Holttinen 2011, 63).

**Taulukko 11.** Länsi-Suomen rannikolla sijaitsevien tutkittavien voimalaitosten tiedot vuodelta 2011 (Turkia&Holtinen 2011, 63).

alue	teho [MW]	arvioitu tuotanto [MWh]	toteutunut tuotanto [MWh]	huipunkäyttöaika [h]
<b>Kokkola, Kokkola T2</b>	1	2100	2240	2240
<b>Pori, Meri-Pori 9</b>	2	6000	6336	3168

Voimaloille lasketaan tuotantokustannukset ja takaisinmaksuajat samalla tavalla kuin Kaakkois-Suomen tuulipuistojen tapauksessa edellä. Takaisinmaksuaikojen laskennassa sähkön spot-hintana käytetään 33,3 €/MWh. Tulokset on esitetty taulukossa 12.

**Taulukko 12.** Länsi-Suomessa sijaitsevien voimaloiden kannattavuutta kuvaavat tunnusluvut.

		<b>Kokkola T2</b>	<b>Meri-Pori 9</b>
tuotantokustannus	€/MWh	55,0	38,9
takaisinmaksuaika	a	7,33	4,75

Taulukosta 12 nähdään, että takaisinmaksuajat perustapauksessa ovat huomattavasti lyhyemmät kuin edellä laskettujen Kaakkois-Suomen tuulivoimapuistojen tapauksissa. Tämä selittyy suuremmilla tuulennopeuksilla ja näin ollen suuremmilla huipunkäyttöajoilla sekä paremmilla käytettävyyden arvoilla. Tuotantokustannukset ovat, erityisesti Meri-Porin tuulivoimapuiston tapauksessa, kannattavat.

### 4.3 Tanska

Vuonna 2011 Tanskassa oli 3952 MW tuulivoimakapasiteettia, ja sillä tuotettiin 9,8 TWh sähköä. Tuotannolla katetaan 28 % maan sähkön kulutuksesta. (International Energy Agency 2012, 84) Taulukossa 13 on esitetty Tanskan keskimääräisiä

kustannuksia tuulivoimalle. Kuten taulukosta nähdään, tuotantokustannukset onshore-voimaloissa vaihtelevat keskimäärin välillä 30-50 €/MWh, mikä on vähemmän kuin Suomessa yleensä. Tanskalla oli vuonna 2006 länsimaista alhaisimmat tuulivoiman investointikustannukset (Vaasa energy Institute 2010).

**Taulukko 13.** Keskimääräisiä kustannuksia tuulivoimalle Tanskassa (International Energy Agency 2011, 77).

		<b>onshore</b>	<b>offshore</b>
investointikustannus	milj. €/MW	1,34	2,68
K&K-kustannus	€/MWh	10,7-13,4	16,1-20,0
tuotantokustannus	€/MWh	30-50	-

Tanskassa huipunkäyttöajat ovat huomattavasti Suomea paremmat myös sisämaassa. Esimerkiksi Thy-onshore tuulipuistossa huipunkäyttöaika on 0,34 eli 2978 h/a. Offshore-puistoilla huipunkäyttöaika taas vaihtelee välillä 0,45-0,50 eli 3942-4380 h/a. (Tampereen teknillinen yliopisto, 3) Tällaisia huipunkäyttöaikoja tarjoavat tuuliolosuhteet parantavat huomattavasti tuulivoiman kannattavuutta laskemalla tuotantokustannuksia ja takaisinmaksuaikoja.

## 5 JOHTOPÄÄTÖKSET

Euroopan Unionin ja Suomen maakohtaisten tavoitteiden asettaessa paineita uusiutuvan energian ja siten myös tuulivoiman osuuden lisäämiseksi energian loppukulutuksesta on tuulivoiman mahdollisuuksien ja kannattavuuden arvioimiseen sisämaassa panostettava. Tällä hetkellä Suomessa on käytössä syöttötariffijärjestelmä, jolla pyritään lisäämään tuulivoimakapasiteetin rakentamista.

Esa Vakkilainen, Risto Tarjanne ja Aija Kivistö ovat tulleet kuvan 8 mukaisesti siihen tulokseen, että tuulivoiman tuotantokustannukset ilman tukia ovat 52,7 €/MWh (Tarjanne&Kivistö 2008, 9). Tuulivoimatiedon arvion perusteella taas tuotantokustannukset vaihtelevat Suomessa sijoituspaikan tuulioloista ja muista tekijöistä riippuen välillä 30-50 €/MWh (Suomen Tuulivoimayhdistys ry). Tämän perusteella Muukonkankaan sähköntuotantokustannuksia voidaan mahdollisimman totuudenmukaisissa arvioiduissa olosuhteissa pitää kohtuullisina, kun taas Vallanjärven tuulipuiston tuotantokustannukset ylittävät keskimääräisen kustannustason huipunkäyttöajalla 1900 h/a ja käytettävyydellä 95 %.

Herkkyystarkastelun, jossa tuotantokustannuksia on arvioitu huipunkäyttöajan funktiona kolmella eri korkotasolla ja kolmella eri pitoajalla, tulokset on esitetty kuvissa 12-16. Kuvista voidaan havaita, että kaikki parametrit vaikuttavat merkittävästi tuotantokustannusten suuruuteen. Herkkyystarkastelu osoittaa, että niin huipunkäyttöajan kasvaminen, korkotason pieneneminen kuin pitoajan kasvaminen pienentävät tuotantokustannuksia. Takaisinmaksuaikojen tarkastelun tulokset on esitetty kuvissa 17-19. Voidaan havaita, että sekä huipunkäyttöajan että sähkön spot-hinnan kasvaminen lyhentävät takaisinmaksuaikaa. Yleisellä tasolla tarkasteltuna Muukonkankaalla niin tuotantokustannukset kuin takaisinmaksuajatkin ovat Vallanjärveä alhaisemmat, jolloin hanketta voidaan pitää kannattavampana.



Muukonkankaan tuulivoimapuistossa taulukossa 9 esitettyjen arvojen mukaisessa perustapauksessa huipunkäyttöajalla 1900 h/a päästään tuotantokustannukseen 65,3 €/MWh, joka on varsin kohtuullinen syöttötariffin ollessa voimassa. Kasvatettaessa korkotasoa 10 %:iin tai laskettaessa pitoaika 15 vuoteen korkeammallakin huipunkäyttöajalla, 2000 h/a, jäädytään huonompiin tuotantokustannusten arvoihin; 85,1 €/MWh ja 72,0 €/MWh. Korkotasolla 10 % päästään perustapauksen tuotantokustannukseen vasta huipunkäyttöajalla 2600 h/a ja pitoajalla 15 a vastaavaan arvoon päästään huipunkäyttöajalla 2200 h/a. Jälkimmäinen arvo voi olla hyvänä tuulivuonna realistinen, mutta edellisen arvon mukaisia tuulioloja on epätodennäköistä saavuttaa sisämaan olosuhteissa. Korkotasolla 5 % tai pitoajalla 20 a päästään kohtuulliseen alle 50 €/MWh tuotantokustannukseen huipunkäyttöajan ylittäessä 2400 h/a, mikä voi erittäin hyvänä tuulivuotena olla realistinen arvo. Syöttötariffin arvoa alemmat tuotantokustannukset saavutetaan jo huomattavasti alhaisemmillä huipunkäyttöajoilla, mikä parantaa hankkeen kannattavuutta syöttötariffien ollessa voimassa.

Perustapauksessa Muukonkankaan tuulivoimapuistossa huipunkäyttöajalla 1900 h/a ja sähkön spot-hinnalla 33,3 €/MWh saavutetaan takaisinmaksuaika 9,25 vuotta, jota voidaan pitää hankkeen kannattavuuden kannalta erittäin hyvänä arvona. Kyseisessä tapauksessa takaisinmaksuaika pysyy vakiona sähkön hinnasta riippumatta sähkön hinnan vaihdellessa välillä 20 €/MWh-85 €/MWh, jonka jälkeen takaisinmaksuaika alkaa laskea; esimerkiksi arvolla 90 €/MWh takaisinmaksuaika on enää 8,67 vuotta. Huipunkäyttöajan laskiessa takaisinmaksuajat kasvavat; sähkön hinnalla 33,3 €/MWh ja huipunkäyttöajalla 1300 h/a takaisinmaksuajaksi saadaan 26,9. Huipunkäyttöajan kasvaessa tilanne on päinvastainen; samalla sähkön hinnalla ja huipunkäyttöajalla 2500 h/a takaisinmaksuajaksi saadaan 7,0 vuotta. Muukonkankaan tuulivoimapuistohanketta voidaan siis pitää takaisinmaksuajan suhteen kannattavana hankkeena tuuliolosuhteissa, jotka on todennäköistä saavuttaa hankkeen sijoituspaikalla, alhaisillakin sähkön hinnoilla.

Vallanjärvellä perustapauksessa huipunkäyttöajalla 1900 h/a tuotantokustannus on suuri, 92,6 €/MWh. Tällaisella kustannuksella ei voida päästä kannattavaan tuotantoon, koska arvo on suurempi kuin perussyöttötariffin mukainen takuuhinta tuotetulle tuulivoimalle. Alle 50 €/MWh tuotantokustannukseen päästäisiin kyseisessä tapauksessa huipunkäyttöajan ylittäessä 3400 h/a, mitä ei ole todennäköinen arvo sisämaassa vuositasolla. Jos tuulivoimapuiston pitoaika kasvaisi 30 vuoteen, alle 50 €/MWh tuotantokustannus saavutettaisiin vähän alle 3000 h/a huipunkäyttöajalla, mikä sekään ei vielä ole todennäköinen arvo sisämaassa. Tulosten perusteella Vallanjärvellä ei ole realistista saavuttaa kannattavaa tuotantoa edes syöttötariffin puitteissa vallitsevissa olosuhteissa.

Vallanjärvellä saavutettava takaisinmaksuaika perusskenaariossa huipunkäyttöajalla 1900 h/a ja sähkön spot-hinnalla 33,3 €/MWh on 23,6 vuotta, mikä ei ole kannattava arvo sen ylittäessä oletetun pitoajan 20 vuotta. Kyseisessä tapauksessa kannattavampi alle 15 vuoden takaisinmaksuaika saavutettaisiin sähkön hinnan ollessa hiukan alle 75 €/MWh, millaisia hintoja harvoina vuosina voidaan saavuttaa. Spot-hinnalla 100 €/MWh päästäisiin myös vain 12 vuoden takaisinmaksuaikaan. Vallanjärvelle oletettuja olosuhteita ei siis voida pitää kannattavina tuulivoimantuotantoon. Jos tuuliolosuhteet olisivat paremmat, eli huipunkäyttöaika olisi esimerkiksi laskennan mukaisesti 2500 h/a, päästäisiin sähkön hinnan välillä 20 €/MWh-85 €/MWh vakiona pysyvään takaisinmaksuaikaan 10,2 vuotta, jonka jälkeen takaisinmaksuaika vielä lyhenisi.

Esimerkkihankkeista voidaan siis todeta, että Muukonkankaan tuulivoimapuisto on taloudellisesti kannattava hanke, tosin syöttötariffien ansiosta, todelliseksi arvioiduissa tuuliolosuhteissa. Vallanjärven hanketta sen sijaan ei voida pitää vastaavanlaisissa oletetuissa todellisissa olosuhteissa kannattavana niin tuotantokustannusten kuin takaisinmaksuajankaan kannalta. Vallanjärven kannattamattomuuteen vaikuttavat ainakin huomattavasti suuremmat investointikustannukset tehoyksikköä kohti ja suuremmat K&K-kustannukset tuotettua energiaa kohti. Olettamalla matalammat investointikustannukset kannattavuuden arviot voisivat muuttua huomattavasti. Yleisesti

tuulivoimaloiden tuuliolosuhteita ja tuotantoarvoja voidaan parantaa kasvattamalla turbiinien napakorkeutta. Vallanjärven turbiinien napakorkeus on jo 120 m, joten niiden kohdalla tämä ei ole enää merkittävässä määrin mahdollista. Muukonkankaan tuuliturbiinien napakorkeus on 90 m, joten niiden kohdalla korotuksilla voitaisiin saavuttaa etuja hankkeen kannattavuuden kannalta.

Esimerkkihankkeiden kautta tehtyjen päätelmien pohjalta voidaan todeta, että tuulivoiman tuotannon kannattavuus nykytekniikalla vallitsevissa tuuliolosuhteissa Kaakkois-Suomessa on täysin tapauskohtaista, ja kannattavuuden ehtona on joka tapauksessa syöttötariffin voimassaolo. Parempiin kannattavuusarvoihin päästään esimerkiksi kasvattamalla roottoreiden napakorkeutta, mikä ei usein kuitenkaan ole mahdollista esimerkiksi puolustusvoimien ilmapalvontatutkien takia. Parempien tuuliolosuhteiden luomisen lisäksi olennaista kannattavuuden paranemisen kannalta ovat investointikustannusten ja käyttö- ja kunnossapitokustannus hintakehitys. Näiden on ennustettu tulevaisuudessakin laskevan esimerkiksi kapasiteetin lisäyksen ansiosta, joten tuulivoiman tuotannon kannattavuuden paranemiselle myös sisämaan olosuhteissa on hyvät edellytykset. Toistaiseksi syöttötariffijärjestelmä kuitenkin tarvitaan kannattavuuden takaamiseksi.

Sisämaassa sijaitsevien esimerkkihankkeiden kannattavuutta kuvaaville tunnusluvuille laskettuja arvoja voidaan verrata vastaaviin arvoihin Länsi-Suomessa ja Tanskassa, jotka ovat huomattavasti tuulisempia alueita. Länsi-Suomessa kahdelle esimerkkihankkeelle perustapauksessa saatavat arvot on esitetty taulukossa 12. Siitä nähdään, että toisen esimerkkihankkeen, Kokkola T2:n, saamat arvot ovat vain vähän paremmat kuin Muukonkankaan tuulivoimapuistolle lasketut huipunkäyttöajan ollessa 2240 h/a. Muukonkankaalle suoritetusta kannattavuuden herkkyystarkastelusta havaitaan, että vastaavalla huipunkäyttöajalla päästäisiin suunnilleen samoihin arvoihin. Meri-Pori 9 –laitoksella huipunkäyttöaikana käytetään 3168 h/a, mikä takaa huomattavasti edellisiä paremmat käytettävyyden arvot. Tanskassa keskimääräisiksi

tuulivoiman tuotantokustannuksiksi on arvioitu 30-50 €/MWh, jollaisiin kustannuksiin voidaan päästä vain varsin korkeilla huipunkäyttöajoilla.

## 6 YHTEENVETO

Tämä kandidaatintyö ”Tuulivoiman kustannukset ja kannattavuus Kaakkois-Suomessa” kuuluu energiatekniikan koulutusohjelman opintojaksoon ”Energiatekniikan kandidaatintyö ja seminaari”. Työssä on esitelty yleisellä tasolla tuulivoiman kehitystrendejä maailmalla, tuulivoiman kustannuksia ja niiden muodostumista, tuotannon tukemista syöttötariffin avulla sekä hankkeiden kannattavuuteen vaikuttavia tekijöitä.

Tuulivoima on maailman nopeimmin kasvavia sähköntuotantomuotoja ja uutta kapasiteettia asennetaan jatkuvasti. Vuoden 2011 lopussa EU:n tuulivoimakapasiteetti ylsi jo lähes 94 GW:iin, kun taas Suomessa oli vuoden 2012 lopussa 162 tuulivoimalaa, joiden yhteenlaskettu teho oli 288 MW. Niin Suomessa kuin muuallakin EU:ssa voimakkaimmin tuulivoiman kehitystä vauhdittava tekijä on RES-direktiivi, jonka määrittämä maakohtainen tavoite uusiutuvan energian osuudelle energian loppukulutuksesta on Suomen kohdalla 38 %. Suomi on asettanut tavoitteekseen tuottaa 6 TWh sähköstä tuulivoimalla vuoteen 2020 mennessä, jolloin tuulivoimakapasiteetti olisi 2500 MW. Tuulivoiman tuotanto on kannattavinta tuulisilla rannikkoalueilla, mutta jos halutaan saavuttaa tavoitteiden mukaiset arvot, on tuulivoiman mahdollisuuksiin sisämaan vähätuulisemmissakin olosuhteissa alettava kiinnittää enemmän huomiota.

Tuulivoiman kustannukset voidaan jakaa investointikustannuksiin ja käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin, joista ensin mainitut ovat kiinteitä ja jälkimmäiset muuttuvia kustannuksia. Tuulivoima on pääomavaltainen ala, sillä investointikustannukset saattavat muodostaa jopa 80 % tuulivoimalan elinaikaisista kustannuksista. Investointikustannuksista suurimman erän muodostaa turbiini itsessään. Investointikustannukset vaihtelevat maittain, mutta vielä merkittävämpää vaihtelua on käyttö- ja kunnossapitokustannusten suuruudessa. Ne muodostavat huomattavan osan tuulivoimalan vuotuisista tuotantokustannuksista ollessaan 2-3 % tuulivoimalahankkeen investointikustannuksista. Kustannukset yhdessä määrittävät tuulivoimalan

tuotantokustannukset. Tuulivoimalaitoshankkeen kannattavuuteen vaikuttavat kustannusten lisäksi tuuliolosuhteet ja tuulivoimalaitoksen käytettävyys sekä nykyisin voimassa oleva syöttötariffijärjestelmä.

Tässä työssä tuulivoiman kustannuksia ja kannattavuutta Kaakkois-Suomen sisämaan tuuliolosuhteissa arvioitiin kahden esimerkkihankkeen, juuri valmistuneen Muukonkankaan tuulivoimapuiston ja rakenteilla olevan Vallanjärven tuulivoimapuiston, avulla. Kannattavuutta kuvaavina tunnuslukuina käytettiin tuotantokustannusta ja takaisinmaksuaikaa. Molemmille laitoksille määritettiin todellisia olosuhteita vastaavat arvot, kuten huipunkäyttöaika, käytettävyys, pitoaika ja korkotaso, joilla laskettiin perustapauksessa kannattavuutta kuvaavat arvot. Tuotantokustannuksille suoritettiin herkkyystarkastelu huipunkäyttöajan, pitoajan ja korkotason funktiona, kun taas takaisinmaksuajalle suoritettiin vastaava tarkastelu huipunkäyttöajan ja sähkön spot-hinnan funktiona. Laskennan perusteella Muukonkankaan tuulivoimapuistoa voidaan pitää kannattavana hankkeena, kun se kuuluu syöttötariffin piiriin. Vallanjärven tuulivoimapuistossa sen sijaan ei päästä kannattavaan tuotantoon huolimatta syöttötariffin mukaisesta takuuhinnasta tuotetulle sähkölle. Suurin syy tähän on huomattavasti Muukonkankaan hankkeen investointikustannusta ja yleistä investointikustannusten tasoa suurempi investointikustannus.

Esimerkkihankkeille saatuja arvoja on verrattu Länsi-Suomen ja Tanskan tuulisempien alueiden vastaaviin arvoihin. Tästä vertailusta voidaan huomata edelleen tuulennopeuden ja sen seurauksena huipunkäyttöajan merkittävä vaikutus hankkeen kannattavuuteen.

Tuulivoimalahankkeiden kannattavuutta Kaakkois-Suomessa on saatujen tulosten perusteella arvioitava aina tapauskohtaisesti. Toistaiseksi kannattavuuden edellytyksenä sisämaan tuuliolosuhteissa on syöttötariffin takaama takuuhinta tuotetulle sähkölle. Tuulivoiman investointi- ja K&K-kustannusten ennustetun laskun tulevaisuudessa voidaan olettaa johtavan tuotantokustannusten laskuun myös sisämaan huonommissa

tuuliolosuhteissa. Näin ollen tuulivoiman mahdollisuuksiin myös Kaakkois-Suomessa tulisi perehtyä tarkemmin ja tuulivoiman tuotanto alueella tulisi nähdä niin nykyisin kuin tulevaisuudessakin hyvänä mahdollisuutena tuottaa uusiutuvaa sähköä. Tuulioloja sisämaassa voidaan parantaa esimerkiksi kasvattamalla turbiinin napakorkeutta. Tämä ei kuitenkaan ole erilaisten rajoitusten takia usein mahdollista. Rajoitusten syytä tulisikin tutkia ja mahdollisuuksien mukaan lainsäädännöllisin keinoin mahdollistaa tuulivoimantuotanto.

## LÄHDELUETTELO

Baygildina, Elvira; Hynynen, Katja; Koivuniemi, Aapo; Laaksonen, Petteri; Pyrhönen, Olli. 2012. Tuulivoiman mahdollisuudet Etelä-Karjalassa. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknillinen tiedekunta, LUT Energy. ISBN: 978-952-265-281-2.

Blanco, Maria Isabel. (24.3.2008). [verkkodokumentti] The economics of wind energy. [viitattu 7.2.2013] Saatavissa osoitteesta: <http://anakena.dcc.uchile.cl/~mnmonsal/sdarticle03.pdf>

Etelä-Karjalan liitto. (2011). [verkkodokumentti] Sisä-Suomen tuulivoimaselvitys, Etelä-Karjala. [viitattu 19.3.2013] Saatavissa osoitteesta Etelä-Karjalan liitto: <http://194.251.35.222/Kiinteasivu.asp?KiinteasivuID=14198&NakymaID=515>

Garrad Hassan. (2008). European Wind Farm Project Costs History and Projections 2008 Study. Enova. Dokumentin numero: 100066/BR/01.

Haapanen, Erkki. (2011). [verkkodokumentti] Tuulivoimaa sisämaasta. [viitattu 15.4.2013] Saatavissa osoitteesta: [http://www.keskisuomi.fi/filebank/21915-Haapanen\\_Tuulitaito.pdf](http://www.keskisuomi.fi/filebank/21915-Haapanen_Tuulitaito.pdf)

International Energy Agency. (heinäkuu 2012). [verkkodokumentti] IEA Wind, 2011 Annual Report. [viitattu 29.1.2013] Saatavissa osoitteesta IEA: [http://www.ieawind.org/annual\\_reports\\_PDF/2011/2011%20IEA%20Wind%20AR\\_1\\_small.pdf](http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2011/2011%20IEA%20Wind%20AR_1_small.pdf)

International Energy Agency. (heinäkuu 2011). [verkkodokumentti] IEA Wind, 2010 Annual Report. [viitattu 15.4.2013] Saatavissa osoitteesta IEA: [http://www.orecca.eu/c/document\\_library/get\\_file?uuid=2b4d7ac7-58f9-40e3-b8a8-ecce19313337&groupId=10129](http://www.orecca.eu/c/document_library/get_file?uuid=2b4d7ac7-58f9-40e3-b8a8-ecce19313337&groupId=10129)



International Energy Agency. (ei pvm). [verkkodokumentti] IEA Wind Task 26: The Past and Future Cost of Wind Energy. [viitattu 20.2.2013] Saatavissa osoitteesta: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/53510.pdf>

Keski-Suomen liitto. (2012). [verkkodokumentti] Pienen ja keskisuuren tuulivoiman mahdollisuudet Keski-Suomessa. [viitattu 12.4.2013] Saatavissa osoitteesta: [http://www.keskisuomi.fi/filebank/22678-tuulivoimaselvitys\\_1842012\\_pienennetty.pdf](http://www.keskisuomi.fi/filebank/22678-tuulivoimaselvitys_1842012_pienennetty.pdf)

Kymenlaakson Liitto. (2010). [verkkodokumentti] Kymenlaakson tuulivoimaselvitys 2010. [viitattu 19.3.2013] Saatavissa osoitteesta Kymenlaakson Liitto: [http://www.kymenlaakso.fi/ajankohtaista/issue\\_show.jsp?issueId=4944](http://www.kymenlaakso.fi/ajankohtaista/issue_show.jsp?issueId=4944)

Laine, Jaakko. (ei pvm). [verkkodokumentti] Tuulipuiston käyttö- ja kunnossapito. LUT:n opintojakson Tuuli- ja aurinkovoimateknologia verkkomateriaalia. [viitattu 4.3.2013] Saatavissa osoitteesta Moodle: [http://moodle.lut.fi/pluginfile.php/32665/mod\\_resource/content/4/Luento7\\_osa1.pdf](http://moodle.lut.fi/pluginfile.php/32665/mod_resource/content/4/Luento7_osa1.pdf)

LUT. (ei pvm). Power Machines in Renewable Energy –opintojakson materiaali, Wind Energy. [viitattu 4.3.2013] Saatavissa osoitteesta Moodle: <http://moodle.lut.fi/mod/book/view.php?id=1995>

Manwell, J.F.; McGowan, J.G.; Rogers, A.L. 2003. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application. Chichester: John Wiley & Sons Ltd. ISBN: 0 471 49972 2.

Mikkonen, Anni. (7.6.2011). [verkkodokumentti] Katsaus tuulivoiman rakentamiseen. [viitattu 20.3.2013]

MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. (toukokuu 2011). [verkkodokumentti] Regulatory Design for RES-E Support Mechanisms: Learning Curves, Market Structure, and Burden-Sharing. [viitattu 20.2.2013] Saatavissa

osoitteesta MIT CEEPR:  
<http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/workingpapers/2011-011.pdf>

Motiva. (1999). [verkkodokumentti] Tuulivoiman projektiopas. [viitattu 20.2.2013]  
Saatavissa osoitteesta:  
<http://windesol.fi/windesol/images/8/89/Tuulivoimanprojektiopas.pdf>

Tampereen teknillinen yliopisto. (ei pvm). [verkkodokumentti] Wind Power in the  
Danish Power System. [viitattu 15.4.2013] Saatavissa osoitteesta TUT:  
<http://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/kurssit/Wind/Seminaarit/luku10.pdf>

The European Wind Energy Assosiation a. (maaliskuu 2009). [verkkodokumentti] The  
Economics of Wind Energy. [viitattu 2.2.2013] Saatavissa osoitteesta EWEA:  
[http://www.windenergie.nl/sites/windenergie.nl/files/documents/the\\_economics\\_of\\_windenergy\\_ewea.pdf](http://www.windenergie.nl/sites/windenergie.nl/files/documents/the_economics_of_windenergy_ewea.pdf)

The European Wind Energy Assosiation b. (2009). [verkkodokumentti] The  
Economics of Wind Power. [viitattu 2.2.2013] Saatavissa osoitteesta EWEA:  
<http://www.wind-energy-the-facts.org/documents/download/Chapter3.pdf>

The European Wind Energy Assosiation. (ei pvm). [verkkodokumentti] Wind Power  
Economics. [viitattu 15.4.2013] Saatavissa osoitteesta EWEA:  
[http://www.ewea.org/fileadmin/ewea\\_documents/documents/press\\_releases/factsheet\\_economy2.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/press_releases/factsheet_economy2.pdf)

Turkia, Ville; Holttinen, Hannele. (2011). [verkkodokumentti] Tuulivoiman  
tuotantotilastot, vuosiraportti 2011. [viitattu 20.2.2013] Saatavissa osoitteesta VTT:  
<http://www.vtt.fi/inf/pdf/technology/2013/T74.pdf>

TuuliSaimaa a. (11.4.2013). Tuominen, Juha; Koivuniemi, Aapo. Kursiovierailulla saatuja tietoja.

Työ- ja elinkeinoministeriö. (2009). [verkkodokumentti] Ehdotus tuulivoiman syöttötariffiksi, Syöttötariffityöryhmän väliraportti. [viitattu 21.2.2013] Saatavissa osoitteesta: [http://www.tem.fi/files/24646/Sy\\_tt\\_tariffiryhm\\_n\\_v\\_liraportti\\_liite\\_1.pdf](http://www.tem.fi/files/24646/Sy_tt_tariffiryhm_n_v_liraportti_liite_1.pdf)

Vakkilainen, Esa; Tarjanne; Risto, Kivistö; Aija. 2012. Sähkön tuotantokustannusvertailu. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknillinen tiedekunta, LUT Energia. ISBN 978-952-265-340-6.

VTT b. (28.10.2012). [Excel – tiedosto] Wind Power Projects in Finland. [viitattu 12.3.2013] Saatavissa osoitteesta VTT: <http://www.vtt.fi/proj/windenergystatistics/>

World Energy Council. 1994. New Renewable Energy Resources. Lontoo: World Energy Council. ISBN 0 7494 1263 1.

## WWW-SIVUT

Alstom. (20.9.2012) [www – sivut] Alstom toimittaa tuulivoimalat 21 MW tuulipuistoon Lappeenrantaan. [viitattu 21.7.2013] Saatavissa osoitteesta Alstom: <http://www.alstom.com/press-centre/fi/2012/6/tuulipuistoLappeenrantaan/>

Energiamarkkinavirasto. (ei pvm). [www – sivut] Tuotantotuki. [viitattu 20.1.2013] Saatavissa osoitteesta Energiamarkkinavirasto: <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/alasivu.asp?gid=344&languageid=246>

Finlex. (30.12.2010). [www – sivut] Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta. [viitattu 20.2.2013] Saatavissa osoitteesta Finlex:

[http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2010/20101396?search\[type\]=pika&search\[pika\]=sy%C3%B6tt%C3%B6tariffi#L2P6](http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2010/20101396?search[type]=pika&search[pika]=sy%C3%B6tt%C3%B6tariffi#L2P6)

Fortum. (2012). [www – sivut] Markkinatilanne Pohjoismaat. [viitattu 1.4.2013] Saatavissa osoitteesta Fortum: <http://vuosiraportointi.fortum.com/etusivu-q2/markkinatilanne-q2>

Haminan energia Oy. (23.1.2012). [www – sivut] Lehdistötiedote. [viitattu 20.3.2013] Saatavissa osoitteesta Haminan Energia Oy: <http://www.haminanenergia.fi/fi/yritys/ajankohtaista/body0=1833>

Haminan Energia Oy. (ei pvm). [www – sivut] Summan tuulivoimalahanke. [viitattu 12.3.2013] Saatavissa osoitteesta Haminan Energia Oy: <http://www.haminanenergia.fi/fi/tuotteet/sahko/tuulienergia/summantuulivoimalaha>

Kotka Energia. (2012). [www – sivut] Luonnon omaa tuulivoimaa: Ilona ja Ilmari. [viitattu 12.3.2013] Saatavissa osoitteesta Kotka Energia: [http://www.kotkanenergia.fi/luonnon\\_omaa\\_tuulivoimaa\\_ilona\\_ja\\_ilmari](http://www.kotkanenergia.fi/luonnon_omaa_tuulivoimaa_ilona_ja_ilmari)

Motiva. (17.12.2012). [www – sivut] Uusiutuvan energian direktiivi (RES-direktiivi). [viitattu 5.2.2013] Saatavissa osoitteesta Motiva: [http://www.motiva.fi/taustatietoa/ohjauskeinot/direktiivit/uusiutuvan\\_energian\\_direktiivi\\_%28res-direktiivi%29](http://www.motiva.fi/taustatietoa/ohjauskeinot/direktiivit/uusiutuvan_energian_direktiivi_%28res-direktiivi%29)

Motiva a. (30.1.2013). [www – sivut] Syöttötariffi. [viitattu 20.2.2013] Saatavissa osoitteesta Motiva: [http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva\\_energia/uusiutuvan\\_energian\\_tuet/syottotariffi](http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/uusiutuvan_energian_tuet/syottotariffi)

Motiva b. (11.2.2013). [www – sivut] Tuulivoima. [viitattu 27.2.2013] Saatavissa osoitteesta Motiva: [http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva\\_energia/tuulivoima](http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/tuulivoima)

RES Legal. (4.12.2012) [www – sivut] Premium tariff (Law on the Promotion of Renewable Energy). [viitattu 24.2.2013] Saatavissa osoitteesta RES Legal: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/single/s/res-e/t/promotion/aid/premium-tariff-law-on-the-promotion-of-renewable-energy/lastp/96/>

Suomen TuuliAtlas. (ei pvm). [www – sivut] TuuliAtlaksen karttaliittymä. [viitattu 20.3.2013] Saatavissa osoitteesta Suomen TuuliAtlas: <http://tuuliatlas.fmi.fi/fi/>

Suomen Tuulivoimayhdistys ry. (ei pvm). [www – sivut] Tuulivoimatieto. [viitattu 8.2.2013] Saatavissa osoitteesta Suomen Tuulivoimayhdistys ry: <http://www.tuulivoimatieto.fi/>

The European Wind Energy Assosiation. (helmikuu 2012). [www – sivut] Wind in Power, 2012 European Statistics. [viitattu 28.2.2013] Saatavissa osoitteesta EWEA: [http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind\\_in\\_power\\_annual\\_statistics\\_2012.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind_in_power_annual_statistics_2012.pdf)

TuuliSaimaa b. (23.5.2013). [www – sivut] TuuliMuukko. [viitattu 21.7.2013] Saatavissa osoitteesta TuuliSaimaa: <http://tuulisaimaa.fi/drupal/?q=fi/node/28/news>

Tuulivoimaakaakosta.fi. (ei pvm). [www – sivut] Energia. [viitattu 12.3.2013] Saatavissa osoitteesta Tuulivoimaakaakosta.fi: <http://www.tuulivoimaakaakosta.fi/energia>

Tuulivoimaopas. (ei pvm). [www – sivut] Vaikutukset kuntatalouteen. [viitattu 20.3.2013] Saatavissa osoitteesta Tuulivoimaopas: [http://www.tuulivoimaopas.fi/vaikutukset\\_kuntatalouteen](http://www.tuulivoimaopas.fi/vaikutukset_kuntatalouteen)

Vaasa Energy Institute. (2010). [www – sivut] Tuulivoiman kustannukset. [viitattu 29.1.2013] Saatavissa osoitteesta Medvind tuulivoimaportaali: [http://wind.vei.fi/public/index.php?cmd=smarty&id=37\\_lfi](http://wind.vei.fi/public/index.php?cmd=smarty&id=37_lfi)

VTT a. (2012). [www – sivut] Suomen tuulivoimatilastot. [viitattu 29.1.2013] Saatavissa osoitteesta VTT: <http://www.vtt.fi/proj/windenergystatistics/?lang=fi>

VTT c. (2012). [www – sivut] Tuulivoima. [viitattu 1.4.2013] Saatavissa osoitteesta VTT: [http://www.vtt.fi/research/technology/wind\\_power.jsp](http://www.vtt.fi/research/technology/wind_power.jsp)

Yle uutiset. (20.3.2012) [www – sivut] TuuliMuukko tuotantoon kesällä – muut hankkeet takkuavat. [viitattu 21.7.2013] Saatavissa osoitteesta Yle uutiset: [http://yle.fi/uutiset/tuulimuukko\\_tuotantoon\\_kesalla\\_-\\_muut\\_hankkeet\\_takkuavat/6546712](http://yle.fi/uutiset/tuulimuukko_tuotantoon_kesalla_-_muut_hankkeet_takkuavat/6546712)