

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

BH10A0202 Energiatekniikan kandidaatintyö

Tuulivoiman tuotantokustannukset

Levelized Cost of Wind Power

Työn tarkastaja: Aija Kivistö

Työn ohjaaja: Aija Kivistö

Lappeenranta 24.8.2017

Lauri Laaksonen

TIIVISTELMÄ

Opiskelijan nimi: Lauri Laaksonen

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

Opinnäytetyön ohjaaja: Aija Kivistö

Kandidaatintyö 2017: Tuulivoiman tuotantokustannukset

38 sivua, 6 kuvaa, 4 taulukkoa

Hakusanat: tuulivoima, tuotantokustannukset, elinkaarikustannukset

Tuulivoiman tuotantokustannusten määrittäminen on tehokas ja yksinkertainen tapa arvioida energialähteen taloudellista tilaa. Elinkaaren ajalta laskettuja tuotantokustannuksia voidaan hyödyntää niin tuulivoimayrityksen kuin valtioiden päätöksenteossa, sillä ne kertovat tuotetun energiayksikön omakustannushinnan. Tämän tutkielman tavoitteena on selvittää mistä komponenteista tuulivoiman tuotantokustannukset muodostuvat ja mitkä tekijät komponentteihin vaikuttavat. Lisäksi tutkielmassa selvitetään tuotantokustannusten nykytila Suomessa kahden esimerkkilaskelman avulla.

Tutkielman teoria pohjautuu pääasiassa kansainvälisiin tuulivoima-alan julkaisuihin. Esimerkkilaskuissa käytettävät parametrit määritettiin tilastodatan ja toteutuneiden investointien avulla.

Tutkielma osoittaa, että tuulivoima on erittäin pääomaintensiivinen energiantuotantomuoto, sillä jopa 75 % tuulivoiman tuotantokustannuksista koostuu pääomakustannuksista. Käyttö- ja kunnossapitokustannukset kattavat tuotantokustannuksista noin 20–25 %. Maalle rakennettavalle esimerkkituulipuistolle tuotantokustannuksiksi saatiin 45,55 €/MWh. Merelle rakennettavalle tuulipuistolle tuotantokustannuksiksi muodostui 73,49 €/MWh. Esimerkkilaskelmat kahdelle vertailutuulipuistolle osoittavat, ettei tuulivoima ole saaduilla tuotantokustannuksilla markkinaehtoisesti kannattavaa.

SISÄLLYSLUETTELO

Tiivistelmä	2
Sisällysluettelo	3
Symboli- ja lyhenneluettelo	4
1 Johdanto	5
1.1 Tutkielman rajaus	6
1.2 Tutkielman tavoite ja tutkimuskysymykset	6
2 Tuulivoiman tuotantokustannukset	8
3 Käyttöä edeltävät kustannukset	11
3.1 Jakeluverkkoon liittyminen	15
3.2 Rakennus- ja asennuskustannukset	17
3.3 Muut kustannukset	19
4 Käytönaikaiset kustannukset	20
5 Tekniset ominaisuudet ja rahoituksen parametrit	23
6 Tuulivoiman tuotantokustannukset suomessa	26
6.1 Investointikustannukset Suomessa	26
6.2 Käyttö- ja kunnossapitokustannukset Suomessa	27
6.3 Laskentakorko hupunkäyttöaika ja käyttöikä	28
6.4 Laskenta	29
7 JOHTOPÄÄTÖKSET	34
8 YHTEENVETO	36
Lähdeluettelo	38

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Roomalaiset aakkoset

A_t	vuotuiset K&K- kustannukset	[€]
E_t	vuotuinen energiantuotanto	[MWh]
I_0	projektiin sitoutunut pääoma	[€]
i	laskentakorko	
n	käyttöikä	[a]
P	teho	[VA,W]
t	vuosi (1,2,...n)	
U	jännite	[V]

Alaindeksit

0	investointihetki
t	vuosi

Lyhenteet

LCOE	Levelized cost of energy
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
WACC	Weighted Average Cost of Capital

1 JOHDANTO

Energiateollisuuden on tulevaisuudessa ratkaistava kolme haastetta: Kuinka pysäyttää ilmastonmuutos, kuinka vastata kasvavaan energian kysyntään ja kuinka varmistaa energian luotettava toimitus? Tuulivoimaa pidetään yhtenä potentiaalisimmista vastauksista näihin kysymyksiin, sillä sen avulla sähköä voidaan tuottaa loputtomasta hiilidioksidivapaasta energianlähteestä, tuulesta. (Morales Pedraza 2015, 221–222) Tuulivoiman asennettu kapasiteetti on kasvanut viimeisen kahden vuosikymmenen aikana merkittävästi ja kapasiteetin kasvuvauhti on osaltaan ylittänyt aikaisemmat ennusteet. Morales Pedrazan (2015, 1) mukaan vuonna 2010 kumulatiivinen asennettu tuulivoimakapasiteetti oli lähes kaksinkertainen verrattuna vuonna 1997 tehtyyn arvioon kyseisestä vuoden tuulivoimakapasiteetista.

Nopeaan kasvuun ovat vaikuttaneet tuuliturbiinien tekniikan kehityksen lisäksi laajalti käytössä olevat tuotantotukijärjestelmät. Uusiutuvan energian tuotantoa tuetaan takuuhintamekanismein sekä erilaisin investointi- ja verotuin. Tukijärjestelmät ovat maakohtaisia ja ne riippuvat maan asettamista virallisista uusiutuvan energian kapasiteettitavoitteista. (Kumar et al. 2015, 219–220) Kyseisillä tukijärjestelmillä on ollut erittäin positiivinen vaikutus tuulivoimainvestointien kasvulle, mutta samalla niiden on huomattu olevan merkittävä menoerä valtiolle. Monet valtiot ovat todenneet tukijärjestelmien olevan liian raskaita ylläpidettäväksi. Suomen hallituksen esityksessä 2015 esitettiin syöttötariffijärjestelmän hallittua sulkemisesta vaatimalla syöttötariffijärjestelmään hyväksymisen edellytykseksi voimassa olevaa kiintiöpäätöstä. Kiintiöpäätös on voimassa ensimmäiseen päivään marraskuuta 2017, ja kiintiöitä myönnetään, kunnes tuulivoimaloiden generaattoreiden yhteenlaskettu nimellisteho kattaa 2500 megavoltiampeeria. Käytännössä tuulivoimaloiden kokonaiskapasiteetti on täynnä, sillä jo hyväksytyjen ja vireillä olevien hakemusten yhteenlaskettu teho ylittää 2500 megavoltiampeeria. (Hallituksen esitys 15/2015) Tuulivoimakapasiteetin kasvu tulevaisuudessa on yhä riippuvaisempi tuulivoimalla tuotetun sähkön tuotantokustannuksista.

1.1 Tutkielman rajaus

Morales Pedraza (2015, 221) mukaan nykypäivän kasvavat negatiiviset asenteet tuulivoimaa kohtaan johtuvat pitkälti tuulivoimalla tuotetun energian hinnan yliarvioinnista. Nopea viime vuosina tapahtunut tuulivoiman tuotantokustannusten laskeminen on johtanut tilanteeseen, jossa vain parin vuoden takaiset arviot tuulivoiman tuotantokustannuksista voivat olla yliarvioituja tämän hetken todelliseen tasoon verrattuna (IRENA 2012, 1).

Tuulisähkön tuotantokustannuksilla tarkoitetaan tässä tutkielmassa LCOE- menetelmällä (engl. Levelized cost of energy) laskettuja tuotantokustannuksia, jotka ottavat huomioon koko tuulivoimalan elinkaaren kustannukset. Kustannukset kohdistetaan elinkaaren aikana tuotetulle energialle, jolloin ne saadaan helposti vertailtavaan muotoon. Tätä voidaan toisaalta pitää tuotetun energian minimimyyntihintana, jolla tuotannon kustannukset saadaan katettua. (Díaz et al. 2015, 721) Tuotantokustannuksilla on tärkeä rooli tuulivoimahankkeiden kannattavuustarkastelussa, sillä ne indikoivat hankkeen kannattavuutta arvioidulla sähkön myyntihinnalla. Varsinainen tuotantokustannusten laskenta on yksinkertaista, mutta laskuissa käytettyjen parametrien arviointi on paikoin erittäin haastavaa, sillä suurin osa parametreista ajoittuu tulevaisuuteen. Kirjallisuudesta on löydettävissä merkittävä määrä arvioita tuulivoimalla tuotetun sähkön tuotantokustannuksista, mutta saatujen arvioiden välinen vaihtelu voi paikoin olla hyvin suurta. Parametrit riippuvat voimakkaasti niin tuulivoimalan sijoituspaikasta kuin paikallisen finanssialan tilasta.

1.2 Tutkielman tavoite ja tutkimuskysymykset

Mauleónin (2015, 237) mukaan tuotantokustannukset ovat tehokas ja yksinkertainen tapa hahmottaa uusiutuvien energialähteiden taloudellista tilaa. Tuotantokustannuksia voidaan näin myös verrata fossiilisilla polttoaineilla tuotetun energian hintaan. Tuotantokustannukset toimivat hyvänä indikaattorina poliittiselle sekä yritysten päätöksenteolle. (Mauleón 2015, 237) Tutkielman tavoitteena on selvittää mistä komponenteista tuulivoiman tuotantokustannukset koostuvat ja mitkä tekijät niihin vaikuttavat. Tutkielman tavoitteena on lisäksi hahmottaa tuotantokustannusten nykytilaa Suomessa. Tutkielmassa käsitellään niin maalle (engl. onshore) kuin merelle (engl.

offshore) rakennettavien tuulivoimaloiden tuotantokustannuksia. Tavoitteisiin vastataan seuraavien tutkimuskysymysten avulla:

- Mistä komponenteista tuulivoiman tuotantokustannukset muodostuvat?
- Mitkä tekijät vaikuttavat kustannuskomponentteihin?
- Mikä on tuulivoiman tuotantokustannusten nykytila Suomessa?

Tutkielma on jäsenneily siten, että toisessa luvussa käsitellään tuulivoiman tuotantokustannusten laskeminen LCOE-menetelmällä. LCOE-menetelmällä lasketuilla tuotantokustannuksilla ei ole vakiintunutta suomenkielistä termiä, joten tässä tutkielmassa tuotantokustannuksilla tarkoitetaan kyseisellä menetelmällä laskettuja arvoja. Kolmannessa luvussa käsitellään käyttöä edeltävien kustannusten muodostumista ja pohditaan niiden vaikutusta tuotantokustannuksiin. Komponenttien muodostumista pyritään hahmottamaan käyttäen tukena kirjallisia lähteitä sekä tilastoja. Neljäs luku käsittelee tuulivoiman käytönaikaisten kustannusten muodostumista ja arvioi niiden vaikutusta tuotantokustannusten muodostumiseen. Viidennessä luvussa selvitetään laskennan ei rahallisten komponenttien muodostuminen. Kuudennessa luvussa arvioidaan tuulivoiman tuotantokustannusten nykytilaa Suomessa kahden esimerkkilaskun avulla. Arviointi toteutetaan laskemalla maalle ja merelle rakennettavan vertailutuulipuiston tuotantokustannukset. Laskennan parametrit määritetään lähteistä löytyvän tiedon ja toteutuneiden tuulivoimainvestointien arvojen avulla. Seitsemännessä luvussa käydään läpi tutkielman keskeiset johtopäätökset. Tutkielman lopussa keskeiset asiat esitetään tiivistetysti yhteenvedossa.

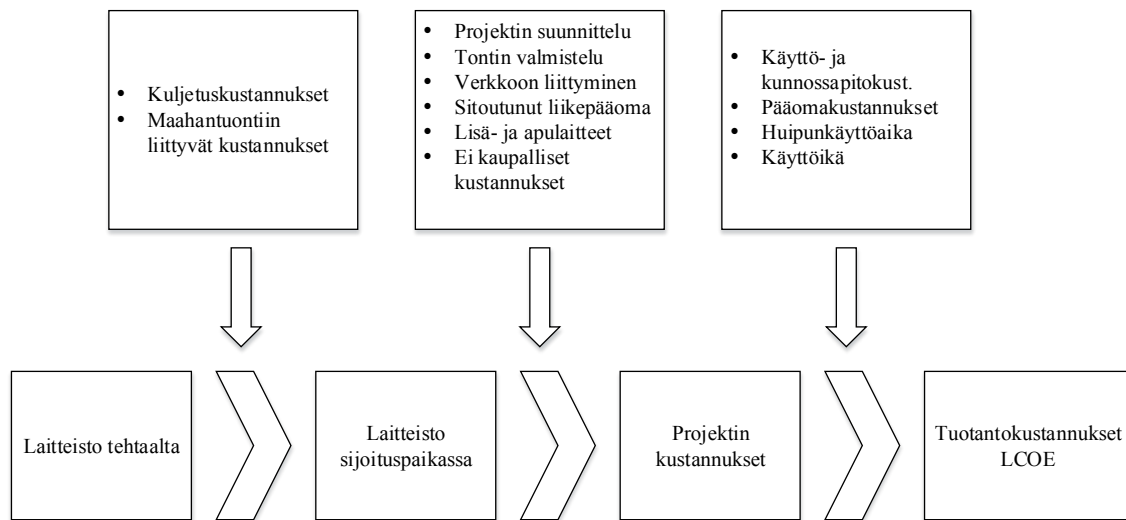
2 TUULIVOIMAN TUOTANTOKUSTANNUKSET

Käytetyin energian tuotantokustannusten laskentamenetelmä on LCOE-menetelmä, missä tuotantokustannukset pyritään esittämään yksinkertaisessa ja helposti vertailtavassa muodossa. Tuotantokustannuksilla tarkoitetaan käyttöä edeltävien ja käytönaikaisten kustannusten avulla laskettua hintaa, jolla yksikkö energiaa saadaan tuotettua. Saatu tuotantokustannus on arvio koko voimalan käyttöiän aikana tuotetulle energialle ja se ottaa huomioon projektin koko elinkaaren ajalle ajoittuvat kustannukset. (Díaz et al. 2015, 721; IRENA 2012, 1) LCOE-menetelmä on yleisesti hyväksytty laskentamalli niin tutkimuksessa kuin teollisuudessa, johtuen sen selkeästä ja helposti vertailtavissa olevista tuloksista eri tuotantomuotojen kesken (Mauleón 2015, 237). LCOE-menetelmällä lasketut tuotantokustannukset toimivat suunnitteluvaiheessa hyvänä indikaattorina investoinnin kannattavuudesta investointihankkeesta päättävillä tahoilla ja sen laskeminen on lähes kaikkien energiaprojektien kannattavuustarkastelun perustana. (Madureira 2014, 181–182)

Tuulivoima on muiden energiantuotantomuotojen tapaan hyvin pääomaintensiivinen toimiala. Verrattuna konventionaalisiin fossiilista polttoainetta käyttäviin energiantuotantomuotoihin, tuulivoiman käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat pienet, johtuen tuulivoimalle tyypillisestä polttoainekustannusten puutteesta. Tuulivoiman tuotantokustannukset koostuvat suurelta osin käyttöä edeltävistä investointikustannuksista ja niihin liittyvistä rahoituskustannuksista. (Krohn et al. 2009, 8) Zahedi (2014, 1) listaa tuotantokustannusten määrittämiseen vaikuttavat päätekijät seuraavasti:

- Käyttöä edeltävät kustannukset, pääasiassa tuuliturbiinin hankintameno
- Tuuliturbiinin pohjatyö- ja asennuskustannukset
- Pääomakustannukset
- Toiminnan aikaiset käyttö- ja kunnossapitokustannukset
- Muut projektin kehitys- ja suunnittelukustannukset
- Tuulivoimalan käyttöikä
- Tuotettu sähköenergia koko käyttöiän aikana

Edellä mainitut tuotantokustannusten komponentit vaikuttavat tuulivoiman tuotantokustannusten muodostumiseen koko projektin aikajänteellä. Kuvassa 1 esitellään tuotantokustannusten muodostuminen ja siihen vaikuttavat tekijät koko tuulivoimaprojektin elinkaaren ajalta.



Kuva 1: Tuotantokustannusten muodostuminen tuulivoimalan elinkaaren ajalta (mukaiillen IRENA 2012, 2).

Tuulivoimaprojektille tyypilliseen tapaan, suuri pääoma sitoutuu hankkeeseen ennen varsinaista käyttöönottoa, joten niiden rooli muodostuviin tuotantokustannuksiin on suuri. Myös tuulivoimalan käyttöominaisuudet, kuten käyttöikä ja vuotuinen huipunkäyttöaika vaikuttavat tuotantokustannusten muodostumiseen. (Kuva 1) Pelkkien kustannusten tarkastelun lisäksi on kannattavuustarkasteluun otettava huomioon myös tuulivoimalan suorituskyky.

Suurin osa kustannuksista tapahtuu ennen tuulivoiman tuotantoa, minkä vuoksi niiden kohdistaminen tuotetulle energiayksikölle ei ole yksiselitteistä. Jotta kustannukset koko tuulivoimalaitoksen elinkaaren ajalta saadaan kohdistettua tuotetulle energiayksikölle, on tulevaisuuden kassavirrat ja energiantuotanto siirrettävä nykypäivään diskonttausta hyväksi käyttäen. Tuotantokustannukset tuotettua energiayksikköä kohden voidaan LCOE-menetelmällä laskea yhtälön 1 mukaisesti. (Ebenhoch et al. 2015, 109)

$$\text{LCOE} = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (1)$$

missä	LCOE on tuotantokustannus	[€/MWh]
	I_0 on projektiin sitoutunut pääoma	[€]
	A_t on vuotuiset K&K- kustannukset	[€]
	E_t on tuotettu energia vuonna t	[MWh]
	i on laskentakorko	
	n on käyttöikä	[a]
	t on vuosi (1,2,...n)	

Yhtälössä 1 tuotettu energia elinkaaren aikana siirretään investointihetkeen diskonttaamalla, jolloin tuotantokustannus saadaan rahan aika-arvon huomioon ottavaan muotoon. Yhtälön 1 määritelmä LCOE-menetelmän mukaiselle tuotantokustannuksien laskennalle on vain yksi versio laskentatavasta. Laskenta voidaan tehdä myös jakamalla projektiin ennen tuotantoa sitoutunut pääoma annuiteettimenetelmällä vuotuisiksi tasasuuruiksi menoeriksi. Vaikka laskenta on muodoltaan erilainen, saadaan tulokseksi sama tuotantokustannus, mikäli laskuissa käytetyt parametrit ovat samoja. Kirjallisuudessa löytyvät LCOE- menetelmän mukaiset tuotantokustannusten arvot eivät usein ole vertailukelpoisia, johtuen laskuissa käytettävien parametrien vaihtelusta. Vertailua tehdessä on suhtauduttava kriittisesti laskennassa käytettyihin arvoihin. Seuraavissa luvuissa käsitellään yhtälössä 1 käytettävien parametrien muodostuminen. Lisäksi kuudennessa luvussa esitellään tuotantokustannuksien laskenta kahden esimerkki investoinnin avulla.

3 KÄYTTÖÄ EDELTÄVÄT KUSTANNUKSET

Käyttöä edeltävät kustannukset kuvaavat koko tuulivoimaprojektiin sitoutunutta pääomaa ennen sähköntuotantoa. Yhtälössä 1 kyseisiä kustannuksia kuvataan projektiin sitoutuneella pääomalla. Ne ovat suurin yksittäinen tekijä tuulivoiman tuotantokustannuksia arvioitaessa, joten vaikutus hankeen kannattavuuteen on merkittävä. Krohn et al. (2009) arvioivat käyttöä edeltävien kustannusten kattavan jopa 75 prosenttia tuulivoiman tuotantokustannuksista. Käyttöä edeltävät kustannukset sisältävät kaikki tuuliturbiinin hankintaan ja kuljetukseen, perustusten tekoon, jakeluverkkoon liittymiseen sekä suunnitteluun liittyvät kustannukset. (Krohn et al. 2009, 28–29)

Tuulivoiman käyttöä edeltävien kustannusten rakenne vaihtelee voimakkaasti riippuen voimalan tyypistä ja sijoituspaikasta. Kustannuksiin vaikuttavat niin paikallisen tuulivoimateollisuuden kilpailutilanne kuin sijoituspaikan ominaisuudet. (IRENA 2012, 19) Maalle rakennettavalla tuulivoimalalla käyttöä edeltävät kustannukset koostuvat pääasiassa tuuliturbiinin kustannuksista, jotka voivat kattaa jopa 84 % kustannuksista. Merelle rakennettavan tuulivoimalan käyttöä edeltävät kustannukset jakautuvat tasaisemmin tuuliturbiinin, jakeluverkkoon liittymisen ja rakennuskustannusten kesken, johtuen haastavammasta toimintaympäristöstä. Merelle rakennettavan tuulivoimalan haastavalla sijoituspaikalla on myös suurentava vaikutus muihin muodostuviin kustannuksiin, kuten suunnittelusta ja kehitystyöstä aiheutuviin kustannuksiin. (Taulukko 1)

Taulukko 1: Onshore ja Offshore tuulivoimalan käyttöä edeltävien kustannusten tyypillinen rakenne länsimaissa vuonna 2011 (mukaillen IRENA 2012, 19).

	Onshore	Offshore
Tuuliturbiini [%]	65–84	30–50
Jakeluverkkoon liittymisen [%]	9–14	15–30
Rakennuskustannukset [%]	4–16	15–25
Muut [%]	4–10	8–30

Taulukon 1 tuuliturbiinin kustannukset sisältävät turbiinin hankintaan, kuljetukseen ja asennukseen liittyvät kustannukset. Ne eivät sisällä tuuliturbiinin sijoituspaikan valmistelua koskien vaadittavaa infrastruktuuria ja perustuksia, joita kuvataan taulukon yksi rakennuskustannuksilla. Merelle rakennetulla tuulivoimalalla rakennuskustannukset kattavat suuremman osuuden käyttöä edeltävistä kustannuksista, sillä mereen tai vesistöön tehtävät perustukset ovat huomattavasti vaikeammin toteutettavissa. Jakeluverkkoon liittyminen on merelle rakennettavalla tuulivoimalalla huomattavasti suurempi osa käyttöä edeltävistä kustannuksista, sillä kantaverkkoon liittyminen on toteutettava vedenalaisella kaapeloinnilla. Lisäksi matka jakeluverkon kytkentäpisteeseen on merituulivoimahankkeissa yleisesti huomattavasti pidempi. Muut kustannukset sisältävät tuulipuiston tai -voimalan kehitykseen ja kaavoitukseen liittyvät kustannukset sekä rahoituksen hankintaan liittyvät kustannukset. Taulukon 1 käyttöä edeltävät kustannuksien jakautumisesta voidaan päätellä, että merelle rakennettavalla tuulivoimalalla tai -puistolla kustannukset ovat riippuvaisempia sijoituspaikasta. Merelle rakennettavalla tuulivoimaloilla kustannusrakenne vaihtelee otoksen perusteella huomattavasti enemmän kuin maalle rakennettavilla tuulivoimaloilla.

Pääosa, 65–84 prosenttia käyttöä edeltävistä kustannuksista koostuvat tuuliturbiinin hankintamenosta. Tuuliturbiinin kalleimmat komponentit ovat torni ja roottorin lavat, jotka kattavat noin puolet tuuliturbiinin kustannuksista. Myös vaihteisto ja tehomuokkain ovat kalliita komponentteja ja ne kattavat yhteensä noin 18 % osuuden tuuliturbiinin hankintamenosta. Loput kustannukset jakautuvat tasaisemmin muille komponenteille. Tuuliturbiinin pääkomponenttien kustannusten osuus koko tuuliturbiinin hankintakustannuksista esitetään taulukossa 2. (Krohn et al. 2009, 37)

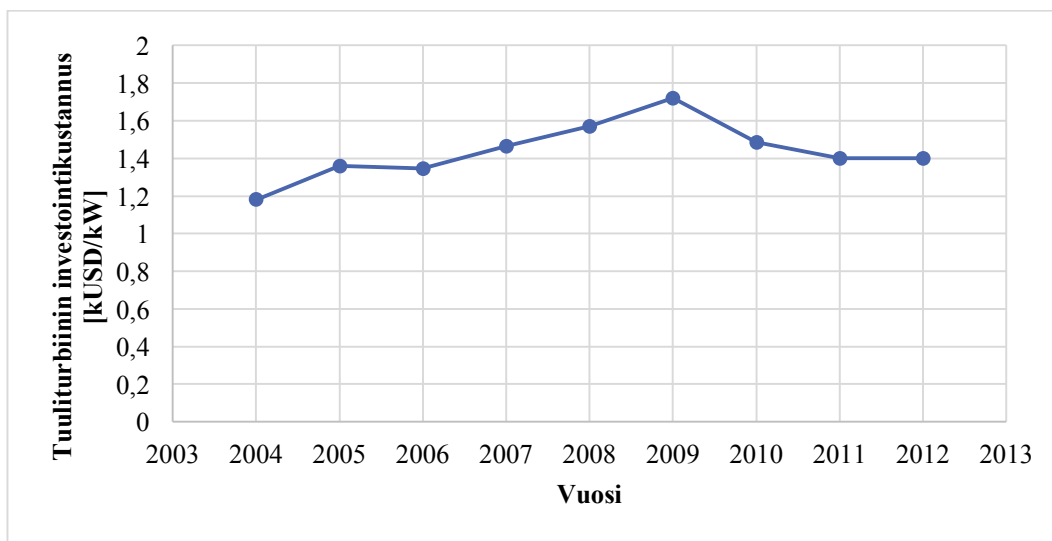
Taulukko 2: Tuuliturbiinin pääosat ja kustannusten jakautuminen komponenttien kesken 5 MW tuuliturbiinilla. (mukaillen Krohn et al. 2009, 37)

Torni	26,30 %
Roottorin lavat	22,20 %
Roottorin napa	1,37 %
Roottorin laakerit	1,22 %
Pääakseli	1,91 %
Päärunko	2,80 %
Vaihteisto	12,91 %
Generaattori	3,44 %
Maston kääntölaitteisto	1,25 %
Lapakulmien säätölaitteisto	2,66 %
Tehomuokkain	5,01 %
Muuntaja	3,59 %
Jarrulaitteisto	1,32 %
Naselli	1,35 %
Kaapelit & Pultit	2,00 %

Taulukosta kaksi huomataan, että torni, roottorin lavat sekä vaihteisto ovat suurimpia yksittäisiä kustannuskomponentteja. Ne kattavat yhteensä lähes kaksi kolmannesta tuuliturbiinin hankintahinnasta. Loppu kolmannes tuuliturbiinin kokonaiskustannuksista jakautuu tasaisemmin muille pääkomponenteille. On huomattava, että taulukossa 2 esitetyt arvot ovat karkeita arvioita kustannusten jakautumisesta. Todellisuudessa tuulivoimala sisältää yli 8000 eri komponenttia, joten kustannukset jakautuvat huomattavasti pienempiin osiin (Krohn et al. 2009, 37).

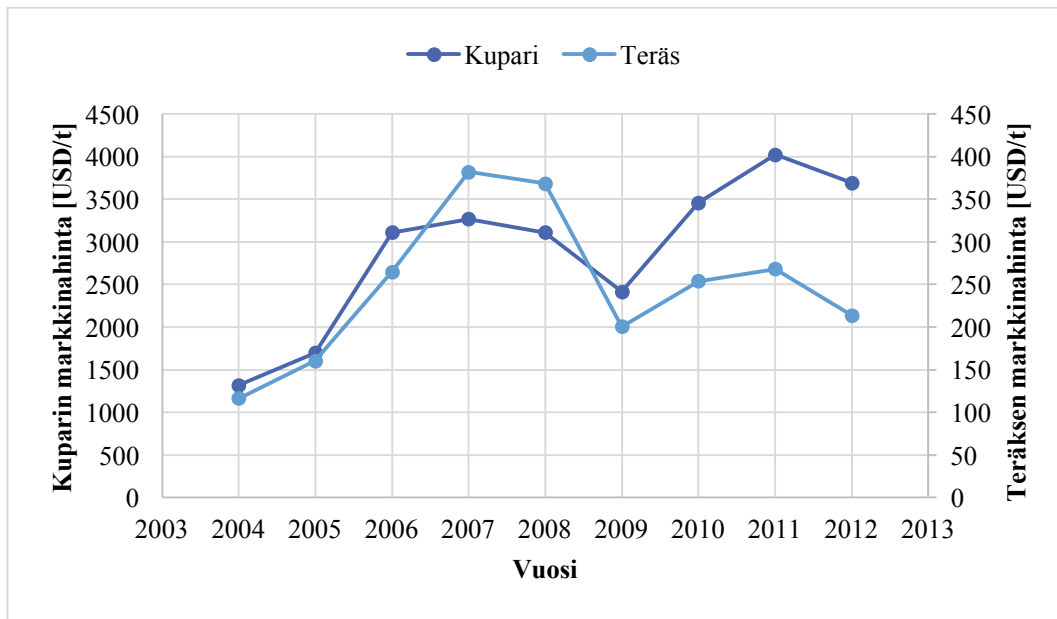
Tuuliturbiinin hintaan vaikuttavat maailmantalouden tila, paikallinen kilpailu sekä erityisesti sen valmistuksen käytettävien raaka-aineiden kuten kuparin ja teräksen markkinahinnat. Terästä käytetään eniten tuulivoimalan tornissa, joka kattaa noin 26,3 %

tuuliturbiinin hankintamenosta. Terästä löytyy myös lähes jokaisesta tuuliturbiinin pääosasta lukuun ottamatta roottorin lapoja ja nasellia, jotka valmistetaan komposiittiyhdisteistä. Kuparia käytetään generaattoreissa sekä muuntimissa, mutta sen vaikutus on melko suuri johtuen sen moninkertaisesta hinnasta teräkseen verrattuna. (IRENA 2014, 59; IRENA 2012, 23) Kuvassa 2 esitetään asennettujen tuuliturbiinien ominaisinvestoinnin kehitys vuosina 2004–2012.



Kuva 2: Tuuliturbiinien hankintakustannukset tehoa kohden 2004–2012 (mukaihen IRENA 2012, 20)

Kuvan 2 käyrä osoittaa, etteivät tekniikan kehitys ja yksiköiden koon kasvu ole taanneet tuuliturbiinien hinnan odotettua laskemista. Vuodesta 2006 vuoteen 2009 tuuliturbiinien hinnat nousivat tasaisesti, mikä osoittaa, että investointikustannukset ovat hyvin riippuvaisia maailman- ja erityisesti raaka-ainemarkkinoiden tilasta. Tuuliturbiinien investointikustannusten nousuun vaikuttivat erityisesti raaka-aineiden hintojen nousu, korkeat työkustannukset, valmistajien katteet sekä muutokset valuuttakursseissa (Lanz et al. 2012, 3). Kuvassa 3 esitetään vastaavan aikajänteen keskimääräiset kuparin- ja teräksen markkinahinnat.



Kuva 3: Kuparin (Investing.com 2016) ja teräksen (Dow Jones U.S. 2016) keskimääräiset markkinahinnat 2004-2012.

Kuvasta 3 voimme havaita vuoden 2005 kuparin ja teräksen hinnan äkillisen nousun. Kuparin hinta kasvoi keskimääräisesti yli kaksinkertaisesti vuoden 2005 tasosta, vuoden 2007 tasoon verrattuna. Kyseinen hinnannousu selittää osaltaan tuulivoimaloiden vuosien 2006 ja 2009 tapahtuneen keskimääräisen tuuliturbiinin hinnan kasvun. Vertaamalla kuvien 2 ja 3 käyriä on huomattavissa korrelaatio tuuliturbiinien hinnan ja materiaalien hinnan kehityksen välillä. Tuuliturbiinien hinta ei kuitenkaan näytä heilahtelevan yhtä voimakkaasti kuin teräksen ja kuparin markkinahinnat. Tämä johtuu siitä, että tuuliturbiinin hintaan vaikuttavat myös tekniikan kehityksen myötä kasvavat yksikkökoot ja tuulivoimateollisuuden paikallinen tila. Liiketoimintaympäristön pysyessä muuttumattomana tuuliturbiinien hinta laskisi tekniikan kehityksen myötä, mutta jyrkemmät materiaalien hintojen nousut näyttävät kumoavan laskevan trendin.

3.1 Jakeluverkkoon liittyminen

Tuulivoimala voidaan liittää joko siirto- tai jakeluverkkoon riippuen yksikön koosta ja sijainnista. Suuret tuulipuistot liitetään yleensä suurjänniteverkkoon, kun vastaavasti pienvoimalat voidaan liittää keskijänniteverkkoon. (Krohn et al. 2009, 44) Suurjänniteverkkoon liittyminen on yleisesti kalliimpaa, sillä tuotetun sähkön jännite on nostettava kantaverkon tasolle. Suuremmalla jännitteellä siirtojohdoissa tapahtuvat häviöt kuitenkin pienenevät ja ne ovat näin taloudellisempia pidemmällä

siirtoetäisyyksillä. Hyvin pieniä yksiköitä lukuun ottamatta tuulivoimalat liitetään suurjänniteverkkoon. Verkkoon liitäntä kustannukset vaihtelevat huomattavasti maakohtaisesti sekä alueellisesti, riippuen paikallisesta lainsäädännöstä. Maakohtaiset erot liittyvät kustannusvastuuseen mahdollisista verkkoon tarvittavista parannusinvestoinneista. Joissain maissa kustannusvastuu on jakeluverkon haltialla, jolloin jakeluverkon haltia vastaa tuulivoimalan tai –puiston verkkoon liittämiseksi tarvittavista kustannuksista. Toisissa maissa tuulivoimayhtiö on vastuussa kyseisistä kustannuksista. (IRENA 2012, 24)

Suomessa teollisen mittakaavan tuulivoimatuotanto liitetään tavallisesti kytkinlaitosliittymällä tai voimajohtoliittymällä Fingridin hallinnoimaan kantaverkkoon. Kytkinlaitosliittymässä voimala liitetään kantaverkkoon 400 kV, 220 kV tai 110 kV kytkinlaitokseen. Voimajohtoliityntä tarkoittaa 110 kV:n kantaverkkoon liittymistä joko kiinteästi tai kytkinlaitteella liittyvää haarajohtoa tai sähköasemaa. Suurin sallittu yksikkökoko voimajohtoliityntään on 25 MVA. (Sederlund & Parviainen 2016, 7–8) Suora voimajohtoliityntä on huomattavasti edullisempi vaihtoehto verrattuna kytkinlaitosliityntään, sillä kytkinlaitoksen rakentamiskustannukset ovat tuulivoimayhtiön vastuulla. Kantaverkkoon liittymästä, suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid perii kiinteän liittymismaksun riippuen liittymän tyypistä. Liittymismaksuja päivitetään vuosittain ja ne perustuvat todentuneisiin kantaverkon rakentamiskuluihin. Vuoden 2016 kantaverkkoon liittymismaksut esitetään taulukossa 3. (Fingrid 2016, 1)

Taulukko 3: Kantaverkkoon liittymismaksut ilman arvonlisäveroa (Fingrid 2016, 1)

Liittymismaksut Ilman arvonlisäveroa	2016
Liittyminen nykyiseen 400 kV kytkinlaitokseen	2,0 M€
Liittyminen nykyiseen 220 kV kytkinlaitokseen	1,2 M€
Liittyminen nykyiseen 110 kV kytkinlaitokseen <ul style="list-style-type: none"> • Mikäli liittymää varten rakennetaan uusi kantaverkon kytkinlaitos, liittyjä vastaa kytkinlaitoksen rakentamiskustannuksista kokonaisuudessaan. 	0,6 M€
Liittyminen kantaverkon 110 kV voimajohtoon	0,5 M€

Taulukossa 3 esitettävät liittymismaksut eivät sisällä liittymisjohdon rakentamista tuulivoimalalta kytkinlaitokseen tai voimajohtoon. Liittymisjohdon rakentaminen tuulivoimalalta kytkinlaitokseen on täysin tuulivoimayhtiön vastuulla (Sederlund & Parviainen 2016, 7). Käytännössä tämä tarkoittaa, että mitä kauempana tuulivoimala sijaitsee mahdollisesta kytkentäpisteestä, sitä suuremmat kustannukset liittynästä aiheutuvat, sillä liittymisjohdon kustannukset ovat suoraan verrannollisia tarvittavaan siirtopituuteen.

IRENAN (2012, 24) mukaan jakeluverkkoon liittymiskustannukset kattavat tyypillisesti noin 11–14 % maalle rakennettavan tuulivoimalan kokonaisinvestointikustannuksista. Merelle rakennettavilla tuulivoimaloilla liittymiskustannukset vaihtelevat huomattavasti enemmän ja niiden arvioidaan kattavan noin 15–30 % tuulivoimalan kokonaisinvestointikustannuksista. (IRENA 2012, 24) Merelle rakennettavien tuulivoimaloiden voidaan arvioida olevan keskimääräisesti kauempana kytkentäpisteestä, minkä vuoksi liittymiskustannukset voivat nousta huomattavaan osaan. Myös rannikolta tuulivoimalalle tehtävän vedenalaisen siirtoyhteyden valmistus on huomattavasti kalliimpaa, kuin maalla. (Sweder et al. 2007, 1)

3.2 Rakennus- ja asennuskustannukset

Tuulivoimalan rakennus- ja asennuskustannukset koostuvat pääasiassa tuuliturbiinin kuljetuksesta, perustusten teosta sekä infrastruktuurin rakentamisesta aiheutuvista kustannuksista. Infrastruktuurilla tarkoitetaan vaadittavan tiestön, kaapeloinnin ja muun toimintaan vaadittavan infrastruktuurin rakentamista. Infrastruktuurin kustannukset määräytyvät pääasiassa tuulivoimalan tai –puiston paikallisen maaston ominaisuuksien perusteella. Infrastruktuurin rakentamiskustannukset eivät korreloi tuulivoimalan tai –puiston koon kanssa. Tällöin suurempien yksiköiden tai tuulipuistojen rakentaminen alentaa asennettua kapasiteettia kohden laskettuja kustannuksia. (Krohn et al. 2009, 44)

Kaapeloinnilla tarkoitetaan tuulivoimalan tai yleisemmin –puiston sisäistä sähkönsiirtoa ennen muuntaja-asemaa. Tuulipuiston sisäinen verkko on yleensä 20kV keskijänniteverkko. Verkon rakentamiskustannukset riippuvat sijoituspaikan olosuhteista, sekä tarvittavan keskijänniteverkon pituudesta. Ennen kytkentää kantaverkkoon, on jännite muunnettava kantaverkon jännitteeseen muuntaja-asemalla.

Tuulivoimalan perustusten kustannukset ovat hyvin riippuvaisia raaka-aineiden markkinahinnoista. Perustukset tehdään maalle rakennettaville voimaloille yleisesti betoni valulla. Perustusten kustannukset vaihtelevat huomattavasti riippuen sijoituspaikasta ja turbiinin ominaisuuksista. Perustuksia voidaan käyttää nostamaan tuuliturbiini haluttuun korkeuteen, mikäli turbiinin valmistaja toimittaa vain tietyn korkuisia torneja. Korkeammat perustukset nostavat perustusten kustannuksia. Merelle rakennettavien tuulivoimaloiden käytetyin perustustekniikka on paalutus, missä teräspaalu juntataan tai porataan meren pohjaan. Jopa 45–50 prosenttia paalutus tekniikalla valmistettavien perustusten kustannuksista koostuu raaka-aineen eli teräksen hankinnasta. Koska raaka-aineiden hinta on merkittävässä osassa perustuksia, keskittyvät uudet kehitteillä olevat tekniikat vähentämään perustuksiin vaadittavaan materiaalin määrää. (IRENA 2012, 25) Myös perustusten kustannuksia voidaan suhteellisesti pienentää hyödyntämällä mittakaavaetua. Isompien ja tehokkaampien tuuliturbiinien perustusten kustannukset eivät nouse samassa suhteessa nimellistehon nousun kanssa, joten keskimääräiset perustuskustannukset ovat suhteutettuna kapasiteettiin pienemmät. (Krohn et al. 2009, 44)

Tuuliturbiinin kuljetus ja asennus ovat myös merkittäviä osia käyttöä edeltävistä kustannuksista. Vaikka keskimääräinen tuuliturbiinien yksikkökoko on kasvanut, ei se ole nostanut tuuliturbiinien kuljetus- tai asennuskustannuksia. Tämä tarkoittaa, että keskimääräiset kuljetus- ja asennuskustannukset asennettua kapasiteettia kohden ovat pienentyneet. Kyseinen kehitys on mahdollistunut uusien rakennelmien ja koneiden avulla, jotka ovat suunniteltu juuri tuuliturbiinin kuljetukseen ja asennukseen. Näiden avulla asennukseen käytetty aika on saatu jopa puolitettua. (IRENA 2012, 25) Uudet perustusrakenteet sekä edistyvä kuljetus ja asennus ovatkin merkittäviä kustannuskomponentteja, joiden kehityksen avulla tuulivoiman tuotantokustannuksia voidaan tulevaisuudessa leikata. Tämä vaatii kuitenkin tekniikan kehitystä sekä uutta alalle erikoistuvaa liiketoimintaa. Haasteensa kuljetukselle asettaa myös tuuliturbiinien yksikkökoon kasvaminen, joka johtaa tulevaisuudessa tilanteeseen, missä kuljetettavat komponentit ovat entistä suurempia.

3.3 Muut kustannukset

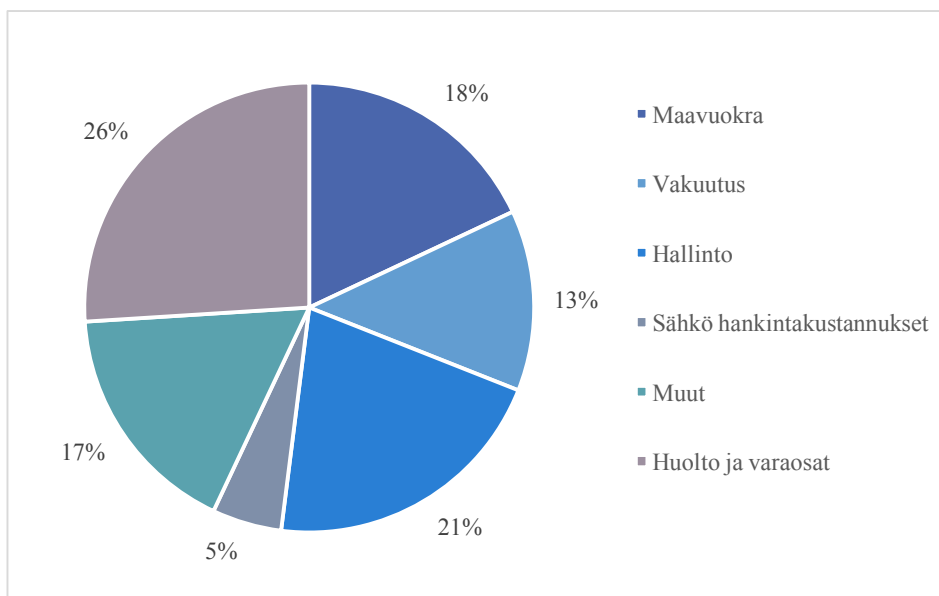
Käyttöä edeltäviin kustannuksiin kuuluu myös hankeen suunnitteluun, kaavoitukseen, luvitukseen ja rahoitukseen hankintaan liittyvät kustannukset. Muihin käyttöä edeltäviin kustannuksiin lasketaan myös tuulivoimalan operointijärjestelmän toteutuksen kustannukset. Kustannukset koostuvat pääasiassa työkustannuksista sekä mahdollisista asiantuntialausunnoista syntyvistä kustannuksista. Yhdessä kyseiset kustannukset edustavat noin 4–10 % käyttöä edeltävistä kustannuksista maalle rakennettavalla tuulivoimalalla. Merelle rakennettavalla tuulivoimalalle kyseiset kustannukset vaihtelevat huomattavasti enemmän, ollen noin 8–30 % käyttöä edeltävistä kustannuksista. (IRENA 2012, 19)

Kyseiset kustannukset ovat hyvin riippuvaisia paikallisista olosuhteista. Etenkin luvitusprosessin vaatima työ riippuu paikallisesta lainsäädännöstä sekä ympäristöstä. Ympäristövaikutusten selvityksen laajuus vaihtelee alueen eläimistön ja asutuksen mukaan. Uhanalaisten eläinten elinalueella ympäristöselvitykset on tehtävä huomattavasti tarkemmin.

Suunnitteluun kuuluvat tuulivoimalan sijoituspaikan tuuliolojen mallintaminen, voimalan kaavoitus ja varsinainen tuulivoimalan tai –puiston suunnittelu. Tuuliolosuhteiden mallinnus toteutetaan ensin karkealla arvioinnilla mahdollisen sijoituspaikan tuuliolosuhteista. Tämän jälkeen tehdään varsinainen, vähintään vuoden kestävä tuulimittaus sertifioidulla mittausmenetelmällä. Tuulivoimalaprojektiin liittyy myös useita viranomaisille tehtäviä selvityksiä. Tuulivoimalan rakentamisen yhteydessä on selvitettävä sen mahdolliset vaikutukset ympäristöön, lentoliikenteeseen ja tutkiin. Ympäristövaikutuksilla tarkoitetaan tuulivoimalan mahdollisia vaikutuksia eläimistöön, luontoon ja asutukseen. Esimerkiksi lähellä asutusta sijoitettaville tuulivoimaloille tehdään tarkat arviot sen melu- sekä välkevaikutuksista. (Twele & Liersch 2011, 484–490) Kyseiset prosessit voivat olla hyvin aikaa vieviä, mikä voi pahimmassa tapauksessa johtaa hankkeen viivästymiseen ja sitä kautta tapahtuvaan sähkön myyntitulojen viivästymiseen.

4 KÄYTÖNAIKAISET KUSTANNUKSET

Tuulivoiman käytönaikaisilla kustannuksilla tarkoitetaan yleisesti käyttö- ja kunnossapitokustannuksia, sillä tuulivoimalalla ei ole polttoainekustannuksia konventionaalisten energiamuotojen tapaan. IRENA:n (2012) mukaan käyttö- ja kunnossapitokustannukset edustavat noin 20–25 prosenttia tyypillisen tuulivoiman tuotantokustannuksista, joten niiden merkitys toiminnan kannattavuuden kannalta on merkittävä (IRENA 2012, 26). Tuulivoimalan käytönaikaiset kustannukset aiheutuvat tuulivoimalan toiminnan varmistamiseksi tehdystä työstä sekä muista toiminnan edellyttämistä kustannuksista kuten maavuokrasta ja vakuutuksista. Kyseisistä käytönaikaisista kustannuksista käytetään yleisesti termiä käyttö- ja kunnossapitokustannukset, jotka koostuvat pääasiassa seuraavista kustannuskomponenteista: vakuutukset, maavuokra, perus kunnossapito, korjaustyöt, varaosat ja hallinnointi. Kuvassa 4 esitetään käyttö- ja kunnossapitokustannusten keskimääräinen muodostuminen eri kustannuskomponenteista. (Krohn et al. 2009, 45)



Kuva 4: Keskimääräinen käyttö- ja kunnossapitokustannusten muodostuminen saksalaisissa tuulivoimaloissa vuosina 1997-2001 (mukaillen Krohn et al. 2009, 45).

Kuvasta 4 huomataan, että keskimääräiset käyttö- ja kunnossapitokustannukset koostuvat tasaisesti eri osista. Helposti ennustettavat ja lähes vakiona pysyvät kustannukset kuten maavuokra, vakuutus ja hallinto kattavat lähes puolet keskimääräisistä käyttö- ja

kunnossapitokustannuksista. Hallinnon kustannukset muodostuvat pääasiassa tuulivoimayhtiön työvoimakuluista, joten niiden voidaan maavuokran ja vakuutusten tavoin olettaa pysyvän melko samalla tasolla koko tuulivoimalan elinkaaren ajan. Kyseisiä kustannuksia käsitellään usein kiinteinä kustannuksina, eli ne eivät riipu tuotetun sähkön määrästä. Kuvan 4 sähkön hankinnalla viitataan mahdollisiin tasesähkökaupoista aiheutuviin kuluihin. Loput käyttö- ja kunnossapitokustannukset koostuvat muista liiketointaan liittyvistä kustannuksista sekä kunnossapitotöistä- ja varaosista aiheutuvista kustannuksista. Edellä mainittuja kustannuksia käsitellään usein tuulivoimalan muuttuvina kustannuksina.

Kunnossapitokustannuksia aiheutuu tuulivoimalan teknisistä ja hallinnollisista toimenpiteistä, jolla tuulivoimala pyritään pitämään tai palauttamaan käyttökuntoon. Niiden tarkoituksena on pitää voimala käyttökelpoisena, turvata voimalan käyttöikä ja varmistaa voimalan turvallisuus. Tuulivoimalan perushuolloilla taattava käyttöiän säilyminen on erityisen tärkeää omistajan kannalta johtuen tuulivoiman pääomaintensiivisestä luonteesta. Projektin kannattavuuslaskelmat tehdään tietyllä käyttöiällä jolloin sen lyheneminen voisi johtaa tilanteeseen, missä hanke olisi kannattamaton. Lyhyellä aikajänteellä toimintakuntoinen tuulivoimala takaa positiivisen kassavirran syntymisen tuotetun sähkön myyntituloista. Kunnossapitokustannukset voidaan jakaa ennakoituun kunnossapitoon ja ennakoimattomiin korjaustöihin. Ennakoituun kunnossapitoon luetaan ennaltaehkäisevä huolto, tarkastukset, seuranta ja ylläpidon suunnittelu. Kyseisten kustannusten määrä tulevaisuudessa pystytään määrittämään melko tarkasti. Ennalta arvaamattomat laiterikot tapahtuvat satunnaisesti, joten myös niiden korjauksesta ja laitteiden korjauksesta aiheutuvat kustannukset eivät ole ennustettavissa. Laiterikon korjauskustannukset eivät välttämättä ole itsessään kovin suuret, mutta menetetyt sähköntuotannosta saadut myyntitulot voivat nousta hyvinkin merkittäviksi. Omistaja voi kuitenkin hyödyntää vakuutuksia, kunnossapitosopimuksia ja laitetoimittajan takuita operatiivisen riskin hallitsemiseksi. (Ferreira et al. 2014, 146–147)

Käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat muiden kustannusten tapaan riippuvaisia tuulivoimalan sijoituspaikasta. Merelle rakennettavalla tuulivoimalalla käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat suuremmat kuin maalle rakennettavalla johtuen sen haastavammasta ympäristöstä. Lisäksi meren kovat olosuhteet asettavat tuulivoimalan

komponentit huomattavasti kovempaan rasitukseen aiheuttaen suuremman riskin osien hajoamiseen. (IRENA 2012, 27) Sijoituspaiakan lisäksi myös turbiinin ikä vaikuttaa käyttö- ja kunnossapitokustannuksien määrään. Tuulivoimalan käyttö- ja kunnossapitokustannuksille on ominaista, että ne kasvavat tuulivoimalan iän myötä. Tämä johtuu ajan myötä tapahtuvasta osien rikkoutumisen suuremmasta todennäköisyydestä ja näistä johtuvista yllättävistä varaosien hankinnoista ja korjaustöistä. (Krohn et al. 2009, 46–47)

5 TEKNISET OMINAISUUDET JA RAHOITUKSEN PARAMETRIT

Tuulivoimalan tuotantokustannusten laskemiseksi on huomioitava myös ei-rahalliset komponentit; laskentakorko, vuotuinen huipunkäyttöaika sekä voimalan käyttöikä. Laskettaessa sähkön tuotantokustannuksia ovat ne erittäin kriittisiä parametreja, johtuen tuulivoimainvestointien pitkästä aikajänteestä. (IRENA 2012, 3) Parametrien määrittäminen voi paikoin olla hyvinkin vaikeaa, sillä niiden tulisi ennustaa jopa kahdenkymmen vuoden päähän. Niiden tarkka määrittäminen onkin tuotantokustannuslaskennan haasteellisin osuus.

Yhtälössä yksi esiintyvällä laskentakorolla tarkoitetaan tuulivoimahankkeelle asetettavaa vuotuista tuottovaatimusta. Kirjallisuudessa laskentakorkona käytetään yleisesti vieraan- ja oman pääoman hintojen painotettua keskiarvoa, josta käytetään lyhennettä WACC (engl. weighted average cost of capital). Siihen vaikuttaa niin tuulivoimaprojektin pääomarakenne kuin oman- ja vieraan pääoman hinta. Vieraan pääoman hintaan vaikuttaa paikallinen rahamarkkinoiden tila sekä hankkeelle arvioitu riskitaso. Riskitaso määräytyy hankkeen sijainnin, koon ja pääomarakenteen mukaan. Yleisesti oman pääoman tuottovaatimus on aina suurempi kuin vieraan pääoman, johtuen velkojien etuoikeudesta konkurssitilanteissa. Tämän vuoksi tuulivoimainvestoinneissa on intressi maksimoida vieraan pääoman osuus hankkeessa. Vieraan pääoman osuuden kasvu johtaa kuitenkin tilanteeseen, missä ulkoista rahoitusta tarjoavat tahot pitävät hanketta riskisempänä ja haluavat näin suurempaa tuottoa sijoituksilleen. Vieraan pääoman osuus projektiin sitoutuneesta pääomasta asettuu tuulivoimahankkeissa yleensä noin 60–80 % välille. (Kost et al. 2013, 10–12)

Kyseisillä vieraan- ja oman pääoman osuuksilla ja hinnoilla laskettu WACC korjataan yleensä inflaatiolla, jolloin tuottovaatimus saadaan reaaliuotoon. Inflaatiotaso tulisi siis pystyä arviomaan koko hankkeen elinkaaren ajalle, mitä voidaan pitää lähes madottomana. Reaalikorkoa käytettäessä on huomioitava, ettei tulevaisuuden rahavirroille tehdä inflaatio korjausta sähkön tuotantokustannuksia laskettaessa. (Kost et al. 2013, 10–12) Kirjallisuudessa tuulivoiman tuotantokustannuksia käsittelevät tekstit arvioivat hankkeiden tuottovaatimukset paikoin erittäin karkeasti suurempia perusteluja

esittämättä. Eri sähköntuotantomenetelmien tuotantokustannuksia vertaillaessa monet tutkimukset käyttävät samaa tuottovaatimusta eri tuotantomuotojen kesken, mikä ei ota huomioon eri tuotantomuotojen eroja pääomarakenteessa ja riskeissä.

Myös voimalan elinkaaren aikana tuottama sähköenergian määrä vaikuttaa merkittävästi muodostuviin tuotantokustannuksiin. Yhtälössä 1 esiintyvä vuotuinen energian tuotanto arvioidaan investointivaiheessa tehtyjen tuulimittausten sekä turbiinin ominaisuuksien perusteella. Tuulen nopeus sijoituspaikalla on kriittinen suure, sillä tuulen sisältämä kineettinen energia on tuulenopeuden funktio. Tuulen nopeuden kaksinkertaistuminen tarkoittaa tuulen sisältämän kineettisen energian kahdeksankertaistumista, mikä on suoraan verrannollinen tuotettuun sähköenergiaan. (IRENA 2012, 5) Kirjallisuudessa energiantuotantoa kuvataan yleisesti huipunkäyttöajan (engl. full load hours) ja nimellistehon tulona tai kapasiteettikertoimen (engl. capacity factor) avulla. Huipunkäyttöaika saadaan jakamalla vuotuinen energiantuotanto turbiinin nimellisteholla, jolloin sen yksiköksi saadaan tunti. Kyseinen suure kertoo kuinka monta tuntia vuodessa turbiinin tulisi tuottaa energiaa nimellistehollaan päästäkseen kyseiseen energiantuotantoon. Vastaavasti kapasiteettikerroin kuvaa huipunkäyttöajan suhdetta koko vuoden tunteihin. Huipunkäyttöaika on erittäin käyttökelpoinen suure erityisesti sijoituspaikkojen vertailussa, sillä yksikkökoko ei vaikuta siihen.

Huipunkäyttöaika on erittäin riippuvainen tuulivoimalan sijoituspaikasta. Kehnoihin tuuliolosuhteisiin sisämaahan sijoitetulla tuulivoimalalla huipunkäyttöaika voi olla vain 1300 h/a, kun rannikolle rakennetulla voimalalla vastaava suure voi ylittää jopa 2700 tuntiin vuodessa. Merelle rakennetuilla tuulivoimaloilla huipunkäyttöajat vaihtelevat 2800 tunnista 4000 tuntiin vuodessa. (Kost et al. 2013, 12–13) Kasvaneiden roottorin pyyhkäisyypinta-alojen sekä korkeampien napakorkeuksien avulla huipunkäyttöajat ovat kasvaneet huomattavasti. Korkeammalla tuuliolot ovat huomattavasti suotuisemmat kuin lähempänä maan pintaa, joten tyypillisesti turbiinit pyritään rakentamaan mahdollisimman korkeiksi. (IRENA 2012, 5)

Viimeinen muodostuviin tuotantokustannuksiin vaikuttava parametri on laitoksen käyttöikä. Tuulivoimaloiden käyttöiästä ei löydy vielä toteutumaan perustuvaa tietoa, sillä puhutaan verrattain uudesta teknologiasta. Kirjallisuudessa tuotantokustannuksia laskettaessa useimmat tutkielmat asettavat voimalan käyttöiäksi 20–25 vuotta. Kost et al.

(2013) laskelmissa, tyypillisen maalle rakennettavan tuulivoiman käyttöiän lasku kahdestakymmenestä kahdeksaantoista vuoteen nostaa tuotantokustannuksia jopa 5 %. (Kost et al. 2013, 22) Kyseinen tuotantokustannusten nousu voi pitkällä aikajänteellä olla erittäin merkittävä hankeen kannattavuuden kannalta. Käyttöiän vaikutukset vaihtelevat kuitenkin suuresti eri hankkeiden väleillä johtuen eroista muissa parametreissa.

6 TUULIVOIMAN TUOTANTOKUSTANNUKSET SUOMESSA

Tässä luvussa arvioidaan Suomessa tuotettavan tuulivoiman tuotantokustannuksia lähteistä löytyvän datan avulla. Laskut suoritetaan toisessa luvussa esitellyllä laskentakaavalla. Kuten aikaisemmissa luvuissa ilmenee, monet laskennassa käytettävät parametrit ovat hyvin riippuvaisia sijoituspaikasta sekä monista muista tekijöistä, joten kaiken kattavaa arviota on erittäin haastavaa tehdä. Käytettävät parametrit ovat lähteistä löytyviä Suomessa maalle ja merelle rakennettavan tuulivoiman keskimääräisiä arvoja. Vertailu investoinneiksi valitaan maalle rakennettava seitsemän 3,1 MW turbiinin puisto sekä merelle rakennettavan kymmenen 5 MW turbiinin puisto. VTT:n (2015) raportin mukaan 3,1MW turbiini edustaa keskimääräistä vuonna 2014 rakennettua turbiinia. Vastaavasti 5 MW tuulivoimalavastaa kyseisenä vuonna suurinta rakennettua turbiinia (VTT 2015, 2).

6.1 Investointikustannukset Suomessa

Käyttöä edeltäviä kustannuksia käsitellään kirjallisuudessa yleisesti investointikustannuksilla, joka kattaa kaikki käyttöä edeltävät kustannukset turbiinin hankinnasta siirtoverkkoon liityntään. Vuonna 2009 työ- elinkeinoministeriön teettämässä raportissa, syöttötariffityöryhmän arvio sisämaalle rakennettavan tuulivoiman kokonaisinvestointikustannuksista Suomessa oli 1400 €/kW. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009, 31) Tässä työssä maalle rakennettavan tuulivoiman tuotantokustannuksiksi arvioidaan 1350 €/kW, sillä on perusteltua olettaa, että ominaisinvestointi on hieman laskenut yksikkökokojen kasvun tuoman mittakaavaedun mukana.

Merelle rakennettavan tuulivoimailan investointikustannusten arviointi on hieman haastavampaa, sillä Suomessa merelle rakennettu tuulivoiman kapasiteetti on tällä hetkellä vain 28 MW. Kyseisistä tuulivoimaloista suurin osa on rakennettu kuitenkin rakennettu pienille saarille tai kallioille, joten ne eivät edusta varsinaista merelle rakennettavaa tuulivoimaa (IEA 2015, 109) Fraunhofer instituutin vuonna 2013 tekemässä tutkimuksessa Saksassa uusien toteutuneiden merituulihankkeiden kokonaisinvestointikustannukset vaihtelivat 3400€/kW ja 4500 €/kW välillä (Kost et al. 2013, 10). Suomen merituulivoiman nykyhintatasosta parhaan referenssin antaa

Hyötytuuli Oy:n Porin tahkoluotoon rakenteilla oleva kymmenen 4 MW turbiinin pilotti hanke. Merituulipuiston kokonaisinvestoinniksi arvioidaan vajaa 120 miljoonaa euroa, mikä vastaa noin 3000 €/kW ominaisinvestointia. (Hyötytuuli Oy 2016) Tässä tutkielmassa merituulivoiman tuotantokustannuksia arvioitaessa käytetään 3000 €/kW ominaisinvestointia.

6.2 Käyttö- ja kunnossapitokustannukset Suomessa

Käyttö- ja kunnossapitokustannuksien arviointi on melko haastavaa, sillä saatavilla oleva data on rajallista. Lähteistä löytyy kuitenkin arvioita ja kyselyihin perustuvaa tietoa käyttö- ja kunnossapitokustannusten tasosta. Lähteissä käyttö- ja kunnossapitokustannukset esitetään usein joko sähköntuotannosta riippuvassa muodossa tai vuotuisina keskimääräisinä kiinteinä menoina, vaikka todellisuudessa ne koostuvat sekä kiinteästä, että muuttuvasta osasta. Kuten luvussa neljä mainitaan, kustannukset kasvavat yleisesti laitoksen iän myötä. Kirjallisuudessa esiintyvät arviot ovat usein keskimääräisiä arvoja, eli ne sisältävät mahdolliset kustannusten nousun laitoksen käyttöiän aikana.

IEA:n vuonna 2011 julkaisemassa raportissa maalle rakennettavan tuulivoiman keskimääräisten käyttö- ja kunnossapitokustannusten arvioitiin Suomessa olevan 26–28 €/kW/a. Tasesähkökaupan johdosta kustannuksia arvioitiin tulevan 2 €/MWh. (IEA 2011, 93) Tässä tutkielmassa maalle rakennettavan tuulivoimalan käyttö- ja kunnossapitokustannuksena käytetään 26 €/kW/a. Merelle rakennettavan tuulivoiman käyttö- ja kunnossapitokustannuksiksi Suomessa arvioitiin vuonna 2009 työ- ja elinkeinoministeriön teettämässä raportissa 75 €/kW/a, yhdistettynä tasesähkökaupan kustannuksiin 2 €/MWh. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009, 31) Vuonna 2006 Resch et al. arvioivat tutkimuksessaan Euroopassa merelle rakennettavan tuulivoiman käyttö- ja kunnossapitokustannusten liikkuvan välillä 55–60 €/kW/a, maksimissaan 30 kilometrin etäisyydelle rannikosta rakennetulla tuulivoimalla (Resch et al. 2006, 35). Tässä tutkielmassa käyttö- ja kunnossapitokustannukset suomessa rakennetulle merituulivoimalle arvioidaan 58 €/kW/a tasolle, sillä oletuksella, että juuri merituulivoiman käyttö ja kunnossapitokustannukset ovat tippuneet tekniikan kehityksen ja kasvavien yksikkökojen johdosta.

6.3 Laskentakorko huipunkäyttöaika ja käyttöikä

Euroopan eri instituuttien yhteistyössä vuonna 2016 tehdyssä kyselytutkimuksessa, Suomessa maalle rakennettavan tuulivoimahankkeiden oman- ja vieraan pääoman tuottovaatimuksen painotetun keskiarvon arvioitiin olevan 6–7 %. Oman pääoman tuotto-odotukseksi arvioitiin 12–15 %, kun vieraille pääomalle tuottovaatimus arvioitiin 3–5 % välille. Vieraan ja oman pääoman suhteen arvioitiin keskimäärin olevan 70/30. Kyselytutkimuksessa haastateltiin Finveran sekä Green Steam Networking edustajia, jotka arvioivat Suomen rixsitasa investoijien kannalta. (Noothout et al. 2016, 104) Tässä työssä sekä maalle, että merelle rakennettavalle tuulivoiman rahoituksen nimelliskorkona käytetään 6,5 %. Euroopan keskuspankin elokuussa 2016 tehdyssä raportissa arvioidaan euroalueen inflaation yltävän keskipitkällä aikavälillä vajaan kahden prosentin inflaatiotavoitteeseen (Euroopan keskuspankki 2016, 2). Tässä tutkielmassa tuulivoimalan taloudellisen eliniän keskimääräiseksi inflaatioksi arvioidaan 1,7 %. Tällä inflaatioilla laskennassa käytettäväksi reaalikoroksi saadaan 4,7 %.

VTT:n vuonna 2015 julkaisemassa raportissa, vuonna 2014 tuulivoiman keskimääräinen kapasiteettikerroin oli Suomessa 27 % (VTT 2015, 3). Tämä vastaa noin 2365 h/a huipunkäyttöaika. Kyseinen arvo on kuitenkin keskiarvo, johon lasketaan myös vanhempien tuulivoimaloiden huipunkäyttöajat, jotka eivät vastaa nykyteknologialla saavutettuja huipunkäyttöaikoja. Nykypäiväisen tuuliturbiinin huipunkäyttöaika arvioitiin vuoden 2015 aikana syöttötariffijärjestelmään hyväksymispäätösten saaneiden tuulivoimaloiden perusteella. Tiedot haettiin energiaviraston ylläpitämästä SATU tietojärjestelmästä. Vuonna 2015 hyväksymispäätöksen saaneiden tuulivoimaloiden keskimääräinen huipunkäyttöaika oli noin 2895 h/a. Kyseinen keskiarvo sisälsi kuitenkin yli 4000 h/a ja alle 2000 h/a havaintoja, jotka oletetaan laskennassa poikkeaviksi havainnoiksi. Laskemalla keskiarvo huipunkäyttöajoille välillä 2000–4000 saadaan keskiarvoksi 2731 h/a. (Energiavirasto 2017) Tässä työssä maalle rakennettavan tuulivoiman huipunkäyttöajaksi arvioidaan kyseinen arvo. Merituulivoimalle dataa ei Suomesta vielä löydy, mutta huipunkäyttöajaksi arvioidaan 3700 h/a. Se vastaa VTT:n vuoden 2014 tuulivoimatilastojen parasta huipunkäyttöaika. (VTT 2015, 18) Tuulivoimaloiden käyttöiästä ei vielä löydy merkittävää tilastollista dataa, sillä se on verrattain uusi sähköntuotantomenetelmä. Kirjallisuudessa tehdyissä arvioissa

tuulivoiman tuotantokustannuksista, laitoksen taloudellisen käyttöiän arvioidaan usein olevan 20 ja 25 vuoden välillä. Tässä tutkielmassa tuulivoimalan taloudelliseksi käyttöiäksi arvioidaan 25 vuotta.

6.4 Laskenta

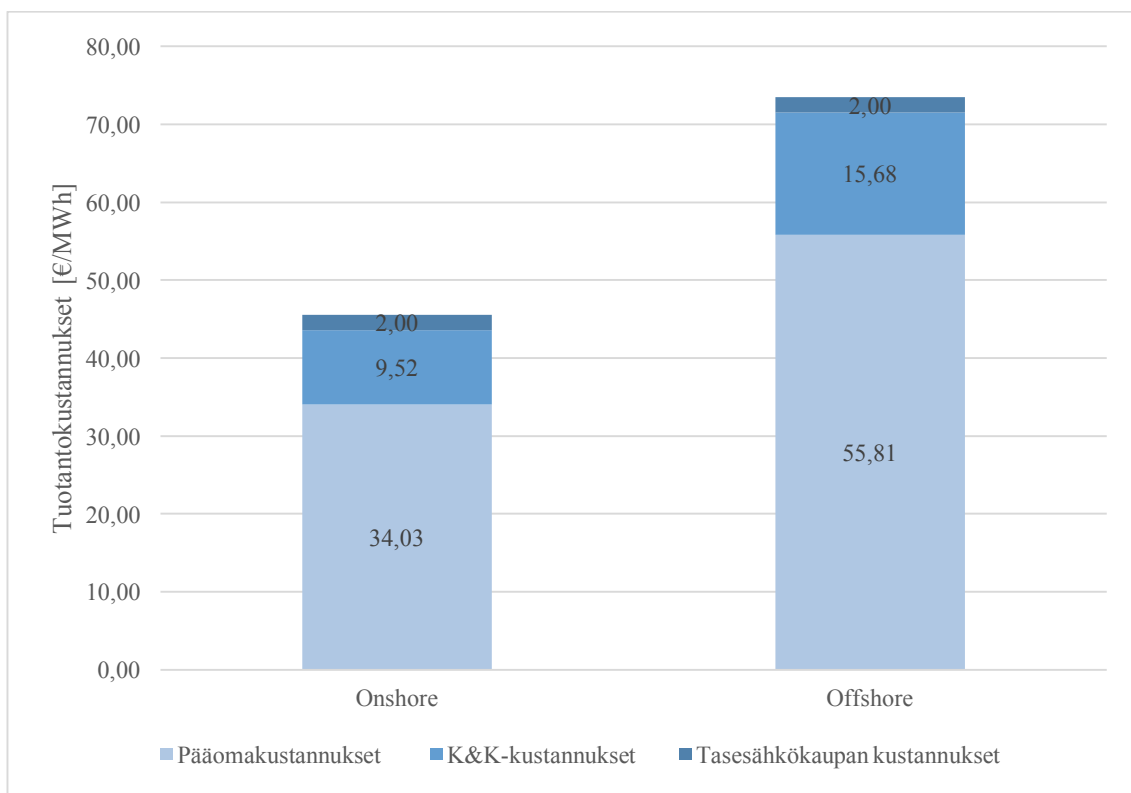
Arviolaskelma tuulivoiman tuotantokustannuksista Suomessa toteutetaan luvussa 2 esitellyllä yhtälöllä 1. Edellä määritetyt laskentaparametrit löytyvät koottuna taulukosta 4.

Taulukko 4: Laskennassa käytettävät parametrit.

	Onshore	Offshore
Sähköteho [MW]	21,7	50,0
Ominaisinvestointikust. [€/kW]	1350	3000
Kokonaisinvestointikust. [M€]	29,3	150,0
Käyttö- ja kunnospito kust. [€/kW/a]	26	58
Tasesähkökaupan kust.[€/MWh]	2	2
Taloudellinen elinikä [a]	25	25
Reaalikorko [%]	4,7	4,7
Huipunkäyttöaika [h/a]	2731	3700
Vuotuinen energiantuotanto [GWh]	59,3	185,0

Sijoittamalla taulukossa 4 eriteltyt laskennan parametrit yhtälöön 1, saadaan Suomessa maalle rakennettavan tuulivoiman tuotantokustannuksiksi 45,55 €/MWh. Merelle rakennettavalle tuulivoimalle tuotantokustannuksiksi saatiin 73,49 €/MWh.

Yhtälön 1 avulla lasketut tuotantokustannukset antavat arvion tuotetun sähkön omakustannushinnasta koko tuulivoimalan elinkaaren ajalta. Kuvassa 4 esitetään sekä maalle, että merelle rakennettavan referenssituulivoimalan tuotantokustannusten muodostuminen eri komponenteista.

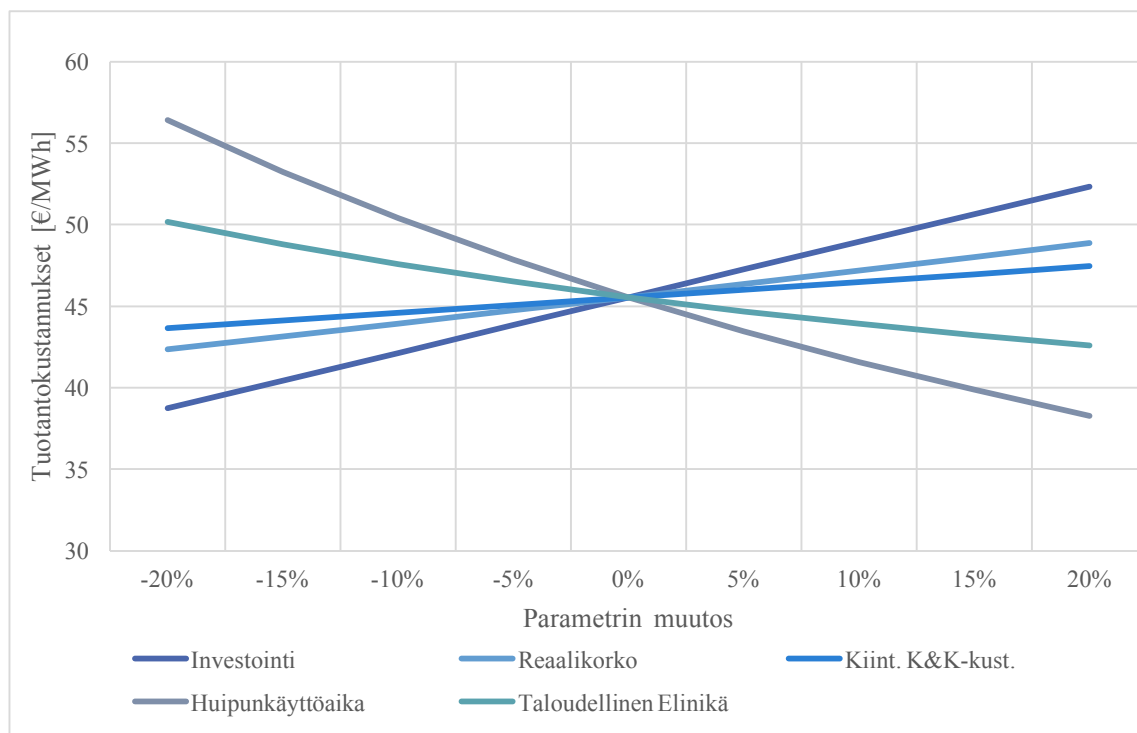


Kuva 4: Maalle- ja merelle rakennettavan tuulivoimalan tuotantokustannusten komponentit referenssitapauksissa.

Suurin komponentti maalle- ja merelle rakennettavan tuulivoiman tuotantokustannuksissa on pääomakustannukset, jotka kattavat molemmissa vertailutapauksissa jopa noin 75 prosentin osuuden muodostuvista tuotantokustannuksista. Toiseksi suurimpana komponenttina molemmissa tapauksissa on käyttö- ja kunnossapitokustannukset, joiden osuus tuotantokustannuksista kattaa noin 21–25 %, riippuen lasketaanko tasesähkökaupan kustannukset niihin kuuluviksi. Kyseinen arvio tuulivoiman tuotantokustannusten rakenteesta vastaa IRENA:n (2012) seitsemästä maasta tehtyä arviota kustannuskomponenttien jakautumisesta. Alankomaissa toimivan tuulivoimalan pääomakustannusten osuus arvioitin otannan pienimmäksi noin 70 % suuriseksi. Otannan suurimman osuuden pääomakustannukset kattoivat Yhdysvalloissa jopa lähes 90 % osuudella tuotantokustannuksista. (IRENA 2012, 44) Vaikka kustannuskomponentit jakautuvat molemmissa vertailutapauksissa lähes samalla tavalla ovat merelle rakennettavan tuulivoiman tuotantokustannukset odotetusti suuremmat.

Tuotantokustannusten rakenteen lisäksi on tärkeää tunnistaa eri parametreihin liittyvä epävarmuus sekä muutosten vaikutus tuotantokustannuksiin. Investointilaskelmissa käytetyt parametrit eivät vastaa täydellisesti todellisia toiminnan arvoja johtuen toimintaympäristön epävarmasta luonteesta. Muutokset parametreissa voivat vaikuttaa kriittisesti hankeen kannattavuuteen ja siksi parametrien muutoksen vaikutuksen voimakkuutta arvioidaan usein investointilaskelmissa niin sanotulla herkkyysoanalyysillä. (Jovanović 1999, 217–218)

Suomessa maalle rakennettavalle tuulivoimalalle herkkyysoanalyysi toteutettiin viidellä eri laskentaparametrilla. Kyseisten parametrien osalta arvojen vaihtelu arvioitiin $\pm 20\%$ suuruiseksi ja se tehtiin viiden prosenttiyksikön välein. Alla olevassa kuvassa 5 esitetään maalle rakennettavan vertailutuulipuiston tuotantokustannusten herkkyysoanalyysi.

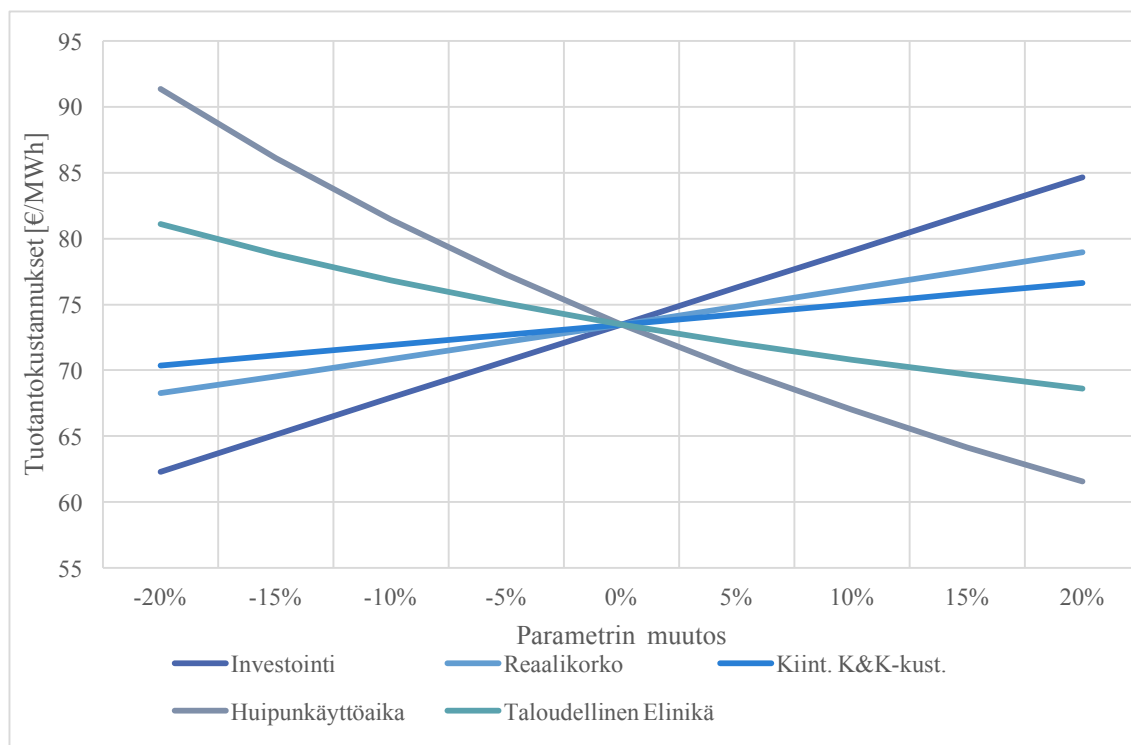


Kuva 5: Taulukon 4 alkuarvoilla laskettu maalle rakennettavan referenssituulipuiston tuotantokustannusten herkkyysoanalyysi.

Kuvan 5 pystyakselilla nähdään muodostuvat tuotantokustannukset, mikäli parametri muuttuu. Käyrien leikkauspiste vaak-akselin kohdassa 0 % tarkoittaa pistettä, missä maalle rakennettavan esimerkki tuulipuiston tuotantokustannukset ovat 45,55 €/MWh. Parametrien käyrien jyrkkyydet ovat suoraan verrannollisia parametrin vaikutukseen muodostuviin tuotantokustannuksiin. Jyrkempi käyrä tarkoittaa, että parametrin muutos

vaikuttaa herkemmin muodostuviin tuotantokustannuksiin. Kuvan 5 mukaisesti, maalle rakennettavan tuulipuiston vuotuisen huipunkäyttöajan kasvaessa 10 % pienenee tuotantokustannukset arvoon 41,59 €/MWh. Vastaava 10 prosentin kasvu laitoksen taloudellisessa eliniässä tarkoittaa 43,91 €/MWh tuotantokustannuksia. Toisin sanoen voidaan todeta, että huipunkäyttöajan muutos vaikuttaa tuotantokustannuksiin herkemmin.

Vastaavanlainen herkkyyssanalyysi toteutettiin myös merelle rakennettavalle tuulipuistolle. Herkkyyssanalyysi viiden muuttujan avulla toteutettuna esitetään kuvassa 6.



Kuva 6: Taulukon 4 alkuarvoilla merelle rakennettavan referenssituulivoiman tuotantokustannusten herkkyyssanalyysi.

Kuvan 6 merelle rakennettavan tuulipuiston herkkyyssanalyysi osoittaa parametrien muutosten vaikuttavan lähes samalla tavalla muodostuviin tuotantokustannuksiin, kuin maalle rakennettavassa vertailutapauksessa. Molemmissa tapauksissa laskentaparametrien muutoksen vaikutus muodostuviin tuotantokustannuksiin voidaan todeta olevan kasvavassa järjestyksessä seuraava: Kiinteät K&K-kustannukset, reaalikorko, taloudellinen elinikä, investointi ja huipunkäyttöaika. Tämä havainto

korostaa sijoituspaikan tuulimittausten oikeellisuuden tärkeyttä hankkeen kannattavuuden kannalta. Esimerkiksi referenssimerituulivoimalan vuotuisen huipunkäyttöajan ollessa todellisuudessa 10 % alkuperäistä arviota pienempi, saaden arvon 3330 h/a, nostaa se muodostuvat tuotantokustannukset tasolle 81,43 /MWh.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tämän tutkielman tavoitteena oli selvittää tuulivoiman LCOE-menetelmällä määritettyjen tuotantokustannusten muodostuminen eri komponenteista. Lisäksi tavoitteena oli pohtia, mitkä tekijät vaikuttavat kyseisiin komponentteihin. Tutkielman lopussa arvioitiin maalle ja merelle rakennettavan tuulivoiman tuotantokustannusten nykytilaa Suomessa kahden esimerkkilaskun avulla.

Tuotantokustannusten kustannuskomponentit jaoteltiin tutkielmassa käyttöä edeltäviin ja käytön aikaisiin kustannuksiin. Käyttöä edeltävät kustannukset sisältävät kaikki tuuliturbiinin hankintaan, asennukseen, jakeluverkkoon liityntään sekä infrastruktuurin rakentamiseen liittyvät kustannukset. Käytönaikaiset kustannukset koostuvat pääasiassa käyttö- ja kunnossapitokustannuksista, maavuokrista, vakuutuksista sekä hallinnon kuluista. LCOE-laskennan periaatteena on diskontata tulevaisuuden kassavirrat sekä energiantuotanto nykyhetkeen ja määrittää näiden avulla koko tuulivoimalan elinkaaren keskimääräinen tuotantokustannus. Tuotantokustannuksiin vaikuttavat suorien kustannusten lisäksi myös laskentakorko, taloudellinen käyttöikä sekä vuotuinen energiantuotanto.

Kaikkia laskennassa käytettyjä komponentteja se yhdistää yhteinen piirre, että ne ovat voimakkaasti riippuvaisia sijoituspaikasta. Merkittäviä eroja kustannuskomponenteissa löytyy niin valtio- kuin sijoituspaikka kohtaisesti. Erot maiden välillä määräytyvät pitkälti kunkin maan poliittisen ympäristön ja tuulivoimateollisuuden tilan perusteella. Myös raaka-aineiden kuten teräksen ja kuparin hinnat vaikuttavat erityisesti tuuliturbiinin hankintahintaan. Suurien sijoituspaikkojen ja –maiden välisten erojen johdosta yleistä tuotantokustannusten tilaa on paikoin erittäin haastavaa arvioida.

Esimerkkilaskennassa määritetyt tuulivoiman tuotantokustannukset Suomessa maalle- ja merelle rakennettavalle tuulipuistoille vastasivat rakenteeltaan lähteistä löytyviä arvioita. Maalle rakennettavan tuulipuiston tuotantokustannuksiksi määritettiin 45,55 €/MWh. Merelle rakennettavalle tuulipuistolle tuotantokustannuksiksi saatiin 73,49 €/MWh. Kyseiset laskelmat osoittavat, ettei Suomeen rakennettava tuulivoima ole vielä markkinaehtoisesti kannattavaa nykyisellä sähkön markkinahinnalla. Lähteistä löytyvien arvioiden mukaisesti, molemmissa vertailutapauksissa noin 75 % tuotantokustannuksista

koostui pääomakustannuksista. Molemmille vertailu tuulipuistoille tehtiin lisäksi viiden muuttujan herkkyysoanalyysi. Molemmissa tapauksissa tuotantokustannuksiin herkimmin vaikuttavat tekijät olivat huipunkäyttöaika ja investointi. Kyseiset parametrit tulee investointihetkellä määrittää mahdollisimman tarkasti investoinnin kannattavuuden takaamiseksi.

Tuulivoiman tuotantokustannusten analyysiä voisi syventää erityisesti pääomakustannusten kohdalta, sillä ne kattavat suurimman osan tuotantokustannuksista. Turbiinin valmistuksen, kuljetuksen ja asennuksen mahdollisten säästökohteiden löytämisellä tuulivoimalla tuotetun energian omakustannushintaa on mahdollista saada alennettua. Tämä vaatisi laajempaa ja avoimempaa tiedonjakoa niin turbiinin valmistajilta kuin tuulivoimayhtiöiltä.

8 YHTEENVETO

Tässä tutkielmassa tutkittiin lähteistä löytyvän informaation ja tilastojen avulla tuulivoiman tuotantokustannusten muodostumista. Tuotantokustannusten muodostumista pohdittiin seuraavien tutkimuskysymysten avulla: Mistä komponenteista tuulivoiman tuotantokustannukset muodostuvat? Mitkä tekijät vaikuttavat kustannuskomponentteihin? Lisäksi tutkielman lopussa tehtiin esimerkki laskelma, missä arvoitiin tuotantokustannusten nykytilaa Suomessa, maalle ja merelle rakennettavan tuulivoiman vertailuinvestointien avulla.

Tuulivoiman elinkaaren tuotantokustannusten laskennassa otetaan huomioon kaikki tuulivoimalan elinkaaren kustannukset. Käytön aikaiset kustannukset sekä vuotuinen energiantuotanto diskontataan laskennassa investointihetkeen, jolloin tuotantokustannukset saadaan helposti vertailtavaan yksikköön.

Kustannuskomponenteista suurimmalla, projektiin sitoutuneella pääomalla viitataan käyttöä edeltäviin kustannuksiin, jotka koostuvat tuuliturbiinin hankintamenosta, jakeluverkkoon liittymisestä aiheutuvista kustannuksista, rakennuskustannuksista sekä muista käyttöä edeltävistä kustannuksista, kuten suunnitteluun ja konsultointiin liittyvistä kustannuksista. Suurin yksittäinen kustannus on tuuliturbiinin hankintameno, joka kattaa maalle rakennettavan tuulivoimalan tai –puiston käyttöä edeltävistä kustannuksista 65–84 %. Merelle rakennettavalla tuulivoimalalla vastaava osuus on 30–50 %, johtuen rakennuskustannusten sekä muiden kustannusten suuremmasta osuudesta. Muut käyttöä edeltävät kustannukset kuten jakeluverkkoon liittyminen ja rakennuskustannukset kattavat käyttöä edeltävistä kustannuksista huomattavasti pienemmän osan.

Käyttöä edeltävien kustannusten lisäksi tuulivoiman tuotantokustannuksiin vaikuttavat laitoksen käytön aikaiset käyttö- ja kunnossapitokustannukset, joiden arvioidaan kattavan noin 25 % tuulivoiman tuotantokustannuksista. Ne koostuvat huollosta ja varaosista, vakuutuksista, hallinnon menoista, maavuokrasta, sähkön hankintakustannuksista sekä muista käytön aikaisista kustannuksista.

Muita tuotantokustannuksiin vaikuttavia tekijöitä ovat laskentakorko, vuotuinen energiantuotanto sekä voimalan taloudellinen elinikä. Diskonttauksessa laskentakorkona

käytetään yleisesti inflaatiokorjattua vieraan- ja omanpääoman tuottovaatimuksen painotettua keskiarvoa. Vuotuinen energiantuotanto riippuu erittäin voimakkaasti sijoituspaikasta, minkä vuoksi niiden vertailu on haastavaa. Kirjallisuudessa energiantuotantoa käsitellään yleisesti huipunkäyttöajan avulla. Diskonttaukseen käytettävä taloudellinen käyttöikä arvioidaan usein olevan 20–25 vuotta.

Tuulivoiman nykytilaa Suomessa arvioitiin tekemällä esimerkkilaskelmat maalle ja merelle rakennettavalle tuulivoimalalle. Vertailuinvestoinneiksi valittiin maalle rakennettava seitsemän 3,1 MW turbiinin- sekä merelle rakennettava kymmenen 5 MW turbiinin tuulipuisto. Laskuissa käytetyt parametrit määritettiin vastaamaan nykypäivää lähteistä ja tilastoista löytyvän tiedon perusteella. Maalle rakennettavalle referenssituulipuistolle tuotantokustannuksiksi saatiin 52,29 €/MWh. Merelle rakennettavalle tuulipuistolle tuotantokustannuksiksi saatiin 73,49 €/MWh. Tuotantokustannusten rakenneanalyysi osoitti, että molemmissa vertailulaskelmissa pääomakustannukset kattavat noin 75 % muodostuvista tuotantokustannuksista, mikä vastasi lähteistä löytyviä tyypillisiä tuotantokustannuskustannusrakenteita. Herkkyyksianalyysillä tutkittiin laskentaparametrien muutoksen vaikutusta muodostuviin tuotantokustannuksiin. Molemmissa vertailutapauksissa herkimmin tuotantokustannuksiin vaikuttaviksi parametreiksi osoittautuivat huipunkäyttöaika ja investointi. Tämän johdosta niiden arviointiin investointilaskelmia tehdessä tulisi kiinnittää suurin huomio laskelmien oikeellisuuden varmistamiseksi.

LÄHDELUETTELO

Bakema, G. – Barons, P. – Chandler, H. – Moesgaard, R. 2009 The Economics Of Wind Energy – Chapter III.

Díaz, G. – Gómez-Aleixandre, J. – Coto, C. 2015. Energy Conversion and Management. *Dynamic Evaluation of The Levelized Cost of Wind Power Generation*, Vol. 101, 721-729.

Dow Jones U.S. 2016. Iron and Steel Index. [Verkkójulkaisu] [Viitattu 26.2.2016] Saatavilla:

<http://www.google.com/finance/historical?cid=1268144&startdate=Jan%201%2C%202004&enddate=dec%2031%2C%202012&num=30&start=2130>

Ebenhoch, R. – Matha, D. – Marathe, S. – Muños, P. C. – Molins, C. 2015. Energy Procedia. *Comparative Levelized Cost of Energy Analysis*, Vol. 80, 108-122

Energiavirasto 2017. Syöttötariffijärjestelmään hyväksytyjen voimalaitosten tietoja. [Verkkosivu] [Viitattu 22.4.2017] Saatavilla: <https://tuotantotuki.emvi.fi/Installations>

Euroopan Keskuspankki 2016. Talouskatsaus 8/2016.

Ferreira, R. – Feinstein, C. – Barroso, L. 2014. Use, Operation and Maintenance of Renewable Energy Systems. *Operation and Maintenance Contracts for Wind Turbines*, Vol. 1 (5). 145-185.

Fingrid 2016. Kantaverkon liittymismaksut 2016. [Verkkójulkaisu] [Viitattu 3.3.2016] Saatavilla:

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Maksut%202016/Kantaverkon%20liittymismaksut%202016.pdf>

Hallituksen esitys eduskunnalle laiksi uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta annetun lain muuttamisesta. HE 15/2015.

International Energy Agency (IEA) 2011. IEA Wind – 2010 Annual Report.

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2012. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Wind Power.

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2015. Renewable Power Generation Costs in 2014.

Investing.com 2016. Copper historical data. [Verkköjulkaisu] [Viitattu 26.2.2016] Saatavilla: <http://www.investing.com/commodities/copper-historical-data>

Jovanović, P. 1999. International Journal of Project Management. *Application of Sensitivity Analysis in Investment Project Evaluation under Uncertainty and Risk*. Vol. 17 (4), 217–222.

Kost, C. – Mayer, J. N. – Thomsen, J. – Hartman, N. – Senkpiel, C. – Phillips, S. – Nold, S. – Lude, S. – Saad, N. – Schlegl, T. 2013. Levelized Cost Of Electricity Renewable Energy Technologies.

Krohn, S. (toim.) – Morthrost, P. E. – Awerbuch, S. 2009. The European Wind Energy Association - The Economics of Wind Energy

Kumar, Y. – Ringenberg, J. – Depuru, S. S. – Devabhaktuni, V. K. – Lee, J. W. – Nikolaidis, E. – Andersen, B. – Afjeh, A. 2016. Renewable and Sustainable Energy Reviews. *Wind Energy: Trends and Enabling Technologies*, Vol. 53, 209-224.

Lantz, E. – Hand, M – Wiser, R. 2012. The Past and Future Cost of Wind Energy.

Madureira, N. L. 2014. Key Concept in Energy. Springer International Publishing, Sveitsi.

Mauleón, I. 2015. Green Energy and Efficiency. *Cost of Renewable Power: A Survey of Recent Estimates*. Vol 1, 235-268.

Morales Pedraza, J. 2015. *Electrical Energy Generation in Europe – The Current Situation and Perspectives in the Use of Renewable Energy Sources and Nuclear Power for Regional Electricity Generation*. Springer International Publishing Sveitsi.

Noothout, P – De Jager, D. – Tesnierè, L. – van Roojien, S. – Karypidis, N. – Brückmann, R. – Jirous, F. – Breitschopf, B. – Angelopoulos, D. – Doukas, H. – Konstantinaviciute, I. – Rech, G. 2016. *The Impacts of Risks in Renewable Energy Investments and the Role of Smart Policies*.

Resch, G – Faber, T – Haas, R – Ragwitz, M – Held Fraunhofer, A – Konstantinaviciute, I. (2006), *Potentials and cost for renewable electricity in Europe*, Report (D4) of the IEE project OPTRES: Assessment and optimisation of renewable support schemes in and Energy Economics, Energy Economics Group; Vienna, Austria, February 2006.

Sederlund, J. & Parviainen, P. 2016. *Fingrid – Kantaverkkoon liittymisen periaatteet*. [Verkkajulkaisu] [Viitattu 3.3.2016] Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Kantaverkkopalvelut/Liittymisen_periaatteet.pdf

Suomen Hyötytuuli Oy 2016. *Suomen hyötytuuli rakentaa merituulipuiston Porin Tahkoluotoon*. [Verkkajulkaisu] [Viitattu 10.12.2016] Saatavilla: <http://hyotytuuli.fi/suomen-hyotytuuli-rakentaa-merituulipuiston-porin-tahkoluotoon/>

Swider, D. J. – Beurskens, L. – Davidson, S. – Twindell, J. – Pyrko, J. – Prügger, W. – Aufer, H. – Vertin, K. – Skema, R. 2007. *Renewable Energy. Conditions and Cost for Renewables Electricity Grid Connection: Examples in Europe*, Vol. 33. 1832-1842.

Twele, J. – Liersch, J. 2011. *Wind Power Plants. Planning, operation and economics of wind farm projects*, Vol. 2 (15). 480-519.

Työ- ja elinkeinoministeriö 2009. *Syöttötariffityöryhmän Väiliraportti – Ehdotus Tuulivoiman Syöttötariffiksi*.

VTT 2015. Wind Energy Statistics in Finland 2014. [Verkkajulkaisu] [Viitattu 10.2.2017]
Saatavilla:

http://www.vtt.fi/files/VTT_Wind_energy_statistics_Year_report_2014_public.pdf

Zahedi, A. 2014. International Conference and Utility Exhibition 2014 on Green Energy for Sustainable Development - Developing a Method to Analyse the Electricity Cost of Wind Power.