

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LES, Energiatekniikka
Tutkimusraportti 66

Lappeenranta University of Technology
LES, Energy technology
Research report 66

Vakkilainen Esa, Kivistö Aija

Sähkön tuotantokustannusvertailu

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Energiatekniikka
PL 20
53851 LAPPEENRANTA

ISBN 978-952-335-123-3

ISBN 978-952-335-124-0 (PDF)

ISSN-L 2243-3376

ISSN 2243-3376

Lappeenranta 2017

TIIVISTELMÄ

Tekijät: Esa Vakkilainen, Aija Kivistö

Työn nimi: Sähkön tuotantokustannusvertailu

Vuosi: 2017

Paikkakunta: Lappeenranta

Tutkimusraportti, Lappeenrannan teknillinen yliopisto
26 sivua, 8 kuvaa ja 7 taulukkoa

Avainsanat: voimalaitokset, kilpailukyky, sähköntuotantokustannus

Työssä vertaillaan eri sähköntuotantovaihtoehtojen taloudellista kannattavuutta. Kannattavuusvertailu suoritetaan pelkkää sähköä tuottaville voimalaitoksille. Raportti on jatkoa aikaisemmille tutkimuksille, joista viimeisin julkaistiin 2012.

Tutkittavat voimalaitostyyppit ovat ydinvoimalaitos, maakaasukombilauhdevoimalaitos, kivihiihilauhdevoimalaitos, turvelauhdevoimalaitos, puulauhdevoimalaitos, tuulivoimala ja aurinkovoimala.

Kannattavuustarkastelu on suoritettu annuiteettimenetelmällä käyttäen 5 % reaalikorkoa ja Suomen olosuhteissa realistisia kustannuksia kustannustasolla maaliskuu 2017. Laskelmien perusteella 8000 tunnin huipunkäyttöajalla (h/a) ydinsähkön tuotantokustannus, kun laitos rakennetaan olemassa olevalle tontille, olisi 42,4 €/MWh ja täysin uuden ydinvoimalaitoksen 55,4 €/MWh. Kaasusähkön tuotantokustannus on 68,9 €/MWh, turvelauhteen 75,7 €/MWh ja hiilisähkön hiilidioksidin talteenotolla 75,9 €/MWh, kun hiilidioksidipäästöoikeuden hintana käytetään 15 €/tonni CO₂. Vastaavasti uusiutuvista sähköä tuottavista voimalaitoksista puupolttoainetta käyttävän lauhdesähkön tuotantokustannus olisi 76,2 €/MWh ja maalla sijaitsevan tuulivoimalan (2860 h/a) sähkön tuotantokustannus on 41,4 €/MWh ja se on tutkituista sähköntuotantovaihtoehdoista edullisin. Merellä sijaitsevan tuulivoimalan (3875 h/a) sähkön tuotantokustannus on 68,9 €/MWh sekä aurinkovoimalan (982 h/a) 99,6 €/MWh.

Erillistarkastelussa arvioitiin Suomen sähkön hinnan muodostusta ja pääomakustannusten osuutta tulevaisuuden sähköjärjestelmässä. Esimerkkinä käytettiin Lappeenrannan teknillisen yliopiston 100% uusiutuva Suomi arvoja. Tulevaisuuden sähkömarkkinoilla on mietittävä miten saadaan muodostumaan oikeanlaisia hintasignaaleja.

ABSTRACT

Authors: Esa Vakkilainen, Aija Kivistö

Subject: Comparison of electricity generation costs

Year: 2017

Location: Lappeenranta

Research Report, Lappeenranta University of Technology

26 pages, 8 figures and 7 tables

Keywords: power plants, competitiveness, electricity generation costs

The economical competitiveness of various power plant alternatives is compared. The comparison comprises merely electricity producing power plants. This report is a continuation of previous research reported lastly 2012.

The following types of power plants are studied: nuclear power plant, combined cycle gas turbine plant, coal-fired condensing power plant, peat-fired condensing power plant, wood-fired condensing power plant, wind power plant and solar power plant.

The calculations are carried out by using the annuity method with a real interest rate of 5 % per annum and prices relevant to Finland with a fixed price level as of March 2017. With the annual peak load utilization time of 8000 hours the production costs would be for nuclear electricity 42,4 €/MWh, for natural gas based electricity 68,9 €/MWh, condensing peat based electricity 75,7 €/MWh and for coal based electricity with CCS 75,9 €/MWh, when using a price of 15 €/tonCO₂ for the carbon dioxide emission trading. Of renewable electricity condensing wood based electricity the production cost is 76,2 €/MWh, that of land based wind electricity (2860 h/a) is 41,4 €/MWh, sea based (3875 h/a) 68,9 €/MWh and solar based (982 h/a) is 99,6 €/MWh.

In a separate substudy the effect of price formation and relevance of fixed costs (investments) of 100% renewable electricity production in Finland is looked at. The example used was the Lappeenranta university of technology study of 100% renewable Finland. It is important to study how relevant price information can steer electricity markets.

SISÄLLYSLUETTELO

1	TARKASTELUN LÄHTÖKOHDAT	5
2	LÄHTÖTIEDOT	6
3	LASKENTAMENETELMÄT.....	10
4	TULOKSET.....	11
4.1	Sähköntuotantokustannukset ilman päästökauppaa	11
4.2	Sähköntuotantokustannukset kun päästökauppa on mukana	12
5	SÄHKÖN MARKKINAHINNAN KEHITYS.....	15
5.1	Tukkusähkön hinta	15
5.2	Teollisuuskuluttajan sähkön hinta.....	16
6	MUUTTUVAKUSTANNUKSISESTA PÄÄOMAKUSTANNUKSIIN SÄHKÖN HINNOITTELUUN	18
7	SÄHKÖN TUOTANNON KOKONAISHINTA	21
8	JOHTOPÄÄTÖKSET	23
	KIRJALLISUUSVIITTEET	24

1 TARKASTELUN LÄHTÖKOHDAT

Eri voimalaitosvaihtoehtojen sähköntuotantokustannusten vertailu muodostaa pohjan uusien voimalaitosinvestointien valmistelulle ja päätöksenteolle. Tässä työssä suoritetaan kannattavuusvertailu Suomessa kysymykseen tulevien sähköä tuottavien voimalaitosten kesken. Tehtävänä on tutkia perusvoiman lisätuotannon vaihtoehtojen kustannusvaikutuksia. Vesivoiman merkittävä lisärakentaminen ei ole mahdollista. Alhaisen sähkönhinnan vuoksi uusien voimalaitosten kokonaispotentiaali pelkästään sähköntuotannossa on tällä hetkellä varsin rajallinen, mutta saatua hintatietoa voidaan käyttää arvioimaan milloin sähkön markkinahintaan perustuva rakentaminen lähtisi taas käyntiin. Sähköä ja lämpöä tuottavia (CHP) laitoksia ei ole otettu mukaan perustarkasteluun, sillä niiden kannattavuus perustuu lämmön tuotantoon ja siitä saatavaan hintaan. Sähkön ja lämmön yhteistuotannon lisärakentaminen bioenergian varaan tulee kattamaan kuitenkin merkittävän osuuden lähitulevaisuuden uusiutuvan sähkön hankinnan vajeesta. Tuulivoimalaitosten rakentaminen jatkuu voimakkaana (TEM 2017). Vuosina 2018 - 2020 Suomeen kilpailutetaan yhteensä 2 TWh uusiutuvaa, pääosin tuulivoimatuotantokapasiteettia valtiovallan tukemana. Uutena tarkasteltavana kohteena on otettu mukaan suuret aurinkovoimalaitokset, joiden kustannuksia on arvioitu Suomen oloissa.

Tutkittavat voimalaitostyyppit ovat:

- ydinvoimalaitos 1650 MW
- maakaasukombilauhdevoimalaitos 850 MW
- kivihiihilauhdevoimalaitos, joka on varustettu hiilidioksidin talteenotolla 500 MW
- turvelauhdevoimalaitos 150 MW
- puulauhdevoimalaitos 150 MW
- tuulivoimala maalla ja merellä 50 MW
- aurinkovoimalaitos, PV 10 MW

Kaikki laitokset ovat nykyteknologian mukaisia voimalaitoksia ja niiden koot on valittu niin suuriksi, että suuren yksikkökoon kustannuksia alentava skaalaetu tulee mahdollisimman hyvin hyödynnetyksi. Turve- ja puuvoimalaitoksilla polttoaineen hankinta muodostaa rajoituksen voimalaitoksen suuruudelle. Polttoaine on hankittava noin 100 km säteellä voimalaitoksesta, jottei polttoaineen kuljetuskustannus nosta merkittävästi polttoaineen hintaa. Tuuli- ja aurinkovoimalaitosyksiköt ovat maksimitheoltaan pieniä, siten tarkastellut vaihtoehdot ovatkin useiden pienten yksikköjen muodostamia kokonaisuuksia.

Fossiilisia polttoaineita ja turvetta polttavat voimalaitokset tuottavat hiilidioksidia. Suomi on kuitenkin sitoutunut rajoittamaan kasvihuonekaasupäästöjä Suomen ympäristöpolitiikan mukaisesti. Tätä toteutetaan mm. päästöjen verotuksen kautta. Kasvihuonekaasupäästöjen rajoituksen vaikutus voimalaitosvalintoihin tulee esiin laskennassa käytettävän päästöoikeuden hinnan kautta.

Peruslaskennassa ei ole otettu huomioon mahdollista vara- ja säätötehon tarvetta.

2 LÄHTÖTIEDOT

Voimalaitosrakentamisen hintataso on viime vuosina pysytellyt vakaana. Hintatason vakautta selittää hidaskasvu EU-alueella. Rakennuskustannusten, metallien (teräs, kupari ja alumiini) ja voimalaitoskomponenttien hinnan muutokset ovat olleet maltillisia tai jopa negatiivisia. Voimalaitosrakentamisen markkinoilla kysynnän ja tarjonnan välillä on vallinnut tasapaino. Fossiilisten polttoaineiden hinnoissa on ollut voimakasta heilahtelua. Yleinen kustannustason nousu Suomessa nostaa lievästi käyttö- ja kunnossapitokustannuksia.

Laskelmissa on käytetty maaliskuun 2017 hintatasoa. Investointikustannukset ovat arvonnisäverottomia ja ne sisältävät myös rakennusaikaiset korot ja omistajan kaikki kustannukset. Voimalaitoksen investointikustannus on siten avaimet käteen-periaatteella toimitetun voimalaitoksen täysimääräinen hinta laitoksen kaupallisen käytön alkuhetkellä. Ydinvoimalaitokselle on käytetty kuuden vuoden rakennusaikaa ja muille laitoksille lyhyempiä aikoja. Kunkin voimalaitoksen sähköntuotannon hyötysuhde ilmaistaan vuosihyötysuhteena, jolla tarkoitetaan koko vuoden keskimääräistä hyötysuhdetta. Laskelmissa ei ole otettu huomioon mahdollisia uusiutuvien puu-, aurinko- ja tuulivoimalaitosten valtiovarallalta saatavia tukia (mm. investointituki, sähköstä maksettu tuki). Laskelmista puuttuu myös eri voimalaitoksiin kohdistuvat verot (mm. kiinteistövero).

Ydinvoimalaitos on kevytvesireaktorivoimalaitos (painevesireaktori, PWR). Laitoksen tehoksi on valittu 1650 MW, mikä edustaa suurimpien tarjolla olevien ydinvoimalaitosten kokoluokkaa (esim. OL3), jolloin laskelmissa käytettävä tehoyksikköä kohti laskettu investointikustannus (euroa per kilowatti, €/kW) sisältää skaalaedun täysimääräisenä. Ydinpolttoaineen alkulataus on mukana ydinvoimalaitoksen investointikustannuksessa. Tässä laskelmassa ydinvoimalaitoksen investointi on määritelty kahdella tavalla. Joko laitos rakennettaisiin uuteen sijoituspaikkaan tai laitos rakennetaan olemassa olevan ydinvoimalaitoksen viereen, jolloin osa vaadittavista rakenteista voi olla yhteistä olemassa olevan laitoksen kanssa. Laitoksen investointikustannus rakennusaikaisine korkoineen uuteen paikkaan on 8,150 miljardia euroa (4950 €/kW) ja olemassa olevaan paikkaan 5,950 miljardia euroa (3600 €/kW). Suomessa on parhaillaan käynnistymässä olemassa olevaan paikkaan rakennettu laitos, Olkiluoto 3. Suomessa on tekeillä uuteen paikkaan rakennettava ydinvoimalaitos, Hanhikivi 1.

Ydinvoimalaitoksen käytöstäpoistokustannus ja käytetyn ydinpolttoaineen käsittely- ja loppusijoituskustannus sisältyvät ydinvoimalaitoksen käyttökustannuksiin ydinjäterahastomaksun muodossa. Näiden osuus on noin neljännes käyttö- ja kunnossapitokustannuksista. Myös laitoksen ylläpitoinvestoinnit sisältyvät käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin. Ydinvoimalaitoksen hyötysuhteena käytetään 37 %.

Investointihalukkuus kaasukombilaitoksiin on ollut laimeaa Suomessa, vaikka maailmalla niitä on myyty ennätystahtiin. Laitos oletetaan rakennettavan nykyisen kaasuverkon läheisyyteen, jolloin liittymismaksu kaasuverkkoon ei vaikuta merkittävästi investointikustannuksiin. Kaasukombilauhdelaitos koostuu kahdesta yhden kaasuturbiinin, jätelämpökattilan ja höyryturbiinin blokista. Sähköteholtaan laitos on 850 MW. Kaasu- ja höyryturbiinin kombikytkentä ja kaasuturbiinien

kehittynyt tekniikka mahdollistavat korkean sähköntuotannon hyötysuhteen. Tässä tarkastelussa kaasukombivoimalaitoksen hyötysuhteena käytetään arvoa 58,3 %. Laitoksen investointikustannus on 837 miljoonaa euroa (985 €/kW). Viimeisin Suomeen rakennettu kaasukombilaitos on Fortumin Espooseen Suomenojalle rakentama.

Puhdas hiilivoimalaitos olisi teholtaan 500 MW ja se perustuu kiertoleijutekniikkaan. Rannikolle sijoitettava laitos on varustettu tarpeellisilla rikin- ja typenpoistolaitteilla ja sen hyötysuhde hiiliajossa, kun käytetään hiilidioksidin talteenottoa, on 37 %. Laitoksen pääoman tarve on 1350 miljoonaa euroa (2700 €/kW). Suomeen ei viime aikoina ole rakennettu hiililauhdelaitoksia eikä todennäköisesti rakennetakaan. Kustannuksia onkin tarkasteltu turvelauhdelaitoksen kustannusten avulla, jotta voitaisiin vertailla uusiutuvaa ja uusiutumaton tuotantoa.

Turvelaitos perustuu kiertoleijutekniikkaan ja sijaitsee sisämaassa. Turvevoimalaitoksen sähköteho on 150 MW ja vuosihyötysuhde 40 %. Matala kapasiteetti johtuu polttoaineen kuljetuksen kalleudesta, joka ei Suomen oloissa mahdollista juurikaan suurempaa yksikköä. Laitoksen investointi olisi 295 miljoonaa euroa (1970 €/kW). Suomessa on viimeisimmäksi rakennettu isoja bioCHP-voimalaitoksia mm. Jyväskylään Keljonlahti ja KaukaanVoima Lappeenrantaan.

Nykyisin puuta käytetään Suomessa voimalaitospolttoaineena pääosin yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon (CHP) voimalaitoksissa, jotka saattavat ajoittain tuottaa hieman lauhdevoimaa. Lauhdetuotanto on ollut luokkaa 20% yhdistetyn sähkön tuotannosta. Erilaisia puupolttoaineita on tarjolla runsaasti akselin Joensuu Oulu pohjoispuolella, mutta erittäin rajoitetusta Etelä-Suomen läänissä. Tyypillisesti puupolttoaineita käytetään seospolttoaineena jyrshinturpeen kanssa. Pelkkää sähköä tuottavia puuta käyttäviä voimalaitoksia ei ole käytössä Suomessa, koska niiden sähköntuotantokustannus on ollut muita vaihtoehtoja ja varsinkin sähkön markkinahintaa korkeampi. Sen sijaan yhdistetty sähkön ja lämmön tuotanto puupohjaisesti on kasvanut jatkuvasti. Puupohjainen laitos on kattilaltaan hieman pienempi kuin turvepohjainen laitos, mutta vaatii merkittävästi laajemmat polttoaineenkäsittelyjärjestelmät. Tässä työssä on rannikolle sijoitettavan sähköteholtaan 150 MW, pääosin tuontipuulla toimivan, puuvoimalaitoksen hinnaksi oletettu 310 miljoonaa euroa (2070 €/kW) ja hyötysuhteeksi 40 %. Korkeasta hinnasta huolimatta ovat useat maat Euroopassa ilmoittaneet lähivuosina rakentavansa tällaisia laitoksia uusiutuvan energiansa lisäämiseksi. Kotimaisena esimerkkinä on käytetty myös Helsinkiin Vuosaaren suunniteltua isoa monipolttoainekattilaa.

Tuulivoimalaitosten investointikustannustaso on laskenut Suomessa rannikkoseuduille rakennetuissa kohteissa aina viime vuosiin saakka. Hinta on muuttunut 1990-luvun loppupuolelta 2000 – 2500 €/kW tasolle 1500 €/kW. Pääsyy on ollut tuulivoimaloiden koon kasvu, komponenttien hinnan lasku ja kokonaishyötysuhteen kasvu. Tuulivoiman investointikustannustaso eri puolilla Suomea vaihtelee. Se määräytyy mm. markkinavolyymistä, kilpailutilanteesta, projektien koosta ja sijoituspaikan olosuhteista. Rannikkoseudulle rakennettavan kymmenestä 5 MW yksiköstä koostuvan tuulivoimapuiston investointikustannukseksi on arvioitu 68 miljoonaa euroa (1360 €/kW) ja huipunkäyttöajaksi 2860 h/a. Suomen tuulivoimaloiden keskihuipunkäyttöaika 2016 oli 2780 h/a (Energiavirasto 2017). Merelle rakennettaessa ovat mm. perustus- ja liittymiskustannukset kantaverkkoon

merkittävästi suuremmat. Tässä tutkimuksessa käytetään lähes samankokoisen, mutta merelle rakennettavan 40 MW tuulivoimapuiston investointikustannuksena 120 miljoonaa euroa (3000 €/kW) ja huipunkäyttöaikana 3875 h/a.

Nykyisten tuulivoimalaitosten käyttökokemukseen perustuva käyttö- ja kunnossapitokustannus vaihtelee välillä 10 - 15 €/MWh, josta pääosan muodostaa ennakkohuolto ja vikakorjaus. Laitoksen suurempi yksikkökoko ja yksittäisten laitosten sijoittelu suuremmiksi tuulipuistoiksi alentaneet tulevaisuudessa käyttö- ja kunnossapitokustannuksia. Tässä tutkimuksessa käytetään maatuulivoiman käyttö- ja kunnossapitokustannuksena 7,7 €/MWh ja merituulivoiman 14,0 €/MWh.

Aurinkovoimaa rakennetaan laajasti maailmalla. Sen hinta on laskenut voimakkaasti, kun aurinkopaneelien valmistuskapasiteetti on kasvanut. Kiina on myös voimakkaasti dumpannut omaa aurinkopaneelien ylijäämäänsä maailman markkinoille, mikä on laskenut investointikustannusta. Paneelien hinta onkin laskenut niin ettei se enää ole kuin noin puolet suuren laitoksen investointihinnasta. Aurinkosähkön tuottamista paneeleilla on esitetty jo nyt lähes kannattavaksi tuotantomuodoksi. Lappeenrannan teknillinen yliopisto on asentanut kampukselleen noin 1500 m² aurinkosähköpaneelia nimellisteholtaan 220 kW. Pienkuluttajille tarkoitettu aurinkosähkön tuotanto on leviämässä voimakkaasti, kun erilaisten rakennusten katoille asennetaan aurinkopaneeleja. Aurinkopaneeleilla tehdyn sähkön hinnan ennustetaan laskevan nopeaa tahtia (Vartiainen *et al.*, 2015), mutta tässä työssä on käytetty maaliskuu 2017 kustannustasoa. Aurinkosähkön tuottaminen kotipaneeleilla näyttää olevan vaiheessa, jossa se on selkeästi pienkäyttäjälle edullista, mikäli sijoitettava pääoma 6000 – 18000 € ei vaadi korkeakorkoista lainaa. Jos käyttää lähes kaiken tuottamansa sähkön itse, niin kannattavuus on merkittävästi parempi.

On huomattava, että kaikissa voimalaitosinvestoinneissa on mukana projektointi ja muu projektin aikainen kulu. Tyypillinen lupakustannus on mukana. Suomessa ei lupamenettely ole merkittävä kustannus paitsi ydin- ja tuulivoimaloiden osalta. Investointikustannuksissa ei ole mukana mahdollinen avustusten tai rahoituksen hankinta.

Polttoaineen hinnat ovat vaihdelleet viime aikoina melko voimakkaasti. Öljyn maailmanmarkkinahinnan nousu heijastuu selvästi maakaasun hintaan, joskin vaikutusmekanismi sisältää viivettä. Kivihiilen hintaa on nostanut öljyn hinta ja hiilen kasvanut kysyntä, joskin hinta on nyt laskussa. Ydinpolttoaineen hinta muodostuu luonnonuraanin, väkevöintityön ja polttoaine-elementtien valmistuskustannuksista. Laskelmissa on käytetty seuraavia polttoainehintoja: ydinpolttoaine 2,10 €/MWh, kaasu 28,0 €/MWh, hiili 12,5 €/MWh, turve 13,40 €/MWh ja puupolttoaine 20,4 €/MWh (Tilastokeskus 2/2017). Tuulelle ja auringolle polttoaineen hinta on 0 €/MWh. Huomionarvoista on, että ydinpolttoaineen hinta on vain murto-osa muiden polttoaineiden hintatasosta ja että kaasun hinta on selvästi korkeampi kuin hiilen, turpeen ja puun.

Kasvihuonekaasupäästöjen rajoituksen vaikutus sähköntuotantokustannuksiin tulee näkyviin päästökaupassa määräytyvän hiilidioksidin päästöoikeuden hinnan välityksellä. Tästä aiheutuu lisäys kaasu-, hiili- ja turvevoiman tuotantokustannuksiin, mutta ydinvoimalle, tuulivoimalle, aurinkovoimalle ja puuvoimalle ei aiheudu mitään lisäkustannuksia. Laskelmissa käytetään perustapauksessa päästöoikeudelle hintaa 15

€/tonni CO₂. Kaukaisemman tulevaisuuden hintana on eräissä EU-komission taustaselvityksessä käytetty lähes 60 €/tonni CO₂ hintaa. Nyt on päästökauppajärjestelmässä yllälokkoinnin takia päästöoikeuden hinta romahtanut tasolle alle 10 €/tonni CO₂. Seuraavalle päästökaupakaudelle odotetaan hinnan kuitenkin nousevan.

Suomen ydinvoimalaitosten huipunkäyttöajat ovat keskimäärin olleet yli 8000 tuntia vuodessa ja yltäneet jopa 8400 tuntiin. Turve ja puupohjaisten voimalaitosten huipunkäyttöaika on harvoin yli 6000 tuntia. Kaikille höyryvoimalaitoksille käytetään kuitenkin vertailussa 8000 tunnin vuotuista huipunkäyttöaika. Tuuli- ja aurinkovoimalalle käytetään niille tavanomaisia huipunkäyttöaikoja 2860 ja 982 tuntia.

Voimalaitosten taloudelliset eliniät (pitoajat) kuvaavat sitä aikaa, jonka kuluessa voimalaitosinvestoinnin on maksettava itsensä takaisin. Voimalaitosten tekninen elinikä on yleensä tätä pidempi. Ydinvoimalaitoksen tekninen elinikä on 60 vuotta ja taloudellisenä elinikänä käytetään 40 vuotta. Tämän saavuttamiseksi tarvittavat vuotuiset ylläpitoinvestoinnit sisältyvät käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin. Muille voimalaitoksille käytetään 25 vuoden taloudellista elinikää paitsi aurinkovoimalle 20 vuotta, eikä niiden käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin sisälly erityisiä laajoja ylläpitoinvestointeja. Aurinkovoimalaitoksilla monet sähköiset komponentit vanhenevat ja vaativat uusimista 5- 15 vuoden välein. Tämä on sisällytetty sen käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin.

Taulukkoon 1 on koottu eri voimalaitosvaihtoehtojen suorituskyky- ja kustannustiedot perustapauksessa.

Taulukko 1. Perusvoimalaitosten suorituskyky- ja kustannustiedot. Hintataso 3/2017

	Ydin	Kaasu	Hiili	Turve	Puu	Aurinko	Tuuli
Sähköteho [MW]	1650	850	500	150	150	10*	50
Vuosihyötysuhde [%]	37.0	58.3	37.0	40.0	40.0	100*	100*
Investointikustannus [milj.€]	5950	837	1350	295	310	1	68
Ominaisinvestointi [€/kW]	3606	985	2700	1967	2067	1080	1360
Polttoaineen hinta [€/MWh]	2.1	28.0	12.5	13.4	20.4	0.0	0.0
Polttoainekustannus [€/MWh]	5.68	48.03	33.78	33.50	51.00	0.00	0.00
Käyttö ja kunnossapito-kustannukset [€/MWh]	10.41	7.03	16.62	10.49	6.89	14.85	7.70
Muuttuvat k&k-kust. osuus [%]	50	65	70	50	40	20	40
Taloudellinen elinikä [a]	40	25	25	25	25	20	25
Reaalikorko [%]	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
Annuiteettitekijä [%]	5.83	7.10	7.10	7.10	7.10	8.02	7.10
Päästöoikeuden hinta [€/t CO ₂]	15	15	15	15	15	15	15
Huipunkäyttöaika [h/a]	8000	8000	8000	8000	8000	982	2860
Käyttökerroin [%]	92.6	92.6	92.6	92.6	92.6	11.4	33.1

*Tuuli ja aurinkovoiman vuosihyötysuhde lasketaan tuotetusta tehosta.

Aurinkovoiman tuotanto laskee 1%/a paneelien ikääntyessä

3 LASKENTAMENETELMÄT

Sähkön tuotantokustannukset lasketaan annuiteettimenetelmällä, jossa periaatteena on laskea investoinnista aiheutuva vuotuinen pääomakustannus tasasuurina erinä koko laitoksen taloudelliselle eliniälle. Näillä erillä maksetaan investointi korkoineen takaisin laitoksen taloudellisen eliniän loppuun mennessä. Laskenta suoritetaan kiinteillä hinnoilla (maaliskuun 2017 hintataso) ja reaalikorkoa käyttäen. Reaalikoron suuruus on likimäärin nimelliskorko vähennettynä inflaatioprosentilla, kun inflaatio on pieni. Voimalaitosinvestoinneissa rahamarkkinoiden nimelliskorkoon perustuva reaalikorko on tällä vuosikymmenellä ollut suuruusluokkaa 3 %. Aurinko ja tuulivoimaloilla on riskitaso tekniikan tuoreuden takia suurempi (Brückmann, 2015). Siksi niillä rahamarkkinoiden nimelliskorkoon perustuva reaalikorko on ollut suuruusluokkaa 4-5 %, kun investoija on sähkölaitos.

Laskennassa käytetään 5 % reaalikorkoa, jossa on parin prosenttiyksikön marginaali todelliseen reaalikorkoon verrattuna. Tämä aiheuttaa 100 prosentin lainarahoituksen tapauksessa todellisuutta suuremman pääomakustannuksen. Laskelma on siten jonkin verran konservatiivinen. Toisaalta on järkevää pitää laskentakorossa pieni marginaali, jolla voidaan kompensoida toiseen suuntaan vaikuttavia lähtötietojen muutoksia. Vaihtoehtoisesti reaalikoron marginaalin voidaan katsoa antavan liikevoittoa laitokselle taloudellisen eliniän aikana.

Perustapauksessa annuiteettimenetelmässä käytettävä annuiteettitekijä on ydinvoimalle (5 %, 40 vuotta) 5,83 %, aurinkovoimalle (5 %, 20 vuotta) 8,03 % ja muille vaihtoehdoille (5 %, 25 vuotta) 7,10 %.

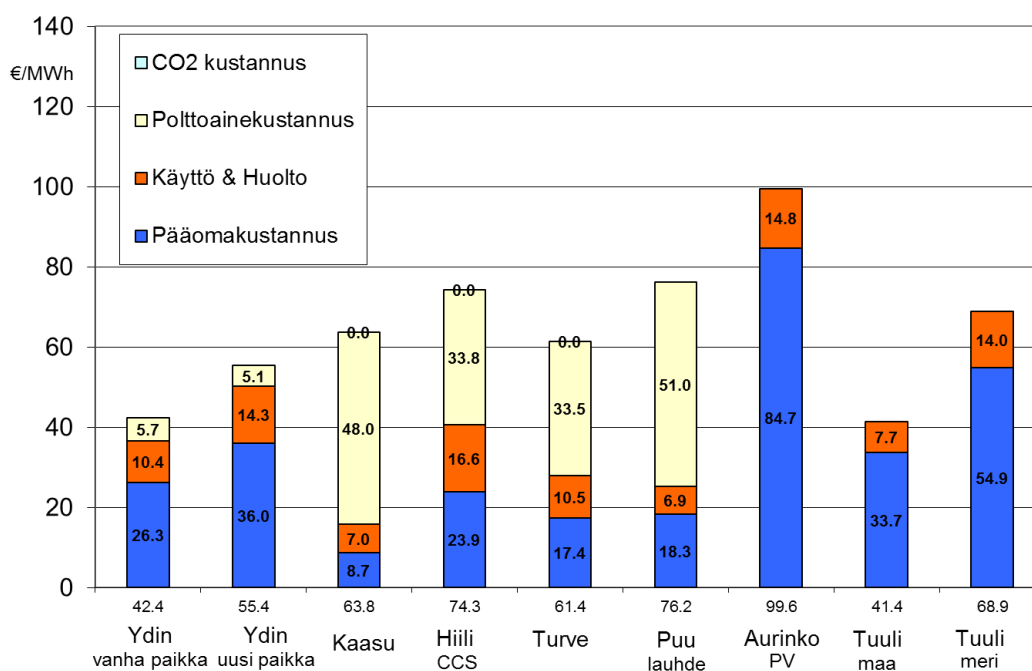
Kullekin laitosvaihtoehdolle lasketaan sähkön omakustannushinta ilman liikevoittoa ja siitä aiheutuvaa veroa sekä mahdollisia vakuutuksia. Tulokseksi saadaan sähkön tuotantokustannus ("omakustannushinta"). Saatavalla tulokassavirralla katetaan vuotuiset kassamenot sekä maksetaan koko investoinnin suuruisen lainan korot ja lyhennykset taloudellisen eliniän loppuun mennessä.

Lasketut sähkön omakustannushinnat soveltuvat eri laitosvaihtoehtojen väliseen kannattavuusvertailuun mutta ne eivät sellaisenaan ilmaise liiketaloudellista kannattavuutta. Sähkön markkinahinnan ja omakustannushinnan välinen hintaero laitoksen taloudellisen eliniän aikana määrää liiketaloudellisen kannattavuuden. Varsinkin ydinvoimassa on tyypillistä, että saadut lainat ovat lyhyempiä kuin tekninen ikä (60 vuotta), jolloin pääomaa maksetaan pois nopeammin. Tällöin alkuvuosien sähkön omakustannushinta on lievästi korkeampi mutta loppuvuosina sähkön omakustannushinta on erittäin alhainen.

4 TULOKSET

4.1 Sähköntuotantokustannukset ilman päästökauppaa

Kuvassa 1 ja taulukossa 2 on esitetty sähköntuotantokustannukset ilman päästökauppaa. Ydinsähkön hinnaksi saadaan 42,4 €/MWh. Turvesähkön hinnaksi muodostuu 61,4 €/MWh, hiilisähkön 74,3 €/MWh ja kaasusähkön 63,8 €/MWh. Maatuulisähkön hinta on 41,4 €/MWh ja se on tutkituista sähköntuotantovaihtoehdoista edullisin. Merituulisähkön hinta on 68,9 €/MWh, aurinkosähkön hinta on 99,6 €/MWh ja puusähkön hinta 76,2 €/MWh.



Kuva 1. Eri voimalaitostyyppien sähköntuotantokustannukset, päästökauppa 0 €/tCO₂.

Pääomakustannus muodostaa suurimman osan ydin-, aurinko ja tuulisähkön hinnasta. Tuulisähkön pääomakustannus on korkeampi ydinvoimaan verrattuna. Puuvoiman ja turvevoiman pääomakustannus on jonkin verran pienempi kuin ydinvoiman. Kaasuvoiman pääomakustannus on pienin. Kaasulla ja puulla polttoainekustannus on erittäin merkittävä – noin 50 €/MWh, kun taas ydin-, aurinko- ja tuulivoimalla polttoainekustannus on alhainen. Hiilivoiman kustannukset ja hyötysuhde on laskettu sellaisen vaihtoehdon mukaan, jossa on mukana hiilidioksidin talteenotto (CCS). Jos hiilidioksidin talteenottoa ei tehtäisi, niin sähköntuotantohinta ilman CO₂ kustannusta laskisi 30%.

Ydinvoimassa on myös esitetty optio, jossa voimala rakennetaan täysin uuteen paikkaan. Tällöin toimijalle tulee vanhalle paikalle rakentamiseen verrattuna lisäkuluja mm. maa-alueen valmisteleminen, laajemmasta lauhdutusveden otto- ja purkuputkistosta, työvoiman majoittamiseen liittyvistä kuluista yms. Lisähintaa on arvioitu mm. Hanhikivi 1 voimalaitospaikan perustamiskustannusten kautta sekä IEA:n vertailuhinnan kautta.

Maalle rakennettu tuulivoima on vertailun edullisin sähköntuotantotapa. Tämä johtuu kasvaneesta yksikkökoosta, alentuneista käyttö- ja kunnossapitokustannuksista sekä pidentyneestä huipunkäyttöajasta. Tuulivoimasta on arvioitu myös merituulivoiman vaatimia lisäkustannuksia. Merituulivoimassa rasitteena on korkea perustuskustannus, pitkät merikaapelit ja jäiden liikkeen aiheuttamien rasitusten kompensointi. Tuulivoima on edullisin sähköntuotantotapa, kun mahdollisesti tarvittavia sähkön varastointikuluja ei oteta huomioon.

On huomattava, että tukkusähkön keskihinnan tarvitsee kohota tasolle 50 €/MWh, ennen kuin ilman erityistukia kannattaa rakentaa uusia voimalaitoksia vain sähköntuotantoon.

Taulukko 2. Voimalaitosten sähköntuotantokustannukset (€/MWh) ilman päästökauppaa. Reaalikorko on 5 prosenttia.

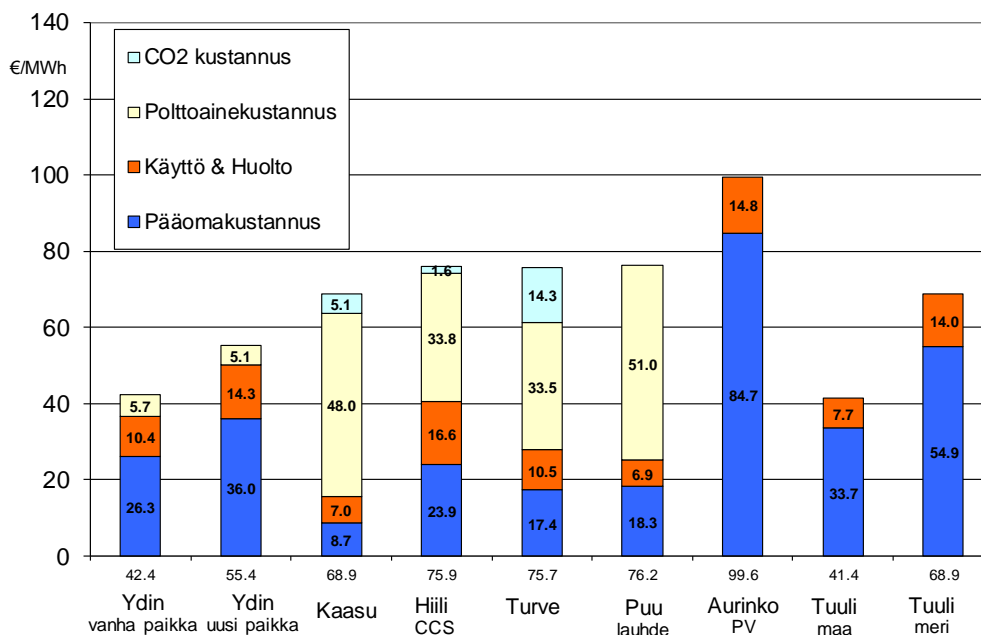
Kustannuskomponentti	Ydin	Kaasu	Hiili*	Turve	Puu	Aurinko	Tuuli
Pääomakustannukset	26.27	8.73	23.95	17.44	18.33	84.71	33.74
Käyttö ja kunnossapito	10.41	7.03	16.62	10.49	6.89	14.85	7.70
Polttoaine	5.68	48.03	33.78	33.50	51.00	0.00	0.00
Yhteensä	42.36	63.79	74.35	61.43	76.22	99.56	41.44

*hiililaitos CCS

4.2 Sähköntuotantokustannukset kun päästökauppa on mukana

Päästörajoitusten johdosta hiili ja turve soveltuvat huonosti perusvoiman lisätuotantoon. Vuoden 2017 kansallisen energia- ja ilmastostrategian mukaan kivihiilen käytöstä pitää luopua. Päästökaupan aiheuttama hintalissä jäljempänä esitetyissä tuloksissa tuo konkreettisesti esiin hiilen ja turpeen kilpailukyvyen heikentymisen. Hiilidioksidipäästöjen rajoittamiseksi EU on aloittanut päästökaupan, jolla fossiilista hiilidioksidia tuottaville laitoksille aiheutetaan lisäkustannuksia. Päästöttömistä vaihtoehdoista puun kilpailukyky puhtaassa sähköntuotannossa on heikko. Kun päästökauppa huomioidaan, niin puun kilpailukyky paranee fossiilisiin vaihtoehtoihin verrattuna, mutta ei CO₂-vapaisiin ydin-, tuuli- ja aurinkovoimaan. Halvin vähäpäästöinen sähköntuotantomuoto on maatuulisähkö. Se on tuotantokustannuksiltaan jo halvempaa kuin ydinsähkö.

Kuvassa 2 ja taulukossa 3 on esitetty sähköntuotantokustannukset eri laitosvaihtoehtoilla, kun päästökaupan vaikutus on mukana. Hiilidioksidipäästöoikeuden hinnalla 15 €/tCO₂ kaasusähkön hinnaksi saadaan 68,9 €/MWh hiilisähkön hiilidioksidin talteenotolla 75,9 €/MWh ja turvesähkön 75,7 €/MWh. Ydinsähkön hinta pysyy ennallaan arvossa 42,4 €/MWh, puusähkön 76,2 €/MWh, aurinkosähkön 99,6 €/MWh, maatuulisähkön 41.4 €/MWh ja merituulisähkön 68,9 €/MWh.



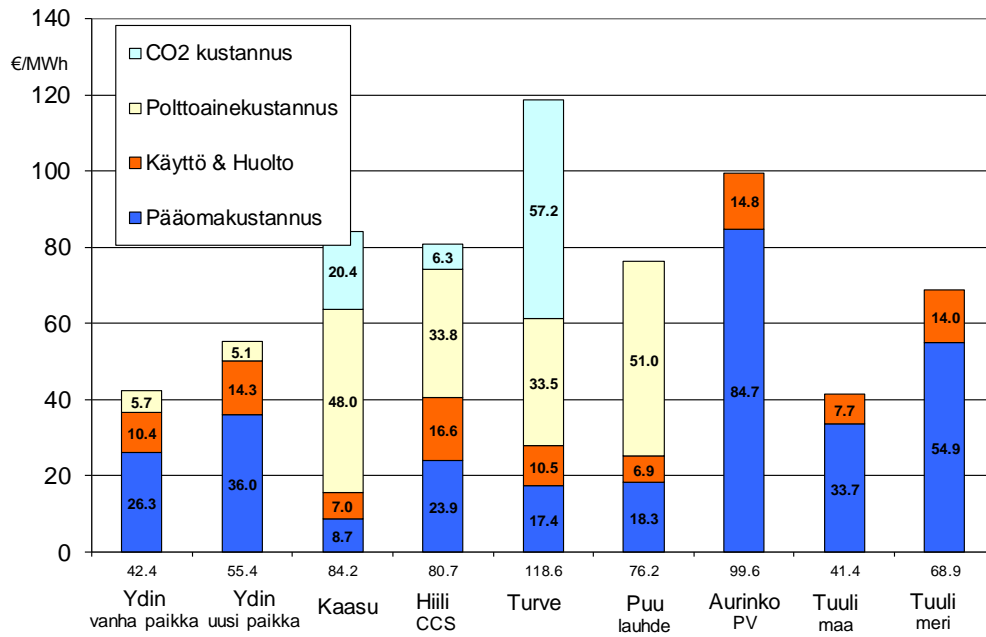
Kuva 2. Eri voimalaitostyyppien sähköntuotantokustannukset päästöoikeuden hinnalla 15 €/tCO₂.

Päästökauppa heikentää merkittävimmin turpeen asemaa. Päästöoikeuden hinnan lähentyessä 20 €/tCO₂ turvelauhde alkaa hävitä puulauhteelle. Kaasusähkössä ei hiilidioksidin hinta näyttele yhtä merkittävää osaa. Koska hiililaitokseksi on valittu hiilidioksidin talteenotolla varustettu voimala, tuotantokustannus nousee vain muutaman €/MWh, kun päästöoikeuden hinta nousee.

Taulukko 3. Voimalaitosten sähköntuotantokustannukset (€/MWh) päästökaupan hinnalla 15 €/tCO₂. Reaalikorko on 5 prosenttia.

Kustannuskomponentti	Ydin	Kaasu	Hiili	Turve	Puu	Aurinko	Tuuli
Pääomakustannukset	26.27	8.73	23.95	17.44	18.33	84.71	33.74
Käyttö ja kunnossapito	10.41	7.03	16.62	10.49	6.89	14.85	7.70
Polttoaine	5.68	48.03	33.78	33.50	51.00	0.00	0.00
Päästökauppa	0.00	5.09	1.59	14.30	0.00	0.00	0.00
Yhteensä	42.36	68.89	75.93	75.73	76.22	99.56	41.44

Kuvassa 3 on esitetty sähkön tuotantokustannukset päästöoikeuden hinnalla 60 €/tCO₂. Merkittävästi korkeampi päästöoikeuden hinta ei muuta sähkön tuotantokustannusvertailua. Päästökauppa parantaa hiilidioksidivapaiden sähköntuotantomuotojen kilpailukykyä suhteessa fossiilisia polttoaineita ja turvetta käyttäviin tuotantomuotoihin. Ydin- ja tuulivoiman kilpailukyky kaasu-, hiili- ja turvesähköön nähden kasvaa.



Kuva 3. Eri voimalaitostyyppien sähköntuotantokustannukset päästöoikeuden hinnalla 60 €/t CO₂.

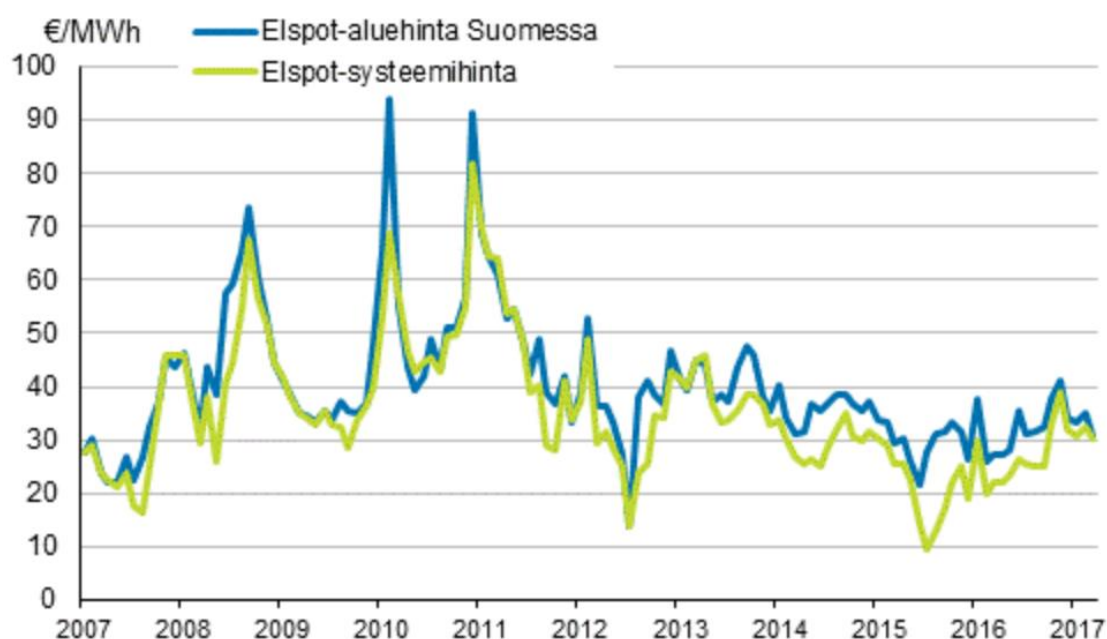
Vertailtaessa kuvia 1, 2 ja 3 voidaan päätellä, että vähäpäästöinen sähköntuotanto on edullisin rakennettava sähköntuotantomuoto eikä fossiilisen sähkön tuotantoon juuri investoitane lähivuosina.

5 SÄHKÖN MARKKINAHINNAN KEHITYS

Eri sähköntuotantovaihtoehtojen kannattavuustarkastelut perustuvat aina jossain määrin epävarmoihin ja likimääräisiin laskentatietoihin. Lisäksi tulevaisuus asettaa omat epävarmuustekijänsä.

5.1 Tukkusähkön hinta

Kuva 4 esittää tukkusähköenergian hinnan kehitystä. Suomen tukkusähkön hinta on pääosin seurannut pohjoismaisessa sähköpörssissä muodostuvaa hintaa. Poikkeamat johtuvat pääosin rajasiirtolinjojen kapasiteetin puutteesta. Sähkön hintaa heiluttaa pääasiassa kysynnän ja tarjonnan epäsuhta sekä vesivoiman saatavuus. Varsinkin viimeaikoina on esiintynyt huippukysynnän aikoina voimakkaita hintapiikkejä. Hintaa on yritetty tasoittaa mm. rakentamalla lisää siirtolinjoja Ruotsiin ja Viroon.



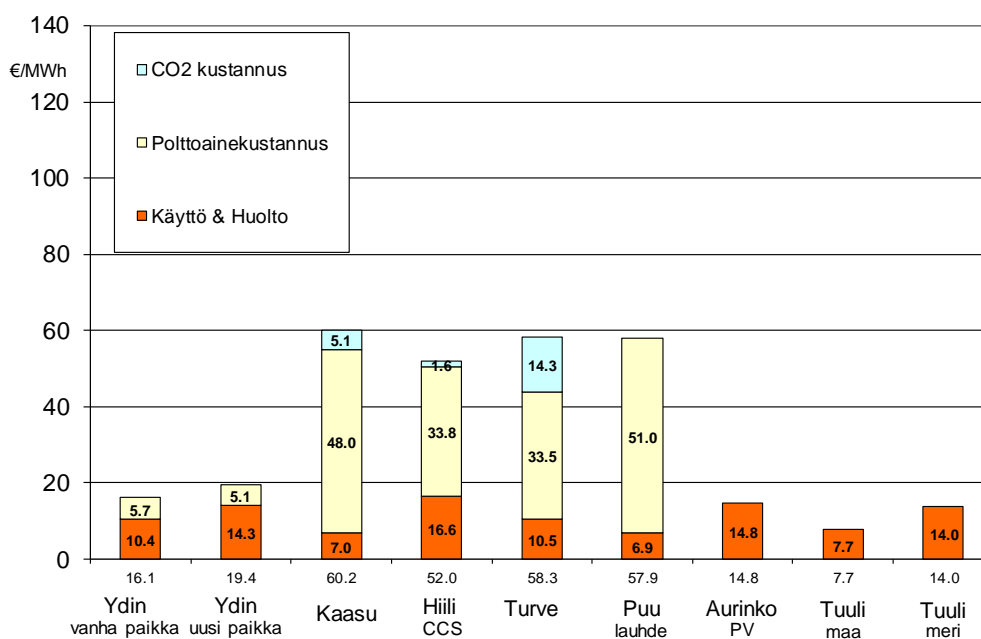
Kuva 4. Tukkusähköenergian hinnan kehitys, Nord Pool Spot-sähköpörssin kuukausikeskiarvot, €/MWh. (Tilastokeskus 2017).

On huomattava, että uusien pelkästään sähköntuotantoon tarkoitettujen voimalaitosten rakentaminen Suomeen ei ole kannattavaa, jos nykyinen taso tukkusähkön hinnassa pysyy ennallaan. Tärkein tulevaisuuden haaste sähkön matalalle hinnalle on tuotantotukea saamattomien voimalaitosten investointilama. Lisäksi Suomen sähkön hintaa uhkaa Norjan tavoite aloittaa sähkökauppa Englannin kanssa ja markkinasähkön lisääntyvä myynti Keski-Eurooppaan.

Taulukko 4. Voimalaitosten ylösajokustannukset (€/MWh) päästökaupan hinnalla 15 €/tCO₂.

Kustannuskomponentti	Ydin	Kaasu	Hiili	Turve	Puu	Aurinko	Tuuli
Käyttö ja kunnossapito	10.41	7.03	16.62	10.49	6.89	14.85	7.70
Polttoaine	5.68	48.03	33.78	33.50	51.00	0.00	0.00
Päästökauppa	0.00	5.09	1.59	14.30	0.00	0.00	0.00
Yhteensä	16.10	60.16	51.99	58.28	57.89	14.85	7.70

Kuvassa 5 ja taulukossa 4 on esitetty voimalaitoksen ylösajokustannukset päästöoikeuden hinnalla 15 €/tCO₂. Jo rakennettua voimalaitosta kannattaa käyttää, jos sen tuottamasta sähköstä saadaan käyttö- ja kunnossapitokulut sekä polttoaine ja päästökaupan kustannus katettua. Myytävän sähköenergian hinnan pitäisi ylittää kaasu-, hiili-, turve- ja puusähkön ylösajokustannus, jotta näitä käytettäisiin. Tukkusähkön hinnan ollessa alhaalla ei viimeaikoina ole lauhdeajoa ollut merkittävästi. Päästökauppa jo päästöoikeuden hinnalla 15 €/tCO₂ parantaa merkittävästi hiilidioksidivapaiden sähköntuotantomuotojen kilpailukykyä suhteessa fossiilisia polttoaineita ja turvetta käyttäviin tuotantomuotoihin.



Kuva 5. Eri voimalaitostyyppien ylösajokustannukset päästöoikeuden hinnalla 15 €/tCO₂.

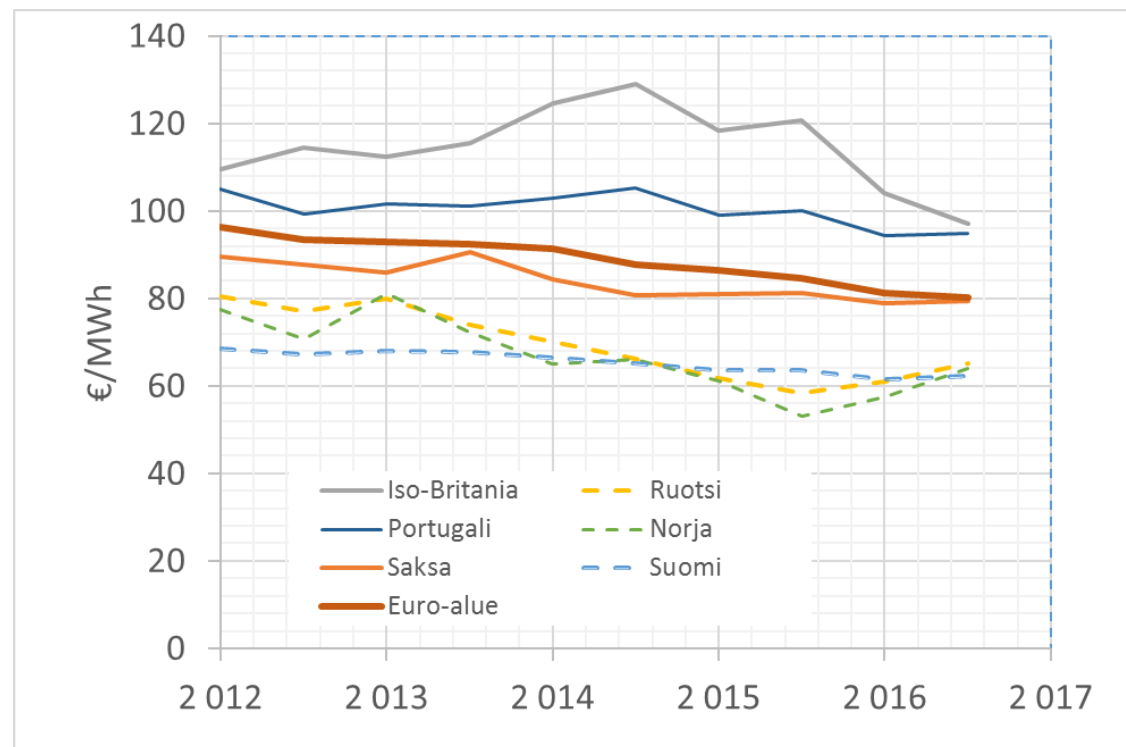
5.2 Teollisuuskuluttajan sähkön hinta

Kuva 6 ja taulukko 5 esittävät teollisuuskuluttajan (2000 MWh/a) maksaman sähkön hinnan kehitystä eri Euroopan maissa ja Euroopan keskihintaa. Kolme Pohjoismaata Suomi, Ruotsi ja Norja ovat voineet taata teollisuudelle edullisempaa sähköä kuin muualla EU:ssa. Tärkeimpänä syynä on ollut siirtokapasiteetin puute pohjoisesta Keski-Eurooppaan sekä laaja vesi- ja ydinsähkön tuotanto. Vesi ja ydinsähkön

ylösajokustannus on alhainen eli niillä kannattaa tuottaa sähköä, vaikka saatava hinta on matala. Kaikissa Euroopan maissa pienkuluttajan maksaman sähkön hinta on ollut nousussa, mutta teollisuuden maksaman sähkön hinta on pysynyt saman suuruisena.

Taulukko 5. Teollisuuskuluttajan (2000 MWh/a) sähkön hinta, €/MWh. (Eurostat 2017)

Vuosi	Saksa	UK	Portugali	Euro-alue	Suomi	Norja	Ruotsi
2012	89.5	109.5	105	96.2	68.4	77.4	80.4
	87.8	114.6	99.2	93.5	67.3	70.6	77
2013	86	112.4	101.5	93	67.9	81.2	79.9
	90.5	115.6	101	92.4	67.8	72.2	74.1
2014	84.4	124.6	102.9	91.3	66.4	64.9	70.2
	80.8	129	105.2	87.8	65.2	66.1	66.1
2015	80.9	118.4	98.9	86.5	63.7	61.2	61.7
	81.3	120.6	100.1	84.7	63.5	53.2	58.5
2016	78.8	104.2	94.3	81.3	61.4	57.4	61.1
	79.3	97	94.8	80.3	62.4	63.9	65.1



Kuva 6. Teollisuuskuluttajan (2000 MWh/a) sähkön hinnan kehitys, €/MWh. (Eurostat 2017)

6 MUUTTUVAKUSTANNUKSIKSESTA PÄÄOMAKUSTANNUKSIKSEEN SÄHKÖN HINNOITTELUUN

Suomeen on pohdittu 100% uusiutuvan sähkөөn perustuvan järjestelmän rakentamista (Child ja Breyer, 2016, TEM 2016). Tutkijoiden mukaan nykytuotanto (2020) ja tulevaisuuden 100% uusiutuvaan perustuva sähköjärjestelmä (100%RE) voisivat näyttää taulukon 6 mukaisilta. Kokonaiskapasiteetit tuotantomuodoittain ja vuosittain tuotetut energiat otettu skenaarioista 2020 ja 2050RE100%. Jos käytetään tämän tutkimuksen investointikustannusta (€/kW) saadaan kunkin tuotantomuodon kokonaisinvestointi miljoonissa euroissa. Vesi- ja ydinvoiman kohdalla ei kokonaisinvestointiin ole otettu niitä vanhoja investointeja, jotka on jo poistettu.

Taulukko 6. Kahden sähköjärjestelmän vertailu. Nykytuotanto (2020) ja tulevaisuuden 100% uusiutuvaan perustuva sähköjärjestelmä (100%RE).

	Teho, MW		Energia, GWh		Investointi		
	2020	RE100%	2020	RE100%		2020	RE100%
	MW	MW	GWh	GWh	€/kW	M€	M€
Tuuli maa	1600	30000	4510	84480	1360	2176	40800
Tuuli meri	900	5000	3850	21400	3000	2700	15000
Aurinko PV	100	30000	100	29460	1080	108	32400
Vesivoima	3110	3500	19913	21431	6000	3000*	3000
Kaukolämpö	3500	9400	13402	14955	2500	8750	23500
Lauhde	1500	0	9030	0	1000	1500	0
Ydin	4300	0	33321	0	3606	7212*	0
Yhteensä	15010	102000	84126	171726*		25446	114700

*vesi- ja ydinvoimalla ei ole mukana yli 40 v. vanhoja investointeja

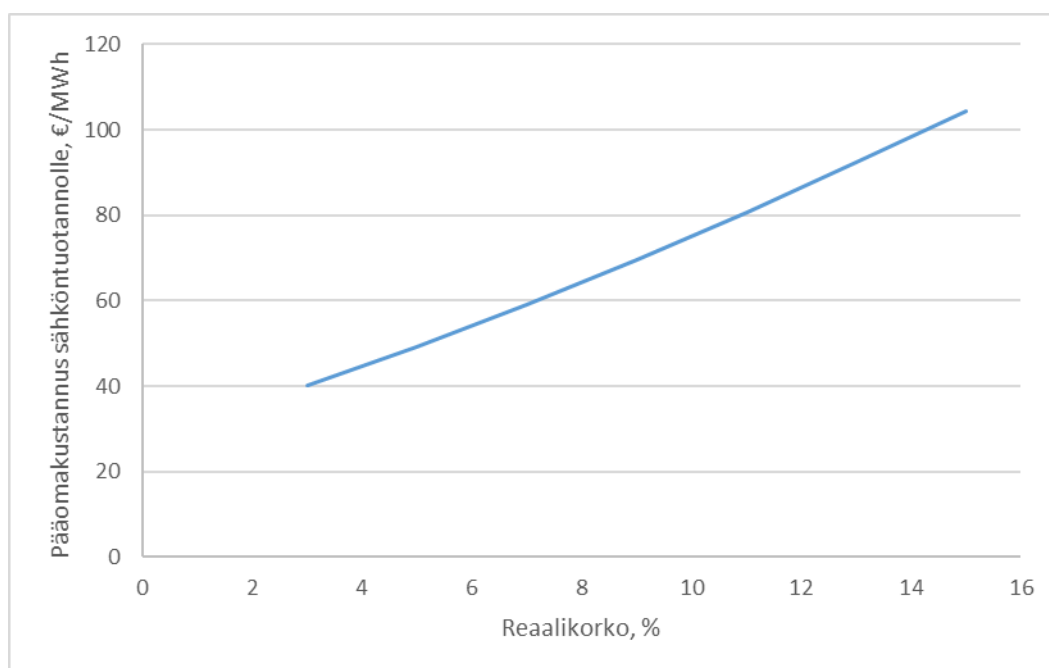
Taulukossa 6 ei ole investointikustannuksena otettu huomioon edellä mainitussa tutkimuksessa mukana olleet sähkön tuotannon ja käytön tasapainottamiseen tarvittavat vedyn tuotanto vettä elektrolyysillä hajottamalla (PtG-H₂, 600 MW, 2105 GWh) ja edelleen saatu vety ja hiilidioksidi yhdistämällä toteutettu metaanin tuotanto (PtG-CH₄, 23500 MW, 85258 GWh). Kyseiset prosessit kuluttavat voimakkaalla tuulella ja auringolla tuotettua ylimääräistä sähköä, mutta tuottavat kaasumaista polttoainetta, jota voidaan käyttää tarvittaessa.

Käyttämällä tämän tutkimuksen ominaisinvestointikertoimia kullekin sähkön tuotantomuodolle kussakin skenaariossa saadaan, kun reaalikorko on 5 prosenttia, nykyisen energian tuotantojärjestelmän pääomakustannukseksi 20,4 €/MWh ja 100% uusiutuvan järjestelmän pääomakustannukseksi 49,1 €/MWh. Otettaessa tuuli- ja aurinkoenergiaa käyttöön sähköntuotanto siis pääomavaltaituu.

Lähes kaikki hiilidioksidipäästöjä tuottamattomat voimalaitostyyppit kuten vesi-, ydin-, tuuli- ja aurinkovoima ovat pääomavaltaita sähköntuotantoa. Investointi on kallis, mutta tuotantokustannus on edullinen ja ylösajokustannus on 10 – 20 €/MWh. Ylösajokustannus on se sähkön hinta, jolla vielä kannattaa tuottaa sähköä.

Tyypillisen pienkuluttajan kannalta tulevaisuuden sähköntuotanto muistuttaa nykyistä kännykkäpuhelun hinnoittelumallia. Yksittäinen puhelu ei nykyään maksa mitään, vaan puhelua ostetaan kuukausimaksulla. On jo huomattu, että sähkön liityntäkulut (siirtohintaa ja verot) ovat samaa luokkaa kuin sähköenergian tukkuhinta. Kohta Suomessakin auringon paistaessa ja tuulen ollessa voimakasta, sähkön tukkuhinta saattaa olla negatiivinen, kuten se on ollut vuoden 2016 aikana ajoittain Saksassa.

Mikäli kuluttajasähkön hinta heijastelee alhaista tukkusähkön hintaa, niin tällainen energiajärjestelmä ei kannusta energian säästöön. On mietittävä millaiset signaalit ohjaavat kuluttajia yhteiskunnan kannalta edullisen energiajärjestelmän rakentamiseen.

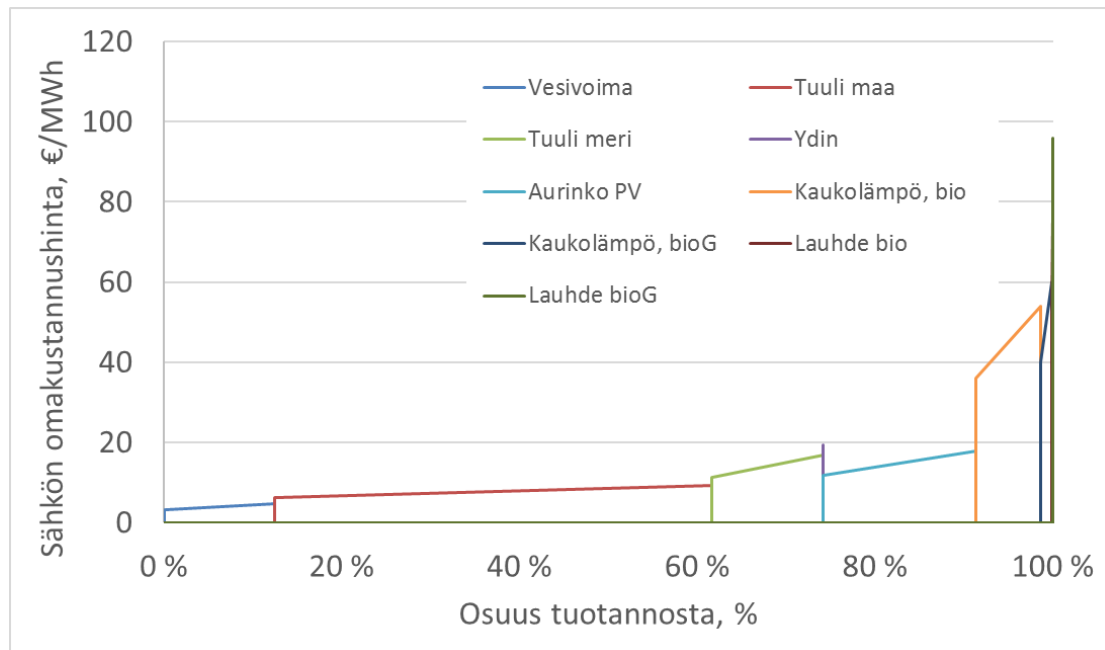


Kuva 7. Pääomakustannus Suomen sähkön tuotannolle, jos se olisi 100% uusiutuvaa eri tuottovaatimuksilla (reaalikorko).

Yhteiskunnalliseksi haasteeksi tulee sijoituksen reaalituotto. Jos investoijan saama reaalituotto nostetaan tämän tutkimuksen 5% arvosta kaksinkertaiseksi 10%, niin 100% uusiutuvan energiajärjestelmän sähkön pääomaan sijoitetut kustannukset nousevat arvosta 49,1 €/MWh arvoon 75,0 €/MWh. 10% tuotolla investointi maksaa 2,6 kertaa sen hankinta-arvon. Nykyisin on tyypillisesti maksettu uusiutuvalle energialle tukea tuotetun energian mukaan. 30% investointituki nostaa tuuli – ja aurinkosähkön kannattavuutta lähes saman verran kuin 15 €/MWh tuki sähkön hintaan.

Kuvassa 8 on sähkön omakustannushinta eli marginaalinen tuotantohinta, jolla sähkön myynti on kannattavaa. Kuten kuvasta huomataan, niin suurin osa sähköstä voitaisiin myydä erittäin alhaiseen hintaan. Tämä ei tietenkään kattaisi voimalaitosten pääomakuluja. Kysymykseksi nouseekin, miten sähkön hinta tulevaisuudessa muodostetaan, jotta uusia voimalaitoksia rakennetaan Suomeen. Yksi mahdollisuus on, että kaikki uusi sähköntuotanto on tuettua. Yksityiskohtana nousee esille se, että jos sähkön hinta on niin alhainen, että sillä ei kateta biosähkön tuotannon

polttoainekuluja, niin kaukolämpölaitokset siirtyvät biopolttoaineella lämmityksen sijaan suurimittakaavaiseen sähkön käyttöön kaukolämpöveden lämmityksessä. Suomessa on viime aikoina jätetty jopa investoimatta ison biokaukolämpölaitoksen turbiiniin. Tällöin höyrykattilalaitos tuottaa vain biolämpöä, mutta ei sähköä.



Kuva 8. Muuttuva sähkön hinta €/MWh Suomen sähkön tuotannolle, jos se olisi 100% uusiutuvaa.

7 SÄHKÖN TUOTANNON KOKONAISHINTA

Haasteena uusiutuvan sähköntuotannon kehittämisessä on se, että aurinko- ja tuulivoimaloiden tuotantohuiput eivät vastaa Suomen eikä muunkaan Pohjoismaan kulutushuippua. Aurinkovoimalan tehomaksimi on päiväsaikaan ja pääosa energiasta tuotetaan kesäaikaan. Tuulivoimalan teho ajoittuu laajemmalle ajalle, mutta huipunkäyttöajat ovat silti vaatimattomat. Molemmat voimalat vaativat paitsi vuorokautista myös vuositasoista varastointia, jos sähköntuotanto perustuu pelkästään näihin. Pohjoismaissa on paljon vesivoimaa, tosin Suomessa vähemmän kuin naapurimaissa. Vesivoiman käyttöä sähkön varastointiin haittaa vesivoimalle tyypillisesti annetut maksimi- ja minimijuokutusmääräykset. On olemassa erilaisia varastotekniikoita kuten PtG, pumppuvoimalaitos, onkalovoimalaitos ja akkutekniikka, joilla varastointia voidaan tehdä. Varastoinnin lisäksi tarvitaan huippu- ja varatehoa sekä kattavat sähköverkot. Olisikin syytä alkaa siirtyä käyttämään sähkön tuotannon kokonaishintaa kullekin tuotantomuodolle, koska myös tarvittava varastointi, huipputeho ja varavoima on kustannus sähkönsiirron lisäksi.

Zakeri *et al.* 2015, pyrkivät etsimään Suomen oloihin maksimimäärää uusiutuvaa kapasiteettia, jolla vielä merkittävää energian varastointia tai vara- ja huippuvoiman rakentamista ei tarvitsisi tehdä. He päättelivät, että vesi- ja biosähkön lisäys suuressakaan mittakaavassa ei tarvitse lisäinvestointeja, koska lisättävät voimalaitokset voivat toimia niin haluttaessa ja tuottaa sähköä tarvittaessa. Sekä vettä että biomassaa voi varastoida käyttöajankohtaa varten, joten vuositasoista sähkön varastoa ei tarvita. Ydinvoimalaakin voi ajaa silloin kun halutaan. Polttoainetta useamman vuoden käyttöä varten on voimalaitoksessa jo valmiina. Toisin kuin tuuli-, aurinko- ja biovoima ydinvoima tyypillisesti tarvitsee sähköverkkojen vahvistusta ja varavoimaa äkillisen vikatilanteen varalta. Aurinkosähkön osalta todettiin, että vielä 5,6 TWh vuotuinen energiamäärä ei vaatisi varastointia. Vastaavasti tuulen osalta todettiin, että 16 TWh vuotuinen energiamäärä ei vaadi suuria lisäinvestointeja varastointiin.

Lappeenrannan teknillinen yliopisto on yhdessä VTT ja Turun Yliopiston kanssa tutkinut 100% uusiutuvaa energiajärjestelmää. Kuten taulukossa 6 huomataan, niin laajamittainen tuuli- ja aurinkosähköön perustuvan järjestelmän maksimiteho on paljon suurempi kuin vastaavan perinteisen. 100% uusiutuva vaatiikin merkittävän määrän säätövoimaa. Vaikka sähkön vuotuinen tarve on vähentynyt, niin sen tuotantokapasiteetti on seitsenkertaistunut ja vuotuinen sähkön tuotanto on kaksinkertaistunut. Ylituotanto muutetaan PtG-menetelmällä uusiutuvaksi polttoaineeksi. 100% uusiutuva 2050 optio vaati 23,5 GW metaanin tuotantoa PtG tekniikalla ja pienempää 0.6 GW määrää vedyn tuotantoa, eli n. 50% varastokapasiteettia verrattuna asennettuun aurinko- ja tuulivoimaan. Tarvittava sähkön tuotannon kapasiteetti on moninkertaistunut, koska aurinko- ja tuulivoimalat tuottavat sähköä vain osan vuodesta. Esimerkiksi aurinkovoima toimii hieman alle 1000 tunnin vuotuisella huipunkäyttöajalla. Sähköä tuotetaan 100% uusiutuvassa mallissa enemmän kuin perinteisessä, koska sillä tuotettuja polttoaineita käytetään korvaamaan muilla kuin sähköntuotantosektorilla käytettävää energiaa. Tarvittava varastokapasiteetti riippuu siitä, mikä osuus aurinko- ja tuulisähkön tuotannolla on koko sähkön tuotannosta. Selkeiden lisäkustannusten määrittäminen on haastavaa ja

riippuu mm. valittavasta liikenne- ja lämmityssektorin CO₂-päästöjen alennustavasta. Merkittävä ero syntyy myös siitä, oletetaanko tulevaisuudessa ydinvoimaloiden jatkavan toimintaansa vai joutuvan lopettamaan toimintansa. Nykyisin Suomi tasapainottaa sähköntuotantoaan laajoilla ostoilla naapurimaista, joissa on ylimääräistä vesivoimakapasiteettia osallistua tasapainottamiseen. Tämän vesivoimakapasiteetin käytettävyydestä Suomen sähköntuotannon tasapainottamiseen 2050 ei ole takeita.

Fraunhofer sai tutkimuksessaan Saksalle lähes 100% vaatimuksen akku-, pumppu-, onkalo-, ja PtG-voimalaitoksien yhteenlaskettuun kokonaistehoon verrattuna asennettuun aurinko ja tuulivoimaan (Henning ja Palzer 2015). Sähköntuotannon kokonaiskustannusten lisääntyminen Saksan tapauksessa olisi noin 25%. Vastaavasti Child ja Breyer 2016 sai Suomen sähköntuotannon kokonaiskustannusten lisääntymiselle noin 15%. Molemmissa oletettiin kuitenkin, että aurinko- ja tuulivoiman ominaisinvestoinnit ovat tulevaisuudessa merkittävästi nykyistä alhaisemmat. Nykyisiä hintoja käyttämällä ero olisi paljon suurempi. Scholtz *et al.* 2017 saivat Euroopan laajuiselle sähköjärjestelmälle lisäkustannuksena n. 30 €/MWh, kun tuuli- ja aurinkovoiman osuus oli 80%. Taulukossa 7 on esitetty eräs laskelma systeemin vaatimista lisäkustannuksista, kun kyseisen tuotantomuodon osuus on 30% (OECD, 2012). Nämä lisäkustannukset pitää laskea tuotantokustannusten päälle, jotta saadaan kyseisen tuotantomuodon kokonaiskustannus.

Taulukko 7. Sähköntuotannon systeemikustannuksia Suomi €/MWh (OECD 2012).

	Ydinvoima	Kaasu	Tuuli maa	Tuuli meri	Aurinko
Varavoima	0.0	0.0	8.7	9.6	19.8
Tehonhallinta	0.3	0.0	4.8	4.8	4.8
Kantaverkon vahvistaminen	0.0	0.0	1.5	0.9	4.4
Yhteensä	0.3	0.0	15.0	15.3	29.0

Uusiutuvan energian systeemikustannus näyttää kasvavan, kun uusiutuvan osuus kokonaisenergiasta nousee. Useimmissa 100% uusiutuvan energiaan pohjautuvan alueen malleissa on vielä paljon haasteita niiden taloudellisten vaikutusten kuvauksessa, joten selvää lisäkustannusta on vaikeaa esittää (Heard *et al.* 2016).

Koska aurinko- ja tuulivoimaa tuotetaan paljon silloin kun olosuhteet ovat otolliset, niin suuresta tuotantomäärästä johtuen niiden saama keskihinta laskee alle keskimääräisen markkinahinnan jo alhaisilla osuuksilla. Toisaalta jos tuuli- ja aurinkosähkön osuus on suuri, niin niiden tuotannon piikki on omiaan laskemaan sähkön markkinahintaa. IEA 2016 mukaan jo tuulen osuudella 6% ja auringon osuudella 2% niistä saatu markkinahinta laskee selvästi keskimääräisen markkinahinnan alle. Tämä tarkoittane sitä, että tuuli- ja aurinkovoiman tukea tarvittaneen vielä pitkään.

8 JOHTOPÄÄTÖKSET

Työssä vertailtiin eri sähköntuotantovaihtoehtojen taloudellista kannattavuutta Suomessa hintatasolla maaliskuu 2017. Kannattavuusvertailu suoritettiin pelkkää sähköä tuottaville voimalaitoksille. Raportti on jatkoa aikaisemmille tutkimuksille, joista viimeisin julkaistiin 2012. (Vakkilainen *et al.*, 2012; Tarjanne ja Kivistö 2008; Tarjanne ja Luostarinen, 2003)

Tutkittavat voimalaitostyypit olivat ydinvoimalaitos, maakaasukombilauhdevoimalaitos, kivihiihilauhdevoimalaitos, turvelauhdevoimalaitos, puulauhdevoimalaitos, tuulivoimala ja uutena aurinkovoimala.

Kannattavuustarkastelu on suoritettu annuiteettimenetelmällä käyttäen 5 % reaali-korkoa, joka on perinteisesti katsottu isojen sähkövoimalaitosten toteuttajien kannalta sopivaksi tasoksi. Laskelmien perusteella 8000 tunnin huipunkäyttöajalla ydinsähkön tuotantokustannus, kun laitos rakennetaan olemassa olevalle tontille, olisi 42,4 €/MWh ja täysin uuden ydinvoimalaitoksen 55,4 €/MWh. Kaasusähkön tuotantokustannus on 68,9 €/MWh, turvelauhteen 75,7 €/MWh ja hiilisähkön hiilidioksidin talteenotolla 75,9 €/MWh, kun hiilidioksidipäästöoikeuden hintana käytetään 15 €/tonni CO₂. Vastaavasti uusiutuvista sähköä tuottavista voimalaitoksista puupolttoainetta käyttävän lauhdesähkön tuotantokustannus olisi 76,2 €/MWh. Maalla sijaitsevan tuulivoimalan sähkön tuotantokustannus 41,4 €/MWh ja se on tutkituista sähköntuotantovaihtoehdoista edullisin. Merellä sijaitsevan tuulivoimalan sähkön tuotantokustannus on 68,9 €/MWh sekä aurinkovoimalan 99,6 €/MWh.

Erillistarkastelussa arvioitiin Suomen sähkön hinnan muodostusta ja pääomakustannusten osuutta tulevaisuuden sähköjärjestelmässä. Esimerkkinä käytettiin Lappeenrannan teknillisen yliopiston 100% uusiutuva Suomi arvoja. Lähes kaikki hiilidioksidipäästöjä tuottamattomat voimalaitostyypit kuten vesi-, ydin-, tuuli- ja aurinkovoima ovat pääomavaltaista sähköntuotantoa. Investointi on kallis, mutta tuotantokustannus on edullinen ja ylösajokustannus on 10 – 20 €/MWh. Otettaessa tuuli- ja aurinkoenergiaa käyttöön sähköntuotanto siis pääomavaltaistuu.

Tulevaisuuden sähkömarkkinoilla on mietittävä, miten saadaan muodostumaan oikeanlaisia hintasignaaleja.

KIRJALLISUUSVIITTEET

Ahola Jero, 2012, Aurinkosähköä Suomeen. esitys 31.10.2012. saatavissa verkosta <http://www.slideshare.net/SitraEkologia/jero-ahola-31102012-aurinkoshk-suomeen> [verkkojulkaisu]. [viitattu 15.11.2012].

Beurskens, Luuk W. M.; Hekkenberg, Michiel ja Vethman, Paul, 2011, Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States; Covering all 27 EU Member States with updates for 20 Member States. Report ECN-E--10-069, The Energy research Centre of the Netherlands, 28 November 2011, 270 p.

Brückmann, Robert, 2015, Financing Renewables: comparison of cost of capital in 28 EU MS. DIACORE-CEPS Policy Workshop, Brussels 21.5.2015, 40 p.

Child, Michael ja Breyer, Christian, 2016, Vision and initial feasibility analysis of a recarbonised Finnish energy system for 2050. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 66, December 2016, pp. 517–536.

Department for Business, Energy & Industrial strategy, 2016, Electricity generation costs. Report, United Kingdom, November 2016, London, 85 p.

Energiateollisuus, 2017, Kaukolämmön hintatilasto 1.1.2017. Julkaistu: 03.03.2017, saatavissa verkosta https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/kaukolammon_hintatilasto.html#material-view [verkkojulkaisu]. [viitattu 25.7.2017].

Energiavirasto, 2017, Tuulivoimaloiden tiedot Satu tietokannasta. Saatavissa <https://tuotantotuki.emvi.fi/> [viitattu 24.6.2017]

Energy Information Administration, 2017, Construction cost data for electric generators installed in 2015. saatavissa verkosta <https://www.eia.gov/electricity/generatorcosts/> [verkkojulkaisu]. [viitattu 25.7.2017].

Eurostat, 2017 Electricity prices for industrial consumers (ten00114). 2012. saatavissa verkosta <http://eurostat.ec.europa.eu> [verkkojulkaisu]. [viitattu 25.7.2017].

Heard, Ben P.; Brook, Barry W.; Wigley, Tom M. L. ja Bradshaw, Corey J. A., 2017, Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 76, September 2017, pp. 1122–1133.

Henning, Hans-Martin ja Palzer, Andreas, 2015, What Will the Energy Transformation Cost? Pathways for Transforming the German Energy System by 2050. Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems ISE, Freiburg, November 2015, 87 p.

International Energy Agency, 2016, Next Generation Wind and Solar Power : From cost to value. International Energy Agency, May 2016, Paris, 40 p.

International Energy Agency, 2015, Projected Costs of Generating Electricity : 2015 Edition. International Energy Agency, Paris, France, 1 September 2015, 216 p.

International Energy Agency, 2011, Technology Roadmaps: CCS roadmap foldout. International Energy Agency, Paris, France, 1 p.

International Energy Agency, 2011, World energy outlook 2010. OECD/IEA; November 2010, 731 p. ISBN-13: 978-9264086241

International Renewable Energy Agency, 2015, Renewable Power Generation Costs in 2014. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, January 2015, 164 p.

International Renewable Energy Agency, 2012, Concentrating Solar Power. Renewable energy technologies: cost analysis series, Volume 1: Power Sector Issue 2/5, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, June 2012, 48 p.

Kivistö, Aija ja Vakkilainen, Esa, 2011, Uusiutuvan sähkön lisäämiseen käytettyjen energiaverojen vaikutus kuluttajan maksamaan sähkön hintaan. Tutkimusraportti Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta, 39 p.

Lääti, Iikka, 2016, Systemic costs of renewable energy. Di-työ, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 109 p.

LAZARD, 2016, LAZARD's levelized costs of energy analysis – version 10.0. December 2016, 22 p. Available at <https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf>, [viitattu 24.7.2017].

OECD, 2012, Nuclear Energy and Renewables : System Effects in Low-carbon Electricity Systems. OECD - NEA, Report NEA No. 7056, Paris, France, December 2012, 252 p. ISBN 978-92-64-18851-8.

Scholz, Yvonne; Gils, Hans Christian ja Pietzcker, Robert C., 2017, Application of a high-detail energy system model to derive power sector characteristics at high wind and solar shares. Energy Economics, Vol. 64, May 2017, pp. 568–582.

Tarjanne, Risto ja Kivistö, Aija, 2008, Comparison of the electricity generation costs. Lappeenranta University of Technology, Research Report En A-56, 24 p. ISBN 952-214-588-8

Tarjanne, Risto ja Luostarinen Kari, 2003, Sähköntuotantovaihtoehtojen taloudellinen vertailu (hintataso 3/2003). Lappeenrannan teknillinen yliopisto, tutkimusraportti EN B-155. ISBN 951-764-894-4. ISSN 1459-2630. Lappeenranta 2003.

Tilastokeskus. Energian hinnat. 2017. ISSN=1799-7984. 2. vuosineljännes 2017, Liitekuvio 6. Nord Pool Spot -sähköpörssin kuukausikeskiarvot. [verkkajulkaisu]. [viitattu 25.7.2017].

Työ- ja elinkeinoministeriö, 2017, Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030. Julkaisuja 4/2017, Työ- ja elinkeinoministeriö, 119 p. ISBN 9789523271890.

Työ- ja elinkeinoministeriö, 2016, 100-prosenttisesti uusiutuviin energialähteisiin perustuva energiajärjestelmä. Kansalliseen energia- ja ilmastostrategiaan liittyvä tarkastelu, Työ- ja elinkeinoministeriö, 24.11.2016, 38 p.

Vakkilainen, Esa; Helin, Tuomas ja Soukka Risto, 2009, Comparison of Finnish renewable energy targets and their effect on society. Research report, Lappeenranta University of Technology, Faculty of Technology. Department of Energy Technology, 53 p.

Vakkilainen, Esa; Kivistö, Aija and Tarjanne, Risto, 2012, Sähkön tuotantokustannusvertailu. Tutkimusraportti 27, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknillinen tiedekunta, LUT Energia, energiateknikka, Lappeenranta, 20 p.
<http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-265-341-3>

Vartiainen, Eero; Masson, Gaëtan and Breyer, Christian, 2016, PV LCOE in Europe 2014-2030. Final report, European Photovoltaic Technology Platform, 23 June 2015, 27 p.

Zakeri, Behnam; Syri, Sanna and Rinne, Samuli, 2015, Higher renewable energy integration into the existing energy system of Finland – Is there any maximum limit?. Energy, Vol. 8, No. 4, pp. 2493–2527.