



Kannattaako kaupunkituulivoimaan investoida?

ARI LAITALA
SUOMEN YMPÄRISTÖOPISTO SYKLI



**Euroopan unionin
osarahoittama**



**Euroopan unionin
osarahoittama**

KANNATTAAKO KAUPUNKITUULIVOIMAAN INVESTOIDA?



HÄMEEN LIITTO
Regional Council of Häme



Uudenmaan liitto
Nylands förbund



SYKLI



HAMK – Hämeen
ammattikorkeakoulu



LIMOWA Logistiikkaverkosto

Sisältö

Johdanto	5
Kiitokset!	6
Tiivistelmä	8
Briefly in English	9
1. Kannattaako kaupunkituulivoimaan investoida?	10
1.1 Millainen menetelmä tulisi valita?	11
1.2 Kaupunkituulivoima investointikohteena	11
1.3 Investointilaskennan osa-alueet	12
2. Kaksi esimerkkilaskelmaa	14
2.1 Investointiskenaario 1, akuston käyttö	15
2.2 Investointilaskelma 2, verkkoinvertterin sisältävä investointi ja lähtöparametrien herkkyyden tarkastelua	25
3. Yhteenveto	30
Lähteet	32

Kirjoittajasta

ARI LAITALA



Ari Laitala on koulutukseltaan DI ja ollut mukana kiinteistöalan kehittämishankkeissa parisenkymmentä vuotta. Arin osaamisalueisiin kuuluvat uusiutuva energia, energiatehokkuus, investointianalyysi ja vähähiilisyyslaskenta. Ari on toiminut viime vuosina projektipäällikkönä EAKR rahoitteisissa hankkeissa kuten Energiaväylä (hukkalämpöjen hyödyntäminen), KIINTEÄ (tekoälyn hyödyntäminen isojen kiinteistösalkkujen energiatehokkuustyössä) sekä nyt hankkeessa SmartCityWind (Kaupunkituulivoiman käyttöönoton edellytykset ja kannattavuus). Näissä hankkeissa korostuvat datan hyödyntäminen taloudellisten analyysien teossa sekä digitaaliset ratkaisut.

Ari on aktiivinen kirjoittaja ja häneltä on julkaistu kymmeniä ammatillisia artikkeleita energiatehokkuuteen, ilmastonmuutokseen, kiinteistömarkkinoihin ja vähähiilisyyteen liittyen Maankäyttölehdessä.

ari.laitala@sykli.fi

Johdanto

Tämä opas on tuotettu osana EAKR-rahoitteista hanketta ”Kaupunkituulivoima – käyttöön-oton edellytykset ja kannattavuus (SMARTCITYWIND)” hanketta (lisätietoa esim. <https://sykli.fi/vaikuttaminen/kehittamishankkeet/smartcitywind/>).

Oppaan tarkoituksena on esittää perusteita ja lähestymistapa tuulivoiman taloudellisesta hyödyntämisestä kaupunkiympäristöissä perinteisiä investointilaskennan keinoja käyttäen.

Pienten tuulivoimaloiden (tuuliturbiinien / tuuligeneraattoreiden) kannattavuuden arviointi on huomattavasti monimuotoisempaa kuin esimerkiksi aurinkosähkön pientuotannon kannattavuuden arviointi. Auringonpaisteen määrä voidaan varsin laajallakin alueella – esimerkiksi kaupunkitasoisesti – arvioida kutakuinkin vakioksi. Tuuliolosuhteet saattavat sen sijaan vaihdella jo saman katon eri kulmissakin, esimerkiksi kattorakenteista ja katukäytävien sijainneista ja suunnista johtuen. Myös korkeuden vaikutus näyttää oleelliselta, havainnoidaanko tuulta esim. metrin vai kolmen metrin korkeudelta kattopinnasta.

Pieniä tuulivoimaloita on tullut markkinoille suuria määriä viimeisten vuosien aikana. Laitekirjo on varsin moninaista, erilaisia tarpeita ja olosuhteita kulloinkin parhaiten hyödyntämään. Yhdestä sijainnista onkin mahdollista saada erilaisia kannattavuustuloksia esim. sen mukaan, käytetäänkö pystyakselista vai vaaka-akselista voimalaa. Tässäkin mielessä on havaittavissa eroja suhteessa aurinkopaneeli-investointeihin, joissa eri paneelityypit antavat kuitenkin varsin samansuuntaisia lataustehoja.

Tämä investointiopus keskittyy investointilaskennan perustyökaluihin yleisellä tasolla. Hyödynnettäväksi tulevat vuorollaan takaisinmaksuajan menetelmä, sisäisen korkokannan menetelmä sekä nettonykyarvolaskenta.

Laskentaan ja sitä kautta investoinnin kannattavuuteen liittyviä oletuksia joudutaan tekemään useassa kohtaa. Nämä epävarmuudet liittyvät ennen kaikkea pystyakselisiin pientuulivoimaloihin, joiden energiantuottokyvystä ja todellisesta toimivuudesta on saatavilla niukalti todennettua tietoa. Myös Suomessa vallitsevien talviolosuhteiden vaikutus laitteiden kestävyteen ja huoltotarpeeseen on arvoitus.

Tämä opas on suunniteltu tiiviiksi ja rajauksia on jouduttu tekemään valitettavankin paljon. Esimerkiksi pienten tuulivoimaloiden esittely on käytännöllisesti sivuutettu ja päähuomio on kiinnitetty itse investointilaskentaan ja sen erilaisiin vaihtoehtoihin.

Kotimainen tutkimus ja kirjallisuus aihepiiristä on vielä niukkaa, mutta Kaupunkituulivoima -hankkeen etenemisen myötä on vielä odotettavissa joitakin raportteja tuottamaan lisätietoa aihepiiristä. Mahdollisuuksien mukaan myös tästä oppaasta laadittaneen vielä uudistettu ja laajempi versio alkuvuodesta 2026.

Hankkeen etenemisestä ja uusista tuloksista kiinnostuneille suositellaan hankkeen uutiskirjeen tilaamista (katso edellä mainittu hankesivusto). Hankkeen sisältöä ja etenemistä esitellään myös sivustolla www.smartcitywind.net.

Tekijä

Kiitokset!

Tämän oppaan luonnos on ollut HAMKin opiskelijoiden läpikäytävänä keväällä 2025 osana sähköön pientuotantoa ja varastointia koskevaa opintokokonaisuutta.

Yhtenä harjoituksena opiskelijat saivat tehtäväkseen esittää kehitysehdotuksia tämän oppaan ensimmäiseen luonnokseen. Näitä kehittämisehdotuksia tulikin kymmenittäin, joista valitettavasti vain muutamia oli mahdollista huomioida tässä kohtaa, oppaan ensimmäistä versiota viimeisteltäessä.

Annetut kehitysehdotukset ryhmittivät lähinnä seuraaviin kokonaisuuksiin.

→ Kestävyyšnäkökulma

Palautteissa nousi esille pientuulivoiman ympäristönäkökulma. Millaisia ympäristövaikutuksia pienten tuulivoimaloiden valmistusvaihe aiheuttaa ja millaisia ympäristövaikutuksia pieniin tuulivoimalatoteutuksiin mahdollisesti kytkettävillä akustoilla on?

→ Riskien esittäminen

Joissakin palautteissa toivottiin investointiin liittyvien riskien systemaattisempaa käsittelemistä. Tämä on hyvä huomio, sillä kaupunkituulivoimaan liittyvien riskien ja epävarmuuksien lista on suhteellisen pitkä. Riskejä käsitellään oppaassa lähinnä epävarmuuden näkökulmasta ja yksittäisiä huomioita tehden. Olisi epäilemättä hyödyksi lähestyä näitä riskejä systemaattisemmin, ja riskien luettelomaisen listaamisen lisäksi tunnistaa muodostuvia riskiketjuja.

→ Luvittaminen ja lainsäädäntö

Joissakin sisällön kehittämisehdotuksissa nostetaan esille pienten tuulivoimaloiden luvittaminen kaupunkiympäristöissä ja samalla kysytään, tarvitaanko jotain muita mahdollista arviointeja tai selvityksiä. Näistäkään ei ole tämän oppaan kirjoitushetkellä tarkempaa tietoa. Luvittamista säätelevä uusi rakentamislaki on tullut voimaan vuoden 2025 alusta ja ilmeiseltä vaikuttaa, että aiempaan verrattuna lupakynnys olisi madaltunut. Hankkeen puitteissa ollaan järjestämässä lujittamista käsittelevää workshoppiä alkusyksyyn 2025, jonka jälkeen asiassa ollaan toivottavasti viisaampia.

→ Innovatiivisia näkökulmia

Kiinnostavaa oli lukea pohdintoja myös siitä, voitaisiinko tuulta itse asiassa ohjailla esim. rakennusten arkkitehtuurilla ja suuntaamisella niin, että tuulta saataisiin hyödynnettäväksi haluttuihin sijainteihin ja ehkä jopa tuulen energiaa lisäten. Myös kaupunkituulivoiman visuaalinen ilme ja estetiikka nousi esille. Tämä nähtiin ehkä enemmän uhkana kuin mahdollisuutena.

Lisäksi on todettava, että mainitun kurssin opiskelijoiden tiedonjanoa ei tämä opas kyennyt juurikaan tyydyttämään. Lisää tietoa olisi kaivattu esim. kannattavuudesta sisämaan tuuliolosuhteissa. Erityisen mielellään olisi haluttu kuulla esimerkkejä myös erilaisista käytännön toteutuksista. Valitettavasti tähän liittyen on todettava, että näitä toteutuksia on kotimaassa hyvin niukasti, eikä kirjoittajan tiedossa ole vielä yhtäkään tapausta, josta olisi mahdollista saada dataa tai perusteellisempaa hankekuvausta. Osuvasti yhdessä palautteessa myös kysyttiin, pitäisikö oppaan otsikossa esitettyyn kysymykseen vastata. Kannattaako kaupunkituulivoimaan siis investoida, vaiko ei? Tässä vaiheessa vastaus kuuluu, että kannattaa, riittävän hyvien tuuliolosuhteiden vallitessa eli vuotuisen keskituulen ollessa 5 m/s tai enemmän.

Kiitokset HAMKin innokkaille ja asiantunteville opiskelijoilla sekä yhteistyön mahdollistaneelle vanhemmalle lehtorille Katariina Penttilälle ja laboratoriopäällikkö Ari Lindgrenille.

Kiitokset kuuluvat myös hankkeen projektiryhmälle, johon Ari Lindgrenin lisäksi ovat kuuluneet HAMKista Kaisa Kontu ja Henna Altomaa, Limowa ry:stä Heikki Lahtinen ja Markku Henttinen sekä Syklistä Timo Lahti.



Tiivistelmä

Tämä julkaisu käsittelee pientuulivoiman taloudellista kannattavuutta erityisesti kaupunkimaisessa ympäristössä, osana EAKR-rahoitteista SmartCityWind-hanketta. Hankkeen tavoitteena on lisätä ymmärrystä siitä, millaisin edellytyksin kaupunkituulivoima voi muodostua teknisesti ja taloudellisesti perustelluksi investointikohteeksi. Erityisesti keskitytään tuulisähkön tuottamiseen rakennusten katoille asennettavien pienvoimaloiden avulla ja siihen liittyvän investointilaskennan kehittämiseen. Työn kohteena on investointien arviointi perinteisin taloudellisin menetelmin, kuten takaisinmaksuajan, sisäisen korkokannan (IRR) ja nettonykyarvon (NPV) avulla.

Tuulivoiman kannattavuuden arviointi kaupunkiympäristössä on huomattavasti monimutkaisempaa kuin esimerkiksi aurinkosähköjärjestelmissä. Tuuliolosuhteet voivat vaihdella suuresti jopa yksittäisen rakennuksen eri kulmissa riippuen korkeudesta, rakenteista ja ympäröivästä maastosta. Lisäksi tuuligeneraattorien tekniset ominaisuudet, kuten pysty- ja vaaka-akselisten turbiinien erot, vaikuttavat merkittävästi siihen, kuinka tehokkaasti sähköä tuotetaan. Näistä syistä investointilaskelmien lähtöarvoihin sisältyy usein huomattavaa epävarmuutta.

Työssä esitetään kaksi yksityiskohtaista investointiesimerkkiä. Ensimmäisessä tarkastellaan investointia, jossa pientuulivoimalan tuottama sähkö varastoidaan akustoon ja hyödynnetään pistokehybridiauton lataamiseen. Laskelmat perustuvat Huizhitengdanin 2 kW pysty-akseliseen turbiiniin ja akustoon, jonka kokonaiskapasiteetti on noin 18,4 kWh. Vuotuiseksi tuotoksi arvioidaan 5635 kWh, josta huomioiden tehohäviöt jää lopulliseksi hyödyksi noin 4100 kWh. Arvioidulla 20 snt/kWh sähköhinnalla vuosittainen säästö on 820 euroa. Takaisinmaksuajaksi saadaan 5,5–6,5 vuotta riippuen sähkön hinnan kehityksestä, ja sisäiseksi korkokannaksi 13,24 %. Investoinnin nettonykyarvo on 1631 euroa käytettäessä 7 % diskonttokorkoa.

Toisessa esimerkissä tarkastellaan verkkoinvertterin avulla sähköverkkoon kytkettyä järjestelmää, jossa käytetään ISTA BREEZE HELI 2.0 -voimalaa ja 2 kW verkkoinvertteriä. Tuotannoksi arvioidaan 2233 kWh vuodessa, ja laskelmissa vaihdellaan sähkön hintaa (20–24 snt/kWh), vuosittaista hinnannousua (0–4 %) sekä investoinnin pitoaikaa (10 tai 15 vuotta). Tulokset osoittavat, että investointi on niukasti kannattava vasta pidemmällä aikajänteellä tai mikäli sähkön hintakehitys on suotuista. Takaisinmaksuaika vaihtelee skenaariosta riippuen 7,8 ja 13 vuoden välillä.

Työn tulokset korostavat, että pientuulivoiman kannattavuus kaupunkiympäristössä edellyttää tarkkaa kohdekohtaista analyysia. Tärkeimpiä vaikuttavia tekijöitä ovat tuulen keskinopeus (vähintään 5 m/s), investointikustannukset, sähköntuotannon hyötysuhteet, sähkön hinta ja sen kehitys, laitteiden käyttöikä ja huoltotarpeet sekä mahdollisuus täyteen omakäyttöön. Investointilaskelmien epävarmuuksia voidaan hallita skenaariopohjaisella ajattelulla ja käyttämällä useita laskentamenetelmiä rinnakkain.

Lisäksi työ tuo esiin, että markkinoilla on suuri määrä erilaisia pientuulivoimaloita, mutta testattu ja puolueeton tieto laitteiden suorituskyvystä on edelleen vähäistä. Siksi investointipäätöksiä ei tulisi perustaa pelkästään valmistajien ilmoittamiin tuottokäyriin. Myös lainsäädännölliset ja luvitukselliset kysymykset voivat vaikuttaa investointien toteutettavuuteen, ja niistä tarvitaan jatkossa lisää tietoa.

Briefly in English

This publication explores the economic viability of small-scale wind power, particularly in urban environments, as part of the EU-funded SmartCityWind project. The project's goal is to enhance understanding of the conditions under which urban wind power can become a technically and economically justified investment. The focus is specifically on the production of wind electricity using small wind turbines installed on rooftops and on the development of investment calculation methods related to this technology. The evaluation of investments is conducted using traditional economic methods such as payback period, internal rate of return (IRR), and net present value (NPV).

Assessing the profitability of wind power in an urban setting is considerably more complex than, for example, evaluating photovoltaic systems. Wind conditions can vary significantly even across different corners of a single building, depending on elevation, structural design, and the surrounding terrain. Furthermore, the technical characteristics of wind turbines – such as the differences between vertical and horizontal axis models – have a substantial effect on electricity production efficiency. For these reasons, there is often significant uncertainty associated with the assumptions used in investment calculations.

The publication presents two detailed investment case studies. The first examines an investment in which the electricity generated by a small wind turbine is stored in a battery system and used to charge a plug-in hybrid vehicle. The calculations are based on a 2 kW vertical-axis Huizhitengdan turbine and a battery system with a total capacity of approximately 18.4 kWh. The annual electricity output is estimated at 5635 kWh, of which approximately 4100 kWh is realistically usable after accounting for energy losses. At an assumed electricity price of €0.20/kWh, the annual savings amount to €820. The calculated payback period ranges from 5.5 to 6.5 years depending on electricity price development, and the internal rate of return is 13.24%. Using a 7% discount rate, the net present value of the investment is €1631.

The second example examines a system connected to the grid via an inverter, using the ISTA BREEZE HELI 2.0 wind turbine and a 2 kW grid inverter. The estimated annual electricity output is 2233 kWh. The calculations vary based on electricity prices (€0.20–0.24/kWh), annual price growth (0–4%), and investment timeframes (10 or 15 years). Results show that the investment becomes marginally viable only over a longer horizon or with favorable electricity price trends. Depending on the scenario, the payback period ranges from 7.8 to 13 years.

The results highlight that the economic feasibility of small wind power in urban environments requires detailed site-specific analysis. Key influencing factors include average wind speed (minimum 5 m/s), investment costs, system efficiency, electricity pricing and its trends, equipment lifetime and maintenance needs, as well as the potential for full on-site consumption. Uncertainties in investment calculations can be addressed through scenario-based thinking and by applying multiple assessment methods in parallel.

Additionally, the study notes that while there are numerous small wind turbines available on the market, independently tested and verified performance data is still scarce. Therefore, investment decisions should not be based solely on manufacturers' claimed performance curves. Regulatory and permitting aspects may also influence the feasibility of implementation, and further information on these issues is needed.



1. Kannattaako kaupunkituulivoimaan investoida?

Investointien kannattavuutta voi – ja pitääkin – lähestyä monesta eri kulmasta. Vähänkään isompien rakennettuun ympäristöön liittyvien investointien osalta voidaan esimerkiksi kysyä, miten investointi suhtautuu luontoarvoihin tai vallitsevaan kaupunkikuvaan. Joskus oleellista on arvioida myös sitä, millaisia infrastruktuuriin liittyviä ulkoisvaikutuksia investoinnilla on. Voiko investointi esimerkiksi alentaa joidenkin tulevien investointien kustannuksia tai lisääkö se jo tehtyjen investointien hyödyllisyyttä. Ja, onko investointiin tehtävällä työllä ja siitä saaduilla kokemuksilla ja tiedolla arvoa tulevien hankkeita toteutettaessa?

Kun investoinnin arvioidaan olevan teknisesti, sosiaalisesti ja ympäristönäkökohdiltaan toteutettavissa olevaksi, on luonnollisesti arvioitava myös investoinnin taloudellista kannattavuutta. Tämä onkin usein investointipäätökseen liittyvä tärkein ja usein se ensimmäinenkin näkökulma.

Taloudellisen investointianalyysin lähtökohtana on siis kysymys siitä, kuinka oletettavaa on, että investointiin käytettävä raha saadaan jossain vaiheessa tulevaisuutta takaisin ja

kuinka paljon tämän takaisinmaksuajan jälkeen on odotettavissa vielä lisää tuloa? Lisäksi tulisi arvioida sitä, millaisia epävarmuuksia tulevaisuuden kassavirtoihin liittyy ja miten nämä epävarmuudet kvantifioitaisiin, otettaisiin rahanmääräisinä huomioon investointilaskelmissa.

1.1 Millainen menetelmä tulisi valita?

Perinteisesti investointilaskelmia on kolmea perusversiota **1) takaisinmaksuajan menetelmä**, **2) sisäisen korkokannan menetelmä** sekä **3) nettonykyarvomenetelmä**. Takaisinmaksuajan menetelmässä arvioidaan sitä, millaisen ajan kuluttua investointi on maksanut itsensä takaisin ja alkaa tuottaa voittoa. Sisäisen korkokannan menetelmässä pyritään arvioimaan sitä, millaista prosentuaalista tuottoa investoinnille olisi saatavissa. Onko tämä tuotto esimerkiksi korkeampaa kuin investointia varten mahdollisesti otettavan pankkilainan korko? Nettonykyarvomenetelmässä pyritään hahmottamaan investoinnin kokonaisarvo sen elinkaaren ajalta rahanmääräisesti. Samalla tämä laskelma kertoo siitä, kuinka paljon rahaa (tuottoa) jää saamatta, jos investointia ei tehdä.

Kullakin edellä mainituista menetelmistä on omat etunsa ja puutteensa. Menetelmä tulisi valita kulloisenkin käyttötärpeen mukaan. Jos investoinnin kannattavuutta tulkitsevat tahot, joilla ei ole kehittyneempien menetelmien tuntemusta, on syytä ehkä valita takaisinmaksuajan menetelmä, joka on laskentatavaltaan varsin helposti ymmärrettävissä. Usein suositeltavin vaihtoehto on kuitenkin se, että käytetään kaikkia kolmea menetelmää rinnakkain. Näin investointia pystytään lähestymään useammasta eri näkökulmasta ja tekemään mahdollisimman harkittuja ja informoituja investointipäätöksiä. Sitä paitsi edellä mainitut kolme menetelmää syntyvät osin saman laskennan tuloksena.

Tässä artikkelissa tarkastellaan kaikkia kolmea perinteistä investointilaskentamenetelmää harkittaessa pientuulivoimaan (kaupunkituulivoimaan) liittyvää investointipäätöstä.

1.2 Kaupunkituulivoima investointikohteena

Pientuulivoiman ja kaupunkituulivoiman käsitteellistä eroavaisuutta on selostettu tarkemmin artikkelissa ”Kaupunkituulesta lisävirtaa kiinteistöille” (<https://maankaytto.fi/wp/index.php/2024/04/26/kaupunkituulesta-lisavirtaa-kiinteistoille/>).

Artikkelissa ja tässä raportissakin kaupunkituulivoima ymmärretään pientuulivoiman sel-laiseksi alalajiksi tai osa-alueeksi, jossa tuulisähkön tuotanto tapahtuu kaupunkimaisissa olosuhteissa. Pientuulivoima on sen sijaan laveampi käsite, jossa tuotanto tapahtuu usein olosuhteissa, joissa ns. verkkovirtaa ei välttämättä ole saatavilla lainkaan, kuten saaristossa tai syrjäisellä maaseudulla tai metsäalueilla.

Kaupunkituulivoimaa on lähtökohtaisesti myös pienimuotoisempaa. Lähtökohtana on, että laitteistot voidaan asentaa katoille ilman konevoimaa. Tällaiset tuuliturbiinit olisivat tehoaan alle 10 kW ja painaisivat korkeintaan muutamia kymmeniä kiloja. Pientuulivoima voi sen sijaan olla järeämpää ja asennuksiin voidaan käyttää korkeampia, esim. 5–30 m korkeuteen yltäviä mastoja. Näin painavien ja korkeiden asennusten toteuttaminen ei ole lähtökohtaisesti helppoa tai tarkoituksenmukaistakaan katoille asennettaviksi. Kaupunkituulivoimasta puhuttaessa on kyse usein pystyakselisista (vertikaaliakselisista) myllyistä.

Investointiajattelun näkökulmasta eroavaisuutena voi olla se, kaupunkituulivoimasta puhuttaessa investoinnin kannattavuus syntyy lähtökohtaisesti ostoenergian (sähkön) korvaamisesta. Investoinnin tuotto tulee siis siitä, että itse tuotetulla sähköllä voidaan vähentää ostosähkön kulutusta.

Investoinnin lähtökohta on toinen, jos tuotetulla sähköllä korvataan esim. dieselgeneraattorilla tuotettua sähköä. Jossain tapauksissa hyöty voi syntyä siitä, että sähköä saadaan ylipäättään hyödynnettäväksi. Kyse voi olla esimerkiksi kaukana olevista sijainneista, joissa sähköä tarvitaan esim. jonkun koneen/laitteen toiminnan jatkuvaksi käyttämiseksi.

Kaupunkituulivoiman tapauksessa tuottoja olisi periaatteessa mahdollista saada myös myymällä tuotettua sähköä takaisin verkkoon. Tämä voidaan huomioda osana investointilaskelmaa, vaikka takaisinmyynnin kannattavuus on tyypillisesti heikkoa. Edelleen laskelmissa on mahdollista huomioda muitakin tuottokomponentteja, kuten erilaisille sähkön kysyntäjoustomarkkinoille tai taajuusreservimarkkinoille osallistuminen. Tässä yhteydessä keskitytään kuitenkin vain ostosähkön välttämisestä syntyvään säästöön.

1.3 Investointilaskennan osa-alueet

Investointilaskenta jakaantuu tyypillisesti kahteen vaiheeseen: **I) investointikustannuksen määrittämiseen** sekä **II) tulevaisuudessa saatavien tuottojen arviointiin**. Nämä osa-alueet yhdistämällä päästään lopulta muodostamaan käsitys investoinnin kannattavuudesta.

Investointikustannuksen määrittäminen on usein laskennan helpompi vaihe. Tarjolla saattaa olla jo valmiiksi varsin täsmällistä kustannustietoa ja sitä saadaan tarvittaessa lisää esimerkiksi laatimalla tarjouspyyntöjä. Tarjouspyyntöön ja sitä kautta itse hankintaan voi sisältyä investoitavien koneiden ja laitteiden lisäksi myös niiden asennusta ja ylläpitotyökin. Investointikustannukset on määriteltävissä usein tarkastikin, eikä mitään varsinaista laskentaa välttämättä edes tarvita.

Tulevaisuudessa saatavien tuottojen (esim. säästöjen) luotettava arviointi voi olla huomattavasti vaikeampaa. Joissakin investointihankkeissa tulevaisuuden tuotoista voi olla varsin luotettavakin käsitys. Esimerkiksi kiinteistösijoitustoiminnassa tulevaisuuden tuotot voivat

olla ennakoitavissa pitkien vuokrasopimusten muodossa. Sama voi päteä energiaankin. Markkinoilla voi olla esim. toimija, joka sitoutuu ostamaan tuotettavan sähkön tulevaisuudessa tiettyyn hintaan tai tietyllä hintamekanismilla. Mikäli tulevaisuuden tuotto-odotukset kyetään määrittämään ja sitoutumaan niihin sopimuksin, voi investointilaskennan lopputulokseen liittyvä epävarmuus vähentyä oleellisestikin.

Jos rajaudutaan tarkastelemaan uusiutuvan energian pientuotantoa, on tilanne kuitenkin usein sellainen, että tulevaisuuden taloudellisesta tuottopotentiaalista ei saada suurtaakaan varmuutta. On vain arvioita siitä, kuinka paljon energiaa investoinnin myötä voidaan itsenäisesti tuottaa ja mikä tämän tuotetun energian yksikköhinta on tulevaisuudessa.

Jos sovelletaan esimerkiksi nettonykyarvolaskentaa, tulisi samalla olla hyvä käsitys myös investoinnin elinkaaren pituudesta. Esim. kaupunkituulivoiman tapauksessa elinkaari asettunee 10–15 vuoden aikahaarukkaan. Aurinkopaneelien osalta relevantti tarkastelu voi ulottua jopa 30 vuoden päähän.

On tietysti selvää, että oikeaan osuva tulevaisuuden hintakehityksen arviointi näin pitkälle tulevaisuuteen on lähes mahdotonta. Investointilaskentaan jää siis suuria epävarmuuksia tilanteissa, joissa tulevaisuuden hinnoista ja/tai kustannuksista ei ole solmittu sopimuksin.

Tekevätkö näin suuret epävarmuudet investointilaskennasta sitten aivan turhaa? Voi olla, että laskelmat voivat osoittautua lopulta aivan vääröksikin. Investointilaskennan kautta on kuitenkin mahdollista harjoittaa tulevaisuusajattelua ja muodostaa skenaarioita ja myös ymmärrystä mahdollisista tulevaisuuksista ja niiden todennäköisyyksistä. Tällaista ajattelua voitaneen pitää joka tapauksessa hyödyllisenä ja kertyvää tietoutta voi olla mahdollista hyödyntää muissakin yhteyksissä. Laskelmat auttavat muodostamaan käsityksiä olemassa olevista riskeistä ja niiden taloudellisista vaikutuksista.

Investointilaskennan hyöty riippuu lopulta myös valittavasta menetelmästä ja kunnianhimon tasosta mahdollisimman oikeiden lähtöarvojen löytämiseksi. Parhaimmillaan investointilaskennassa yhdistetään kaikki olemassa oleva tieto ja näkemyksellisyys kokonaisvaltaiseksi lähestymistavaksi.



2. Kaksi esimerkkilaskelmaa

Arvioidaan tuulivoimainvestoinnin kannattavuutta Vuosaaren sataman alueella Helsingissä. Lähdetään liikkeelle tuulisähkön tuottomahdollisuudesta ja sen mahdollistamasta ostosähkön vähentämistarpeesta. Alueella on Ilmatieteen laitoksen mittausasema, jonka tuulitietojen arvioidaan edustavan varsin hyvin kohteessa vallitsevaa tuulisuutta tai ainakin sopivaa tuulivoimaloiden sijoituspaikkaa. Ilmatieteen laitoksen latauspalvelun kautta haetaan tuntikohtaiset tuulitiedot vuosilta 2021–2024, joiden osalta esitetään keskeisiä tunnuslukuja alla olevassa taulukossa (<https://www.ilmatieteenlaitos.fi/havaintojen-lataus>).

Taulukko 1. Tuulisuuden tunnuslukuja (tuntikohtainen tuuli m/s) 2021–2024 Vuosaaren satama Helsinki

	Keskituuli (/h)2021	Keskituuli (/h)2022	Keskituuli (/h)2023	Keskituuli (/h)2024
Min	0	0	0	0,4
Max	18,1	17,2	20,9	19,9
Avg	5,62	5,54	5,09	6,27

Taulukosta havaitaan, että vuosien 2023 ja 2024 tuulisuudessa on huomattavan suuri ero. Varsinkin kun huomioidaan tuulen olevan liike-energiaa (massavirtaa), merkitsevät pienemmätkin erot nopeudessa melko suuria eroja energian määrässä. Tutun kaavan perusteella $E=1/2mv^2$ energian määrä nelinkertaistuu nopeuden kaksinkertaistuessa. Nopeuden kasvaessa esim. 20 %:a, kasvaa liike-energian määrä $1,2^2 = 1,44$ kertaiseksi.

Vuoden 2024 tuulen valitseminen voi johtaa optimistiseen lopputulemaan. Toisaalta vuoden 2023 valitseminen voi puolestaan johtaa lopputulemaan, joka on laadittu liian varovasti. Laskelemissa voi esiintyvä halua valita lähtöarvot varovasti – konservatiivisesti. Tällöin on riskinä se, että päädytään lopputulemaan, jossa investointi ei ehkä näytäkään kannattavalta, vaikka se todellisuudessa sitä olisi. Käytetään siis keskimääräiseksi arvioitavaa, vuoden 2021, tuulta.

Tuulta olisi tarpeen tutkia tarkemminkin. Selvitettävä kysymys olisi mm. se, kuinka isoja eroja eri vuosien välillä on talvi- ja kesätuulen jakaumissa. Talvituulella on enemmän energiaa johtuen kylmän ilman suuremmasta tiheydestä ja sitä kautta ilman massavirran suuremmasta energiamäärästä.

Toinen huomioitavaa seikka olisi mahdollisten erojen selvittäminen tuulen vuorokausijakaumassa. Voisiko merkittäviä eroja olla eri vuosien välillä siinä, miten tuulienergian tuotanto vaihtelee eri vuorokauden aikoina. Tämä näkökulma voi korostua joissain investointiskenaariossa, kuten sellaisissa, että halutaan tuottaa nimenomaan päivä- tai yöajan sähköä. Mutta jos investointiin sisältyy esim. suurempi akusto, ei tällaisilla mahdollisilla vuorokausikohtaisilla eroilla välttämättä ole suurta merkitystä.

2.1 Investointiskenaario 1, akuston käyttö

Tässä esimerkissä keskitytään tarkastelemaan yksinkertaista investointiskenaariota, jossa tuotettavalla tuulisähköllä tuetaan pistokehybridiauton kotilatausta. Varsinaisen tuuliturbiinin lisäksi investoidaan akkupakettiin sekä akkuinvertteriin. Akusto rakennetaan 24V jännitteelle.

Tuuligeneraattoriksi valitaan Huizhitengdan 2000W/24V vertikaaliakselinen tuuliturbiini. Turbiinia on saatavilla Amazon.de verkkokaupasta hintaan 460 euroa (kuva 1). Turbiinin mainosmateriaalin yhteydessä esitellään myös turbiinin tuotantokäyrä, jonka perusteella maksimituotto on 3000W tuulen nopeuden ylittäessä 16 m/s. Turbiinin mukana tulee lataussäädin, jolla generoitu sähkö saadaan ladattua akustoon.



On erikseen korostettava, että tässä esittelystä tuuliturbiinista ja sen sähköntuottokyvystä ei ole saatavilla puolueetonta testattua tietoa. Sen todellisesta tuotantotehosta tai kestävydestä esim. Suomen ilmasto-oloissa ei siis ole varmempaa tietoa. Jos haluttaisiin toteuttaa vähäriskisempi hankinta, valinta kohdentuisi vaakakselisiin tuuliturbiineihin, joista on tyypillisesti saatavilla huomattavasti enemmän tutkittua tietoa.



Kuva 1. Huizhitengdan 2000W/24V tuuliturbiini, jonka maksimiteho kovemmilla tuulilla on kuitenkin mainoksen mukaan jopa 3000W. Turbiinia on saatavilla mm. www.amazon.de verkkokaupasta.

Akuston kooksi mitoitetaan 8 kpl 24V 100Ah:n akkuja. Kuvan 2 mukaiset akut hankitaan samaisesta verkkokaupasta. Akkuvalmistajan ilmoituksen mukaan yhden akun todellinen energiasisältö on $2560\text{VAh} = 2560\text{Wh} = 2,56\text{ kWh}$. Tästä käytössä olevaa kapasiteettia lienee noin 90 %. Käytetään lukua 2,3 kWh. Yhteensä akustokapasiteettia on siis $8 \cdot 2,3\text{ kWh} = 18,4\text{ kWh}$.

Edullisesta hinnasta huolimatta akku vaikuttaa tavanomaista laadukkaammalta. Valmistaja lupaa akulle 10 vuoden elinkaaren viiden vuoden takuulla ja 4000–15000 lataus-/purkaus-sykliä. Akuston kokonaishinnaksi rahteineen tulee noin 3000 €.



Kuva 2. Kuvan mukainen akku on myynnissä mm. Amazon.de verkkokaupassa, jossa sen hinta on noin 315 € ja rahti Suomeen 50 €/kpl. (Kuva www.amazon.de)

Käytännössä hankittavien akkujen kunnoissa voi olla kuitenkin vaihtelevuutta. Kuvan akuista on kirjoittajalla omakohtaista kokemusta ja akun palautus voi lupauksista huolimatta osoittautua mahdottomaksi. On erittäin suositeltavaa lukea myös tuotteeseen liittyviä tuotearvosteluja.

Akkuinvertteriksi valitaan 6000W jatkuvan tehon antava kuvan 3 mukainen siniaaltoinvertteri, niinikään Amazon.de verkkokaupasta. Invertterin hinta rahteineen on n. 730 euroa.

Kuvan mukaisella invertterillä on vain vuoden takuu mutta se vaikuttaa keskimääräistä laadukkaammalta. Arvioidaan senkin elinkaareksi 10 vuotta.



Kuva 3. Investointiin sisällytettävällä akkuinvertterillä akustosta saadaan 230V jännitteellä puhdasta siniaaltoja eli ns. tavanomaista pistorasiasähköä. (Kuva www.amazon.de).

Investointiskenaarion mukainen pistokehybridin latausteho on 3,7 kW, jolloin täyden akuston energiasisällön lataaminen kestää viitisen tuntia, jos lähdetään lataamaan tyhjää akustoa.

Lisäksi investointia varten hankitaan johdotukset ja muut kytkentätarvikkeet, joiden hinnaksi arvioidaan 300 €. Lisäksi hankitaan laadukkaampi lataussäädin, jonka hinnaksi arvioidaan 300 €. Lopulta varaudutaan hankkimaan 500 eurolla asiantuntijatyötä, vaikka suurin osa työstä, ennen kaikkea tuuliturbiinin asennus tehdään itse.

Taulukko 2. Investointikustannuksen (€) muodostuminen.

INVESTOINTIKUSTANNUS	
	Kulut (€)
Akusto	3000
Invertteri	730
Johdotukset yms.	300
Tuuligeneraattori	460
Työt	500
Lataussäädin	300
	5290

© Shutterstock



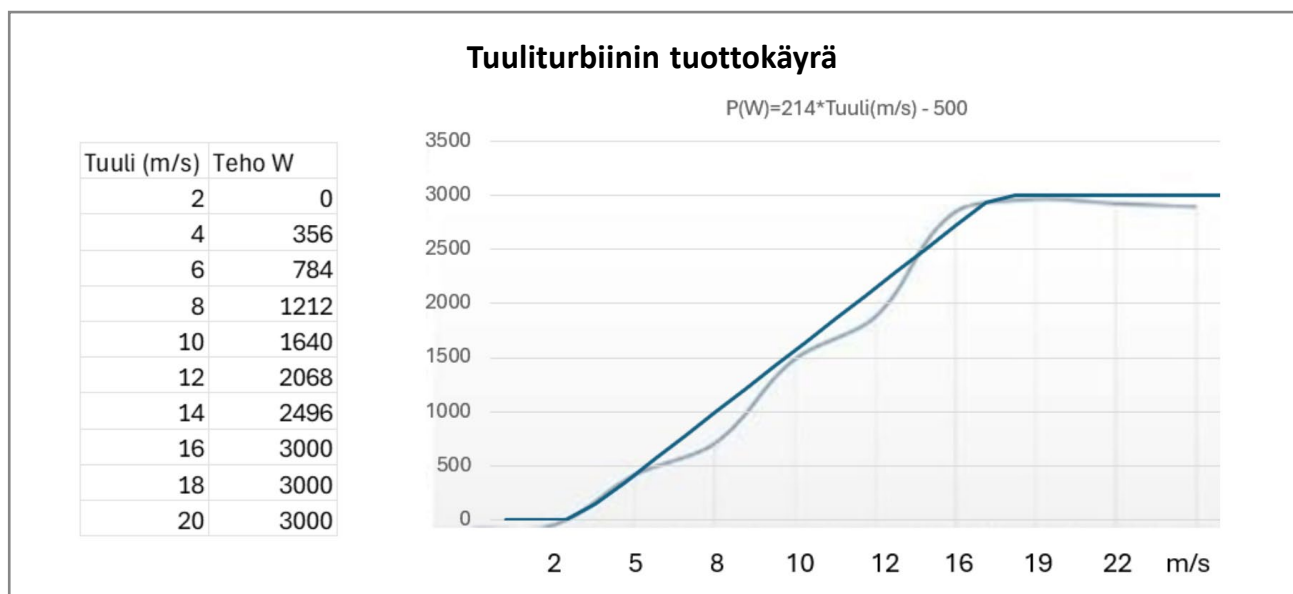
2.1.1 Tuotettava vuotuinen sähkön määrä ja sen arvo

Seuraavaksi lasketaan vuodessa tuotettavan sähkön arvo eli se määrä rahaa, joka osto-sähkön välttämällä voidaan säästää. Lasketaan ensin tuotettavan sähkön määrä.

Tätä varten tarvitaan tieto tuuliturbiiniin kyvystä tuottaa sähkötehoa eri tuulen nopeuksilla. Tuuliturbiinin markkinointimateriaalista löytyy kuvan 4 mukainen tuottokäyrä (harmaalla). Kuvan perusteella tuottokäyrän on arvioitu olevan kutakuinkin muotoa

$$P(W) = 214 * \text{tuulen nopeus (m/s)} - 500$$

Energian tuotanto alkaisi siten tuulen nopeudella 2,4 m/s. Tuulen nopeuden ylittäessä 16 m/s tuotantoteho ei grafiikan perusteella enää kasvaisi ja maksimiteho turbiinilla olisi näin 3000W.



Kuva 4. Hankittavan tuuliturbiinin sähkötehon tuotto eri tuulen nopeuksilla. (Tuottokäyrää tarkasteltaessa on huomioitava se, että esitetty vaaka-akselin jaotus ei ole tasavälinen). (alkuperäisen harmaan tuottokäyrän kuva www.amazon.de).

Huomioitavaa tässä tapauksessa on se, että monissa pienissä tuuliturbiineissa pyörimisnopeutta aletaan jarruttaa nopeuksissa 13–14 m/s ja tuulen nopeuden tästä vielä kasvaessa automatiikka pysäyttää pyörimisliikkeen ja tietysti myös sähköntuotannon kokonaan. Näin ollen kaikista kovimmilla tuulilla energiantuotto on nolla. Tämän myllyn osalta tällaista rajoitetta ei näyttäisi olevan ja kaikista kovimmatkin tuulet päästään siten hyödyntämään.

Energiantuotto arvioidaan siis vuoden 2022 tuulella. Arvioidulla tehontuottofunktiolla lasketaan vuoden kukin tunti erikseen käyttäen tunnin keskimääräistä tuulta. Näin laskettaessa generoidun tuulisähkön määräksi vuodessa saadaan 5635 kWh. Lukemaa on kuitenkin pidettävä teoreettisena maksimina, joka ei kokonaisuudessaan toteutune. Käytännössä esim. tuulen pyörteisyys (suunnan vaihtelut) aiheuttanevat jonkinlaisia tehohäviöitä, vaikka pysty akselisten myllyjen osalta tästä aiheutuvan tehohäviön ei pitäisi olla kovin suurta. Ilmatieteen laitoksen datassa on mukana tunnin keskituulen keskimääräinen suunta, mikä antaisi mahdollisuuden arvioida tuulen pyörteisyyttä, mutta tämän vaikutusta kyseiseen tuuliturbiinityyppiin ei kuitenkaan tunneta.

Tehohäviötä aiheuttaa myös sähkönsiirto tuuliturbiinilta akustoon. Akkuun siirtyvän sähkönsiirtohyötysuhteeksi arvioidaan 0,9. Luvun oikeellisuudesta ei tässä yhteydessä ole suurempaa varmuutta, mutta se olisi arvioitaessa tarkemmin huomioimalla esim. johtopituudet.

Tehohäviöitä aiheuttaa myös sähkönsiirto varastoimiseen hankittavaan akustoon. Tämä tehohäviö (energiähäviö) aiheutuu mm. akuston itsepurkautuvuudesta, joka lienee kuitenkin varsin pientä akuston elinkaaren alkupäässä. Akuston ikääntyessä tämän tehohäviön merkitys kuitenkin kasvaa ja arvioidaan sitä koko elinkaaren ajalta keskimääräisellä siirtohyötysuhteella 0,9. Tämän luvun ajatellaan samalla sisältävän sähkönsiirrosta aiheutuva tehohäviö akustolta auton akustoon.

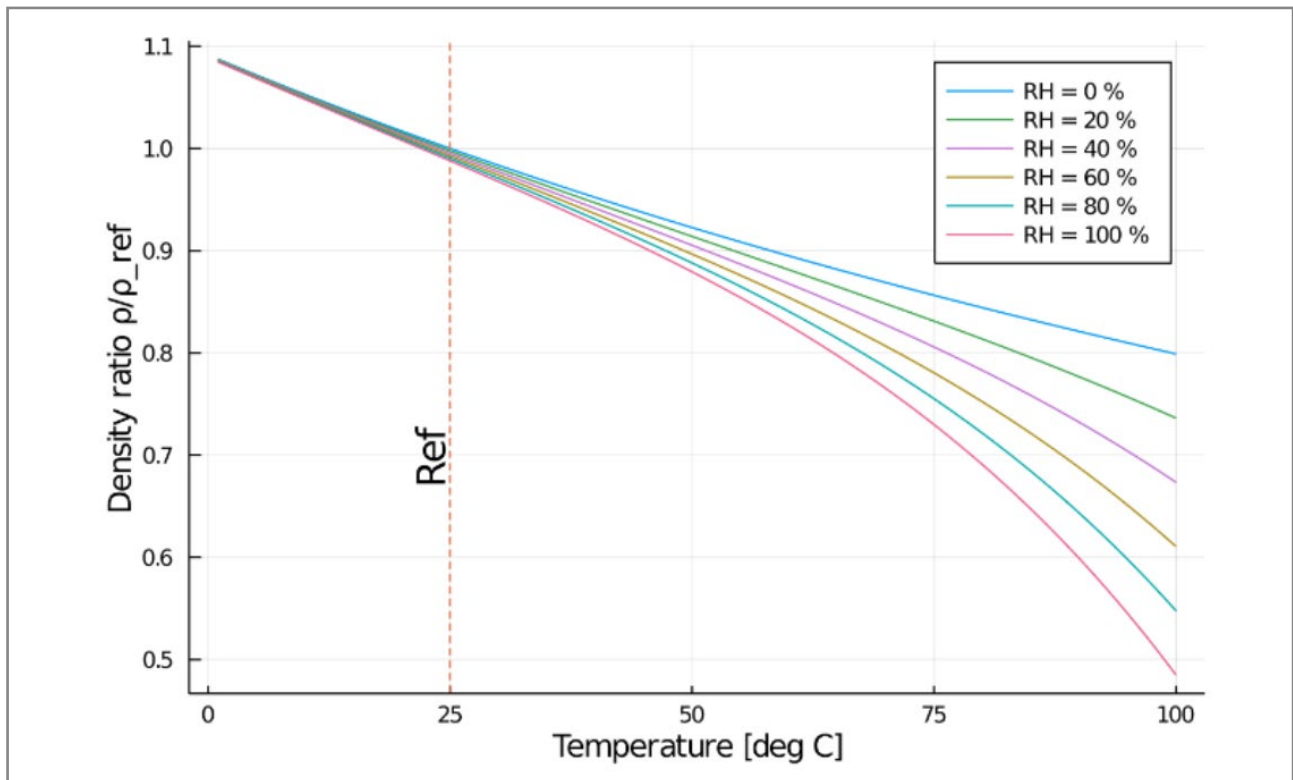
Tehohäviöitä aiheutuu myös akkuinvertteristä muunnettaessa tasavirtaa vaihtovirraksi jännitettä nostaen. Arvioidaan myös invertterin siirtohyötysuhteeksi 0,9.

Taulukko 3. Teoreettisesta maksimituotantokapasiteetista arvioidaan auton akustoon lopulta saatavan n. 70 % (n. 4100 kWh). Mikäli säästettävän sähkönsiirtohyötysuhteeksi olisi 20 snt/kWh, olisi vuosisäästö näillä oletuksilla 820 €.

2022 TUULI									
Wh	kWh	Turbiinin η	Akkuihin	Akun η	Invertterin η	kWh	kWh	€/kWh	€
5634826	5635	0,9	5071	0,9	0,9	4108	4100	0,2	820

Laskentaan liittyy edelleen muitakin epävarmuustekijöitä. Tuulenkin osalta epäselvyyttä on siitä, miten tuulen pystysuuntaiset liikkeet vaikuttavat saatavan tuulienergian määrään. Ilmoitetut tuulilukemat ovat tietävästi tuulen vaakanopeuksia, mutta tuuli on tietysti liikettä kolmessa ulottuvuudessa ja pystysuuntaan tapahtuvalla ilman liikkeelläkin voi olla vaikutusta generoitavan energian määrään.

Varsin oleellinen olisi tieto myös siitä, millaiseen ilman lämpötilaan ilmoitettu tuuliturbiinin tuottokäyrä perustuu. On oletettavaa, että se on ilmoitettu selvästi plussan puolella olevalle ilman lämpötilalle. Koska kylmä ilma on tiheämpää kuin lämmin ilma, on kylmässä ilmassa enemmän liike-energiaa. Näin ollen tuulen nopeuden lisäksi olisi tarpeellista huomioida myös ilman lämpötila. Ilman lämpötilan ja tiheyden sekä suhteellisen kosteuden merkitystä havainnollistaa kuva 5.



Kuva 5. Kuvion vaaka-akseli ei valitettavasti ulotu pakkasasteiden puolelle mutta havaitaan, että lämpötilan laskiessa 25 C asteesta 0 asteeseen ilman tiheys kasvaa noin 10 %. (https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Air_density_dependence_on_temperature_and_relative_humidity.svg)

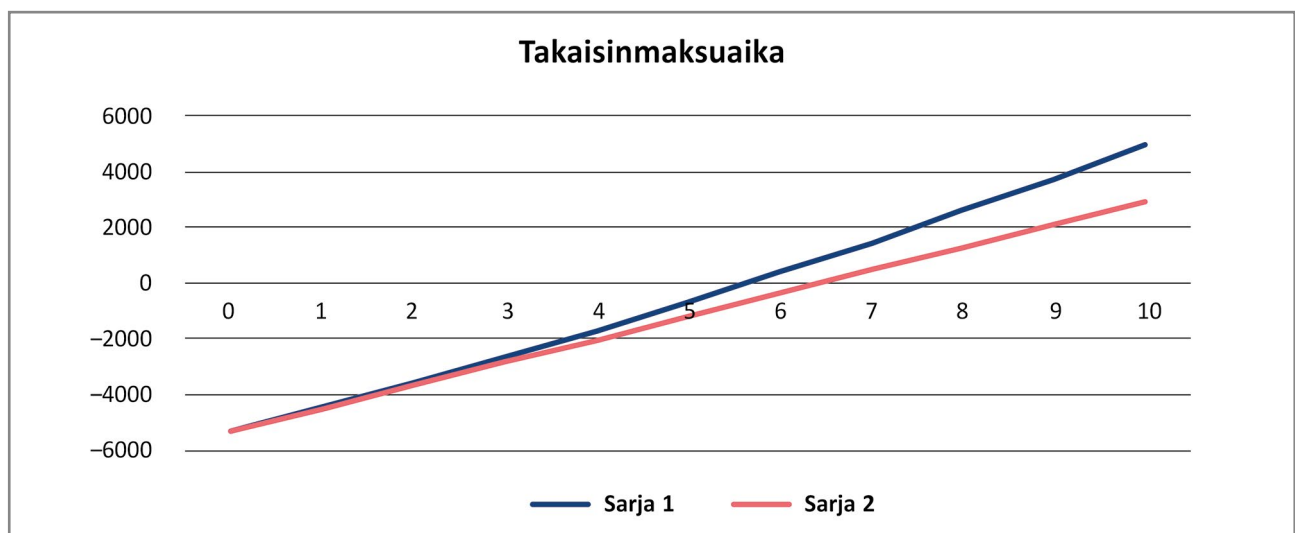
2.1.2 Takaisinmaksuaika

Sähkön hintatilastoja tulkitsemalla voidaan päätellä että pidemmällä – noin viidentoista vuoden – jaksolla sähkön kokonaishinnan nousu on ollut noin 4 % vuodessa. Huomioimalla tämä vuotuisena hinnannousuna, säästöä kertyy 10238 €, kun alla olevan taulukon mukaiset vuotuiset säästöt summataan. Jos sähkön hinta sen sijaan oletetaan vakioksi (hinnannousu 0 %), kokonaissäästöä kertyy $10 \cdot 820 \text{ €} = 8200 \text{ €}$.

Taulukko 4. Kaksi takaisinmaksuajan laskelmaa. Ensimmäisessä laskelmassa sähkön vuotuiseksi hinnan nousuksi oletetaan 0 % ja jälkimmäisessä 4 %. Ensin mainitussa tapauksessa kumulatiivinen kassavirta kääntyy positiiviseksi positiiviseksi vuonna 7. Olettamalla 4 % vuotuinen hinnannousu käänne tapahtuu noin vuotta aiemmin.

Vuosi (t)	Vuotuinen kassavirta	Takaisinmaksuaika (0 %)	Vuotuinen kassavirta	Takaisinmaksuaika (4 %)
0	-5290	-5290	-5290	-5290,00
1	820	-4470	852,80	-4437,20
2	820	-3650	886,91	-3550,29
3	820	-2830	922,39	-2627,90
4	820	-2010	959,28	-1668,62
5	820	-1190	997,66	-670,96
6	820	-370	1037,56	366,60
7	820	450	1079,06	1445,67
8	820	1270	1122,23	2567,89
9	820	2090	1167,12	3735,01
10	820	2910	1213,80	4948,81

Takaisinmaksuaikaa havainnollistetaan usein grafiikalla, jossa vaak akselilla on aika ja pystyakselilla kumulatiivinen (yhteenlaskettu) kassavirta. Käyrät kuvaavat siis kassatilanteen kehittymistä. Kohta, jossa käyrä leikkaa x-akselin, on investoinnin takaisinmaksuaika.



Kuva 6. Takaisinmaksuajan graafinen havainnollistaminen. Yksikkönä vaak akselilla ovat siis takaisinmaksuajan vuodet. Takaisinmaksuajat ovat kuvion perusteella siis n. 5,5 vuotta (sähkön hinnannousu 4 %) ja n. 6,5 vuotta (hinnannousu 0 %).

Takaisinmaksuajan menetelmää sovelletaan useimmiten niin, että rahan aika-arvoa ei huomioida vaan käytetään nimellisiä hintoja, kuten tässä esimerkissä. Myös vuotuista neljän prosentin hinnannousua kuvaavaa laskelman luvut on nimellisarvoisia lukuja, eikä

yleistä inflaatiokehitystä ole huomioitu. Tästä aiheutuu laskelmaan vääristymä, kun eri ajankohtiin ajoittuvat luvut eivät ole vertailukelpoisia keskenään rahan reaaliarvon muuttumisen johdosta.

Rahan aika-arvoa voidaan havainnollistaa esim. kysymällä ottaisiiko henkilö 1000 euroa nyt vaiko vasta 10 vuoden päästä. Hyvin usein vastaus on se, että tarjottu rahasumma otettaisiin vastaan heti. Syitä ratkaisuun ajatellaan olevan useita, joista yksi liittyy rahan ostovoiman heikkenemiseen hintojen nousun johdosta, siis inflaation johdosta.

Rahan aika-arvon huomioimisessa lähtökohtana on yleinen inflaatiokehitys ja tulevaisuuden nimellisarvoiset rahasummat olisi syytä korjata reaalisiksi (nykyarvoa vastaavaksi), jos halutaan lisätä laskelmien realistisuutta.

Inflaatiokorjaus tehdään tavanomaisesti diskonttaamalla tulevaisuuden (vuosittaiset) kassavirrat tulevaisuudessa vaikuttavalla inflaatioprosentilla. Tulevaisuuden inflaatioprosentin arvioimiseen liittyy luonnollisesti suurta epävarmuutta, mutta usein ratkaisuna on käyttää Euroopan keskuspankin tavoitetta eli kahden prosentin inflaatiovauhtia keskipitkällä aikavälillä.

Suoritetaan seuraavaksi tulevaisuuden kassavirtojen diskonttaus kahdella prosentilla. Termi diskonttaus juontaa juurensa englannin kielen sanaan discounting, ”arvon alentaminen”. Diskonttaaminen suoritetaan periaatteella, jossa jokainen tulevaisuuden vuotuinen kassavirta käsitellään samalla mekaanisella laskutoimituksella.

Kassavirtojen diskonttaaminen suoritetaan kaavalla $DCF = CF / (1+r)^t$, jossa DCF on vuoden t kassavirran (CF, Cash Flow) diskontattu nykyarvo. Otetaan esimerkki. Vuodelle 1 ($t=1$) odotetaan tuloa (CF) 820 €. Inflaatiokorjaukseksi valitaan 2 %, joka on siis kaavan r . Saadaan Discounted Cash Flow $DCF = 820 \text{ €} / (1+0,02)^1 = 820 \text{ €} / 1,02 = 803,92 \text{ €}$. Tässä kohtaa ajatelleen niin, että tulo ajoittuu vasta vuoden 1 yksi loppuun, johon mennessä tasaisesti kehittynyt inflaatio on noussut kahteen prosenttiin.

Jatketaan laskentaa vielä seuraavalle vuodelle. Toisen vuoden diskontatun kassavirran nykyarvoksi saadaan $DCF_2 = 820 \text{ €} / 1,02^2 = 788,16 \text{ €}$, joka on siis toisen vuoden inflaatiokorjattu nykyarvoinen kassavirta, joka on nyt vertailukelpoinen tässä hetkessä ($t=0$) tapahtuvan investointikustannuksen (5290 €) kanssa.

Taulukko 5. Tehdään tulevaisuuden kassavirtoihin inflaatiokorjaus diskonttokorolla 2 %. Havaitaan, että takaisinmaksuaika asettuu noin seitsemän vuoden kohdalle reaalisilla hinnoilla silloin, kun sähkön kokonaishinnan nousuksi ajatellaan 0 %. Neljän prosentin hinnannousuolettamalla takaisinmaksuaika olisi noin kuusi vuotta.

	Nimellinen CF	Diskontattu CF	Kumulatiivinen CF	Nimellinen CF	Diskontattu CF	Kumulatiivinen CF
Vuosi (t)	Hinnannousu 0 %	2 %		Hinnannousu 4 %	2 %	
0	-5290,00	-5290,00	-5290,00	-5290,00	-5290,00	-5290,00
1	820,00	803,92	-4486,08	852,80	836,08	-4453,92
2	820,00	788,16	-3697,92	886,91	852,47	-3601,45
3	820,00	772,70	-2925,22	922,39	869,19	-2732,26
4	820,00	757,55	-2167,66	959,28	886,23	-1846,03
5	820,00	742,70	-1424,96	997,66	903,61	-942,42
6	820,00	728,14	-696,83	1037,56	921,33	-21,10
7	820,00	713,86	17,03	1079,06	939,39	918,29
8	820,00	699,86	716,89	1122,23	957,81	1876,10
9	820,00	686,14	1403,03	1167,12	976,59	2852,69
10	820,00	672,69	2075,72	1213,80	995,74	3848,43
	2910,00	2075,72		4948,81	3848,43	

2.1.3 IRR ja NPV

Takaisinmaksuaajan lisäksi ollaan kiinnostuneita sisäisen korkokannan laskelmasta. Sisäinen korkokanta Internal Rate of Return (IRR) kuvastaa sitä, millaista keskimääräistä vuosituottoa investointi tuottaa. Tämä tieto helpottaa investoinnin vertaamista muihin sijoituksiin, kuten vaikkapa pankkitalletukseen, tai sijoittamista osakemarkkinoille. Laskelma auttaa investointipäätöksen tekemistä myös tilanteessa, jossa investointi on tarkoitus rahoittaa pääosin lainarahalla. Tällöin ollaan kiinnostuneita myös siitä, onko investoinnin prosentuaalinen tuotto parempi kuin pankkilainan (tai muun rahoituksen) korko.

Sisäisen korkokannan laskentaan on excelissä oma funktionsa =IRR(taulukko;arvaus). Funktio tarvitsee siis 2 argumenttia, joista toinen on kassavirrat sisältävä taulukko. Tämän lisäksi tarvitaan arvaus likimääräisesti vastauksesta. Excel laskee vastauksen iteroimalla, jolloin arvaus vastauksen suuruusluokasta nopeuttaa laskentaa. Seuraavassa taulukossa esitetään sisäisen korkokannan ja investoinnin nettonykyarvon (Net Present Value (NPV)) laskeminen.

Taulukko 6. Sisäisen korkokannan ja nettonykyarvon laskeminen.

	Sisäinen korkokanta (IRR)
0	-5290,00
1	852,80
2	886,91
3	922,39
4	959,28
5	997,66
6	1037,56
7	1079,06
8	1122,23
9	1167,12
10	1213,80

=irr(kassavirtasarake;arvaus) 13,24 %
=npv(diskonttokorko;kassavirtasarake)
esim.7 % 1 631,90 €

© Shutterstock



Sisäisen korkokannan laskelma antaa tulokseksi 13,24 %, kun kassavirtoihin käytetään skenaariota, jossa sähkön kokonaishinta nousee 4 % vuodessa.

Investoinnin kannattavuutta voidaan arvioida nyt uudesta näkökulmasta. Nyt voidaan esimerkiksi arvioida sitä, olisiko tuotto parempi kuin saatavilla olevat vaihtoehtoiset tuotot. Sisäinen korkokanta on nyt laskettu nimellisillä hinnoilla, mutta vaikka vuotuisesta tuotosta vähennettäisiin inflaatiokorjauksen mukainen 2 %, jää sisäiseksi korkokannaksi edelleen noin 11 %. Mikäli lainaa saataisiin investointiin esim. 8 % korkokannalla, olisi investointi edelleen kannattava.

Kolmas menetelmä arvioida investoinnin kannattavuutta on nettonykyarvon laskeminen. Menetelmän ajatuksena on muuntaa tulevaisuuden kassavirrat nykyhetkeä eli investointi-hetkeä vastaavaksi diskonttaamalla. Laskelma on siis läheistä sukua sisäisen korkokannan laskelman kanssa.

Nykyarvolaskennassa tarkoituksena on kuitenkin huomioida samalla muitakin kassavirran arvoon vaikuttavia tekijöitä kuin nimellinen inflaatiokorjaus. Diskonttausprosentissa voidaan huomioida samalla vaikkapa tuottovaatimus. Voidaan ajatella, että investoinnille halutaan esim. 5 prosentin reaalin tuotto inflaatiokorjauksen lisäksi. Tämä voidaan huomioida nyt diskonttausprosentissa lisäämällä tuottovaatimusprosentti inflaatioprosenttiin. Yllä mainituilla luvuilla diskonttokoroksi saadaan $2 \% + 5 \% = 7 \%$.

Edelleen diskonttokorkoon lisätään usein myös ns. riskikomponentti. Tämä on keino huomioida se mahdollisuus, että kassavirrat (kassaan maksut) toteutuvat odotettua pienempinä. Tämä mahdollisuus voidaan periaatteessa huomioida myös arvioimalla tulot (säästöt) pienemmäksi kuin on realistisesti syytä odottaa. Tavanomaista kuitenkin on, että tulojen arvioinnissa pyritään todennäköisimpiin lukuihin ja niihin liittyvä negatiivisen riskin epävarmuus huomioidaan diskonttausprosentissa. Tässä tapauksessa riskilisäksi voitaisiin arvioida vaikkapa 3 prosentti, jolloin lopullinen diskonttauskorko olisi $2\% + 5\% + 3\% = 10\%$.

Edellä taulukossa 6 nettonykyarvo on laskettu 7 %:n diskonttokorolla. Tämänkin jälkeen investoinnin nettonykyarvoksi jää edelleen yli 1600 €. Siis, vaikka tulevaisuuden kassavirtojen arvoa alennettaisiin 7 %:n vuotuisella diskonttokorolla, jää investoinnin nettonykyarvoksi edelleen +1631,90 €. Tämä on siis ymmärrettävä investoinnin euromääräiseksi arvoksi tehtyjen "arvonlennusten" jälkeen. Aina kun tämä arvo on positiivinen, olisi syytä harkita investoinnin tekemistä.

Nettonykyarvolaskennalla on läheinen yhteys sisäisen korkokannan laskentaan, kuten edellä jo todettiin. Jos nettonykyarvolaskelman diskonttokoroksi valittaisiin nyt 13,24 prosenttia, saataisiin investoinnin nettonykyarvoksi 0 €. Sisäinen korkokanta on siis se prosenttiluku, jolla diskonttaamalla kassasta maksujen ja kassaan maksujen nykyarvot ovat yhtä suuria.

Jos investoinnille haluttaisiin tätä korkeampi tuotto ja diskonttokorkona käytettäisiin vaikkapa viittätoista prosenttia, saataisiin nettonykyarvoksi tässä tapauksessa negatiivinen luku. Tulkinta olisi se, että mainitulla tuottovaatimuksella investoinnista ei saataisi kannattavaa.

Yksi nettonykyarvomenetelmän eduista on investoinnin arvon määrittäminen rahallisesti. Takaisinmaksuaika ja sisäinen korkokanta ovat taloudellista kannattavuutta arvioivia laskentamenetelmiä, mutta eivät ne anna rahanmääräistä tulosta. Takaisinmaksuaika kertoo kannattavuudesta suhteessa ajan kulumiseen ja sisäinen korkokanta kuvaa investoinnin suhteellista kannattavuutta prosentteina.

Nettonykyarvomenetelmä kuvaa myös sitä, millainen rahanmääräinen hyöty jää saamatta, jos kannattavaa investointia ei toteuteta. Jos investoinnin nettonykyarvo on esim. 1631,90 €, jää tämä euromäärä saamatta, mikäli investointia ei toteuteta.

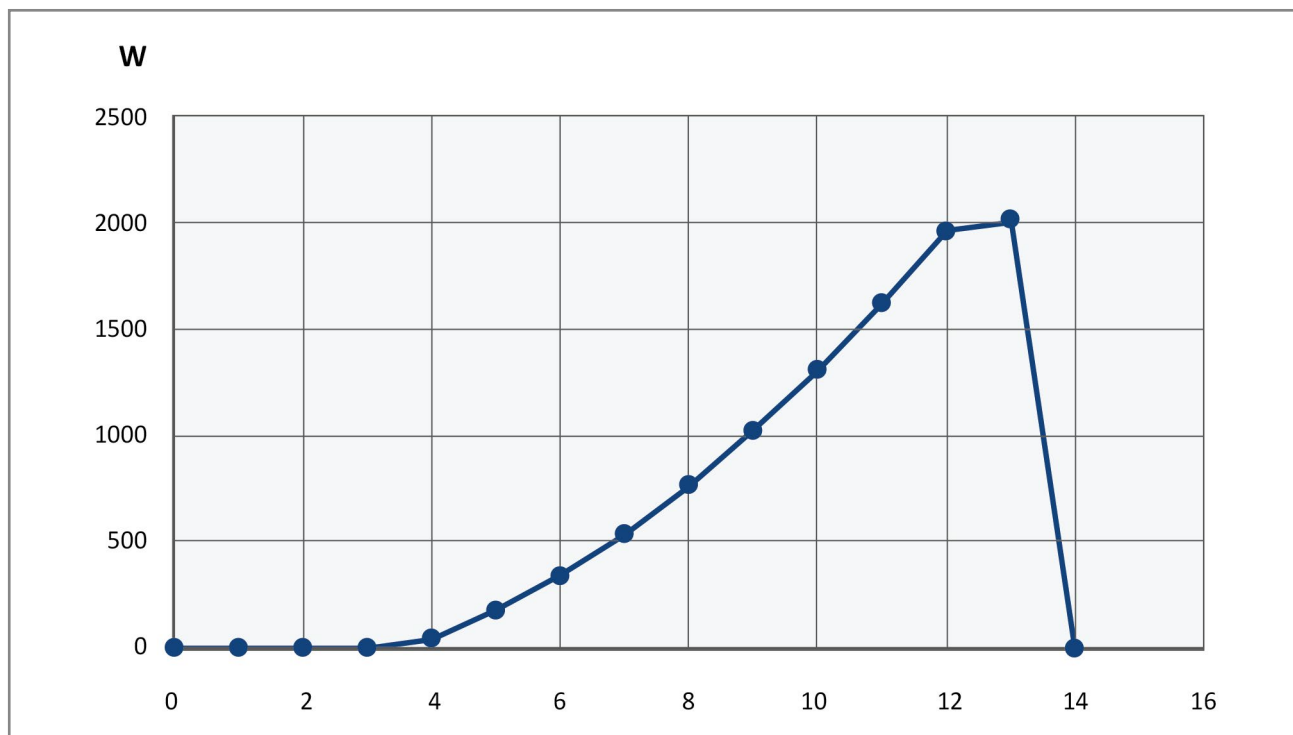
2.2 Investointilaskelma 2, verkkoinvertterin sisältävä investointi ja lähtöparametrien herkkyuden tarkastelua

Tarkastellaan seuraavaksi investointivaihtoehtoa, jossa sähkö siirretään verkkoinvertterin kautta (talon) sähköverkkoon. Tarkastellaan esimerkkinä suomalaisesta saaristotekniikka.com verkkokaupasta aika ajoin saatavilla olevaa paketti, johon kuuluu ISTA BREEZE HELI 2.0 tuulivoimalan lisäksi verkkoinvertteri (2 kW), tuulivoimalan ohjain (lataussäädin) sekä ns. dumpperi, jotka ohjaavat sähköntuotantoa ja alkavat jarruttaa lapojen pyörimistä, kun tuulen nopeus nousee yli 13 metriin sekunnissa.



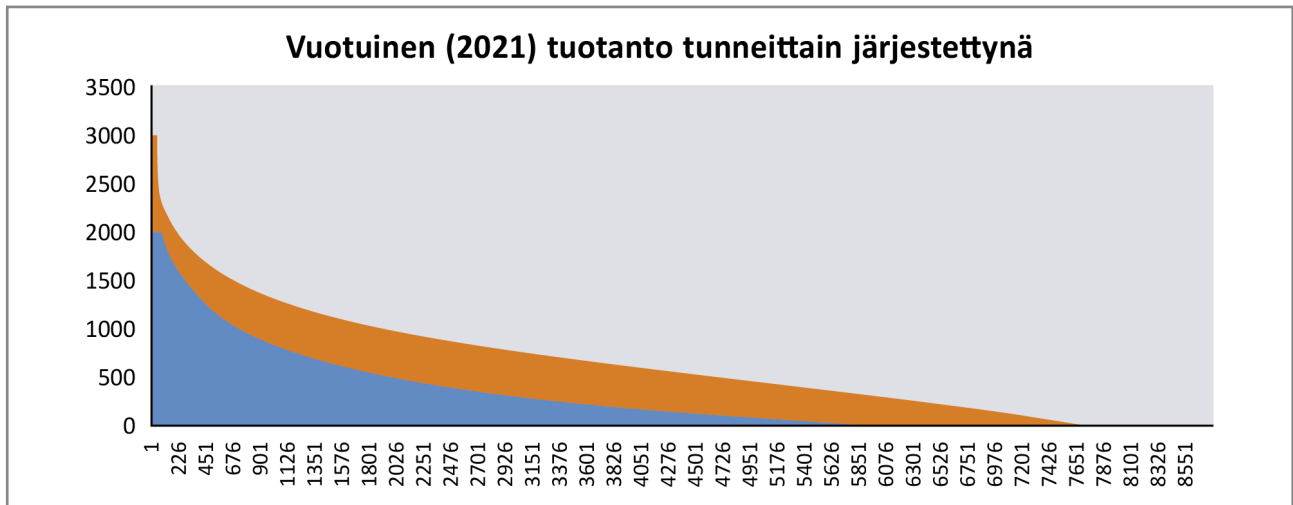
Kuva 7. ISTA BREEZE HELI 2.0 tuulivoimala on tällä hetkellä Saaristotekniikka.com verkkokaupassa tilaustuote. Yllä selostetun kokonaisuuden hintana on viimeksi ollut 4 990 euroa.

Käytössä olevan tuoteinformaation perusteella tuulivoimalan tuottokäyrästä on tehty seuraava approksimaatio (kuva 8).



Kuva 8. Ista Breeze tuulivoimalan tuotto watteina suhteessa tuulen nopeuteen. Tuulen nopeus vaakakselilla on m/s.

Seuraavaksi lasketaan vuotuinen kokonaisenergian tuotanto tälle tuulivoimalalle käyttäen samaa Vuosaaren sataman 2021 tuulta kuin esimerkissä yksi.



Kuva 9. Kuvassa on sinisellä Ista Breeze tuulivoimalan tuottama sähkömäärä 2021 tunneittain järjestettynä. Taustalla oranssilla on Huizhitengda tuulivoimalan (esimerkki 1) tuotanto vastaavalla tuulella. Kuvassa oranssilla näkyvä alue kuvaa siis sitä, kuinka paljon Huizhitengdan 3 kW voimala tuottaa sähköä enemmän kuin 2 kW Ista Breeze.

Kuviossa molempien tuulivoimaloiden tuotanto on esitetty teoreettisena maksimina ilman hyötysuhdetarkastelua. Ista Breesen osalta teoreettisen maksimituotanto 2021 tuulella olisi 2756 kWh. Jos ajatellaan tuulivoimalan hyötysuhteeksi 0,9 ja verkkoinvertterin hyötysuhteeksi samoin 0,9, saadaan vuotuiseksi tuotannoksi $2756 \text{ kWh} * 0,9 * 0,9 = 2233 \text{ kWh}$, jota käytetään seuraavassa laskentaesimerkissä.

Edellä on todettu laitteiston hinnaksi 4990 €. Lisätään tähän vielä johdotuksiin ja pientarvikkeisiin 300 euroa ja varataan asennustyöhön 500 euroa. Näin investointikustannukseksi muodostuu 5790 euroa. Tässä – samoin kuin edellisessä esimerkissä – oletetaan, että joitakin pieniä töitä, kuten laitteiden ja tarvikkeiden siirtäminen asennuspaikalle tehdään itse ja että tuulivoimalan asennustyö tehtäisiin omana työnä. Ostettava asiantuntijan työ liittyisi luvanvaraisiin sähköasennustöihin sähkötöihin.

Lasketaan tämän tuulivoimalan osalta suora takaisinmaksuaika, mutta lasketaan se useilla eri lähtöarvoilla. Tehdään laskelma kolmea eri lähtöarvoa varioiden, jotka tässä tapauksessa ovat

Sähkön hinta
→ käytetään 20, 22 ja 24 snt / kWh

Sähkön vuotuinen
hinnan muutos
→ käytetään 0 % ja 4 %

Investoinnin pitoaika
→ käytetään 10 ja 15 vuotta

Taulukko 7. Kolme hintaskenaariota, joista jokainen lasketaan vielä 0 %:n ja 4 %:n hinnannousulle sekä 10 ja 15 vuoden takaisinmaksuajalle. Näin saadaan 3*2*2 = 12 erilaista laskelmaa.

Hinta Energia	HINTASKENAARIO 1				HINTASKENAARIO 2				HINTASKENAARIO 3			
	0,20 €/kWh				0,22 €/kWh				0,24 €/kWh			
	2233 kWh/v				2233 €/kWh				2233 €/kWh			
	Hinnannousu		Hinnannousu		Hinnannousu		Hinnannousu		Hinnannousu		Hinnannousu	
	0 % / v	Säästö €/v	4 % / v	Säästö €/v	0 % / v	Säästö €/v	4 % / v	Säästö €/v	0 % / v	Säästö €/v	4 % / v	Säästö €/v
Vuosi			4 %				4 %				4 %	
0												
1	0,20	446,51	0,21	464,37	0,22	491,17	0,23	510,81	0,24	535,82	0,25	557,25
2	0,20	446,51	0,22	482,95	0,22	491,17	0,24	531,24	0,24	535,82	0,26	579,54
3	0,20	446,51	0,22	502,27	0,22	491,17	0,25	552,49	0,24	535,82	0,27	602,72
4	0,20	446,51	0,23	522,36	0,22	491,17	0,26	574,59	0,24	535,82	0,28	626,83
5	0,20	446,51	0,24	543,25	0,22	491,17	0,27	597,58	0,24	535,82	0,29	651,90
6	0,20	446,51	0,25	564,98	0,22	491,17	0,28	621,48	0,24	535,82	0,30	677,98
7	0,20	446,51	0,26	587,58	0,22	491,17	0,29	646,34	0,24	535,82	0,32	705,10
8	0,20	446,51	0,27	611,09	0,22	491,17	0,30	672,19	0,24	535,82	0,33	733,30
9	0,20	446,51	0,28	635,53	0,22	491,17	0,31	699,08	0,24	535,82	0,34	762,64
10	0,20	446,51	0,30	660,95	0,22	491,17	0,33	727,05	0,24	535,82	0,36	793,14
		4465,14		5575,34		4911,66		6132,87		5358,17		6690,40
11	0,20	446,51	0,31	687,39	0,22	491,17	0,34	756,13	0,24	535,82	0,37	824,87
12	0,20	446,51	0,32	714,88	0,22	491,17	0,35	786,37	0,24	535,82	0,38	857,86
13	0,20	446,51	0,33	743,48	0,22	491,17	0,37	817,83	0,24	535,82	0,40	892,18
14	0,20	446,51	0,35	773,22	0,22	491,17	0,38	850,54	0,24	535,82	0,42	927,86
15	0,20	446,51	0,36	804,15	0,22	491,17	0,40	884,56	0,24	535,82	0,43	964,98
		2232,57		3723,12		2455,83		4095,43		2679,09		4467,74
Vuodet												
1–10		4 465		5 575		4 912		6 133		5 358		6 690
10–15		2 233		3 723		2 456		4 095		2 679		4 468
1–15		6 698		9 298		7 367		10 228		8 037		11 158
Takaisinmaksuaika (v)		13,0		9,3		11,8		8,5		10,8		7,8
Investointikustannuksen ollessa 4990 € + 300 € + 500 € = 5790 €												

HINTASKENAARIO 1

Ensimmäisessä skenaariossa sähkön hinnaksi oletetaan 20 senttiä kilowattitunnilta. Jos minkäänlaista hinnannousua ei oleteta, jäävät investoinnin tuottamat säästöt selvästi alle investointikustannuksen, jos investoinnin pitoajaksi oletetaan 10 vuotta. Vaikka tässä skenaariossa oletettaisiin sähkö sähkön vuotuisesti hinnannousuksi 4 %:a, jäädään säästöissä yhä edelleen investointikustannuksen alle. Jos investoinnin pitoaikaa jatketaan viiteentoista vuoteen, havaitaan, että tuotot ylittävät investointikustannuksen ja takaisinmaksuaika voidaan laskea. Hinnan nousun ollessa 0 % on takaisinmaksuaika 13 vuotta ja hinnan noustessa 4 % vuosittain päästään takaisinmaksuaikaan 9,3 vuotta.

HINTASKENAARIO 2

Tässä hintaskenaariossa käytetään sähkön lähtöhintana 22 snt:ä kilowattitunnilta. Mikäli sähkön hinnannousua ei oleteta, jäädään tässäkin tapauksessa kymmenen vuoden pitoajalla säästöissä alle investointikustannuksen. Jos oletetaan 4 %:n hinnannousu, päästään 10 vuoden pitoajalla säästöissä hiukan yli investointikustannukset. Jos investoinnin pitoajaksi oletetaan 15 vuotta, saadaan takaisinmaksuajaksi 11,8 vuotta ilman oletamaa hinnannoususta ja 8,5 vuotta jos oletetaan, että vuotuinen hinnannousu on 4 %.

HINTASKENAARIO 3

Tässä hintaskenaariossa käytetään sähkön lähtöhintana 24 senttiä kilowattitunnilta. Mutta tälläkään hintatasolla säästöjä ei 10 vuodessa kerry yli investointikustannuksen ilman oletamaa sähkön hinnan noususta. Olettamalla vuotuinen 4 % hinnannousu päästään säästöissä yli investointikustannuksen alle yhdeksässä vuodessa. Edelleen olettamalla investoinnin pitoaika viisi vuotta pidemmäksi, saadaan takaisinmaksuajaksi 7,8 vuotta.

Kuten esimerkin yksi osalta on todettu, ei takaisinmaksuajan laskelma anna kovinkaan informatiivista kuvaa investoinnin kokonaiskannattavuudesta. Tässäkin tapauksessa olisi syytä laskea myös sisäinen korkokanta sekä investoinnin nettonykyarvo. Tämä kuitenkin sivuutetaan, sillä esimerkki ei ole kovin mielekäs siinä suhteessa, että esimerkin tuulivoimala on varsin pieni. Mielekkäämpiä tuloksia saadaan, kun tuulivoimalat ovat hiukan isompia, lähtökohtaisesti kokoluokassa 3–5 kilowattia.

Esimerkissä kaksi mukana oleva verkkoinvertteri on maksimiteholtaan vain 2 kilowattia eli ajateltavissa ei ole, että tätä verkkoinvertteriä voitaisiin käyttää isomman tuulivoimalan yhteydessä. Vaikka pienten tuulivoimaloiden tarjonta on kasvanut voimakkaasti, on markkinoilla edelleen merkittävää puutetta verkkoinverttereistä, ainakin sellaisista, jotka ovat Suomessa käyttöön hyväksytyjä.

Sopivan sähkön hinnan määrittäminen tai valitseminen laskelmaa varten on myös haastava tehtävä. Sähkön hinta vaihtelee monista eri tekijöistä ja olosuhteista riippuen ja sopivan hinnan käyttämiseksi olisi tarpeellista tietää enemmän sähkön käytön profiilista. Myös käyttöpaikan sijainnilla on oma merkityksensä, kun tarkastellaan sähkön kokonaishintaa. Siirtomaksuihin liittyy alueellisia eroja. Esimerkeissä käytettyjen hintojen on ajateltu vastaavan lähinnä kotitalouskäyttäjien hintatasoa. Suuret sähkönkäyttäjät saanevat sähkönsä kotitaloushintoja edullisemmin.

Merkittävä osa sähkön kokonaishinnasta kuluttajille on arvonlisäveroa. Sähkö on yleisen arvonlisäveron piirissä ja arvonlisäverokannan noustua 2024 24 prosentista 25,5 prosenttiin on tälläkin nostolla ollut vaikutusta sähkön hintoihin. Ja kiinnostavasti arvonlisäveroa maksetaan myös sähkön kokonaishintaan kuuluvasta sähköverosta.

Investointilaskelmaan vaikuttaisi osaltaan myös se, onko investoija arvonlisäverovelvollinen vai ei. Arvonlisäverovelvollisen toimijan tapauksessa laskelma muuttaisi muotoaan siten, että käytettäisiin arvonlisäverottomia hintoja. Tällöin vuotuinen säästö jäisi pienemmäksi sikäli, kun toimija pystyy vähentämään ostamaansa energiaan liittyvän arvonlisäveron omista kustannuksistaan. Toisaalta myös investointikustannus pienenesi toimijan vähentäessä investointiin liittyvän arvonlisäveron investointikustannuksesta. Nämä vaikutukset näyttäisivät karkeasti ottaen kumoavan toisensa, eikä takaisinmaksuajan laskelmaan tulisi merkittävää muutosta.

Esimerkin lopuksi on kiinnitettävä huomiota vielä yhteen tärkeään seikkaan. Laskelmassa on tehty oletus, että sähkön kulutus ylittää kunakin tuntina tuotetun sähkön määrän. Tällöin ei synny sähköyhtiölle myytävää ylijäämää, josta saadaan tyypillisesti vain varsinaisen sähkön hinta (kyseisen tunnin spot-hinta). Tuotettua ylijäämää ostettaessa takaisin jouduttaisiin siitä kuitenkin maksamaan myös siirtomaksu ja verot.

Sähkön pientuotannon ns. netotusta ja sähkön tuottamiseen liittyvää lainsäädäntöä käydään läpi esim. Motivan sivustolla (Motiva 2025).



3. Yhteenveto

Edellä on läpikäyty kaupunkituulivoiman kannattavuuden laskemiseen liittyvää esimerkkiä. Huomiota on kiinnitetty samalla tarvittavien lähtötietojen epävarmuuteen niin generoitavan energian suhteen kuin hintoihinkin liittyvään epävarmuuteen. Osaa näistä epävarmuuksista on esimerkissä käsitelty laskennallisesti, mutta osa on näin suppeassa julkaisussa sivuutettu.

Laskelmaa olisi mahdollista kehittää yksityiskohtaisemmaksi. Samalla tarkastelua olisi syytä laajentaa ainakin sähkön käyttöprofiiliin liittyen. Nyt on yksinkertaisesti vain oletettu, että tuotettava sähkö saadaan kulloinkin hyödynnettyä omassa kulutuksessa eikä eikä ylituotantotilanteita olisi. Tätä oletusta pitäisi käsitellä tarkemmin, jolloin lähtökohtana olisi tuulitietojen tarkempi tutkiminen sen suhteen, millainen todennäköisyys on pidemmille tuulisille tai tuulettomille jaksoille.

Laskettaessa pidemmälle vietyjä investointiskenaariota, pitäisi sähkön käyttömahdollisuudet ylituotantotilanteessa selvittää. Samassa yhteydessä tulisi tarkastella myös erikokoisia vaihtoehtoja hankittavalle tuuliturbiinille tai niiden kappalemäärille.

Investointilaskennassa olisi syytä tarkastella myös sitä, onko nyt tehdyillä investoinneilla mahdollisesti jonkinlaista jäännösarvoa tässä arvioidun 10 vuoden elinkaaren jälkeen.

tämän jäännösarvon määrä saattaisi olla esim. 10 % hankintakustannuksesta ja sekin tulisi ottaa laskemalla huomioon investoinnin viimeisen vuoden kassavirrassa.

Edelleen olisi syytä selvittää sitä, millaisia huoltotoimia nyt hankittava tuuliturbiini mahdollisesti tarvitsisi. Kysymykseen voisi tulla myös vaihtoehto, jossa mahdollisten huolto ja ylläpitotoimien sijaan tuuliturbiini korvattaisiinkin uudella turbiinilla, esimerkiksi 5 vuoden käytön jälkeen. Sen hankintakustannus on mahdollisesti niin pieni, että uuden turbiinin hankkiminen huollon sijaan ei merkittävästi heikentäisi nyt lasketun investoinnin kannattavuutta.

Edelleen olisi syytä laskea auki investointiskenaario, jossa osa tarvittavasta sähköstä tuotettaisiin aurinkopaneeleilla ja ainoastaan osa tuuliturbiineilla. Tämän oppaan tarkoituksena on kuitenkin ollut esittää kaupunkituuli-investoinnin kokoluokkaan liittyvää perusproblematiikkaa ja ohjata eteenpäin kohti täsmällisempien ja tarkempien laskelmien tekemistä.



Lähteet

Amazon.de verkkokauppa

www.amazon.de

Ilmatieteen laitoksen havaintojen lataus

<https://www.ilmatieteenlaitos.fi/havaintojen-lataus>

Laitala, A. Maankäyttö 2/2024

<https://maankaytto.fi/wp/index.php/2024/04/26/kaupunkituulesta-lisavirtaa-kiinteistoille/>

Motiva

https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/sahkon_pientuotanto/kuluttaja_alle_100_kva/pientuottajaa_koskeva_lainsaadanto_ja_velvollisuudet [viitattu 27.4.2025]

Saaristoverkkokauppa.com verkkokauppa

<https://verkkokauppa.saaristotekniikka.com/product/326/230vac--2kw-tuulivoimala--verkkoinvertteri> [viitattu 16.6.2025]

Suomen pankki

<https://www.suomenpankki.fi/fi/rahapoliitikka/ekpn-rahapolitiikan-strategia/>

Wikimedia Commons

https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Air_density_dependence_on_temperature_and_relative_humidity.svg



**Euroopan unionin
osarahoittama**

KANNATTAAKO KAUPUNKITUULIVOIMAAN INVESTOIDA?

Raportti on julkaistu 2025.



HÄMEEN LIITTO
Regional Council of Häme



Uudenmaan liitto
Nylands förbund



 **HAMK** – Hämeen
ammattikorkeakoulu

