



# **PIENTUULIVOIMA OSANA HYBRIDI- SÄHKÖNTUOTANTOJÄRJESTELMÄÄ**

Jukka Kangas

Opinnäytetyö  
Toukokuu 2015  
Talotekniikan koulutusohjelma  
Sähköinen talotekniikka

## TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Talotekniikan koulutusohjelma  
Sähköinen talotekniikka

KANGAS, JUKKA

Pientuulivoima osana hybridi-sähköntuotantojärjestelmää

Opinnäytetyö 56 sivua

Toukokuu 2015

---

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena oli parantaa Finnwind Oy:n toteuttamisedellytyksiä hybridi-sähköntuotantojärjestelmälle verkon ulkopuolisille Telecom-mastoille. Työssä selvitettiin Telecom-mastojen laitteiden energian tarve omavaraisen itsenäisen sähköntuotantolaitteiston mitoittamiseksi. Lisäksi tutkittiin, miten erilaiset olosuhteet vaikuttavat mastojen laitteiden energiantarpeisiin ja millaisia haasteita ne aiheuttavat energiantuotantojärjestelmälle. Työssä tutkittiin myös, mitä asioita ja tilatietoja järjestelmästä tulisi saada ja miten niitä voitaisiin hallinnoida etäyhteyden avulla. Niin ikään selvitettiin, minkälaisia vika- ja huoltohälytyksiä tarvitaan Telecom-maston kriittisten toimintojen häiriöttömän toiminnan takaamiseksi.

Hybridi-sähköntuotantojärjestelmä mahdollistaa Telecom-mastojen verkon ulkopuolisen toiminnan uusiutuvien energialähteiden avulla nykyisen dieselgeneraattorin sijaan. Hybridijärjestelmä on toteutettu aurinko- ja tuulivoimalla sekä toiminnan takaavalla varavoimalla. Tässä opinnäytetyössä kerrotaan yleisesti pientuulivoiman perusteista ja vertaillaan nykyistä Finnwind Oy:n tuotetta toisen pientuulivoimalatoimittajan tuotteeseen sekä selvitetään tuotteiden soveltuvuus hybridijärjestelmään. Elis Keskinen opinnäytetyössä Aurinkovoima osana hybridi-sähköntuotantojärjestelmää käsitellään aurinkoenergian osuus hybridijärjestelmästä. Tämä työ sisältää hänen kanssaan yhteistyössä kirjoitettuja osia, joita ovat kappaleet 2 ja 5.

Työn tulosten perusteella hybridijärjestelmä Telecom-mastoille kohdemaissa on 10 vuoden elinkaarseurannan perusteella järkevä toteuttaa, vaikkakin takaisinmaksuajassa arvioiden perusteella ei aivan haluttuun viiteen vuoteen päästäkään. Jatkotoimenpiteenä tulisikin lähteä selvittämään hybridijärjestelmästä kiinnostuneita asiakkaita ja todellisia kohteita, joihin hybridijärjestelmän asentaminen tai asennuttaminen olisi mahdollista ja arvioida järjestelmälle todellista takaisinmaksuaikaa suurempaa markkinointia varten. Myös tuulienergian hyödyntämisen edellytykset osana hybridijärjestelmää tulee tarkoin selvittää kohteessa ennen pientuulivoimaloiden mitoittamista järjestelmään. Tuulisissa kohteissa tuulienergian hyödyntäminen vaikuttaa positiivisesti takaisinmaksu aikaan, kun taas tuuliolosuhteiltaan heikoimmilla alueilla investointikustannuksiansa takia pientuulivoimaloiden lisääminen ei ole järkevää, vaikka ajoittain saataisiinkin hyviä tuotto-lukemia.

---

Asiasanat: uusiutuva energia, hybridi-sähköntuotanto, pientuulivoima, aurinkosähkö, tietoliikennemasto.

## ABSTRACT

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Tampere University of Applied Sciences  
Degree Programme in Building Services Engineering  
Electrical Building Services

KANGAS, JUKKA

Micro Wind Power as Part of a Hybrid Electricity Production System

Bachelor's thesis 56 pages  
May 2015

---

The purpose of this thesis is to improve conditions for Finnwind Oy for execution of hybrid electricity production systems for Telecom-masts outside the power grid. This work examines the energy need for the devices of Telecom-masts, design self-sufficient and independent electricity production hardware. It also examines how different circumstances affect energy need of the masts considering the kinds of challenges in energy production systems. The thesis also determines facts and statistics that should be collected and managed with remote access and what sorts of error and maintenance alarms are needed to guarantee undisturbed activity of the crucial functions of Telecom-masts.

Hybrid electricity production system enables the functioning of Telecom-masts outside the power grid by means of renewable energy sources instead of the current diesel generator. Hybrid system is achieved with solar and wind power and with backup power system to ensure continuous power supply. The basics of wind power in general and the suitability of the current product of Finnwind Oy compared to another supplier's product to the hybrid system were studied. The solar power part of the hybrid system is being reviewed in the thesis *Aurinkovoima osana hybridi-sähköntuotantojärjestelmää* by Elis Keskinen. This thesis includes parts written in cooperation with him in chapters 2 and 5.

According to the results of this work it is reasonable to invest in hybrid system for Telecom-masts in targeted countries based on estimated 10 year lifecycle, exceeding the estimated payback time of five years. Follow-up of this work would be to determine potential customers and real sites for installing the hybrid system and therefore determining real payback time for the system in big scale marketing. Also the conditions for exploitation of wind energy as part of the hybrid system should be carefully researched at the site before dimensioning micro wind turbines in the system. In locations where there is good wind speed the micro wind turbines can effect positively the payback time.

---

Key words: renewable energy, hybrid electricity generation, micro-wind turbine, solar energy, telecommunication mast.

## SISÄLLYS

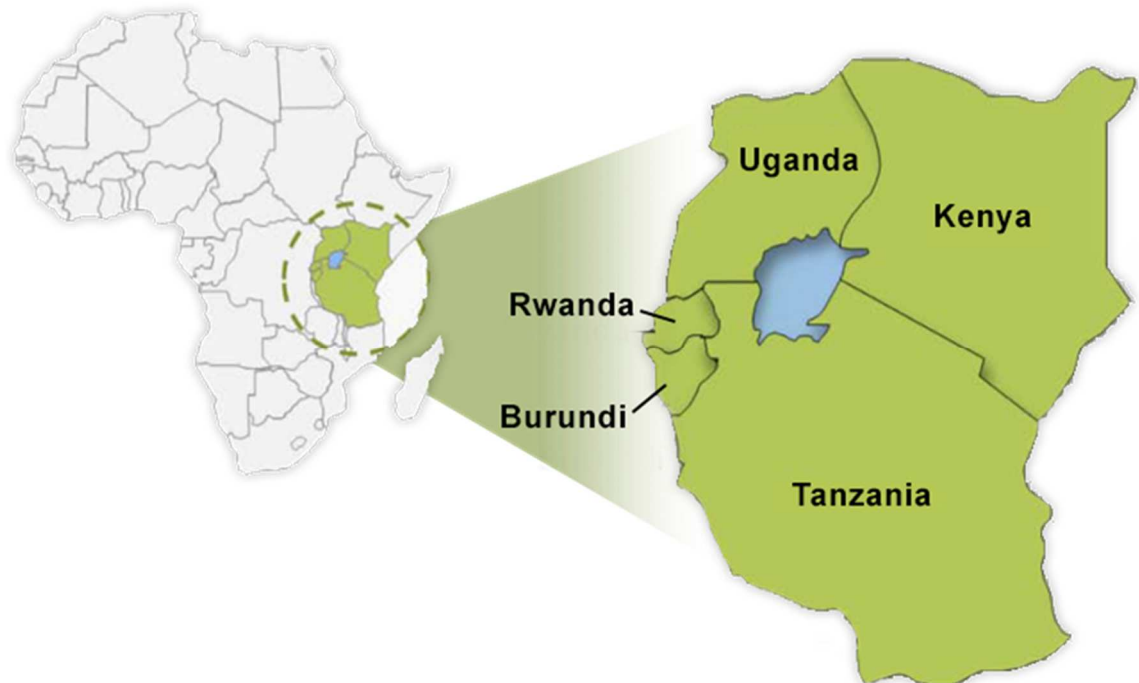
1	JOHDANTO .....	5
2	HYBRIDIJÄRJESTELMÄ-HANKE .....	6
2.1	Telecom-masto .....	7
2.2	Telecom-maston laitteet ja energiankulutus .....	7
3	PIENTUULIVOIMA .....	8
3.1	Tuulivoima yleisesti .....	8
3.2	Hybridijärjestelmän mahdollisia pientuulivoimaloita .....	10
3.3	Toimintaperiaate – Finnwind Tuule -pientuulivoimala.....	10
3.3.1	Suojaus myrskytuulella .....	13
3.3.2	Kytkeminen käyttötarkoituksen mukaan .....	13
3.3.3	Kytkentään tarvittavat oheislaitteet.....	14
3.4	Toimintaperiaate – Fortis Montana -pientuulivoimala.....	19
3.5	Kannattavuus .....	24
4	TUULIENERGIAN POTENTIAALI KOHDEMAISSA.....	27
5	HYBRIDIJÄRJESTELMÄN MITOITUS.....	31
5.1	Akkukapasiteetin tarve .....	31
5.2	Varavoima .....	38
5.3	Mitoitettu voimala – Nairobi.....	39
5.4	Etävalvontajärjestelmä .....	43
5.5	Huolto ja ylläpito.....	45
5.6	Kustannukset .....	46
5.7	Elinkaarikustannukset ja takaisinmaksuaika .....	47
6	JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA .....	50
7	LÄHTEET .....	54

## 1 JOHDANTO

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena on selvittää Finnwind Oy:n hybridihankkeen toteutamisedellytyksiä varten tuulienergian potentiaalia sähköverkon ulkopuolisten telekommunikaatiomastojen hybridijärjestelmän toiseksi energianlähteeksi. Työssä selvitetään kahden eri pientuulivoimalatoimittajan tuotteiden toimintaa ja soveltuvuutta osaksi uusiutuvalla energialla toimivaa energiantuotantojärjestelmää. Työssä tutkitaan tuuliolosuhteita kohdemaista Uganda, Tansania ja Kenia sekä tuulienergian kannattavuutta, milloin tuulivoimalaan investointi on järkevää. Työn tarkoituksena on myös yhteistyönä Elis Keskisen kanssa mitoittaa hybridijärjestelmä valittuun kohteeseen tietyn tehoiselle telekommunikaatiomastolle ottaen huomioon järjestelmän investointi- ja elinkaarikustannukset sekä verrata kustannuksia pelkästään dieselgeneraattorin tuottamalla energialla toimivaan telekommunikaatiomastoon. Elis Keskisen työssä on perehdytty aurinkoenergiaan ja sen potentiaaliin kohdemaissa osana hybridijärjestelmää. Tässä työssä selvitetään myös hybridijärjestelmään vaadittavia etähallintamahdollisuuksia ja ratkaisuja, joita tarvitaan järjestelmän ylläpitämisessä ja seurannassa.

## 2 HYBRIDIJÄRJESTELMÄ-HANKE

Hankkeen tarkoituksena on kehittää itsenäinen etähallittu energiantuotantojärjestelmä verkon ulkopuolisille Telecom-mastoille käyttämällä hyödyksi aurinko- ja tuulienergiaa. Näillä uusiutuville energialähteillä ladataan Telecom-mastoa ylläpitävää akustoa, minkä rinnalla on toiminnan varmistava dieselgeneraattori. Hanke suuntautuu ensisijaisesti kehittyviin maihin, joissa sähköverkko on heikko tai joissa verkkoa ei ole ollenkaan. Pääkohteina ovat muun muassa Afrikassa sijaitsevat maat Uganda, Tansania ja Kenia saman hintatasonsa takia verrattuna Suomeen (Kuva 1.).



KUVA 1. Hybridijärjestelmän pääkohteet Uganda, Tansania ja Kenia Afrikan kartalla (Frontier Strategy Group. 2015.)

Maailmassa on 1-1.5 miljoonaa Telecom-mastoa epäluotettavassa sähköverkossa, joista verkon ulkopuolisia mastoja on noin 640 000 kappaletta. (Saviva Research, toukokuu 2013.) Näistä verkon ulkopuolisista mastoista kaksi on Suomessa. Suurin osa verkon ulkopuolisista mastoista toimii dieselgeneraattoreilla, jotka kuluttavat polttoainetta noin 1500 litraa kuukaudessa. Tämä tarkoittaa, että maston luona on käytävä 10 – 11 päivän välein ylläpitämässä ja tankkaamassa laitteistoa. Ylläpitokustannuksia lisää myös generaattorin uusiminen kolmen – viiden vuoden välein. (Saviva.)

Aurinko- ja tuulivoimalla saadaan lähes huoltovapaa sähköntuotantojärjestelmä. Aurinkopaneelit eivät käytännössä tarvitse huoltoa ja tuulivoimalaakin huolletaan vain harvoin. Akuston elinikä on akkutekniikasta riippuen myös noin 10 vuotta oikeanlaisella lataussyklillä ja oikeanlaisessa käyttölämpötilassa.

## 2.1 Telecom-masto

Telecom- eli telekommunikaatiomasto sisältää erinäisiä langattomaan viestintään ja tiedonsiirtoon liittyviä laitteita ja laitekokonaisuuksia. Mastot pitävät yllä paikallisia ja sitä kautta maailmanlaajuisia langattomia viestintäyhteyksiä. Uusiutuvalla energialla toimivia telekommunikaatiomastoja on toiminnassa jo noin 55 000 kappaletta (Saviva.) (Kuva 2.).



KUVA 2. Uusiutuvalla energialla toimiva telekommunikaatiomasto (UGE. 2015.)

## 2.2 Telecom-maston laitteet ja energiankulutus

Suomessa tyypillisen maston laitteiston tehon tarve on 3 – 4 kW. Kulutus pysyy pääsääntöisesti vakiona, mutta kuumimpina kesäpäivinä jäähdytyksen lisäämiseksi ilmanvaihtoa täytyy tehostaa (Elisa.). Tyypillinen verkon ulkopuolinen masto on teholtaan 2 – 8,5 kW (Saviva.). Jäähdytykseen tarvittava energia kohdemaissa on huomattavasti suurempi kuin Suomen olosuhteissa. Tämä lisää kulutuspiikkejä päivisin ympäri vuoden.

### 3 PIENTUULIVOIMA

Pientuulivoimala on määritelmän mukaan voimala, jonka potkurin pinta-ala on alle 200 neliötä, joka tarkoittaa käytännössä nimellisteholtaan alle 50 kW laitetta. (Motiva. 24.7.2014) Tuulivoima on tuulen liike-energian muuntamista sähköksi. Liike-energia saadaan muutettua sähköksi generaattorin akselissa kiinni olevien lapojen välityksellä.

#### 3.1 Tuulivoima yleisesti

Tuulivoimala tuottaa energiaa hidastamalla tuulta. Jotta voimalan hyötysuhde olisi 100 %, tulisi sen hidastaa myös 100 % siihen kohdistuneesta tuulesta. Tällöin roottorin pitäisi kuitenkin olla kiinteä levy, jolloin tarvittavaa pyörimisliikettä ei syntyisi, eikä tuulen kineettistä energiaa pystyisi muuttamaan sähköenergiaksi. Jos taas potkurissa olisi vain yksi lapa, suurin osa tuulienergiasta ohittaisi voimalan, jolloin tuulen kineettistä energiaa ei pystytä tehokkaasti hyödyntämään (Kidwind. 2015.). Yksilapaisessa potkurissa pitää myös olla vastapaino, jotta se olisi tasapainossa mahdollistaen sen pyörimisen. Tehokkain tuulivoimalan potkurityyppi on kolmilapainen potkuri, jolla pystytään saamaan paras tehokerroin (Energylopedia. 2015.)

Teoreettinen akseliteho lasketaan tuulivoimaloille kaavalla 1,

$$P_a = 0,5 * \rho * \pi * r^2 * v^3 * C_p \quad (1)$$

jossa

$\rho$  = ilman tiheys (1,2 - 1,3 kg/m<sup>3</sup>)

r = propellin säde (m)

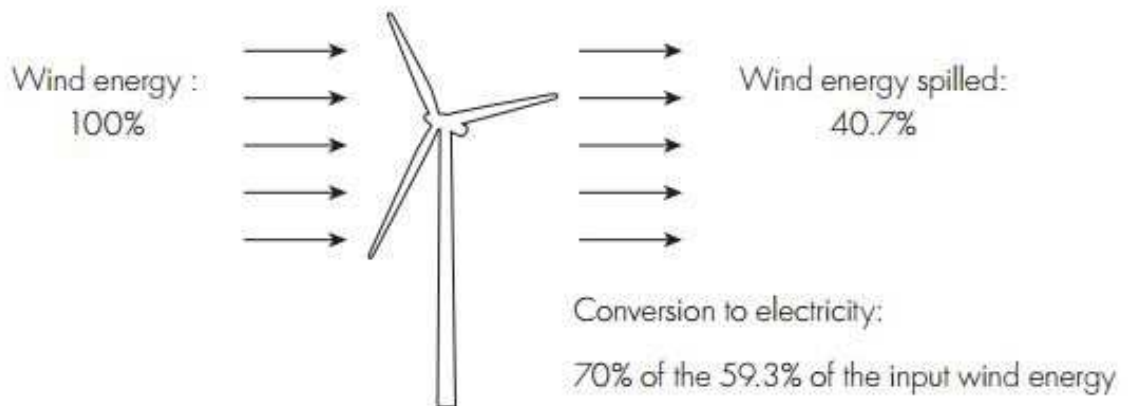
v = tuulen nopeus (m/s)

$C_p$  = roottorin tehokerroin (lavoista riippuva)

Tehokerroin  $C_p$  kertoo, kuinka tehokkaasti tuulivoimala pystyy muuttamaan tuulienergian sähköenergiaksi. Tehokerroin voidaan laskea yksinkertaisesti jakamalla turbiinilla tuotettu sähköenergia tuulessa kokonaisuudessaan käytössä olevalla energialla. Kuitenkin Betzin lain mukaan mikään tuulivoimala ei pysty muuttamaan tuulen kineettistä energiaa mekaaniseksi roottoria pyörittäväksi energiaksi kuin enintään 59,3 %. Tätä kutsutaan niin sanotuksi Betzin rajaksi. (Wikipedia. 2015.) Näin ollen jos tuulivoimala

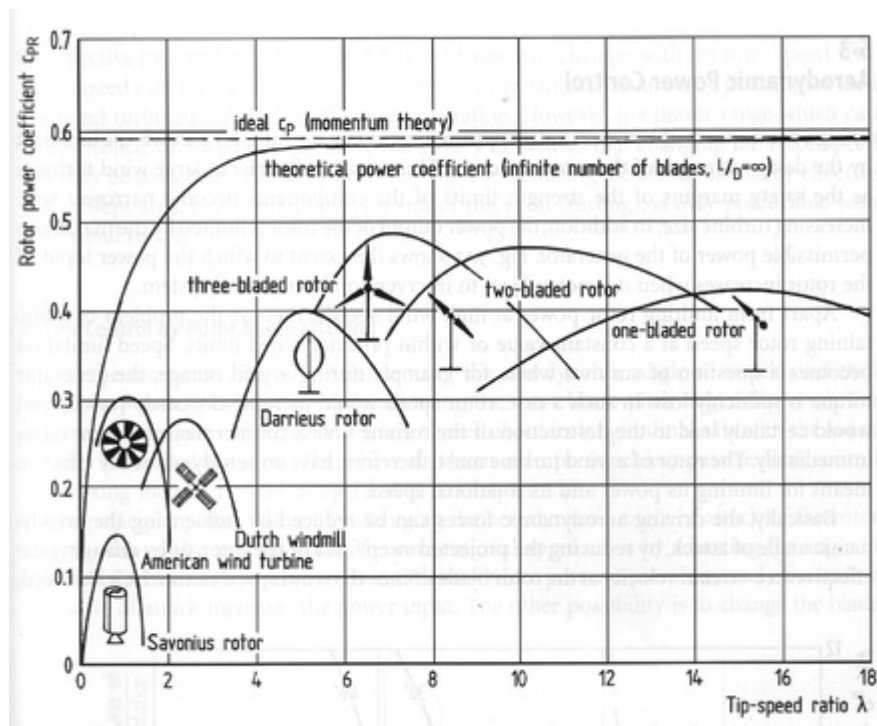


muuntaa Betzin teoreettisesta maksimista tuulienergiaa 70 % sähköksi, muodostuu  $C_p$  kertoimeksi  $0,7 * 0,593 = 0,415$  (Kuva 3.).



KUVA 3. Tuulivoimalan  $C_p$  kerroin ja Betzin laki (Kidwind. 2015.)

Tehokertoimet lasketaan lavoiltaan erityyppisille tuulivoimaloille erikseen (Kuva 4.). Kuvan 4 pystyakselilla on saatu tehokerroin suhteessa kuvan vaakakselilla olevaan lapojen kärkien nopeuden ja tuulennopeuden suhteeseen. Kuvaajien huippupiste on ideaalinen tehokerroin kullekin potkurityypille.



KUVA 4. Tuulivoimaloiden  $C_p$  tehokertoimet potkurityypeittäin (Energypedia. 2015.)

Lapojen kärkien nopeuden suhde tuulennopeuteen (Tip-Speed-Ratio, TSR) tulisikin siis pitää koko ajan optimaalisena parhaimman tehokertoimen saamiseksi. Suhdetta voidaan säätää hyvällä kuormitussäätimellä, joka säätää tuulivoimalan generaattorin kuormitus-

ta. Kuormitusta kasvattamalla roottori ei pääse pyörimään yhtä vapaasti, kuin tuulennopeuden nousu voisi sitä pyörittää.

### **3.2 Hybridijärjestelmän mahdollisia pientuulivoimaloita**

Markkinoilla on tällä hetkellä lukuisia pientuulivoimaloita, mutta harva toimittaja on saanut voimalansa toimimaan optimaalisesti ja tuottamaan riittävästi hyödynnettävää sähköenergiaa. Hybridijärjestelmää varten tarkastelun kohteiksi valittiin kaksi tehoiltaan lähes samankaltaista pientuulivoimalaa, joita ovat Zeelandin testissä hyvin menestynyt Fortis Montana 5 kW tuulivoimala (Zeeland. 2015.) sekä yrityksen oma Finnwind Tuule 4 kW tuulivoimala (Finnwind. 2015.).

### **3.3 Toimintaperiaate – Finnwind Tuule -pientuulivoimala**

Tuulivoimalan potkurissa on kolme lapaa. Potkurin halkaisija on viisi metriä, joka tarkoittaa pyörähdyspinta-alana 20 m<sup>2</sup>. Potkuri on kiinnitetty neljän kilowatin generaattoriin. Puumaston korkeus voi olla yhdeksän, 18 tai jopa 27 metriä. Masto on tuettu maahan neljään suuntaan kiinnitetyillä harusvajereilla (Kuva 5.).

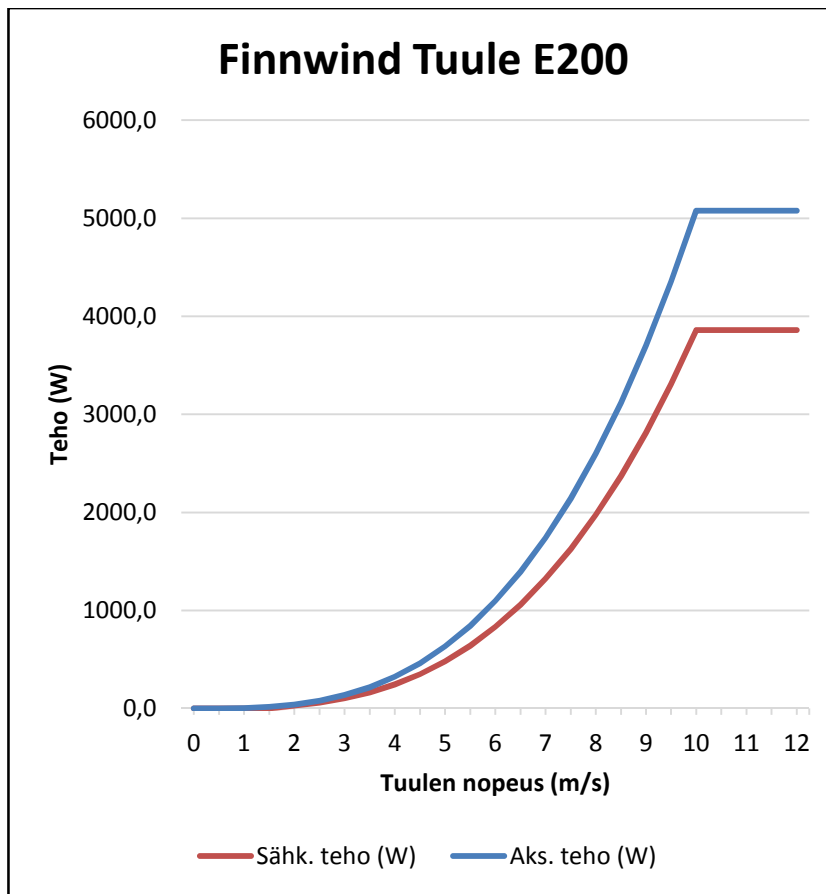


KUVA 5. Finnwind Tuule -pientuulivoimala katolla 18 metrin mastolla (Kuva: Jukka Kangas 2014)

Tuule-pientuulivoimalan käyntiinlähtötuulennopeus on 2,1 m/s ja nimellisteho saavutetaan tuulennopeuden ollessa noin 10 m/s. Generaattorin maksimipyörimisnopeus on 280 kierrosta minuutissa.

Finnwind Tuule -pientuulivoimalan akselitehoksi nimellisarvoilla kaavalla 1 saadaan noin 5000 W olettaen  $C_p$  kertoimen pysyvän hyvällä 0,40 tasolla. Teoreettinen sähköteho on valmistajan antamalla hyötysuhteella 0,76 noin 3900 W. Taulukossa 1 on esitetty tehon riippuvuus tuulennopeudesta, missä sininen käyrä kertoo teoreettisen akselitehon ja punainen käyrä teoreettisen sähkötehon.

TAULUKKO 1. Finnwind Tuule -pientuulivoimalan teho eri tuulenopeuksilla



Todelliset tuotot tuulivoimalalle saadaan tarkastelemalla valmistajan antamia energiantuottoarvoja. Taulukossa 2 on esitetty kuukausittaiset energiantuotot eri tuulenopeuksilla. Taulukon tuottoja vertaamalla asennuskohteen todellisiin tuulenopeuksiin voidaan arvioida vuotuinen energiantuotto. Esimerkiksi keskituulenopeudella 6 m/s vuotuisesti tuotoksi saadaan noin 8,4 MWh.

TAULUKKO 2. Finnwind Tuule -pientuulivoimalan todellinen tuotto (Finnwind. 2015.)



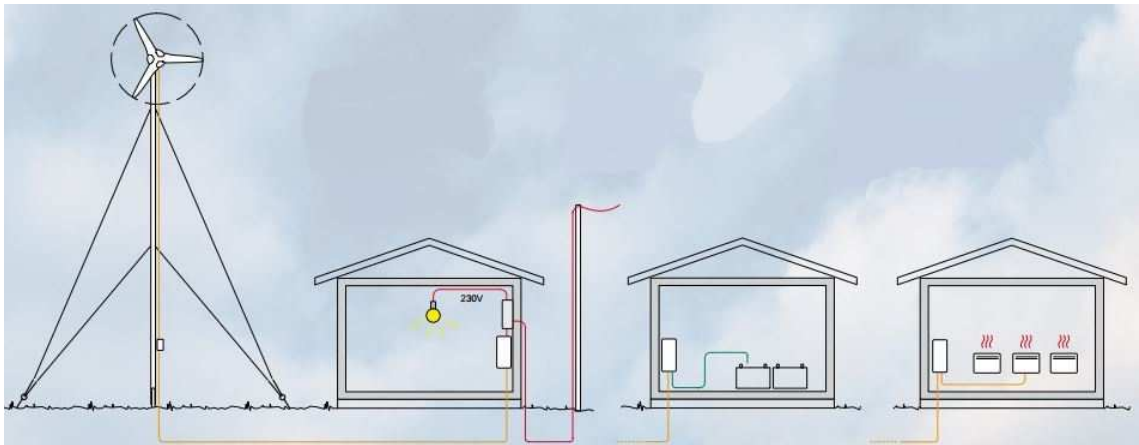
### 3.3.1 Suojaus myrskytuulella

Tuulivoimaloissa pitää olla suojausmekanismi, joka suojaa tuulivoimalaa ylimääräisiltä mekaanisilta rasituksilta ja estää generaattoria ylikuormitukselta, kun tuulen nopeus kasvaa voimalan nimellistä nopeutta suuremmaksi. Pienimmissä voimaloissa tämä on toteutettu erillisellä jarrulla tai mekaanisesti kääntämällä potkuria pois tuulesta.

Kovalla myrskytuulella Finnwind Tuule -pientuulivoimalan peräsimen mekanismi kääntyy tuulen paineesta ja kääntää näin ollen potkuria pois tuulesta. Tätä mekanismia sanotaan myrskysuojaksi. Voimalan pyörimistä voidaan jarruttaa oikosulkujarrulla mastossa olevalla kytkimellä. Tällöin generaattorin navat kytketään oikosulkuun, jolloin potkurin pyöriminen hidastuu tai pysähtyy esimerkiksi huoltotoimenpiteitä varten.

### 3.3.2 Kytkeminen käyttötarkoituksen mukaan

Pientuulivoimalalla voi olla monta eri käyttötarkoitusta, kuten suora sähkön tuotto, akkujen lataus tai vastuksien lämmitys (Kuva 6.). Valtakunnan sähköverkkoon kytketyssä suoraan sähköntuottoon tarkoitettussa pientuulivoimalassa tarvitaan maakohtaiset turvallisuusstandardit täyttävää verkkoinvertteriä.



KUVA 6. Pientuulivoimalan eri käyttötarkoituksia (Finnwind. 2015.)

Verkkoinvertteri muuntaa generaattorilla tuotetun sähköenergian sähköverkkoon syötettävään muotoon. Invertteri on kytketty kiinteistön kulutuspuolelle, josta sähköenergia ohjautuu automaattisesti kulutuslaitteille, mikäli kuormaa on käytössä. Muussa tapauksessa tuotettu energia siirtyy valtakunnan sähköverkkoon. Esimerkiksi sähköverkon ulkopuolisissa kohteissa sähköä on mahdollista varastoida myös akkuihin lataussäätimen välityksellä tai ohjata suoraan lämmitysvastuksiin lämmityssäätimellä. Vastukset voivat olla suoraan esimerkiksi vesivaraajassa.

### 3.3.3 Kytkentään tarvittavat oheislaitteet

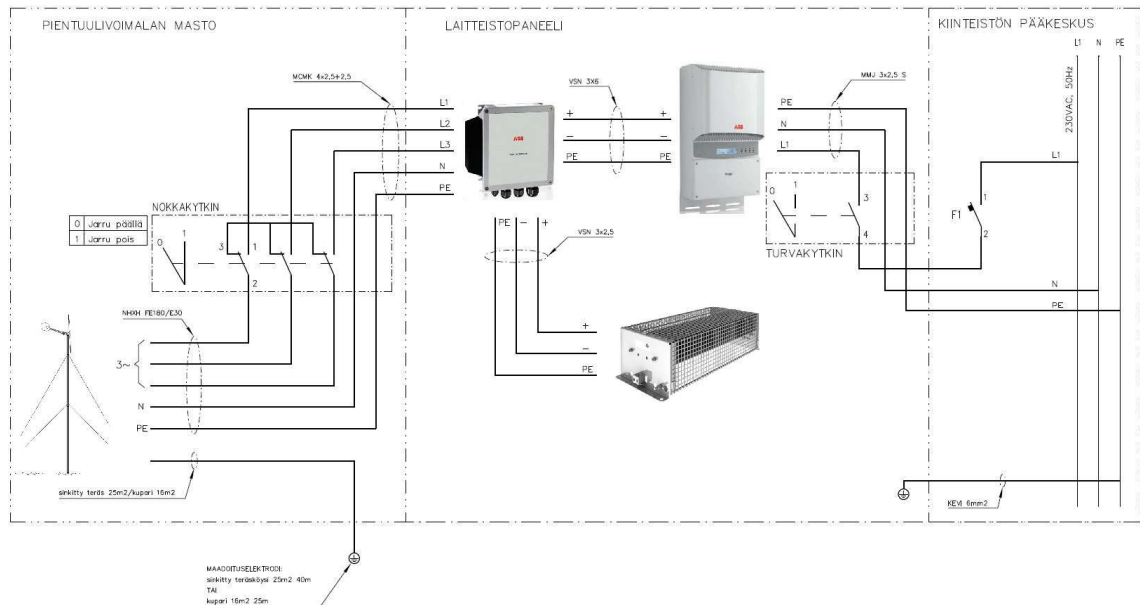
Käyttötarkoituksesta ja näin ollen kytkentätavasta riippuen tarvitaan Tuule-pientuulivoimalan käyttöön kytkemiseksi erilaisia oheislaitteita. Verkkoon kytketyssä Tuule E200 -pientuulivoimalassa pääkomponentteja ovat ABB:n yksivaiheinen verkkoinverterti, ABB:n tuulivoimalan liitälaitte (ABB. 2015.) sekä kuormitusvastus (Heine Resistors. 2015.). Komponentit ovat valmiiksi kytkettyinä mukana toimitettavassa laitteistopaneelissa tuulivoimalan ja sähköverkon liitälaitteita varten (Kuva 7.).



KUVA 7. Kaksi Tuule E200 -tuulivoimalan verkkoon kytkentä laitteistopaneelia (Kuva: Jukka Kangas 2014)

Laitteistopaneelissa pientuulivoimala liittyy inverteriin liitälaitteella. Liitälaitte tasasuuntaa pientuulivoimalalla tuotetun epätasalaatuisen kolmivaiheisen sähköenergian ja syöttää näin inverteriä. Liitälaitte myös suojaa tuulivoimalan generaattoria ylikuormittumiselta asetetun jänniteylärajan jälkeen. Nimellistuulenopeuden ylittyessä ja tällöin jänniteylärajalta mentäessä liitälaitte ohjaa tuulivoimalalle lisää kuormaa kytketyn kuormitusvastuksen kautta, jolloin tuulivoimalan pyörintä hidastuu. Tämä suojaus toimii myös sähkökatkoksen aikana, kun verkkoinverterti ei pysty kuormittamaan tuulivoimalaa. Verkkoinvertertiin ohjelmoidaan tuulivoimalalle laskettu kuormituskäyrä,

joka oikein mitoittettuna kuormittaa tuulivoimalan generaattoria pitäen tehokertoimen ja täten tuoton eri tuulenopeuksilla optimaalisena. Verkkoinvertteri kytketään luokse päästävässä olevan turvakytkimen sekä johdonsuojakatkaisijan kautta kiinteistön sähköverkkoon kytkentäkaavion mukaisesti (Kuva 8.).



KUVA 8. Verkkoon kytketyn Tuule E200 -pientuulivoimalan kytkentäkaavio (Jukka Kangas, Finnwind 2015.)

Tuulivoimalan koneisto maadoitetaan maadoituselektrodilla suoraan maahan maston läheisyydessä. Laitteistopaneeli maadoitetaan erillisellä potentiaalintasausjohtimella kiinteistön päämaadoituskiskoon.

Akkuja lataavassa Tuule C200- sekä lämpöä tuottavassa Tuule H200 -pientuulivoimalassa laitteistopaneelit ovat samankaltaisia (Kuva 9.). Tuule E200 -pientuulivoimalaan verrattuna verkkoinvertteri on korvattu akkuja lataavalla TriStar MPPT -lataussäätimellä (Morningstar. 2015.) tai lämmitysvastuksia ohjaavalla lämmityssäätimellä. Hybridijärjestelmän kannalta oleellisimpia ovat verkkoon tahdistuva- tai akkuja lataava pientuulivoimala riippuen valitusta telekommunikaatiomastoa syöttävästä verkosta, joten tässä työssä ei perehdytä Tuule H200 -laitteistopaneelin komponentteihin.

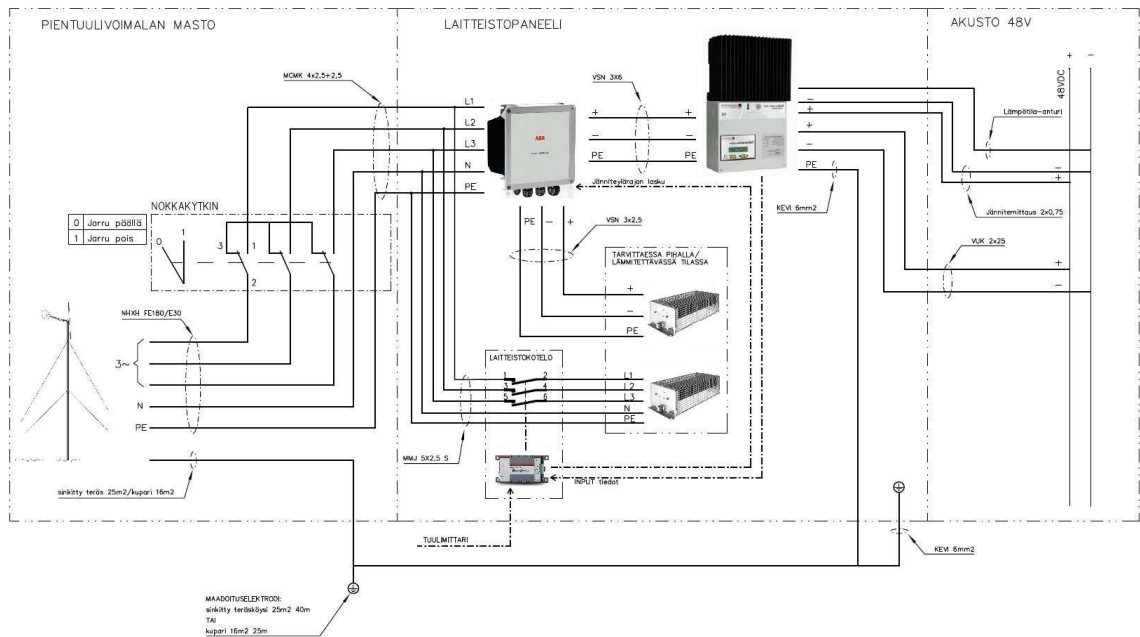




KUVA 9. Vasemmalla Tuule H200 -ja oikealla Tuule C200 -pientuulivoimalan laitteistopaneelit (Finnwind. 2014.)

Tuule C200 -pientuulivoimala liitetään lataussäätimeen Tuule E200 -pientuulivoimalan tavoin myös ABB:n tuulivoimalan liitäntälaitteella. Ylikuormitussuojauksessa käytetty kuormitusvastus on myös kytketty liitäntälaitteeseen. Lataussäädin lataa tuotetulla sähköenergialla siihen liitettyä akustoa, kun tuulienergiaa on saatavilla. Lataussäätimeen on myös mahdollista parametroida tuulivoimalan optimaalinen kuormituskäyrä. Akkujen ollessa täynnä, eli kun kuormaa ei ole ja tuulivoimala pääsee vapaasti pyörimään, ohjataan releyksikön (Morningstar. 2015.) avulla tuulennopeuden mukaan asteittain lisävasuksia päälle, jolloin estetään vapaasti pyöriminen ja näin ollen turhan melun syntyminen myös pienemmillä tuulennopeuksilla. Releyksikön avulla voidaan myös laskea liitäntälaitteeseen asetettua jänniteylärajaa, jolloin voidaan kuormitusvastus ohjata myös aikaisemmin päälle. Releyksiköllä ohjataan myös dieselgeneraattorin toimintaa, kun akuston varaustila laskee alle sallitun, eikä tuulta ole saatavilla. Generaattori on kytketty samaan lataussäätimeen, joten erillistä laturia ei välttämättä tarvita. Laitteet on kytketty laitteistopaneelissa kytkentäkaavion mukaan (Kuva 10.).

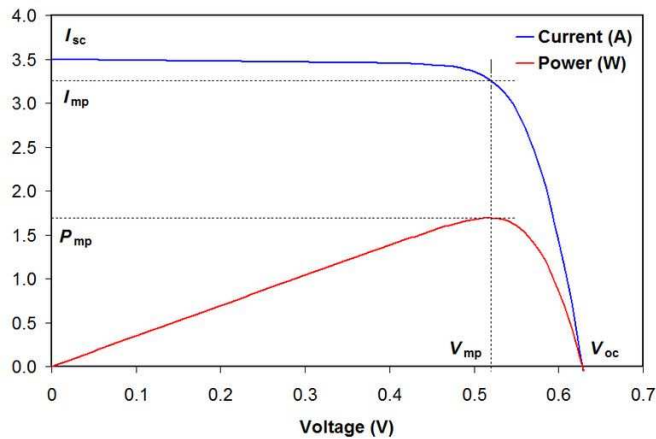




KUVA 10. Akkuja lataavan Tuule C200 -tuulivoimalan kytkentäkaavio (Jukka Kangas, Finnwind 2015.)

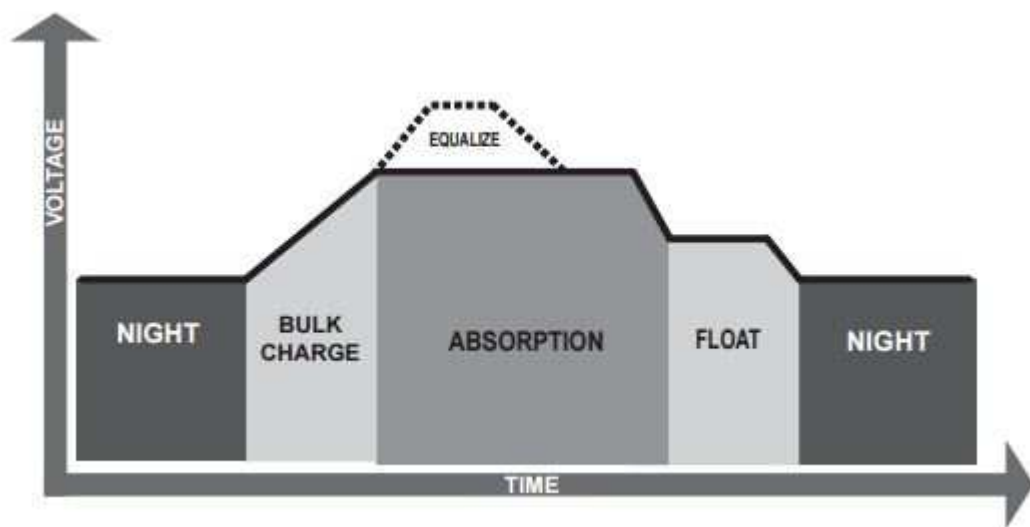
Kuormitusvastus hybridijärjestelmän tapauksessa on hyvä asentaa laitteistopaneelin sijaan ulos, kuten lisävastuskin, jolloin estetään ylimääräinen lämmöntuotto laitteilassa. Kolmivaiheisella lisävastuksella voidaan muussa tapauksessa suoraan lämmittää esimerkiksi vettä vesivaraajassa. Releyksikköön voidaan kytkeä myös tuulimittari, jonka tiedot voidaan lukea tietoverkkoon kytketystä lataussäätimestä. Kaikki hybridijärjestelmän lataussäätimet voidaan kytkeä samaan Ethernet-tietoverkkoon, jolloin etähallinta-järjestelmän suunnittelu ja käyttö on vaivattomampaa.

Akkuja lataava MPPT (Maximum Power Point Tracking) -tekniikalla varustettu lataussäädin mittaa liitäntälaitteelta tulevaa jännitettä ja virtaa ja laskee näiden perusteella maksimaalista tehopistettä. Toiminnasta voidaan piirtää havainnollistava I-V-käyrä (Kuva 11.), jossa siniseltä virtakäyrältä otetut pisteet on kuvattu pystyakselin virran ja vaak-akselin jännitteen kertolaskuna punaisella tehokäyrällä. Periaatekuvassa maksimi tehopiste on saatu kohdassa, jossa jännite on noin 0,51 V ja virta noin 3,25 A, joka on tehokäyrän huippupiste.



KUVA 11. Sinisellä viivalla I-V-käyrä sekä punaisella viivalla tehokäyrä (Wikimedia. 2015.)

MPPT-tekniikka mahdollistaa uusiutuvalla energialla tuotetun sähköenergian maksimaalista hyödyntämistä sääolosuhteiden vaihdellessa. Maksimaalisella latausteholla lataussäädin muuntaa jännitteen akustolle sopivaksi ja lataa näin sopivalla virralla akustoa. Lataussäätimessä on neljä eritasoista latausmenetelmää (Kuva 12.).



KUVA 12. Lataussäätimen neljävaiheinen akuston lataus (Morningstar. 2015.)

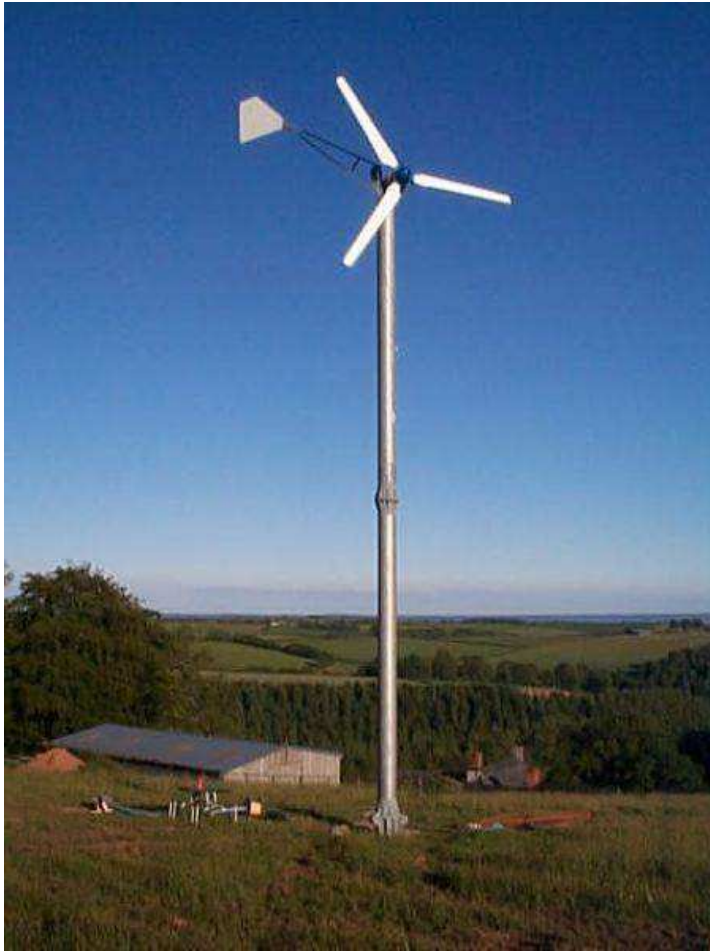
Bulk-lataustasolla akusto ei ole 100 % täynnä, vaan lataus on käynnissä. Absorbitiontasolla akusto on täynnä ja lataussäädin pitää akuston jännitteen vakiona. Float-tason tarkoituksena on suojata akustoa pitkäaikaiselta yllilataukselta, jolloin sallitaan akuston jännitteen lasku. Ajoittain suoritettua Equalize-lataustason tarkoituksena on tasata yksittäisen akun eri kennojen varaukset keskenään nostamalla latausjännite huomattavasti normaalia latausjännitettä suuremmaksi, joka näin ollen parantaa akun pitkäikäisyyttä ja

varastointikykyä (Morningstar. 2015.) Hybridijärjestelmässä voi olla useita rinnakkain toimivia lataussäätimiä, jolloin eri lataustasot ja niiden ajoitukset pitää ohjelmoida lataussäätimillä keskenään yhteensopiviksi. Tasojen merkitykset, ajoitukset ja pituudet ovat myös riippuvaisia akuston tyypistä.

Hybridivoimalasta mastoa syöttäväksi verkoksi voidaan valita joko saarekeverkkoinvertterillä akustosta kytketty oma 230 V ja 50 Hz sähköverkko, johon tuulivoimala kytkeytyy verkkoinvertterillä, tai suoraan akustosta muuntajilla toteutettu maston sähköenergian syöttö, johon tuulivoimala liitetään suoraan akuston lataussäätimellä. Tässä työssä mitoitettu järjestelmä toteutetaan lataussäätimien avulla, koska latausvirroiltaan riittävän suurta saarekeverkkoinvertteriä suunnitellulle mitoituskohteen mastolle ja sen tehovaatimuksille ei ole saatavilla.

### **3.4 Toimintaperiaate – Fortis Montana -pientuulivoimala**

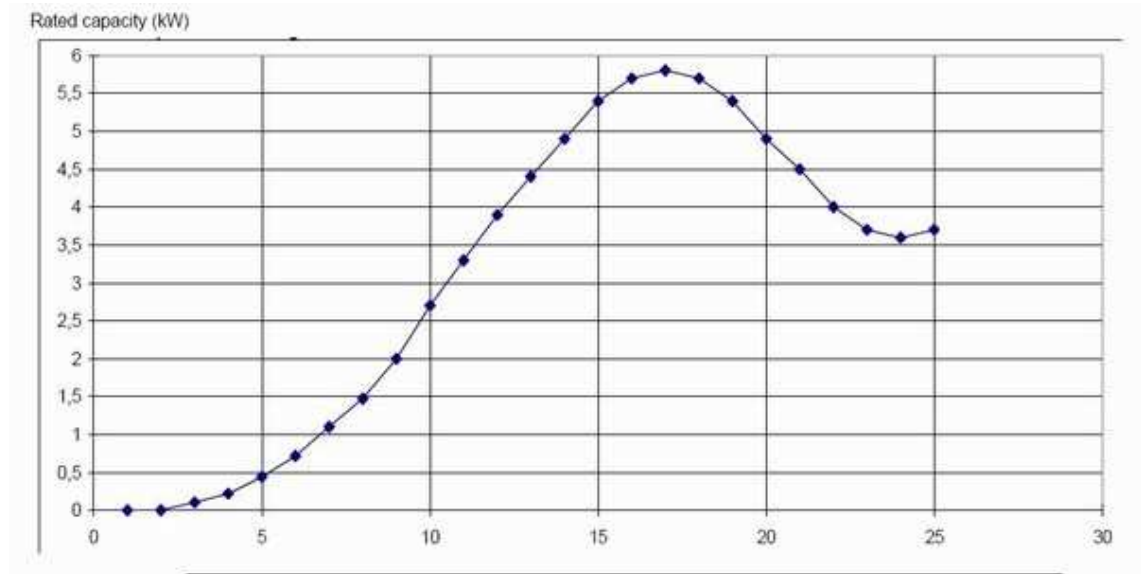
Kolmelapaisen Fortis Montana -pientuulivoimalan (Kuva 13.) potkurin halkaisija on viisi metriä. Pyörähdyspinta-ala on siis sama 20 m<sup>2</sup> kuin Tuule-pientuulivoimalassa. Erona kuitenkin on isompi 5,8 kW generaattori, joka saavuttaa maksimitehonsa 17 m/s tuulennopeudessa. Käyntiinlähtönopeus on 2,5 m/s. Generaattorin toimintapyörimisnopeus on 120 – 450 kierrosta minuutissa. Mastona on harustettu tai itsestään seisova teräsputki, jonka korkeus vaihtelee 12 – 24 metrin välillä. Myrskysuojaus on toteutettu Tuule-pientuulivoimalan tavoin kääntyvällä peräsimellä. (FORTIS Wind Energy. 2015.).



KUVA 13. Fortis Montana -pientuulivoimala (Nordic Folkecenter. 2015.)

Fortis Montana -pientuulivoimalan tuottoarvojen riippuvuus tuulennopeudesta on esitetty valmistajan antamassa taulukossa (Taulukko 3.). Vaaka-akselilla on ilmoitettu tuulennopeus metreinä sekunnissa ja pystyakselilla teho kilowatteina.

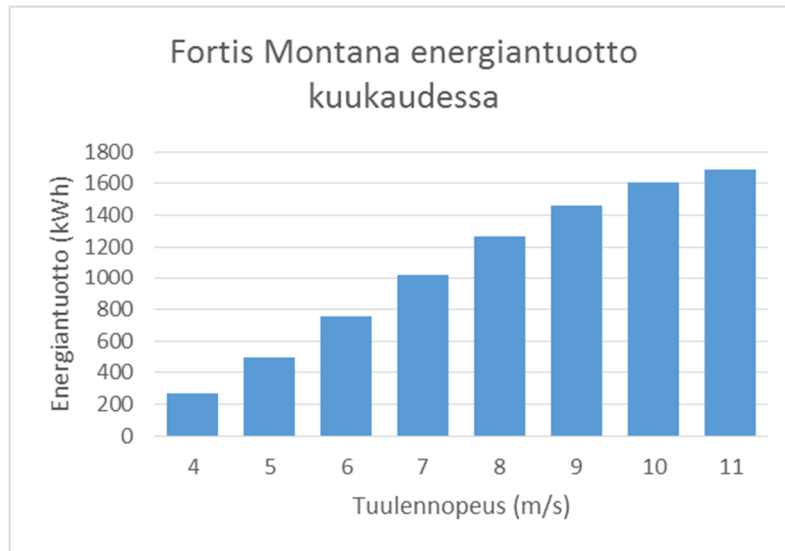
TAULUKKO 3. Fortis Montana -pientuulivoimalan teho eri tuulennopeuksilla, vaakakselilla tuulennopeus m/s (FORTIS Wind Energy. 2015.)



Vertaamalla tehoja ja tuulennopeuksia Tuule-pientuulivoimalan taulukon 1 (s.12) arvoihin huomataan, että tuulennopeuden ollessa välillä 5 – 10 m/s jäävät Montanan tehoarvot selvästi heikommiksi. Esimerkiksi tuulennopeuden ollessa Tuule-pientuulivoimalan nimellisnopeudessa 10 m/s, Montana-pientuulivoimalan teoreettinen sähköteho on noin 2700 W, kun taas Tuulen noin 3900 W. Montana ei siis ole niin hyvin optimoitu pienille tuulennopeuksille.

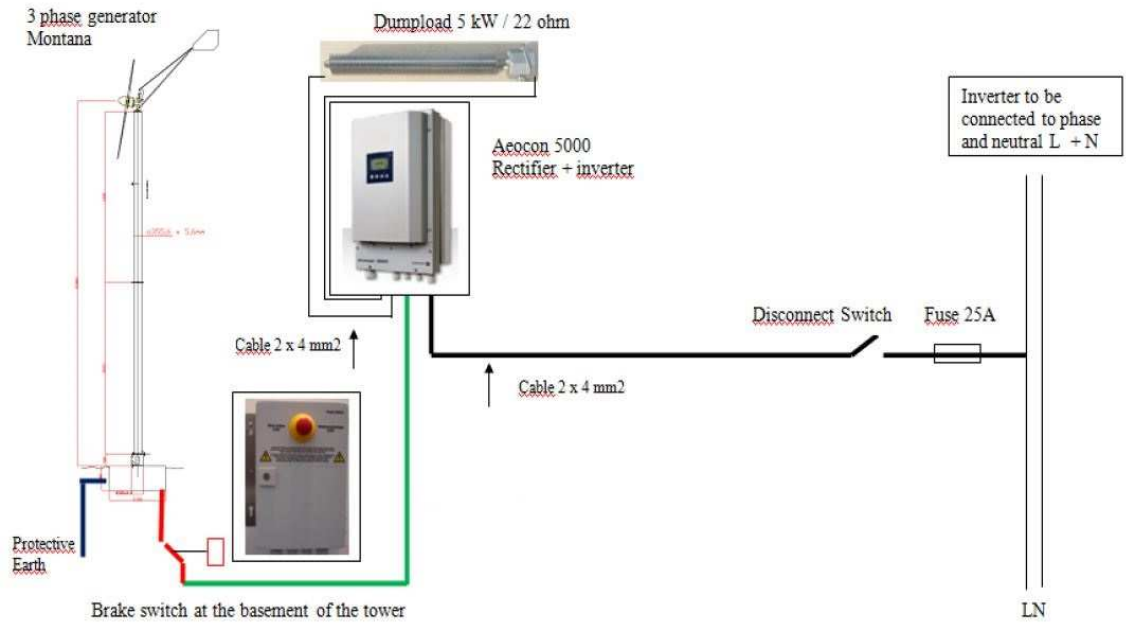
Fortis Montana -pientuulivoimalan todellisista vuosituotoista lasketut energiantuotot kuukaudessa eri tuulennopeuksilla on esitetty taulukossa 4. Vastaavasti verrattuna Tuule-pientuulivoimalan vuotuisen 8,4 MWh energiantuottoon, Montana-pientuulivoimalalla vuotuinen tuotto 6 m/s tuulennopeudella on noin 9,1 MWh.

TAULUKKO 4. Fortis Montana -pientuulivoimalan kuukausittaiset energiantuotot eri tuulennopeuksilla

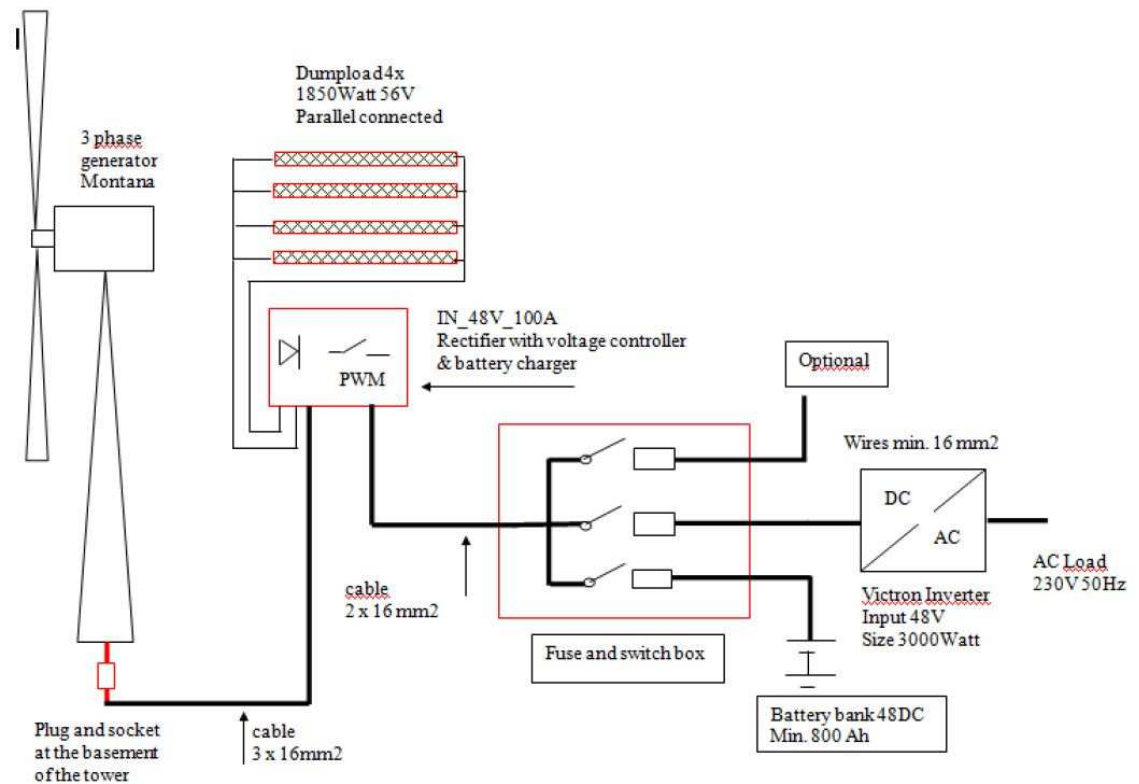


Taulukon 4 tulokset on laskettu Montana-pientuulivoimalan testin (Intertek. 2012.) arvioituista  $1.225 \text{ kg/m}^3$  tuulentiheydellä saaduista vuosituotoista. Testi on suoritettu Intertekin testiasemalla, jossa tuulen tiheys on normalisoitu. Vaikka tehoarvotaulukoiden eroavaisuudet ovat huomattavat, Montana-pientuulivoimalan kuukausituotot ovat kuitenkin hieman parempia verrattuna Tuule-pientuulivoimalaan. Tämä voi osin selittyä sillä, että Montanan energiantuottoarvot on saatu erityisesti pientuulivoimaloiden testaukseen tarkoitettussa testikeskuksessa. Vastaavaa testiä ei vielä tuotekehityksessä olevalle Tuule-pientuulivoimalalle ole suoritettu. Lisäksi Montana-pientuulivoimalan tehoarvotaulukko on valmistajan ilmoittama, eikä ole välttämättä samoilla arvoilla kuin tässä työssä esitetyllä kaavalla 1 ja valmistajan antamilla tiedoilla laskettu Tuule-pientuulivoimalan tehoarvotaulukko. Myös erikokoisilla generaattoreilla on vaikutusta tuloksiin. Yleisesti ottaen edellä mainitut pientuulivoimalat ovat kuitenkin hyvin samankaltaisia lähes samoilla tuottoarvoilla. Pienemmillä tuulennopeuksilla Tuule-pientuulivoimala kuitenkin pystyy toimimaan paremmin kuin Montana-pientuulivoimala.

Montana-pientuulivoimalan verkkoon kytkentä (Kuva 14.) sekä akkuja lataavan järjestelmän kytkentä (Kuva 15.) tapahtuu samalla periaatteella kuin Tuule-pientuulivoimalan. Voimalan kytkentään tarvittavat elektroniikkakomponentit yleensä kuitenkin eroavat toisistaan jokaisella pientuulivoimalavalmistajalla.



KUVA 14. Verkkoon kytkettävän Montana-pientuulivoimalan kytkentäkaavio (FORTIS Wind Energy. 2013.)

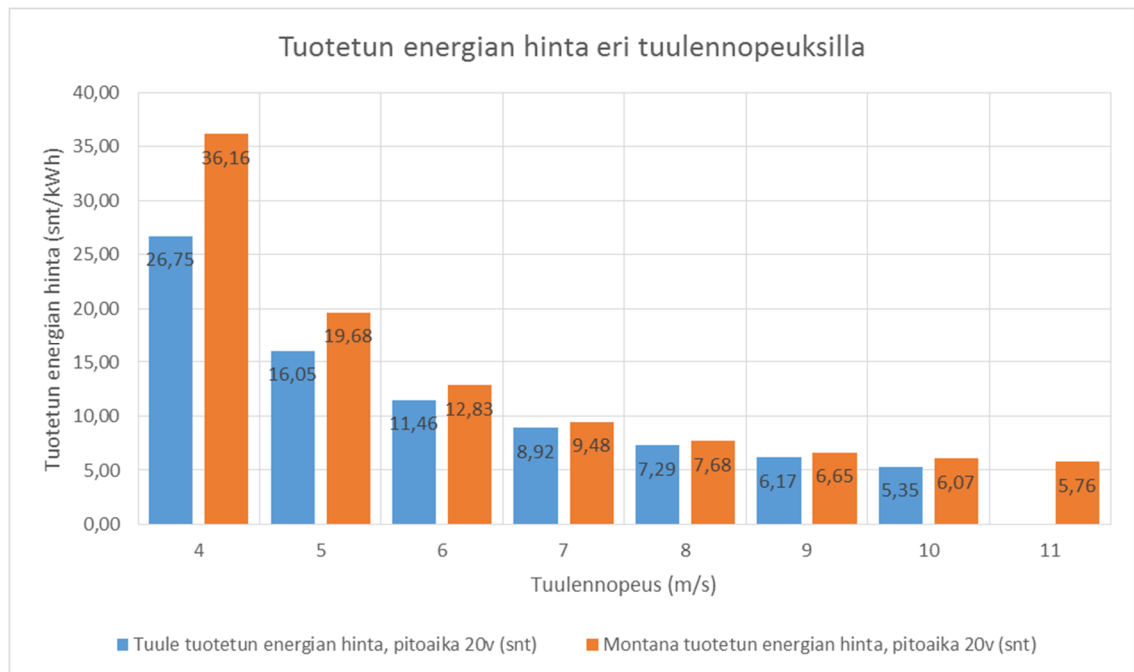


KUVA 15. Montana-pientuulivoimalan akkuja lataavan järjestelmän kytkentäkaavio (FORTIS Wind Energy. 2013.)

### 3.5 Kannattavuus

Jotta tuulivoimalaan investoiminen olisi järkevää, pitää myös tuuliolosuhteiden ja voimalan sijoituspaikan olla mahdollisimman ideaaliset. Tasaisen tuoton saamiseksi ei myöskään riitä, että alueella tuulee vain ajoittain hyviin tuottoihin mahdollistavia luke-mia. Taulukossa 5 on esitetty eri voimaloilla tuotetun energian hinta eri tuulennopeuk-silla 20 vuoden pitoajalla. Laskelmissa käytetty annuittikerroin on laskettu 5 % las-kentakorolla. Finnwind Tuule -pientuulivoimalan arvonlisäveroton järjestelmähinta las-kelmissa on 12 000 euroa ja Fortis Montana -pientuulivoimalan 14 565 euroa. Laskel-missa ei ole otettu huomioon mahdollisia huolto-tai ylläpitokustannuksia.

TAULUKKO 5. Tuotetun energian hinta eri tuulennopeuksilla 20 vuoden pitoajalla

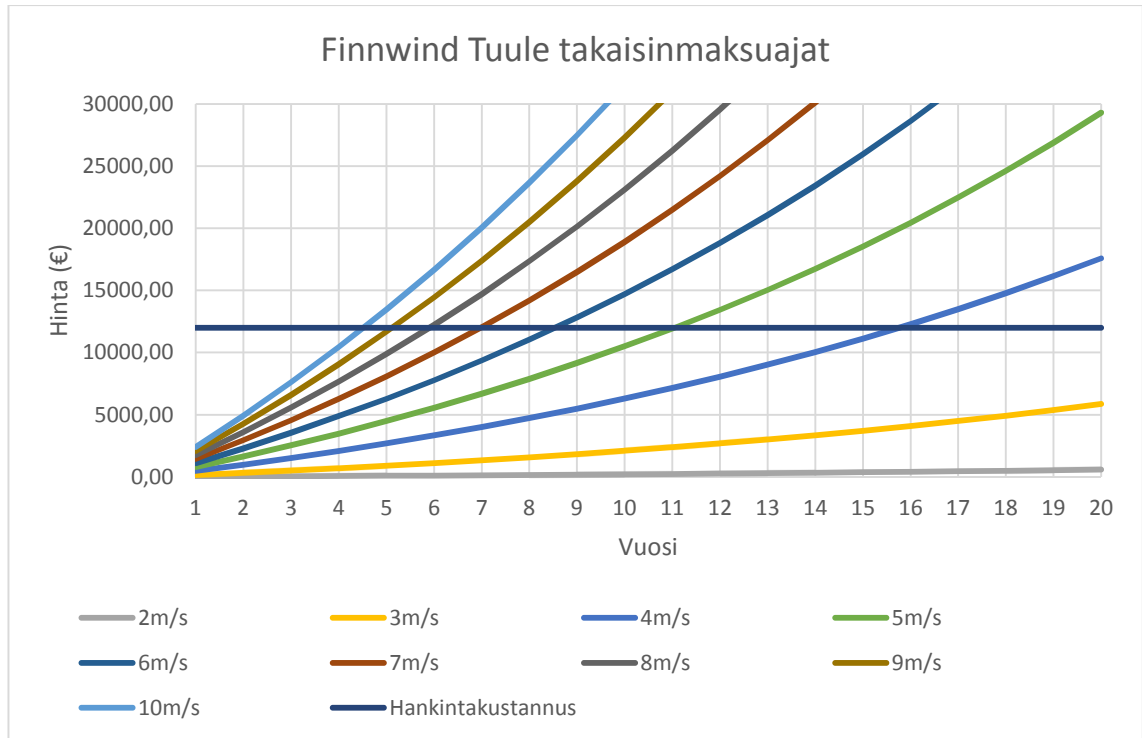


Taulukon 5 tuloksien perusteella voidaan hahmottaa keskituulennopeuksia, joilla asen-nuskohteessa 20 vuoden aikana pitäisi keskimäärin tuulla, jotta päästäisiin energian os-tohintaa edullisempaan sähköntuotantoon. Jos 20 vuoden aikana tuulee keskimäärin 6 m/s, on tuotetun sähköenergian hinta Tuule-pientuulivoimalalla noin 11,46 snt/kWh (alv 0 %) ja Montana-pientuulivoimalalla noin 12,83 snt/kWh (alv 0 %). Samoihin energian-tuottohintoihin päästään esimerkiksi 10 vuoden aikana, jos alueella tuulee keskimääräi-sesti noin 8 m/s.

Takaisinmaksuajat riippuvat täysin tuuliolosuhteista, sähköenergian ostohinnasta sekä pientuulivoimalan investointikustannuksista. Tuule-pientuulivoimalan (Kuva 16.) ja Montana-pientuulivoimalan (Kuva 17.) takaisinmaksuaikojen laskennoissa on käytetty

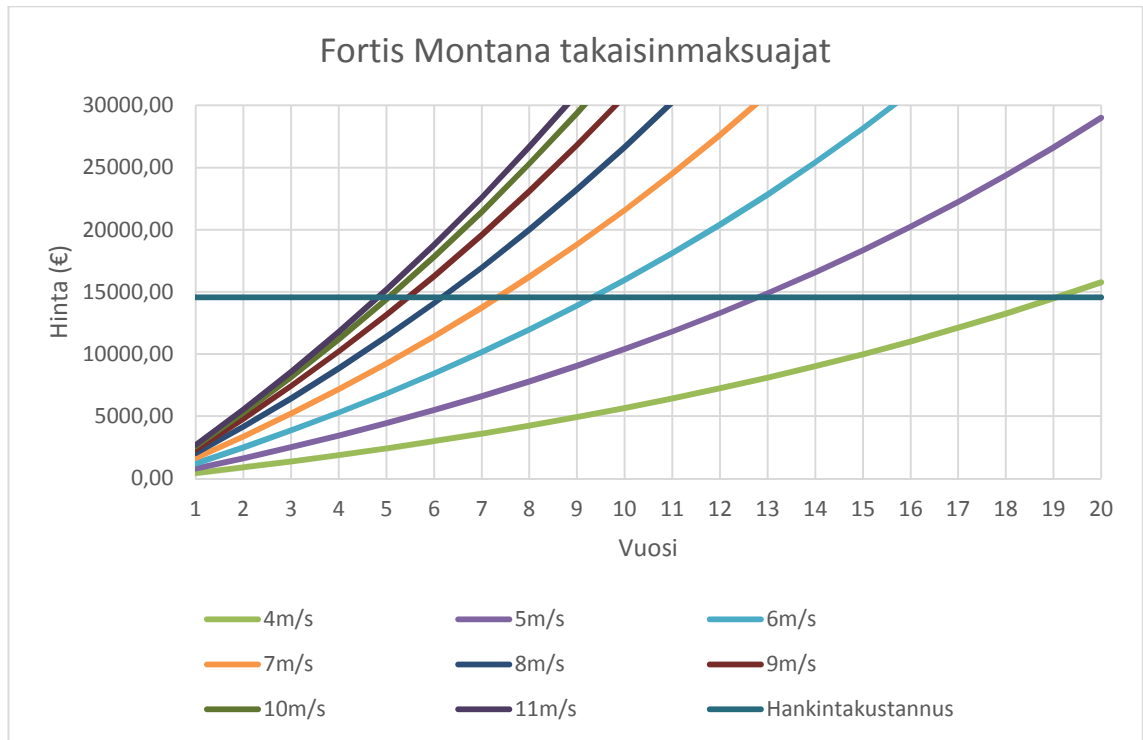


sähköhintaa 13,27 snt/kWh (alv 24 %) (Vatajankosken sähkö. 2015.), sähköhinnan 2 % vuotuista nousua sekä 4 % laskentakorkoa. Hybridijärjestelmän takaisinmaksuaikaa suhteessa diesel-generaattorikäyttöön on laskettu ja arvioitu myöhemmin tässä raportissa.



KUVA 16. Tuule E200 -pientuulivoimalan takaisinmaksuajat eri tuulennopeuksilla

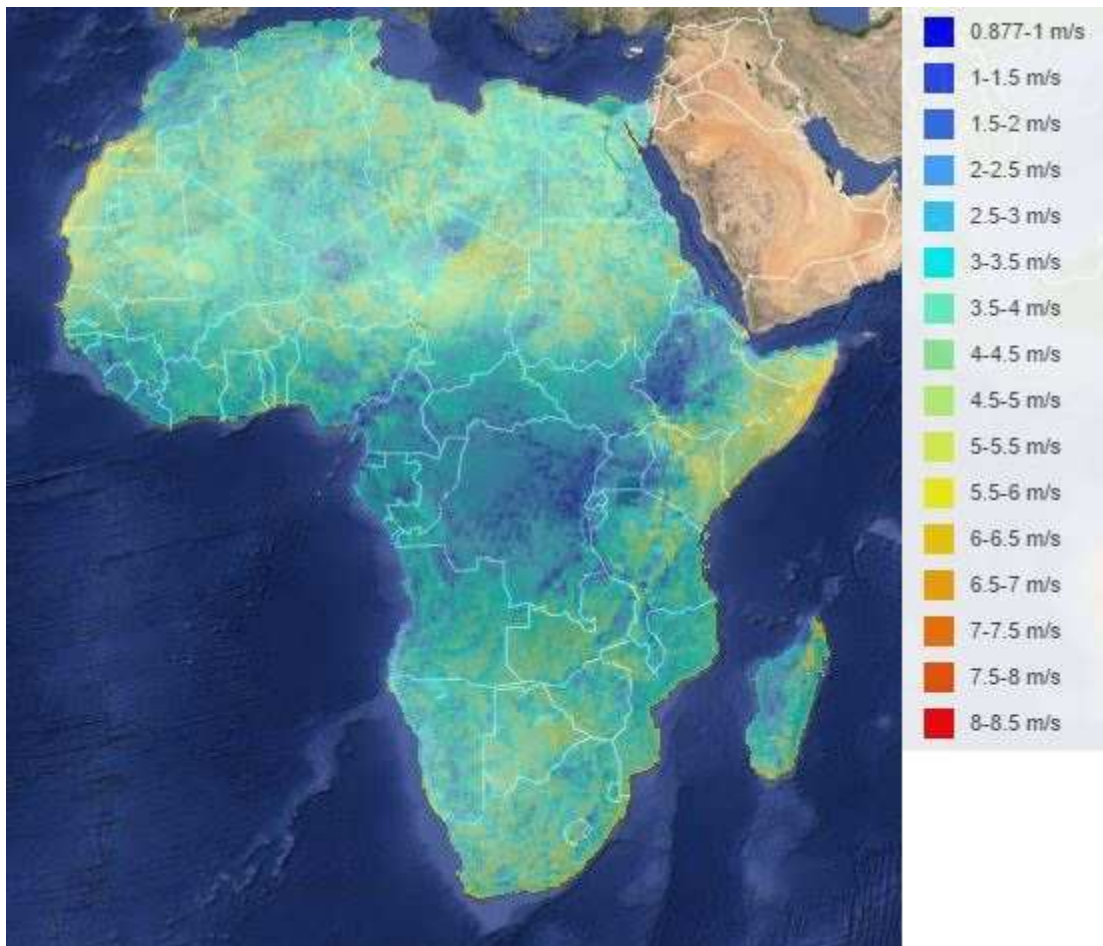
Viiden vuoden takaisinmaksuaikaan pääsemiseksi pitäisi Tuule E200 -pientuulivoimalan pyöriä laskelmien mukaan keskimääräisesti 9 m/s tuulella. Montanapientuulivoimalalla viiden vuoden takaisinmaksuaikaan päästäkseen pitäisi voimalan pyöriä keskimääräisesti 10 m/s tuulella.



KUVA 17. Montana-pientuulivoimalan takaisinmaksuajat eri tuulennopeuksilla

#### 4 TUULIENERGIAN POTENTIAALI KOHDEMAISSA

Hybridijärjestelmän pientuulivoimaloiden määrän mitoittamiseksi tutkitaan paikallisia tuuliolosuhteita sekä tuulen esiintymistodennäköisyyksiä kohdemaissa Uganda, Tansania ja Kenia. Tuuliolosuhteisiin vaikuttavat maanpinnan korkeusvaihtelut, kasvusto ja rakennelmat. Nämä kaikki aiheuttavat turbulentsuutta tuuleen, joka vaikuttaa negatiivisesti tuulivoimalan toimintaan, koska ilmavirrat eivät ole neitseellisiä kohdatessaan voimalan lapoja. Edullisin tuulivoimalan sijoituspaikka on mahdollisimman korkealla paikalla aukealla alueella, kuten esimerkiksi rannikon läheisyydessä. Afrikan tuuliolosuhteet ovat yleisesti ottaen melko maltilliset (Kuva 18.).

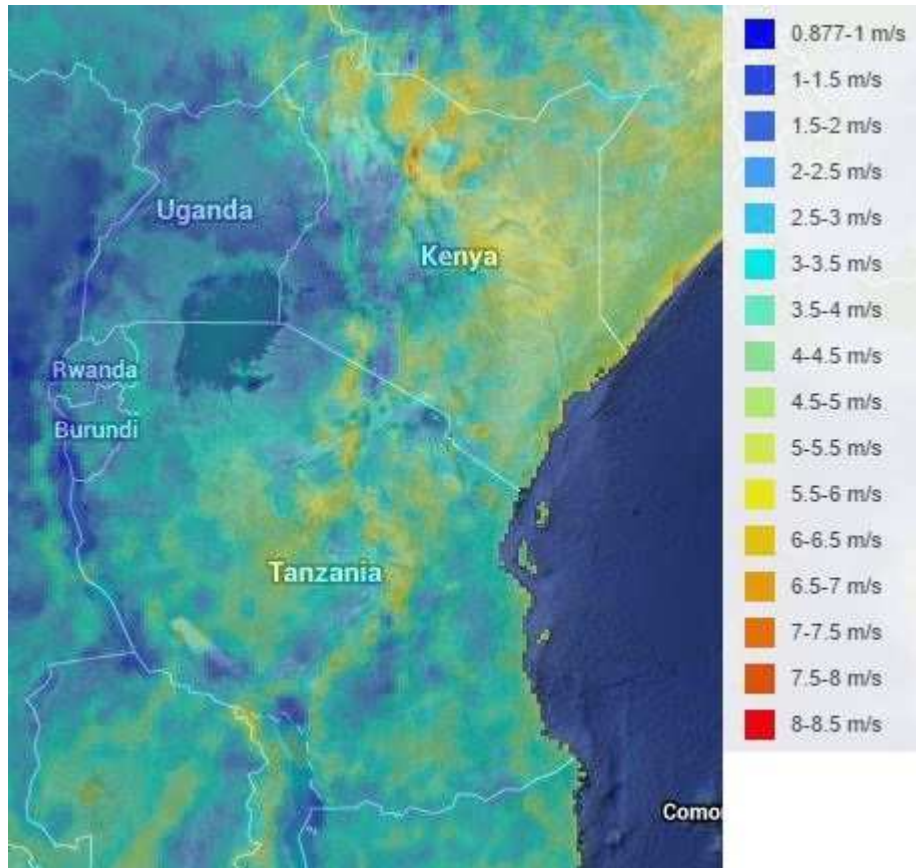


KUVA 18. Tuulikartta Afrikasta (WindAtlas. 2015.)

Tuulikartassa on värein merkitty keskiarvoiset vuotuiset tuulennopeudet. Arvot on laskettu 10 kilometrin tarkkuudella 10 metrin korkeudesta. Tuulikarttaa tutkimalla huomataan, että sisämaassa Kongon ja Etiopian vuoristoisilla alueilla tuulen keskinopeudet

jäävät erittäin pieniksi. Rannikolla ja paikoin muualla sisämaassa päästään parhaimmillaan noin 7 m/s keskituulennopeuksiin.

Katsottaessa tuulikarttaa tarkemmin kohdemaiden osalta voidaan todeta, että tuulienergian hyödyntäminen hybridijärjestelmässä on mahdollista etenkin Keniassa ja Tansaniassa hyvätuulisilla paikoilla (Kuva 19.).



KUVA 19. Tuulikartta kohdemaista (WindAtlas. 2015.)

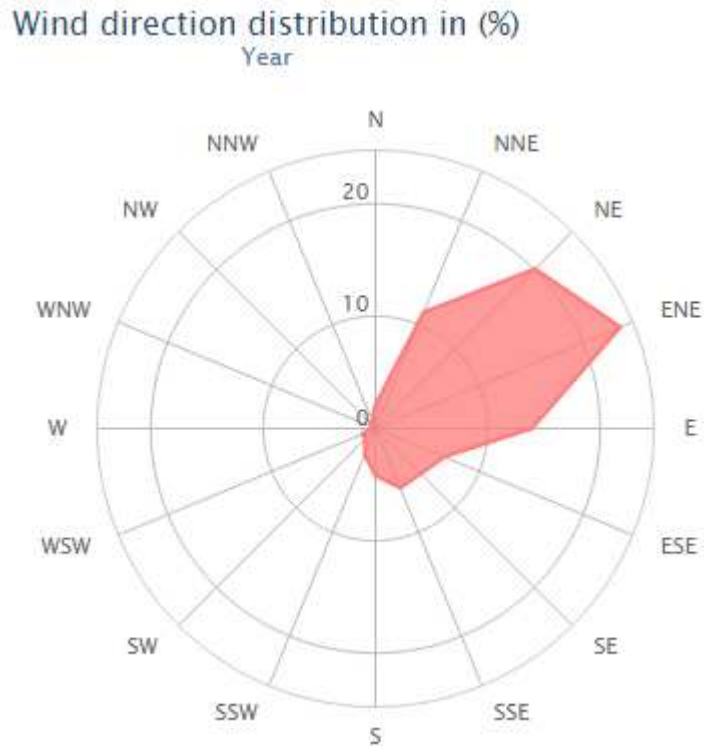
Hybridijärjestelmän pientuulivoimalaksi keskituulennopeuksien perusteella sopii parhaiten pienemmille tuulennopeuksille optimoitu Tuule-pientuulivoimala. Hybridijärjestelmän mitoituskohteeksi valittiin kohde Keniasta Nairobista kaupungista lentokentän lähetyviltä, koska siellä sijaitsevalta sääasemalta saadaan tarkempia tietoja tuuli- ja sääolosuhteista. Nairobissa sääasemalla mitattu keskituulennopeus vuodessa on noin 4,5 m/s. (Taulukko 6.) Tuulennopeudet on mitattu sääasemalla, joka on 1621 metrin korkeudella merenpinnasta. Nairobista kaupunki on noin 1600 metrin korkeudella merenpinnasta. Taulukossa 6 on esillä myös tuulen todennäköisyys, millä todennäköisyydellä kunakin kuukautena tuulee neljän boforin, eli 5,5 – 7,9 m/s nopeudella.

TAULUKKO 6. Keskituulennopeus kuukaudessa ja neljän boforin todennäköisyys, Kenia Nairobi (Windfinder. 2015.)

Kuukausi	m/s	>= 4 boforia (5,5-7,9 m/s) %
tammi	6	53
helmi	4	31
maalis	5	41
huhti	5	42
touko	4	17
kesä	3	8
heinä	4	12
elo	4	18
syys	4	22
loka	5	31
marras	5	39
joulu	5	49
<b>vuosi</b>	<b>4,5</b>	<b>30</b>

Taulukosta selviää, että tuulta on parhaiten saatavilla talvikuukausina, mutta vuosittainen keskiarvo jää melko pieneksi. Todennäköisyyksiä tarkastelemalla kesäkuukausina hyviin tuottoarvoihin mahdollistavan tuulennopeuden mahdollisuus jää myös pieneksi.

Nairobien alueella tuuli puhaltaa yleensä koillisesta (Kuva 20.). Tuulivoimaloiden sijoituksessa on siis hyvä ottaa huomioon mahdolliset turbulentsuutta aiheuttavat esteet etenkin koillisen suunnasta.

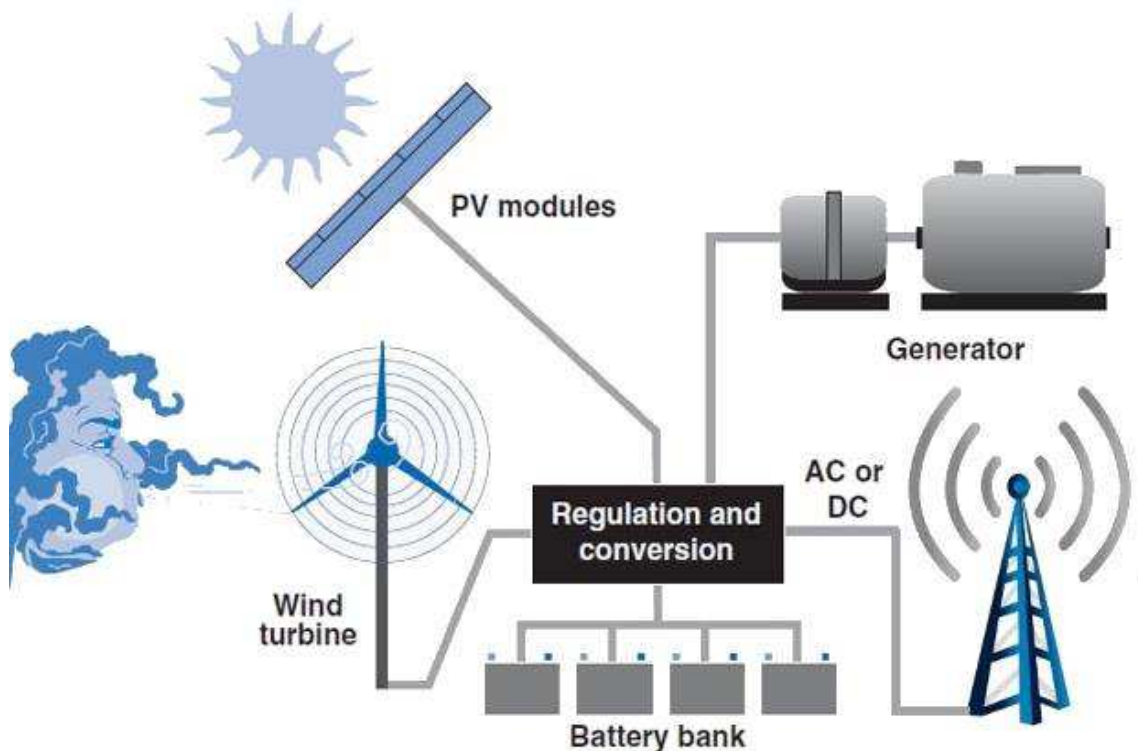


KUVA 20. Tuuliruusu, Kenia Nairobi (Windfinder. 2015.)

Hybridijärjestelmän suunnittelussa on syytä tutkia tarkkaan tuulienergian kannattavuus tapauskohtaisesti. Tuulivoimaan tarkoitetuilla resursseilla voi olla järkevämpää suunnata investointi akkuihin ja aurinkovoimaan huonotuulisissa kohteissa, jolloin sijoitetulle pääomalle saadaan parempi tuotto ja nopeampi takaisinmaksuaika. Lisäksi järjestelmän toimintavarmuus paranee.

## 5 HYBRIDIJÄRJESTELMÄN MITOITUS

Sähkön tuotantoon tarkoitettu hybridijärjestelmä koostuu akustosta, sitä lataavista aurinkopaneeleista ja tuulivoimaloista, sekä varavoimageraattorista (Kuva 21.).



KUVA 21. Telekommunikaatiomaston hybridijärjestelmän periaatekuva (alkuperäinen kuva EEP. 2014.)

Paneelien ja tuulivoimaloiden määrä mitoitetaan järjestelmään maston laitteiden ja jäähtymisen kuluttaman tehon sekä saatavilla olevan energiamuodon mukaan. Esimerkiksi kohdemaissa, jotka sijaitsevat päiväntasaajan tuntumassa, on tarjolla huomattava määrä aurinkoenergiaa, mutta sitä on saatavilla vain puolet päivästä. Aurinkoenergiasta poiketen tuulienergiaa voi olla saatavilla ympäri vuorokauden. Tuulienergiaa hyödyntämällä voidaan minimoida dieselgeneraattorin käyttöä yöaikaan ja pienentää myös aurinkovoimalan kokoa, kun osa energiasta tuotetaan tuulella myös päivällä.

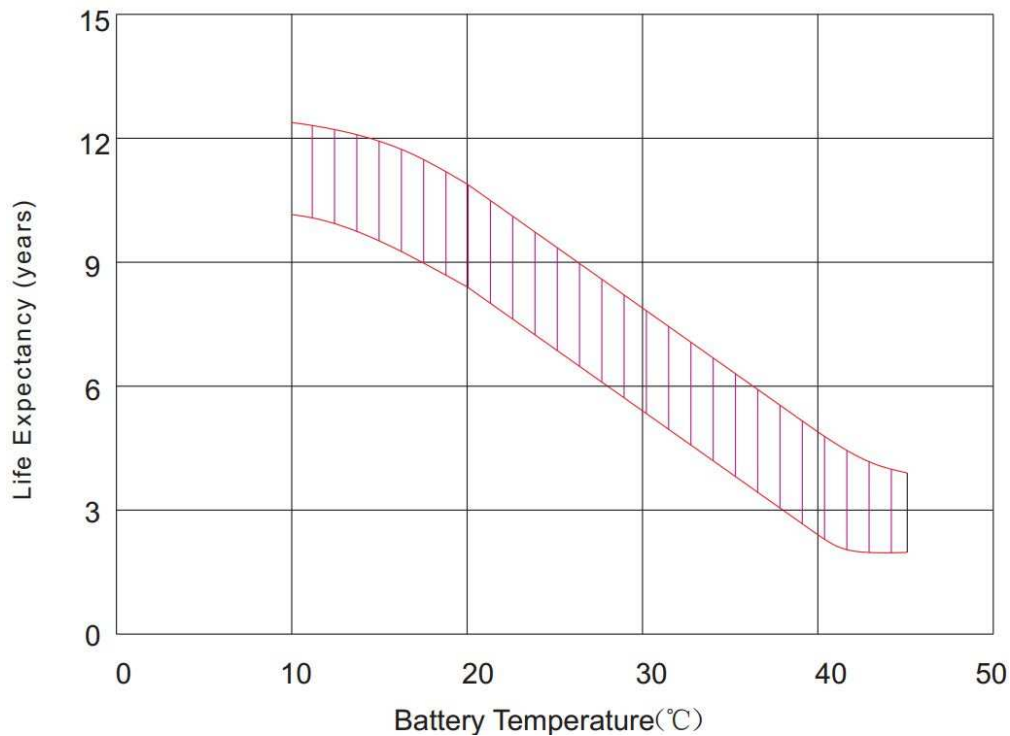
### 5.1 Akkukapasiteetin tarve

Koska uusiutuvan energian saanti ei aina ole taattua, tarvitaan energiavarasto, johon esimerkiksi päivän aikana auringosta saatu energia varastoidaan. Hybridijärjestelmän



energiavarastona on useasta 12 voltin akusta koostuva akusto. Akkujen määrä mitoite-  
taan maston laitteiden ja tarvittavan ja varastoitavan energiamäärän mukaan. Jos esi-  
merkiksi yöllä tuuliolosuhteet eivät ole tuulienergian tuotannon kannalta suotuisat, pitää  
akuilla selvitä koko yö ja pahimmassa tapauksessa seuraava pilvinen päivä.

Järkevät akkuvaihtoehdot ovat joko huoltovapaa AGM-akku tai pitkäikäinen litiumak-  
ku. AGM- ( Absorbent Glass Mat) akun suunniteltu elinikä on noin 10 vuotta. Se on  
rakenteeltaan raskas ja tilaa vievä, mutta edullinen investoinniltaan sekä soveltuva luo-  
vuttamaan isoja virtoja lyhyessä ajassa. AGM-akku kestää myös hyvin syväpurkautu-  
mista, josta se pystyy palautumaan ennalleen. Syväpurkautuminen vaikuttaa kuitenkin  
akun elinikään dramaattisesti (Victron Energy. 2015.). Akun käyttöikä on myös erittäin  
riippuvainen käyttölämpötilasta (Kuva 22.).



KUVA 22. Ritar RA12-200B akun käyttöiän ja käyttölämpötilan suhde (Ritar. 2015.)

Kuvaajasta huomataan, että on tärkeää kiinnittää huomiota akustotilan riittävään ilman-  
vaihtoon, jotta pysytään akun suunnitellussa käyttöiässä. Lisäksi etenkin lämpimissä  
maissa akuston sisältävään tilaan on lisättävä erillinen jäähdytyslaitteisto. Tärkein  
AGM-akun elinikään vaikuttava tekijä on kuitenkin purkaussykliin syvyys ja niiden  
lukumäärä (Kuva 23.). Jos esimerkiksi purkaussykliin syvyys on 50 % akun kapasitee-  
tista, voidaan saavuttaa 600 syklin elinkaari. Hybridijärjestelmään mitoitettun akuston  
sykli voisi olla vuorokautinen, eli voitaisiin ajatella, että joka yö mastoa käytettäisiin



akustolla. Tällöin vuodessa syklejä olisi enimmillään 365. AGM-akkujen elinikä olisi tässä tapauksessa noin kaksi vuotta.

Technology: flat plate AGM	
Terminals: copper	
Rated capacity: 20 hr discharge at 25 °C	
Float design life: 7-10 years at 20 °C	
Cycle design life:	
400 cycles at 80% discharge	
600 cycles at 50% discharge	
1500 cycles at 30% discharge	

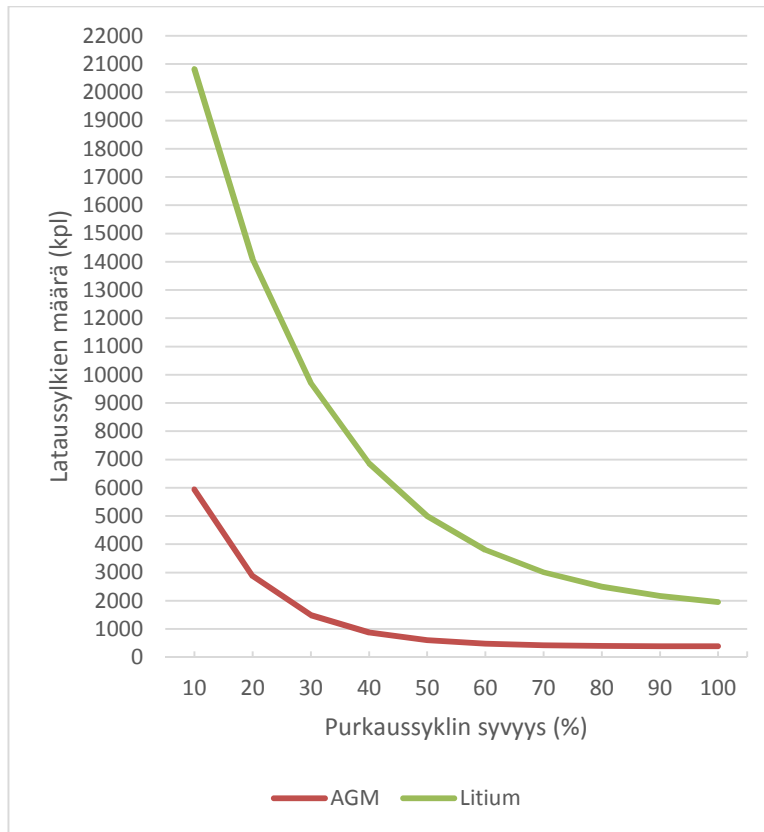
KUVA 23. AGM-akun yleiset määritelmät (Victron Energy. 2015.)

Litiumakut (LFP) ovat lyijyakkuihin verrattuna 70 % kevyempiä ja tilaa säästävämpiä. Ne ovat energiatehokkaita, eivätkä tyhjene mikäli jäävät pitkiksi ajoiksi käyttämättä. Akkua ei myöskään tarvitse ladata täyteen eliniän säilyttämiseksi, vaan se jopa paranee, jos akkua ei pidetä täyteen ladattuna. Kun lyijyakun varaustila nousee yli 70 prosentin, sen latauskapasiteetti heikkenee jopa alle 50 prosenttiin. Litiumakku sen sijaan varautuu vielä yli 90 % hyötysuhteella (Victron Energy. 2015.). Litiumakuilla saadaan siis paljon enemmän tarjolla olevaa uusiutuvaa energiaa varastoitua ja näin ollen parannettua järjestelmän hyötysuhdetta akkujen varauksen ollessa lähes täynnä. Litiumakustoa ei ominaisuuksiensa puolesta tarvitse ylivoimaisesti niin paljon, koska lataussykliä ei vähene purkaussykliin syvyydestä riippuen niin voimakkaasti (Kuva 24.).

CYCLE LIFE	
80% DoD	2500 cycles
70% DoD	3000 cycles
50% DoD	5000 cycles

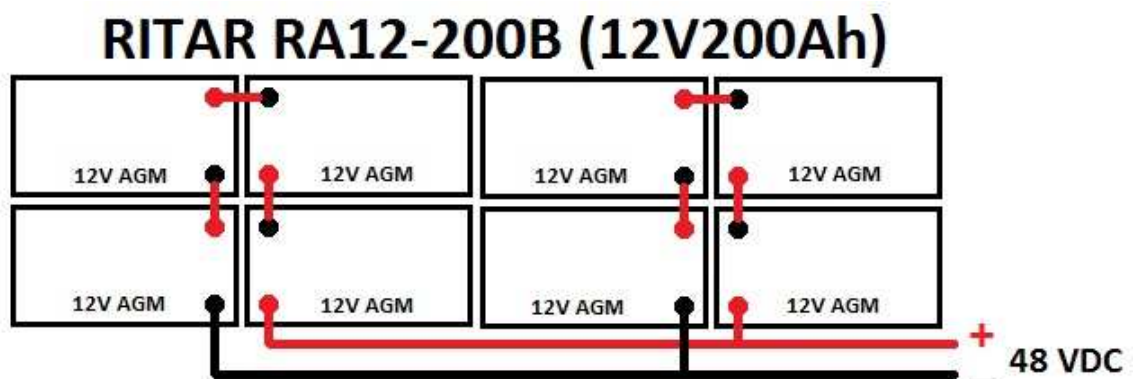
KUVA 24. Litiumakun purkaussykliä eri purkaussyvyyksillä (DoD, depth of discharge) (Victron Energy. 2015.)

Verrattuna AGM-lyijyakun kahteen vuoteen, saadaan litiumakun käyttöikäksi 50 % purkaussykliä syvyydellä noin 14 vuotta. Valmistajan ilmoittamista purkaussykliä lukumääristä voidaan muodostaa kuvaajat, joilla voidaan havainnollistaa purkaussykliä määrää eri purkaussyvyyksillä (Kuva 25.). Saatujen kuvaajien avulla voidaan laskea tarkemmin mitoitettujen akustojen elinikä eri purkaussykleillä.



KUVA 25. Kuvaajat purkaussyklin syvyydestä suhteessa lataussykliin määrään

Useimmat telekommunikaatiomaston laitteet toimivat 48 voltin tasajännitteellä (Viestintävirasto. Määräys 54. 2015.) jolloin laitteet on helppo kytkeä suoraan akustosta. Akut kytetään rinnan ja sarjaan niin, että akuston jännite on 48 voltia. (Kuva 26.) Muussa tapauksessa voidaan jännite laskea, nostaa tai muuntaa sopivaksi tasajännitemuuttajilla ja vaihtosuuntaajilla eri laitteita varten.



KUVA 26. Kaksi neljän akun sarjaa kytkettynä rinnan 48 VDC akustoksi

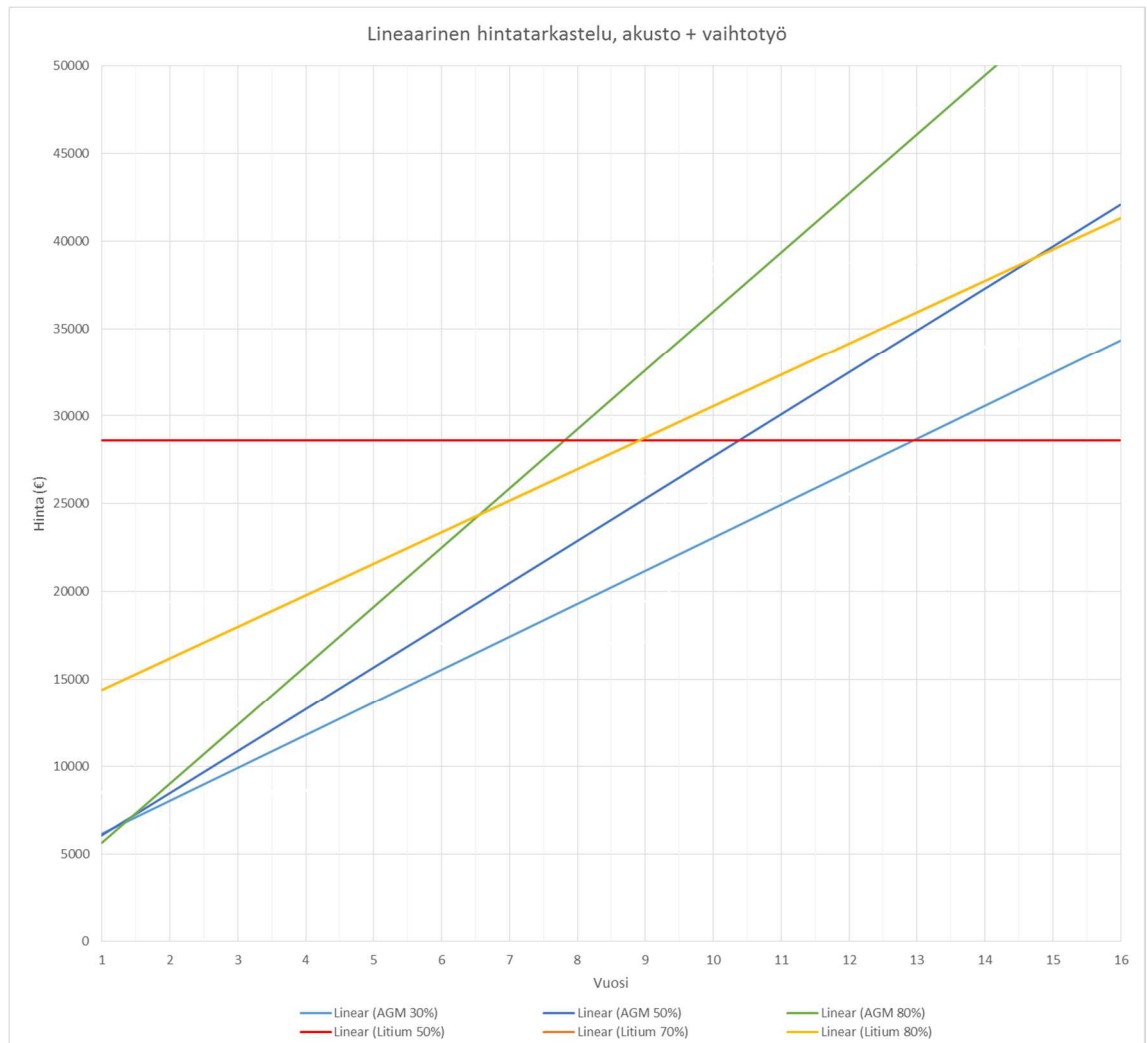
Jos oletetaan tyypillisen maston laitteiden jatkuvan yhteenlasketun keskitehon olevan 4 kW, voidaan akuston koko laskea yksinkertaisesti jakamalla yön aikana kulutettu energia akuston jännitteellä taulukon 7 mukaan.

TAULUKKO 7. AGM- ja litiumakuston mitoitus ja elinkaarilaskelmat

AGM 50%			Litium 80%		
Selite	Arvo	Yksikkö	Selite	Arvo	Yksikkö
Maston vaadittu teho	4000	W	Maston vaadittu teho	4000	W
Yön pituus	12	h	Yön pituus	12	h
Kulutettu energia yöllä	48	kWh	Kulutettu energia yöllä	48	kWh
Akkujärjestelmän jännite	48	V	Akkujärjestelmän jännite	48	V
Vaadittu akkukapasiteetti	1000	Ah	Vaadittu akkukapasiteetti	1000	Ah
Akuston purku	50	%	Akuston purku	80	%
Lataussykli	600	krt	Lataussykli	2500	krt
Syklille mitoitettu akkukapasiteetti	2000	Ah	Syklille mitoitettu akkukapasiteetti	1250	Ah
Yhden akun kapasiteetti	220	Ah	Yhden akun kapasiteetti	200	Ah
<b>Akkujen laskennallinen lkm (Victron 12V220Ah)</b>	<b>10</b>	<b>kpl</b>	<b>Akkujen laskennallinen lkm (Victron 12,8V/200Ah)</b>	<b>7</b>	<b>kpl</b>
<b>Akkujen todellinen lkm (48 V)</b>	<b>12</b>	<b>kpl</b>	<b>Akkujen todellinen lkm (48 V)</b>	<b>8</b>	<b>kpl</b>
Akuston tilavuus	0,36	m <sup>3</sup>	Akuston tilavuus	0,27	m <sup>3</sup>
Akuston paino	780	kg	Akuston paino	336	kg
Akkukapasiteetti	2640	Ah	Akkukapasiteetti	1600	Ah
Todellinen purkaussyvyys	37,88	%	Todellinen purkaussyvyys	62,50	%
Lataussykliä	970	krt	Lataussykliä	3566	krt
<b>Käyttöikä 25°C</b>	<b>2,7</b>	<b>v</b>	<b>Käyttöikä 25°C</b>	<b>9,8</b>	<b>v</b>

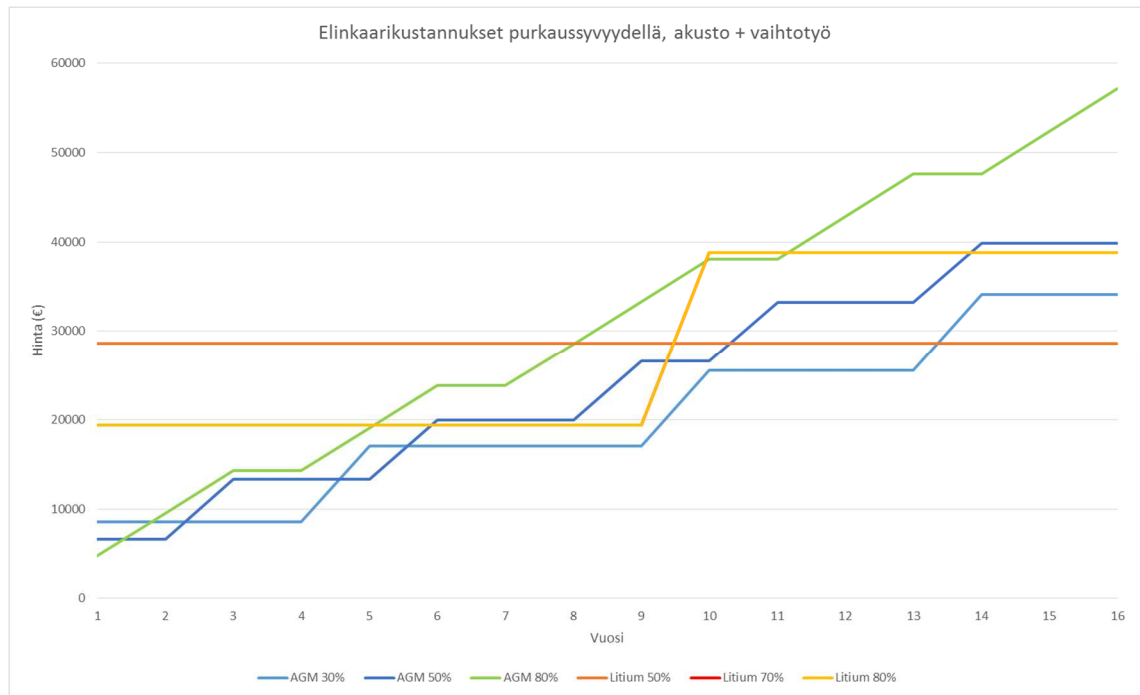
Vaadittu akkukapasiteetti ylimitoitetaan halutulla akuston purkusyklin syvyydellä. Jos akustoa halutaan purkaa 50 %, täytyy akusto ylimitoitaa niin, että purun jälkeen akkukapasiteettia on jäljellä 50 %. Syklille mitoitettulla akkukapasiteetilla saadaan akkujen laskennallinen lukumäärä jakamalla arvo yhden akun kapasiteetilla. Akkujen määrä pitää kuitenkin sovittaa laitteiston jännitteelle sopivaksi, joten 12 V akkujen lukumäärä pitää olla neljällä jaollinen. Todellinen akkujen lukumäärä on siis AGM:llä 12 kappaletta ja litiumilla 8 kappaletta. Lataussyklit lasketaan vielä todelliselle akkumäärälle, jolloin saadaan teoreettinen määrä sykleille. On siis huomattava, että jos akkuja on lisättävä laskennalliseen akkujen lukumäärään, todellinen purku pienenee. Kun AGM-akuston purku on mitoitettu esimerkiksi 50 %:lle, todellinen purku on vain noin 38 %, koska akkuja on laskennalliseen lukumäärään nähden kaksi enemmän.

Todellisten lataussykliä avulla voidaan tarkastella akuston teoreettista käyttöikä suunitellussa käyttölämpötilassa. Teoreettisella käyttöikäällä voidaan lineaarisesti tarkastella akkujen elinkaarikustannusta 15 vuodelle (Kuva 27.). Laskennoissa ei ole otettu huomioon korkoprosenttia.



KUVA 27. Lineaarinen hintatarkastelu, akusto + vaihtotyö

Linearisella kuvaajalla voidaan tarkastella, miten kunkin akuston hinta jakaantuu vuositasolla. Kuvaajat muodostuvat akuston investointihinnasta sekä niiden uusimisesta ja vaihtotyöstä. Kuvaajasta huomataan, että litiumakusto 50 % purkusuorvyydellä (punainen viiva) olisi halvin vaihtoehto 15 vuoden aikana suuresta investointihinnastansa huolimatta, koska akustoa ei tällä aikavälillä tarvitse vielä vaihtaa. Järkevä elinkaariseuranta-aika voisi kuitenkin olla 10 vuotta, jotta akuston investointikustannus olisi pienempi. Vertailemalla todellisia akustojen hintoja 10 vuoden elinkaarella (Kuva 28.) huomataan, että AGM akuston hinta on 30 ja 50 % purkaussuorvyyksillä kuitenkin lähes sama kuin litiumakuston 70 ja 80 % purkaussuorvyyksillä. Kyseessä olevilla litiumakustoilla ei tässä tapauksessa ole eroavaisuutta, koska molemmissa on kahdeksan akkua ja näin ollen sama laskennallinen purkaussuorvyys.



KUVA 28. AGM- ja litiumakkujen elinkaarikustannukset eri purkaussyvyyksillä, akusto + vaihtotyö

Litiumakut ovat noin neljä kertaa kalliimpia kuin AGM-akut, mutta 10 vuoden elinkaaritarkastelulla kustannukset ovat käytännössä yhtä suuret johtuen AGM-akuston tiheästä vaihtovälistä.

Jos 4 kW mastolle valitaan investointikustannuksiltaan halvin akustovaihtoehto, eli AGM 80 % purkaussyvyydellä, voidaan todeta, että se on todellisuudessa kallein vaihtoehto lyijyakuista jo kahden vuoden jälkeen ja litiumakkuihin nähden kahdeksan vuoden kohdalla. Järkevin akustovaihtoehto kymmenelle vuodelle laskelmien mukaan olisi litiumakuista litium 80 % purkaussyvyydellä tai lyijyakuista AGM 50 % purkaussyvyydellä. (Taulukko 8.) Taulukon yksikköhinnat ovat Victron Energyn vuoden 2015 listahintoja. Litiumakuston hinta koostuu kahdeksasta litiumakusta ja AGM-akuston kahdestatoista AGM-akusta. Akustojen hintojen jakautuminen vuodelle on laskettu jakamalla akuston hinta niiden elinkaarella.

TAULUKKO 8. Litium 80 % ja AGM 50 % laskelmat 10 vuoden elinkaarella, korkoa ei huomioitu

Litium 80%			AGM 50%		
Lataussyklin hinta	5,56	€	Lataussyklin hinta	25,75	€
Victron BAT512201400	2298	€	Victron BAT412201080	470	€
Akuston hinta	18384	€	Akuston hinta	5640	€
Vaihtotyön hinta	1000	€	Vaihtotyön hinta	1000	€
Kokonaishinta	19384	€	Kokonaishinta	6640	€
Hinta vuodessa	1977,959	€/a	Hinta vuodessa	2459,259	€/a
Lineaarisesti vertailtu elinkaarikustannus	19779,59	€	Lineaarisesti vertailtu elinkaarikustannus	24592,59	€

Parhaan hyödyn sijoittamalleen rahalle saa valitsemalla litiumakuston. Akuston vaihtoväli on noin 10 vuotta johtuen litiumakkujen aiemmin mainituista ominaisuuksista.

## 5.2 Varavoima

Varavoiman lähteenä hybridijärjestelmässä käytetään dieselgeneraattoria. Sitä hyödynnetään silloin, kun akuston kapasiteetti laskee alle mitoitettun purkaussyvyyden, eikä uusiutuvaa energiaa ole saatavilla. Varavoima ei välttämättä aiheuta lisäkustannuksia hybridijärjestelmään, koska lähtökohtaisesti käytetään jo olemassa olevaa varavoimälähdettä, jolla masto on tähän asti toiminut. Mikäli uusi varavoimälähde kuitenkin tarvitaan, ylimitoitetaan se kohteen kuluttaman tehon mukaan niin, että saadaan katettua maston käyttämä teho ja ladattua myös akustoa.

Tähän tarkoitukseen sopiva varavoimälähde olisi esimerkiksi Mitsubishin 10DMW4 generaattori (Taulukko 9.) (HSAOY. 2015.)

TAULUKKO 9. Hybridijärjestelmän varavoimageneraattori

Selite	Arvo	Yksikkö
Generaattori	10DMW4	Mitsubishi
Generaattorin teho	10000	VA
Jatkuva teho	8000	W
Kulutus	3,3	l/h
Paino	283	kg
Hinta (alv 0%)	7846	€
Polttoainesäiliö	200	l
Käyntiaika/säiliö	60,6	h

Mitoituskohteessa Keniassa aurinkoenergiaa on vähiten saatavilla kesäkuukausina (Opinnäytetyö Hybridisähköntuotantojärjestelmä – Aurinkosähkö, luku 3, taulukko 1), kuten myös tuulienergiaa (luku 4, taulukko 6). Mikäli uusiutuvan energian tuotantoa ei

mitoiteta huonoimman kuukauden mukaan, on generaattorin käyttö näinä kuukausina välttämätöntä.

Huonoimman kuukauden mukaan mitoittaminen ei ole järkevää, koska hybridivoimala olisi muina vuodenaikoina suunnattoman ylimitoitettu kulutukseen nähden. Tuotettu energia menisi tällöin hukkaan, koska akkukapasiteetti ei riitä varastointiin. Akustoa ei ole myöskään kannattavaa tätä varten ylimitoittaa suurten kustannustensa vuoksi. Suurella ylimitoituksella ei tuotettua energiaa pystytä kaikkea käyttämään tai varastoimaan, ja näin ollen suurempien investointikustannuksien takia takaisinmaksuaika venyy suureksi.

### **5.3 Mitoitettu voimala – Nairobi**

Voimalan mitoittamiseksi tulee selvittää telekommunikaatiomaston ja ilmaston vaatima sähköteho. Paikallisten sääolosuhteiden mukaan selvitetään uusiutuvan energian saatavuus, jonka perusteella määritetään akuston käyttöaika vuorokaudessa tehotarpeen mukaan. Uusiutuvan energian tuotettava kapasiteetti määritetään niin, että katetaan maston vaatima jatkuva teho sekä varataan akuston kapasiteetti sinä aikana, kun uusiutuvaa energiaa on eniten saatavilla. Esimerkiksi Nairobissa, kun päivän pituus on keskimäärin 12 tuntia, pitää akuston varaustila saada tänä aikana mahdollisimman korkeaksi jäljellä olevia vuorokauden tunteja varten. Paikallisten tuuliolosuhteiden vuoksi on tuulienergian tuotto melko vähäistä, joten yksin tuulivoima ei pysty pitämään akuston varaustilaa riittävän korkeana.

Neljän kilowatin mastolle 200 ampeeritunnin litiumakkuja tarvitaan kahdeksan kappaletta (luku 5.1.1, taulukko 7). Tuotettavan energian määrä on taulukon 10 mukaan 36573 kWh vuodessa.

TAULUKKO 10. Maston kulutus sekä mitoitetulla hybridijärjestelmällä saatu aurinkoenergian tuotto

Selite	Arvo	Yksikkö
Maston vaatima sähköenergia	35040	kWh/a
Kokonaisenergiankulutus jäähdytyksen kanssa	36573	kWh/a
Auringolla tuotettu osuus kokonaisenergiankulutuksesta	73,8	%
Auringon osuus tuotetusta energiasta	26973	kWh/a
Paneeliteho	17,8	kWp
Paneelien lkm	72	kpl
Paneelipinta-ala	120,96	m <sup>2</sup>
Paneelien paino	2304	kg

Tuulen osuus tuotetusta energiasta kahdella Tuule-pientuulivoimalalla on taulukon 6 keskituulennopeuksien mukaan laskettu määrä 9600 kWh vuodessa, joka on vaaditusta määrästä 26,2 % (Taulukko 11). Auringolla tuotettavaksi osuudeksi jää 73,8 %. Tämä tarkoittaa noin 121 neliömetrin suuruista aurinkovoimalaa, jonka paneeliteho on noin 18 kWp. Solarwatin 60P-mallin aurinkopaneeleja 250 Wp nimellisteholla tarvitaan siis 72 kappaletta (Taulukko 10.).

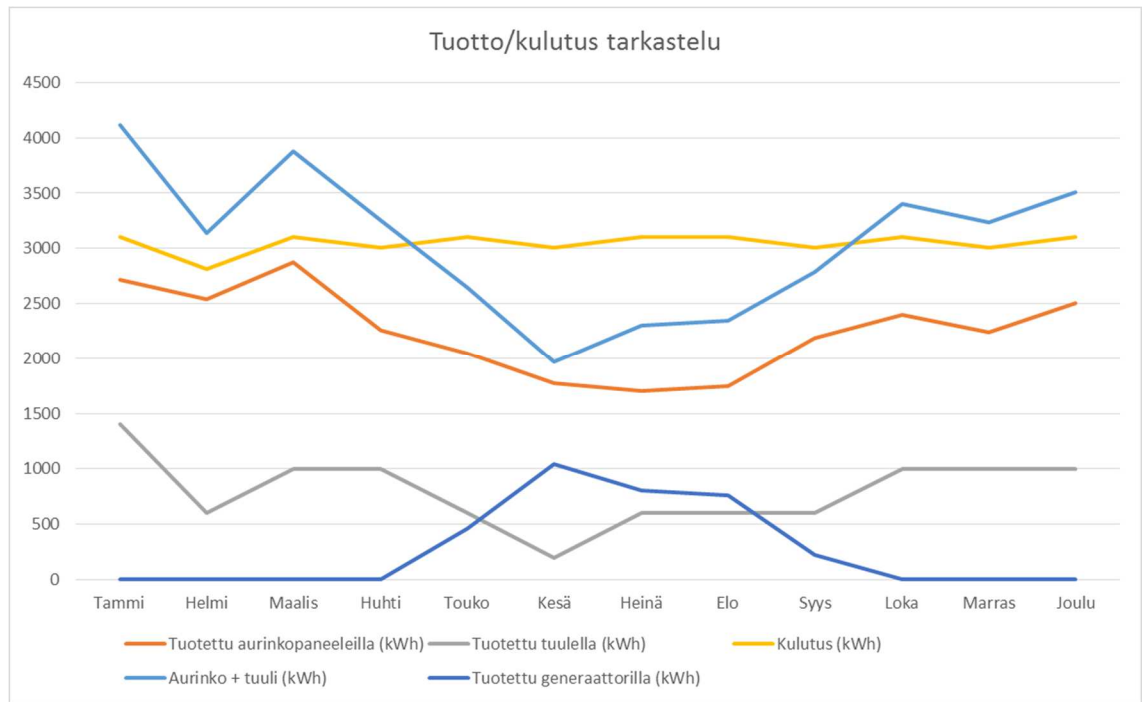
TAULUKKO 11. Mitoitetulla hybridijärjestelmällä saatu tuulienergian tuotto

<b>Todellinen tuotto</b>	<b>9600</b>	<b>kWh/a</b>
<b>Tuulella tuotettu osuus</b>	<b>26,2</b>	<b>%</b>
Tuulimyllyjen paino	200	kg

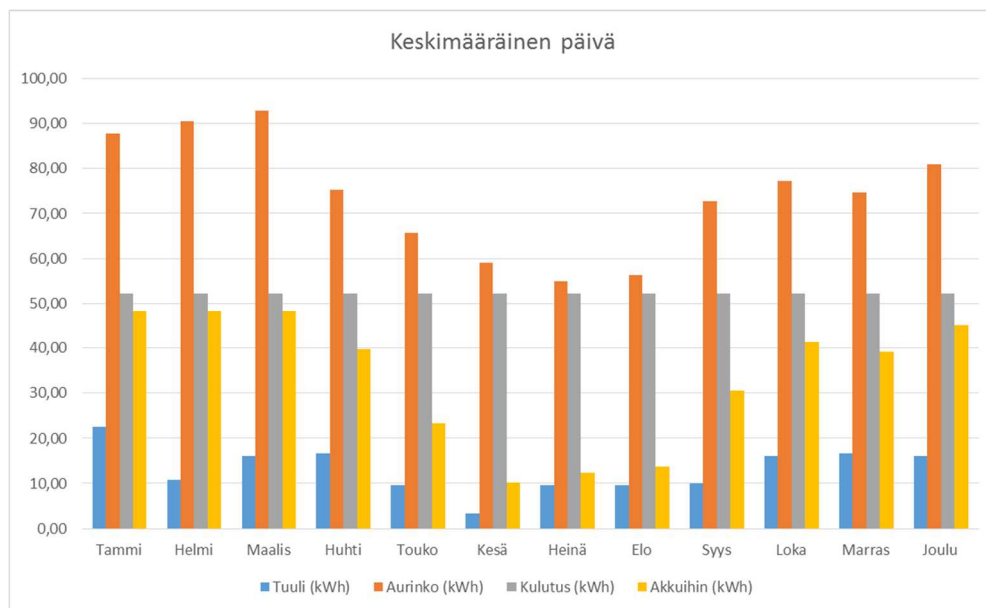
Mitoitetun hybridijärjestelmän eri laitteistot liitetään yhdeksi kokonaisuudeksi (Kuva 29.). Periaatekuvassa aurinko- ja tuulivoimaloiden lataussäätimet on kytketty akuston rinnalle. Generaattorin syöttö on kytketty releohjauksen kautta tuulilaturiin. Akustoon varastoitu energia muutetaan akkuinverttereillä kulutuslaitteille sopivaan muotoon. Aurinko- ja tuulilaturit on liitetty samaan tietoverkkoon etähallintaa varten.



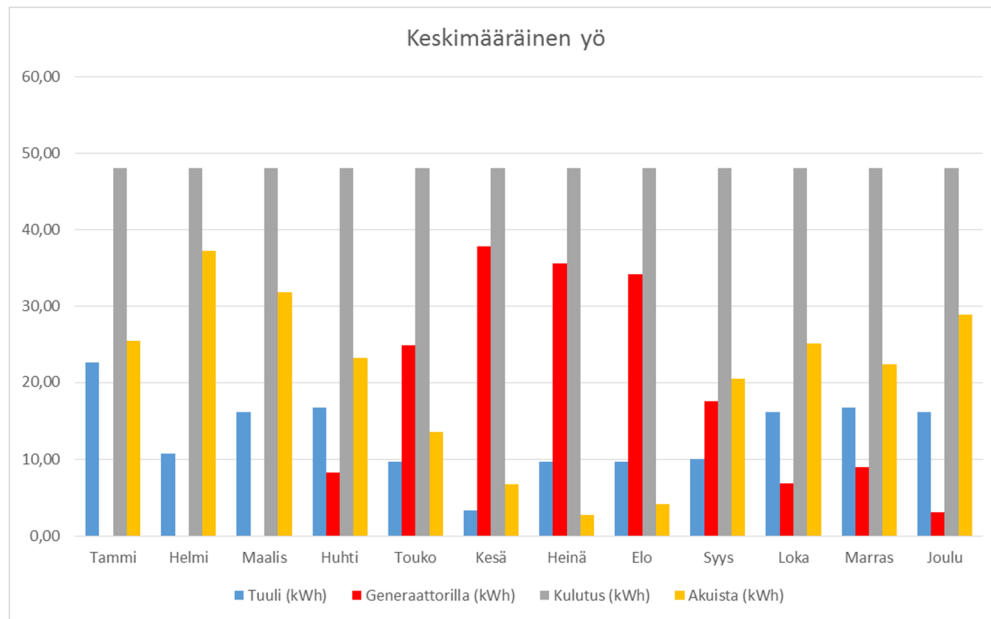




KUVA 30. Mitoitetun hybridijärjestelmän tuotto- ja maston laitteiden kulutuskäyrät, Nairobi Kenia



KUVA 31. Hybridijärjestelmän eri kuukausien keskimääräinen päivän aikainen toiminta



KUVA 32. Hybridijärjestelmän eri kuukausien keskimääräinen yöaikainen toiminta

Kuten edellisistä kuvista voidaan havaita, ei akuista pysty kesäkuukausina kattamaan kaikkea kulutusta yön aikana, koska päivällä niitä ei saada aina täysin varattua. Yön aikana generaattorin käyttö riippuu suurelta osin siitä, kuinka paljon tuulta on saatavilla, koska aurinkoenergiaa ei ole tarjolla lainkaan. Generaattorin käyttöä voidaan kuitenkin pienentää sallimalla akuston purkua syvemmäksi. Kun talvikuukausina tuulienergiaa on kohtuullisesti saatavilla, akkuja ei pureta oletusmitoituksen määrää, jolloin akkuja voidaan purkaa kesäkuukausina oletusmitoitusta enemmän sen vaikuttamatta akuston elinikään, koska vuosikohtainen akuston purku pysyy keskiarvoltaan suunnitellussa mitoituksessa.

#### 5.4 Etävalvontajärjestelmä

Telekommunikaatiomaston toiminnan varmistamiseksi on hybridijärjestelmää pystytävä valvomaan ja hallitsemaan etänä mahdollisten häiriö- ja poikkeustilanteiden varalta. Etävalvonnan avulla järjestelmän toiminnasta on saatavilla reaaliaikainen kokonaiskuva, jolloin mahdollisia poikkeustilanteita voidaan ennakoida ja häiriöihin pystytään vastaamaan välittömästi. Seuraamalla aurinkosähköjärjestelmän, tuulivoimalan, generaattorin ja muiden oleellisten seurantapisteiden tilaa ja suureita, saadaan järjestelmän toiminnasta kokonaisvaltainen kuva, jonka avulla voidaan toteuttaa tulevia huolto- ja korjaustoimenpiteitä. Jatkuvan toiminnan takaamiseksi järjestelmän kriittisistä seurantapisteistä on saatava hälytys- tai vikatiedot, jotta tulevaan mahdolliseen poikkeustilanteeseen on

aikaa reagoida riittävästi. Hybridivoimalan toiminnan kannalta tärkeitä seurantapisteitä eri järjestelmistä ovat;

Aurinkovoimala:

- Paneelijännite, virta, teho ja tuottotaulukko
- Invertterin/lataussäätimen tilatieto
- Säteilysanturin tieto
- Eristysvastus

Seuraamalla aurinkovoimalan sähkösuureita voidaan varmistua järjestelmän toiminnasta. Vertaamalla saatua energiaa auringon säteilyyn erillisen säteilysanturin avulla saadaan järjestelmästä myös hälytys, joka viittaa paneelien likaisuuteen tai muuhun ulkoiseen poikkeustilanteeseen. Invertterin tilatiedolla nähdään, koska se on toiminnassa. Invertteristä saadaan pihalle myös tuottotaulukot aurinkoenergian osalta. Invertteri mittaa myös kaapeleiden eristysresistanssia ja havaitsee mahdolliset vuodot tai oikosulut ja keskeyttää tällöin toimintansa.

Tuulivoimala:

- Jännite, virta, teho ja tuottotaulukko
- Invertterin/lataussäätimen tilatieto
- Käyttötunnit
- Tuulianturin tieto

Tuulivoimalan tehoa seuraamalla voidaan muodostaa tuottotaulukko, josta nähdään tuulella tuotetun energian osuus kokonaiskulutuksesta. Vertaamalla tuottoja myös laskennalliseen tuottoarvoon sekä tuulianturista saatuihin arvoihin, voidaan todeta tuulivoimalan oikeanlainen toiminta tai saada hälytys mahdollisesta poikkeustilanteesta, esimerkiksi jos tuulta on saatavilla, eikä voimala kuitenkaan tuota riittävästi sähköenergiaa. Käyttötuntien seurannalla saadaan ilmoitus tulevista huolloista. Invertterin tai lataussäätimen tilatiedolla nähdään, koska laitteisto on toiminnassa ja saadaan myös hälytys, jos se ei ole toiminnassa, vaikka tuulianturin mukaan tuulta olisi saatavilla. Invertteri seuraa myös eristysvastusta. Lataussäätimestä saaduilla arvoilla nähdään akuston latausjännite ja latausvirta. Laitteista nähdään myös, koska tuulivoimala pyörii lisävastuksia vasten akkujen ollessa täynnä.

#### Generaattori:

- Säiliön polttoaineen määrä
- Öljyvahti
- Käyntitila ja käyttötunnit
- Lämpötila
- Tuotettu energia

Generaattorin säiliön polttoainemäärää on pystyttävä seuraamaan, jotta säiliö ei pääse tyhjenemään. Järjestelmästä saadaan ilmoitus, kun polttoainesäiliö on esimerkiksi puolillaan ja hälytys, kun polttoaine on vähissä. Käyntitilalla nähdään, koska generaattori on käynnissä ja voidaan saada hälytys, jos esimerkiksi generaattori on käynnissä samaan aikaan kun uusiutuvaa energiaa on saatavilla. Käyttötunneilla seurataan generaattorin huoltovälejä ja elinikää. Generaattorin lämpötilaseurannan avulla saadaan hälytys mahdollisesta vika- tai ylikuumenemistilanteesta. Tuotettua sähköenergiaa seuraamalla nähdään generaattorilla tuotetun energian osuus kulutetusta tehosta.

#### Muut

- Kokonaisenergiankulutus
- Jäähdytysilman lämpötila, ulkolämpötila, jäähdytettävän ilman lämpötila ja akuston lämpötila
- Akuston varaustila ja latausaste sekä elinikäseuranta
- Akkujen akkukennojen tasauksien seuranta
- Hälytysjärjestelmä/kulunvalvonta
- Kameravalvonta

### 5.5 Huolto ja ylläpito

Hybridijärjestelmän huoltotoimenpiteet ovat melko vähäisiä. Aurinkojärjestelmässä ei huoltotoimenpiteitä ole, mutta paneelien likaantumista kannattaa kuitenkin seurata. Normaaliolosuhteissa paneelit puhdistuvat sateella, mutta tarvittaessa paneelit puhdistetaan.

Tuulivoimalan suunniteltu huoltoväli on noin viisi vuotta. Huollossa luodaan yleiskatsaus voimalan kuntoon sekä tarkistetaan mekaaniset liitokset ja laakerivälit. Oletusarvona tuulivoimalan huollossa ei tarvitse vaihtaa tai korjata osia.

Generaattorin ainoa jatkuva huoltotoimenpide on polttoaineen lisäys, johon vaikuttavat generaattorin käyttötunnit. Tankkauskerrat voidaan kuitenkin minimoida sopivan kokoisella polttoainesäiliöllä, jolloin tankkauskertoja vuodessa olisi vain muutamia kertoja. Generaattorin muut huoltotoimenpiteet, kuten öljyn ja suodattimien vaihto määräytyvät sen käyttötuntien mukaan.

Akusto on huoltovapaa ja se vaihdetaan käyttöään umpeutuessa. Käyttöikä määräytyy todellisten purkaussyvyyksien ja niiden määrän mukaan. Ilmastointilaitteet huolletaan niille valmistajan antaman huolto-ohjelman mukaisesti.

## **5.6 Kustannukset**

Nairobiin mitoitettun hybridivoimalan kokonaiskustannus muodostuu aurinko- ja tuulivoimalasta, akustosta, sekä niihin liittyvistä komponenteista ja tarvikkeista (Taulukko 12.). Aurinkovoimalan vaatimia tarvikkeita ovat aurinkopaneelilinjat, johdotukset, sekä elektroniikkakomponentit. Tuulivoimalan hintaan vaikuttavat tarvikkeet liittyvät lähinnä mastoon ja maston pystyttämiseen vaativiin komponentteihin, sekä laitteistopaneelin elektroniikkalaitteisiin. Tuulivoimalan kaikki komponentit sisältyvät sen kokonaisuuhintaan. Nairobiin mitoitettun hybridijärjestelmän akusto koostuu kahdeksasta litiumakusta. Hybridijärjestelmään sopiva varavoimanlähde on Mitsubishin 10DMW4 8 kilowatin generaattori. Etävalvontajärjestelmän investointikustannus tulee olemaan noin 20 000 euroa (Saviva.).

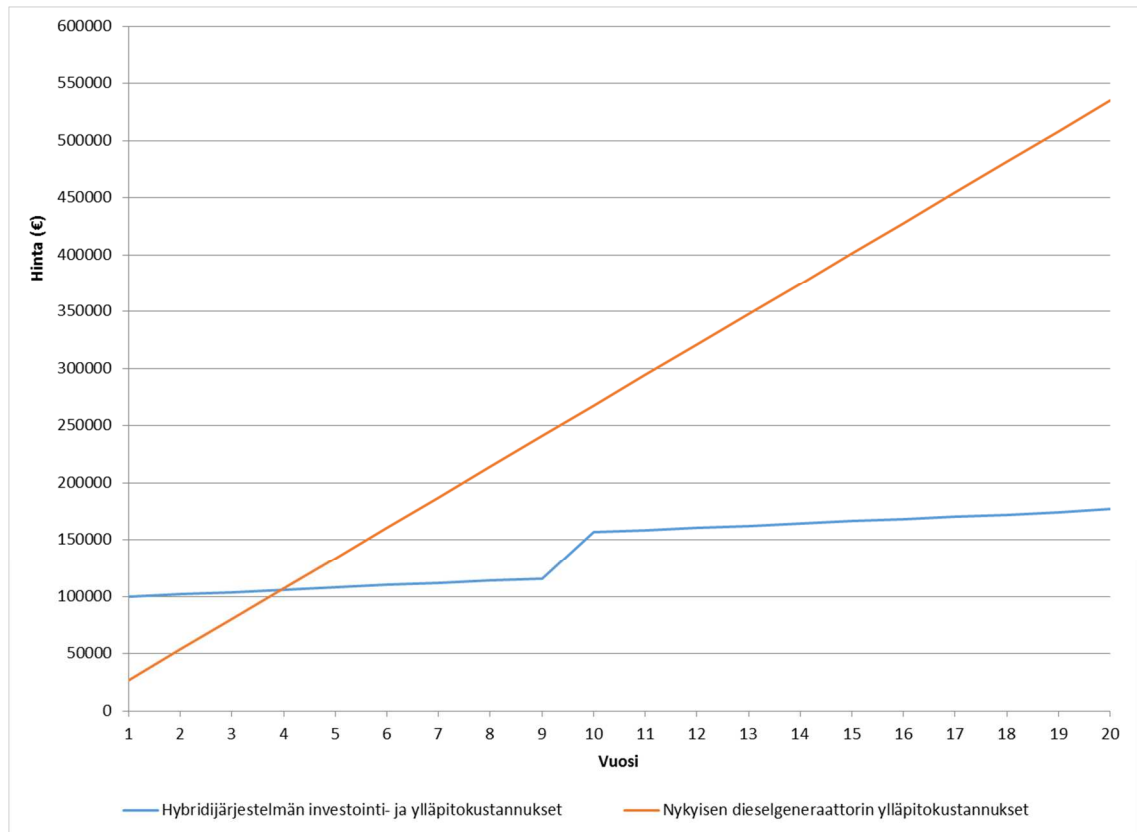
TAULUKKO 12. Mitoitetun hybridijärjestelmän kustannuksien jakautuminen ja kokonaishinta ilman arvonlisäveroa

Hybridijärjestelmä		
Tuote	lkm	hinta (€)
Aurinkopaneelit ja telineet	72	17640
Lataussäädin	8	8820
Tuulivoimalat	2	26000
Akut	8	18384
Generaattori	1	7846
Tarvikkeet		1300
Etävalvonta		20000
<b>Hybridijärjestelmän kokonaishinta</b>		<b>99990</b>

Mitoitetun hybridijärjestelmän kokonaishinnaksi tulee noin 100 000 euroa. Järjestelmän hinnassa ei ole huomioitu asennuskustannuksia, toimituskuluja eikä arvonlisäveroa. Asennustilat ja jäähdytyslaitteisto hybridijärjestelmän laitteille pitää laskelmissa ottaa myös erikseen huomioon, mikäli maston luona jo oleviin tiloihin niitä ei pystytä asentamaan ja jos tilat eivät jo sisällä riittävää jäähdytysjärjestelmää.

### 5.7 Elinkaarikustannukset ja takaisinmaksuaika

Takaisinmaksuaika muodostuu hybridijärjestelmän investointi- ja ylläpitokustannuksista verrattuna nykyisen dieselgeneraattorin käyttökustannuksiin. Laskelmissa ei ole otettu huomioon dieselin hinnan nousua, eikä korkoprosenttia tai dollarin arvon vaihteluja. Laskennassa aloitusajankohtana on vuosi, kun nykyisen generaattorin uusimisajankohta on käsillä, jolloin mahdolliseen hybridijärjestelmään investoiminen olisiärkevin ajankohta (Kuva 33.). Tässä tapauksessa kummankin järjestelmän kuvaajassa on siis investointihinta.

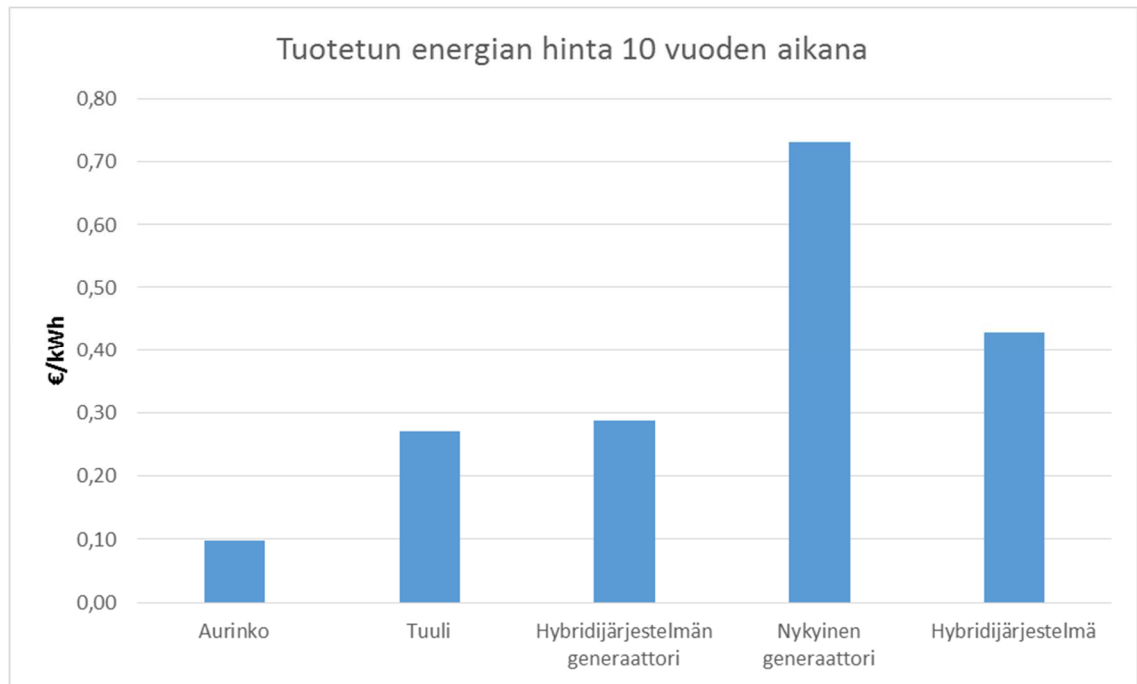


KUVA 33. Hybridivoimalan elinkaarikustannukset ja takaisinmaksuaika järjestelmäkustannuksilla verrattuna dieselgeneraattorin käyttöön

Nykyisellä dieselgeneraattorilla toimivan järjestelmän käytön laskennoissa on käytetty Savivan tutkimuksen keskimääräisiä telekommunikaatiomaston dieselgeneraattorin kulutuslukemia (luku 2) sekä paikallisia dieselin litrahintoja, joita on sovellettu mitoituksessa olevaan 4 kW mastoon ja sen kulutuksiin. Hybridijärjestelmän generaattorin kulutus on taulukon 9 mukaan 3,3 litraa tunnissa. Paikallinen dieselpolttoaineen hinta on noin 1,35 dollaria litralta (Saviva), eli noin 1,15 euroa. Hybridijärjestelmän takaisinmaksuaika järjestelmäkustannuksilla on noin 4 vuotta. Arvonlisäveron ollessa 24 % ja myyntikate sekä toimituskulut huomioiden takaisinmaksuajaksi muodostuu noin 6-7 vuotta.

Tarkastelemalla 10 vuoden elinkaaren aikana tuotettua energian hintaa mitoitetulla voimalalla, voidaan laskea eri laitteistoilla tuotetun kilowattitunnin hinta (Kuva 34.).





KUVA 34. Eri laitteistoilla tuotetun kilowattitunnin hinta 10 vuoden aikana

Tuotetun yhden kilowattitunnin hinta eri järjestelmille ja hybridijärjestelmän eri laitteistoille on laskettu jakamalla mitoitettujen järjestelmien investointihinta (alv 0 %) ja ylläpitokustannukset 10 vuoden aikana tuotetulla energiamäärällä. Laskennoissa ei ole otettu huomioon korkoprosenttia. Kohteen huonohkojen tuuliolosuhteiden takia tuulella tuotetun energian hinta kasvaa sitä suuremmaksi, mitä enemmän tuulivoimaloita järjestelmään mitoitetaan. Kahdella pientuulivoimalalla pysytään kuitenkin hybridijärjestelmän generaattorilla tuotetun energianhinnan alapuolella. Aurinkovoimalan kustannukset koostuvat itse paneeleista, telineistä ja lataussäätimistä. Tuotetun energian hinta aurinkolla on suhteessa paljon pienempi, koska kohteen aurinko-olosuhteet päiväntasaajalla ovat loistavat.

## 6 JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA

Opinnäytetyön tarkoituksena oli selvittää hybridi-sähköntuotantojärjestelmän etuudet dieselgeneraattorilla tuotettuun sähköenergiaan nähden verkon ulkopuolisten telekommunikaatiomastojen energiantuotannossa. Työn tulosten perusteella hybridijärjestelmän toteuttaminen on taloudellisesti ja ympäristösyistäkin kannattavaa. Yleisesti ottaen eri järjestelmien ja investointien, kuten erinäisten kiinteistöjen lämmitysratkaisujen, automaatiojärjestelmien ja laitteiden takaisinmaksuajaksi halutaan tyypillisesti alle viisi vuotta niiden tuomien energiasäästöjen avulla. Polttoaineen jatkuvan hinnannousun ja uusiutuvan energian tuotannon yleistyessä ja täten hintojen alentuessa, voi hybridijärjestelmän takaisinmaksuajassa päästä jo hyvin lähelle tätä tavoitetta. Arvonlisäverottomilla järjestelmähinnoilla päästään noin neljän vuoden takaisinmaksuajaksi ja verollisena sekä myyntikatteen kanssa noin kuudesta seitsemään vuoteen. Tarkkaa takaisinmaksuaikaa on kuitenkin hankala arvioida kohdemaissa, eli Tansaniassa, Keniassa ja Ugandassa, koska järjestelmän asentamista ja siihen liittyviä kustannuksia sekä logistisia kustannuksia on hankala arvioida ennen ensimmäistä yrityksen asentamaa tai asennuttamaa kohdetta. Lisäksi diesel-polttoaineen hintaa ja sen heilahteluja ei tarkoin pysty ennustamaan, koska siihen vaikuttavat niin monet tekijät.

Tuulienergian hyödyntäminen hybridijärjestelmän osana on järkevää, jos tuuliolosuhteet sen mahdollistavat ja kun halutaan akuston, jolla kuorma toimii kun muita uusiutuvia energianlähteitä ei ole saatavilla, eliniän pysyvän mitoitettussa sekä vähentää varavoi-mageneraattorin käyttöä. Akustoa ei myöskään tarvitse ylimitoittaa niin paljon, jos yön aikana pystytään tuulienergiaa hyödyntämällä järjestelmää ajamaan ja minimoimaan akuston käyttöä. Tuulienergiaan investoinnin kannalta onkin syytä tutkia tai mitata tarkkaan sijoituskohteen tuulennopeuksia, jolloin pystytään laskemaan suhteellisen tarkasti tuulella tuotetun sähköenergian määrä. Myös pientuulivoimalan valinnassa pitää ottaa huomioon, millaisiin olosuhteisiin kyseessä olevat tuulivoimalat on optimoitu ja tarkastella mahdollisesti jo asennettujen voimaloiden tuottoja tai testituloksia, jotta saataisiin selvyys siitä, että pientuulivoimala oikeasti pääsee valmistajan ilmoittamiin tuottolukemiin. Takaisinmaksuajaksi tuulienergian hyödyntämisellä voidaan hyvissä olosuhteissa saada myös suuri positiivinen vaikutus, jos samalla investointihinnalla tuotetaan enemmän energiaa verrattuna huonompituuliseen kohteeseen. Lisäksi tällöin auringolla vaa-

dittu tuotettavan energian määrä, ja tätä kautta aurinkovoimalan koko, pienenee, jolloin hybridijärjestelmän kokonaisinvestointihinta on edullisempi.

Akuston valinnassa hybridijärjestelmään kannattaa miettiä pidemmän ajan kustannuksia. AGM-akuston hinta verrattuna litiumakkuihin on minimaalinen, mutta lisäkustannuksia aiheutuu jatkuvista akustojen vaihdoista. Lisäksi litiumakusto on hyötysuhteiltaan ja ominaisuuksiltaan huomattavasti AGM-akustoa parempi, jolloin litiumakustoa käyttämällä voidaan uusiutuvilla energianlähteillä tuotetun sähköenergian varastointi ja käyttö maksimoida. Akkutekniikan kehittyessä markkinoille on varmasti tulossa uusia vielä parempia sähkönvarastointiratkaisuja, mutta ne voivat olla aluksi vielä kalliimpia kuin esimerkiksi litiumakut. Mitoitetun litiumakuston 10 vuoden elinkaaren aikana halvempia ratkaisuja tuskin kuitenkaan esiintyy, joten tiheän vaihtovälin omaavaan ja täten nopeasti ja helposti korvattavaan AGM-akustoon ei tässä mielessäkään ole järkevää kuitenkaan sijoittaa. Akuston elinikään vaikuttavat tekijät pitää myös huomioida järjestelmän asennuksessa. Etenkin lämpimissä kohdemaissa akuston käyttölämpötila voi nousta ilman jäähdystä liian korkeaksi. Akuston ja muun elektroniikan asennustilaksi voisikin miettiä valmista kylmiötä, jossa saataisiin pienellä energiamäärällä pidettyä haluttu käyttölämpötila ja jossa voitaisiin lisäksi hyödyntää jäähdysten apuna viileää yöaikaista ilmaa. Akuston elinikä on myös riippuvainen siitä, kuinka paljon ja kuinka usein sitä puretaan. Akuston mitoituksessa tuleekin kiinnittää huomiota riittävään ylimitoitukseen, jolloin akustoa ei aina pureta kokonaan, ja että akustossa on varaa myös ajoittain ajaa järjestelmää mitoitetun purkaussyklin eli yön yli.

Varavoimageneraattorin käyttö osana hybridijärjestelmää on välttämätöntä järkevän hybridijärjestelmän mitoittamiseksi. Varavoimageneraattorilla taataan myös telekommunikaatiomaston toiminta muun järjestelmän mahdollisesti vioitessa. Hybridijärjestelmän mitoituksessa ei ole kannattavaa mitoittaa järjestelmää esimerkiksi huonoimman kuukauden mukaan, jolloin uusiutuvaa energiaa olisi vähiten saatavilla. Tällöin muina vuodenaikoina järjestelmä voi olla suunnattoman ylimitoitettu telekommunikaatiomaston käyttöä ajatellen. Reilu ylimitoitus voi kuitenkin tulla kyseeseen, jos järjestelmää käytetään myös muuhun käyttötarkoitukseen kuin telekommunikaatiomaston ylläpitoon, kuten esimerkiksi läheisen kylän sähköistämiseen. Hybridijärjestelmällä voidaan samalla toteuttaa kyläläisten asuntojen valaistus ja esimerkiksi matkapuhelimien lataus. Vaikka järjestelmää ei tähän tarkoitukseen ylimitoitettaisikaan, ylituottoa ajoittain kuitenkin syntyy riippuen sääolosuhteista. Ylituotto voidaan käyttää asukkaiden hyödyksi esimerkiksi maston lähetyvillä olevalla latauspisteellä, jossa voidaan ladata puhelinten ja

työkalujen akkuja rajoitettuina aikoina. Latausmahdollisuudesta voitaisiin periä maksu, jolla olisi myös positiivinen vaikutus järjestelmän takaisinmaksuaikaan.

Hybridijärjestelmän kytkentä voidaan toteuttaa kahdella eri tavalla. Hybridijärjestelmälle luodaan oma sähköverkko saarekeverkkoinvertterillä, jonka kautta ladataan akustoa ja joka luo itsenäisen 230 V 50 Hz vaihtosähköverkon, mihin molemmat aurinko- ja tuuliinvertterit kytkeytyvät. Saarekeverkkoinvertterin maksimilatausvirtojen takia teholtaan kovin suurelle telekommunikaatiomastolle tämä ei ole järkevä ratkaisu, koska saarekeverkkoinvertterit ovat kalliita ja yksi ei isomman tehon omaavalle mastolle välttämättä edes riitä. Toinen ratkaisu on kytkeä eri energianlähteet akustoon lataussäätimillä. Lataussäätimiä voidaan kytkeä rinnakkain useampia, jos hybridijärjestelmään mitoitetaan monta tuulivoimalaa tai isompi aurinkovoimala. Mastoa ajetaan akustosta erillisellä tai erillisillä muuntajilla tarpeen mukaan. Saarekekäyttöön verrattuna lataussäätimet ovat halvempi ratkaisu, eivätkä ne rajoita energialähteiden kokoa. Tarvittaessa voidaan akusto myös kahdentaa isommalle mastolle toiminnan takaamiseksi. Molemmissa ratkaisuisa elektroniikkakomponentit voidaan helposti kytkeä etähallintajärjestelmään hybridijärjestelmän toiminnan valvomiseksi.

Etähallintajärjestelmän avulla hybridijärjestelmän toimintaa pystytään seuraamaan ja takaamaan, että laitteisto toimii oikein. Etähallintajärjestelmän kautta hybridijärjestelmän eri osista saadaan yhtenäinen kokonaiskuva, jolla voidaan seurata esimerkiksi pientuulivoimalan ja aurinkovoimalan tuottoja. Erillisten tuuli- ja säteilyantureiden avulla voidaan esimerkiksi todeta, jos paneelit ovat likaantuneet tai tuulivoimala on vikaantunut, jolloin ei päästä niihin tuottoarvoihin, mihin milläkin säteilymäärällä tai tuulennopeudella pitäisi järjestelmällä pystyä. Myös varavoimageneraattorin polttoaineenseuranta on välttämätöntä. Etähallintajärjestelmästä saadaan tällaisista tilanteista hälytys, jolloin pystytään reagoimaan välittömästi ongelmatilanteisiin. Etähallintajärjestelmällä seurataan myös huoltovälejä varavoimageneraattorin ja tuulivoimalan toiminta-ajoista. Hybridijärjestelmän etuna pelkkään dieselgeneraattorikäyttöön onkin huoltojen vähäisyys. Hybridijärjestelmän avulla maston luona tehtävät käynnit voidaan minimoida noin pariin käyntikertaan vuodessa, jolloin täytetään polttoainesäiliö ja tarvittaessa huolletaan varavoimageneraattori ja pientuulivoimalan koneisto. Valitun pientuulivoimalan huoltotoimenpiteetkin ovat silmämääräinen tarkastus sekä mekaanisten liitosten tarkastaminen viiden vuoden välein.

Varkaudet Afrikassa ovat melko yleisiä. Hybridijärjestelmään kohdistuvat sabotoinnit ja varkaudet pitääkin ottaa huomioon järjestelmää asennettaessa. Savivan katselmuksen mukaan polttoainevarkaudet ovat yleisiä ja myös vartijoita palkataan turvaamaan telekommunikaatiomastoalueita sekä polttoaineen toimituksia mastoille. Hybridijärjestelmä tuleekin asentaa niin, että alue pystytään aitaamaan ja vartioimaan esimerkiksi etähallintajärjestelmään liitetyllä kameravalvonnalla. Myös erillistä vartiointipalvelua suositellaan turvaamaan hybridijärjestelmän sijainti, mikä saattaa kuitenkin nostaa järjestelmän kokonaiskäyttökustannuksia.

Hybridijärjestelmän toteuttamiseksi tulisi yrityksen lähteä selvittämään järjestelmästä kiinnostuneita asiakkaita ja todellisia asennuskohteita, joihin hybridijärjestelmän asentaminen tai asennuttaminen olisi toteutettavissa ja tätä kautta pilottikohteen avulla arvioida järjestelmälle toteutuneiden kustannuksien avulla todellista takaisinmaksuaikaa suurempaa markkinointia varten. Yrityksellä on jo valmiit kilpailukykyiset tuotteet ja modulaariset asennusjärjestelmät, jotka soveltuvat hybridivoimalan toteuttamiseksi, joten haasteena on vain asennuksen toteuttaminen ja järjestelmien ohjelmoiminen yhteen toimivaksi kokonaisuudeksi.

## 7 LÄHTEET

- ABB. 2015. ABB generator interface. Luettu 29.3.2015  
[http://www08.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/3217bcc7a3661729c1257ccf004cad77/\\$file/4000-7200-WIND%20INTERFACE\\_BCD.00472\\_EN.PDF](http://www08.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/3217bcc7a3661729c1257ccf004cad77/$file/4000-7200-WIND%20INTERFACE_BCD.00472_EN.PDF)
- ABB. 2015. ABB small wind inverters. Luettu 29.3.2015  
[http://www09.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/a2af7929e1dffbf9c1257ccf004cf997/\\$file/PVI-3.0-3.6-4.2-W\\_BCD.00469\\_EN.PDF](http://www09.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/a2af7929e1dffbf9c1257ccf004cf997/$file/PVI-3.0-3.6-4.2-W_BCD.00469_EN.PDF)
- EEP. 2014. Electrical Engineering Portal. Luettu 19.01.2015. <http://electrical-engineering-portal.com/wp-content/uploads/hybrid-power-systems.jpg>
- Energypedia. 2015. Wind Turbine Technology. Luettu 15.3.2015  
[https://energypedia.info/wiki/Wind\\_Turbine\\_Technology](https://energypedia.info/wiki/Wind_Turbine_Technology)
- Finnwind. 2015. Tuule- 200 tuulivoimala yleisesite. Luettu 19.01.2015.  
<http://finnwind.fi/tuuli/Tuule-200-tuulivoimala-yleisesite.pdf>
- FORTIS Wind Energy. 2013. Montana Wind Turbine Instruction Manual. Luettu 6.4.2015.  
[http://downloads.fortiswindenergy.com/Instruction%20Manuals%20Fortis%20wind%20turbines/Montana/Manual\\_Montana\\_IM\\_1305\\_V2.1.pdf](http://downloads.fortiswindenergy.com/Instruction%20Manuals%20Fortis%20wind%20turbines/Montana/Manual_Montana_IM_1305_V2.1.pdf)
- Frontier Strategy Group. 2015. Luettu 25.3.2015  
<http://blog.frontierstrategygroup.com/wp-content/uploads/2014/06/EAC.png>
- Heine Resistors GmbH. 2015. Data sheet RF\_6 2.0 – 6.0 kW. Luettu 29.3.2015  
[http://www.heine-resistors.com/typo3temp/dompdf/ds2003\\_1060\\_en.pdf](http://www.heine-resistors.com/typo3temp/dompdf/ds2003_1060_en.pdf)
- HSAOY. 2015. Diesel-aggrigaatit Mitsubishin-moottorilla. Luettu 19.2.2015  
[http://www.hsaoy.com/aggregaatit/poweri/esitteet\\_poweri/ES\\_Poweri\\_DMW4.pdf](http://www.hsaoy.com/aggregaatit/poweri/esitteet_poweri/ES_Poweri_DMW4.pdf)
- Intertek. 2012. Fortis Power Performance Report. Luettu 6.4.2015  
[http://www.intertek.com/uploadedFiles/Intertek/Divisions/Commercial\\_and\\_Electrical/Media/PDF/Energy/Wind/Fortis%20Power%20Performance%20Report.pdf](http://www.intertek.com/uploadedFiles/Intertek/Divisions/Commercial_and_Electrical/Media/PDF/Energy/Wind/Fortis%20Power%20Performance%20Report.pdf)

- Kidwind. 2015. kidwind science snack: betz limit. Luettu 15.3.2015  
[http://learn.kidwind.org/sites/default/files/betz\\_limit\\_0.pdf](http://learn.kidwind.org/sites/default/files/betz_limit_0.pdf)
- Morningstar. 2015. TriStar MPPT 600V. Luettu 29.3.2015  
<http://www.morningstarcorp.com/products/tristar-mppt-600v/>
- Morningstar. 2015. TriStar MPPT 600V Installation and Operation Manual. Luettu 5.4.2015  
<http://www.morningstarcorp.com/wp-content/uploads/2014/02/600V-TS-MPPT-Operators-Manual.pdf>
- Morningstar. 2015. Relay Driver. Luettu 3.4.2015.  
[http://www.morningstarcorp.com/wp-content/uploads/2014/02/RELAYDRIVER\\_ENG\\_R1\\_7\\_05temp.pdf](http://www.morningstarcorp.com/wp-content/uploads/2014/02/RELAYDRIVER_ENG_R1_7_05temp.pdf)
- Motiva. 24.7.2014. Pientuulivoima. Luettu 16.01.2015. [www.motiva.fi/pientuulivoima](http://www.motiva.fi/pientuulivoima)
- Nordic Folkecenter. 2015. Pictures of small wind turbines. Luettu 6.4.2015  
[http://www.folkecenter.net/gb/rd/wind-energy/householdturbines\\_denmark/pics\\_small\\_windturbines/](http://www.folkecenter.net/gb/rd/wind-energy/householdturbines_denmark/pics_small_windturbines/)
- Ritar. 2015. RA12-200B. Luettu 11.2.2015  
<http://www.ritarpower.com/upload/pdf/2014031711464805137332.pdf>
- Saviva Research Review. Toukokuu 2013. Luettu 19.01.2015. Hybrid Energy Systems for Telecom Towers.
- UGE. 2015. Urban green energy. Luettu 31.3.2015  
<http://www.urbangreenenergy.com/photo-gallery?page=3>
- Victron Energy. 2015. Gel and AGM Batteries. Luettu 12.2.2015  
<http://www.victronenergy.com/upload/documents/Datasheet-GEL-and-AGM-Batteries-EN.pdf>
- Victron Energy. 2015. 12,8 Volt lithium iron phosphate batteries. Luettu 13.2.2015  
<http://www.victronenergy.com/upload/documents/Datasheet-12,8-Volt-lithium-iron-phosphate-batteries-EN.pdf>
- Viestintävirasto. 2015. Määräys 54. Luettu 11.02.2015  
<https://www.viestintavirasto.fi/attachments/maaraykset/Viestintavirasto54A2012M.pdf>

- Wikipedia. 2015. Betz's law. Luettu 15.3.2015  
[http://en.wikipedia.org/wiki/Betz%27s\\_law](http://en.wikipedia.org/wiki/Betz%27s_law)
- Wikimedia. 2015. File:I-V Curve MPP.png. Luettu 5.4.2015.  
[http://commons.wikimedia.org/wiki/File:I-V\\_Curve\\_MPP.png](http://commons.wikimedia.org/wiki/File:I-V_Curve_MPP.png)
- WindAtlas. 2015. Wind Map of Africa. Luettu 15.3.2015  
<http://irena.masdar.ac.ae/?map=422>
- Windfinder. 2015. Wind & weather statistics Nairobi/Jomo Kenyatta. Luettu 16.01.2015  
<http://www.windfinder.com/windstatistics/nairobi-jomo-kenyatta-airport>
- Zeeland. 2015. Testveld Kleine WindTurbines Zeeland. Luettu 17.3.2015  
<http://www.zeeland.nl/digitaalarchief/zee0801257>