

KEMIÖNSAAREN TUULIVOIMASELVITYS



Kuva: Högsåran tuulipuisto – Hafmex Wind Oy

Vipuvoimaa
EU:lta
2007–2013



Euroopan unioni
Euroopan aluekehitysrahasto



Loppuraportti

Laatija
Merja Paakkari

Päivämäärä
25.10.2010

Sivuja
2(24)

Sisällysluettelo:

1.	Johdanto.....	3
2.	Alueiden kuvaus – lähtötiedot ja reunaehdot.....	4
	2.1 Nordanå	5
	2.2 Påvalsby.....	7
	2.3 Svartnäs	8
	2.4 Sundvik	9
3.	Tuulisuusanalyysi ja tuotannon arviointi	10
	3.1 Tuulivoimalan valinta.....	10
	3.2 Tuulipuiston kokoluokka	11
	3.3 Tuotantoarviot	15
4.	Taloudellisuusanalyysi.....	17
5.	Yhteenveto	22

Copyright © Hafmex Wind Oy

Kaikki oikeudet pidätetään. Tätä asiakirjaa tai osaa siitä ei saa kopioida tai jäljentää missään muodossa ilman Hafmex Wind Oy:n antamaa kirjallista lupaa.



Loppuraportti

Laatija
Merja Paakkari

Päivämäärä
25.10.2010

Sivuja
3(24)

1. *Johdanto*

Kemiönsaaren kunnassa toteutetaan Energiaomavarainen Kemiönsaari-hanke, jonka tavoitteena on lisätä uusiutuvan energian käyttöä Kemiönsaarella. Hanketta rahoittavat kunta sekä EU:n aluekehitysrahasto Varsinais-Suomen liiton kautta.

Energiaomavarainen Kemiönsaari – hankkeeseen kuuluu yhtenä osana tuulivoimapotentialin kartoittaminen Kemiönsaaren pääsaaren alueella. Varsinais-Suomen liitto on teettänyt selvityksen saariston tuulivoimapotentialistaⁱ, mutta rannikolta sisämaahan päin ei tarkasteluja ole aiemmin tehty.

Tässä työssä keskityttiin kunnan osoittamien alueiden teknistaloudelliseen tarkasteluun. Tarkastelussa arvioitiin koko elinkaaren aikaiset kustannukset sekä vuosituotanto perustuen Suomen Tuuliatlaksenⁱⁱ lib-tiedostoihin. Tärkeä osa analyysia oli verkkoyhteyksien kuvaus ja hinnoittelu. Tämän työosuuden pohjaksi käytiin keskustelua sekä kantaverkon omistajan Fingrid Oy:n että paikallisen jakelu- ja alueverkon omistajan Fortum Sähkönsiirto Oy:n kanssa.

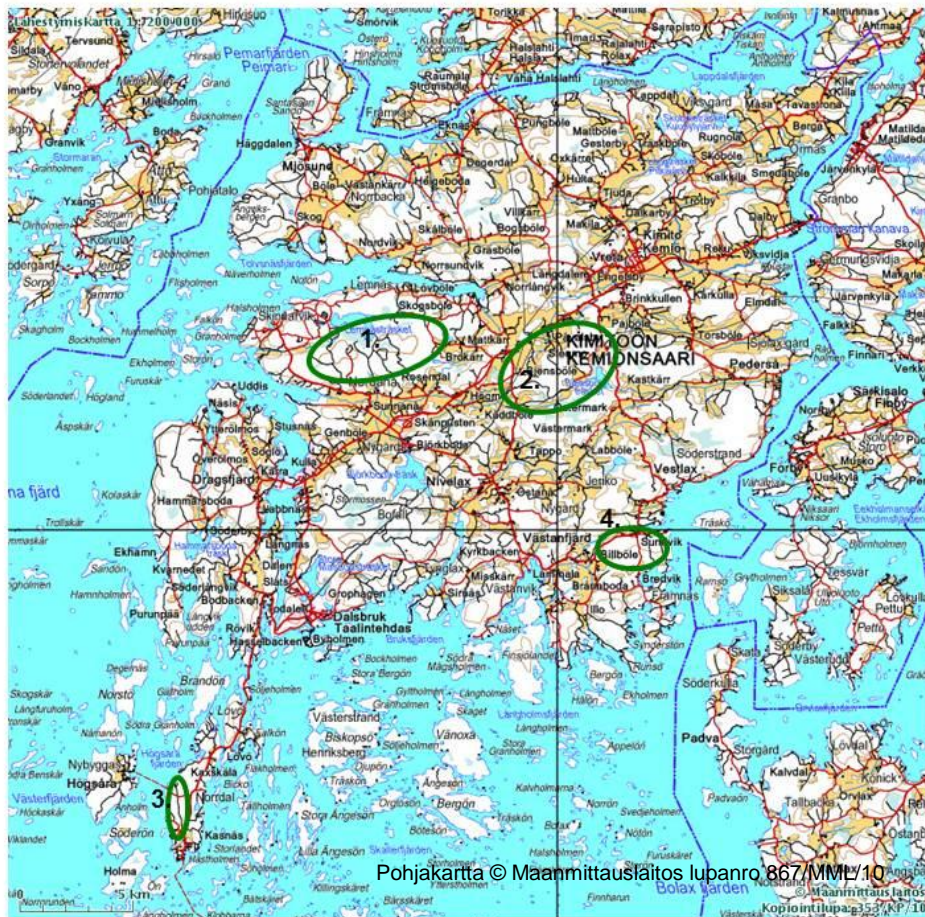
Työn toteuttamisesta vastasi DI Merja Paakkari Hafmex Wind Oy:sta.

Yhteystiedot:

Merja Paakkari
Hafmex Wind Oy
Luoteisrinne 5, 02270 Espoo
puh. 050 5955 877
sposti. merja.paakkari@hafmex.fi
www.hafmex.fi

2. Alueiden kuvaus – lähtötiedot ja reunaehdot

Lähempään tarkasteluun valitut alueet etsittiin kunnan toimesta tuulisuuden (Suomen Tuuliatlas) sekä asutuksen perusteella. Pysyvälle ja loma-asutukselle määriteltiin 500 metrin suojavyöhyke. Tavoitteena oli saada mahdollisimman kattava kuva Kemiönsaaren mahdollisuuksista tuulivoiman hyödyntämisessä. Kuvaan 1 on merkitty valitut alueet.



- TUULIPUISTOALUEET:
1. NORDANA
 2. PÄVALSBY
 3. SVARTNÄS
 4. SUNDEVIK

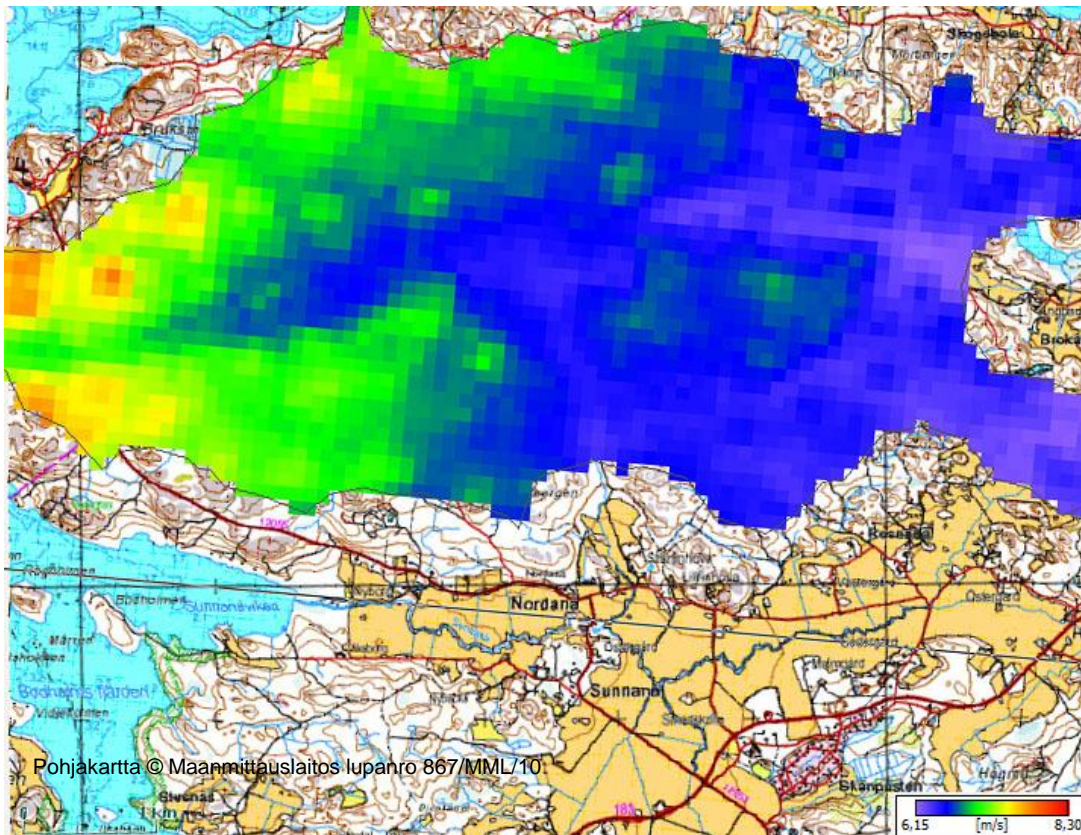
Kuva 1. Tarkasteltavat tuulipuistoalueet

Alueet ovat maastoltaan hyvin samankaltaista ja pitkälti metsäpeitteisiä. Laskelmissa oletettiin metsän korkeuden olevan 20 metriä. Alueen maaperä on kallioista ja alavammilta osiltaan suopeitteisiä tai peltoaluetta. Tuulivoimalat voidaan sijoittaa mäkien päälle, jolloin useimmissa tapauksissa voidaan perustukset tehdä peruskallion päälle. Laskelmissa on oletettu että kaikki voimalat rakennetaan kallioperustuksella.

Alueille pääsee maitse kahta pääväylää pitkin, joko Perniön tai Paimion kautta. Lisäksi alueella on useampia teollisuussatamia joita voitaneen hyödyntää tuulivoimaloiden kuljetuksissa.

Puiston koosta riippuen liitytään joko 20kV jakeluverkkoon tai 110kV kanta- tai alueverkkoon. Paikallinen verkko-operaattori on Fortum Sähkösiirto Oy, mutta alueelle tulee myös Fingridin 110kV kantaverkko. Fingridin mukaan verkon vastaanottokyky on noin 100 MW, jolloin isot tuulipuistokokonaisuudet ovat alueella mahdollisia.

2.1 Nordanå



Kuva 2. Nordanå – Lövböle alueen tuuliresurssikartta 100x100m hilaruudulla

Nordanå sijaitsee niemellä Kemiönsaaren länsiosassa. Tuulivoimalle soveltuva alue on laaja, lähes 20 km² asutuksen sijoittuessa aivan rannan tuntumaan. Alueelle mahtuisi siten yli 50 MW tuulipuisto. Niemen länsiosa kuuluu Puolustusvoimille.



Loppuraportti

Laatija
Merja Paakkari

Päivämäärä
25.10.2010

Sivuja
6(24)

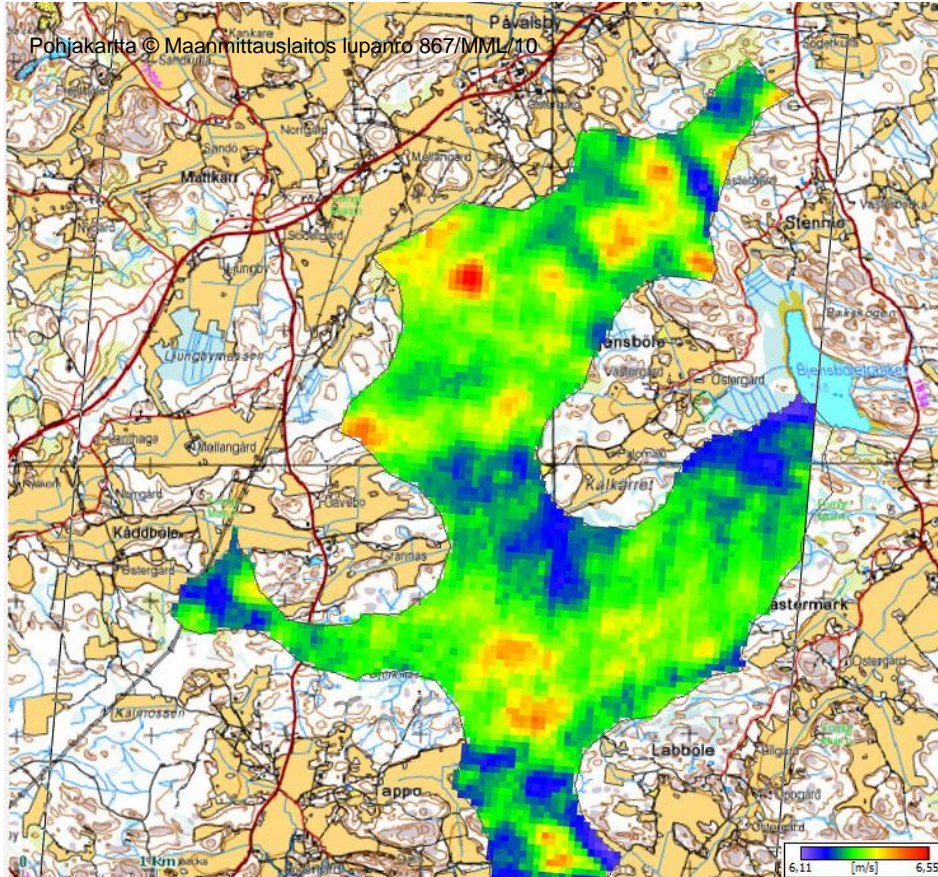
Tuulisuuden kannalta parhaat olosuhteet sijaitsevat mahdollisimman lännessä tuulisuuden heikentyessä itään päin mentäessä.

Kaivos- ja metsätoiminnan myötä alueella on melko kattava ja vahva tieverkko, jota joudutaan kuitenkin laajentamaan sekä vahvistamaan tuulipuiston rakentamis- ja huoltotöitä varten. Laskelmissa oletuksena on, että tuulipuistolle yhteistä tietä joudutaan vahvistamaan ja rakentamaan yhteensä 10 km. Lisäksi kullekin tuulivoimalalle tehdään keskimäärin 0,5 km verran tietä sekä nostoalue.

Alue on metsäpeitteistä ja lisäksi alueella on yksi isompi järvi sekä muutamia suoalueita. Mäkien huiput ovat parhaimmillaan 70 metriä merenpinnasta laskettuna. Mäet sijaitsevat alueella siten, että useamman tuulivoimalan kokonaisuudetkin voidaan sijoittaa mäkien päälle, jolloin tavoitetaan paremmat tuuliolosuhteet.

Alue sijaitsee noin 5-10 km päässä 110 kV linjasta. Laskelmat tehtiin oletuksella, että 110 kV linjaa joudutaan tarkentamaan 6 km, jonka jälkeen alkaa puiston sisäinen 20 kV verkko.

2.2 Pāvālsby



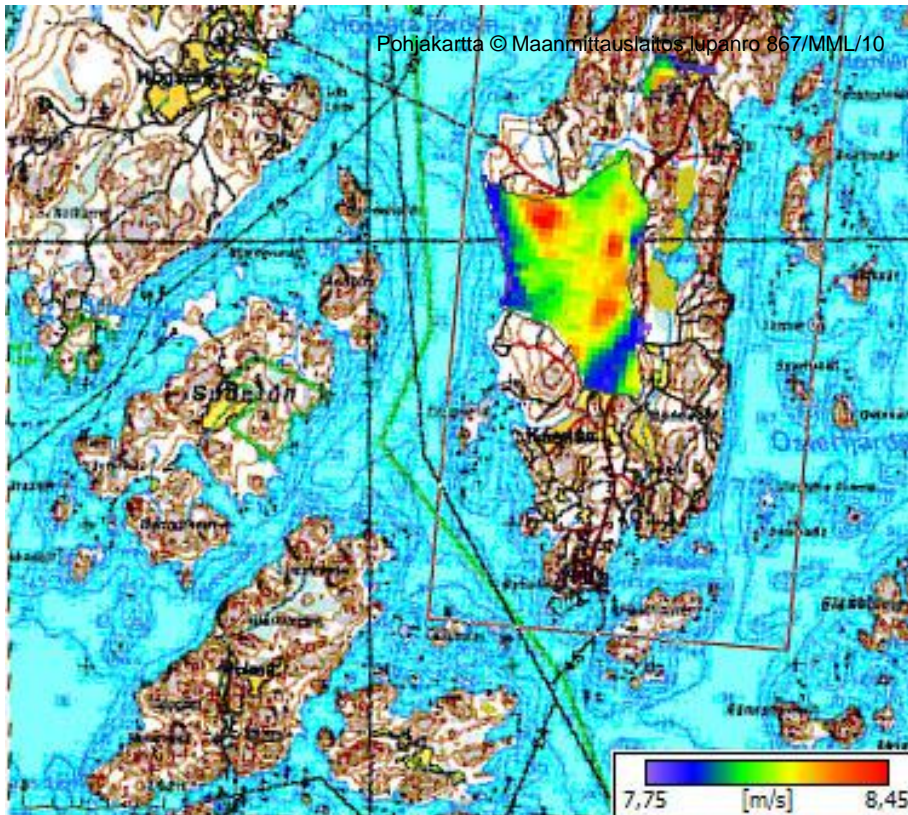
Kuva 3. Pāvālsbyn tuuliresurssikartta 50x50 metrin hilaruudulla

Pāvālsby sijaitsee lähes keskellä Kemiönsaarta. Pāvālsbyn alue on myös hyvin laaja ja sinne mahtuu 20-30 MW tuulivoimaa. Etelämpänä on vielä lisää asumatonta metsäaluetta, jonne mahtuu toinen yhtä suuri kokonaisuus.

Alue on metsäpeitteistä eikä sisällä selkeästi ympäristöään korkeampia kohtia. Korkeimmat mäen huiput ovat hieman yli 40 metriä merenpinnasta. Lisäksi alue sijaitsee suhteellisen kaukana rannikosta mikä vaikuttaa heikentävästi tuulisuuteen.

Infrastruktuurin puolesta alue on erittäin hyvä. Dragsfjärdintie kulkee aivan alueen vieressä. Tuulipuiston kokoluokan vuoksi tehtiin kuitenkin teiden osalta samat oletukset kuin Nordanåssa. Lisäksi sekä Fingridin että Fortumin 110 kV sähköasemat sijaitsevat kumpikin noin kilometrin päässä alueelta. Tällöin tuulipuiston sisäinen 20 kV verkko voidaan viedä suoraan sähköasemalle eikä ylimääräistä 110 kV tai 45 kV linjaa tarvitse rakentaa. Tämä alentaa huomattavasti puiston verkkokustannuksia.

2.3 Svartnäs



Kuva 4. Svartnäsin tuuliresurssikartta 50x50 metrin hilaruudulla

Svartnäs sijaitsee lounaaseen Kemiönsaaren pääsaaresta. Alueelle on tällä hetkellä lossiyhteys Lövössä, mutta siltayhteyden on tarkoitus valmistua vuoden 2011 aikana. Tuulipuistoalueen vieressä kulkee Kasnäsin tie.

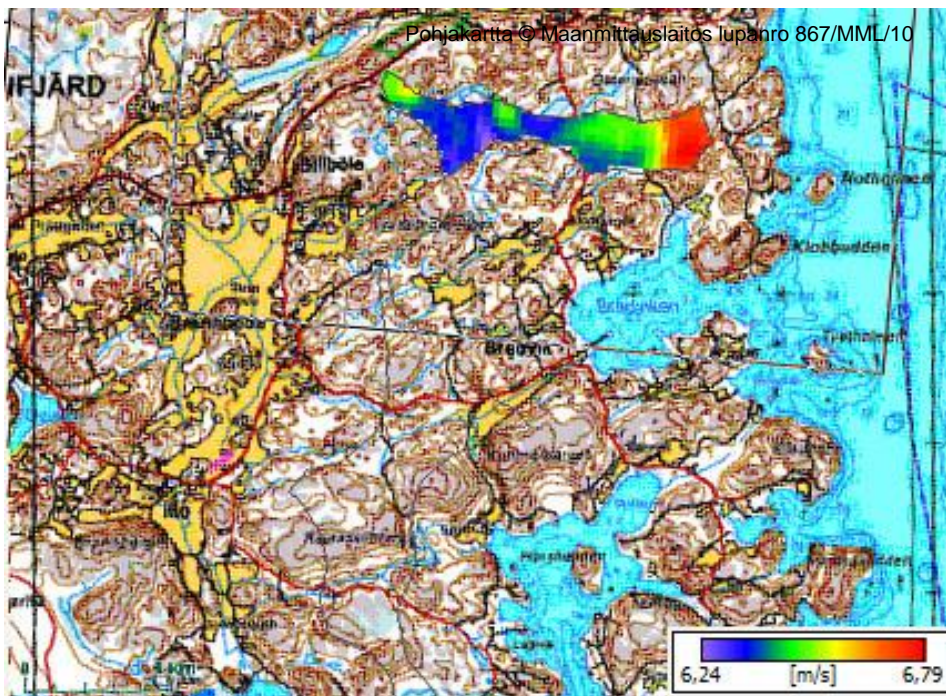
Alue on metsäpeitteinen ja maanpinnan korkeus kasvaa saaren sisäosissa noin 40 metriin. Niemi on tarkasteltavalta kohdalta alle 2 km leveä, jolloin vesistöä on useampaan suuntaan ja siten tuulisolosuhteet erinomaiset. Alueelle mahtuisi maksimissaan kuusi 2-3 MW:n tuulivoimalaa.

Sähköverkko muodostaa pullonkaulan alueella. Nykyiseen 20 kV verkkoon on jo liitetty 6 MW tuulivoimaa läheisellä Högsåran saarella. Paikallisen verkkoyhtiön mukaan siirtolinjan koko kapasiteetti on käytetty eikä uutta kapasiteettia voida enää lisätä. Taalintehtaalla sijaitsee lähin kytkinasema, jonne voidaan rakentaa suoraan oma 20 kV merikaapeli. Tämä mahdollistaa kahden 2,5 MW tai kolmen 2 MW tuulivoimalan rakentamisen Svartnäsiin riippuen voimalatyypistä ja sen verkon

kompensointikyvystä. Mahdollista olisi kytkeytyä myös 110 kV verkkoon, mutta tuulipuiston koko ei ole tarpeeksi iso näiden kustannusten kattamiseksi.

Laskelmassa oletettiin merikaapeliyhteyden pituudeksi 13 km Taalintehtaalle. Lisäksi Taalintehtaan 20 kV asemalle tarvitaan uusi lähtökemno ja Svartnäsiin vielä kytkinasema, jolloin merikaapeliyhteyden katketessa voitaisiin syöttää rajoitetulla teholla olemassa olevaan verkkoon.

2.4 Sundvik



Kuva 5. Sundvikin tuuliresurssikartta 50x50 metrin hilaruudulla

Sundvikin alue on kapea ja pitkä kaistale länsi-itä suunnassa, jonne mahtuisi noin neljä 2-3 MW:n voimalaa. Alueelta löytyy korkeuseroja ja se sijaitsee rannikon tuntumassa. Tosin vallitsevaan tuulensuuntaan nähden ranta on verrattain kaukana. Tuuliolosuhteet ovat kuitenkin alueella kohtuulliset.

Tieyhteydet löytyvät perille asti, mutta vaativat vahvistamista sekä voimalakohtaisten huoltoteiden rakentamista.

Paikallisen verkkoyhtiön mukaan alueen nykyiseen sähköverkkoon ei todennäköisesti mahdu yhtään tuulivoimaa. Vahvistuksia tekemällä voitaneen saada kytkettyä noin 5 MW nimellistehoa, mutta tämä lisää tuulipuiston kustannuksia.

Toinen vaihtoehto on liittyä 110 kV alue- tai kantaverkkoon Pāvalsbyssä, mutta tämä vaatii jo isomman tuulipuiston korkeampien kustannusten kattamiseksi. Laskelmissa oletettiin että nykyiseen verkkoon voidaan liittyä.

3. Tuulisuusanalyysi ja tuotannon arviointi

Tuotannon arvioimisessa käytettiin tanskalaisen Risön tutkimuskeskuksen kehittämää WAsP-ohjelmaaⁱⁱⁱ. Tämä on yleisesti käytössä oleva malli tuulivoimatuotannon arvioimiseksi ja esimerkiksi Suomen Tuuliatlaksen 250x250 m hilaruudun tulokset on laskettu WAsP-ohjelmalla. Lähtöarvoina käytettiin Suomen Tuuliatlaksen internetsivuilta saatavia lib-tiedostoja, joihin on laskettu kahdelletoista eri tuulensuuntasektorille niin sanottu weibull-käyrä, joka kuvaa miten usein tietty tuulennopeus esiintyy kyseisessä hilapisteessä. Tuulennopeusjakauman lisäksi WasP- ohjelmaan syötetään korkeuskäyrät ja tiedot maanpinnan rosoisuudesta sekä käytettävän tuulivoimalan tiedot. Näiden tietojen perusteella WAsP-ohjelma laskee tuotantoarviot määritellylle tuulipuistolle.

3.1 Tuulivoimalan valinta

Tuotantoarvioissa käytettiin esimerkkituulivoimaloina Enerconin E82 tyyppistä nimellisteholtaan 2.3 MW tuulivoimalaa sekä Nordexin N100 tyyppistä 2.5 MW voimalaa. Voimalat poikkeavat teknisesti toisistaan Nordexin edustaessa perinteistä vaihdelaatikollista ratkaisua ja Enercon vaihteetonta tuulivoimalamallia. Lisäksi Nordexin N100 voimala on suunniteltu erityisesti heikkoihin IEC III - luokan tuuliolosuhteisiin (50 vuoden maksimituuli enintään 37,5 m/s), kun Enerconin E82 soveltuu IEC II – luokan tuuliolosuhteisiin (50 vuoden maksimi 42,5 m/s). Huomioitava seikka on että Svartnäsän alueella tuulisuus on niin hyvä ettei N100 - malli tule siellä kyseeseen liian suurten kuormitusten takia. Svartnäs onkin laskettu N90 voimalalla ja 80 metrin tornin korkeudella ja E82 tapauksessa 85 metrin tornin korkeudella. Taulukkoon 1 on listattu käytetyt tuulivoimalamallit sekä niiden dimensiot ja tuulisuusluokat.

Taulukko 1. Tiedot laskelmissa käytetyistä tuulivoimalamalleista

Valmistaja	Malli	Nimellisteho	Roottorin halkaisija	Tornin korkeus	Tuuliluokka
Nordex	N100	2.5 MW	99.8 m	100 m	IEC IIIA
Nordex	N90	2.5 MW	90 m	80 m	IEC IIA
Enercon	E82	2.3 MW	82 m	85 tai 108.6 m	IEC IIA



Loppuraportti

Laatija
Merja Paakkari

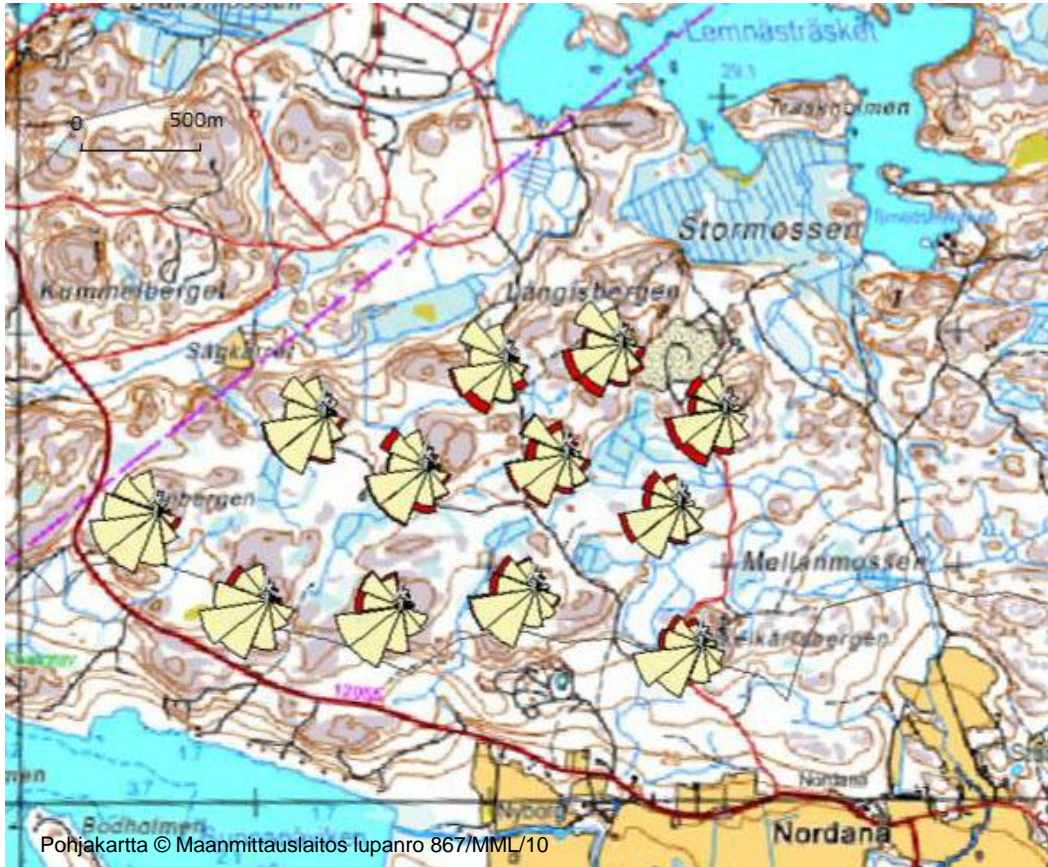
Päivämäärä
25.10.2010

Sivuja
11(24)

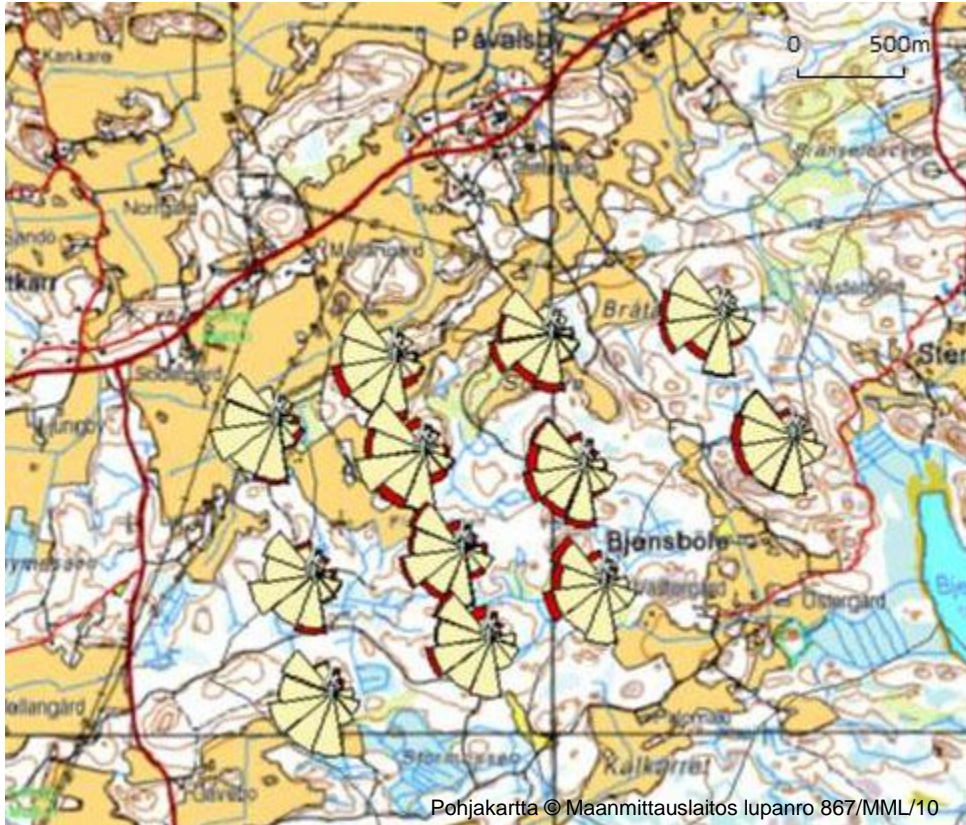
3.2 Tuulipuiston kokoluokka

Laskelmat tehtiin Svartnäsän ja Sundvikin tapauksessa kahdelle tuulivoimalalle kun taas Påvalsbyn ja Nordanån alueille sijoitettiin 12 voimalaa kuhunkin. Jälkimmäisille alueille mahtuu suuremmatkin kokonaisuudet, mutta edellä mainitun kokoluokan oletettiin kuvaavan alueiden potentiaalia tämän työn tarkoituksiin nähden riittävällä tasolla. Suuremmat kokonaisuudet tuovat kustannusetua esimerkiksi sähköverkkoon liitynnän osalta.

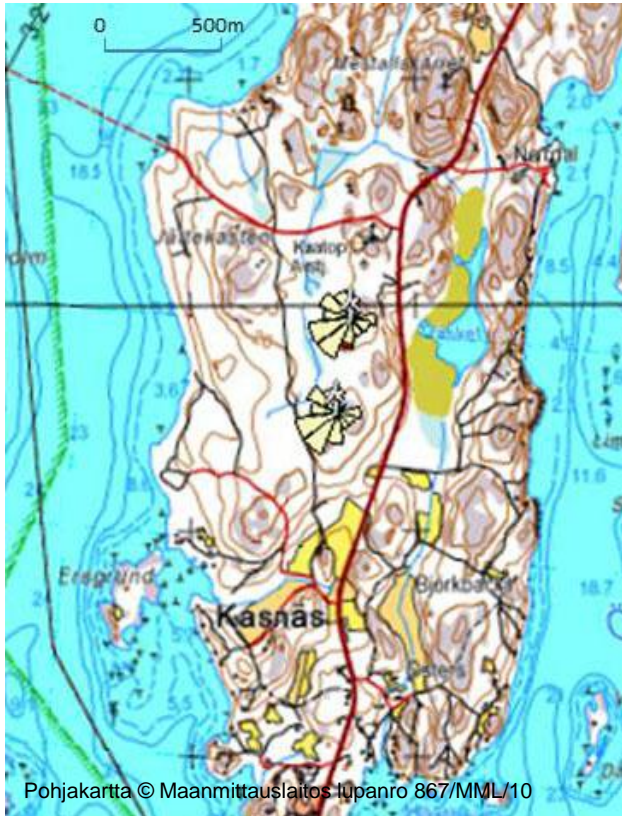
Tuulivoimaloiden sijoittelu eri alueilla on esitetty kuvissa 2-5. Kuviin on laitettu vuosituotannon jakautuminen sektoreittain. Sektoreita on 12 ja yksi sektori on 30°. Sektorit kuvaavat siten tuotannon painottumista eri tuulensuunnille. Kuvista nähdään, että tärkein tuulensuunta on lounaasta, mutta myös luoteistuulet erottuvat useimmilla paikoilla. Tämä tulee huomioida tuulivoimaloiden sijoittelussa siten että tuulivoimaloiden etäisyys toisistaan vallitsevaan tuulensuuntaan tulee olla riittävä. Yleisesti käytetään vähintään viisi kertaa roottorin halkaisijan pituista välimatkaa, mutta vallitsevaan tuulensuuntaan välimatka olisi hyvä olla tätäkin enemmän. Liian lähellä sijaitsevat voimalat varjostavat huomattavasti toisiaan, mikä vaikuttaa vähentyneenä tuotantona sekä lisääntyvästä kuormituksena. Jonkin asteista häviötä kuitenkin aina syntyy tuulipuistossa. Kuviin tämä ns. varjostushäviö on merkitty kullekin sektorille punaisella eli sillä kuvataan minkä verran kullakin tuulensuuntaa kuvaavalla sektorilla menetetään tuotantoa.



Kuva 6. Tuulivoimaloiden sijoittelu Nordanan alueella



Kuva 7. Tuulivoimaloiden sijoittelu Pávalsbyn alueella



Kuva 8. Tuulivoimaloiden sijoittelu Svartnäsin alueella



Kuva 9. Tuulivoimaloiden sijoittelu Sundvikin alueella

3.3 Tuotantoarviot

Taulukossa 2. on esitetty tuotantoarviot molemmille esimerkkivoimaloille ja Svartnäsin tapauksessa olosuhteisiin paremmin soveltuville voimalatyypeille. Tulokset on annettu sekä brutto- että nettomääräisenä, joista jälkimmäisessä on huomioitu tuulivoimaloiden aiheuttama varjostus toisiinsa nähden, mikä johtaa tuotannon pienenemiseen. Tämän varjostuksen vaikutusta kuvaa myös puistohäviö (%), mikä on isommissa tuulipuistoissa luonnollisesti suurempi kuin kahden voimalan tapauksessa. Taulukossa sarake 'yhteensä' kuvaa koko tuulipuiston tuotantoa, keskiarvo on tuulipuiston tuulivoimaloiden keskimääräinen tuotanto. Minimi ja maksimi puolestaan heikoimman ja parhaimman tuulivoimalan tuotanto.

Taulukko 2. Tuulipuistojen tuotantoarviot laskettuna Nordexin N100/N90 mallille ja Enerconin E82 mallille

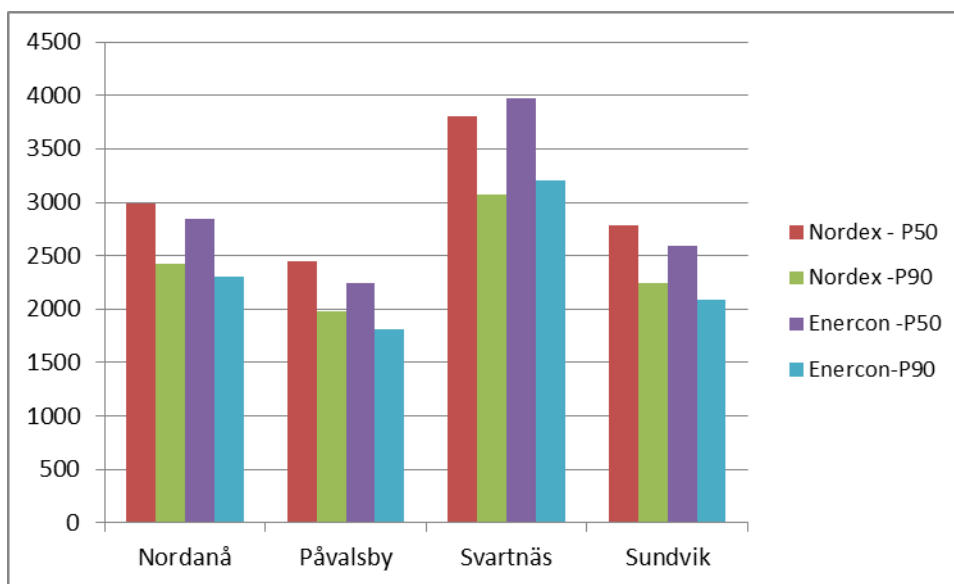
NORDANÅ	12 x N100 - 100m				12 x E82 - 108.6m			
	Yhteensä	Keskiarvo	Minimi	Maksimi	Yhteensä	Keskiarvo	Minimi	Maksimi
Brutto tuotanto [MWh]	96288	8024	7519	8717	82885	6907	6451	7516
Netto tuotanto [MWh]	89806	7484	6832	8533	78528	6544	5967	7405
Puistohäviö [%]	6.73	-	-	-	5.26	-	-	-
PÅVALSBY	12 x N100 - 100m				12 x E82 - 108.6m			
	Yhteensä	Keskiarvo	Minimi	Maksimi	Yhteensä	Keskiarvo	Minimi	Maksimi
Brutto tuotanto [MWh]	78762	6564	6351	6946	65275	5440	5265	5725
Netto tuotanto [MWh]	73381	6115	5776	6343	61993	5166	4931	5341
Puistohäviö [%]	6.83	-	-	-	5.03	-	-	-
SVARTNÄS	2 x N90 - 80m				2 x E82 - 85m			
	Yhteensä	Keskiarvo	Minimi	Maksimi	Yhteensä	Keskiarvo	Minimi	Maksimi
Brutto tuotanto [MWh]	19233	9616	9567	9666	18462	9231	9188	9274
Netto tuotanto [MWh]	19034	9517	9516	9518	18265	9133	9123	9142
Puistohäviö [%]	1.03	-	-	-	1.07	-	-	-
SUNDBIK	2 x N100 - 100m				2 x E82 - 108.6m			
	Yhteensä	Keskiarvo	Minimi	Maksimi	Yhteensä	Keskiarvo	Minimi	Maksimi
Brutto tuotanto [MWh]	14124	7062	6769	7355	12048	6024	5789	6260
Netto tuotanto [MWh]	13912	6956	6689	7223	11918	5959	5738	6180
Puistohäviö [%]	1.5	-	-	-	1.08	-	-	-

WASP-ohjelmalla päästään parhaimmillaan tarkkuuteen +/-10% käyttämällä hyvälaatuista ja edustavaa mittausdataa tarkasteltavalta alueelta. Tässä tapauksessa mittausdataa ei ollut käytettävissä ja tuotantoarviot perustuivat puhtaasti Suomen Tuuliatlaksesta saatuihin 2,5x2,5 km hilaruudun lib-tiedostoihin, joita käytetään WasP-ohjelmassa. Tarkkuuden oletetaan siten olevan pikemminkin luokkaa +/-15%. Tällä epävarmuudella laskettuna saadaan taulukossa 3. annetut arvot vuosituotannolle eri todennäköisyyksillä. P50-lukema on WASP -ohjelmalla

saatu arvio nettotuotannosta eli tämä vuosituotanto saavutetaan 50% todennäköisyydellä. P75 luku saavutetaan vastaavasti 75% ja P90 90% todennäköisyydellä. P90 lukua käytetään yleisesti rahoitusneuvotteluissa, joissa pyritään mahdollisimman varmoihin lukuihin. Siten P90 luku valittiin myös kustannuslaskelmien pohjaksi. Taulukkoon on laskettu lisäksi huipunkäyttöaika P90 luvulle eli tuulipuiston vuosituotanto jaettuna puiston nimellisteholla.

Taulukko 3. Tuotantolukujen P50, P75 ja P90 arvot sekä huipunkäyttöaika

	Nordanå		Sundvik		Påvalsby		Svartnäs	
	12xN100	12xE82	2 x N100	2xE82	12 x N100	12xE82	2xN90	2xE82
P50	89 806	78 528	13 912	11 918	73 381	61 993	19 034	18 265
P75	80 727	70 589	12 505	10 713	65 962	55 726	17 110	16 418
P90	72 536	63 427	11 237	9 626	59 270	50 072	15 374	14 753
Huipunkäyttöaika	2 418	2 298	2 247	2 093	1 976	1 814	3 075	3 207


Kuva 10. Huipunkäyttöaika (tuntia) esimerkkinä käytetyille tuulivoimalamalleille vuosituotantoarvoilla P50 ja P90

Kuvassa 6 on huipunkäyttöajat annettu kullekin alueelle ja kullekin voimalamallille sekä WASP laskennan pohjalta (P50 arvo) että P90 arvona. 90% todennäköisyydellä saavutettu tuotanto on siis huomattavasti vähemmän kuin WasP-ohjelmalla laskettu keskimääräinen arvo. Esimerkiksi käytettäessä N100 tuulivoimalamallia Nordanåssa WasP-laskennalla saatu huipunkäyttöaika on 3000 h kun P90 arvoa käyttäen ollaan lukemassa 2418 h.

Kuvasta nähdään lisäksi että Svartnäsän alueella E82 tuulivoimala tuottaa paremmin kuin N90, kun muissa tapauksissa N100 on E82 tuottavampi. Tämä johtuu siitä että Nordanån, Påvalsbyn ja Sundvikin alueilla voidaan käyttää isompaa 100 metrin roottoria ja siten tuotantokin on huomattavasti pienempiroottorista Enerconia parempi. Myös N90 tuulivoimalan roottori on hieman E82 roottoria isompi, mutta tässä tapauksessa Enerconin tehokäyrä sopii paremmin Svartnäsissä vallitseviin tuuliolosuhteisiin ja antaa siten paremman tuotannon.

Syöttötariffin pohjana käytetyissä laskelmissa käytettiin huipunkäyttöaikaa 2400 h/a ja tämä arvo ylittyy laskelman perusteella vain Svartnäsissä kummallakin voimalalla ja Nordanåssa N100-voimalalla.

Högsåran mittauksen perusteella Tuuliatlas hieman yliarvioi tuulisuusarvoja saaristossa. Högsåran masto on 70 metriä korkea ja sijaitsee noin 26 metriä merenpinnan yläpuolella. Högsårassa mitattu keskituulennopeus on noin 0,4 m/s vähemmän kuin Tuuliatlaksen antama lukema mittauspisteessä. Tämä tulee huomioida varsinkin Svartnäsän alueella. Muilla alueilla tilanne saattaa olla parempi sillä Suomen Tuuliatlaksen taustatietojen mukaan lähellä rannikkoa sijaitsevien mastojen kohdalla malli näyttäisi yliarvioivan tuulen nopeutta enemmän kuin kauempana sisämaassa tai avoimella merialueella sijaitsevien mastojen kohdalla.ⁱⁱ

4. *Taloudellisuusanalyysi*

Tuulivoimahankkeet ovat investointivaltaisia. Suurin osa kustannuksista toteutuu jo rakentamisvaiheessa. Taloudellisuusanalyysissä investointikustannukset jaettiin seuraaviin kokonaisuuksiin, missä prosenttiosuudet kuvaavat miten osuudet vaihtelevat neljällä tutkitulla alueella:

- | | |
|---|--------|
| ○ Suunnittelu ja esiselvitykset | 1-3% |
| ○ Tuulivoimala sis. nostot ja kuljetuksen | 70-82% |
| ○ Perustukset ja maanrakennus | 11-12% |
| ○ Sähkökytkennät ja -verkkokustannukset | 4-16% |
| ○ Muut | n.1% |

Näistä osioista 'Suunnittelu ja esiselvitykset' sisältävät mm. tuulimittaukset, lupaprosessit sekä tarvittavan infran suunnittelun. Nämä kustannukset riippuvat jonkin verran tuulipuiston koosta ja alueesta, esimerkiksi YVA prosessia ei

välttämättä tarvita kahden tuulivoimalan kokonaisuudelle. Toisaalta osa kustannuksista, esimerkiksi tuulimittaukset, ovat lähes samanhintaiset riippumatta tuulipuiston koosta. Isomman tuulipuiston osalta voidaan kuitenkin nähdä tarpeen tehdä täydentäviä mittauksia laajemmalla alueella useammilla mittausmastoilla tai hyödyntäen esimerkiksi sodaria (kaikuluotaukseen perustuva tuulen nopeuden ja suunnan mittaus).

Nostot ja kuljetukset sisältyvät usein tuulivoimalan hintaan. Kustannukset vaihtelevat tuulipuiston koon ja sijainnin mukaan ja siten myös yksittäisen tuulivoimalan hinnassa on puistokohtaisia eroja. Tässä laskelmassa eroa ei kuitenkaan huomioitu.

Perustukset ja maanrakennus osio sisältää myös tiestön rakentamisen. Nämä kustannukset riippuvat hyvin paljon siitä miten hyvin olemassa olevia teitä voidaan hyödyntää ja minkälaiselle maapohjalle uudet tiet tullaan perustamaan. Suolle rakentaminen on huomattavasti kalliimpaa kuin kovalle maalle. Metsäautotiet jotka on mitoitettu tukkirekkoja varten soveltuvat myös tuulivoimaloiden kuljettamiseen kunhan mutkien käänstösaiteet ovat riittävät pitkien osien kuljettamiseen. Perustuksia on useita tyyppisiä joista maalle käytetään gravitaatioperustusta ja kallioperustusta. Gravitaatioperustassa koko tarvittava vastavoima tulee laajasta betonijalustasta kun taas kallioperustuksessa vastavoima otetaan peruskalliosta ankkureiden avulla. Laskelmissa oletettiin käytettävän kallioperustusta.

Suurin muuttuva tekijä eri alueiden välillä on verkkoliityntä. Kustannukset eroavat paljon riippuen siitä miten kaukana verkko on ja mihin jännitetasoon liitytään. Siten sähkökytkennät- ja verkkokustannukset -osio on ratkaiseva kannattavuuden osalta.

Vuotuiset käyttö- ja ylläpitokustannukset jaettiin puolestaan seuraaviin osioihin:

- Huolto ja ylläpito – voidaan laskea kiinteänä hintana tai tuotantoon sidottuna
- Maanvuokra - kiinteä tai tuottoihin sidottu
- Sähkönsiirto – vaihtelee riippuen liitytäänkö jakelu- vai kantaverkkoon
- Kiinteistövero – 1% tornin ja konehuoneen hinnasta, josta huomioidaan 70%
- Vakuutusmaksut - vaihtelee kattavuuden mukaan
- Tasekustannukset - 2€/MWh syöttötariffityöryhmän mukaan
- Hallinnointikulut - riippuvat puiston koosta

Käyttö- ja ylläpitokustannuksille käytettiin vuotuisena inflaatiokertoimena 2%.

Tuotot jakautuvat sähköstä saatuun maksuun sekä syöttötariffiin, jotka tekevät yhteensä 83,5 €/MWh. Jos hankkeet etenevät nopeasti on vuoteen 2015 asti aikaa saada korotettua tariffia 105,3 €/MWh kolmelle ensimmäiselle vuodelle. Syöttötariffille ei tule inflaatiokerrointa. Sähkönhinta syöttötariffiajan (12v) päätyttyä oletettiin olevan 50 €/MWh lisättynä 2% inflaatiokertoimella.

Tuulivoimaloiden käytettävyydeksi oletettiin 95% eli tämän ajan ne ovat toimintakuntoisia. Käytettävyyden oletettiin pysyvän samana koko eliniän ajan. Tämä riippuu kuitenkin tuulivoimalamallista ja huoltosopimuksista.

Taloudellisten laskelmien pohjana on käytetty syöttötariffityöryhmän arvioita taloudellisista parametreista, jotka löytyvät taulukosta 4.^{IV}

Taulukko 4. Taloudelliset parametrit syöttötariffityöryhmän mukaan

Taloudelliset parametrit	
Oman pääoman osuus	30 %
Oman pääoman tuottovaatimus	10 %
Lainapääoman korko	5 %
Kirjanpidollinen poistoaika	15
Laina-aika	12
Tuen maksatusaika	12

Taulukossa 5 löytyy yhteenveto kustannuksista. Kullekin tuulipuistolle on laskettu sisäinen korkokanta (IRR) sekä nettonykyarvo (NPV) 10% oman pääoman tuottovaatimukselle koko elinkaaren aikaiset kustannukset huomioiden.

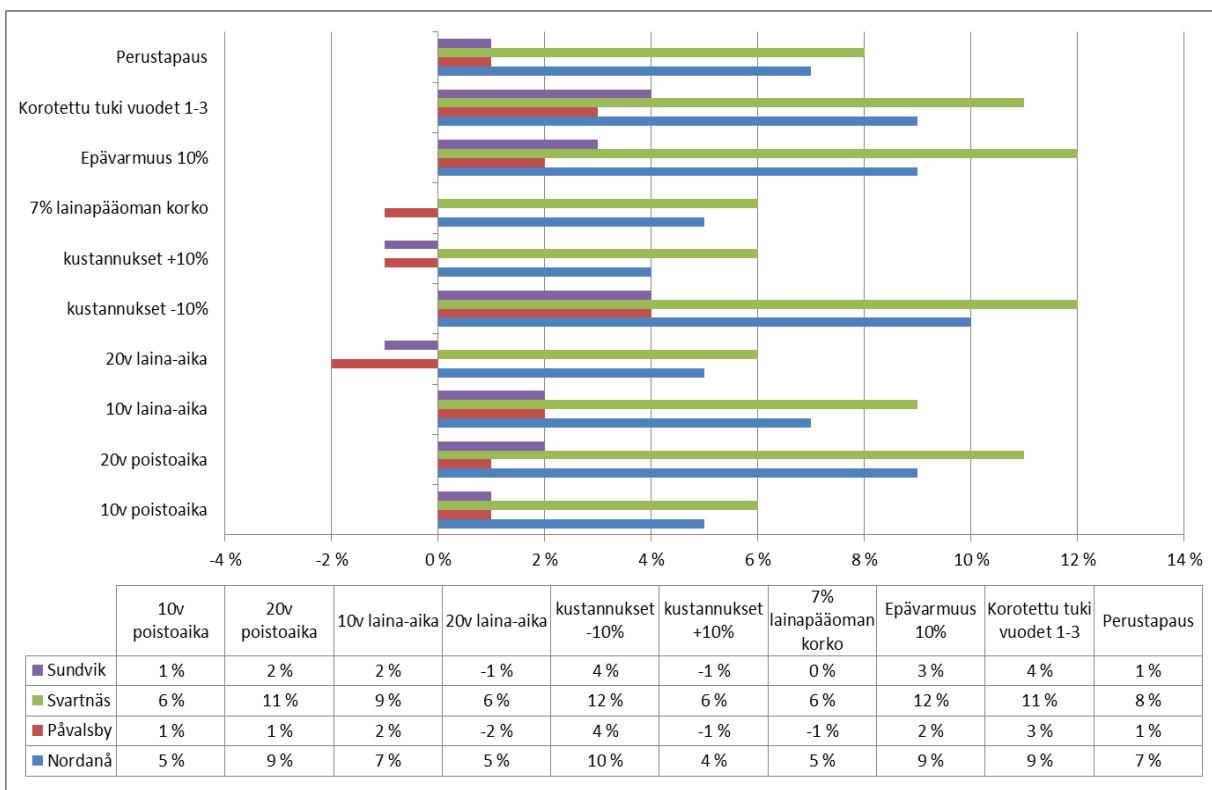
Taulukko 5 sisältää myös käyttö- ja ylläpitokustannukset verrattuna investointikustannuksiin sekä asennettua kilowattia kohden. Käyttö- ja ylläpitokustannuksiin vaikuttavat tuulipuiston koko ja vuotuinen sähköntuotanto, sillä osa vuotuisista kustannuksista on sidottu vuosituotantoon.

Taulukko 5. Tulokset taloudellisuusanalyysistä eri tuulipuistoille käyttäen N100/N90 tuulivoimalaa.

Projektin kustannukset (k€)	Nordanå	Påvalsby	Svartnäs	Sundvik
Esiselvitykset + suunnittelu	327	330	207	207
Tuulivoimalat sis. kuljetus ja asennus	32 400	32 400	5 400	5 400
Perustukset ja maanrakennus	4 860	4 860	860	860
Verkko- ja kytkentäkustannukset	2 200	1 610	1 215	415
Muut kulut	600	600	100	100
Yhteensä	40 387	39 800	7 782	6 982
Kustannukset €/kW	1346	1327	1556	1396
IRR	7 %	1 %	8 %	1 %
NPV 10% tuottovaatimuksella	-3 231	-8 778	-312	-1 470
<i>Vuotuiset käyttö- ja ylläpitokustannukset</i>				
% investointikuluista	2,2 %	2,1 %	2,8 %	2,8 %
€/kW	29	27	44	39

Annetuilla lähtöarvoilla kaikki pääsevät positiiviseen sisäiseen korkokantaan, mutta yksikään ei yllä omalle pääomalle annettuun 10% tuottovaatimukseen. Siten nettonykyarvo jää kaikilla negatiiviseksi.

Laskelman tulokset luonnollisesti vaihtelevat riippuen siitä minkälaisia lähtöarvoja käytetään. Näiden vaikutusta lopputulokseen tarkastellaan niin sanotulla herkkyyssanalyysillä. Kuvassa 7 on herkkyyssanalyysin tulokset eli lähtöarvojen muuttamisen vaikutukset sisäiseen korkokantaan laskettiin käyttäen perustapauksena taulukon 5 laskelmaa.



Kuva 11. Herkkyysanalyysin tulokset sisäiseen korkokantaan muuttamalla eri lähtöarvoja

Syöttötariffia tullaan maksamaan korotetusti kolmen ensimmäisen vuoden ajalta aina vuoteen 2015 asti eli maksimimäärän korotettua tukea voi saada kun tuulipuisto pääsee tariffin piiriin 1.1.2013 mennessä. Korotetulla tariffilla on luonnollisesti positiivinen vaikutus projektin kannattavuuteen ja kaikki alueet yltyvät positiiviseen tulokseen. 10%:in tuottovaatimukseen yltyä kuitenkin vain Svartnäs.

Mikäli tuotantolaskelmien epävarmuus saadaan laskettua tarkempien mittausten myötä 10%:iin käytetyn 15% sijaan ja tuuliolosuhteet osoittautuvat arvioidun suuruiseksi eli laskelmissa käytetty P90 tuotantomäärä on korkeampi, on tälläkin merkittävä positiivinen vaikutus projektin kannattavuuteen. Samalla tämä antaa myös viitettä siitä, että mikäli mittauksissa todetaankin paremmat tuuliolosuhteet, nousee kannattavuuskin huomattavasti. Tämä puolustaa tarkkojen mittausten tekemistä projektialueella.

Kustannusarvio ja sen oikea suuruusluokka on luonnollisesti hyvin tärkeä osa kannattavuuslaskelmaa. 10% heitto kustannuksissa merkitsee useiden prosenttiyksiköiden eroa sisäisessä korkokannassa. Siten laskelmia on syytä päivittää projektin edetessä pyytämällä tuulivoimalavalmistajilta ja muilta tarvittavilta

alihankkijoilta tarkentavia budjettitarjouksia. Myös laina- ja poistoajan pituuksilla sekä lainan korkokannalla on vaikutusta lopputulokseen.

Laskelmassa käytettiin periaatteena yrityksen omistajalle kuuluvaa rahoituskulujen ja verojen jälkeistä vuosittaista nettotuottoa, joista sisäinen korko on laskettu omistajan sijoitukselle. Mikäli investoinnin kannattavuutta tarkastellaan tuulivoimainvestoinnin tekeväälle yhtiölle tulevan vapaan kassavirran kautta, arvioidaan vuosittaisten tuottojen, kulujen ja mahdollisten investointien nettovaikutus yhtiön kassavarojen kasvuun. Verot huomioidaan poistoilla vähennyksestä käyttökatteesta yhteisöverokannan mukaisesti. Investoinnin tuottovaatimus määritellään oman ja vieraan pääoman painotetun keskkoron mukaisesti. Jos korkokulujen verovähennysvaikutusta ei huomioida kassavirtalaskelmassa, se otetaan huomioon tuottovaatimuksessa. Kun oman pääoman tuottovaatimuksena on 10 % ja lainan korko tässäkin 5 %, on oman ja vieraan pääoman suhteessa 30/70 lasketun pääoman keskimääräinen kulu ja tuottovaatimus 6,5 %. Odotetun kassavirran nettonykyarvo saadaan diskonttokoron avulla. Mikäli diskonttokorko ylittää tuottovaatimuksen, on hanke kannattava.

Tässä raportissa esitetyillä parametreilla laskettu kullekin tuulipaikalle perustetun yhtiön saavuttama diskonttokorko on seuraava: Svartnäs 8,2%, Lövböle 8%, Sundvik 5,2% ja Påvalsby 5%. Tuloksen mukaan Svartnäs ja Lövböle täyttävät asetetun tuottovaatimuksen, Sundvik ja Påvalsby jäävät sen alle. Molemmilla menetelmillä päädytään siis yhteneväiseen tulokseen.

5. Yhteenveto

Laskelmien perusteella voidaan sanoa että Påvalsby ja Sundvik eivät saavuta kannattavuutta käytetyillä lähtöarvoilla, nykyisillä investointikustannuksilla ja sähköstä saatavalla hinnalla. Mikäli tuotantolaskelmien epävarmuutta saadaan pienennettyä ja kustannuksia laskettua päästään parempaan tulokseen näilläkin alueilla. Myös kolmen vuoden korotettu syöttötariffi antaa merkittävän positiivisen lisän. Lisäksi pääoman tuottovaatimukset ja rahoitusmahdollisuudet ovat eri tuulivoimayhtiöillä erilaiset, mikä vaikuttaa hankkeiden toteutusmahdollisuuksiin. Tuulivoimatekniikka kehittyy jatkuvasti, jolloin laitteiden tehokkuus paranee, uudet tornimallit voivat olla edullisempia, voimaloiden hinnat voivat alentua jne. joten laskelmat kuvaavat tilannetta tällä hetkellä.

Sundvikissa on mahdollista yhdistää alueeseen etelämpänä sijaitseva asumaton metsävyöhyke, jolloin päästään 20-30 MW tuulipuistokokoluokkaan. Tällöin voidaan sähkö siirtää 110 kV alue- tai kantaverkkoon esimerkiksi 45 kV linjalla, jonka

lupaprosessi on hieman 110 kV ilmajohtoa kevyempi. Matkaa on kuitenkin yli 10 km Pålvalsbyn sähköasemalle, joten kannattavuus voi silti olla riittämätön. Samaan 110 kV sähköaseman katkaisijakenttään voidaan liittää useampi tuulipuisto, jolloin kustannukset tältä osin voitaisiin jakaa useamman puiston kesken. Tällöin heikommatkin alueet voivat ylittää kannattavuuden rajan.

Pålvalsbyn osalta voidaan tarkastelut tehdä vielä muilla heikkoihin tuuliolosuhteisiin soveltuvilla tuulivoimaloilla ja suuremmalla nimellisteholla. Myös isompi tuulipuistokoko tai kytkentäkustannusten jakaminen toisen tuulipuiston kanssa voivat edesauttaa kannattavuuden saavuttamisessa.

Svartnäs puolestaan on tuuliolosuhteiltaan hyvä paikka. Ratkaiseva tekijä siellä on sähkönsiirto, jonka osalta kustannukset ovat korkeat johtuen merikaapelin rakentamisesta Taalintehtaalle. Laskelmien perusteella jopa merikaapelin kustannukset olisi mahdollista kattaa mikäli tuotantoluvut pitävät paikkansa. Kustannukset ovat kuitenkin niin suuret, että tuotantomäärä tulisi varmentaa mittauksin. Svartnäs alueen tuulisuuden varmistamiseksi voisi kuitenkin riittää esimerkiksi puolen vuoden sodar mittaukset ja vertailu Högsåran mittauksiin.

Suuren tuulipuiston kannalta mielenkiintoisin paikka on Nordanån-Lövbölen alue. Siellä on laajat asumattomat alueet sijoittaa tuulivoimaa sekä alue on riittävän lähellä 110 kV sähköasemaa. Nordanån tuuliolosuhteet ovat tuuliatlaksen perusteella riittävät kannattavuuden saavuttamiseksi. Ison tuulipuiston toteuttaminen vaatii kuitenkin tuulimittaukset tuuliolosuhteiden varmentamiseksi ja siten tarkemman taloudellisuusanalyysin tekemiseksi.

Muiden kuin tässä työssä läpikäytyjen alueiden osalta voidaan karkeasti sanoa, että kannattavuuden rajaksi tulee noin 7 m/s keskituulennopeus ja alle 10 km etäisyys sähköverkkoon. Jälkimmäinen tarkoittaa 110 kV rengasverkon tapauksessa etäisyyttä kytkinasemalle Pålvalsbyhyn (Fortum tai Fingrid) tai säteittäisen verkon tapauksessa (esim Fortumin alueverkko Paraisille) lyhintä etäisyyttä kyseiseen johtolinjaan. Kytkennät tulee kuitenkin aina varmistaa sähköverkon omistajalta tuulipuistoa suunniteltaessa. Suomen tuuliatlaksen 250x250 m hilaruudulla pienempikin, noin 6,5 m/s, keskituulennopeus on riittävä, jos alueelta löytyy suuria korkeuseroja, jolloin mäkien päällä päästään annettua keskiarvoa parempiin tuulisuuksiin.

Tarkastelun perusteella Kemiönsaarelta löytyy useita tuulipuistolle soveltuvia alueita. Tämä työ on tehty puhtaasti teknistaloudelliseksi selvitykseksi eikä esimerkiksi ympäristö- tai tutkavaikutuksia ole otettu huomioon.



Loppuraportti

Laatija
Merja Paakkari

Päivämäärä
25.10.2010

Sivuja
24(24)

-
- ⁱ Varsinais-Suomen tuulivoimaselvitys; Teknistoloudellinen esiselvitys ja maisemavaikutusten arviointi; Varsinais-Suomen liitto 2007. Pöyry Environment Oy
- ⁱⁱ Suomen Tuuliatlas www.tuuliatlas.fi
- ⁱⁱⁱ www.wasp.dk
- ^{iv} Hallituksen esitys Eduskunnalle laiksi uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta; 11.3.2010; http://www.tem.fi/files/26294/HEluonnos_110310_.pdf