

VINDKRAFTUTREDNING FÖR KIMITOÖN



Foto: Högsåra vindpark – Hafmex Wind Oy

Hävkraft
från EU
2007–2013



Europeiska unionen
Europeiska regionala utvecklingsfonden

Innehållsförteckning:

1.	Inledning	3
2.	Områdesbeskrivning – utgångsvärden och randvillkor	4
	2.1 Nordanå	5
	2.2 Påvalsby.....	7
	2.3 Svartnäs	8
	2.4 Sundvik	9
3.	Vindanalys och produktionsutvärdering.....	10
	3.1 Val av vindkraftverk.....	10
	3.2 Vindkraftparkens storleksklass.....	10
	3.3 Produktionsvärderingarna	15
4.	Ekonomianalys	17
5.	Sammandrag.....	22

Copyright © Hafmex Wind Oy

Alla rättigheter förbehålls. Detta dokument, eller delar därav, får inte kopieras eller efterliknas i någon form utan skriftligt tillstånd av Hafmex Wind Oy.

1. *Inledning*

I Kimitoöns kommun pågår projektet Kimitoön självförsörjande på energi, vars målsättning är att öka användningen av förnybar energi på Kimitoön. Projektet finansieras av kommunen samt av den regionala utvecklingsstonden via Egentliga Finlands förbund.

En del av projektet Energisjälvförsörjande Kimitoö går ut på att kartera vindkraftpotentialen på Kimitoöns huvudö. Egentliga Finlands förbund har låtit göra en utredning över skärgårdens vindkraftpotential¹, men för områdena från kusterna inåt land har utredning inte gjorts tidigare.

I detta arbete fokuserades analysen på de tekniskekonomiska områden som kommunen anvisade. I analysen utvärderades kostnaderna över hela livsperioden samt årsproduktionen baserad på lib-data ur Finlands Vindatlasⁱⁱ. En viktig del av analysen utgörs av beskrivningen av elnätsträckningar och kostnader. Den delen av arbetet baserades på diskussioner med såväl stamnätsägaren Fingrid Oy som med den lokala distributören och nätägaren Fortum Sähkösiirto Oy.

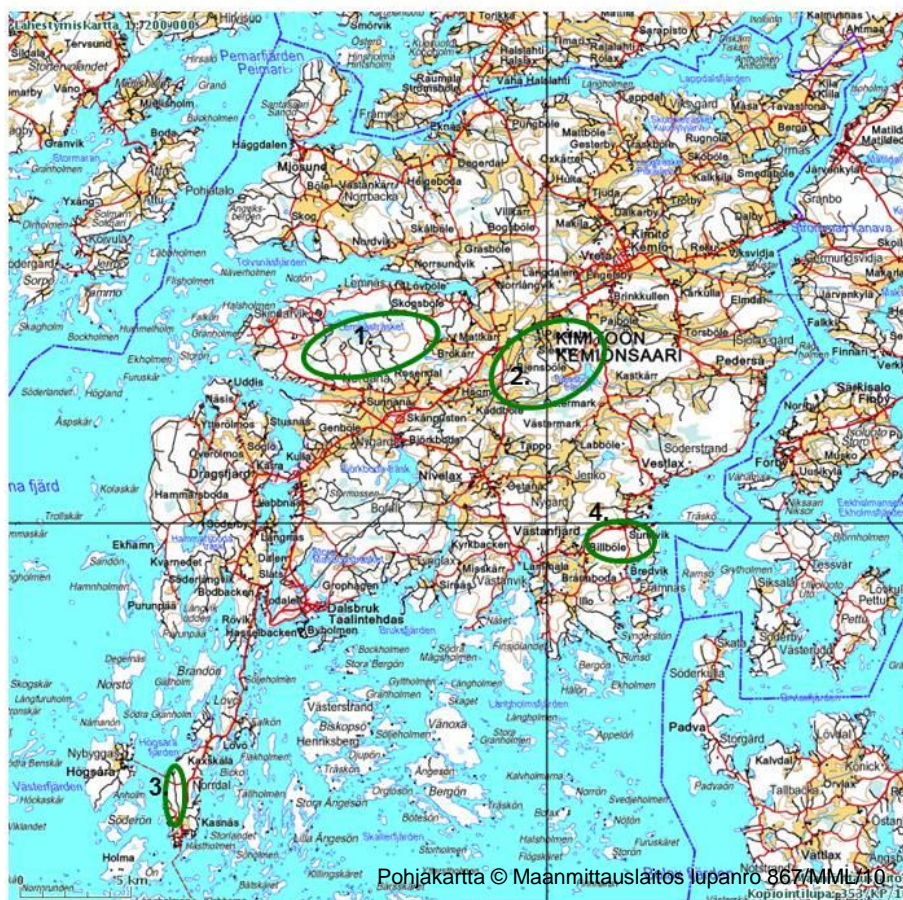
För arbetets genomförande svarade DI Merja Paakkari på Hafmex Wind Oy.

Kontaktuppgifter:

Merja Paakkari
Hafmex Wind Oy
Norvästbrinken 5, 02270 Esbo
tel 050 5955 877
epost. merja.paakkari@hafmex.fi
www.hafmex.fi

2. Områdesbeskrivning – utgångsvärden och randvillkor

Områden för närmare analysering anvisades av kommunen utgående från blåsigheten (Finlands Vindatlas) och bosättningen. För fast och fritids bosättning specificerades ett 500 meters skyddsområde. Målsättningen var att få en så heltäckande bild som möjligt av Kimitoöns möjligheter för utnyttjande av vindkraft. De valda områdena är utmärkta i bild 1.



VINDPARKOMRÅDEN:

1. NORDANÄ
2. PÄVALSBY
3. SVARTNÄS
4. SUNDVIK

Bild 1. Analyserade vindparksområden

Områdenas terräng är mycket likartad och mestadels skogstäckt. I beräkningarna antogs skogens höjd vara 20 meter. Jordmånen är bergig och på låglänta delar kärntäckta eller åkermark. Vindkraftverken kan placeras på backkrön, varför fundamenten i de flesta fallen kan göras på klippgrund. I beräkningarna har antagits att alla kraftverken byggs på bergfundament.

Områdena nås landvägen längs två huvudstråk, antingen via Bjärnä eller Pemar. På Kimitoön finns dessutom flera industrihamnar, som torde kunna utnyttjas för transport av vindkraftverk.

Beroende på vindkraftparkens storlek görs anslutningen endera till 20 kV distributionsnätet eller till 110 kV stam- eller distriktsnätet. Det lokala nätbolaget är Fortum Sähkösiirto Oy, men till området kommer också Fingrids 110 kV stamnät. Enligt Fingrid är nätets mottagningskapacitet ungefär 100 MW, vilket betyder att området lämpar sig för stora vindkraftparkhelheter.

2.1 Nordanå

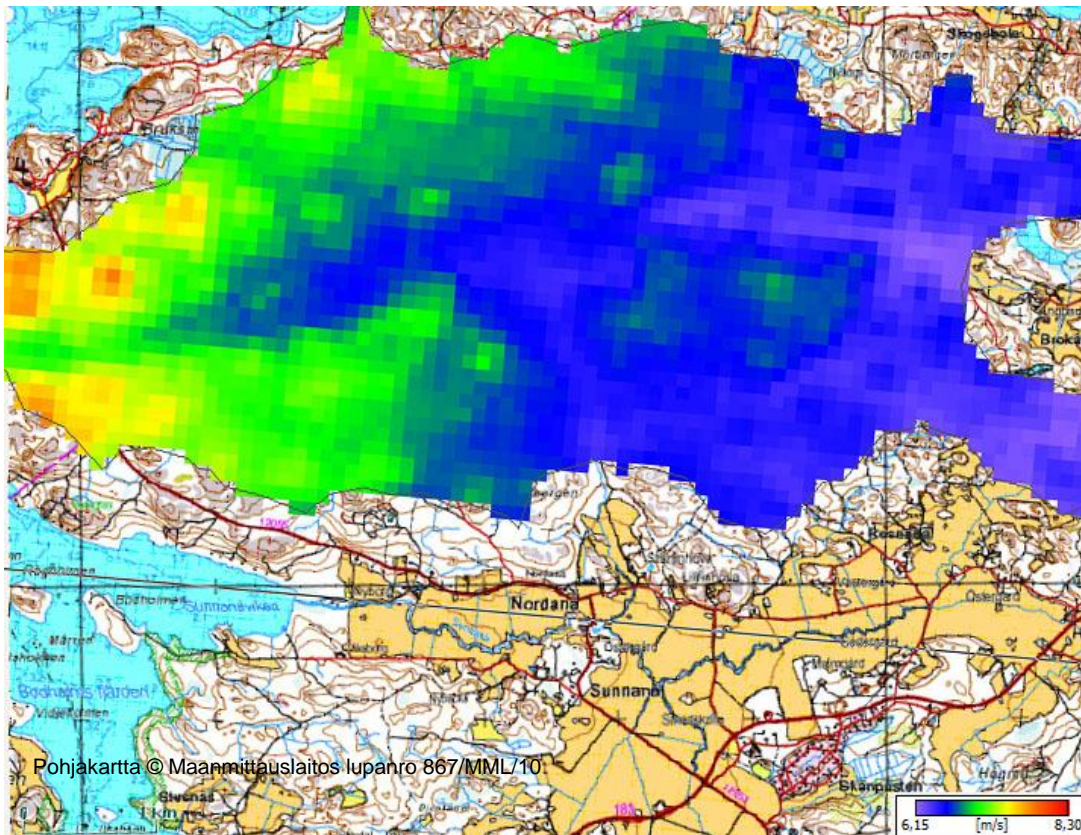


Bild 2. Nordanå – Lövböle områdets vindresurskarta med 100 x 100 m gitterrutor

Nordanå befinner sig på en udde i Kimitoöns västra del. För vindkraftverk finns ett stort, nära 20 km², lämpligt område med bosättning alldeles intill stranden. På området skulle rymmas en över 50 MW stor vindkraftpark. Uddens västra del hör till



Slutrapport

Handläggare
Merja Paakkari

Datum
25.10.2010

Sidor
6(24)

Försvarsmakten. De bästa vindförhållandena är längst i väster medan blåsigheten försvagas längre inåt land.

På grund av gruv- och skogsverksamhet har området ett rätt täckande och starkt vägnät, vilket dock måste utvidgas och förstärkas för byggandet och underhållet av en vindkraftpark. I beräkningarna antas att man för en vindkraftpark behöver förstärka och bygga sammanlagt 10 km gemensam väg. Till varje vindkraftenhet görs dessutom i genomsnitt 0,5 km väg och lyftutrymme.

Området är skogbevuxet och omfattar en större sjö samt några kärrområden. Backkrönen ligger som högst 70 m över havsnivån. Backarna ligger så att också grupper av flera vindkraftverk kan placeras på krönen, varvid man når bättre vindförhållanden.

Området är på 5-10 km avstånd från 110 kV linjen. I beräkningarna antogs att man behöver bygga 6 km 110 kV linje, varefter parkens inre nät på 20 kV börjar.

2.2 Påvalsby

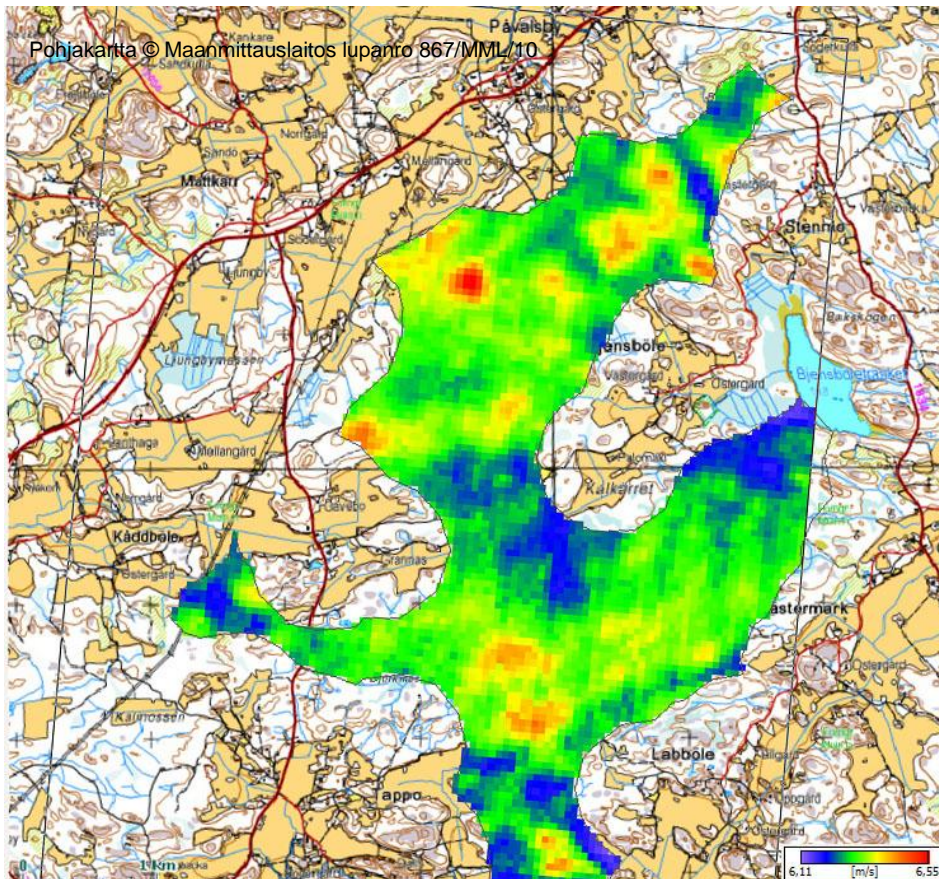


Bild 1. Påvalsbys vindresurskarta med 50 x 50 meters gitterrutor

Påvalsby ligger nästan mitt på Kimitoön. Påvalsbyområdet är också mycket utbrett och där ryms 20-30 MW vindkraft. Söder om finns ännu mera obebott skogsområde, där det ryms en lika stor helhet till.

Omgivningar är skogbevuxet och saknar ställen, som klart högre området. De högsta backkrönen är lite på 40 m över havsnivån. Dessutom ligger området relativt långt från kusten vilket inverkar försvagande på blåsigheten.

Infrastrukturmässigt är området mycket bra. Dragsfjärdsvägen löper alldeles nära intill. På grund av vindkraftparkens storlek gjordes ändå samma antaganden för vägarna som i fallet Nordanå. Dessutom finns såväl Fingrids som Fortums 110 kV ställverk på ca en kilometers avstånd. Vindkraftparkens inre 20 kV nät kan sålunda föras direkt till ställverken och man slipper bygga extra 110 kV eller 45 kV linje. Detta minskar parkens nätkostnader avsevärt.

2.3 Svartnäs

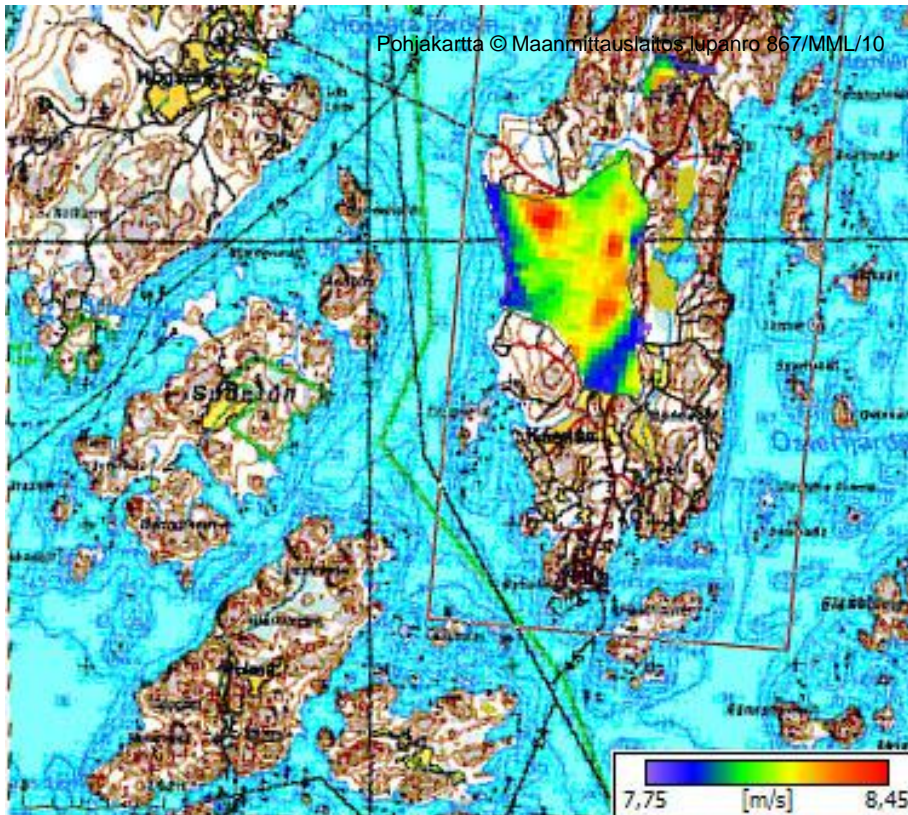


Bild 2. Svartnäs vindresurskarta med 50 x 50 meters gitterrutor

Svartnäs ligger i sydväst om huvudön. Till området går för närvarande en färjeförbindelse i Lovö, men en broförbindelse är avsedd att bli färdig under år 2011. Bredvid vindkraftområdet löper Kasnäsvägen.

Området är skogbevuxet och markytan stiger till ca 40 meters höjd i öns inre delar. Udden är på det analyserade området under 2 kilometer bred, med vatten på båda sidorna, och har därigenom utmärkta vindförhållanden. På området skulle maximalt rymmas sex 2-3 MW vindkraftverk.

Elnätet skapar en flaskhals på området. Till nuvarande 20 kV nätet har redan anslutist 6 MW vindkraft från närliggande Högsåra ön. Enligt det lokala eldistributionsbolaget är hela överföringslinjens kapacitet tagen i bruk och kan inte utökas. Närmaste ställverk finns i Dalsbruk dit man direkt kan bygga en egen 20 kV sjökabel. På Svartnäs blir det då möjligt att bygga två 2,5 MW eller tre 2 MW vindkraftverk, beroende på turbintypen och dess nätkompensationsförmåga. Det

skulle också vara möjligt att ansluta direkt till 110 kV nätet, men vindkraftparkens storlek är inte tillräcklig för att täcka de kostnaderna.

I beräkningarna beaktades en antagen 13 km lång havskabel till Dalsbruk. Dessutom behöver Dalsbruk 20 kV ställverk ett nytt fack för sjökabel och Svartnäs ett ställverk, så att man vid sjökabelbrott kan mata begränsad effekt till existerande nät.

2.4 Sundvik

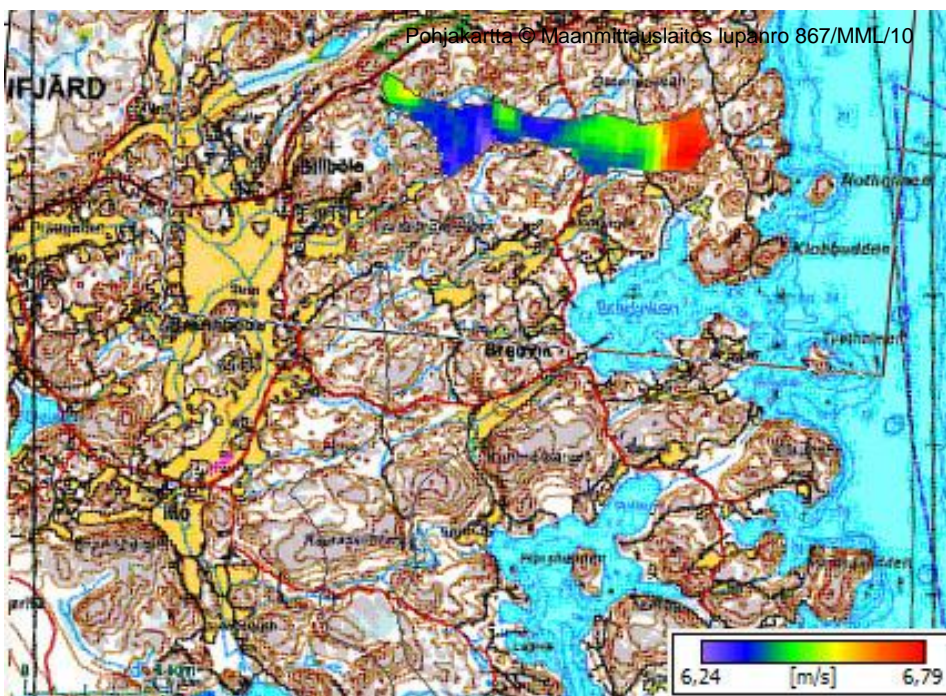


Bild 3. Sundviks vindresurskarta med 50 x 50 meters gitterrutor

Sundvik området är smalt och långsträckt i väst-östlig riktning, där det kunde rymmas fyra 2-3 MW kraftverk. Området omfattar höjdskillnader och ligger invid kusten. Med tanke på dominerande vindriktning är strandlinjen relativt avlägsen. Vindförhållandena på området är dock acceptabla.

Vägförbindelser finns ända fram, men kräver förstärkningar och byggande av underhållsförgreningar till kraftverken.

Enligt det lokala nätbolaget finns det sannolikt inte rum för vindkraft i områdets nuvarande elnät. Med nätförstärkningar torde man kunna koppla in ca 5 MW nominell effekt, men det ökar vindkraftparkens kostnader. En annan möjlighet är att

ansluta till 110 kV distrikts- eller stamnätet i Påvalsby, men täckandet av kostnadsökningen kräver redan en större vindkraftpark. I beräkningarna antogs att man kan ansluta till det nuvarande nätet.

3. Vindanalys och produktionsutvärdering

För utvärdering av produktionen användes det danska Risö forskningsinstitutets WAsP programⁱⁱⁱ. Det är en allmänt använd modell för utvärdering av vindkraftproduktion. WAsP programmet har t.ex. använts för att beräkna utfallet av vindkraftproduktionen i 250 x 250 m gitterrutorna i Finlands Vindatlas. Som utgångsvärden användes på Internet tillgängliga lib-data ur Finlands Vindatlas, där man för tolv olika vindriktningar beräknat den sk. weibull-kurvan, som beskriver hur ofta en viss vindhastighet uppträder i ifrågavarande gitterpunkt. Utöver vindhastighetsfördelningen inmatas i WAsP programmet höjdkurvor och uppgifter om markens strävhet samt data för den tänkta vindkraftanläggningen. På basen av dessa uppgifter kalkylerar WAsP programmet produktionsvärden för given vindkraftpark.

3.1 Val av vindkraftverk

I produktionsvärderingen användes som exempelvindkraftverk Enercons E82 typ med nominella effekten 2,3 MW samt Nordex 2,5 MW verk N100. Kraftverken avviker tekniskt från varandra genom att Nordex representerar den traditionella kuggväxelförsedda lösningen och Enercon en växelfri vindkrafttyp. Dessutom är Nordex N100 särskilt planerad för svagare IEC III –klass vindförhållanden (max 37,5 m/s under 50 år), medan Enercon anpassats för IEC II –klass vindförhållanden (max 42,5 m/s under 50 år). Det väsentliga är att blåsigheten på Svartnäs området är så bra att N100 modellen inte kommer ifråga där på grund av för stora belastningar. För Svartnäs har därför gjorts beräkningar med N90 verk på 80 meters tornhöjd och för E82 på 85 meters tornhöjd. I Tabell 1 har ifyllts de använda vindkraftverksmodellerna och deras dimensioner och vindstyrkeklasser.

Tabell 1. Data över de vindkraftmodeller som använts i beräkningarna

Tillverkare	Model	Nominell effekt	Rotor diameter	Tornhöjd	Vindklass
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 eller 108.6 m	IEC IIA

3.2 Vindkraftparkens storleksklass

Beräkningarna angående Svartnäs och Sundvik gjordes för två vindkraftverk medan det på Påvalsby och Nordanå områdena inplacerades 12 verk i vardera. På de



Slutrapport

Handläggare
Merja Paakkari

Datum
25.10.2010

Sidor
11(24)

senare nämnda områdena ryms till och med större helheter, men den ovan nämnda storleksklassen antogs beskriva områdenas potential tillräckligt nära det man avsett med detta arbete. Större helheter medför kostnads fördelar angående t.ex. anslutningens del.

Vindkraftverkens placering på de olika områdena presenteras i bilderna 2-5. I bilderna har årsproduktionen fördelats enligt sektorer. Sektorerna är 12 och varje sektor är 30°. Sektorerna beskriver sålunda hur produktionen koncentreras till olika vindriktningar. Ur bilderna ser vi att den viktigaste vindriktningen är sydväst, men att även nordostvindarna framträder på flera ställen. Det bör observeras vid utplaceringen så att vindkraftverkens avstånd sinsemellan är tillräcklig med avseende å den förhärskande vindriktningen. Vanligen används fem gånger rotordiametern som avstånd, men enligt den dominerande vindriktningen är det bättre med ännu större avstånd. Vindkraftverk, som står för tätt skuggar varandra avsevärt, vilket medför sänkt produktion och högre belastning. Förluster uppstår alltid till någon grad i vindkraftparker. I bilderna har denna sk. skuggningsförlust utmärkts med rött för varje sektor, dvs. det beskriver mängden förlorad produktion för varje vindriktningssektor.



Bild 4. Vindkraftverkens placering på Nordana området

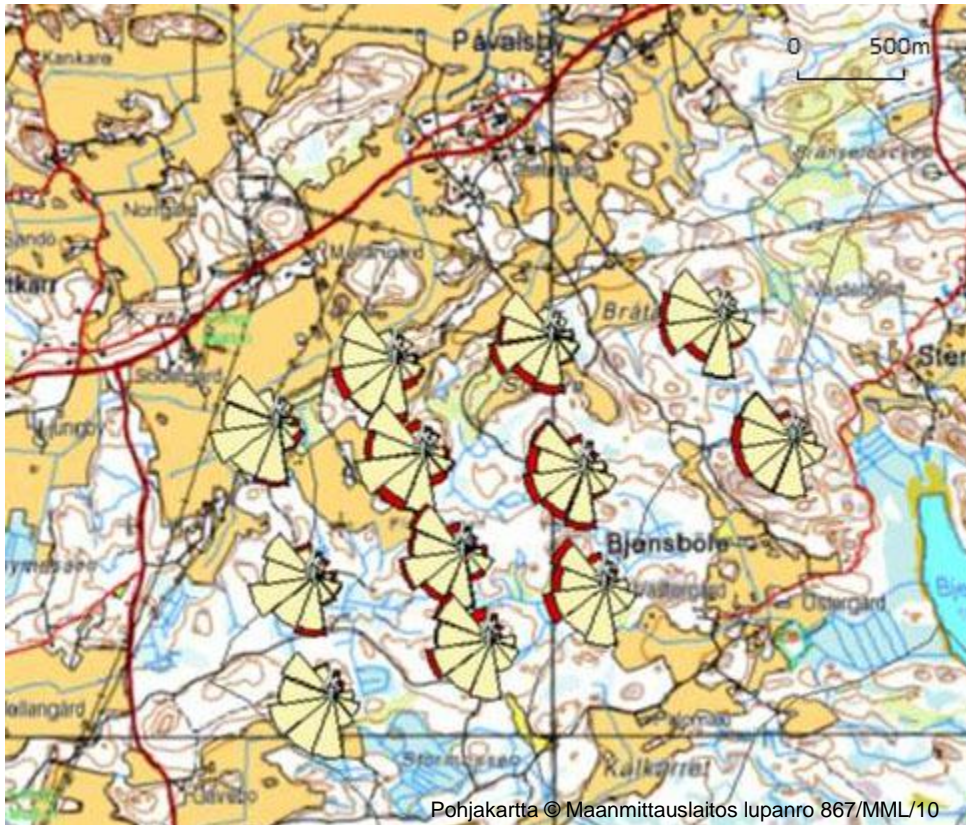


Bild 5. Vindkraftverkens placering på Påvalsby området

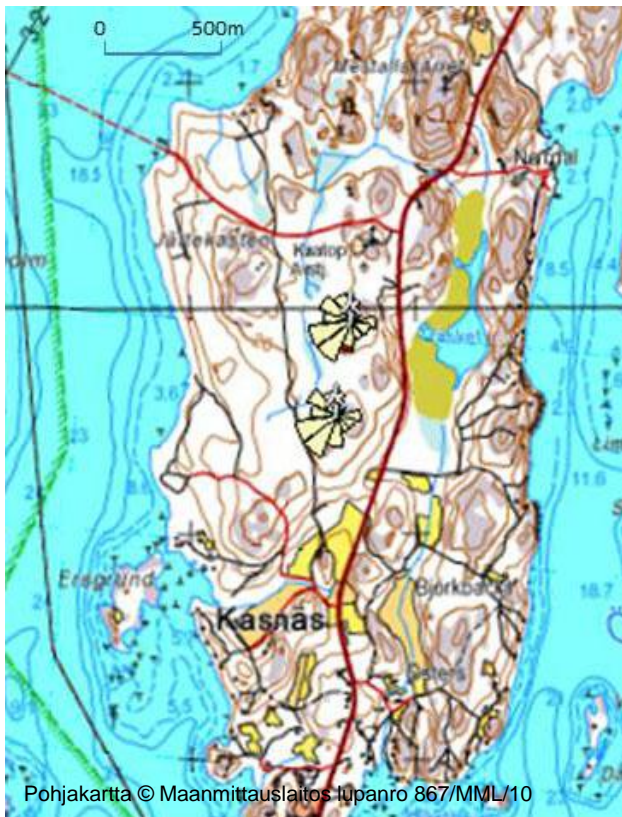


Bild 6. Vindkraftverkens placering på Svartnäs området



Bild 7. Vindkraftverkens placering på Sundvik området

3.3 Produktionsvärderingarna

I Tabell 2 presenteras produktionsvärdena för båda exempelverken och i fallet Svartnäs för de kraftverkstyper som passar bäst för förhållandena där. Resultaten är angivna i såväl brutto- som i nettovärden, varvid det i de senare har beaktats den skuggning vindkraftverken skapar för varandra, och som föranleder minskad produktion. Denna skuggningsinverkan beskrivs också av parkförlusten (%), som i större vindkraftparker naturligt nog är större än för tvåverksfallet. I tabellen beskriver kolumnen 'Sammanlagt' hela vindkraftparkens produktion, 'Medelvärde' är medelvärdet för vindkraftverkens produktion i parken. 'Minimum' och 'Maximum' beskriver det svagaste och det bästa verkets produktion.

Tabell 2. Vindkraftparkernas produktionsvärden beräknade för Nordex N100/N90 och Enercon E82 modellerna

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

Med WASP programmet kommer man i bästa fall till noggrannheten +/-10 % genom att använda representativa vindmättningsdata av god kvalitet för området. I detta fall fanns inga mätdata att tillgå och produktionsvärdena baserar sig helt på de lib-data som erhållits ur de 2,5 x 2,5 km gitterrutorna i Finlands Vindatlas, som används i WASP programmet. Noggrannheten antas därför snarare vara av klassen +/-15 %. Beräknat med sådan onoggrannhet fås olika sannolikheter för årsproduktionsvärdena i tabell 3. P50-värdet är med WASP programmet estimerat

värde för nettoproduktionen, dvs. den årsproduktionen nås med 50 % sannolikhet. Motsvarande P75 nås med 75 % och P90 med 90 % sannolikhet. P90 värdet används allmänt i finansieringsdiskussioner, där man strävar till möjligast säkra värden. Därför valdes även P90 värdet som bas för kostnadsberäkningarna. I tabellen finns dessutom topplasttiden för P90 värdet, dvs. vindkraftparkens årsproduktion dividerad med parkens nominella effekt.

Tabell 3. Produktionstalen för P50, P75 och P90 värdena samt topplasttiden

	Lövböle		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
Topplasttiden	2 418	2 298	2 247	2 093	1 976	1 814	3 075	3 207

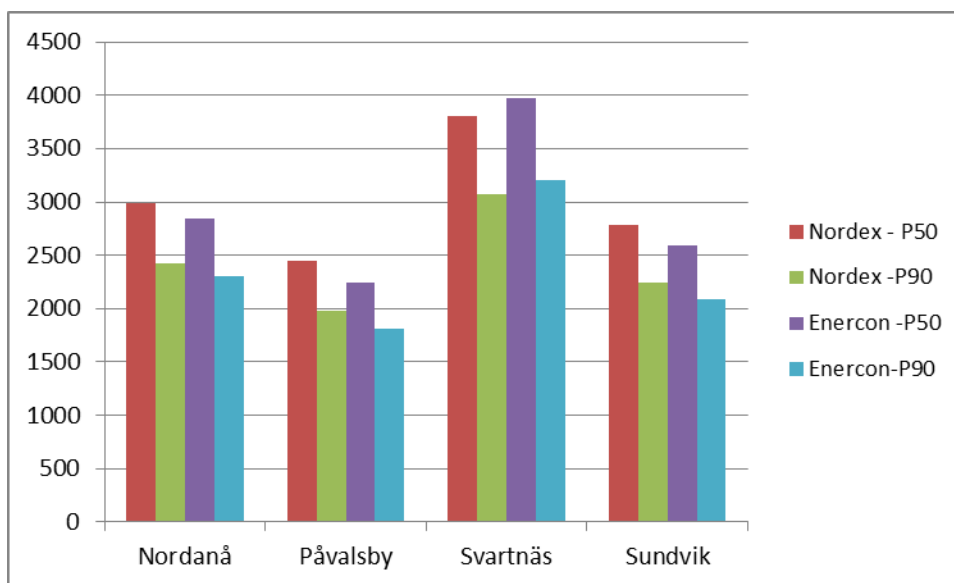


Bild 8. Topplasttiden (timmar) för exempelvindkraftverkenas årsproduktioner för värdena P50 och P90

I bild 6 är topplasttiderna givna för vardera vindkraftmodellen, och för varje enhet på området, uträknade på WAsP beräkningsbasen (P50) och som värde för P90. Med 90 % sannolikhet uppnådd produktion är således avsevärt mindre än genomsnittsvärdet som beräknats med WAsP programmet. Med WAsP programmet uträknad topplasttid för N100 vindkraftverket är t.ex. 3000 h när värdet för P90 blir 2418 h.

Ur bilden ser vi dessutom att E82 verket på Svartnäs området producerar bättre än N90, när N100 i de andra fallen är produktivare än E82. Det beror på att man på Nordanå, Påvalsby och Sundvik områdena kan använda den större 100 meters rotorn, och nå bättre produktion än för E82 med avsevärt mindre rotor. Även N90 rotorn är något större än E82 men i det här fallet passar Enercons effektkurva bättre in på de vindförhållanden som råder i Svartnäs och ger därför bättre produktion.

Som bas för inmatningstariffberäkningarna användes toppplasttiden 2400 h/a och detta värde överskrids i beräkningarna endast för de båda verken i Svartnäs och för N100 verket i Nordanå.

På basen av mätningar på Högsåra övervärderar Vindatlasen en aning vindvärdena i skärgården. Högsåra masten är 70 meter hög och befinner sig ca 26 meter över havsnivån. På Högsåra uppmätta medelvindhastigheten är ca 0,4 m/s mindre än det som vindatlasen ger för mätpunkten. Det bör beaktas speciellt för Svartnäs området. För de övriga områdena torde läget vara bättre, för enligt bakgrundsuppgifterna i Finlands Vindatlas förefaller modellen övervärdera vindhastigheten mera för master i närheten av kusten än för master som ligger längre inåt land eller i öppet hav.ⁱⁱ

4. *Ekonomianalys*

Vindkraftprojekt är investeringstunga. Största delen av kostnaderna kommer redan i byggnadsskedet. I ekonomianalysen delades investeringskostnaderna upp i följande helheter, där procentandelarna beskriver hur andelarna varierar mellan de fyra undersökta områdena:

- | | | |
|---|----------------------------------|--------|
| o | Planering och förundersökning | 1-3% |
| o | Verken med lyft och transporter | 70-82% |
| o | Fundament och markarbeten | 11-12% |
| o | Elanslutningar och -nätkostnader | 4-16% |
| o | Övriga | ca. 1% |

Av dessa andelar omfattar 'Planering och förundersökning' bl.a. vindmätningar, tillståndsprocesser samt planering av nödvändig infra. Dessa kostnader beror till någon del på vindkraftparkens storlek och området, t.ex. behövs MKB processen inte nödvändigtvis för en två vindkraftverks helhet. Å andra sidan är en del av kostnaderna, t.ex. vindmätningarna, nästan lika stora oberoende av vindkraftparkens

storlek. För en större vindkraftpark kan dock ses behov av att göra kompletterande mätningar för ett större område med flera master eller mätning genom att utnyttja sodar (vindhastighets- och riktningmätning med ekolodning).

Lyft och transport ingår oftast i priset för ett vindkraftverk. Kostnaderna varierar med vindkraftparkens storlek och placering och sålunda ingår skillnader i pris även för enstaka vindkraftverk. I dessa beräkningar har skillnader inte beaktats.

Andelen fundament och markarbeten omfattar även byggen av vägavsnitt. De kostnaderna beror till stor del på hur bra existerande vägar kan utnyttjas och hurudan jordmån nya vägar skall byggas på. Att bygga på kärrmark är betydligt kostsammare än på fast mark. Skogsbilvägar som är måttsatta för stocktransporter lämpar sig även väl för transporter av vindkraftverk såvida svängradierna i kurvorna är tillräckliga för transport av långa stycken. Fundament finns av flera typer varav gravitationsfundament eller bergfundament används på fastland. Vid gravitationsfundament kommer hela motkraften ur en omfattande fotplatta av betong medan den vid bergfundamenten tas ur berggrunden via ankarstavar. I beräkningarna har använts bergfundament.

Den största varierande faktorn mellan områdena utgörs av nätanslutningen. Kostnaderna skiljer sig mycket beroende på hur långt borta näten befinner sig och till vilken spänningsnivå anslutningen görs. Därigenom blir anslutnings- och nätkostnadsandelen utslagsgivande för lönsamheten.

De årliga drift- och underhållskostnaderna delas enligt följande:

- o Service och underhåll – kan räknas som fasta kostnader eller som produktionsbundna
- o Markarrende – fast eller bunden till intäkterna
- o Elöverföringen – varierar beroende på anslutning till distributions- eller stamnät
- o Fastighetsskatt – 1% för torn och maskinrums värden, varav 70 % beaktas
- o Försäkringskostnader – varierar med täckningsgraden
- o Balanseringskostnader – 2€/MWh enligt arbetsgruppen för inmatningstariffen
- o Administrationskostnader – beror på parkens storlek

För drift- och underhållskostnader användes 2 % som årlig inflationskoefficient.

Avkastningen uppdelas i elintäkter och inmatningstariff, vilka tillsammans utgör 83,5 €/MWh. Om projekten framskrider snabbt är det möjligt att få förhöjd tariff 105,3 €/MWh för de tre första åren ända till år 2015. Inmatningstariffen får ingen inflationskoefficient. Elpriset vid tarifftidens slut (12 år) antogs vara 50 €/MWh ökad med 2 % inflationskoefficient.

Vindkraftverkens tillgänglighet antogs vara 95 %, dvs. den tid de är i funktion. Tillgängligheten antogs vara densamma under hela livstiden. Den beror dock på vindkraftverkstypen och underhållsavtalen.

Som grund för de ekonomiska kalkylerna användes de av inmatningstariffens arbetsgrupp utvärderade ekonomiska parametrarna, som ses i tabell 4.^{iv}

Tabell 4. Ekonomiska parametrar enligt arbetsgruppen för inmatningstariffen

Ekonomiska parametrar	
Andel av eget kapital	30 %
Eget kapital avkastningskrav	10 %
Lånens räntefot	5 %
Amorteringstid	15
Lånetid	12
Tariffs utbetalningstid	12

I tabell 5 ses ett sammandrag av kostnaderna. För varje vindkraftpark har man beräknat en inre räntefot (IRR) samt nettonuvärde (NPV) 10 % av det egna kapitalets avkastningskrav med beaktande av kostnaderna över hela livstiden.

Tabell 5 omfattar även drift- och underhållskostnaderna jämförda med investeringskostnaderna samt per varje installerad kilowatt. På drift- och underhållskostnaderna inverkar vindkraftparkens storlek och årliga elproduktion, eftersom en del av de årliga kostnaderna är bundna till årsproduktionen.

Tabell 5. Ekonomianalysens resultat för de olika vindkraftparkerna med N100/N90 vindkraftverken

Projekts kostnader	Nordanå	Påvalsby	Svartnäs	Sundvik
Planering och förundersökning	327	330	207	207
Verken med lyft och transporter	32 400	32 400	5 400	5 400
Fundament och markarbeten	4 860	4 860	860	860
Elanslutningar och -nätkostnader	2 200	1 610	1 215	415
Övriga	600	600	100	100
Total	40 387	39 800	7 782	6 982
Kostnader €/kW	1346	1327	1556	1396
IRR	7 %	1 %	8 %	1 %
NPV 10% avkastningskrav	-3 231	-8 778	-312	-1 470
De årliga drift- och underhållskostnaderna				
% investeringskostnader	2.2 %	2.1 %	2.8 %	2.8 %
€/kW	29	27	44	39

För de givna utgångsvärdena kommer alla till positiv inre räntefot, men ingen når till avkastningskravet 10 % av det egna kapitalet. Därvid blir nettonuvärdet negativt för alla.

Kalkylresultaten varierar naturligtvis beroende på hurdana utgångsvärden man använder. Deras inverkan på slutresultatet undersöks med sk. sensitivitetsanalys. I bild 7 ses sensitivitetsanalysens resultat, dvs. de förändrade utgångsvärdenas inverkan på den inre räntefoten kalkylerades med beräkningen i tabell 5 som grundfall.

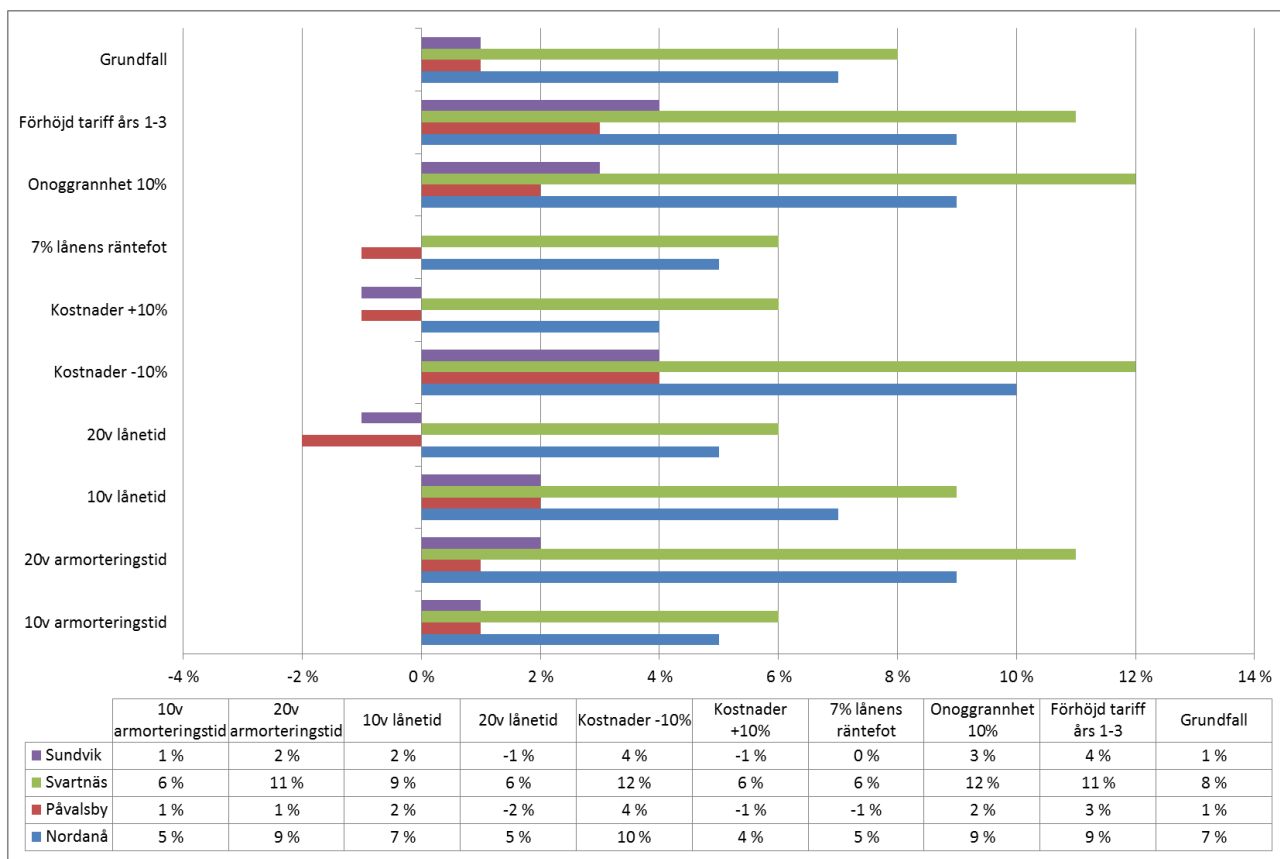


Bild 9. Sensibilitetens resultat för det inre räntefot med olika utgångsvärden

Förhöjd Inmatningstariff kommer att utbetalas under de tre första åren ända till 2015, dvs. maximalt höjt stöd kan fås när vindkraftparken accepteras för tariff före 1.1.2013. Förhöjd tariff inverkar naturligt nog positivt på projektets lönsamhet och alla områden når positiva resultat. Till avkastningskravet 10 % når dock endast Svartnäs.

Ifall produktionskalkylernas onoggrannhet kan sänkas genom noggrannare vindmätningar, till 10 % från nu använda 15 %, och om vindförhållandena visar sig motsvara de som använts i beräkningarna, dvs. om P90 produktionsmängden är högre, har även det en avsevärd positiv inverkan på projektets lönsamhet. Det visar också att om man med mätningar kan konstatera bättre vindförhållanden, stiger även lönsamheten avsevärt. Det motiverar till att göra noggranna mätningar på projektområdet.

Kostnadsberäkningen och dess riktiga storleksklass är naturligt nog en viktig del av lönsamhetsberäkningen. Ett 10 % kast i kostnaderna förorsakar flera procents

skillnader i räntefoten. Därför är det skäl att uppdatera beräkningarna under projektets gång genom att begära korrigerande budgetofferter av vindkraftleverantörerna och övriga nödvändiga underleverantörer. Likaså inverkar låne- och amorteringstidernas längd samt lånens räntefot på slutresultatet.

I beräkningarna användes i princip den årliga nettoavkastning som tillhör företagets ägare efter finansiella kostnader och skatter. Ifall investeringens lönsamhet betraktas genom det investerande företagets fria kassaflöde, värderas de årliga intäkterna, kostnaderna och möjliga investeringarnas nettoinverkan på ökningen av företagets kassatillgångar.

Skatterna beaktas som avskrivningar från driftsbidraget enligt samfundsskattebasen. Investeringens avkastningskrav specificeras som den avvägda medelräntan av eget och främmande kapital. Ifall räntekostnadernas skatteavdragsinverkan inte beaktas i kassaflödesberäkningen beaktas den i avkastningskravet. När det egna kapitalets avkastningskrav är 10 % och låneräntan även här 5 %, blir efter kalkylering av förhållandet 30/70 mellan eget och främmande kapital, medelvärdet av kapitalets utgiftsdel och avkastningskravet 6,5 %. Det förväntade kassaflödets nettonuvärde fås med hjälp av diskontoräntan. Om diskontoräntan överstiger avkastningskravet är projektet lönsamt.

Diskonteringsräntan, som beräknats med i denna rapport presenterade parametrar, för de bolag som grundas för varje vindområde, är följande: Svartnäs 8,2 %, Lövböle 8 %, Sundvik 5,2 % ja Påvalsby 5 %. Enligt resultatet fyller Svartnäs och Lövböle de uppställda avkastningskraven, Sundvik och Påvalsby blir under. Med båda metoderna kommer man således till likartade resultat.

5. **Sammandrag**

På basen av beräkningarna kan man säga att Påvalsby och Sundvik inte når lönsamhet med de givna utgångsvärdena, nuvarande investeringskostnader och tillgängligt elpris. Såvida produktionsberäkningarnas onoggrannhet kan minskas och kostnaderna sänkas når man ett bättre resultat även på dessa områden. Även den treåriga förhöjda tariffen ger ett avsevärt positivt tillägg. Dessutom är kapitalavkastningskraven och finansieringsmöjligheterna olika för olika vindkraftbolag, vilket inverkar på möjligheterna att förverkliga projekten. Vindkrafttekniken utvecklas kontinuerligt, varvid anläggningarnas effektivitet ökar, nya tornmodeller är fördelaktigare, kraftverkens pris kan sjunka osv. så beräkningarna beskriver nuläget.

I Sundvik är det möjligt att utöka området med det obebodda skogsområdet som ligger söder om, varvid man når storleksklassen 20-30 MW vindkraftpark. Då kan elen överföras till 110 kV distrikts- eller stamnätet t.ex. med 45 kV linje, vars tillståndsprocess är litet lättare än 110 kV luftlinjens. Avståndet är dock 10 km till Påvalsby ställverk, varför lönsamheten ändå kan vara otillräcklig. Till samma 110 kV ställverks avskiljarfält kan anslutas flera vindkraftparker, varför kostnaderna för denna del kan fördelas på flera parker. Då kan också svagare områden överskrida lönsamhetsgränsen.

För Påvalsby del kan betraktelser ännu göras med andra, för svaga vindförhållanden anpassade, vindkraftverk med större nominell effekt. Även en större parkstorlek eller fördelning av anslutningskostnaderna med någon annan vindkraftpark kan hjälpa att nå lönsamhet.

Svarnäs är för sin del en bra plats med tanke på vindförhållandena. Avgörande faktor är där elöverföringen, som höjer kostnaderna beroende på sjökabelbygget till Dalsbruk. På basen av beräkningarna skulle t.o.m. sjökabelkostnaderna kunna täckas ifall produktionsvärdena håller sträck. Kostnaderna är dock så stora att produktionsvolymen måste säkras med mätningar. För att säkra blåsighetsvärdena skulle det ändå räcka med t.ex. ett halvårs sodar mätning och jämförelse med Högsåra mätningarna.

Den intressantaste platsen för en stor vindkraftpark är Nordanå-Lövböle området. Där finns vida obebodda arealer för placering av vindkraftverk och området är tillräckligt nära ett 110 kV ställverk. Vindförhållandena på Nordanå är enligt vindatlasen tillräckliga för att nå lönsamhet. Förverkligandet av en stor vindkraftpark förutsätter dock vindmätningar för att säkra vindförhållandevärdena och därmed noggrannare ekonomianalyser.

För andra än i detta arbete genomgångna områden kan grovt sägas att lönsamhetsgränsen ligger vid 7 m/s medelvindhastighet och med mindre än 10 km avstånd till elnätet. Det senare betyder, för 110 kV ringnätet, avståndet till Påvalsby ställverk (Fortum eller Fingrid) eller med radiale nät (t.ex. Fortums distriktsnät till Pargas) kortaste avstånd till ifrågakvarande ellinje. Anslutningarna måste dock alltid säkerställas med nätägaren vid planeringen av vindkraftparken. För Finlands Vindatlas 250 x 250 m gitterutor räcker också mindre, ca 6,5 m/s, medelvindhastigheter om det på området finns stora höjdskillnader, så att man på backkrönen kommer upp i bättre vindlägen än medelvinden.

På basen av analysen har Kimitoön många områden som lämpar sig för vindkraftparker. Detta arbete är utfört som en rent tekniskekonomisk utredning och man har inte tagit i beaktande t.ex. miljö- eller radarsignalkonsekvenser.



Slutrapport

Handläggare
Merja Paakkari

Datum
25.10.2010

Sidor
24(24)

-
- ⁱ Egentliga Finlands vindutredning: Teknistaloudellinen esiselvitys ja maisemavaikutusten arviointi; Varsinais-Suomen liitto 2007. Pöyry Environment Oy
- ⁱⁱ Finlands Vindatlas www.tuuliatlas.fi
- ⁱⁱⁱ www.wasp.dk
- ^{iv} Regeringsproposition till riksdagen om lagen av produktionsstöd för el som produceras med förnybara energikällor (inmatningstariff); 11.3.2010;
http://www.tem.fi/files/26294/HEluonnos_110310_.pdf