

INSALACIÓN DE 10MW EÓLICOS

Andrés Detomasi – Daniel López.

*Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.
Julio 2009 – Montevideo Uruguay.*

IMPORTANTE: Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE). En el marco del referido curso, fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados.

1 Planteo del problema.

Objetivo: Estudiar el proyecto de inversión correspondiente a la instalación de 10MW eólicos, considerando dos escenarios de venta: Mercado de Contrato y Mercado Spot.

Alcance: El estudio se limita al análisis de flujos de fondos, excluyendo el efecto de impuestos, posibles subsidios (exoneración de cargos de conexión) y beneficios relacionados con la ejecución de un proyecto de energía renovable (contribución a la reducción de gases de efecto invernadero).

General: Se analiza el proyecto de inversión teniendo en cuenta la distribución de los ingresos del generador, de acuerdo a la energía que entrega al sistema a un precio fijo pre-establecido.

Se calcula el precio necesario para rentabilizar la inversión y la rentabilidad del proyecto suponiendo que vende su energía en el spot.

En ambos casos se muestra la distribución del VAN del proyecto sobre los fondos propios, antes de impuestos y con una tasa de descuento objetivo.

2 Enfoque metodológico.

Hipótesis y simplificaciones:

- Curva Potencia vs. velocidad del viento del Aerogenerador modelado:

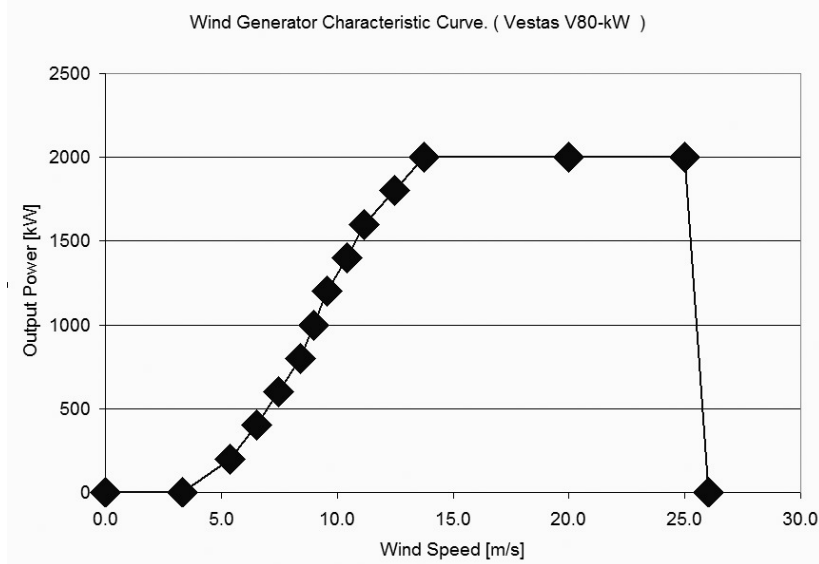


Gráfico 1

- Evolución del Costo Variable de Generación:

| Instalación | MW P _{MAX} | USD/MWH | | | | | | | | |
|-------------|------------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | |
| Botnia | 20 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| CB5A | FOP 75 | 126,1 | 88,9 | 96,0 | 103,1 | 110,2 | 117,3 | 117,3 | 117,3 | 117,3 |
| CB6A | FOP 120 | 130,0 | 91,6 | 98,9 | 106,3 | 113,6 | 120,9 | 120,9 | 120,9 | 120,9 |
| CTR1 | GO 100 | 237,9 | 145,1 | 159,4 | 173,7 | 187,9 | 202,2 | 202,2 | 202,2 | 202,2 |
| CTR2 | GO 100 | 237,9 | 145,1 | 159,4 | 173,7 | 187,9 | 202,2 | 202,2 | 202,2 | 202,2 |
| GENDIS | 4 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| MOTORES | FOP 10 | 112,0 | 78,9 | 85,2 | 91,5 | 97,9 | 104,2 | 104,2 | 104,2 | 104,2 |
| PTI | GO 49 | 187,0 | 114,1 | 125,3 | 136,5 | 147,7 | 159,0 | 159,0 | 159,0 | 159,0 |
| SALAB | FOP 48 | 162,6 | 114,6 | 123,8 | 132,9 | 142,1 | 151,2 | 151,2 | 151,2 | 151,2 |
| TGAA | FOP 15 | 317,9 | 224,0 | 241,9 | 259,8 | 277,7 | 295,6 | 295,6 | 295,6 | 295,6 |

Cuadro 1

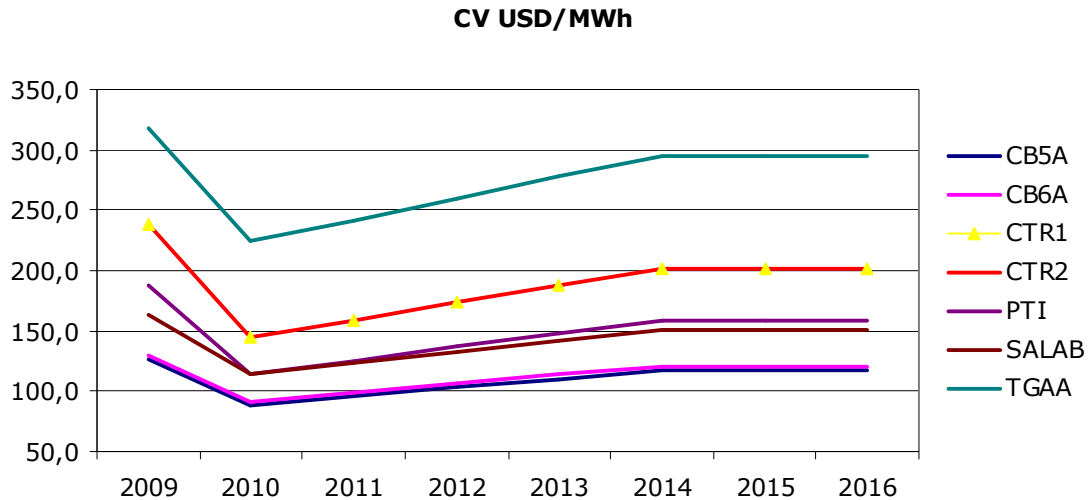


Gráfico 2

Nota: del 2014 en adelante se consideran constantes los costos.

- El 5/2010 es el inicio de Operación de los 10MW, con 5 unidades idénticas a las contempladas en el Parque Eólico que integra la Sala Original.
- A los efectos del Estudio, se adopta un período de simulación comprendido entre el 5/2010 y 5/2018, de 8 años.
- En cuanto a la estructura de costos, se toma de referencia (parcial) el documento Evaluación Económica – Financiera del “Proyecto de Parque Eólico de 10MW”, emitido por la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear del MIEM, de octubre de 2008. Si bien el Documento expuesto no está actualizado, considerando los objetivos del curso simSEE, resulta válida la referencia (ver anexo, ref 1).
- Análisis de Rentabilidad: Un proyecto se considera rentable siempre que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:
 - VAN >0, en todas las probabilidades de excedencia menores al 70%.
 - Para el caso que el VAN correspondiente a las probabilidades de excedencia comprendidas en el intervalo (70% - 100%] sea negativa, el mismo no puede superar el 20% de la inversión realizada (en términos absolutos). El presente criterio constituye una razonable limitación de Riesgo.
 - TIR >= TCC, correspondiente a probabilidades de excedencia en el intervalo [0%-50%], tomando valores positivos para el rango (70%-100%) de probabilidad de excedencia.

El análisis de rentabilidad se centra en un “flujo de fondos ficticio”, omitiendo los efectos de Amortizaciones, Impuestos, y de gestión de Capital de Trabajo (lead times, capitalización de crédito, etc.). Si bien la simplificación expuesta resulta “grosera”, se entiende válida a los efectos del presente estudio.

Corrida simSEE: El análisis de la SALA “ProyectoEólico10MW.ese” corresponde al escenario previsto en la SALA “ExpansiónEólica08.ese (Original)”, con las siguientes modificaciones:

- Costos Variables modificados de acuerdo a lo expuesto en el Cuadro 1
- El Parque Eólico Nuevo resulta de restarle al Parque Eólico de la SALA Original el Parque Eólico PLUS (10MW), que corresponde al proyecto en estudio. A los efectos del total del parque eólico instalado, la situación no ha cambiado con respecto a la SALA Original.

Nota: En simSEE, a los archivos de definición de una corrida se le denomina “SALA”.

3 Resultados del estudio.

Análisis de Rentabilidad

| Concepto | UNITS | PROM PROM | Probabilidad de Excedencia | | | | | | |
|-----------------------|----------|--------------|----------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | | | 0% | 10% | 30% | 50% | 70% | 90% | |
| Ing_Bruto | USD | 25.774.785 | 62.392.716 | 47.140.119 | 33.989.557 | 25.682.993 | 17.018.533 | 6.835.299 | |
| Ing_Actual * TCC: 20% | USD | 12.901.750 | 15.589.101 | 14.918.209 | 13.567.079 | 13.066.686 | 12.063.145 | 11.255.558 | |
| Ing_Actual * TCC: 18% | USD | 13.654.944 | 16.337.169 | 15.747.439 | 14.380.006 | 13.777.326 | 12.828.234 | 11.949.136 | |
| Ing_Actual * TCC: 16% | USD | 14.486.910 | 17.156.642 | 16.660.007 | 15.279.646 | 14.563.685 | 13.676.071 | 12.716.012 | |
| Ing_Actual * TCC: 14% | USD | 15.408.520 | 18.056.815 | 17.667.148 | 16.237.101 | 15.494.274 | 14.618.324 | 13.566.244 | |
| Ing_Actual * TCC: 12% | USD | 16.432.452 | 19.224.555 | 18.781.937 | 17.368.750 | 16.518.595 | 15.668.629 | 14.511.549 | |
| Ing_Actual * TCC: 10% | USD | 17.573.611 | 20.616.392 | 20.019.723 | 18.630.553 | 17.664.398 | 16.843.047 | 15.565.680 | |
| Ing_Actual * TCC: 8% | USD | 18.849.451 | 22.174.961 | 21.358.707 | 20.005.174 | 18.879.711 | 18.160.420 | 16.744.716 | |
| Ing_Actual * TCC: 6% | USD | 20.280.622 | 23.925.913 | 22.908.310 | 21.443.286 | 20.235.507 | 19.606.291 | 18.067.656 | |
| Ing_Unitario | USD/MWh | 131 | 304 | 233 | 170 | 130 | 87 | 35 | |
| Energía | MWh | 197.240 | 205.280 | 202.383 | 199.571 | 196.944 | 195.467 | 192.858 | |
| Factor de Planta | - | 28,1% | 29,3% | 28,9% | 28,5% | 28,1% | 27,9% | 27,5% | |
| VAN | TCC: 20% | USD | -5.443.113 | -2.755.762 | -3.426.654 | -4.777.784 | -5.278.177 | -6.281.718 | -7.089.305 |
| VAN | TCC: 18% | USD | -4.493.000 | -1.810.775 | -2.400.505 | -3.767.938 | -4.370.618 | -5.319.710 | -6.198.808 |
| VAN | TCC: 16% | USD | -3.423.875 | -754.143 | -1.250.778 | -2.631.139 | -3.347.100 | -4.234.714 | -5.194.773 |
| VAN | TCC: 14% | USD | -2.216.722 | 431.573 | 41.906 | -1.388.141 | -2.130.968 | -3.006.918 | -4.058.998 |
| VAN | TCC: 12% | USD | -848.943 | 1.943.160 | 1.500.542 | 87.355 | -762.800 | -1.612.766 | -2.769.846 |
| VAN | TCC: 10% | USD | 706.487 | 3.749.268 | 3.152.599 | 1.763.429 | 797.274 | -24.077 | -1.301.444 |
| VAN | TCC: 8% | USD | 2.481.877 | 5.807.387 | 4.991.133 | 3.637.600 | 2.512.137 | 1.792.846 | 377.142 |
| VAN | TCC: 6% | USD | 4.516.138 | 8.161.429 | 7.143.826 | 5.678.802 | 4.471.023 | 3.841.807 | 2.303.172 |
| VAN / Inv. TCC: 20% | - | | -29% | -15% | -19% | -26% | -29% | -34% | -38% |
| VAN / Inv. TCC: 18% | - | | -24% | -10% | -13% | -20% | -24% | -29% | -33% |
| VAN / Inv. TCC: 16% | - | | -18% | -4% | -7% | -14% | -18% | -23% | -28% |
| VAN / Inv. TCC: 14% | - | | -12% | 2% | 0% | -7% | -12% | -16% | -22% |
| VAN / Inv. TCC: 12% | - | | -5% | 10% | 8% | 0% | -4% | -9% | -15% |
| VAN / Inv. TCC: 10% | - | | 4% | 20% | 17% | 10% | 4% | 0% | -7% |
| VAN / Inv. TCC: 8% | - | | 13% | 31% | 27% | 20% | 14% | 10% | 2% |
| VAN / Inv. TCC: 6% | - | | 24% | 44% | 39% | 31% | 24% | 21% | 12% |
| TIR aprox. | | | 10,9% | 14,7% | 14,1% | 12,1% | 11,0% | 10,0% | 8,4% |

Cuadro 2

| FLUJO PARCIAL | UNITS | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-----------------|------------|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | CERO | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Inversión | USD | -18.510.000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| O&M | USD | 0 | -555.300 | -555.300 | -555.300 | -555.300 |
| Residual | USD | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ST Bruto | USD | -18.510.000 | -555.300 | -555.300 | -555.300 | -555.300 |

| FLUJO PARCIAL (cont.) | UNITS | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----------------------|------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|
| | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Inversión | USD | 0 | 0 | 0 | 0 |
| O&M | USD | -555.300 | -555.300 | -555.300 | -555.300 |
| Residual | USD | 0 | 0 | 0 | 9.872.000 |
| ST Bruto | USD | -555.300 | -555.300 | -555.300 | 9.316.700 |

Cuadro 3

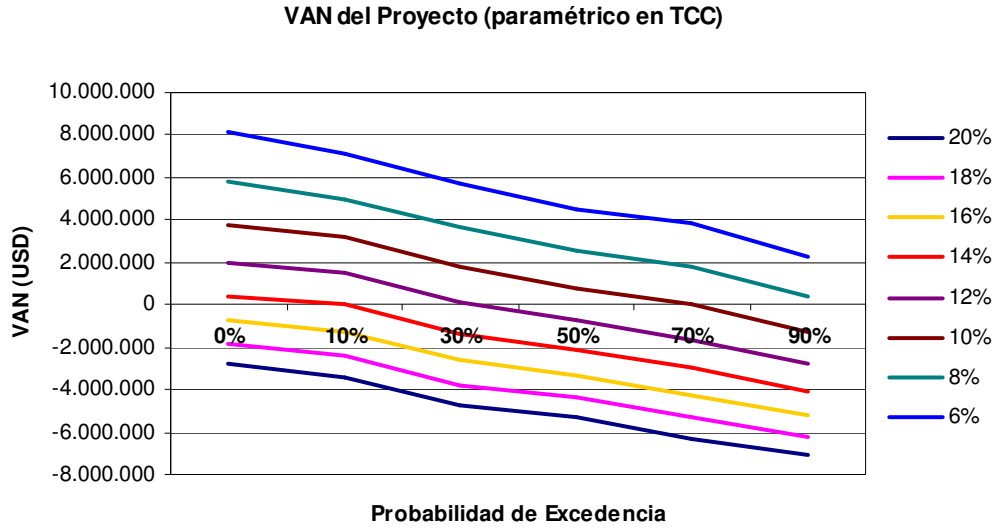


Gráfico 3

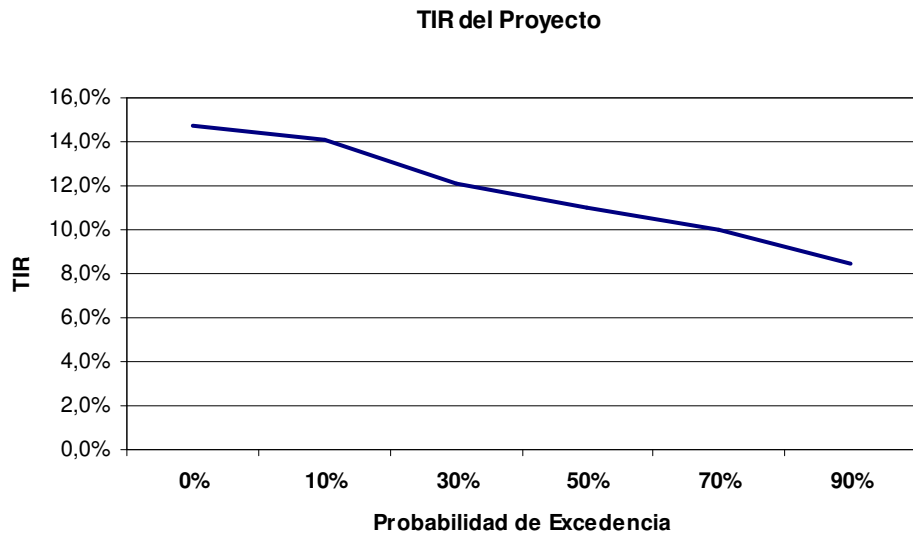


Gráfico 4

Conclusiones:

Escenario de Venta en Mercado Spot: Asumiendo una inversión de 1.800USD/kW-instalado, más un desarrollo de red que asciende a los 510.000USD, con un costo de O&M situado en 3% anual (del total de la inversión), **resulta un proyecto estrictamente rentable para el caso en que la Tasa de Costo del Capital se sitúe en un valor menor al 10%.**

Considerando que lo usual en operaciones privadas es trabajar con Tasas de Costo de Capital que superen el 12% (generalmente los operadores de las firmas suministradoras cuentan con su propio financiamiento, con un negocio financiero detrás), **el proyecto no resulta mayormente atractivo**, aún siendo estrictamente rentable.

En la medida en que el costo de inversión supere la cifra expuesta, es claro que el proyecto se verá afectado negativamente es su rentabilidad.

Escenario de Venta en Mercado de Contrato: Para el caso de optar por la venta en mercado de **Contratos**, Analizando el Cuadro 2, **el símil rentable de la operación en SPOT (a una TCC \leq 10%)**, implica un costo de 131 USD/MWh, para el caso promedio equivalente (ver línea Ing_Unitario).

El Ingreso Unitario resulta de dividir el Ingreso Bruto (no actualizados) por la Energía Generada, para cada una de las probabilidades de excedencia.

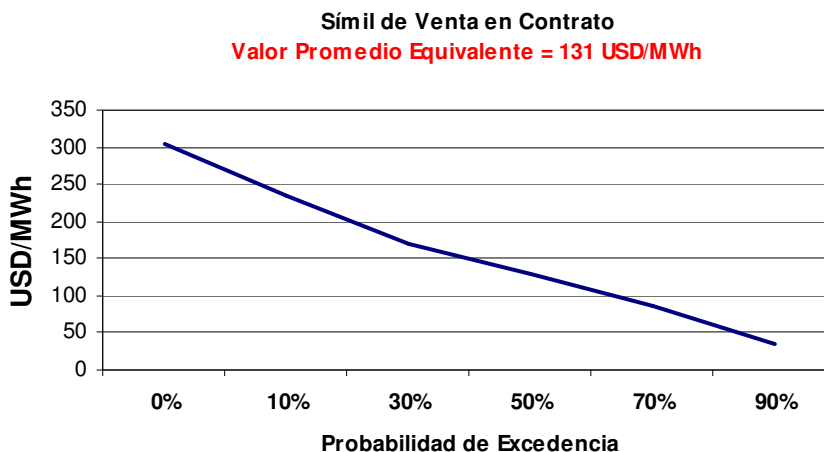


Gráfico 5

Notas

- **Tasa de Descuento:** A efecto de resolver el despacho, el simSEE trabajó sobre una Tasa de Descuento “país” del 12%, la cual es consistente para Tasas de Costo de Capital del orden de la referida cifra.

Resulta evidente que la Tasa de Descuento “país” es una variable que se rige por las leyes del mercado, vinculándose a referencias externas (por ej. Libor), implicando que el 12% asumido puede dejar de ser válido para ciertos rangos de TCC.

- **Fuentes de Fondos Usuales:** Si bien el presente tópico escapa al alcance del estudio, se hace una breve referencia a las alternativas usuales de financiamiento de proyectos, que implican diferentes óticas de análisis contable:
 - **Fondos Propios:** Emisión de Acciones Comunes (common stocks), Aporte de Socios y Utilidades Retenidas.
 - **Fondos de Terceros:** Préstamos a Plazo Fijo, Préstamos Amortizables con cálculo de intereses sobre saldos, Préstamos a Renta Fija, Descuento de Documentos, Leasing Financiero y Factoring de Documentos.
- **Tasa de Costo de Capital:** Asumiendo una aporte de Fondos Propios y Deuda, la TCC resulta de la siguiente expresión:

$$TCC = W_1 \times k_s + W_2 \times k_d \times (1 - t)$$

W_1 : Proporción Financiada con Fondos Propios (por ejemplo, 50%)

W_2 : Proporción Financiada con Deuda (por ejemplo, 50%)

k_s : Tasa de Retorno requerida para los Fondos Propios (por ejemplo, 16%)

k_d : Tasa de Costo de la Deuda (por ejemplo, 12%)

t: Tasa de Impuesto a la Renta (por ejemplo, 30%)

A modo de referencia, con los valores del ejemplo, resulta una TCC = 12%

4 Posibles futuros trabajos.

Dado que el objetivo del Curso se centra en el manejo del simSEE, los siguientes aspectos fueron omitidos del Estudio, aunque son de vital importancia en la adopción de decisiones de inversión:

- Sensibilidad a variaciones de los Costos Variables de Generación.
- Consideración de Ingresos por concepto de tratarse de un proyecto MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio): Por tratarse de un proyecto de energía renovable que contribuye a la reducción de gases efecto invernadero, puede ser considerado como proyecto MDL. En éste caso, deberá contemplarse tanto los ingresos como los costos asociados a la obtención de los certificados de reducción de emisiones (CERs) que podrán negociarse en el mercado y producir un ingreso adicional para el proyecto (ver anexo, ref 2).
- Sensibilidad a los costos de inversión: Si bien el estudio adopta un costo de inversión de 1.800USD – kW (instalado) en aerogeneradores, las referencias en la región resulta en valores que van desde los 1.500USD – kW a 2.500USD – kW. En la medida que se logren “escalas razonables”, se reducirán los costos de inversión. A modo de ejemplo, en España el 12,5% de la generación responde a aporte de Aerogeneradores (ver anexo, ref 3). Lógicamente, un mercado como el Español dispondrá de costos de inversión inferiores a los de Latinoamérica.
- Análisis de Rentabilidad a nivel de Estado de Origen y Aplicación de Fondos (EOAF). El presente estudio asume un “Flujo de Fondos Ficticio”(mezcla de Estado de Resultado y Situación Patrimonial).
- Análisis de las diferentes tecnologías disponibles en Aerogeneradores, con mayores rangos de operación. Una de las limitantes de los Aerogenerador utilizado para el modelo es el rango de operación, que puede afectar el Factor de Planta (próximo al 30%, en Cuadro 2).

Obviamente, otras alternativas de inversión (por ejemplo, ciclo combinado) permiten alcanzar factores de uso muy superiores. Considerando que en Uruguay se dispone de sitios con elevado potencial eólico, de buen acceso.

Para poder hacer una explotación económica del recurso, los parques de instalan en sitios de elevado potencial, los cuales presentan factores de planta superiores al 30% (ver anexo, ref4)

Anexo.

Ref1: Evolución Económico – Financiera, Proyecto de Parque Eólico de 10MW, Octubre – 2008, Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear.

Ref2: Fundamentos Principales del negocio de Bonos de Carbono, Fundación Universitaria para el Desarrollo de la Empresa, Argentina.

Ref3: Balance Eléctrico Diario, en valores año móvil, emitido por Red Eléctrica Española, en fecha el 31 de julio de 2009.

Ref4: Evaluación de Energía Eólica: Análisis de Situación y Aspectos Asociados a la Introducción de Mayor Potencia – 200MW (MIEM/DNETN, Septiembre 2006).