

DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO EN UNA REGIÓN DE SAN JUAN. ANALISIS ECONOMICO. ETAPA FINAL.

José Luis Rodríguez, Marcelo Ruiz Palma, Ana María Giménez, Mario Guerrero, Esteban Sefair.

Area Energías Alternativas. Instituto de Mecánica Aplicada. Facultad de Ingeniería. U.N.S.J.
Av. Libertador San Martín 1109 Sur, (5400) - San Juan. Tel.: 211700, int. 320.
Fax: 064-210277. e-mail: jlrodri@unsj.edu.ar.

RESUMEN.

Se plantea en este proyecto la determinación y evaluación del recurso eólico. Se eligió la zona denominada Cuesta del Viento cerca de Rodeo en el departamento de Iglesia. Luego de un extenso análisis económico financiero, se llegó a la conclusión que el proyecto no es viable desde el punto de vista económico. Pero sí lo es, si se efectúa una evaluación que determine el impacto social midiendo los efectos directos e indirectos involucrados.

INTRODUCCION.

La energía eólica constituye una alternativa no contaminante y económicamente viable en la obtención de energía útil. Esta forma de energía solar disipada en forma de viento, es el 2 % del flujo total de energía solar incidente, del orden del $1,50 \times 10^{18}$ kWh/año, y la energía total consumida por la humanidad es del orden del 6×10^{13} kWh/año. No toda la energía del viento es extraíble, solo un máximo del 56 % de ésta ($1,68 \times 10^{16}$ kWh/año). Tampoco podemos aprovechar toda la superficie terrestre para sistemas de conversión de energía eólica, la distribución y densidad del aire tampoco es uniforme, lo que nos limita la acción a algunas zonas o puntos geográficos en los que sí es rentable su transformación para determinadas condiciones socioeconómicas y de infraestructura.

ENERGÍA EÓLICA DISPONIBLE.

A partir de las mediciones de un año, considerando la distribución de frecuencias de Weibull, la potencia disponible por unidad de área es:

$$P_D / A = 0,5 \cdot \rho \cdot \sum_{i=1}^n V_i^3 \cdot P(V_i)$$
$$P_D / A = 385,424 \cdot W / m^2$$

También se puede representar la energía eólica media disponible en kWh/m² anuales:

$$E_D / A = 3376,321 \cdot kWh / m^2$$

CÁLCULO DEL POTENCIAL EÓLICO EXTRAÍBLE.

La energía eólica extraíble difiere de la disponible, solo por el factor "C_P", llamado coeficiente de potencia que representa la eficiencia del rotor de una turbina eólica. Relacionando la curva de potencia de la máquina con la de distribución de frecuencias de clases de viento se determina para éste un valor de 0,2.

$$P_E / A = C_P \cdot P_D / A$$
$$P_E / A = 77,08 W / m^2$$

Por lo tanto la energía eólica anual media extraíble es:

$$E_E / A = 675,26 \cdot kWh / m^2$$

Adoptando un aerogenerador comercial de 125 kW con un diámetro de rotor de 23 m, el área barrida por las palas es:

$$A = 415,50 m^2$$

Por lo tanto la potencia eléctrica generada por el molino elegido es: $P_E = 32 kW$

De acuerdo a la demanda promedio del subsistema Rodeo de 730 kW y para una sustitución probable del 25 % de la generación térmica por eólica, se determina en primer instancia la instalación de 6 generadores de una potencia instalada máxima de 125 kW cuya factibilidad técnica económica se detallará a continuación.

EVALUACIÓN ECONÓMICA .

El problema económico fundamental, que todos los países enfrentan, es la asignación eficiente de los recursos limitados (mano de obra, capital, divisas y recursos naturales) frente a una gran diversidad de usos alternativos, de tal manera que dicha asignación maximice el beneficio de la sociedad. Basándonos en esta premisa es necesario, para el tipo de proyecto que nos ocupa, tomar en consideración una serie de aspectos, entre los cuales los más importantes son:

- crecimiento del consumo energético previsto para la provincia
- preservación de la calidad del medio ambiente
- creación de empleo
- adopción y utilización de nuevas tecnologías.

Lo que se desarrolla a continuación es la información básica que nos permite conocer los costos y beneficios del parque eólico planificado, haciendo mención de los parámetros que más significativamente influyen en la toma de decisiones respecto de la realización del proyecto. Estos temas son de especial importancia, pues en definitiva, son los resultados de la evaluación económica y el impacto social los que van a decidir la ejecución o no del proyecto.

Para poder determinar el costo de la inversión en el proyecto, éste se dividió en los siguientes ítems:

Inversión necesaria:

- generadores eólicos
- líneas eléctricas
- transformadores
- sistemas de control
- obra civil

1.- Inversión en generadores eólicos:

La inversión en este ítem está condicionada entre otras variables, por el tamaño de las máquinas a instalar para alcanzar un nivel de potencia determinado. El mercado de máquinas actualmente se desarrolla en el entorno de 100 a 1000 kW, para las cuales no se observan grandes economías de costos por unidad de potencia, por lo que se puede utilizar, con pequeños márgenes de error, como valor intermedio U\$S 1000 por kW instalado. Para nuestro caso, como la potencia es del orden de los 192 kW en función del potencial eólico de la zona, con una pretensión de instalar 6 equipos de 125 kW de potencia, entonces la inversión necesaria en equipos es de:

$$\text{Inversión en equipos} = 6 * 125 \text{ kW} * 1000 \text{ U\$S/kW} = \text{U\$S } 750.000$$

2.- Inversión en líneas eléctricas: U\$S 21.000

3.- Inversión en transformadores: U\$S 27.000

4.- Inversión en sistemas de control: U\$S 39.750

5.- Inversión en obra civil: U\$S 13.000

$$I_0 = \text{Inversión necesaria} = \text{U\$S } 850.750$$

Gastos de operación y mantenimiento:

Entre los gastos operativos y de mantenimiento se incluyen las horas hombres e insumos necesarios para la inspección rutinaria del sistema, cambios de aceite de las cajas de engranajes multiplicadores de velocidad, verificación de los parámetros operativos, simulación de fallas, pérdidas en los sellos de estanqueidad de los sistemas hidráulicos, etc. Existen dos metodologías de uso frecuente para la estimación de estos costos: como un porcentaje de la inversión total, por año, o bien se puede calcular como un valor en U\$S por kW generado. Estos valores a considerar dependen del tipo de máquina y de la experiencia del fabricante. En nuestro caso se utilizó como metodología la experiencia dada por un gran número de fabricantes europeos que asignan para gastos de operación y mantenimiento un costo de 0,006 U\$S por kW hora de generación, con un escalamiento del 1% anual durante la vida útil del proyecto.

Ingresos del proyecto:

Para poder determinar los ingresos primero se debe realizar una estimación respecto de la capacidad anual de generación del parque, quedando como se muestra:

$$E_{ga} = \text{Energía generada anualmente} = 24 \text{ hs/día} * 365 \text{ días} * 32 \text{ kWh} * 6 \text{ gen.}$$

$$E_{ga} = 1.681.920 \text{ kWh}$$

Respecto del precio de la energía, se consideró un valor promedio equivalente al costo de la energía para una empresa distribuidora ubicada en la Provincia de San Juan, tomando como referente el precio de barra de una estación.

$$P_e = \text{Precio de venta de la energía producida} = 0,0342 \text{ U\$/kWh}$$

Por lo tanto el ingreso promedio anual previsto para el parque queda como sigue:

$$I_{pa} = \text{Ingreso promedio anual} = E_{ga} * P_e = 1.681.920 \text{ kWh} * 0,0342 \text{ U\$/kWh}$$

$$I_{pa} = \text{U\$} 57.521,6$$

Costo del proyecto por kw instalado y de la electricidad generada:

En lo referente al costo del proyecto por kW instalado, el cálculo resulta de dividir el costo total del proyecto (I_0) respecto de su capacidad de generación nominal, entonces:

$$\text{Costo por kW instalado} = \text{U\$} 850.750 / (125 \text{ kW} * 6)$$

$$\text{Costo por kW instalado} = 1134 \text{ U\$/kW}$$

En el cálculo del costo de la electricidad generada se ha utilizado el método llamado "EPRI TAG". Este método considera el valor presente de la inversión total y calcula los flujos de gastos en el tiempo, repartiendo los mismos en cuotas iguales todos los años. Es decir, convierte flujos de gastos desiguales en flujos constantes equivalentes. En su forma simplificada adaptada a nuestro caso, su expresión es la siguiente:

$$CEG = FG \frac{CI}{8.760 * FC} + (O + M)$$

CEG = costo de la energía generada.

CI = costo de la inversión por kW instalado.

FG = factor o cargo Para nuestro caso es igual a 1.

FC = factor de fijo de gastos. Este considera un valor presente de los servicios de la deuda, retorno de capital, tasas de interés y seguros. capacidad las máquinas.

O+M = costos directos de operación y mantenimiento por unidad de energía (U\\$/kWh).

Esta ecuación no nos. Es la relación entre la energía promedio producida en el año y la que se hubiera producido a la potencia nominal de brinda un costo actual de generación, pero si da una aproximación a un costo nivelado, resultando un dato muy útil para realizar comparaciones con distintas tecnologías o fuentes de generación.

Cálculo del período de recuperación de la inversión:

$$CEG = \frac{1.134 \text{ U\$/kW}}{8.760 \text{ h} * 0,4} + 0,006 \text{ U\$/kWh} = 0,33 \text{ U\$/kW}$$

El estudio de factibilidad de una planta de generación eólica es necesario, al igual que en otros proyectos, para poder determinar en que período de tiempo el dinero percibido en concepto de venta de la energía excede los costos totales de la inversión y de la operación de la planta. Entonces:

$$RC = \frac{I_0}{(E_{ga} * P_e) - (O + M)}$$

RC = retorno del capital de inversión en años.

I_0 = costo de la inversión en U\$.

P_e = precio de venta de la energía.

O+M = gasto anual de operación y mantenimiento en U\$.

$$RC = \frac{\text{U\$}850.750}{1.681.920 \text{ kW} * (0,034 \text{ U\$/kW} - 0,006 \text{ U\$/kW})} = 18 \text{ años}$$

Este valor nos indica un período de recuperación de la inversión, que comparado con la vida útil del proyecto, que es del orden de los 30 años, hace que este se convierta en un proyecto muy sensible respecto de la variación de los factores relacionados con el precio de la energía y los costos en dólares de operación y mantenimiento, ya que cualquier cambio en estos influye fuertemente en el período de recuperación del capital.

Valor actual neto:

Para los proyectos de generación mediante energías alternativas, desde la óptica de la evaluación económica, es prioritaria la relación costos/beneficios, a efectos de poder determinar si los ahorros en los costos de generación respecto de sistemas tradicionales hacen atractiva la inversión. Este análisis debe hacerse en función de tres componentes fundamentales:

- el valor del dinero en el tiempo
- período de duración del proyecto
- la relación costos/beneficios del proyecto

Para el caso que nos ocupa, la metodología utilizada para calcular la rentabilidad del proyecto es la del Valor Actual Neto, que actualiza los Flujos Netos de Caja y todas las salidas requeridas, de manera tal que el exceso de valor obtenido permite: recuperar la inversión, remunerar los recursos necesarios y ofrecer un excedente a los inversores. Reflejando esto en una expresión matemática:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FNC_j}{(1+i)^j}$$

en donde:

VAN = valor actual neto o valor presente de una cantidad a percibir durante j años.

I_0 = inversión necesaria para realizar el proyecto.

FNC = flujos netos de caja o de efectivo que genera el proyecto.

i = tasa de corte.

j = vida útil del proyecto.

Para el proyecto que nos ocupa, las consideraciones efectuadas son las siguientes:

I_0 = U\$S 850.750

i = 9,6 % anual

j = 30 años

FNC = surgen de las diferencias entre ingresos y costos del proyecto para los años considerados.

Los gastos de operación y mantenimiento tienen un escalamiento anual del 1%.

Año	0	1	7	15	21	26	30
Inversión	(850750)						
Ingr. del Proy.		57521,6	57521,6	57521,6	57521,6	57521,6	57521,6
Costos y Gastos		8410	8915	9587	10092	10512	10849
FNC	(850750)	49111,6	48606,6	47934,6	47429,6	47009,6	46672,6

Flujos Netos de Caja en U\$S - Años selectos

VAN = -389.875 U\$S

CONCLUSIONES.

Este valor del VAN nos indica que el proyecto no es rentable desde la perspectiva económica, lo que no implica que no pueda llevarse a cabo ya que, por el tipo de proyecto que es, se contrasta la evaluación económica con la evaluación social del proyecto. Por lo tanto se considerará, para esta región, la posibilidad de instalar sistemas de menor potencia (10 a 30 kW) conformando sistemas autónomos que puedan abastecer a pequeñas comunidades aisladas.

BIBLIOGRAFÍA.

- 1- "Política Energética". Martín Czakainski. Konrad Stiftung y "Uso directo de la Energía Solar". Farrington Daniels.
- 2- "Información estadística sobre el viento" editada por el Servicio Meteorológico Nacional.
- 3- "Working Group Report on Wind Energy" from "An Action Plan for Renewable Energy", Madrid 1.994.
- 4- "Recursos Energéticos Renovables: Oportunidades y Obstáculos 1990-2020", World Energy Council (1993).
- 5- Ponencias de las "Jornadas de Energía Eólica en el Sur de Europa", El Puerto de Santa María (Cádiz), 1.993.
- 6- New Renewable Energy Resources. Kogan Page.
- 7- Cohen, Schweizer, Hock, Cadogan. " Proceeding Wind Power'89.
- 8- "Foro Sinergia".Braconi, Mattio. Noviembre '96.
- 9- "Evaluación de Proyectos". P.N.U.D. 1995.