

Generación Eólica en Ecuador: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo

E. A. Barragán

Universidad Politécnica Salesiana - Universidad Católica de Cuenca

Resumen— Se investiga cuáles son los factores clave para propiciar el desarrollo de la generación eólica en el Ecuador, para ello se analizaron las condiciones financieras y económicas locales. Se determina si los precios de generación no convencional, establecidos en el Ecuador para la energía eólica son atractivos para que un proyecto de este tipo pueda ser financieramente sostenible en el tiempo. La estimación se la realiza utilizando los índices financieros como el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno. Además se hace un análisis de sensibilidad para determinar cómo se modifican estos índices al variar el precio de la energía, el factor de planta o la tasa de descuento, entre otros.

Palabras clave— Energías renovables, energía eólica, análisis financiero, sostenibilidad energética.

Abstract— Local financial and economic conditions were analysed in order to research the key factors for favouring the development of wind power generation in Ecuador. This determines whether the non-conventional generation prices, established in Ecuador, for wind energy are attractive enough for a project of this type to be financially sustainable over time. The estimate is performed using financial indices such as the Net Present Value and the Internal Return Rate. A sensitivity analysis was also performed to determine how these indices are modified with variations in the energy price, plant factor or discount rate, among others.

Index Terms— Renewable Energies, Wind Energy, Financial Analysis, Energy Sustainability.

1. INTRODUCCIÓN

En el Ecuador se están dando pasos para que la matriz de generación de energía eléctrica se diversifique. Según el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador (MEER), hasta el año 2020, se prevé un escenario de potencia instalada de al menos 80% de hidroelectricidad, complementado por un 10% de otro tipo de energías renovables (solar, eólica, geotérmica, etc.) y el resto por generación

termoeléctrica. A más de ello, la creciente posibilidad de financiar proyectos vinculados a las energías renovables a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), hacen ver un posicionamiento cada vez más interesante de las fuentes de generación no convencionales en el Ecuador. En el caso de la energía eólica, se encuentran en construcción y evaluación varios proyectos que entrarán a despachar energía en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) en los próximos años.

En los registros estadísticos mundiales referentes a potencia eólica disponible, se indica que mientras en el año 1992 se tenían 2 278 MW instalados, en el 2012 esta cifra subió a 282 275,300 MW. Estos datos demuestran que esta tecnología está siendo considerada en los horizontes energéticos de los países desarrollados. En el caso Latinoamericano, Brasil, México y Costa Rica, tienen la mayor cantidad de potencia, sin embargo todavía no es comparable con los países que tienen los primeros puestos en potencia instalada, como Estados Unidos, China y Alemania [1]. La potencia instalada existente en Latinoamérica, aunque marginal en comparación al total mundial, contrasta con el potencial posible de instalar, y con los proyectos que se encuentran en diferentes fases de desarrollo. Por ello se prevé un importante incremento de la generación eólica en Latinoamérica, y en particular en el Ecuador. La Fig. 1, indica el posicionamiento a nivel mundial de diversos países en relación a la potencia instalada.



Figura 1: Comparativa de la potencia instalada en el año 2012]

2. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

La energía de las centrales de generación, con fuentes consideradas como no tradicionales, en Ecuador tienen un precio preferencial [2]. En este trabajo se analiza si los precios de energía para la generación eólica son atractivos, y mediante un análisis de sensibilidad, se determinan los factores que influyen al momento de realizar un proyecto de este tipo. Estos estudios son comunes, tal como se indica en [3] y [4], sin embargo es indispensable realizar una particularización para la realidad local.

En España, por ejemplo, se ha definido que los costos por kW instalado de potencia eólica han tenido un descenso significativo básicamente por tres factores:

- Economía de escala: fabricación en serie de aerogeneradores.
- Tamaño de las unidades: aerogeneradores con mayor potencia por turbina, permiten una mejor ocupación del terreno, menor peso específico de los equipos u otros factores que significan menos costes por kW instalado.
- Aumento de la oferta tecnológica: mayor cantidad de marcas dan lugar a una mayor competencia, y a mayor gama de soluciones, que a la larga permiten rentabilizar mejor un proyecto.

El Ecuador aunque no es fabricante de estas infraestructuras, puede ser beneficiario de la reducción de costos en la construcción y operación de las mismas. Para potenciar el desarrollo de estas tecnologías, es ineludible determinar convenientemente los precios de la energía, para que los inversores tengan asegurada una rentabilidad o para definir si es necesario mecanismos que viabilicen estos proyectos.

3. METODOLOGÍA UTILIZADA

El estudio financiero de todo proyecto se realiza con el fin de orientar la decisión de ejecutarlo o no. Básicamente corresponde a un análisis de costos y beneficios, que ocurren en diferentes periodos de tiempo. A este análisis se lo conoce como Evaluación Financiera de Proyectos y va de la mano con una evaluación económica, ambiental, institucional y legal [5], [6], [7].

El análisis financiero, permite determinar el flujo real de dinero que se requiere para el proyecto y busca prever si se recuperará o no la inversión, pagándose además los costos de operación y mantenimiento que

permitirán garantizar la continuidad de funcionamiento de la central eólica. La metodología utilizada se la conoce como "Método Dinámico de Selección de Inversiones", y considera el valor del dinero con el paso del tiempo. De esta manera se establecen parámetros que permiten comparar una inversión en términos del valor actual. Así, se comparan todos los beneficios con todos los costos en los que se incurrirá a lo largo de la vida útil del proyecto. Desde un punto de vista financiero, la central debería realizarse sólo si los beneficios son mayores que los costos.

Como los costos y beneficios varían año a año, estos son actualizados a una misma tasa de descuento al primer año del proyecto. Esta metodología utiliza los siguientes conceptos [5], [6], [7]:

- Tasa de descuento (r): es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. Puede ser real o nominal, según se considere o no la inflación.
- Valor actual neto (VAN): Es la diferencia entre el valor actual y el desembolso inicial, dada por (1).

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{(1+r)^i} \quad (1)$$

Donde A , es el desembolso inicial; Q_i , son los flujos de caja en un periodo i ; r , es la tasa de descuento.

Una inversión será aceptada si el VAN es mayor o igual a cero (punto en el cuál la inversión devuelve la tasa deseada). Mientras mayor es el VAN, más atractivo es el proyecto en términos financieros.

- Tasa interna de retorno (TIR): es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Una tasa de descuento será aceptada si es mayor o igual al costo de oportunidad del dinero (es decir el mejor uso alternativo si no se invierte en el proyecto).

4. CONDICIONES PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO DE UNA CENTRAL EÓLICA EN EL ECUADOR

Para la evaluación financiera se requiere identificar los costos, beneficios y los años en que se efectúan cada uno de ellos, así como los incentivos que considera la normativa ecuatoriana. Sin duda la falta de datos puede ocasionar errores en los resultados que se obtengan. A continuación se indican los datos y las fuentes utilizadas, tratando de que sean lo más reales, para evitar distorsión en el análisis.

4.1. Tiempo de vida útil

El tiempo de vida útil de un aerogenerador es de 20 a 25 años, sin considerar repotenciación [3], [5], [7], [8].

4.2. Potencia instalada

Un parque eólico puede estar formado por un gran número de aerogeneradores, siendo el límite principal la potencia que se instale y el recurso existente. La Regulación CONELEC 004/1¹ (“Tratamiento para la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”), establece que en el caso de las tecnologías no renovables, como las centrales eólicas, se reconocerá un precio de energía preferencial para centrales de generación, salvo para la energía hidroeléctrica para la cual se define un límite de potencia (50 MW).

4.3. Costo del kW instalado

El costo instalado de una central eólica depende de varios factores, por ejemplo en Europa, el costo de potencia instalada por kW varía dependiendo del país y está comprendido entre 1 000 €/kW a 1 350 €/kW². El rango de variación además depende de la tecnología, tamaño de las máquinas, complejidad geográfica y topográfica o distancia a la red [3].

Los costos de los proyectos eólicos en el Ecuador varían en un rango amplio, por ello no es fácil establecer un costo promedio para el caso ecuatoriano, y más bien los datos reales dependen del análisis que se efectúen en cada caso [9].

4.4. Tiempo en la ejecución del proyecto

La construcción de un parque dependerá de varios factores. En el caso ecuatoriano los proyectos analizados de 5 a 50 MW, tienen un tiempo de ejecución entre uno y dos años [9].

4.5. Factor de planta

Es la relación entre la energía producida en un determinado periodo, respecto a la potencia asignada al generador en dicho periodo. Se debe anotar que los factores de planta de los aerogeneradores en operación suelen estar entre el 30% a 40%, siendo mayor a

25% aceptable y superior a 30% bueno [7]. El factor de planta (FP) para generación eólica se lo puede relacionar con la velocidad del viento, utilizando las curvas de potencia de los aerogeneradores. El FP por tanto es crucial para determinar la viabilidad de un proyecto, pues es un indicador de la energía que una central eólica podría generar. Además se puede considerar una disponibilidad técnica entre 90% y 95%, y pérdidas por los circuitos en las líneas y transformador del 4 %, además de pérdidas por el efecto sombra (si se colocan las turbinas en conjunto) de alrededor del 5 % [7], [9], [10].

4.6. Precio de la energía

La Regulación CONELEC 004/11, establece los precios de energía de la generación eólica en 9,130 ¢USD/kWh. La vigencia de los precios será de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, (31 de diciembre de 2012, según la regulación utilizada). Cumplido el periodo de vigencia, las centrales renovables no convencionales operarán con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha. Sin embargo se anota como particularidad que el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, podrá negociarse según la normativa que esté vigente. Considerando esto se asumen dos precios en el análisis, uno hasta los primeros 15 años, y luego se establece un precio estimado después de este periodo. El segundo precio se considera como 4,680 ¢USD/kWh; obtenido a partir del precio promedio vigente en el año 2011³, y considerando que se ha incrementado exclusivamente por la influencia de la inflación (3,330 % para el año 2010).

4.7. Pago adicional por transporte

En la Regulación 004/11, no se consideran pagos adicionales de transporte. Sin embargo, se efectúa el análisis de sensibilidad asumiendo, que, a los precios fijados para la energía medida en el punto de entrega, se sumará un pago adicional por transporte, únicamente en el caso de requerirse la construcción de una línea de transmisión. Esta consideración se la hace tomando en cuenta que las anteriores regulaciones incluían un pago adicional por transporte de 0,060 ¢USD/kWh/km, con un límite máximo de 1,500 ¢USD/kWh [2].

¹ Para la elaboración de este documento se consideró esta regulación, y no la Regulación para la Participación de los Generadores de Energía Eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (Regulación No. CONELEC 001/13), actualmente vigente.

² Los costos presentados son mencionados en el informe “The Economics of Wind Energy”, de la Asociación Eólica Europea, del año 2009.

³ Los costos medios de generación vienen dados por resoluciones emitidas por el CONELEC. Por ejemplo según la Resolución N° 013/11, del 17 de marzo de 2011, el costo medio de generación para el periodo enero – diciembre 2011 fue de 4,653 ¢USD/kWh.

4.8. Ingresos por el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El MDL, contenido en el Artículo 12 del Protocolo de Kyoto, permite a los gobiernos o entidades privadas de países industrializados implementar proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo, y recibir créditos en la forma de "certificados de reducción de emisiones", o CREs, los cuáles pueden ser contabilizados dentro de sus objetivos nacionales de reducción.

Si se considera que el proyecto es aplicable para ser aprobado como un proyecto MDL, podrá ser financiado con créditos de carbono. El aporte que se recibirá estará determinado por la cantidad de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq) que es capaz de desplazar. El financiamiento se lo calcula en función de las toneladas de CO₂eq, evitadas que tienen una correspondencia en CREs, siendo cada tonelada igual a un CRE.

Se debe estimar la reducción de emisiones de CO₂, producidas por la generación que entre a operar en el SNI. El objetivo es determinar las toneladas de CO₂, con un factor de emisión (FE), como se indica en (2):

$$RE=FE \times E \quad (2)$$

Donde RE, son las reducciones evitadas de CO₂; en toneladas; FE, es el factor de emisión en toneladas de CO₂/MWh. E; es la energía que se espera que genere la central eólica en MWh.

Luego con el valor de los CREs se puede calcular el total de ingresos por este concepto.

4.9. Costes de explotación

Los costes de explotación pueden incluir seguros, impuestos, alquiler de terrenos, gestión administrativa, operación, mantenimiento y/u otros. La experiencia en el Ecuador con respecto a los valores de estos costos es prácticamente nula, por lo que se utiliza información de fuentes bibliográficas. Estos costos se suelen presentar en USD/kWh o en porcentaje de la inversión. En el primer caso puede estar en el rango de 0,014 a 0,018 \$USD/kWh [3], [7]. En el segundo caso, se estima que representa entre el 3,3% al 5% de la inversión en cada año [5]. Esta última estimación, sin embargo, considera que los costos son independientes del régimen de operación de la central. Se considera el primer caso para realizar el estudio financiero,

4 El CO₂eq, representa la equivalencia en CO₂ de cualquier otro gas de efecto invernadero

5 En el caso ecuatoriano para el periodo 2007-2009, se estimó el FE del SNI para proyectos eólicos en 0,629 toneladas CO₂/MWh

además se asume un incremento anual del 3,330%, por la inflación. Hay otras referencias en las cuáles se indica que los costos son del 20% de la facturación anual [6].

4.10. Impuesto a la renta

Según el Código de la Producción⁶, en el artículo 24, numeral 2, se establece que a los sectores que contribuyan al cambio de la matriz energética, se reconocerá la exoneración total del impuesto a la renta (IR) por cinco años a las inversiones nuevas que se desarrollen en estos sectores. Según la disposición reformativa segunda a la Ley Orgánica del Régimen Tributario Interno, se indica que esta exoneración contará desde el primer año en el que se generen ingresos atribuibles directa y únicamente en lo correspondiente a la nueva inversión. Su aplicación se la realizará, entre otros, a los sectores económicos prioritarios en los cuáles se incluye a las energías renovables.

El artículo 9 de la Ley de Régimen Tributario Interno anota que las instituciones públicas serán exentas al pago del IR. Mientras que para sociedades⁷, el Código de la Producción, indica que el IR será de 22 % sobre la base imponible.

4.11. Amortización

Con el propósito de determinar la base imponible sujeta al IR, se deducen los gastos que se efectúen con el propósito de obtener, mantener y mejorar los ingresos de fuente ecuatoriana que no estén exentos.

Así se aplican una serie de deducciones, entre las cuáles se tiene la depreciación y amortización, conforme a la naturaleza de los bienes, a la duración de su vida útil, a la corrección monetaria, a la técnica contable así como a las que se conceden por obsolescencia. Estableciéndose para instalaciones, maquinarias, equipos y muebles un 10 % anual, o lo que equivale a una depreciación de 10 años, en valores constantes (Inversión / 10)⁸.

Entre las reformas que introduce el Código de la Producción, a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno, se indica que la depreciación y amortización que corresponda, entre otras a la adquisición de mecanismos de generación de energía de fuentes renovables (solar, eólica o similares) y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se

6 R. O. 351, del 29 de diciembre de 2010

7 Personas jurídicas que realizan actividades económicas que pueden ser privadas o públicas, de acuerdo al documento de creación. Fuente: www.sri.gob.ec

8 Artículo 25. Reglamento para la Aplicación de la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno. Decreto N°1051, R. O. 337 de 15 de mayo de 2008.

deducirán con el 100% adicional, previo existir una autorización por parte de la autoridad competente. Además se indica que no podrá superar un valor equivalente al 5% de los ingresos totales.

4.12. Impuesto al valor agregado

La Ley del Régimen Tributario Interno⁹, artículo 56, indica que el servicio público de energía eléctrica está gravado con tarifa cero, en lo que al Impuesto de Valor Agregado (IVA¹⁰) se refiere. Además, en el Reglamento de Aplicación de la Ley del Régimen Tributario¹¹, se estipula en el artículo 177 que se comprende como servicio de energía eléctrica entre otras fases a la generación.

4.13. Tasa de descuento

La tasa de descuento utilizada en un flujo financiero corresponde a la rentabilidad que un inversionista exige a una inversión, al renunciar a un uso alternativo de los recursos. La Superintendencia de Compañías del Ecuador, la define como el tipo de interés que se utiliza para calcular el valor actual de los flujos de fondos que se obtendrán en el futuro. Cuanto mayor es la tasa de descuento, menor es el valor actual neto.

Para calcular la tasa de descuento, se determina el costo ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital, WACC)¹², que es un promedio de los costos relativos a cada una de las fuentes de fondos del proyecto, y se define por (3) [11], [12]:

$$WACC = k_e \cdot \frac{E}{A} + k_d \cdot (1 - t_i) \cdot \frac{D}{A} \quad (3)$$

Donde E/A¹³, es el porcentaje de capital propio utilizado en el proyecto; D/A, es el porcentaje de préstamo utilizado en el proyecto; kd, es el costo de la deuda, y se debe al hecho de que el préstamo deberá desembolsarse en una fecha futura.

4.14. Tasa de interés

La tasa de interés es el porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Se utiliza para determinar los pagos que se deberán hacer anualmente en un periodo determinado (se asumen 10 años para este estudio) a la entidad que financie el parque eólico. En el caso de un préstamo se considera

la tasa de interés activa, y adicionalmente se considera el efecto de la inflación. Es decir se emplea la tasa de interés real que se determina mediante (4) [12].

$$r = \frac{1+i_a}{1+\pi} - 1 \quad (4)$$

donde ia, es la tasa de interés (activa); π, es la inflación. r, es la tasa de interés real.

La tasa ia, para este tipo de proyectos es preferible que no sea la que da la banca privada ecuatoriana¹⁴, pues suele ser mayor si se compara con las que dan los organismos internacionales de crédito. Por ejemplo el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ofrece tasas de alrededor del 5%¹⁵.

4.15. Apalancamiento

El apalancamiento es el uso de endeudamiento para financiar una operación (Deuda Financiera Neta/ [Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta]). Esto implica que el proyecto no se realiza necesariamente con recursos propios.

5. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

La técnica contable estipula la valoración anual, que se muestra en la Tabla 1, con el fin de determinar los flujos de caja desde el año en que se comienza la producción.

Tabla 1: Rubros considerados en el Flujo de Caja

	<i>Ingresos</i>
	<i>Venta de energía</i>
	<i>Pago adicional por transporte</i>
	<i>Bonos de carbono</i>
<i>A</i>	<i>Total de ingresos</i>
	<i>Egresos</i>
	<i>Gastos de operación y mantenimiento.</i>
	<i>Servicios profesionales</i>
	<i>Gastos de personal</i>
	<i>Seguros y garantías</i>
	<i>Gastos de administración</i>
	<i>Tasas, impuestos y contribuciones</i>
	<i>Otros gastos operacionales</i>
<i>B</i>	<i>Total de egresos</i>
<i>C=A-B</i>	<i>Beneficios brutos</i>
<i>D</i>	<i>Amortización</i>
<i>E=C-D</i>	<i>BAIT (beneficios antes de los intereses, impuestos)</i>
<i>F</i>	<i>Intereses</i>
<i>G=E-F</i>	<i>BAT (beneficios antes de impuestos)</i>
<i>H=G*0,150</i>	<i>Utilidad para trabajadores</i>
<i>I=G-H</i>	<i>Base imponible</i>
<i>J=I*0,220</i>	<i>Impuesto a la renta</i>
<i>K=I-J</i>	<i>Beneficio neto</i>
<i>L</i>	<i>Desembolso del préstamo</i>
<i>M</i>	<i>Inversión inicial</i>
<i>J=K+D-L-M</i>	<i>Cash flow</i>

9 R.O. 242, 29 de diciembre de 2007

10 El impuesto al valor agregado (IVA), grava al valor de la transferencia de dominio o a la importación de bienes muebles de naturaleza corporal, en todas sus etapas de comercialización, y al valor de los servicios prestados

11 Decreto Ejecutivo 1051, R.O.15 de mayo de 2008.

12 La Regulación CONELEC 003/11, indica también la forma de cálculo del CPPC, ó Costo Promedio Ponderado de Capital.

13 E, es el patrimonio, D es la Deuda, y A=E+D

14 En el año 2010, las tasas activas oscilaron entre el 8,640 % al 9,130 %..

15 Las tasas de interés del BID, están basadas con la Tasa de Interés Basada en LIBOR (siglas del inglés "London Interbank Offered Rate"), y es el tipo de interés promedio diario en el mercado interbancario de Londres. Fuente: www.iadb.org, www.bce.fin.ec..

El análisis financiero se lo realiza variando los siguientes parámetros: tasa de descuento, incremento anual de costos, costos de explotación, factor de emisión del sistema nacional interconectado, precio de los CRES, precio por transporte, precio de la energía de los primeros 15 años, precio de la energía después de los 15 años, FP, intereses, inversión, potencia y apalancamiento. El caso base (sector público, sin considerar utilidades e IR en el flujo de caja) considera los parámetros presentados en la Tabla 2. Para determinar la sensibilidad de los parámetros, a cada uno se le hace variar un $\pm 10\%$, de su valor base.

Tabla 2: Datos de entrada del caso base

DENOMINACIÓN	VALOR BASE
Tiempo de vida útil	20 años
Potencia instalada	25 MW
Costo del kW instalado	1 500 \$USD/kW
Tiempo de ejecución del proyecto	2 años
Inversión	40 % primer año; 60 % segundo año
Factor de planta	30 %
Precio de la energía (primeros 15 años)	9,130 ¢USD/kWh
Precio de la energía (después de los 15 años)	4,680 ¢USD/kWh
Pago adicional por transporte	0,060 ¢USD/kWh/km
Longitud de la línea	5 Km
Ingresos por MDL	12 USD por CRE
Tasa de descuento	7 %
Tasa de interés real	1,160 %
Factor de emisión	0,629 toneladas CO ₂ /MWh
Inflación anual	3,330 %
Interés	5 %
Apalancamiento	100 %
Costo explotación	0,014 USD/kWh

5.1. Sensibilidad del VAN

La sensibilidad financiera del proyecto definida por el VAN, se puede apreciar en la Fig. 2 y Fig. 3. En dichas figuras, se observa cuál es la variación frente a los supuestos anteriormente citados. Los resultados indican que a medida que el factor de emisión, el precio de los CREs, pago por transporte, precio de la energía y el FP se incrementan, la variación del VAN también; es decir, tienen una pendiente positiva (Fig. 2). Para el resto de parámetros la pendiente es negativa (costos de explotación, incremento anual de costos, tasa de descuento o, interés, potencia y apalancamiento), esto se ve reflejado en la Fig. 3. En otras palabras, a medida que disminuye del valor base, el VAN se incrementa.



Figura 2: Variación porcentual del VAN, pendiente positiva

En la Fig. 2, se refleja que el precio de la energía en los primeros 15 años, así como el FP son los parámetros más sensibles; variaciones porcentuales de $\pm 30\%$ implican hasta un $\pm 50\%$ de variación del VAN. Por lo tanto, un mayor precio de energía o una mayor energía generada significarían mayor rentabilidad financiera.

En la Fig. 3, el parámetro más sensible es el costo de inversión por kW de un parque eólico (un determinado porcentaje de variación de la inversión resulta en una variación de un poco más del doble del VAN), seguido por la potencia (para un determinado porcentaje de variación de la potencia, el VAN varía en el mismo porcentaje); en otras palabras a menor costo de inversión o menor potencia del parque, el VAN aumenta, lo que haría más rentable el proyecto.



Figura 3: Variación porcentual del VAN: pendiente negativa

5.2. Sensibilidad de la TIR

Una TIR igual o superior a la tasa de descuento “base” indica que la inversión es aceptable. En la Fig. 4 y Fig. 5, se muestra cuál es la TIR para el caso base, y los resultados obtenidos para las variaciones porcentuales de los parámetros analizados. En general, salvo para casos extremos de variación del precio de la energía en los primeros 15 años, el FP, así como la inversión, presentan condiciones favorables para la inversión.

En la Fig. 4, se muestra que conforme se incrementa la variación porcentual de los parámetros indicados (factor de emisión, precio de CERs, pago de transporte, precio de energía y FP) la TIR también lo hace. El FP es el parámetro más sensible seguido del precio de energía en los primeros 15 años (con variación porcentual de +70%, se llega hasta un 550% de variación de la TIR).



Figura 4: Variación porcentual de la TIR; pendiente positiva



Figura 5: Variación porcentual de la TIR; pendiente negativa

En el caso de una pendiente negativa (Fig. 5) a medida que los parámetros se incrementan la TIR disminuye. La inversión resulta ser el parámetro más sensible, así un -30% de variación modifica incluso un 500% la TIR, en menor proporción se tiene los costos de explotación, el interés así como el resto de parámetros analizados.

6. EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR

El impulso de la industria eólica en el Ecuador sin duda depende del modelo de desarrollo que se implemente. Al ser una tecnología que debe entrar en competencia con las tecnologías existentes afronta dificultades para su penetración, estas dificultades van desde aspectos financieros, regulatorios, económicos

o tecnológicos pasando por la idiosincrasia y escepticismo por parte de los promotores locales. En Europa, la Comisión Europea destaca que aún existen barreras administrativas, inconvenientes en el acceso y conexión a la red; por ello se han planteado políticas para favorecer a las energías renovables [13].

Para llegar a la definición de los factores claves, que condicionan o no el desarrollo de la industria eólica, se utiliza el modelo desarrollado por Espinoza J. y Vredenburg H. [14]. El modelo establece que los indicadores económicos son insuficientes para explicar el desarrollo de esta industria considerada como “sostenible”. Además se utilizó parte de la metodología para realizar escenarios descrita en [15] y [16]. Mediante el modelo y la metodología mencionada se determinó, en función de percepciones de técnicos del sector energético nacional¹⁶, cuáles son los aspectos que se debe dar prioridad al momento de establecer políticas u hojas de ruta para la promoción de la energía eólica.

Para determinar cuáles son los factores que inciden en el desarrollo de esta industria, se planteó un modelo que considera que no solo los factores macroeconómicos son importantes variables al momento de describir el éxito de la industria, sino hay que considerar otros factores como los institucionales y específicos de un proyecto [14].

Con el fin de definir la importancia de cada uno de los factores mencionados se generó una escala de valoración. El análisis de estos factores, y su importancia pueden permitir establecer políticas para la promoción de este tipo de tecnologías. Como se observa en la Fig. 6 el componente financiero y el estado de la economía según los técnicos nacionales, son claves para posibilitar el desarrollo de la industria, pero hay otros que deben ser considerados para crear un marco favorable.

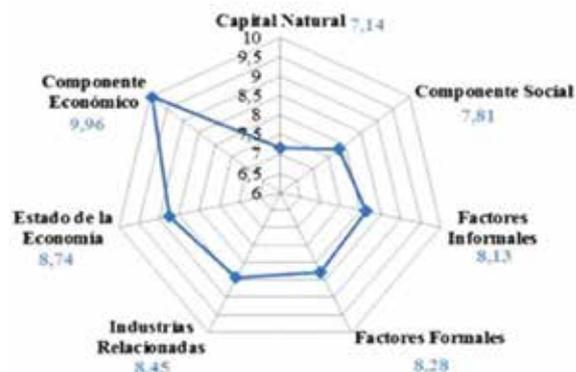


Figura 6: Desarrollo de la industria eólica: Caso Ecuador

16 Las entrevistas fueron realizadas en las ciudades de Cuenca, Loja, Quito y Guayaquil, la mayoría de ellas se las efectuó personalmente..

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para la evaluación financiera se necesita una serie de datos de entrada. La falta de datos precisos puede hacer que se incurra en errores en los resultados que se obtengan. Más allá de extender los resultados a un proyecto específico, la investigación trató de definir mediante un análisis de sensibilidad, qué datos de entrada son más críticos para la evaluación financiera en este tipo de proyectos.

El análisis de sensibilidad consistió en variar 13 parámetros. Se realizó la sensibilidad considerando que el proyecto lo realiza el sector público. Puesto que en el sector público no se consideran las utilidades, tanto la TIR como el VAN, tienen mejores resultados si se compara con el desarrollo de un proyecto eólico por un promotor privado.

Si se varía exclusivamente la inversión o el precio de la energía los primeros 15 años, se pueden llegar a resultados financieros atractivos. Los otros parámetros no afectarían significativamente al financiamiento. Sin duda, al variar dos o más parámetros a la vez se puede tener resultados de TIR y VAN favorables.

Los resultados expuestos reflejan (para los supuestos considerados) que financieramente los proyectos eólicos no serían atractivos en el Ecuador. Los resultados de la investigación indican que para tener una TIR mayor al 7%, con una VAN positiva, se necesitaría como máximo una inversión de 900 USD/kW (40% menos del costo considerado como base), o un precio de energía a 0,150 USD/kWh (60%, más con respecto al precio base). La variación individual del resto de parámetros no alteran significativamente la TIR y el VAN. Con ello se concluye que la normativa desarrollada en el país no promueve proyectos sino tecnologías.

A pesar de la falta de rentabilidad financiera, hay razones para que se incentive el desarrollo de la industria eólica. En el caso particular del Ecuador, su fomento estaría ligado a la necesidad de ampliar la matriz energética, evitar en el futuro la dependencia externa, la generación de electricidad a partir de fuentes limpias, reducción de la contaminación, reducción del éxodo rural, reducción del consumo de combustibles fósiles, incremento de la seguridad de abastecimiento, y el fomento de la investigación y desarrollo.

De los mecanismos de promoción y financiamiento vigentes en el Ecuador, el conocido como el Feed-in Tariff, o de tarifa regulada es el que tiene más impacto en la promoción de la energía eólica.

Según el modelo descrito en [14], el componente económico (rentabilidad) resultó ser el que más influiría en el desarrollo de la industria eólica. Sin embargo, existen otros factores que se deben considerar al momento de formular políticas que incentiven la industria eólica en el Ecuador.

El precio de la energía convencional no recoge los costos externos ambientales y sociales. Es decir los costos asociados a la remediación de los procesos contaminantes, a la salud o impacto visual. Estas externalidades, sin duda son difíciles de cuantificar, pero son factores, que favorecerían la elección de la tecnología eólica, al momento de compararla con otras tecnologías. En el caso ecuatoriano es deseable, por ejemplo, que los apoyos vía precios, se estimen en función del ahorro de los combustibles fósiles que se dejarían de importar.

8. AGRADECIMIENTOS

Al profesor Juan Leonardo Espinoza, por permitirme conocer otras posibilidades de análisis. A la Universidad Politécnica Salesiana, por la confianza depositada.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] WWEA. (2010). World Wind Energy Report 2012. World Wind Energy Association, pp 18-19 Disponible (on line) en:

http://www.windenergy.org/webimages/WorldWindEnergyReport2012_final.pdf

- [2] CONELEC, (2000; 2002; 2004; 2006). “Precios de energía eléctrica proveniente de centrales de energía renovable no convencional”. Regulaciones CONELEC-008/00; 003/02; 004/04; 009/06. Quito, Ecuador:

- [3] Moreno, J., Mocarquer, S., & Rudnick, H. (2010). “Generación eólica en Chile: Análisis del entorno y perspectivas de desarrollo”. System Ingeniería y Diseños, pp. 1-10. Disponible (on line) en:

<http://www.system.cl/documents/Articulo%20P235-MorenoMocarquerRudnick.pdf>

- [4] Olmos Garcia, V., Romero, Z. J., Benavides Gonzales, B. (2000). “Análisis económico de un parque eólico”. Energía: Ingeniería energética y medioambiental. Vol 26, pp. 25-41.

- [5] Creus Solé, A. (2008). Aereogeneradores (Primera Edición ed.). España: Editorial Técnica.
- [6] Escudero, J. M. (2008). Manual de energía eólica. Mundi Prensa, 2da Edición, Madrid, España.
- [7] Rodríguez, J. L., Burgos, J. C., Arnalte, S. (2003). Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica. Editorial Rueda, 1ª Edición, Madrid, España:
- [8] Ackermann, T. (2005). Wind power in power systems. John Wiley & Sons Inc, Gran Bretaña
- [9] MEER, Folletos de los proyectos eólicos: Salinas, Villonaco, Chinchas, Ducal. Quito, Ecuador.
- [10] González Velasco, J. (2009). Energías renovables, Editorial Reverté, 1ª Edición, Barcelona, España.
- [11] Sapag Chain, N., Sapag Chain, R. (1995). Preparación y evaluación de proyectos. McGraw Hil, 3ª Edición, Bogotá, Colombia:
- [12] Dumrauf, G. L. (2003). Finanzas corporativas. Buenos Aires, Grupo Guía S.A. Argentina:
- [13] Espinoza, J. L., Barragán, E., (2013). "Renewable Energy Policy and Legitimacy: a Developing Country Case". International Conference on Renewable Energies and Power Quality, vol 11, pp. 306, Bilbao, España.
- [14] Espinoza, J. L., Vredenburg H.. (2010). "Towards a model of wind energy industry development in industrial and emerging economies". Global Business and Economics Review, Vol. 12, pp 203-229.
- [15] Dyner, I. (2009). Mercados Eléctricos. Universidad de Cuenca, Apuntes de Clase, Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia, Cuenca.
- [16] Smith, R., Vesga, D., Cadena, A., Boman, U., Larsen, E., Dyner, I. (2005). "Energy scenarios for Colombia". Futures, vol 37, pp 1-17.



Antonio Barragán Escandón.- Nació en Cuenca, Ecuador en 1975. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad de Cuenca, Cuenca 2002; Máster en Energías Renovables de la Universidad de León, España; Máster en Sistemas Eléctricos de Potencia por la Universidad de Cuenca. Además, tiene posgrados en redes de telecomunicación, auditorías de gestión de la calidad y medio ambiente. Es consultor independiente en el sector eléctrico y profesor universitario. Sus temas de interés son: el Desarrollo Energético Sostenible, Mercados Energéticos y Energías Renovables, particularmente la Energía Eólica.