



RESUMEN

En este documento se investiga cuáles son los factores clave para propiciar el desarrollo de la tecnología de generación eólica en el Ecuador, para ello se analizaron las condiciones técnicas, financieras y económicas locales. Para que la tecnología eólica, así como otras renovables participen en la matriz energética nacional, es fundamental compatibilizar la seguridad energética, la protección ambiental y la sostenibilidad económica. En el Ecuador las proyecciones indican que a finales de la presente década, el 90 % de potencia instalada para la generación eléctrica provendrá de la energía hidroeléctrica. A pesar de este alto porcentaje, es indispensable dar los primeros pasos para que a nivel nacional se difunda investigación sobre las tecnologías renovables fundamentales.

PALABRAS CLAVE

Energía eólica, energía renovable, conexión a red.



CONTENIDO

1. Contenido2
 ÍNDICE DE GRÁFICAS.....5
 ÍNDICE DE TABLAS7
OBJETIVOS15
HIPÓTESIS15
ABSTRACT16

1. I LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR18
 1.1 INTRODUCCIÓN18
 1.2 LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....20
 1.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
 UTILIZANDO ENERGÍAS RENOVABLES A NIVEL GLOBAL Y REGIONAL22
 1.4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
 UTILIZANDO ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR.....24
 1.5 LA LEGISLACIÓN REFERENTE A LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL
 SECTOR ELÉCTRICO26
 1.5.1 LEGISLACIÓN NACIONAL.....27
 1.5.2 LEGISLACIÓN INTERNACIONAL32
 1.6 POTENCIAL Y PROYECTOS33
 1.7 PERSPECTIVAS EN EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL
 ECUADOR.....37
 1.7.1 ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL.....38
 1.7.2 ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA DIVERSIFICACIÓN DE
 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA40
 1.7.3 FINANCIAMIENTO INTERNACIONAL PARA EL DESARROLLO DE LAS
 ENERGÍAS RENOVABLES41
 1.8 PERSPECTIVAS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL ECUADOR43

**2 II ASPECTOS DETERMINANTES PARA LA PUESTA EN OPERACIÓN DE UNA
CENTRAL DE GENERACIÓN EÓLICA.....46**
 2.1 INTRODUCCIÓN46
 2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS CENTRALES EÓLICAS.....48
 2.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN53
 2.4 IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL56
 2.4.1 IMPACTO VISUAL.....60
 2.4.2 AVIFAUNA.....61
 2.4.3 RUIDO63
 2.4.4 EROSIÓN64
 2.4.5 INTERFERENCIAS ELECTROMAGNÉTICAS65
 2.4.6 IMPACTO SOCIAL66
 2.5 REQUISITOS DE CONEXIÓN67
 2.5.1 POTENCIA ACTIVA Y CONTROL DE FRECUENCIA.....70



2.5.2	NIVELES DE TENSIÓN.....	74
2.5.3	POTENCIA REACTIVA.....	77
2.5.4	REQUERIMIENTOS SOBRE CALIDAD DE ONDA.....	78
2.6	CÁLCULO ENERGÉTICO.....	90
2.7	COSTOS DE PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	94
2.8	MECANISMOS DE PROMOCIÓN Y FINANCIAMIENTO.....	99
3	III ANÁLISIS FINANCIERO DE UNA INVERSIÓN EN ENERGÍA EÓLICA EN EL ECUADOR	106
3.1	INTRODUCCIÓN.....	106
3.2	PARÁMETROS FINANCIEROS UTILIZADOS.....	107
3.3	CONDICIONES PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO DE UNA CENTRAL EÓLICA EN EL ECUADOR.....	108
3.3.1	TIEMPO DE VIDA ÚTIL.....	110
3.3.2	POTENCIA INSTALADA.....	110
3.3.3	COSTO DEL kW INSTALADO.....	110
3.3.4	TIEMPO EN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO.....	110
3.3.5	FACTOR DE PLANTA.....	111
3.3.6	PRECIO DE LA ENERGÍA.....	111
3.3.7	PAGO ADICIONAL POR TRANSPORTE.....	112
3.3.8	INGRESOS POR EL MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO (MDL).....	112
3.3.9	COSTES DE EXPLOTACIÓN.....	114
3.3.10	IMPUESTO A LA RENTA.....	114
3.3.11	AMORTIZACIÓN.....	115
3.3.12	IMPUESTO AL VALOR AGREGADO.....	115
3.3.13	TASA DE DESCUENTO.....	116
3.3.14	TASA DE INTERÉS.....	119
3.3.15	APALANCAMIENTO.....	120
3.4	ANÁLISIS FINANCIERO Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	120
3.4.1	SENSIBILIDAD DEL VAN.....	130
3.4.2	SENSIBILIDAD DE LA TIR.....	134
3.4.3	CONDICIONES MÍMIMAS PARA LA INVERSIÓN EN UN PROYECTO EÓLICO.....	137
3.5	PROMOCIÓN DE PROYECTOS EÓLICOS POR EL ESTADO.....	139
4	IV DESARROLLO DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR.....	143
4.1	INTRODUCCIÓN.....	143
4.2	IDENTIFICACIÓN DE FUERZAS CLAVE QUE INFLUYEN EN LA IMPLANTACIÓN DE LA INDUSTRIA EÓLICA.....	144
4.2.1	FACTORES MACROECONÓMICOS.....	145
4.2.2	FACTORES ESPECÍFICOS DEL PROYECTO.....	146
4.2.3	FACTORES INSTITUCIONALES.....	147
4.3	DEFINICIÓN DEL HORIZONTE DE ANÁLISIS.....	149
4.4	DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES CLAVE PARA LA INSERCIÓN DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR.....	149
4.5	DEFINICIÓN DE UNA POLÍTICA PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR.....	154



4.6	OTROS ASPECTOS A CONSIDERAR.....	163
4.6.1	GRADO DE IMPORTANCIA DE LOS FACTORES ANALIZADOS.....	163
4.6.2	CRITERIOS SOBRE LA REGULACIÓN EXISTENTE PARA PROMOVER EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR	166
5	V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	168
BIBLIOGRAFÍA	180
ANEXOS	185



ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1 Ecopuntos asociados a ocho tecnologías de generación eléctrica.	22
Gráfica 1.2 Comparativa 1973 – 2009 energía eléctrica a nivel Global.	23
Gráfica 1.3 Porcentaje de incremento de las energías renovables a nivel Global.	23
Gráfica 1.4 Porcentaje de energía renovable en América Latina.	24
Gráfica 1.5 Comparativa 1999 – 2009, energía bruta en el Ecuador.	25
Gráfica 1.6 Energía proveniente de fuentes renovables.	25
Gráfica 1.7 Comparativa 1999 – 2009, potencia efectiva en el Ecuador.	26
Gráfica 1.8 Potencia instalada de fuentes renovables.	26
Gráfica 1.9 Precios de energía eléctrica proveniente de centrales de energía renovable no convencional (Derogados).	30
Gráfica 1.10 Precios de energía eléctrica proveniente de centrales de energía renovable no convencional (Vigente).	31
Gráfica 1.11 Costo promedio de generación e inversión para diferentes tecnologías de generación.	38
Gráfica 1.12 Factores de éxito en la electrificación rural basadas en energías renovables.	39
Gráfica 1.13 Operación de centrales en un año en el Ecuador.	41
Gráfica 1.14 Proyectos MDL`s en Latinoamérica, por país y por tipo de proyecto a Agosto de 2010.	42
Gráfica 2.1 Comparativa de la potencia instalada en 2009, a nivel Mundial y en Latinoamérica.	47
Gráfica 2.2 Curvas de potencia de aerogeneradores.	55
Gráfica 2.3 Probabilidad de colisión de un ave con las aspas de un generador eólico. .	62
Gráfica 2.4 Niveles de ruido para un aerogenerador de 1 MW y 3 MW a una distancia determinada.	64
Gráfica 2.5 Ejemplo de incremento de costos de operación con la entrada de generación eólica.	73
Gráfica 2.6 Valores individuales de armónicos como porcentaje de la tensión nominal, U_h	88
Gráfica 2.7 Distribución de costos para una turbina de 2 MW (1227 €/kW).	94
Gráfica 2.8 Distribución de costos por operación y mantenimiento de un aerogenerador (Alemania).	95



Gráfica 2.9 Costos por USD\$/kWh de generación eólica en función del régimen de viento.....97

Gráfica 2.10 Costos por USD\$/kWh. Sensibilización con respecto a costos de inversión98

Gráfica 2.11 Costos por USD\$/kWh. Sensibilización con respecto a la tasa de descuento.....99

Gráfica 3.1 Variación de la tasa de descuento en función del nivel de apalancamiento119

Gráfica 3.2 Variación porcentual del VAN en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente positiva (Individual).....130

Gráfica 3.3 Variación porcentual del VAN en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente positiva (General, Caso Sector Público).....131

Gráfica 3.4 Variación porcentual del VAN en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente negativa (Individual). Fuente: Propia132

Gráfica 3.5 Variación porcentual del VAN en función de la variación porcentual del parámetro evaluador– Pendiente negativa (General, Caso Sector Público).....132

Gráfica 3.6 Variación porcentual de la TIR en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Sin variación (Individual).....134

Gráfica 3.7 Variación porcentual de la TIR en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente positiva (Individual).....135

Gráfica 3.8 Variación porcentual de la TIR en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente positiva (General, Caso Sector Público). Fuente: Propia135

Gráfica 3.9 Variación porcentual de la TIR en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente negativa (Individual).136

Gráfica 3.10 Variación porcentual de la TIR en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente negativa (General, Caso Sector Público). Fuente: Propia136

Gráfica 3.11 Beneficios esperados con la incorporación de generación eólica al SNI. 141

Gráfica 4.1 Factores “Jalonadores” para establecer una Política de Desarrollo de la Industria de Generación Eólica en el Ecuador.....153

Gráfica 4.2 Importancia de los factores.164



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Tecnologías renovables para la generación de electricidad.	19
Tabla 1.2 Recursos y proyectos existentes de energía hidroeléctrica y biomasa en el Ecuador para producción de electricidad (I).	35
Tabla 1.3 Recursos y proyectos de energía solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica en el Ecuador para producción de electricidad (II).	36
Tabla 2.1 Velocidades específicas de la curva de potencia	54
Tabla 2.2 Caracterización ambiental para proyectos eólicos en el Ecuador	57
Tabla 2.3 Matriz de caracterización de impactos ambientales en un parque eólico para las fases de construcción y explotación	59
Tabla 2.4 Percepción de un observador en función de las distancias con respecto a un aerogenerador.	61
Tabla 2.5 Generación de empleo y emisiones evitadas en un posible escenario de proyectos en operación.	66
Tabla 2.6 Bandas de variación de voltaje.	75
Tabla 2.7 Variaciones de voltaje admitidas con respecto al voltaje nominal	76
Tabla 2.8: Niveles de flicker según la IEC	80
Tabla 2.9 Niveles de flicker según la UNE	80
Tabla 2.10 Parámetros de cálculo de flicker	82
Tabla 2.11 Características de los huecos de tensión	85
Tabla 2.12 Límites para contenido armónico de voltajes (IEEE 519)	89
Tabla 2.13 Especificaciones para el coeficiente α , de acuerdo a la norma IEC 61000-3-6.	90
Tabla 2.14 Condiciones para el cálculo de los precios de energía.....	96
Tabla 2.15 Tipos de incentivos aplicados en el Ecuador.....	101
Tabla 3.1 Datos de parques eólicos proyectados en el Ecuador.....	109
Tabla 3.2 Cálculo de la tasa de descuento para un proyecto eólico en el Ecuador.....	118
Tabla 3.3 Flujo de Caja para el análisis financiero de un proyecto eólico.	121
Tabla 3.4 Parámetros base para el análisis financiero.	123
Tabla 3.5 Cálculo del pago por el préstamo para el caso base (Sector Público).....	125
Tabla 3.6 Flujo de caja para el caso base (Sector Público).....	126
Tabla 3.7 VAN y TIR calculados para variaciones en % (Sector Público).	127
Tabla 3.8 Flujo de caja para el caso base (Sector Privado).	128



Tabla 3.9 VAN y TIR calculados para variaciones en % (Sector Privado).....129

Tabla 3.10 Condiciones mínimas para la factibilidad financiera del proyecto.....138

Tabla 4.1 Ejemplos de economías emergentes, diferentes casos en el desarrollo eólico.
.....146

Tabla 4.2 Valoración de la sinergia de los factores.150

Tabla 4.3 Involucrados en proyectos de generación renovable consultados.151

Tabla 4.4 Matriz de análisis cruzado.152

Tabla 4.5 Resumen de Puntuación de la Matriz de Análisis Cruzado.153

Tabla 4.6 Políticas propuestas155

Tabla 4.7 (I) Política Propuesta156

Tabla 4.8 (I) Política Propuesta157

Tabla 4.9 (II) Política Propuesta158

Tabla 4.10 (III) Política Propuesta159

Tabla 4.11 (IV) Política Propuesta.....160

Tabla 4.12 (V) Política Propuesta.....161

Tabla 4.13 (VI) Política Propuesta.....162

Tabla 4.14 (VII) Política Propuesta.....163

Tabla 4.15 Factores adicionales a considerar para establecer una política para el desarrollo de la industria eólica en el Ecuador.165



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Yo, Edgar Antonio Barragán Escandón, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia.

El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.


Ing Antonio Barragán Escandón
0102516457



Yo, Edgar Antonio Barragán Escandón, certifica que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.



Ing Antonio Barragán Escandón

0102516457



UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS, ESPECIFICACIÓN Y DESARROLLO DE PROCEDIMIENTOS DE
OPERACIÓN PARA LA GESTIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL ECUADOR**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGISTER EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

AUTOR:

ING EDGAR ANTONIO BARRAGÁN ESCANDÓN

DIRECTOR:

ING JUAN LEONARDO ESPINOZA PhD

CUENCA – ECUADOR

2012



UNIVERSIDAD DE CUENCA

DEDICATORIA

A mi madre, siempre.



AGRADECIMIENTO

A Juan Leonardo por su tiempo y guía.
A la Fundación Carolina, con tardía gratitud.
A la Kika por su incondicional amistad.
A la Fer por ser y estar.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Cosechando vientos.



OBJETIVOS

Objetivo general

Establecer las condiciones técnicas, financieras, económicas, sociales y ambientales para la operación de las centrales eólicas de generación eléctrica en tierra, conectadas al Sistema Nacional Interconectado en el Ecuador.

Objetivos específicos

- Revisar la normativa y estándares para la conexión de parques eólicos.
- Analizar los modelos de incentivos a la generación eólica.
- Identificar los impactos sociales y ambientales de la energía eólica.
- Determinar los costos de las centrales eólicas.
- Establecer las condiciones para operación de turbinas eólicas.
- Identificar barreras y oportunidades para la producción de generación de energía eléctrica utilizando energía eólica en el Ecuador.
- Establecer políticas para promover el desarrollo de la generación eólica en el Ecuador.

HIPÓTESIS

La entrada en operación de fuentes de energía no tradicionales, trae expectativas no sólo técnicas, sino sociales, ambientales y económicas. La energía eólica, como fuente no tradicional de generación eléctrica, (en un país en donde la materia prima para la producción de la energía eléctrica ha sido el agua y los recursos fósiles), en un futuro próximo será parte la matriz energética nacional. La falta de normativa, hace necesaria que se establezcan procedimientos específicos, para la operación y promoción de este tipo de centrales.



ABSTRACT

This paper investigates what are the key factors in promoting the development of wind power technology in Ecuador and for this, we analyzed the technical, financial and economic premises. For wind technology and another renewable energies can participate in the national energy matrix, it is essential to harmonize the energy security, the environmental protection and economic sustainability. In Ecuador, the projections indicate that by the end of this decade, 90% of installed capacity for electricity generation will come from hydropower. Despite this high percentage, it is essential to take the first steps to be spread nationwide research on key renewable technologies. Starting with this framework, this study makes an analysis presented in five chapters structured in the prescribed objectives:

Chapter 1: an introductory study is performed in which it describes the status of local renewable energy, so that it analyzes energy production, regulations and production costs, among other things.

Chapter 2: A review of the components of a wind generator, wind resource, environmental, international law, concerning the connection of wind farms, compared with the requirements for grid connection in Ecuador. So also we collect legislation promoting renewable energy nationwide, and it is classified according to the existing regulatory theory.

Chapter 3: We performed a sensitivity analysis considering the local environment, in order to identify which parameters are most financial sensitive of wind projects. It also establishes minimum conditions for the investment of this technology in Ecuador.

Chapter 4: Establishing the economic factors involved in the success of the wind industry, and determining which ones should be prioritized to structure a policy to promote this technology in Ecuador.

Chapter 5: In Addition a number of conclusions were stated regarding the topics covered in the previous chapters, to make a final approach to establish whether or not the research objectives were met during the preparation of this document.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**I CAPÍTULO
LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR**



I LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR

1.1 INTRODUCCIÓN

Dentro del sector energético, la encrucijada actual a nivel mundial, es reemplazar el uso de combustibles fósiles para generar energía eléctrica por fuentes eficientes y ambientalmente amigables. A más de ello, la búsqueda de las sociedades para ser independientes en términos energéticos, ha llevado a considerar nuevas fuentes de energía. Entre las opciones consideradas por los países está la generación de energía eléctrica proveniente de tecnologías no tradicionales. Así, la electricidad producida por el viento, el sol, la biomasa y las olas, entre otras, se suman a la muy conocida energía hidroeléctrica, como opciones limpias y seguras para sustituir el modelo energético actual.

En el Ecuador se están dando serios 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 2020, se prevé un escenario de al menos 80 % de hidroelectricidad, complementado por un 10 % de otro tipo de energías renovables (solar, eólica, geotérmica, etc.). A más de ello, la creciente posibilidad de financiar proyectos vinculados a las energías renovables, a través, por ejemplo, de los Mecanismos de Desarrollo Limpio, hacen ver un posicionamiento cada vez más interesante de las fuentes no convencionales en el Ecuador. En la Tabla 1.1, se indican las tecnologías actualmente utilizadas o con proyección de ser usadas en el Ecuador. En el caso de la energía eólica, en la actualidad en el Ecuador existe un parque eólico de 2.4 MW en la Isla San Cristóbal en el Archipiélago de Galápagos, pero se encuentran en construcción y evaluación otros proyectos, que entrarán a despachar energía en el Sistema Nacional Interconectado (SNI) en los próximos años.

La incorporación de la generación eólica en los sistemas eléctricos, genera expectativas, no solo económicas, sociales o ambientales, sino en el comportamiento de los sistemas en la operación rutinaria del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Si bien ya se ha avanzado en la discusión técnica al respecto tanto en Europa, Estados Unidos o Canadá, la incorporación de este tipo de centrales en el SNI del Ecuador, deberá ser paulatina y por tanto deberán irse readecuando procedimientos para su correcta operación e ingreso en las redes eléctricas ecuatorianas.



Tabla 1.1 Tecnologías renovables para la generación de electricidad.

Tipo de Tecnología	Breve descripción	Recurso
Hidroeléctrica	La energía potencial del agua se transforma en energía cinética y ésta a su vez en energía mecánica, por medio de turbinas hidráulicas.	Esta energía es la contenida en una masa de agua elevada respecto a un nivel de referencia (está en función de la diferencia en nivel/altura del agua entre dos puntos). Se obtiene a partir de cualquier masa de agua en movimiento.
Eólica	La energía cinética del viento mueve palas que transmiten mediante un eje la energía a un generador eléctrico.	Es la energía cinética de una masa de aire en movimiento. Se produce por las diferencias de temperatura, originadas por diferentes intensidades de radiación solar, a nivel global y local, las cuáles producen corrientes ascendentes y descendentes.
Fotovoltaica	Central que genera electricidad en base a la energía de los fotones de la luz solar, que al impactar las placas de material semiconductor (celdas solares) del panel solar fotovoltaico, desprenden los electrones de su última órbita, los mismos que al ser recolectados forman una corriente eléctrica.	Es la energía procedente del Sol que llega a la superficie de la Tierra en forma de radiación (ultravioleta, visible e infrarroja).
Biomasa	Se emplea indirectamente para producir electricidad, evaporando agua y transformándola en energía mecánica con una turbina. También se aprovecha para producir combustibles líquidos o gaseosos que alimentan a motores y estos a su vez a generadores eléctricos.	La biomasa es la energía solar convertida por la vegetación en materia orgánica. Y se puede presentar ya sea en vegetales (biomasa natural, cultivos energéticos), animales (excrementos purines), residuos humanos (residuos sólidos, procedentes de comercio, fábricas u otras actividades).
Geotérmica	Central que genera electricidad utilizando como energía primaria el vapor proveniente del interior de la tierra.	Proviene del calor acumulado en el interior de la tierra, en su magma fundido. Se aprovecha en aquellas zonas en donde el calor se aproxima a la superficie (3 a 5 km), ya sea en forma de corrientes de agua subterráneas o rocas calientes.

Fuente: (Carta, y otros, 2009), (Harper, 2009)



Por otro lado y considerando la actual normativa en la que se fijan los precios de la energía proveniente de fuentes no convencionales, no está claro cuál será la potencia instalada más atractiva, (que permita la recuperación de capital) para la instalación de generadores eólicos.

Esta tesis pretende determinar un conjunto de procedimientos de operación y gestión de la energía eólica, en base a la experiencia obtenida en otros países en donde esta tecnología está madura, esto con el fin de sentar las bases para que se investigue y concreten cuáles deberán ser los mecanismos de promoción para la inserción y aceptación de esta tecnología en el Ecuador.

1.2 LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Son varias las razones por las que dentro de las políticas energéticas de un país se estimula a las energías renovables para que su uso deje de ser marginal y se conviertan en parte importante en la producción de energía. Si bien es cierto la aplicación de las energías renovables puede ser variada, son dos los grandes campos en donde su uso se ha hecho común: el térmico y el eléctrico. En este Capítulo se revisarán aspectos concernientes a este segundo uso, y más allá de analizar las tecnologías se describirá cuáles son las perspectivas de aplicación en el Ecuador.

Indudablemente la demanda de electricidad irá incrementándose, no sólo por el aumento de la población, la tendencia acelerada a la urbanización, el aumento de la industrialización sino también por la necesidad de las sociedades de mejorar sus estándares de calidad de vida. Esto se contrapone a que la producción tradicional de electricidad está ligada a la contaminación y la clara tendencia a la disminución de la materia prima que estas fuentes requieren, principalmente los combustibles fósiles.

No es hasta la crisis del petróleo de inicios de la década del setenta del siglo pasado, que los países más dependientes del petróleo, comienzan a considerar otras formas de proveerse de energía, y buscan alternativas para cambiar el modelo energético, que hasta el momento prevalece.



A lo anterior se suma el fuerte impacto ambiental y social que produce la generación y uso de energía. Problemas como la lluvia ácida, residuos, contaminación de agua, ruido, alteración del medio visual, cambios de uso del suelo, alteración de la flora y fauna o efectos a escala mundial como el calentamiento global están estrechamente ligados a la producción y consumo energético basado en combustibles fósiles. Ante esta situación, aparecen las energías renovables como una alternativa real a ser considerada para cambiar el modelo energético actualmente vigente.

Entre las características sobresalientes que se pueden anotar sobre las energías renovables están (Nebreda, 2007):

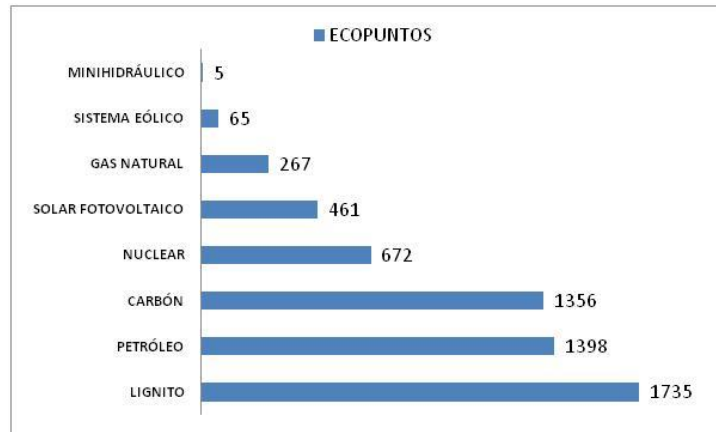
- Son autóctonas.
- Evitan la dependencia externa.
- Son inagotables.
- Están próximas al punto de consumo (disminuyen las pérdidas de energía).
- Evitan emisiones (a la mayoría se la puede considerar limpia) de CO₂ u otros gases de efecto invernadero (posibilidad de ingresar al Mercado de Carbono).
- Su materia prima es diversa, y por tanto no están condicionadas al uso de una única materia prima.
- Hay diferente escala de aplicación.

A pesar de estas aparentes ventajas, su aplicación puede estar restringida, tanto por aspectos técnicos, económicos o ambientales, es decir en gran parte depende de las necesidades propias de los países, y del recurso que dispongan.

Salvo la energía de las olas que depende de los campos gravitacionales, y de la energía geotermal que depende del calor almacenado en el interior de la corteza terrestre, las energías renovables están directa o indirectamente relacionadas con la radiación electromagnética que proviene del sol. Se puede generar electricidad a partir de olas, el viento, el agua, el sol y la bioenergía. A las tecnologías derivadas se las llama energía marítima, eólica, hidroeléctrica, fotovoltaica, solar térmica solar y biomasa, respectivamente (Roberts, y otros, 1990).



Son precisamente estas características de la materia prima que necesitan, las que las hace ser consideradas como limpias (salvo el caso de la bioenergía) y renovables. La Gráfica 1.1 resume las conclusiones de un estudio sobre impactos ambientales de la producción de electricidad (IDAE, 2001), en donde se estima los impactos ambientales asociados a la generación de un kWh, desde las fases de extracción de recursos hasta el depósito de residuos:



Gráfica 1.1 Ecopuntos asociados a ocho tecnologías de generación eléctrica.
Fuente: (IDAE, 2001)

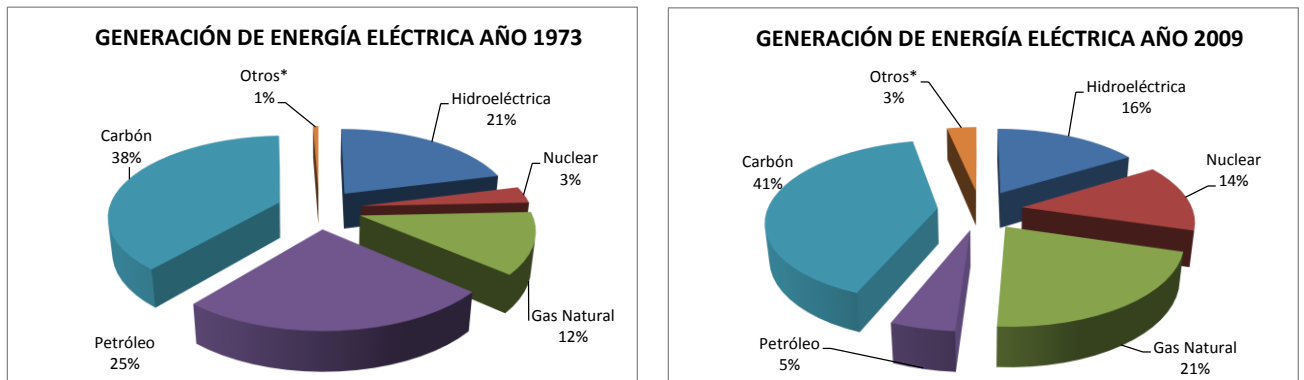
Es evidente que los impactos producidos (valorados como ecopuntos¹) por fuentes renovables, a la largo de su ciclo de vida es inferior a las tecnologías basadas en recursos fósiles.

1.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD UTILIZANDO ENERGÍAS RENOVABLES A NIVEL GLOBAL Y REGIONAL

Según la Agencia Internacional de Energía, entre 1973 y 2009 la producción de energía a escala global se ha incrementado un 328 % (ver Gráfica 1.2). Para 2009 las estadísticas indican que se produjo 20 055 TWh de energía, siendo la principal materia

¹ El estudio citado realiza un análisis del ciclo completo de diferentes tecnologías para generación eléctrica (minería, extracción de materiales, transporte, obras civiles e ingeniería, producción eléctrica, generación y depósito de residuos) para determinar impactos ambientales agrupados en varias categorías (calentamiento global, disminución de la capa de ozono, radiaciones ionizantes, sustancias cancerígenas, generación de residuos, agotamiento de recursos entre otros). A estos impactos según las tecnologías se los cuantifica, mediante ECOPUNTOS, que permite dar una “penalización ambiental”, con el fin de comparar cada sistema de generación. Este proceso de cuantificación, es por tanto una herramienta que permite la evaluación de impactos ambientales, clasificándolos, comparándolos y reduciéndoles a supra valores (escalas de magnitud) que se denomina ecopuntos (IDAE, 2001).

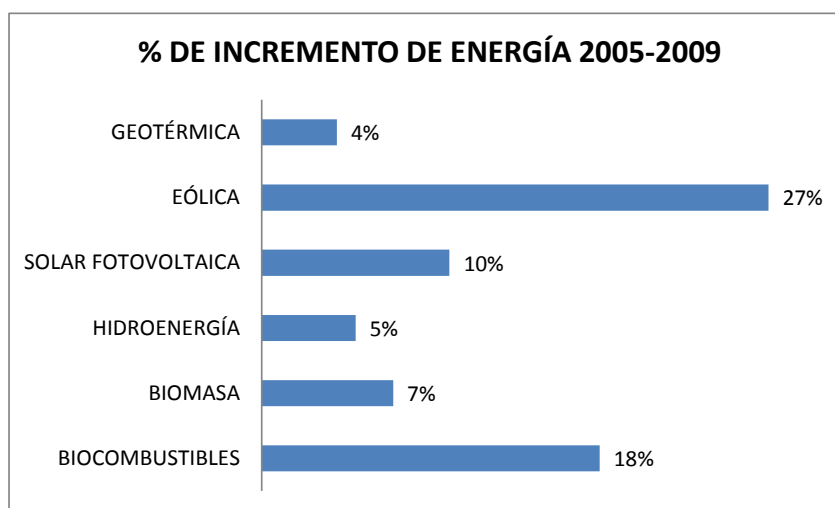
prima para la producción, el carbón, gas natural, hidroelectricidad y petróleo. Analizando los dos escenarios se tiene que la producción de electricidad debida a las energías renovables se incrementó al 2009 a 661.81 TWh, significando un aumento de 1800 % con respecto a 1973. Si se incluye la energía hidroeléctrica se tiene 3900 TWh, sin embargo en las estadísticas de la IEA, no se establece que hidroeléctricas son consideradas estrictamente como renovables.



*Otros incluye energía geotérmica, solar, eólica, biocombustibles, mareomotriz, entre otras

Gráfica 1.2 Comparativa 1973 – 2009 energía eléctrica a nivel Global.
Fuente: (IEA, 2011)

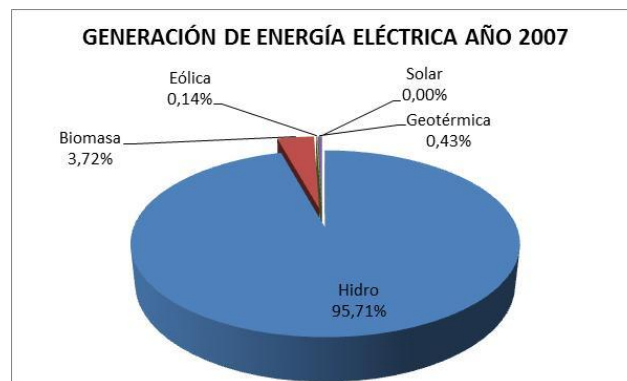
Este incremento sustancial en la producción de la energía eléctrica se debe al incremento anual de la demanda. La Gráfica 1.3, indica el incremento de generación en porcentaje de las tecnologías renovables predominantes.



Gráfica 1.3 Porcentaje de incremento de las energías renovables a nivel Global.
Fuente: (IEA, 2011)



De la Gráfica 1.2, en el año 1973, el 2.5 % de la energía se producía en América Latina (152.87 TWh), mientras que en el 2009 se incrementó al 5 % (1002.75 TWh). Esto representó alrededor de 2,98 % (30 TWh), de energías renovables. Si se incluye la hidroelectricidad se tiene el 69.5 % (699 TWh); La Gráfica que sigue indica la composición de generación eléctrica renovable en América Latina:

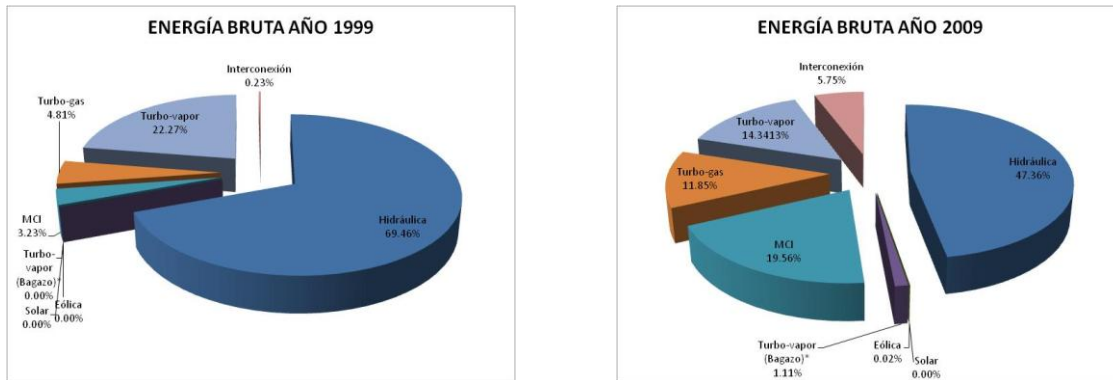


Gráfica 1.4 Porcentaje de energía renovable en América Latina.
Fuente: (IEA, 2011)

1.4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD UTILIZANDO ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR

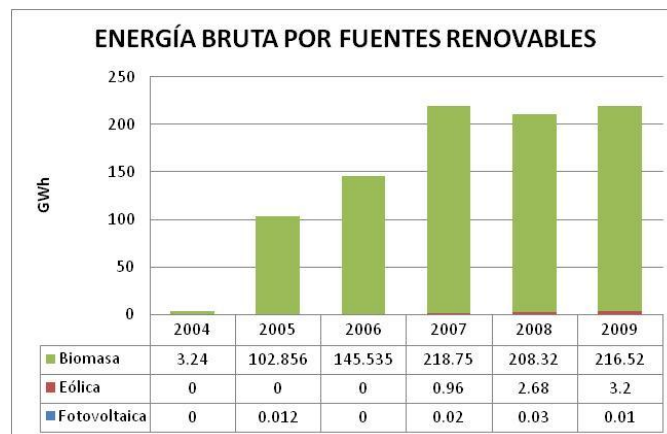
A mediados de la década de los noventa del siglo pasado, con la introducción de un nuevo modelo de mercado, al igual que en el resto de Latinoamérica, se propició una reforma en el sector eléctrico ecuatoriano, que tenía como objetivo delegar a la iniciativa privada la inversión en generación, para que se favoreciera la libre competencia. Este modelo fracasó y más bien como se observa en la Gráfica 1.5, en un período de diez años el componente de generación hidroeléctrica disminuyó, en forma contraria a lo que se esperaba.

Entre el periodo de 1999 y 2009, la producción de energía eléctrica (en bornes de generación) creció de 10 331.88 GWh a 19 472.95 GWh, es decir un 88.47 %. En la Gráfica 1.5 se indica un comparativo de la generación eléctrica en el Ecuador. Mientras que en 1999, el 69.46 % de la energía provenía de centrales hidroeléctricas en el 2009, el porcentaje disminuyó a 47.36 %, con el consecuente incremento de la energía termoeléctrica, particularmente de motores de combustión interna (MCI).



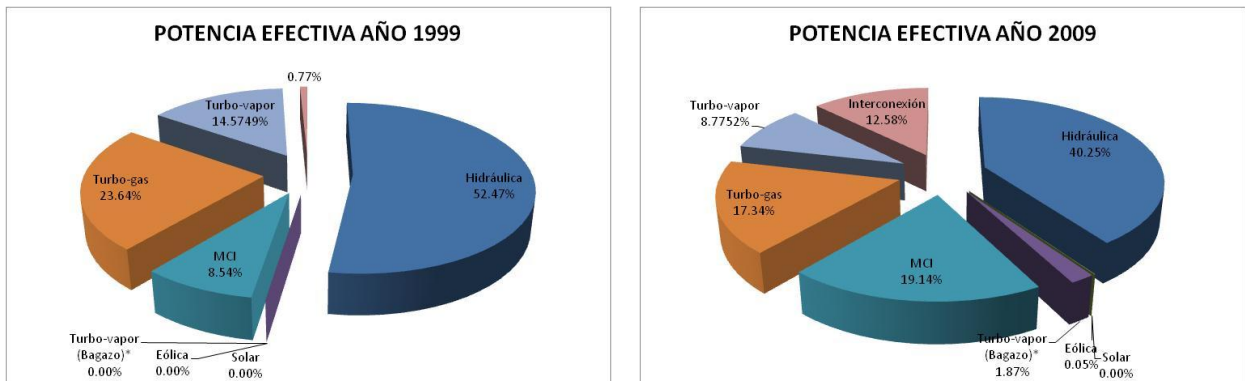
Gráfica 1.5 Comparativa 1999 – 2009, energía bruta en el Ecuador
Fuente: (CONELEC, 1999 - 2009)

A partir del año 2004, se tiene registros de energía renovable (sin considerar la hidroeléctrica) en las estadísticas del CONELEC. En el 2009, esta energía representó un 1.13 % (3.24 GWh del total generado) del total de la generación bruta (Gráfica 1.6).



Gráfica 1.6 Energía proveniente de fuentes renovables
Fuente: (CONELEC, 1999 - 2009)

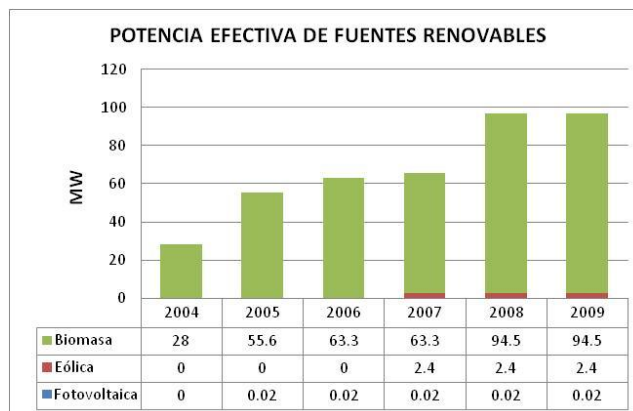
En el caso de la potencia efectiva instalada, mientras en 1999 se tenía 3 245.49 MW, en el 2009 llegó a 5 048.32 MW, representando un incremento de 55.55 %. En la Gráfica 1.7, se observa que en 1999, la generación hidroeléctrica representaba un 52.47 % del total nacional, mientras que en el 2009, porcentualmente cayó un poco más de 12 %.



Gráfica 1.7 Comparativa 1999 – 2009, potencia efectiva en el Ecuador
Fuente: (CONELEC, 1999 - 2009)

La potencia instalada de energía renovable (

Gráfica 1.8), en el 2009 (salvo la generación hidroeléctrica), representó el 2.16 % de la potencia efectiva instalada en el país. Siendo las centrales térmicas de turbo vapor que utilizan bagazo, las que representan el 98 %, de este conjunto considerado como renovable.



Gráfica 1.8 Potencia instalada de fuentes renovables
Fuente:(CONELEC, 1999 - 2009)

1.5 LA LEGISLACIÓN REFERENTE A LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

El compromiso de un estado, con respecto a la diversificación de su matriz energética, la protección ambiental y uso de las fuentes renovables, se ve reflejado en



su normativa. Sin duda, la legislación debe asumir la realidad de cada país, para que su aplicación permita acoplarse a los requerimientos que una sociedad demanda. Este acoplamiento exige una evolución sobre todo en temas que, a más de ser nuevos, dependen de un análisis técnico.

Como se anotó en el Numeral 1.4, las energías renovables, (salvo la hídrica), apenas aparecen en la matriz eléctrica ecuatoriana, esto sin embargo, no puede ser considerado como falta de interés estatal en dar impulso a su desarrollo. Realizando un análisis a la normativa vigente, tanto la Constitución Política como leyes y regulaciones del sector eléctrico, promueven la actividad de generación a partir de estas fuentes. Así mismo, acuerdos a nivel internacional como el protocolo de Kyoto, del cual Ecuador es suscriptor, abren oportunidades para la inversión y desarrollo de fuentes de energía renovable.

A continuación se hace un breve análisis del marco legal citado.

1.5.1 LEGISLACIÓN NACIONAL

La Constitución Política de la República del Ecuador² en el Título I, sobre los Elementos Constitutivos del Estado, en el artículo 14, “reconoce el derecho de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y el buen vivir, *sumak kawsay*”³. Además se “declara de interés público la preservación del ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad y la integridad del patrimonio genético del país, la prevención del daño ambiental y la recuperación de los espacios naturales degradados”. En el artículo 15, en ese mismo sentido se indica que el “Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto”.

En el Título VII, se hace referencia, a la ecología urbana y energías alternativas, refiriéndose en el artículo 413, a que “el Estado promoverá la eficiencia energética, el

² Aprobada por referéndum constitucional el 28 de Diciembre de 2008. Registro Oficial 20 de octubre de 2008.

³ Según el diccionario Quichua Castellano de Luis Cordero, la traducción de las palabras quichua; *causay* y *sumag*, son respectivamente: vivir y bonito (Cordero, 2005).



desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua”.

En la Ley del Régimen del Sector Eléctrico⁴ (LRSE), los Reglamentos y las Regulaciones respectivas, se incentiva y fomenta los proyectos de generación que sean exclusivos para áreas urbano-marginales y rurales, especialmente aquellos que aprovechen los recursos energéticos renovables. En particular en el artículo 5 de la LRSE, se tiene como uno de los objetivos, fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

En el Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico⁵, en los Artículos 76 y 77, se define como energías renovables, no convencionales a la energía eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotérmica y otras de similares características, y la provenientes de pequeñas centrales hidroeléctricas⁶. Por otro lado se indica que el Estado fomentará el uso de recursos no convencionales.

La Ley de Gestión Ambiental (LGA)⁷, establece los principios para crear una estructura institucional adecuada, y políticas generales de Gestión Ambiental. El artículo 8 de la LGA, establece que la autoridad nacional será ejercida por el Ministerio de Medio Ambiente⁸ sin perjuicio de las atribuciones que dentro del ámbito de competencia ejerzan otras instituciones del Estado, como es el caso del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC (ente público, por medio del cual, el Estado, regula, norma y controla las actividades de generación, transmisión y distribución y comercialización de energía eléctrica). El CONELEC por disposición de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), en su artículo 3, determinará los parámetros para que los

⁴ Registro Oficial 43 de 10 de octubre de 1996.

⁵ Registro Oficial 402 de 14 de noviembre de 2006.

⁶ Según la Regulación No. CONELEC – 004/11, las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.

⁷ Registro Oficial 245 de 30 de julio de 1999.

⁸ Registro Oficial 40 de 4 de Octubre de 1996.



generadores, transmisor y distribuidores de energía eléctrica, observen las disposiciones legales relativas a la protección del medio ambiente.

El Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas (RAAE)⁹, en su artículo 1, indica que entre otras, las actividades de generación eléctrica se deben realizar de tal manera que se prevengan, controlen y mitiguen los impactos ambientales.

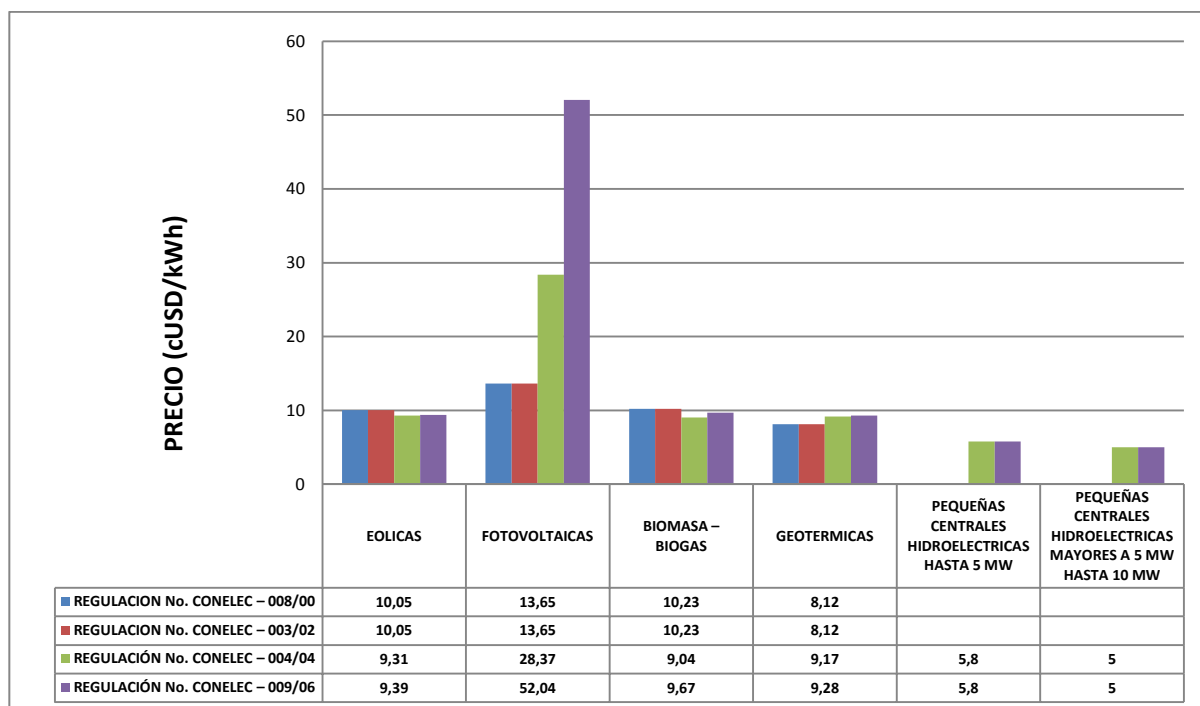
En el Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista¹⁰, artículo 21, se indica que en el caso de energías renovables no convencionales, habrá un despacho preferente, por parte del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y no podrán exceder el 2 %¹¹ de la capacidad instalada de los generadores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

La energía entregada por fuentes de energía renovable no convencional al Sistema Nacional Interconectado (SNI) no formará parte del despacho económico; esto es, sus costos no serán tomados en cuenta para la fijación del costo marginal. Los precios de las energías no convencionales, están reglamentadas a partir del año 2000, en diversas regulaciones expedidas por el CONELEC (Ver Gráfica 1.9).

⁹Registro Oficial 396 de 23 de agosto de 2001.

¹⁰Decreto Ejecutivo No. 923 de 7 de octubre de 2003. R.O. No. 191 de 16 de octubre de 2003.

¹¹Este porcentaje se varía al 6 % según la normativa vigente en el 2011.



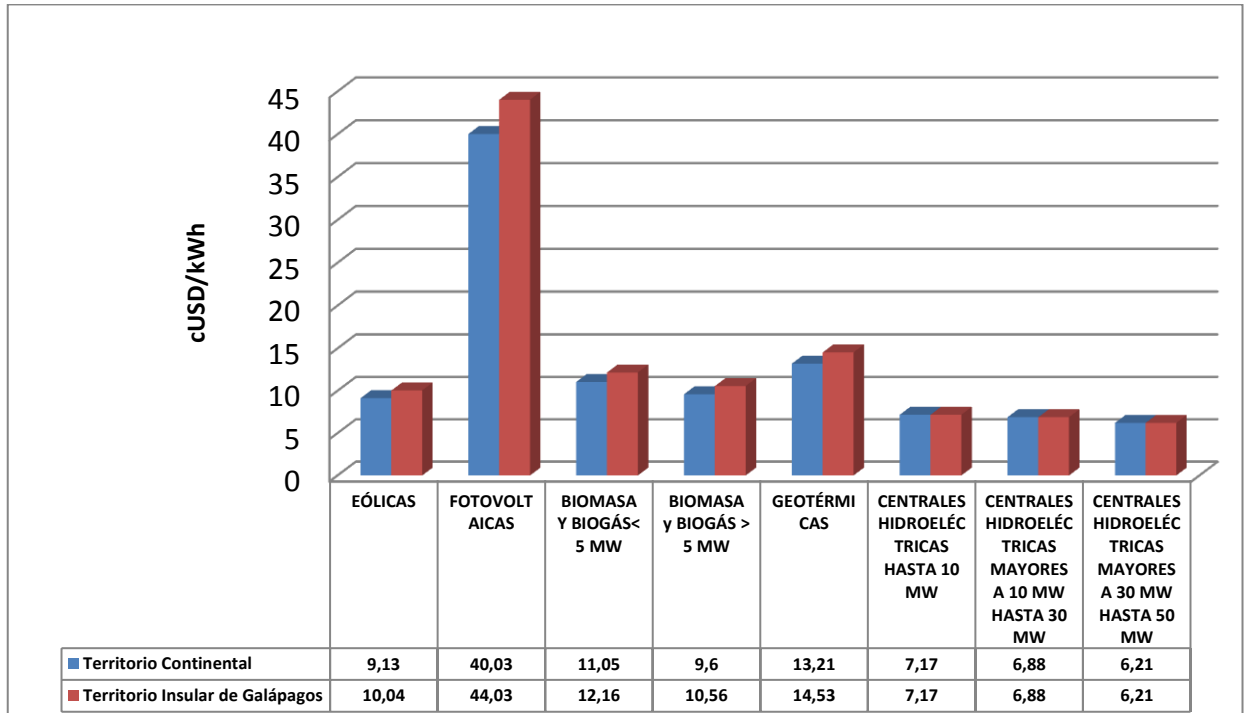
Gráfica 1.9 Precios de energía eléctrica proveniente de centrales de energía renovable no convencional (Derogados)¹²

Fuente: Realizado en función de las Regulaciones No. CONELEC - 009/06-004/04-003/02-008/00

En Abril de 2011, se modifica la normativa y es la Regulación No. CONELEC - 004/11¹³, Precios de la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales, la que establecen los precios, su período de vigencia, y la forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales (Gráfica 1.10)

¹² Desde la regulación CONELEC 004/04, se considera un precio diferente para las energías que se instalasen en la Provincia de Galápagos. Estos precios resultan multiplicando los valores establecidos para proyectos ubicados en el territorio continental por un factor de 1.3 para centrales eólicas y 1.1 para las demás tecnologías.

¹³ Regulación aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 023/11 en sesión de 14 de abril de 2011



Gráfica 1.10 Precios de energía eléctrica proveniente de centrales de energía renovable no convencional (Vigente)

Fuente: Realizado en función de la Regulación No. CONELEC – 004/11¹⁴

En esta regulación se anota que, las energías renovables no convencionales son la eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas. En esta Regulación no se establece límites de potencia a las cinco primeras tecnologías mencionadas; mientras que a la hidroeléctrica se la limita a 50 MW de capacidad instalada. Estos precios tendrán vigencia por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, luego de ello, en la Regulación se establece que para el caso de la energía eólica se negociará en función de la norma vigente a esa época. Además se destaca que estas tecnologías se despacharán de manera preferente hasta un límite del 6 % de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado.

El Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversión¹⁵, en su Libro VI, Sostenibilidad de la Producción y Regulación con su Ecosistema, establece disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia; en el

¹⁴ En la RESOLUCION No. 017/12, que reforma la Regulación No. CONELEC – 004/11, se añaden como renovables no convencionales a la central solar termoeléctrica (40.03 cUSD/kWh y 44.03 cUSD/kWh para territorio continental y Galápagos respectivamente) y Centrales de Corrientes Marinas (44.77cUSD/kWh y 49.25 cUSD/kWh para territorio continental y Galápagos respectivamente).

¹⁵ Publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 de 29 de diciembre de 2010.



Capítulo 1, concerniente a las Normas Generales sobre Incentivos de Desarrollo Económico, en el Artículo 24, numeral 2, se establece que los sectores que contribuyan al cambio a la matriz energética, se reconoce la exoneración total del impuesto a la renta¹⁶ 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.

En el Capítulo 2 se identifica la normativa para la promoción de la energía renovable en el Ecuador, y se la clasifica según las definiciones regulatorias indicadas en la bibliografía.

1.5.2 LEGISLACIÓN INTERNACIONAL

El Ecuador, ratificó el Protocolo de Kyoto¹⁷ (PK), el 10 diciembre de 1999, por ello puede acceder a mejorar y adaptar nuevas tecnologías de generación con financiamiento de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

El MDL, es uno de los tres mecanismos flexibles considerados en el PK, cuyo objetivo es ayudar a los partes a cumplir sus compromisos de reducción de emisiones.

Los MDL's persiguen la obtención de certificados de reducción de emisiones (CREs) a través de la implantación de tecnologías limpias y eficientes en países distintos al país que realiza la inversión. Un CRE corresponde a una tonelada de dióxido de carbono equivalente, y su comercialización, puede utilizarse para justificar el cumplimiento de los compromisos cuantitativos de reducción o limitación de gases de efecto invernadero de las Partes del Anexo I (países industrializados).

¹⁶ El impuesto a la renta, es aquel que se grava sobre los ingresos de fuente ecuatoriana obtenidos a título gratuito o a título oneroso provenientes del trabajo, del capital o de ambas fuentes, consistentes en dinero, especies o servicios.

¹⁷ El Protocolo de Kyoto, compromete a los países desarrollados y a los países en transición hacia una economía de mercado a alcanzar objetivos cuantificables de reducción de emisiones. Estos países, conocidos como Partes del Anexo I, se comprometieron a reducir su emisión total de seis gases de efecto invernadero hasta al menos 5.2 por ciento por debajo de los niveles de emisión de 1990 durante el periodo 2008-2012 (el primer periodo de compromiso), con objetivos específicos que varían de país en país.



Para incentivar la promoción y desarrollo de proyectos que tengan etiqueta MDL, el Decreto Ejecutivo No. 1815¹⁸, dispone que todo proyecto contemple “en su ingeniería financiera una cláusula de adicionalidad¹⁹, con la finalidad de ser considerado en lo posterior como proyecto MDL”. Enmarcado en lo anterior, dentro de las Políticas Ambientales²⁰ en el sector eléctrico ecuatoriano se establece la necesidad de “Mitigar el cambio climático, fomentando el desarrollo de proyectos eléctricos con tecnologías alternativas no contaminantes, apalancadas en el MDL”. Entre las acciones planteadas para concretar las políticas se considera que: “Todo proyecto de infraestructura eléctrica sea susceptible a recurrir al Mercado del Carbono, demostrando su adicionalidad”.

1.6 POTENCIAL Y PROYECTOS

En el Ecuador, dadas sus condiciones geográficas, existe un potencial interesante para aplicar tecnologías con energías renovables. Los estudios al respecto datan desde épocas del ex INECEL²¹, sin embargo son muy pocos los proyectos que se han implementado, de hecho la falta de ejecución, tal como lo indica el Plan de Electrificación 2009-2020, han hecho que se retiren concesiones.

¹⁸ Decreto Ejecutivo N° 1815 del 17 de julio de 2009. Disponible en: www.ambiente.gov.ec.

¹⁹ Un proyecto tiene adicionalidad si las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero por fuentes son reducidas a niveles inferiores a los que hubieran ocurrido en la ausencia del proyecto MDL.

²⁰ Plan Maestro de Electrificación 2009-2020. CONELEC. Quito, Ecuador. 2009.

²¹ En 1961 se creó el INECEL (Instituto Ecuatoriano de Electrificación), y tenía como objetivo la integración del sistema eléctrico ecuatoriano, pues hasta aquel entonces el servicio eléctrico estaba encargado a las municipalidades. Esto dio como consecuencia de que se tengan varios sistemas aislados con diferentes niveles de tensión y frecuencia, que les impedía integrarse. A inicios de la década de los sesenta del siglo anterior el índice de electrificación era del 17 %, por ello el INECEL en base a lo estipulado en la Ley básica de Electrificación (Registro Oficial No. 227, de 31 de mayo de 1961), elabora el primer Plan Maestro de Electrificación. A partir de que se le otorga el 47 % de las regalías del petróleo, se financian varios proyectos de generación, transmisión, distribución. A raíz de que se disminuyen las regalías en 1983 comienza el estancamiento de la inversión en el sector eléctrico, dando como resultado que a 37 años después de su creación se traspase sus acciones al Fondo de Solidaridad, para ser desintegrado en varias empresas. Así con la expedición de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, (Registro Oficial No. 43 de 10 de octubre de 1996), se modifica totalmente la estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano, con un criterio privatizador, de manera que las actividades que antes eran realizadas por el INECEL, pasaron a realizarse a través de compañías mercantiles de derecho privado; sociedades anónimas, que se formaron para el efecto. Fuente:

http://www.ecuacier.org/index.php?option=com_content&view=article&id=431:evolucion-normativa-del-sector-electrico-ecuadoriano&catid=61:edicion71&Itemid=53

<http://www.explored.com.ec/noticias-ecuador/inecel-al-umbral-de-su-fin-95845.html>

Fecha de descarga: 22/05/2012



Según las proyecciones del Plan de Electrificación, el énfasis es dar prioridad a los proyectos hidroeléctricos, sin embargo es de anotar que, por definición, sólo las pequeñas centrales son consideradas como tecnologías renovables, pues las grandes centrales, suelen provocar un gran impacto ambiental en las etapas de construcción y operación, principalmente por la necesidad de embalses²². Las expectativas de la generación hidroeléctrica es tal que en la Matriz Energética elaborada por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, se establece que para el año 2020, el aporte de la hidroelectricidad será de un 80 % (alrededor de 5 800 MW), y un 10 % de la potencia corresponderá a las energías renovables (MEER, 2008). Este aporte de hidroelectricidad en la matriz energética puede incluso llegar al 90 % (y antes del 2020), si consideramos todos los proyectos iniciados en el año 2011.

A excepción del recurso hídrico, la información disponible en cuanto al potencial real de energías renovables no es muy precisa, pues parte de estudios preliminares o desactualizados, que al momento deberían ser reevaluados, o hay falta de herramientas que permitirían conocer un potencial inicial, como en el caso del potencial eólico, el mismo que requiere arrancar con un mapa o atlas eólico para dar una primera aproximación del recurso en una zona determinada. La Tabla 1.1 y Tabla 1.2, presentan una recolección de datos de documentos del CONELEC e investigaciones académicas realizadas en el país.

²² En el Ecuador se considera como renovable a las centrales hidroeléctricas con potencia menor a 50 MW.



Tabla 1.2 Recursos y proyectos existentes de energía hidroeléctrica y biomasa en el Ecuador para producción de electricidad (I).
Fuente: (PME, 2009), (Roldán, 2009).

ENERGIA	RECURSOS	PROYECTOS EXISTENTES
Hídrica	<p>Se estima, a nivel de cuencas y subcuencas hidrográficas un potencial de orden de 15000 m³/s distribuidos en la superficie continental ecuatoriana. Su potencial se distribuye en dos vertientes: Amazónica, al este; y del Pacífico, al oeste. Los estudios de factibilidad económica, estiman un potencia aprovechable de 21520 MW, correspondientes en el 90 % a la cuenca amazónica y en el 10 % a la vertiente del Pacífico.</p>	<p>Son patrocinados por compañías privadas, por el Estado y gobiernos seccionales. El catálogo de proyectos es extenso, por ello se anotan algunas de las centrales hidroeléctricas construidas en los últimos años, que por su potencia se pueden considerar como hidroeléctrica renovable:</p> <p>Proyecto hidroeléctrico Abanico (Morona Santiago), 37.5 MW, proyecto hidroeléctrico Sibimbe (Los Ríos), 15.8, proyecto hidroeléctrico Río Calope (Cotopaxi), 16.5 MW, La Esperanza y Poza Honda (Manabí), 9 MW (6 + 3).</p>
Biomasa	<p>El Ecuador, al ser un país tradicionalmente agrícola y ganadero, tiene abundante materia prima que podría ser aprovechada en procesos térmicos para la producción de energía eléctrica. Cultivos tradicionales y otras actividades generan gran cantidad de desechos que pueden ser aprovechados energéticamente (Roldán, 2009). Según el CONELEC, la biomasa bajo la forma de leña y bagazo, ocupa un lugar importante en la energía primaria, quizá tan importante como la hidroenergía. Si se considera otros residuos como plátano, hojas de maíz, cascarilla de arroz, desecho de palma, cáscara de fruta se tendría un potencial de hasta 4 300 GWh.</p> <p>Otra posibilidad es producir electricidad con el biogás que se obtiene en los rellenos sanitarios, sin embargo el potencial no se ha logrado determinar con precisión hasta la fecha.</p>	<p>Representa después de la hídrica la segunda fuente de energía renovable con una potencia efectiva de 94.5 MW. Son centrales de compañías productoras de azúcar, que utilizan el bagazo como materia prima para generar electricidad. En este caso, el bagazo es combustionado para producir calor que acciona turbinas. La energía no es sólo utilizada para autoconsumo sino se entrega al Sistema Nacional Interconectado. A más de la combustión, otro proceso que se está investigando, es la pirolisis (SENACYT), para obtener un gas que alimentaría a un motor de combustión interna, e iría asociado a un generador eléctrico.</p> <p>Plantas de biomasa que se encuentran operando son Ecudos (29.8 MW), San Carlos (35 MW) y Ecoelectric - Ingenio Valdez (36.5 MW). Los proyectos que han sido evaluados en los rellenos y vertederos sanitarios son: en Quito (Botadero de Zámbriza), Guayaquil (Relleno Sanitario Las Iguanas) y Cuenca (Pichacay).</p>



Tabla 1.3 Recursos y proyectos de energía solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica en el Ecuador para producción de electricidad (II).
Fuente: (PME, 2009), (Roldán, 2009)

ENERGIA	RECURSOS	PROYECTOS
Solar	Los datos de radiación solar en Ecuador presentan homogeneidad de los valores a lo largo del año. Los valores promedio de radiación solar a nivel nacional son: valor mínimo= 4.245 kWh/m ² /día; valor medio= 4.532 kWh/m ² /día y valor máximo= 4.839 kWh/m ² /día.	Existen pequeñas/micro instalaciones de energía solar, utilizadas en electrificación rural. Para el 2009 se tenía unos 20 kW (sistemas aislados) instalados. Para el año 2009 se encontraban en fase de estudios alrededor de 1 MW. Para el 2012, se espera electrificar 43923 (23.88 % del total) viviendas con generación fotovoltaica en el sector rural.
Eólica	A pesar de que las zonas localizadas en la línea ecuatorial no son ricas en vientos, existen sectores con alto interés eólico. En especial en los Andes y cerca del Océano Pacífico. A la Amazonía por el contrario no se considera una región adecuada para la explotación de energía eléctrica. Se estiman que este recurso es más bien de carácter localizado, no obstante existen zonas de gran interés para su aprovechamiento como por ejemplo en la Región Interandina (2.4 – 8.0 m/s) y en el Litoral (brisas marinas) (> 3.5 m/s).	En el 2008 se puso en funcionamiento el primer parque eólico (2.4 MW con tres generadores de 800 kW) en la Isla San Cristóbal en el Archipiélago de Galápagos. A 2009, dos eran los proyectos eólicos que contaban con concesión de 10 MW y 15 MW, en las provincias de Imbabura (Salinas) y Loja (Villonaco), respectivamente. Otros proyectos en fase de estudio son el Huascachaca en las provincias de Loja y Azuay (50 MW pudiéndose ampliar a 200 MW); Membrillo (45 MW), Chinchas (10 MW) y Ducal (6 MW) en la provincia de Loja; en la isla de Baltra, en la provincia de Galápagos se encuentra en construcción un proyecto de 2.4 MW (3 aerogeneradores).
Geotérmica	El choque entre la placa Nazca y la Continental hace que Ecuador posea potencial geotérmico. Los estudios preliminares realizados, han definido 17 aprovechamientos, que podrían ser utilizados para generar electricidad. Tres de ellos son de alta entalpía, y se tendría más de 500 MW. Hay incluso expectativas de un potencial de 3 000 MW.	Hasta el 2010, los proyectos se encontraban en diferentes fases de estudios. De los proyectos destacan tres, para generar electricidad: en las zonas de Tufiño-Chiles Cerro Negro (proyecto binacional Ecuador-Colombia, con 138 MW), Chachimbiro (Provincia de Imbabura, con 113 MW) y Chalupas (Provincia de Cotopaxi, con 283 MW). Estos tres proyectos son considerados de alta temperatura (entre 200°C a 230°C). Como proyectos de baja temperatura (40°C a 75°C) se tienen los de Baños de Cuenca (Azuay), Chimborazo (Chimborazo) e Illálo (Pichincha). Otros proyectos que ameritan estudios adicionales, son el Chacana (Pichincha), Chalpatán (Carchi), Salinas de Bolivar (Bolivar), Guapán (Cañar), San Vicente (Guayas), Portovelo (El Oro), Cuicocha (Imbabura), Cayambe (Pichincha).



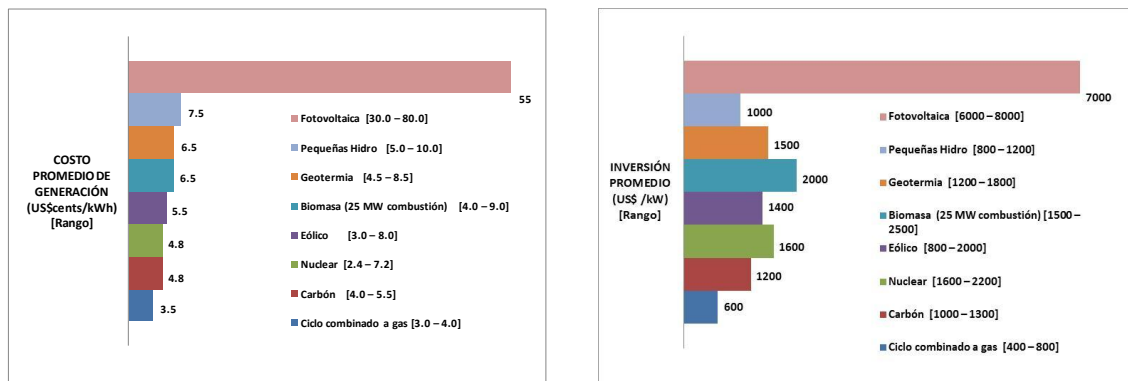
1.7 PERSPECTIVAS EN EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR

Según las proyecciones descritas en la Matriz Energética (MEER, 2008), se pretende que, para el año 2020, que la energía hidroeléctrica sea la dominante, sin embargo hay razones que hacen necesaria incluir otras alternativas de generación, en particular aquellas tecnologías que se basan en el aprovechamiento de energías renovables no convencionales.

De las características favorables para la implantación de estas tecnologías (ver Numeral 1.2), en principio puede destacarse tres perspectivas: evitan la dependencia externa (energías renovables para la diversificación de producción de energía eléctrica), tienen diferente escala de aplicación (energías renovables para la electrificación rural) y existe potencial financiamiento (energías renovables apalancadas en MDL's). Otras como el ser autóctonas, disminución de emisiones, y diversidad ya ha sido anotadas en los párrafos anteriores.

A pesar de las bondades que pueden presentar las energías renovables no convencionales, existen varias limitantes o barreras que han incidido en su casi nulo desarrollo en el Ecuador.

El aspecto económico resulta un limitante (Ver Gráfica 1.11), así el costo actual de generar un kWh, con la mayoría de fuentes renovables es mucho mayor comparado con las tecnologías tradicionales, igual sucede con la inversión (US\$/kW). Por otro lado, la escasez de información, la falta de capital humano que desarrolle propuestas, el escepticismo, la idiosincrasia, y la cultura, pudiesen ser factores determinantes a la hora de consolidar las tecnologías de generación no tradicional.



Gráfica 1.11 Costo promedio de generación e inversión para diferentes tecnologías de generación²³.
Fuente: (Coeviello, 2003)

Como se mostró en el Ecuador, se ha venido expidiendo una normativa encaminada a empujar el desarrollo de las energías renovables, pero no está claro como éstas energías podrán consolidarse en un país dominado por los combustibles fósiles y la energía hidroeléctrica (Espinoza, y otros, 2010).

El único nicho donde la energía renovable se ha desarrollado en alguna medida es el sector rural, particularmente en la electrificación aislada con sistemas fotovoltaicos y microcentrales hidroeléctricas. Hasta la fecha, la energía renovable no convencional en el Ecuador no ha tenido incidencia a gran escala (es decir aportes al SNI).

1.7.1 ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL

A finales de 2008, se estimó que el número de clientes residenciales de electricidad superó los tres millones y medio (3 553 593). Contrastando este dato con las estadísticas del INEC (Instituto Ecuatoriano de Estadísticas y Censos), Ecuador tenía, 13 805 095 habitantes²⁴. Con estos datos se estimó una cobertura del servicio eléctrico de 90.4 % a nivel nacional; 92.79 % para el área urbana y 85.74 % el área rural (PME, 2009).

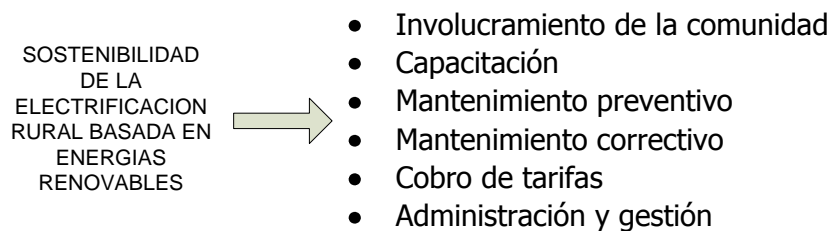
²³ En la Gráfica se observa el costo promedio de generación y el costo promedio de inversión (presentado en cada barra). Además se presentan los rangos de variación de esos costos en corchetes [...].

²⁴ <http://www.inec.gov.ec/proyecciones/proy.html>



La escalabilidad, y las características de funcionamiento aislado de algunas de las tecnologías renovables, permiten que estas sean instaladas en sectores en donde las redes de distribución no pueden llegar. En el Ecuador, especialmente la energía solar fotovoltaica se ha preferido para dotar de servicio a sectores aislados geográficamente.

Según el CONELEC (PME, 2009)²⁵, existe parte del territorio ecuatoriano sin electrificar, particularmente en la Amazonía, donde por razones de carácter técnico, económico, de impacto ambiental e incluso cultural imposibilitan que a estos sectores se les provea del servicio eléctrico convencional. Bajo este panorama las energías renovables no convencionales constituyen una alternativa para los propósitos de incrementar la cobertura. La experiencia en el uso de tecnologías renovables para electrificación demuestra que para garantizar la sostenibilidad de estos proyectos en el tiempo, se necesita capacitación y el compromiso de la comunidad en donde se los inserte:



Gráfica 1.12 Factores de éxito en la electrificación rural basadas en energías renovables
Fuente:(PME, 2009)

En el Ecuador la normativa vigente posibilita incentivos para el desarrollo de las energías renovables en el sector rural. Así, el FERUM (Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal), favorece a aquellas tecnologías que aprovechen los recursos energéticos renovables. A pesar del interés por los recursos para generación renovable, el monto asignado para su instalación es un 1.86 % para sistemas fotovoltaicos, este bajo índice se debe, a que las empresas eléctricas de distribución consideran a las energías renovables como no rentables desde el punto de vista financiero. Para el periodo 2009-2012, se espera electrificar con sistemas fotovoltaicos 43 923 viviendas rurales (23.88 % del total de viviendas a electrificar)

²⁵ Plan Maestro de Electrificación.



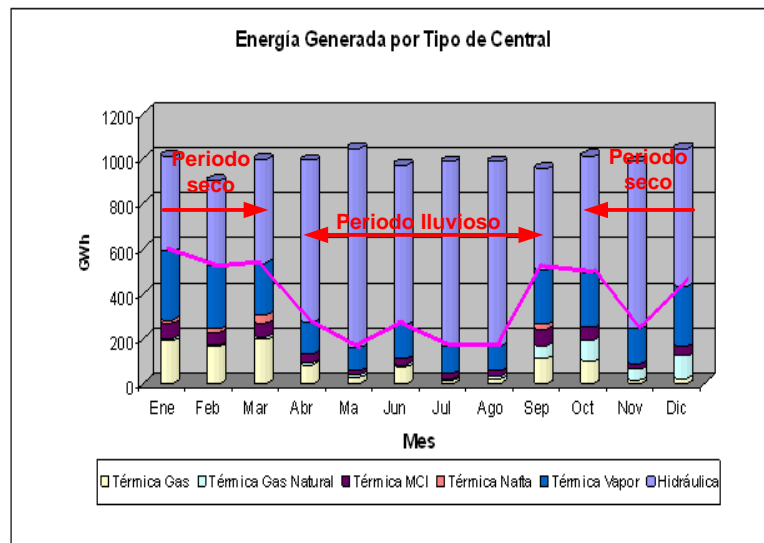
(PME, 2009). El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, también promueve proyectos mini hidroeléctricos con el fin de electrificar en el área rural, pero estos son marginales. En la provincia de Morona Santiago, por ejemplo, se encuentra en ejecución el proyecto “Yantsa ii Etsari” (Luz de Nuestro Sol), que pretende instalar 2 500 sistemas fotovoltaicos aislados²⁶, y está a cargo de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur.

1.7.2 ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA DIVERSIFICACIÓN DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El enorme potencial hidroeléctrico no aprovechado, parecería ser un limitante para la entrada de otras fuentes de energía. Son dos las vertientes que definen la ubicación de las centrales hidroeléctricas, por un lado se tiene la vertiente del Amazonas y por otro lado la del Pacífico, con un potencial de 90 % y 10 %, respectivamente. Esta considerable diferencia, evidencia un desequilibrio en la potencial producción entre las dos vertientes, que pudiendo ser complementarias, aun maximizándose su potencia, existirá un periodo de tres meses (octubre a diciembre), en el cuál la pluviosidad será escasa a nivel nacional (La Gráfica 1.13 muestra que el aporte hidroeléctrico depende de la época seca y lluviosa, en un año). Por el momento, para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica se ha optado por el uso de centrales termoeléctricas, que a más de ser contaminantes, aumentan la dependencia de los combustibles no renovables (PME, 2009).

Partiendo de los antecedentes anteriores, la entrada de generación renovable al Sistema Nacional Interconectado, evitaría no sólo el uso de tecnologías contaminantes sino permitiría diversificar la matriz energética. Sin duda, al inicio, el aporte de energía sería marginal, pero el país debe ganar experiencia en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de este tipo de proyectos.

²⁶ Estos sistemas fotovoltaicos tienen una potencia pico de 150 W, y están compuestos por dos unidades de 75 W, un regulador, que controla el sistema panel - batería, y suministra energía para tres focos y un tomacorriente para cargas en corriente continua. Para cargas en corriente alterna se dispone de un inversor de 300 W, la energía es almacenada en una batería de electrolito absorbido, libre de mantenimiento, con capacidad de 150 A-h. El diseño contempla una autonomía de tres días, con lo cual es posible iluminar 5 horas por día y el uso de un artefacto como una radio (Revista Trayectoria, N° 11. CENTROSUR, 2011)



Gráfica 1.13 Operación de centrales en un año en el Ecuador
Fuente:(CONELEC, 1999 - 2009)

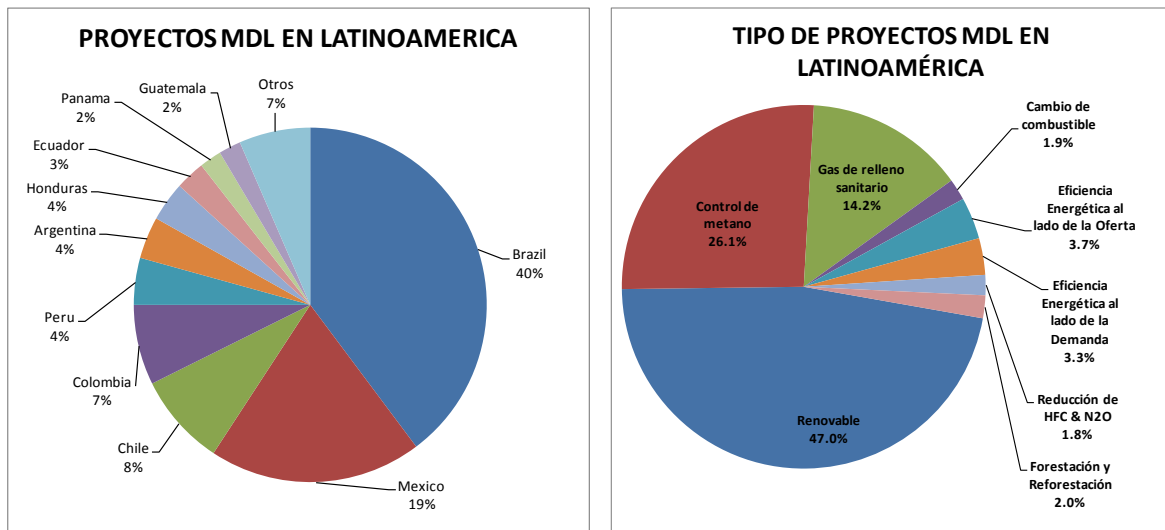
1.7.3 FINANCIAMIENTO INTERNACIONAL PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Uno de los factores limitantes para la ejecución de proyectos de energía renovable en el país, es el financiamiento. La Gráfica 1.11, muestra que muchas de las tecnologías renovables no son competitivas con las tradicionales, sin embargo las posibilidades de financiar si se apalancan como proyectos MDL's, las vuelven atractivas para ser implementadas. De esta manera los proyectos MDL pueden incrementar la generación eléctrica, promoviendo la diversificación de la matriz energética del Ecuador. Hay varios tipos de proyectos MDL's, que están vinculados al sector eléctrico: en la fase de generación, proyectos ligados a las redes eléctricas y eficiencia energética.

De entre los proyectos vinculados al sector energético, y en particular al eléctrico, destacan los asociados a las energías renovables. De hecho, según el Capacity Development for the Clean Development Mechanism (C4CDM)²⁷, para agosto de

²⁷ CDM Pipeline Overview, disponible en www.cd4cdm.org. CD4CDM abreviatura del: Capacity Development for the Clean Development Mechanism.

2010, el 47 % (de los 888)²⁸ de MDL´s desarrollados en Latinoamérica eran proyectos de Energías Renovables (Gráfica 1.14).



Gráfica 1.14 Proyectos MDL´s en Latinoamérica, por país y por tipo de proyecto a Agosto de 2010
Fuente: (Fenhann, 2010)

El 3 % de proyectos corresponde a Ecuador, que se distribuye en 24 proyectos (14 registrados y 10 en proceso de validación), de los cuáles 15 corresponden a energía renovable (biomasa, eólica e hidroeléctrica) que suma 679 MW, de potencia instalada.

En el Ecuador la ejecución de estos proyectos podría producir 10 218 kCERs (año 2012), que a un valor conservador de 15 dólares, significaría más de 153 millones de dólares²⁹.

De lo anterior se puede decir que con la era de Kyoto, se ha internacionalizado el comercio de emisiones así como también el desarrollo de proyectos locales enmarcados en los mecanismos flexibles. El Mecanismo de Desarrollo Limpio, acoge a las energías renovables, y en particular a la energía eólica, siendo esta

²⁸ El 47% corresponde a 418 proyectos renovables: 210 hidroeléctrica, 154 biomasa, 49 eólicos, 4 geotérmicos, 1 solar.

²⁹ Calculado bajo información obtenida en CDM Pipeline Overview, Agosto 2010 (www.cd4cdm.org) y Alonso E. Mecanismos de Desarrollo Limpio. Beneficios para los Países en Desarrollo. Tesis de Master. Universidad Pontificia de Comillas. Madrid. España. (www.iit.upcomillas.es).



especialmente atractiva ya que los créditos de proyectos eólicos, tienen la característica de que son proyectos de corta implementación y su tramitación es más ágil, y por tanto son apreciados por algunos compradores de Certificados de Reducción de Emisiones (Tech4cdm, 2009). En otras palabras este tipo de proyectos no son solo una opción válida para la protección del medioambiente sino también son un buen negocio para las economías emergentes.

1.8 PERSPECTIVAS DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL ECUADOR

De entre las energías renovables se ha elegido a la eólica para realizar el análisis propuesto en este estudio, pues es una fuente de energía segura y renovable, no genera residuos (con la excepción de los producidos en la fabricación y el aceite de sus partes móviles), la instalación es fácil de desmontar y recuperar rápidamente la zona natural utilizada, el tiempo de construcción es rápido, produce beneficios económicos para los municipios del área de implantación, sus instalaciones son compatibles con otros usos del suelo, evita emisiones de CO₂ y SO₂ a la atmósfera. Además, algunos compradores en el mercado secundario de CERs (dominado por los comerciantes europeos, principalmente financieros y mercadistas de energía) han reportado estar dispuestos a pagar más por créditos de proyectos eólicos, por la agilidad de los trámites para que sean MDL's. Así mismo, tomando como dato el año 2008, se sabe que del total de inversiones alrededor del mundo en energías renovables un 42 % correspondía a la energía eólica (Ministerio del Ambiente-Dirección Nacional del Cambio Climático, 2009). Por otro lado y según lo expresado por el proyecto TECH4CDM³⁰, coordinado por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España), de entre las dos tecnologías que se promueve para el Ecuador está la eólica (la otra es la electrificación rural).

Según la Asociación Empresarial Eólica (AEE, 2010), en el año 2009, la potencia instalada a nivel mundial de energía eólica fue alrededor de 15 9213 MW. En el año 2009 se instaló cerca de 3 8312 MW, con un crecimiento del 40 % respecto al año

³⁰ El proyecto TECH4CDM, tiene como objetivo la promoción de las tecnologías de energías renovables y eficiencia energética en cinco países de América Latina, así como potenciar las oportunidades de estas tecnologías en dichos países aprovechando las oportunidades que ofrecen los mecanismos de desarrollo limpio (MDL). <http://www.tech4cdm.com>



anterior³¹. En el Ecuador, como se indicó, actualmente existe una potencia instalada de 2.4 MW en la zona insular, es decir, mientras en el mundo esta energía está consolidándose, en el Ecuador recién se ha comenzado a elaborar proyectos eólicos. Se espera sin embargo que tanto la energía eólica (así como las otras renovables), formen parte de la matriz de energética, en los años venideros, tanto por el agotamiento de los recursos fósiles como por el incremento de la demanda de energía eléctrica.

Para el 2015 se espera una potencia real instalada de 40 MW a 50 MW en proyectos eólicos, a saber: Galápagos (5MW), Loja (15 MW), Azuay-Loja (30 MW). Es de indicar que en el 2009, se comenzó a desarrollar un mapa eólico (Tech4cdm, 2009), como primer paso para tener una herramienta apropiada para determinar una aproximación del real potencial eólico en el país.

³¹ Transmission & Distribution World, Marzo, de 2011, pp. 18.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

II CAPÍTULO
ASPECTOS DETERMINANTES PARA LA PUESTA EN OPERACIÓN DE UNA
CENTRAL DE GENERACIÓN EÓLICA



II ASPECTOS DETERMINANTES PARA LA PUESTA EN OPERACIÓN DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN EÓLICA

2.1 INTRODUCCIÓN

La variación de temperatura, movimiento e irregularidades de la Tierra, provocan el desplazamiento del aire, que no es otra cosa que el viento. El poder del viento ha sido aprovechado a lo largo de la historia del hombre. En la mitología griega, por ejemplo, Eolos, Dios del viento, se dice que encerraba los vientos, y cuando los liberaba barría los obstáculos que encontraba en su camino (Gómez, 2010).

El viento fue utilizado primero para mover velas, supliendo a la fuerza humana, y luego en molinos como el Persa en el siglo 664 D.C. Europa hereda esta tecnología, y la aplica para moler trigo en el siglo XI. A través de los años, varias fueron las modificaciones de estos aparatos, en cuanto al número de palas, material o los dispositivos utilizados para orientarlos. En el siglo XIX, en Norteamérica, el molino multipala fue utilizado con éxito para la extracción de agua (Gómez, 2010).

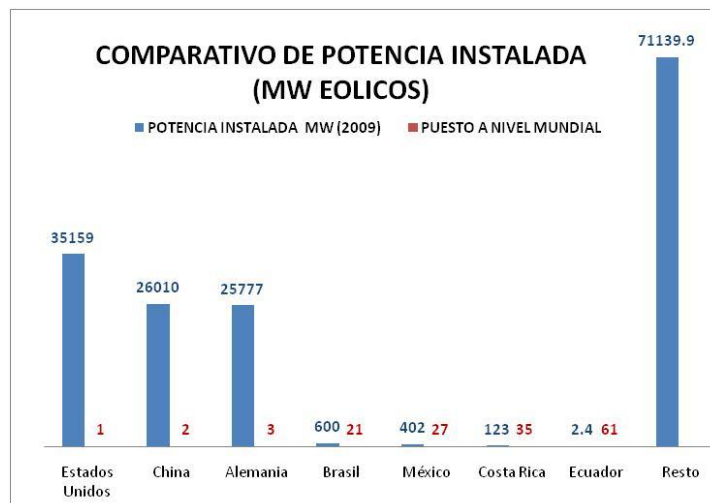
Luego de las aplicaciones netamente mecánicas en el siglo XIX, se monta, en el año 1888, el primer aerogenerador (molino Brush) con fines de producción de energía eléctrica. Luego de varios prototipos desarrollados en forma privada o por universidades y gracias a los incentivos en varios países sobre todo europeos (Dinamarca, Alemania, España, Holanda) en la década de 1970³² se impulsa la investigación y el desarrollo con la mira de hacerlos comerciales y competitivos con otras tecnologías de producción de electricidad (Gómez, 2010).

En los registros estadísticos mundiales referentes a potencia eólica disponible se indica que mientras en el año 1992 se tenían 2278 MW instalados, en el 2009 esta cifra subió a 15 9213 MW, es decir cerca de un 7000 % de incremento. Estos datos demuestran que esta tecnología está siendo considerada en los horizontes energéticos de los países desarrollados. En Europa se espera por ejemplo, que el 14

³² La crisis energética mundial de octubre de 1973, hizo palpable la naturaleza finita de los combustibles fósiles. Es a partir de esta fecha clave cuando los gobiernos, y centros de investigación de muchos países occidentales inician la oferta de proyectos públicos de investigación para desarrollar fuentes de energías alternativas (Gómez, 2010).



% de la energía eléctrica para el 2020 provenga de aerogeneradores. En el caso Latinoamericano, Brasil, México y Costa Rica, tienen la mayor cantidad de potencia instalada, sin embargo todavía no es comparable con los países que tienen los primeros puestos en potencia instalada, como Estados Unidos, China y Alemania (AAEE, 2009). La potencia instalada existente en Latinoamérica aunque marginal en comparación al total mundial, contrasta con el potencial posible de instalar (en algunos casos todavía no cuantificado), 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, incluido el Ecuador.



Gráfica 2.1 Comparativa de la potencia instalada en 2009, a nivel Mundial y en Latinoamérica.
Fuente: (AAEE, 2009)

Más de una década de investigación, operación y desarrollo de la tecnología eólica ha permitido que en la actualidad se la considere segura, limpia y económicamente viable. Aun así, la entrada en operación, en los sistemas eléctricos de potencia presenta problemas relacionados con el despacho de la generación, imposibilidad de predicción, control de frecuencia, potencia reactiva, control de tensión, confiabilidad del sistema, e imposibilidad de almacenamiento. A más de ello, están los inconvenientes ambientales y la aceptación social de estos proyectos. Por el lado financiero, también está la manera en cómo se incentiva su entrada, hasta que sea una energía competitiva en comparación a las tecnologías de generación tradicional. Estos inconvenientes ya han sido tratados en los países con



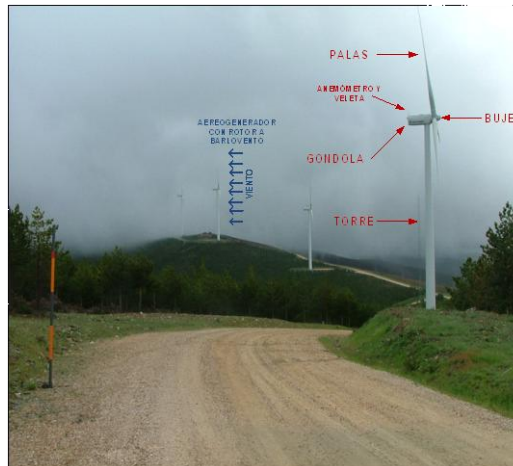
una importante penetración de energía eólica, en donde las redes y procedimientos han tenido que adaptarse, para la entrada de este tipo de generación. Por otro lado, la localización para la instalación de los aerogeneradores será determinante para su rentabilidad económica, pues la existencia del recurso permitirá que se garanticen las expectativas financieras en su operación (Zhu, y otros, 2009).

Este Capítulo, indica una serie de procedimientos y consideraciones que se deberían tener en cuenta previo a la instalación de los parques o granjas eólicos en el Sistema Nacional Interconectado, no sólo en el ámbito técnico sino social y ambiental. Los procedimientos resultantes se derivarán de experiencias en otros países, y la investigación y desarrollo de procedimientos propios que deberán ser probados con la entrada y puesta en funcionamiento de estas instalaciones. En el caso del sistema eléctrico ecuatoriano, aunque se incentiva las nuevas fuentes de energía, se estima que la penetración de la energía eólica será marginal, por ello la fiabilidad del sistema no se vería afectada por la integración de la generación eólica.

2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS CENTRALES EÓLICAS

En comparación con los generadores de energía eléctrica convencional térmica e hidroeléctrica, los aerogeneradores son máquinas pequeñas de tecnología variada, que por su tamaño, su protección y control no es tan completa como los generadores convencionales, sobre todo en redes en donde no hay gran penetración de este tipo de energía. El aerogenerador horizontal es considerado el más eficiente y es el más utilizado actualmente y su capacidad puede ir desde el orden de los vatios a los MW. Así mismo el 90 % de las máquinas instaladas son tripalas instaladas a barlovento³³ de la torre (Ver la Fotografía 2.1).

³³ Barlovento y sotavento, son disposiciones del rotor frente a la velocidad del viento. En el caso de barlovento las aspas del aerogenerador están frente a la dirección del viento; esta disposición en particular permite reducir las cargas de fatiga al reducir el efecto sombra de la torre y evita el ruido aerodinámico producido por las palas cuando el rotor se sitúa a sotavento.



Fotografía 2.1 Vista de un Parque Eólico, en León y Castilla, España.
Fuente: Autor

Los componentes (ver Figura 2.1) descritos a continuación, son los más comunes de encontrar en los generadores eólicos. Sin duda existen más derivaciones, pero un análisis más detallado se aleja de los objetivos de este documento (Escudero, 2008), (Avia, 2001):

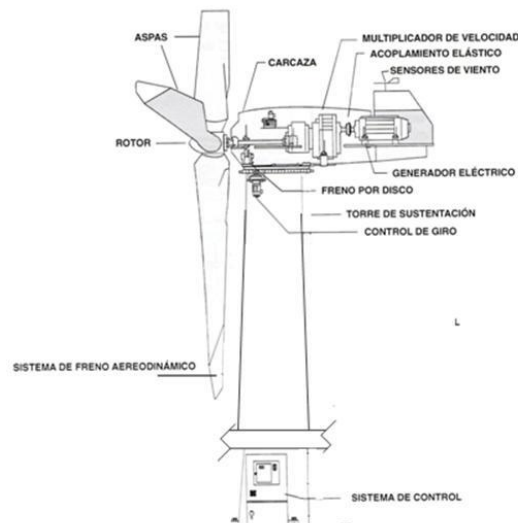


Figura 2.1 Estructura general de un aerogenerador
Fuente:(Harper, 2009)

- **Rotor:** Incluye el buje y las palas, estas últimas capturan el viento y transmiten su potencia a un buje de baja velocidad del aerogenerador, que a su vez se conecta a un multiplicador. Si las palas están rígidamente unidas al buje a la máquina se la denomina como de paso fijo, y si las palas se pueden regular se las llama de paso variable. Las de paso variable permiten una mayor producción energética ya que se puede lograr mejores



adaptaciones aerodinámicas. Para eliminar el multiplicador la tendencia actual es utilizar generadores multipolo³⁴. Las palas son diseñadas de forma que tengan perfiles aerodinámicos, para garantizar la máxima captación energética, disminución de vibraciones, facilidad de fabricación y disminución del ruido aerodinámico. El buje es el componente que une las palas con el árbol principal de transmisión y luego al resto del tren de potencia. El buje más utilizado es el fijo, y es aquel cuyas partes están unidas rígidamente al árbol principal de transmisión.

- **Góndola:** Es el habitáculo en donde se encuentran el generador eléctrico, el multiplicador, sistemas hidráulicos de orientación, control y freno.
- **Sistema de Transmisión:** La caja de engranajes se dimensiona de forma que permita elevar las velocidades de 20 r.p.m. hasta 1500 r.p.m. para que el generador eléctrico pueda conectarse a red.
- **Sistema de orientación:** Una veleta colocada en la parte posterior de la góndola mide la velocidad del viento en cada instante y manda órdenes a los sistemas de control que accionan servomotores que actúan por medio de engranajes sobre una corona dentada que acopla a la góndola con la torre. Esto permite que el rotor y palas se sitúen en la posición óptima contra el viento. En el caso de aerogeneradores con paso variable, un anemómetro ubicado junto a la veleta, envía información para accionar el movimiento de las palas.
- **Sistema de regulación de potencia:** La potencia y la frecuencia en los generadores es controlada a través de la potencia mecánica entregada a la turbina. Los métodos de control utilizados para lograr esto son: control de pérdida aerodinámica, y control por cambio de paso. Sea cuál sea el método empleado, la intención es mejorar el rendimiento, es decir extraer la mayor energía del viento; prolongar la vida útil de la máquina al suavizar los transitorios producidos por las cargas de las turbinas; y controlar la potencia generada, minimizando los armónicos producidos por los generadores.

³⁴ Son máquinas síncronas (giran a la velocidad de sincronismo). Con el fin de disminuir la velocidad de sincronismo se incrementa el número de pares de polos. Los aerogeneradores que utilizan este sistema tienen pares de polos suficientes que permiten la eliminación de la caja multiplicadora.



- **Sistema eléctrico:** La máquina asíncrona o de inducción ha sido tradicionalmente utilizada en la generación eólica por su sencillez, bajo mantenimiento, robustez y menor coste. Hay sin embargo fabricantes de aerogeneradores síncronos u otros que para evitar la caja multiplicadora tienen generadores síncronos multipolos (la falta de caja multiplicadora permite reducir el peso, evita fallas y reduce el mantenimiento). La electricidad producida por el aerogenerador a tensiones de 380V-400V, pasa hasta un transformador ubicado en la propia máquina o en el exterior, y eleva la tensión sobre los 20 000V, para luego enviarla a la red o una subestación.
- **Generador:** Existen dos tipos básicos de generadores utilizados en la industria eólica: máquinas asíncronas o de inducción y máquinas síncronas. En función del tipo de turbina y del tipo de control, pueden estar conectados directamente a la red a través de un transformador, o se acoplan por medio de un convertidor de frecuencia. Cuando la máquina síncrona o asíncrona se conecta directamente a la red eléctrica la velocidad es fijada por la frecuencia de la red (máquinas de velocidad constante). En el caso de que se conecten a través de rectificadores e inversores, la velocidad de las máquinas es variable e independiente de la red (máquinas de velocidad variable), (Rodríguez, y otros, 2003), (Zubia Olaska, 2003).

Generadores asíncronos: Es el tipo de generador ampliamente utilizado en los aerogeneradores, por economía y capacidad de soportar sobrecargas. La velocidad del rotor puede ser ligeramente diferente, mientras que la frecuencia en los bornes de la máquina es constante, esto da cierta flexibilidad al conjunto, además reduce los esfuerzos sobre el eje, al convertir en energía cinética parte de las variaciones bruscas de velocidad del viento. La potencia reactiva depende de las características del rotor: 1) Las máquinas simplemente alimentadas son máquinas de jaula de ardilla absorben potencia reactiva para magnetizar el núcleo y entregar potencia activa a la red. En este caso se utilizan bancos de condensadores para mejorar el factor de potencia, esto impide que absorban demasiada potencia activa de la red. 2) Las máquinas doblemente alimentadas tienen rotor bobinado y se pueden alimentar por el estator y por el rotor. Este tipo



de máquinas además pueden variar la potencia reactiva y activa generada (Rodríguez, y otros, 2003), (Zubia Olaska, 2003).

Generadores síncronos: El generador síncrono no se utiliza en sistemas conectados directamente a la red, (un generador síncrono conectado directamente a la red, al necesitar que la frecuencia sea constante la velocidad de giro también debería serlo, esto por tanto conllevaría a esfuerzos mecánicos importantes sobre el sistema de transmisión mecánica y oscilaciones de potencia eléctrica generada), y más bien se lo conecta a la red mediante un convertidor de frecuencia. Este convertidor independiza la frecuencia del generador de la red, de esta manera se tiene un funcionamiento a velocidad variable, además este permite un control de potencia reactiva inyectada a la red. Estas máquinas son capaces de absorber o generar potencia reactiva, esta última junto a la tensión es controlada a través de la corriente de excitación del rotor (Rodríguez, y otros, 2003), (Zubia Olaska, 2003).

- **Torre:** Es la estructura cuya finalidad es soportar la góndola y el rotor. La altura a la que está el buje del rotor condiciona la cantidad de energía, puesto que mientras más altos se encuentren estos componentes, disminuirán las perturbaciones del suelo y la velocidad del viento será mayor. Sin embargo, la altura de la torre está limitada por el coste y por limitaciones constructivas. Las torres pueden ser de 40, 60 o 70 m, estas últimas para generadores de 1.5 MW o 2 MW. El tipo de torre ha ido variando desde las construidas con celosía hasta las tubulares cilíndricas o troncónicas de acero u hormigón, estas últimas son preferidas por criterios de estética y solidez.



2.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN

La potencia eólica está dada por la siguiente expresión

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p \cdot \eta_g \cdot \eta_b \cdot v^3$$

Ecuación 2.1

Donde:

P_w , es la potencia generada por la turbina.

ρ , es la densidad del aire (1,225 kg/m³, y disminuye con la altura)

A , es el área del rotor (m²)

C_p , es el coeficiente de potencia del rotor, que representa la fracción de la potencia total del viento que

la turbina es capaz de convertir en energía eólica (valor que depende de la turbina, 0.35 entre 0.59)

η_g , es la eficiencia del generador

η_b , es la eficiencia de la caja de cambios

v , es la velocidad del viento

Tanto la densidad, el área, las eficiencias y el coeficiente de potencia, se puede considerar como valores constantes en un sitio específico para un determinado generador eólico. Sin embargo la velocidad no es constante, más bien es un valor impredecible, y como se puede observar en la Ecuación 2.1, la potencia es proporcional al cubo de esta magnitud, por ello la elección de la ubicación de los aerogeneradores tendrá como condición necesaria e imprescindible un buen recurso eólico, para una óptima producción de energía eléctrica y por tanto para la obtención de los resultados financieros perseguidos.

Para obtener datos de viento adecuados se deben realizar mediciones sobre el sitio de interés durante al menos un año y en forma ininterrumpida. Los equipos utilizados (torres de medición, anemómetros, veletas y data logger) son fundamentales, pues medidas inadecuadas repercutirán en los resultados de la cantidad de energía que el parque en funcionamiento pueda generar (Rodríguez, y otros, 2003).

Para estimar la energía anual de la turbina, se debe tener la curva de potencia del aerogenerador y la curva de duración de velocidad. La primera de las curvas es



propia del modelo de aerogenerador y por tanto se la obtiene de los fabricantes, mientras que la segunda es la obtenida por las mediciones de viento.

La curva de potencia, representa la potencia eléctrica producida como función de la velocidad del viento a la altura del buje del generador. En esta curva se determinan tres velocidades características:

Tabla 2.1 Velocidades específicas de la curva de potencia
Fuente: (Creus Solé, 2008)

Velocidad	Característica	m/s
Velocidad de conexión	Velocidad del viento por encima de la cual se genera energía. A velocidades menores, toda la energía extraída del viento se gastaría en pérdidas y no habría generación de energía.	3-5
Velocidad nominal	Velocidad del viento para la cual la maquina eólica alcanza su potencia nominal. Por encima de esta velocidad la potencia extraída del viento se puede mantener constante.	10 - 12
Velocidad de desconexión	Es la velocidad del viento por encima de la cual la máquina eólica deja de generar, para evitar que se embale. La máquina se frena, se desconecta de la red a la que alimenta.	20 - 25

La curva de duración de velocidad es una función de distribución acumulativa, que expresa la probabilidad de que la velocidad exceda un valor límite, durante un periodo considerado. Cuando esta última curva se multiplica por 8760, se obtiene el número de horas al año en que se espera que se exceda dicha velocidad. En la Figura 2.2, se indica la curva de duración de potencia obtenida a partir de la curva de duración del viento y de la curva de la aerogenerador (Rodríguez, y otros, 2003).

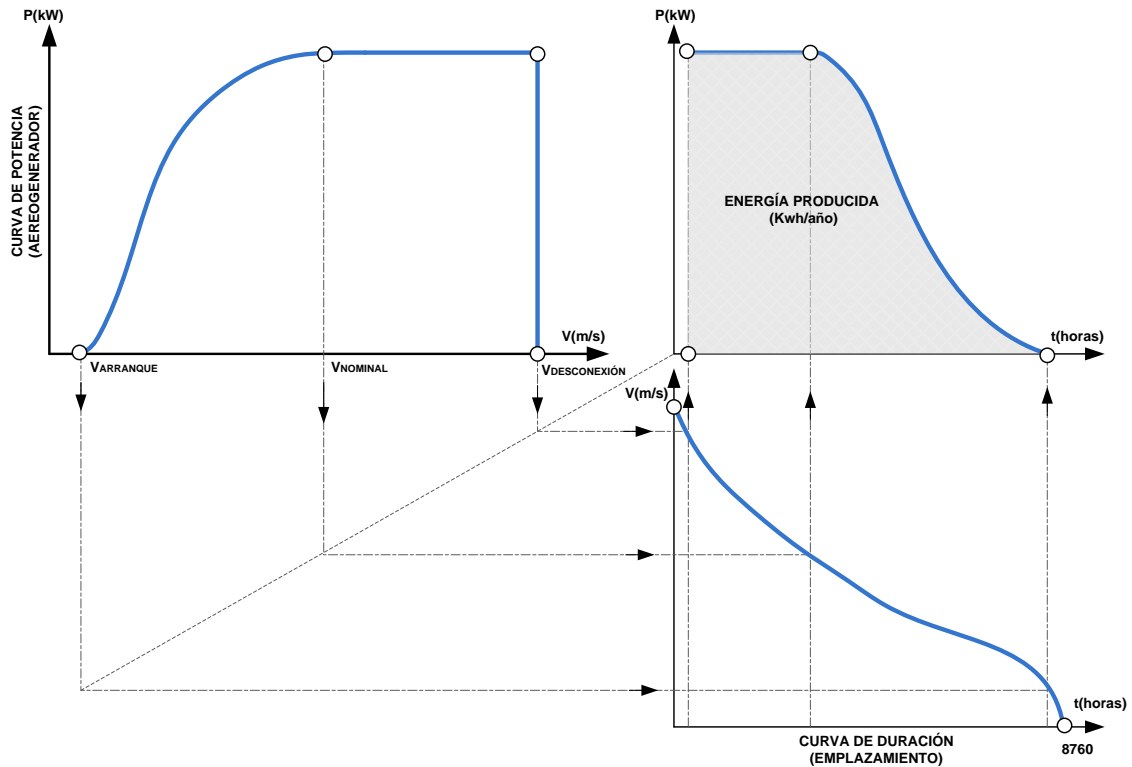
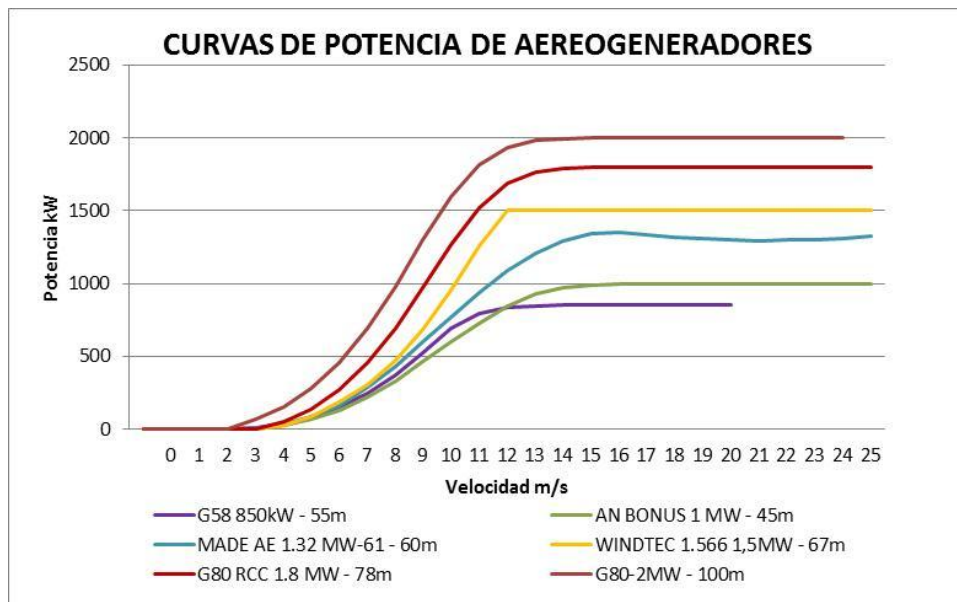


Figura 2.2 Obtención de la energía producida por un aerogenerador.
Fuente: (Rodríguez, y otros, 2003)

La Gráfica 2.2, muestra las curvas de velocidad de algunos aerogeneradores con diferentes potencias y diferentes marcas comerciales (Ver Anexo 1).



Gráfica 2.2 Curvas de potencia de aerogeneradores.
Fuente: Desarrollado en base de los datos del “Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia RETScreen”. (<http://www.retscreen.net>, 2010)



Puesto que la curva de potencia suministra únicamente valores instantáneos, que no permiten deducir la potencia de salida media de la turbina, lo que se hace es relacionar los valores de velocidades en el tiempo, es decir con la curva de duración de velocidad (Creus Solé, 2008).

2.4 IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL

La instalación de los aerogeneradores como ya se ha anotado tiene varias de las características que hacen que las energías renovables sean atractivas para su implantación en el Ecuador. Uno de los beneficios es el desplazamiento de generación que utiliza combustibles fósiles, así la disminución de toneladas de CO₂, asociadas con la producción de energía eólica se puede calcular utilizando el factor de emisión del sector eléctrico ecuatoriano (0.6299 Ton/MWh; para centrales eólicas); es decir por cada MWh de generación eólica se evitaría el envío a la atmósfera de 0.6299³⁵ toneladas de CO₂ (Ver Capítulo III).

A pesar de lo anterior, un proyecto eólico tiene inconvenientes que deberán ser subsanados. Estos inconvenientes no sólo son temas de gestión de la red y de parámetros eléctricos, sino de la aceptación medioambiental y social en donde se los implante.

Según la normativa ecuatoriana, son sujetos de evaluación ambiental los proyectos u obras de generación de energía eléctrica, cuya capacidad total sea igual o mayor a 1 MW. En el Manual de Procedimientos para la Evaluación Ambiental de Proyectos y Actividades Eléctricas, del CONELEC, se establecen guías ambientales para la evaluación ambiental de proyectos de generación eólica. Para el caso ecuatoriano en la Tabla 2.2, se indica la caracterización ambiental según el grado de sensibilidad ambiental y nivel potencial de impacto ambiental.

³⁵ Cálculo del Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Interconectado del Ecuador 2007-2009. Disponible en www.ambiente.gov.ec



Tabla 2.2 Caracterización ambiental para proyectos eólicos en el Ecuador
Fuente:(CONELEC, 2005)

Indicador	Calificación	Valoración	Categorización
Potencial de Impacto Ambiental	Según la potencia del proyecto: $1 < P(\text{MW}) > 10$ $10 > P(\text{MW}) < 30$	Bajo (B) Moderado (M)	Combinación del impacto y la sensibilidad: A “Bajo riesgo” B “Moderado riesgo” C “Alto riesgo”
Sensibilidad ambiental	Según donde se asiente: -Áreas protegidas o con algún biótico. -Áreas con presencia de etnias indígenas o afroamericanas o con interés cultural.	Bajo (B) Moderado (M) Alto (A)	

Donde:

Potencial de Impacto, es la capacidad del proyecto para ocasionar impactos ambientales.

Sensibilidad ambiental, es la capacidad del ecosistema o espacio territorial para receptor factores de impacto sin experimentar impactos ambientales significativos.

Se observa que el límite se establece en 30 MW, para mayores potencias será necesario un análisis concreto, para determinar la calificación del proyecto.

Como cualquier otro proyecto los impactos ambientales que se presenten deben valorarse en sus distintas etapas. Los impactos dependerán del área de ocupación del parque eólico, el número de unidades o el tamaño de ellas. La Tabla 2.3, muestran una matriz en función de las acciones y factores ambientales que podrían verse afectados en las etapas de construcción y explotación de un parque eólico.



Por otro lado la bibliografía anota impactos ambientales específicos para este tipo de infraestructuras tales como: el impacto visual, avifauna, ruido, erosión, parpadeo de sombras, destello, y otros relacionados con el interés de la comunidad. De los anotados los cuatro primeros son los de mayor preocupación en este tipo de evaluaciones ambientales (Nebreda, 2007), (Zhu, y otros, 2009), (Escudero, 2008). A más de los impactos mencionados también se han registrado problemas relativos a interferencias electromagnéticas producto de la operación de los parques eólicos (Creus Solé, 2008).



Tabla 2.3 Matriz de caracterización de impactos ambientales en un parque eólico para las fases de construcción y explotación

Fuente: (Calvo, 2010)

ACCIONES		FASE DE CONSTRUCCIÓN							FASE DE EXPLOTACIÓN			
		Desbroces	Movimiento de tierra	Maquinaria pesada	Puentes y alcantarillas	Zapatas	Instalación torres eólicas	Líneas subterráneas	Funcionamiento aerogeneradores	Mantenimiento parque	Producción energía	
MEDIO FÍSICO	Aire	Nivel sonoro	X	X	X		X	X		X	X	
		Calidad del aire	X	X	X						X	
	Suelo	Erosión	X	X								
		Porosidad		X	X		X		X			
		Calidad del suelo			X						X	
	Agua	Calidad agua	X	X	X	X					X	
		Acuíferos		X			X			X	X	
	Vegetación	Cobertura	X								X	
	Fauna	Mortalidad	X	X	X					X		
	Paisaje	Percepción visual	X	X	X	X		X		X		
Riesgo incendio		X		X			X			X		
MEDIO SOCIOECONÓMICO	Territorio	Agricultura y ganadería	X	X					X			
		Usos del suelo		X			X		X	X		
	Economía	Ingresos municipales						X		X		
	Humano	Empleo	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
		Aceptación social						X	X	X		X



2.4.1 IMPACTO VISUAL

Se define al paisaje como “cualquier parte de un territorio tal como la percibe la población, cuyo carácter sea el resultado de la acción y la interacción de factores naturales y/o humanos” englobándose como territorio a “las áreas rurales, urbanas y periurbanas”, y no sólo a los paisajes que pudiesen considerarse como excepcionales sino aquellos “paisajes cotidianos o degradados”. (Torres López, y otros, 2010)

En el Ecuador la legislación referente al tema de paisaje es prácticamente nula y más bien está limitada a entornos arquitectónicos urbanos o a regulaciones específicas sobre la implantación de infraestructuras en parques nacionales o sitios con valor cultural.

El interés de las empresas y de la sociedad en general por la utilización de energías limpias para la producción de electricidad debe asumir una regulación paisajística que fomente el desarrollo sostenible; es decir la infraestructura energética debe también ser valorada en función del impacto visual que ocasiona. Los aerogeneradores, por ejemplo, son estructuras que pueden alcanzar más de 50 m de altura y pueden ser observadas desde varios kilómetros de distancia. La apreciación de su implantación física es sin duda un tema subjetivo (un parque eólico incluso puede llegar a ser objeto de atracción turística) y de su relación con otros elementos del paisaje, con la topografía del terreno, la textura de la vegetación, los colores, el contraste con el entorno o con la separación de los generadores. El impacto en un paisaje poco visitado y bien conservado (como en las zonas montañosas en donde hay vientos más intensos) puede producirse no solo por la edificación de las torres, sino por otras obras relacionadas con el parque, así las carreteras en las inmediaciones de las cumbres o crestas, líneas eléctricas, edificio de control, subestación y otras infraestructuras relacionadas pueden repercutir en la percepción (Izquierdo, 2008), (Velazco, 2009). En la Tabla 2.4, se pueden diferenciar diferentes zonas de afectación en función de la distancia, con respecto a los componentes de los aerogeneradores.



Tabla 2.4 Percepción de un observador en función de las distancias con respecto a un aerogenerador.

Fuente: (Izquierdo, 2008)

Valoración	Distancia	Consecuencia en el observador
Muy Alta	$D \leq r$	Es incapaz de abarcar con la mirada al aerogenerador y es atraído por el movimiento del rotor.
Alta	$D \leq 3h$	Mejora el control visual sobre el aerogenerador, aunque la percepción es aún intrusiva.
Media	$D \leq 10h$	El aerogenerador solo domina un sector del campo de visión
Baja	Aerogenerador desaparece de la vista	El aerogenerador se integra al paisaje lejano

Donde:

D, distancia entre aerogenerador y observador.

r, radio de las palas.

h, altura del rotor

Entre las medidas para disimular la existencia de turbinas eólicas están la plantación de vegetación o el uso de colores que mimeticen la estructura (Creus Solé, 2008). En cada caso sin embargo se recomienda un estudio de paisaje (Izquierdo, 2008), ya que la percepción visual de un parque depende del diseño, tamaño de las turbinas, número de paletas, color y del número de aerogeneradores.

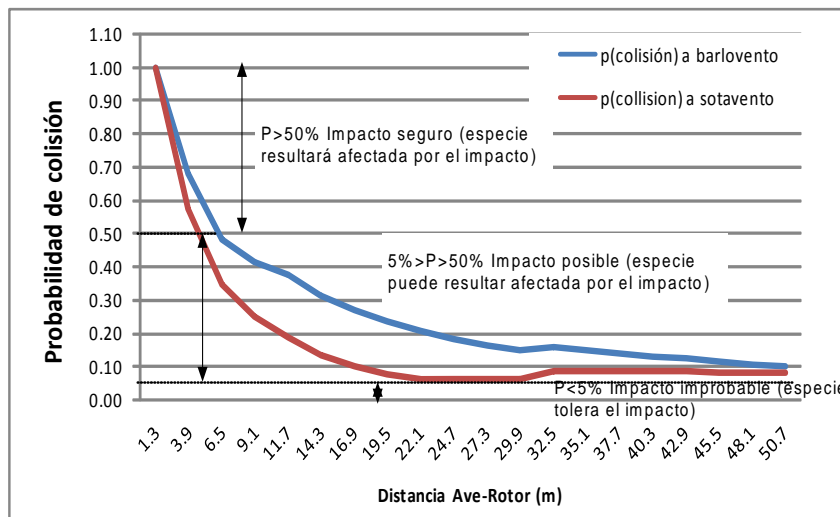
2.4.2 AVIFAUNA

El mayor riesgo se presenta con la colisión de las aves con las palas de los generadores eólicos en movimiento, o molestias ocasionadas por el ruido en la época de reproducción. Sin embargo, existen estudios (Creus Solé, 2008), en donde se destaca que la mortalidad de las aves por colisiones con parque eólicos es inferior a otras causas (como electrocución, atropellos en carreteras, caza,



depredadores, colisiones con líneas eléctricas o edificios y envenenamiento entre otras).

Los índices bajos de colisión al parecer se deben a que las aves están en capacidad de detectar la presencia de las aspas cuando éstas están en movimiento. La Gráfica 2.3, (Ver Anexo 2) permite observar la probabilidad de colisión de una ave en función de la distancia entre ella y el aerogenerador, como se nota el impacto depende de la capacidad de que el ave note las aspas y cambie su trayectoria; además se nota que a medida que la distancia disminuye la probabilidad de que la especie colisione es mayor.



Gráfica 2.3 Probabilidad de colisión de un ave con las aspas de un generador eólico.

Fuente: Calculado en base al programa “probability of collision”.(http://www.snh.gov.uk), (De Lucas, y otros, 2009)

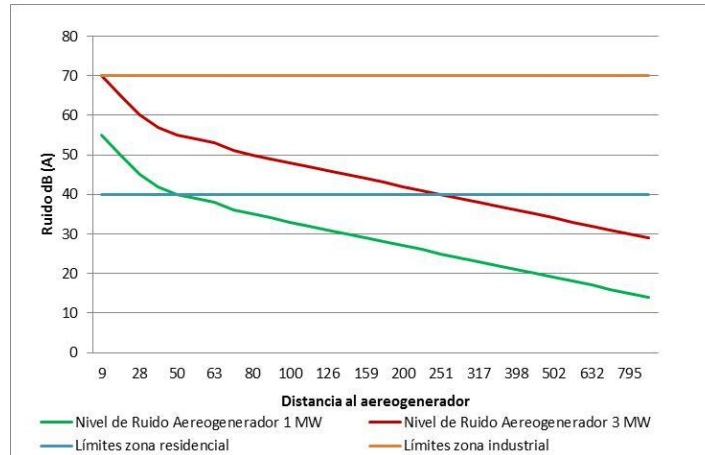
Como medidas para evitar inconvenientes se tiene el aumento de distancia entre aerogeneradores (3 diámetros del rotor como mínimo para evitar turbulencias), establecimiento de corredores para las aves, parada de la actividad en épocas de flujo migratorio, líneas eléctricas subterráneas. Una vez instalado el parque, como medidas de control se deben establecer procedimientos para realizar el seguimiento de eventos con aves durante la operación (Creus Solé, 2008).



2.4.3 RUIDO

El ruido producido por los aerogeneradores se debe a factores mecánicos y aerodinámicos. El primer factor es producto de la caja de engranajes, mecanismos de transmisión, y puede ser disminuido, encerrando los componentes en cajas aislantes, o instalando montajes anti vibratorios y amortiguantes. El segundo factor proviene del flujo turbulento del aire al pasar por la superficie de las palas (es una especie de bisbiseo), y por tanto su control dependerá de la forma aerodinámica de las palas, su interacción con el viento, forma de punta de la pala, u otros factores que pueden dar lugar a fuerzas no uniformes sobre las palas (Creus Solé, 2008), (Velazco, 2009). Empíricamente se considera que la velocidad de la punta de la pala debe ser máximo 65 m/s para conseguir niveles tolerables de ruido (Rodríguez, y otros, 2003).

En la Gráfica 2.4, se indican los niveles de ruido para un generador de 1 MW y uno de 3 MW (con niveles de ruido de la turbina de 85 y 100 dB (A), respectivamente), además se contrasta con los límites de ruido de la legislación ecuatoriana, en horario nocturno tanto para zonas residenciales e industriales. Se observa como era previsible, el ruido disminuye con la distancia, y es mayor mientras más grande es la máquina. Sin duda un aerogenerador no estará cerca de zonas urbanas en donde los límites son bajos por tanto las perturbaciones a la comunidad no deberían ser apreciables. Para las áreas rurales, en el Ecuador la normativa indica que la presión sonora no deberá exceder el nivel de ruido de fondo en 10 dB (A). Por otro lado al ser los valores presentados productos de cálculos teóricos, en la práctica se espera que a unos cuatrocientos metros el ruido quede enmascarado por el ruido de fondo proveniente de pájaros personas o vehículos (Izquierdo, 2008).



Gráfica 2.4 Niveles de ruido para un aerogenerador de 1 MW y 3 MW a una distancia determinada.

Fuente: Realizado en base a los datos de (Rodríguez, y otros, 2003), (Creus Solé, 2008), TULAS³⁶

Puesto que las molestias debidas al ruido también dependen de los valores de tiempo de exposición los límites anteriores podrían ser validos si no se superan en 90 % de tiempo de operación del parque (Creus Solé, 2008).

2.4.4 EROSIÓN

Se estima que menos del 1/3 a 1/5 de toda el área que ocupa un parque es intervenida (Creus Solé, 2008), sin embargo el movimiento de tierras para la construcción de carreteras, enterramiento de cableado, cimentaciones, y construcción de servicios auxiliares pueden ocasionar erosión. El diseño de toda la infraestructura es fundamental, por ejemplo las pistas deberán tener un ancho justo para el paso de un camión de grandes dimensiones, o grúas para el mantenimiento (Izquierdo, 2008). Las vías y plataformas deben soportar más de 500 toneladas, debido a la grúa utilizada para el montaje del aerogenerador. Una vía típica tiene un ancho de 5 a 6 m., y pueden extenderse hasta 12 m., en el caso de curvas cerradas. Junto a las zapatas de soporte de la torre, van plataformas de montaje³⁷ de 30x25

³⁶ Texto Unificado de la Legislación Ambiental Secundaria del Ministerio del Ambiente del Ecuador, Libro VI, Anexo 5, "Límites permisibles de niveles de ruido Ambiente para fuentes fijas y fuentes móviles y para vibraciones", Quito, Ecuador, 2003.

³⁷ Las plataformas de montaje de los aerogeneradores son aquellos lugares donde se van a posicionar las grúas de montaje de los aerogeneradores (Apuntes de Clase del Master en Energías Renovables, U. León. 2010).



m. para plataformas paralelas a la vía y 30x30 m. si son plataformas de final de vial³⁸. En el caso de las zapatas, las excavaciones se realizan en un área de alrededor de 11x11 m. con profundidades³⁹ de 3 m. Los datos anteriores dependerán de las especificaciones del fabricante y de la máquina a emplazar. Las vías junto con las plataformas deberán estar presentes no solo en la etapa de construcción sino en el funcionamiento del parque pues en las labores de mantenimiento será necesario el ingreso de equipo pesado. Otro factor que puede ocasionar erosión, son las excavaciones de las zanjas para el tendido de cables eléctricos, que cruzan todo el parque y no necesariamente se las hace siguiendo el recorrido de las vías. Para evitar la erosión se debe planificar en el proyecto la construcción de cunetas y drenajes, además de la implantación capas vegetales para que retengan la fuerza erosiva de la escorrentía superficial, y para que mantenga una capa de suelo para el asentamiento de vegetación. Durante la fase de obra, la maquinaria debe transitar únicamente por la superficie donde se construirán las vías y donde se asentarán los aerogeneradores. Debe evitarse tener descubierto las superficies de suelo, aplicando capas edáficas y mallas de fibras naturales. Las escombreras se concentrarán en sitios específicos para disminuir así la superficie de suelo vulnerable a la erosión (Calvo, 2010).

2.4.5 INTERFERENCIAS ELECTROMAGNÉTICAS

Los materiales con los que se construyen las palas y las torres, pueden producir efectos de reflexión de las ondas de radio, televisión o microondas, que distorsionan la señal entre el transmisor y el receptor. Palas metálicas, de plástico reforzado con vidrio, o con piezas metálicas, así como torres prismáticas (paredes planas) pueden provocar interferencia en las señales de los sistemas de comunicación. Otro factor que incrementa la interferencia es la forma de las torres; así las torres que presentan partes planas el efecto de interferencia puede incrementarse. Para disminuir estos impactos, las palas se fabrican de poliméricos y de fibras no metálicas⁴⁰, mientras que en el caso de las torres se recomienda el uso de torres cilíndricas redondeadas.

³⁸ Son plataformas que están junto a la base de las zapatas de los generadores eólicos y no están en la dirección paralela a las vías.

³⁹ Datos obtenidos de las especificaciones de Gamesa Eólica.

⁴⁰<http://www.rewindenergy.com/es/wind.html>. Revisado el 10 de Octubre de 2011



(Velazco, 2009). Las palas modernas se fabrican de plástico reforzado con fibra de vidrio y con carbono son transparentes a las ondas electromagnéticas y su interferencia es menor (Creus Solé, 2008).

2.4.6 IMPACTO SOCIAL

La contribución energética y el menor impacto sobre el medioambiente pueden considerarse como los atractivos principales de esta tecnología sobre la sociedad (Ver Gráfica 1,1). El empleo que crea, suele ser continuamente analizado, no solo en la etapa de operación sino en toda la cadena de producción de la tecnología eólica. En el Ecuador sin embargo la aportación al empleo será marginal, y por sobre todo estará presente en la operación y mantenimiento, a lo largo de la vida útil del parque. La Tabla 2.5, presenta una aproximación de los empleos y las emisiones de CO₂, evitadas bajo un posible escenario de funcionamiento de algunos proyectos eólicos.

Tabla 2.5 Generación de empleo y emisiones evitadas en un posible escenario de proyectos en operación.

Fuente: Plan de Energías Renovables de España (2005-2010), (Tech4cdm, 2009), (Rodríguez, y otros, 2003)

Escenario posible de proyectos eólicos en operación en Ecuador	MW	Empleos (O&M)	Empleos (Construcción)		Emisiones de CO ₂ evitadas (TON/Año)
			Directos	Indirectos	
<i>OPORTUNIDADES EÓLICAS EN GALÁPAGOS</i>					
San Cristóbal	2,4	1	8	23	3972,9
Baltra	2,25	1	7	22	3724,6
<i>OPORTUNIDADES EÓLICAS EN EL CONTINENTE</i>					
Salinas	15	6	49	146	24830,7
Huascachaca	30	12	98	293	49661,3
Villonaco	15	6	49	146	24830,7
Las Chinchas	10	4	33	98	16553,8
Membrillo	45	18	146	439	74492,0
Total	119,65	48	389	1167	198066

Calculado a razón de:

Operación y mantenimiento = 0.4 empleos/MW; Construcción = 13 empleos/MW (0.25 directos y 0.75 indirectos)

Factor de carga de una central eólica: 0.2 a 0.4; se usa un promedio de 0.3 y con la utilización del factor de emisión de generación eléctrica del Ecuador.



Considerando los datos de la Matriz Energética del Ecuador, y un escenario en el cuál los proyectos anteriores estarían operando; en el 2020, estos, apenas representarían alrededor del 2 % de la potencia instalada de generación.

Ecuador es una economía emergente, y la puesta en funcionamiento de proyectos con generación eólica, contribuiría al desarrollo sostenible, sin embargo el desarrollo de la industria eólica tiene inconvenientes para su desarrollo, por la alta dependencia a los combustibles fósiles (15 % del producto interno bruto) y la alta penetración hidroeléctrica. A más de ello la falta de investigación y desarrollo en esta área son limitantes para que no se concreten los proyectos. El éxito de la implantación de generación eólica en el Ecuador dependerá de los incentivos económicos, el capital humano, el marco legal, (Espinoza, y otros, 2010), así como de un modelo de negocio eléctrico que garantice la rentabilidad de las inversiones. Son esos los aspectos que el presente estudio pretende analizar en detalle.

Otros aportes destacados de esta tecnología son los recursos económicos que se aportarán a los municipios rurales en donde se instalen estos proyectos, ya sea vía impuestos o por el incremento o aparición de nuevos focos turísticos (Izquierdo, 2008).

El análisis del desarrollo de la industria eólica en el Ecuador se analiza con mayor detalle en el Capítulo 4.

2.5 REQUISITOS DE CONEXIÓN

La interconexión a la red de un parque eólico puede ser crítica y depende en gran parte de la cantidad de máquinas que se conecten. Comercialmente las potencias que se pueden instalar, dependiendo del recurso disponible pueden ser de 300 kW hasta los 2000 kW. Una granja eólica es un conjunto de aerogeneradores conectados en paralelo a los sistemas convencionales de generación. Para medir su incidencia en una red eléctrica integrada se utilizan el Grado de Penetración de la Energía Eólica (GPE) en función de una demanda dada (CAMMESA, Sin fecha de publicación):



$$GPE = \frac{Potencia\ Eólica}{Potencia\ Eólica + Potencia\ Convencional}$$

Ecuación 2.2

Con los datos presentados en el Numeral 1.4, para el Ecuador se tiene un GPE del 0 % (no cuenta la central en Galápagos pues no está conectada al SNI, si se la consideraría el GPE sería el 0.05 %), si estuviesen en funcionamiento los 50 MW, que se pretende instalar para el 2015, el GPE sería 1 %. Este valor está muy por debajo del 15 % aceptado por las empresas como el límite para mantener márgenes adecuados de calidad de potencia (CAMMESA, Sin fecha de publicación). Esta restricción se debe a la variabilidad e intermitencia del recurso, que pueden llegar a perturbar a las redes a las que se interconectan.

Debido a las características de intermitencia de la generación eólica, tradicionalmente se considera que no pueden ofertar potencia firme. Mientras mayor sea la potencia eólica, la intermitencia podría desequilibrar a la red. La dependencia de la velocidad del viento (al cubo), hacen que un error en la predicción altere significativamente el resultado de la generación esperada. Por esta característica se requiere de generación convencional de reserva para cuando no se disponga de la generación eólica. Es decir, para mantener la confiabilidad del sistema se necesita reserva, pero en contra partida demasiada reserva incrementa los costos de generación (CAMMESA, Sin fecha de publicación).

La combinación de las unidades cuyos costos de operación son menores (hidroeléctricas) y las unidades con costos de operación mayor (térmicas), permiten abastecer la demanda de energía eléctrica (las técnicas de despacho y predespacho permiten determinar que unidades deben operar, en base a restricciones técnicas del sistema y del parque generador). En el caso ecuatoriano las unidades hidroeléctricas son de arranque rápido, mientras que las térmicas (salvo las térmicas a gas) son de arranque lento. El objetivo es encontrar que las unidades operen de forma que se satisfaga la demanda, dentro de los parámetros técnicos establecidos y con costos de producción mínimos (CAMMESA, Sin fecha de publicación).

Las centrales térmicas entran a operar para cubrir la demanda horaria de energía, pero su entrada está condicionada entre otras, al costo de producción, a sus planes de mantenimiento y a la época del año. El mantener una cantidad adecuada de unidades operativas para el caso valle o pico del sistema es fundamental, para regular los costos de producción. La entrada de centrales eólicas al sistema exige una predicción del viento lo más exacta posible, puesto que un pronóstico errado repercutirá en una inadecuada planificación de la reserva, es decir en los costos operacionales (CAMMESA, Sin fecha de publicación). En definitiva, las fluctuaciones de potencia de un parque eólico pueden afectar a los costos de operación y a la estabilidad de la red a la que está interconectada, por ello para su interconexión es indispensable considerar ciertos parámetros, para evaluar la calidad de potencia suministrada. Por otro lado, los lugares en donde se instalan los parques eólicos son sitios en donde las redes pueden ser débiles (la instalación está ligada a la existencia del recurso); este hecho puede hacer que los problemas técnicos se acentúen. En ese mismo sentido por las redes y los niveles de tensión a los que se conectan hacen que se considere como generación distribuida⁴¹.

En función de los niveles de tensión (Ferrer Gallardo, 2004), y considerando la normativa ecuatoriana, la Figura 2.3, muestra la potencia transmisible en sistemas de potencia según el nivel de tensión y se hace una comparativa con lo establecido en el Ecuador y Alemania.



Figura 2.3 Potencia transmisible en sistemas de potencia según el nivel de tensión.

Fuente: Elaborado en base a (Ferrer Gallardo, 2004)

⁴¹ La generación distribuida se define como una fuente de potencia eléctrica conectada a las redes de distribución o en las instalaciones de los consumidores. En el caso Español, centrales de potencias inferiores a 50 MW. Los niveles de tensión están determinados por las normativas nacionales (Rodríguez, y otros, 2003).



Un parque eólico se interconecta con la red eléctrica a través de una red propia (6, 10 o 20 kV) en un punto determinado, luego la tensión se puede elevar a valores de 45 kV, 66 kV, 132 kV o 220 kV (Rodríguez, y otros, 2003).

Al igual que en la generación convencional, en la generación eólica, la frecuencia, la tensión y la potencia aportada a la red es analizada por medio de modelos estáticos; mientras que en el caso de la potencia activa y reactiva al depender de la velocidad del viento, hace que las máquinas trabajen en régimen transitorio constante; por ello se analiza la calidad de potencia del parque eólico (Zubia Olaska, 2003). En el Ecuador, la calidad del suministro de energía eléctrica está establecida legalmente, y debe cumplir ciertos parámetros. En los numerales que siguen se presentan los parámetros que se debería considerar al momento de interconectar generación eólica, y se va analizando caso por caso, los requisitos que contempla la normativa ecuatoriana, así como se anotan en forma general aquellos que se deben asumir con la entrada de este tipo de generación.

Como se verá, varios de los requisitos que se deberían considerar al momento de la interconexión con una red, al momento no son incluidos en la normativa nacional, por ello se deberán acoger estándares internacionales. Por otro lado, tal como se anota en las Regulaciones (CONELEC, 2000; 2002; 2004; 2006; 2011), los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por este tipo de generación, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales.

2.5.1 POTENCIA ACTIVA Y CONTROL DE FRECUENCIA

Las variaciones de frecuencia se producen por desequilibrios entre la generación y consumo. La frecuencia en los sistemas interconectados suele ser estable, en el caso ecuatoriano un marginal aporte a la generación por centrales eólicas no alteraría el equilibrio. En el caso de los generadores eólicos conectados a redes de distribución el disparo de interruptores de conexión, o accionamiento del regulador del generador provocará en el primer caso la salida del mismo y en el segundo la compensación generación carga (Rodríguez, y otros, 2003).



En el Ecuador, si el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) solicita la variación de la potencia activa de un generador, esta se la realizará de tal forma que no tenga en cuenta las variaciones de la frecuencia fuera de los límites establecidos en operación normal. Siendo los rangos de frecuencia admisible los indicados en la Figura 2.4 (Regulación 006/00, 2000).

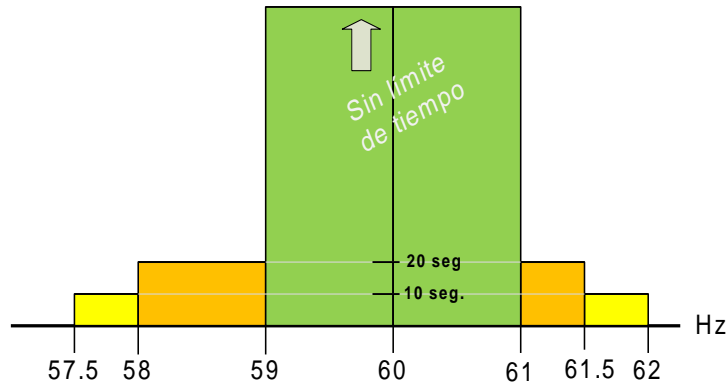


Figura 2.4 Límites de frecuencia en la operación de generadores
Fuente: Desarrollado en base a (Regulación 006/00, 2000)

Además se establece que en el caso de no actuación de los relés instantáneos de desconexión el rango será entre 57.5 y 62 Hz.

La potencia generada y la frecuencia de los generadores eólicos convencionales se controlan a través de la potencia mecánica entregada a la turbina, que es aleatoria pues depende de la velocidad del viento. La Ecuación 2.1, indica que la relación entre la potencia y la velocidad del viento es cúbica. El control en el caso de los aerogeneradores se lo hace con el diseño o el giro de la pala (Zubia Olaska, 2003)

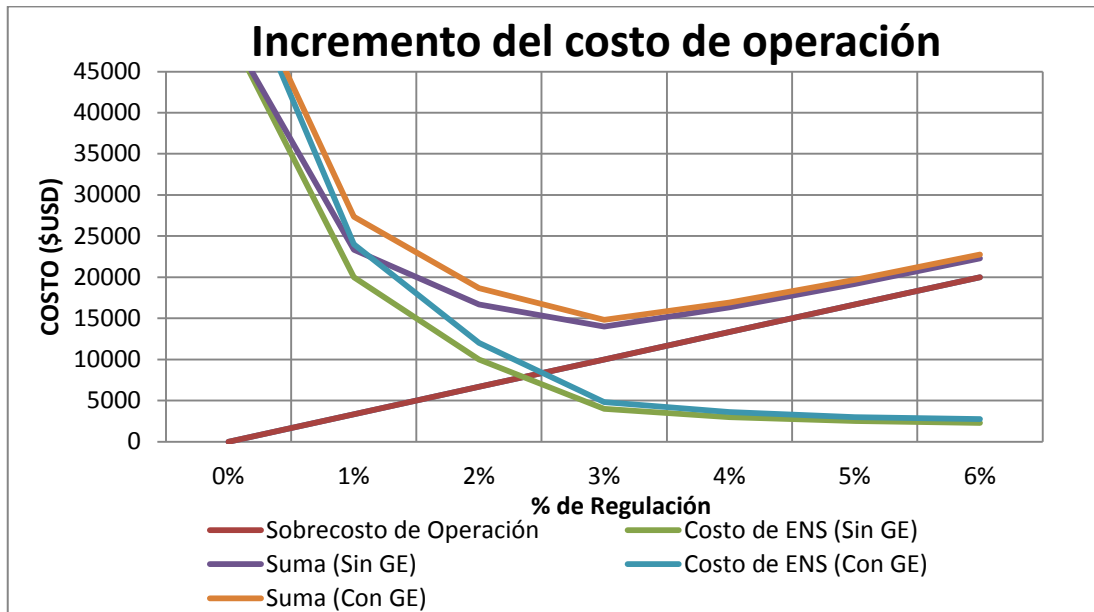
En el Ecuador la reserva rodante de potencia permite regular la frecuencia y otro nivel de reserva garantiza la seguridad del sistema eléctrico. Como se mencionó, la entrada de centrales eólicas al sistema exige una predicción del viento lo más exacta posible, puesto que un pronóstico errado repercutirá en una inadecuada planificación de la reserva, es decir en los costos operacionales. De esta forma, las fluctuaciones de potencia de un parque eólico pueden afectar a los costos de operación y a la estabilidad de la red a la que esta interconectada. El CENACE determina la reserva rodante mediante estudios estacionales, en función de la disponibilidad de las



máquinas, la energía no suministrada de corta duración, por fallas aleatorias en el equipamiento o por las desviaciones de demanda. Como se mencionó a mayor reserva rodante los costos de operación se incrementan pero el costo derivado de la falla será menor (y viceversa, por supuesto).

En el caso de la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)⁴², se la considera como óptima, cuando se tiene una reserva que permita que el porcentaje de regulación alcance el mínimo costo correspondiente al sumatorio de los sobrecostos de operación y los costos de energía no servida (por variación de la demanda o pérdida de generación) (Regulación 006/00, 2000). Si se considera la entrada de centrales eólicas, la indisponibilidad por falta de recurso conduciría al incremento por la energía no servida, y por tanto el mínimo costo se incrementaría, tal como se ejemplifica en la Gráfica 2.5, en donde se puede notar un incremento del mínimo de la sumatoria del sobrecosto de operación y los costos de energía no servida con generación eólica (Con GE). Sin duda el costo de energía no suministrada (ENS), correspondiente a la falta de generación eólica estaría definido por un estudio fuera del alcance de este documento, pero las investigaciones muestran que la confiabilidad de los sistemas se degradan mientras más potencia convencional es reemplazada por potencia eólica (Zhu, y otros, 2009).

⁴² Su función principal es tratar de modificar automáticamente la generación en forma rápida absorbiendo los desbalances de potencia provocados por perturbaciones en el sistema (variaciones de la demanda o salidas de servicio intempestivas de generadores).



Gráfica 2.5 Ejemplo de incremento de costos de operación con la entrada de generación eólica.

Fuente: Realizado en base a la información de (Regulación 006/00, 2000)

En el caso de la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)⁴³, que opera luego de 20-30 segundos de haberse producido la contingencia, serán las unidades habilitadas para este fin las que aporten con la reserva (o únicamente la Central Hidroeléctrica Paute mientras el resto no disponga de equipamiento).

La reserva fría (que es la parte de la reserva no rodante hidroeléctrica o térmica, que puede alcanzar la potencia disponible en un tiempo no mayor a 15 minutos) es la unidad de generación de mayor potencia despachada, que permitirá controlar las sobrecargas o cubrir los desvíos prolongados de demanda y oferta. El aporte de generación eólica al no ser energía despachada y puesto que a mediano plazo se prevé será marginal no afectará en gran medida la modificación de este parámetro en el manejo del sistema eléctrico nacional.

⁴³ Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a los valores pronosticados para el sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF.



2.5.2 NIVELES DE TENSIÓN

El cambio de velocidad del viento en un emplazamiento es generalmente lenta (transiciones superiores a 10 segundos), y repercuten en las variaciones de tensión de la misma manera. La variación de velocidad media del viento ocasiona un cambio en la potencia activa y reactiva de salida, que da lugar a una variación de tensión en los terminales de salida del aerogenerador (Rodríguez, y otros, 2003), (Ackermann, 2005):

$$\Delta U = \frac{R \cdot \Delta P - X \cdot \Delta Q}{U_0^2}$$

Ecuación 2.3

Donde

ΔU , es la variación de tensión (%).

R, es la parte resistiva de la red (Ω).

X, es la parte reactiva de la red (Ω).

U_0 , es la tensión al extremo de la red (V).

ΔP , es la potencia activa asociada a la red (W).

ΔQ , es la potencia reactiva asociada a la red (VA).



Al instalar parques eólicos se necesita hacer un análisis de la variación de la potencia generada ya que esta puede variar en un rango de potencia amplio, debido a la variación de la velocidad del viento y a las paradas del sistema (Zubia Olaska, 2003).

En la Ecuación 2.3, se observa que la variación de tensión depende de la impedancia de la red, que depende de la carga conectada. Los rangos de variación dependen de las regulaciones establecidas en los diferentes países, por ejemplo la normativa española (norma UNE 21-301-91: "Tensiones nominales de las redes eléctricas de distribución pública en baja tensión) recomienda que a niveles de distribución, los valores de tensión no deben diferir de un ± 10 %. Así también el estándar IEC 60038 (International Electrotechnical Commission. IEC Standard Voltages.), indica que la variación permitida respecto a la nominal debe ser de ± 10 % (Zubia Olaska, 2003).

En el Ecuador se establece que el nivel de voltaje de las barras y el factor de potencia de las cargas conectadas al sistema de transmisión, estarán determinadas por la (Regulacion004/02, 2002), en donde se indica que el CENACE y los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un estudio fijarán los niveles de voltaje en cada barra del SNI y los valores del factor de potencia que deben presentar los Distribuidores y Grandes Consumidores en sus puntos de conexión con el Transmisor o Distribuidor. Así en el Oficio No. DE-08-0557 CONELEC del 26 de marzo del 2008, se establecen las bandas de voltaje según como lo indica la Tabla 2.6:

Tabla 2.6 Bandas de variación de voltaje.
Fuente: (TRANSELECRIC, 2009)

Barra	230 kV	138 kV	69 kV 46 kV 34.5 kV	500 kV
Banda (%voltaje nominal)	+7 % -5 %	+7 % -5 %	+3 % -3 %	+5 % -10 %



En cuanto a las curvas de capacidad⁴⁴ según la información operativa del SNI, los generadores deberán enviar al CENACE las curvas actualizadas, indicándose las zonas seguras de operación en estado estable. Así los generadores mantendrán la producción de la potencia reactiva y/o niveles de voltaje en las barra limitadas por dichas curvas.

Según (Afonso, y otros, 2010), las curvas capacidad de los generadores (en los generadores síncronos) modernos presentan características para hacer frente a los requisitos impuestos por los operadores de los sistemas, por lo que se espera que las tecnologías existentes estén dentro de los requisitos nacionales.

En los procedimientos de despacho ecuatorianos se establece que el control de voltaje deberá ser permanente y se evitará que se excedan los límites establecidos, minimizando el transporte de potencia reactiva, así mismo los generadores, deben suministrar la potencia reactiva y/o niveles de voltaje en barras, salvo que las condiciones de operación no lo permitan (Regulación 006/00, 2000).

A nivel de distribución, la (Regulación 004/01, 2001), establece los límites de variación de tensión Tabla 2.7.

**Tabla 2.7 Variaciones de voltaje admitidas con respecto al voltaje nominal
Fuente: (Regulación 004/01, 2001)**

Niveles de voltaje	Límites
Alto Voltaje	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 8,0 %
Bajo Voltaje. Rurales	± 10,0 %

⁴⁴ La curva de capacidad también se le conoce como carta de operación del generador y en ella se pueden determinar las diferentes combinaciones de megavattios y megavars que pueden ser producidos por el generador a diferentes factores de potencia y ángulos de torque (δ). Los vars positivos son suministrados por el generador y es la zona de sobreexcitación donde el generador funciona con factor de potencia inductivo, y los vars negativos son alimentados dentro del generador desde el sistema de energía y es la zona de subexcitación donde el generador trabaja con factor de potencia capacitivo. Estas curvas de capacidad son estrictamente una función de los parámetros de diseño de la máquina sincrónica y no consideran las condiciones de operación de la unidad de generación y del sistema como factores limitantes



2.5.3 POTENCIA REACTIVA

En los parques eólicos conforme aumenta la potencia activa generada, el flujo de la potencia reactiva puede causar problemas en las redes débiles. En máquinas asíncronas (estos solo tienen factor de potencia inductivo) directamente se soluciona instalando baterías de condensadores para mejorar el factor de potencia de los parques, sin embargo paralelamente pueden generar problemas de sobretensión y resonancias (Zubia Olaska, 2003). Otra posible solución consiste en instalar sistemas de electrónica de potencia entre el estator y la red (Rodríguez, y otros, 2003).

En el caso de los generadores síncronos estos pueden variar la potencia activa y reactiva en forma independiente, limitados bajo su curva de capacidad (P-Q).

Varias normativas especifican que para mantener la tensión de barras en un valor de consigna dado el factor de potencia debe estar entre 0.975 (inductivo) y 0.975 (capacitivo). En otros casos la limitación considera el tipo de generador, en caso asíncrono se pide que sea mayor a 0.86 y en los síncronos 0.8 (inductivo) 0.8 (capacitivo) (Rodríguez, y otros, 2003), (Zubia Olaska, 2003).

En el Ecuador, la (Regulacion004/02, 2002), establece varios requisitos en este sentido:

- Las máquinas en caso de solicitud deberán entregar reactivos hasta el 95 % del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva).
- En caso de ser necesario se entregará el 100 % de reactivos, establecidos en las curvas P-Q de sus unidades, en períodos de hasta 30 minutos.
- El tap del transformador se lo cambiará con la finalidad de aprovechar al máximo la producción de potencia reactiva.
- Los generadores que puedan suministrarán reactivos, operarán como compensadores síncronos.

La (Regulación 006/00, 2000), indica además que en caso de la modificación de la potencia reactiva de un generador, esta será de tal forma que en condiciones de



operación normal no supere en ± 2 kV el voltaje de la barra de alto voltaje del generador.

En el caso de los generadores eólicos, por su variabilidad en el funcionamiento, para que no se afecte a la operación normal de la red, serían otros los agentes del MEM, según lo establece la regulación los que aportarían con potencia reactiva adicional. Las regulaciones vigentes no considera el factor de potencia en el caso de la generación, y más bien lo hacen para las cargas: para grandes consumidores conectados a la red de transporte, siendo los límites: ≥ 0.96 inductivo para demanda media⁴⁵ y punta⁴⁶; 0.99 o menor inductivo para demanda base⁴⁷. Y en el caso de la red de distribución ≥ 0.95 inductivo en el primer caso y 1 o menor inductivo para demanda base. Mientras que para el resto de consumidores no debe ser inferior a 0.92 (TRANSELECRIC, 2009).

2.5.4 REQUERIMIENTOS SOBRE CALIDAD DE ONDA

Se considera que la energía eléctrica trifásica debe tener una perfecta calidad, entendiéndose por esta que sea uniforme, puramente sinusoidal con amplitud y frecuencia constante. Por ello se debe evitar perturbaciones que afectan estas condiciones en la calidad de onda del suministro eléctrico (Rodríguez, y otros, 2003).

En general la energía eléctrica que proviene de las centrales tradicionales se la considera como perfecta, sin embargo se producen anomalías por las cargas y por la red de transporte. Otro es el caso de la generación eólica, pues esta, produce una serie de perturbaciones que alteran la forma de onda ideal, de la señal de tensión, principalmente por la variabilidad del viento (Rodríguez, y otros, 2003). Las características anotadas hacen que incluso la penetración eólica sea restringida para evitar deterioro en la calidad del suministro de energía.

⁴⁵ Es igual a la energía necesaria en MWh en el año dividida entre el número de horas del año.

⁴⁶ Valor máximo de las demandas horarias en un periodo.

⁴⁷ Demanda horaria mínima dentro de cierto periodo.



2.5.4.1 FLUCTUACIONES DE TENSIÓN Y FLICKER

Las fluctuaciones de tensión son aquellas variaciones del valor eficaz de la tensión que no exceden del $\pm 10\%$ del valor nominal y su variación va desde los milisegundos hasta los 10 segundos. El flicker (0.05 a 35 Hz) se considera como el efecto más perjudicial que ocasionan las fluctuaciones de tensión, y está definido como la percepción de la variación de la luminosidad de una lámpara ocasionada por las fluctuaciones de tensión de la alimentación, que puede ocasionar una sensación molesta. Esta fluctuación puede depender de la amplitud, la frecuencia y de su duración (Rodríguez, y otros, 2003).

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC 61000-4-15, Flickermeter—Functional and Design Specifications), indica que para la cuantificación del flicker existen dos índices básicos:

- P_{st} : índice de severidad del flicker de corta duración (10 minutos de observación).
- P_{lt} : índice de severidad del flicker de larga duración (2 horas de observación). Y se calcula:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} P_{st1}^3}{12}}$$

Ecuación 2.4

Siendo el límite para el cuál no resulta perceptible $P_{st} = 1$

Según la norma IEC 61000-3-7 (Assessment of Emission Limits for Fluctuating Loads in MV and HV Power Systems.), los niveles de flicker de emisión⁴⁸ y planificación⁴⁹ se definen en la Tabla 2.8:

⁴⁸ Es la relación entre el Nivel de Compatibilidad y el Límite de Emisión.

⁴⁹ Los niveles de planificación se utilizan en las redes de media y alta tensión y representan objetivos internos de las compañías eléctricas. Se emplean en el diseño de las redes.



Tabla 2.8: Niveles de flicker según la IEC
Fuente: (Ferrer Gallardo, 2004)

Factor de flicker	Nivel de planificación		Nivel de emisión
	MT	AT	MT y AT
P_{st}	0.9	0.8	0.35
P_{lt}	0.7	0.6	0.25

La norma “Guía sobre la calidad de la onda en las redes eléctricas”, de la UNE (Unificación de Normas Españolas), indican los niveles de compatibilidad electromagnética presentada en la Tabla 2.9:

Tabla 2.9 Niveles de flicker según la UNE
Fuente: (Rodríguez, y otros, 2003)

Nivel de tensión	P_{st}	P_{lt}
<1kV	1	0.8
1kV a 30 kV	1	0.8
>30 kV	0.8 a 0.9	0.65 a 0.8

La evaluación del flicker (IEC 61400-21 Wind Turbine Generator Systems. Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbine) producido por un aerogenerador se basa en establecer una red ficticia, que permite eliminar la influencia de las cargas, y del tipo de red a la que está conectada la turbina (Rodríguez, y otros, 2003).

Dos son las causas de que se producen fluctuaciones de tensión en los aerogeneradores (Ferrer Gallardo, 2004), (Rodríguez, y otros, 2003):

1. **Operación en continua:** En este caso son producidas por la variación de la potencia debido a la variación del viento (turbulencia), el efecto sombra de la torre del aerogenerador y las propiedades mecánicas de la turbina. Este es más crítico en redes débiles, y en redes resistivas (depende del ángulo de impedancia). Al contrario de las máquinas de velocidad fija que no consiguen



eliminarlo, las máquinas de velocidad variable reducen su efecto por medio de la electrónica de potencia (Rodríguez, y otros, 2003).

En este caso se define el *coeficiente de flicker*, c como una medida normalizada de la máxima emisión de flicker de una turbina eólica en operación continua, y depende de los valores de P_{st} y de la potencia de cortocircuito de la red ficticia así como de la potencia nominal de la turbina. C permite calcular los P_{st} , si se considera el funcionamiento de varias turbinas eólicas (Rodríguez, y otros, 2003). Se establece que el análisis del coeficiente de emisión de flicker se debe realizar para distintas velocidades de viento y distintos valores de impedancias. Tras calcular la variación de la tensión, la norma IEC 61000-4-15 (Flickermeter—Functional and Design Specifications) especifica el modo de analizar la severidad del flicker (Zubia Olaska, 2003). Por otro lado en operación continua P_{lt} , no resulta relevante (se considera que las condiciones de viento permanecen estables en un periodo de 2 horas), pues resulta igual al P_{st} .

- Operación en maniobra:** Las maniobras (conexión y desconexión) producen flickers. La norma IEC 61400-21 (Wind Turbine Generator Systems—Part 21: Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines) define dos coeficientes para el flicker debido a maniobras: k_u y k_f , además indica la forma de predecirla en base a simulaciones. El flicker también depende de la potencia de cortocircuito y el ángulo de impedancia de la red. El factor de variación de tensión $k_u(\psi)$, toma en cuenta la caída de tensión que pudiera originarse en los transitorios de conexión y desconexión y permite determinar la variación de tensión que se produce en la conexión de la turbina. El factor de escalón del flicker $k_u(\psi)$, permite calcular un escalón de tensión producido por un flicker equivalente al que produce un transitorio.

En la Tabla 2.10, se presentan algunos detalles adicionales especificados en la norma IEC 61400-21.



DENOMINACIÓN DE PARÁMETROS

P_{lt}=Índice de severidad de flicker de larga duración
P_{st}= Índice de severidad de flicker de corta duración.
 Calculado bajo las especificaciones de la norma 61000-4-15.
P_{stΣ}=Índice de severidad de corta duración en operación continua.
NT= Número de turbinas en el parque eólico
S_k=Potencia aparente en cortocircuito d la red.
S_n=Potencia aparente nominal de la turbina.
C=Coeficiente de flicker
 ψ =ángulo de impedancia de la red (se evalúa para 30°, 50°, 70° y 85°).
 $\Delta U/U_n$ =Variación de la tensión
U_n=Tensión nominal.
K_u= factor de variación de tensión
U_{fic,max}=Tensión máxima de fase neutro en una red ficticia con potencia de cortocircuito S_k.
U_{fic,min}=Tensión mínima de fase neutro en una red ficticia con potencia de cortocircuito S_k.
N₁₀=Máximo número de arranques en 10 minutos.
N₁₂₀=Máximo número de arranques en 120 minutos.
K_f=factor de escalón de flicker
T_p=Duración de la variación de tensión debido a la duración de la maniobra.

Tabla 2.10 Parámetros de cálculo de flicker
Fuente: (Ackermann, 2005), (Rodríguez, y otros, 2003)

ECUACIONES RELACIONADAS

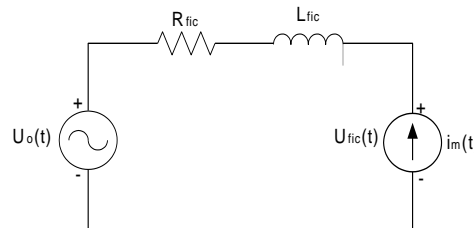
$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} P_{sti}^3}{12}}$$

$$P_{st\Sigma} = P_{1t\Sigma} = \frac{1}{S_k} \cdot \sum_{i=1}^{12} C(\psi_k) \cdot S_{n,i}^2$$

$$\frac{\Delta U}{U_n} = k_u(\psi) \cdot \frac{S_n}{S_k}$$

$$P_{st} = \frac{18}{S_k} \cdot \sum_{i=1}^{N_T} N_{10} \cdot k_{f,i} \psi_f \cdot S_{n,i}^{3.2}$$

$$P_{lt} = \frac{8}{S_k} \cdot \sum_{i=1}^{N_T} N_{120} \cdot k_{f,i} \psi_f \cdot S_{n,i}^{3.2}$$



$$S_{k, fic} = \frac{U_n^2}{R_{fic}^2 + X_{fic}^2}$$

$$\tan(\psi_k) = \frac{X_{fic}}{R_{fic}}$$

$$k_u \psi_k = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{fic,max} - U_{fic,min}}{U_n} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n}$$

$$k_f \psi_f = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \cdot P_{st, fic} \cdot T_p^{0.31}$$

Red ficticia especificada en la norma IEC 61400-21 para el cálculo de la tensión ficticia:
 U_o=Tensión eficaz sin flicker.
 U_{fic}= Tensión ficticia.
 i_m=Corriente introducida por el aerogenerador.
 R_{fic}=Resistencia ficticia.
 X_{fic}=Reactancia ficticia.



La (Regulación 003/08, 2008) del CONELEC, establece parámetros de calidad de potencia para las Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores conectadas directamente al sistema de transmisión. En el Artículo 3.1.2, indica que el Transmisor supervisará el contenido armónico y balance de voltajes en los puntos de conexión del sistema de transmisión con los agentes generadores, distribuidores y grandes consumidores. Sin embargo, no se hace referencia a las evaluaciones del flicker.

En el caso de los sistemas de distribución, la (Regulación 004/01, 2001), establece que para la evaluación del flicker, el índice de Severidad de Flicker de Corta Duración (P_{st}), definido de acuerdo a las normas IEC, con un límite que no debe superar la unidad. La determinación de este índice se establece para su evaluación en el sistema de distribución, y no hace referencia a sistemas de generación embebidos en esta parte del sistema eléctrico.

2.5.4.2 DESEQUILIBRIO DE FASES

La norma EN 50160 (Voltage Characteristics in Public Distribution Systems), establece que para baja y media tensión, el valor de la componente inversa⁵⁰ no debe exceder el 2 % de la componente de secuencia directa durante el 95 % del periodo de observación en una semana. En el caso de los aerogeneradores dotados con convertidores electrónicos, el desequilibrio puede provocar la inyección de armónicos de corriente de secuencia inversa, que a su vez originará desequilibrio en la tensión. Si el desequilibrio de corriente es excesivo los sistemas de control desconectarán al generador de la red (Rodríguez, y otros, 2003).

En el caso de sistemas eólicos de velocidad fija, las corrientes de secuencia inversa son absorbidas por el generador ocasionando pérdidas y aumento de temperatura, que puede forzar a la desconexión (Ackermann, 2005).

⁵⁰ El grado de desequilibrio en tensión o en corriente se suele definir basándose en el método de las componentes simétricas, como el cociente entre la componente de fase de secuencia inversa y la componente de fase de secuencia directa. El desequilibrio está ligado a la aparición de componentes de secuencia negativa y/o homopolar de frecuencia fundamental en los voltajes de red.



La (Regulación 003/08, 2008) del CONELEC, presenta una ecuación que permite calcular el desbalance en las barras de los sistemas de transmisión que tienen puntos de conexión sobre la base del factor de desbalance de voltaje de secuencia negativa (MV2), definido como el cociente entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva, que es la misma definición indicada en la norma europea, con la diferencia que el límite aceptable es el 1.3 %.

En el Ecuador a nivel de distribución no se registra el desbalance en las regulaciones consultadas. Es de anotar que estos desbalances son provocados principalmente por la conexión de cargas monofásicas en sistemas trifásicos, o por la desconexión de una fase en un banco de condensadores.

2.5.4.3 TRANSITORIOS Y SOBRETENSIONES

Las sobretensiones transitorias o impulsos de tensión, son variaciones bruscas del valor instantáneo de la tensión, que pueden llegar a ser varias veces superiores al valor nominal. Son variaciones que se dan entre algunos microsegundos a diez milisegundos. Los transitorios son más problemáticos en el caso de aerogeneradores conectados directamente a la red de media tensión, sin embargo los inconvenientes se reducen si se conectan a la red a través de un transformador. Además las sobretensiones pueden ser provocadas por operaciones de apertura y cierre, descargas atmosféricas internas en el parque o conexión de condensadores entre otras (Rodríguez, y otros, 2003).

Al momento de arrancar las máquinas puede producirse un transitorio de hasta 300 % de la corriente nominal durante un periodo de varios segundos, esto provoca un consumo elevado debido a las caídas de tensión en las impedancias de la red, produciéndose un transitorio de tensión (Ferrer Gallardo, 2004). Por este hecho, el arranque de las turbinas suele ser suave, sin embargo la entrada de capacitores puede afectar considerablemente al voltaje de la red, y esta variación puede a su vez afectar a equipos sensibles conectados a la misma (Ackermann, 2005). El diseño de un parque eólico se realiza de tal forma que los cables, aisladores, transformadores, e interruptores consideren límites máximos de tensión transitoria, para que puedan soportar los pulsos de tensión previsible.



2.5.4.4 HUECOS E INTERRUPCIONES BREVES DE TENSIÓN

Un hueco de tensión en un punto de la red, se presenta cuando la tensión de una o más fases cae repentinamente por debajo de un límite establecido (90 %) y se recupera dentro de un tiempo determinado entre milisegundos y varios segundos (IEC 61400-4-30; "Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods,"). Los huecos ocurren en forma aleatoria y se caracterizan por la magnitud de la tensión durante el hueco y por su duración (Rodríguez, y otros, 2003).

Tabla 2.11 Características de los huecos de tensión
Fuente: (Rodríguez, y otros, 2003)

Profundidad	10 % a 30 %
	30 % a 80 %
	> 30 %
Duración	0.01 s a 1 s
	1 a varios segundos

Entre las causas de los huecos están las corrientes de cortocircuito, que provocan la caída de una o más fases. Estas se producen por fallas en el aislamiento, falsas maniobras o cargas atmosféricas. Los huecos de tensión pueden producir anomalías en los sistemas de regulación de velocidad de las turbinas de velocidad variable, pues una caída de las tres fases ocasiona una oscilación de tensión en la etapa de continua y por tanto un aumento de la corriente, y esto a su vez un incremento de la temperatura (Creus Solé, 2008), (Rodríguez, y otros, 2003).

En redes eléctricas con altos índices de generación eólica, se establecen procedimientos para evitar que los generadores eólicos se desconecten ante caídas bruscas de tensión. Por ello se exige que los aerogeneradores soporten sin desconexión los huecos de tensión, monofásicos, bifásicos o trifásicos (Creus Solé, 2008).

Los límites para huecos de tensión están definidos por los diferentes operadores de los sistemas eléctricos en donde hay una considerable penetración eólica; a partir de estas exigencias los requerimientos han hecho que los fabricantes de

aerogeneradores cumplan determinados requisitos para que sus máquinas entren a operar en los sistemas que se requieran. En la Figura 2.5, se indica una curva tensión-tiempo utilizada en los procedimientos de red en España a la cual se sobrepone los la capacidad ante huecos de tensión de un aerogenerador(Creus Solé, 2008), (Afonso, y otros, 2010).

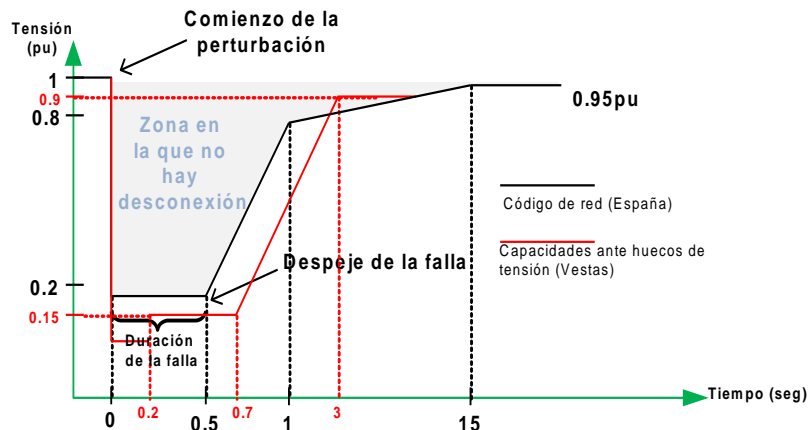


Figura 2.5 Esquema representativo de un código de red (España) y la capacidad ante huecos de un aerogenerador de la marca Vestas. Fuente: Elaborado utilizando información de: (Creus Solé, 2008), (Afonso, y otros, 2010)

Como se observa en la Figura 2.5, los procedimientos definen una zona en la que el generador eólico no debe desconectarse de la red, y la garantía de cómo un fabricante de aerogeneradores indica que su máquina puede soportar el hueco.

De acuerdo con las normas de seguridad, calidad y confiabilidad descritas en la (Regulación 006/00, 2000) del CONELEC:

- En las barras principales del sistema de transmisión el voltaje transitorio no debe estar por debajo de 0.8 (p.u.) durante más de 500 mseg.
- Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en barras de 230 kV y 138 kV no deben ser inferiores a 0.9 p.u.
- El sistema estará diseñado y operado para soportar sin consecuencias graves ante una simple contingencia (n-1). Se entiende por consecuencia



grave si ante la salida de un generador, transformador o línea de transmisión resultará en desviaciones de voltaje superiores a $\pm 10\%$.

- Se debe operar los márgenes de seguridad en la operación para prevenir el riesgo de colapso de voltaje en la red de transmisión.

Las normas descritas como se observa no son comparables a las desviaciones bruscas de tensiones que se presentan en otras normativas. Es decir en el país en la legislación vigente no se prevé el funcionamiento de la generación eólica, y cada caso de instalación de un parque eólico deberá analizarse en forma puntual.

2.5.4.5 ARMÓNICOS E INTERARMÓNICOS

Cuando una fuente de tensión sinusoidal se aplica a una carga no lineal (convertidores electrónicos, hornos de arco o lámparas fluorescentes) se origina una corriente no sinusoidal que al circular por la impedancia del sistema crea una tensión distorsionada. La presencia de armónicos puede causar calentamiento en el neutro, en los transformadores de distribución o provocar mal funcionamiento de los equipos electrónicos de telecomunicaciones, protecciones, así como resonancia en las baterías de los condensadores utilizados para mejorar el factor de potencia (Rodríguez, y otros, 2003), (Ackermann, 2005).

Según la norma IEC 61400-21, un aerogenerador de inducción conectado a la red no produce armónicos apreciables. La aparición de armónicos, sin embargo, se puede presentar en turbinas de velocidad variable por el funcionamiento de los arrancadores electrónicos, pero por su mínimo funcionamiento se considera que los armónicos son despreciables. En un parque eólico aparecen armónicos del orden de 5 y 7, debido a la resonancia entre los bancos de capacitores y la inductancia del generador (Rodríguez, y otros, 2003), (Ackermann, 2005), (Ferrer Gallardo, 2004).

En los aerogeneradores de velocidad variable que utilizan convertidores electrónicos de potencia, según la norma IEC 61400-21, es necesario analizar los armónicos. El análisis de frecuencia permite determinar la deformación de la onda fundamental (60 Hz), los componentes múltiplos enteros de la onda fundamental así como los múltiplos no enteros. La onda distorsionada se expresa como la suma de



las sinusoides con diferentes frecuencias y amplitudes (Rodríguez, y otros, 2003), (Ackermann, 2005).

El voltaje armónico μ_h , (h es el armónico), se evalúa individualmente utilizando la amplitud relativa del armónico, con respecto al voltaje nominal U_n :

$$u_h = \frac{U_h}{U_n}$$

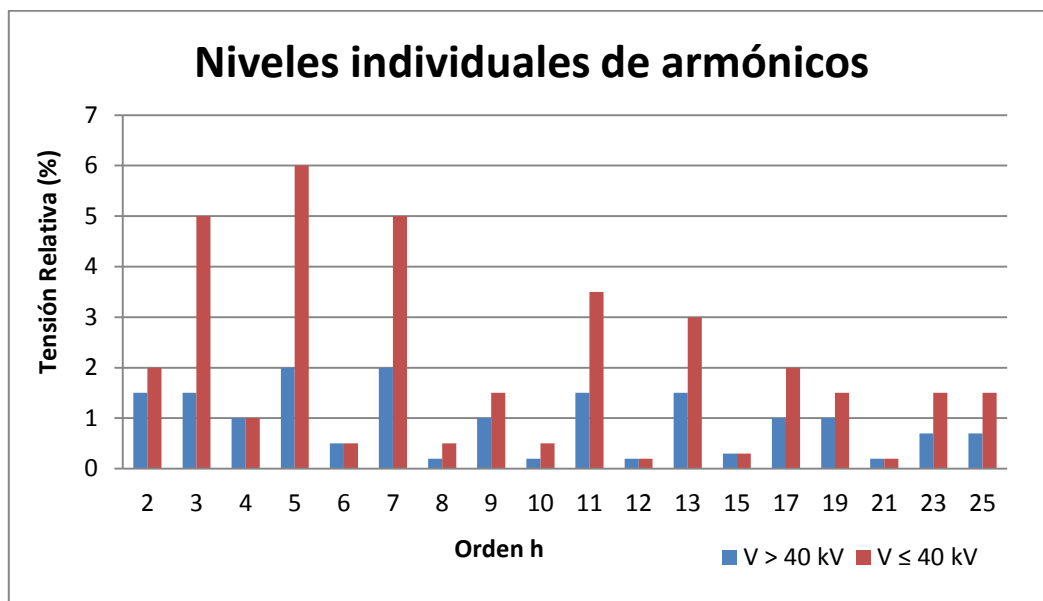
Ecuación 2.5

Donde:

U_h , es el valor eficaz (rms) del voltaje armónico “h” en V.

U_n , es el voltaje nominal del punto de medición expresado V.

La (Regulación 004/01, 2001) del CONELEC, para sistemas de distribución indica que los límites serán los establecidos por la norma EN 50160 y la norma IEC 61000-3-6 (Harmonic Emission Limits for Customers Connected to MV, HV Power Systems), en donde se anota que en 10 minutos los valores RMS de cada u_h , tienen que ser menores que los límites indicados en la Gráfica 2.6 durante el 95 % de una semana (Rodríguez, y otros, 2003).



Gráfica 2.6 Valores individuales de armónicos⁵¹ como porcentaje de la tensión nominal, U_h .

Fuente: Desarrollado en base a la información de: (Regulación 004/01, 2001), (Ackermann, 2005).

⁵¹ Se puede evaluar para más allá de los armónicos representados en la gráfica.



El parámetro para caracterizar la distorsión armónica según la norma EN 50160, es la Tasa de Distorsión Armónica de Voltaje (VTHD), que indica el porcentaje de distorsión armónica de la señal completa:

$$VTDH = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} u_h^2} \cdot 100$$

Ecuación 2.6

Donde:

u_h , es la amplitud relativa del armónico.

VTHD, es factor de distorsión total por armónicos en %.

La (Regulación 004/01, 2001), además establece que los valores límites de VTHD, serán 3 y 8 para tensiones de $V > 40$ kV y $V \leq 40$ kV respectivamente.

Para el caso de los sistemas de transmisión, la normativa ecuatoriana a través de (Regulación 003/08, 2008)⁵², establece que los valores límites de contenido armónico, de VTHD y más procedimientos para aplicación de límites, se regirán a lo indicado en las guías IEEE 519 (Harmonic Control). La Tabla 2.12, muestra los límites para diferentes valores de tensión:

Tabla 2.12 Límites para contenido armónico de voltajes (IEEE 519)

Fuente: (Regulación 003/08, 2008)

VOLTAJE DE BARRAS kV	CONTENIDO ARMÓNICO INDIVIDUAL MÁXIMO V_i (%)	VTHD MÁXIMO (%)
$V_n \leq 69$ kV	3.00	5.00
69 kV $< V_n \leq 161$ kV	1.50	2.50
$V_n > 161$ kV	1.00	1.50

La corriente armónica es calculada con la Ecuación 2.7, que indica la norma IEEE 519 Harmonic Control (o la IEC 61000-3-6). Esta ecuación define la corriente

⁵² Para efectos de esta Regulación, se consideran las armónicas comprendidas entre la 2° y la 40°, incluyendo las mismas.



armónica de orden n producida por la agregación en distintas fuentes (Rodríguez, y otros, 2003), y en la (Regulación 003/08, 2008), considera las armónicas comprendidas entre la 2° y la 30°, incluyendo las mismas.

$$i_n = \sum_k i_{n,k}^\alpha \cdot 100$$

Ecuación 2.7

Mientras que la Tasa de Distorsión Armónica de Corriente (ITHD) se establece como:

$$ITHD = \frac{\sum_k i_{n,k}^\alpha \cdot 100}{I_L}$$

Ecuación 2.8

Donde,

i_{nk} , es la corriente armónica de orden n de la fuente perturbadora

k, fuente perturbadora

α , exponente dado por:

Tabla 2.13 Especificaciones para el coeficiente α , de acuerdo a la norma IEC 61000-3-6.

Fuente:(Rodríguez, y otros, 2003)

Orden del armónico	α
$n < 5$	1
$5 \leq n \leq 10$	1.4
$n > 10$	2.0

Como se anotó, la (Regulación 003/08, 2008), considera el orden del armónico $n=30$, por tanto $\alpha=2$. En el caso de distribución no se considera el análisis de los armónicos de corrientes.

2.6 CÁLCULO ENERGÉTICO

La variabilidad de la energía eólica evita que se logre predecir la cantidad de energía que puede ser generada cuando se reduce mucho la escala de tiempo, por ello se realiza el cálculo de la cantidad de energía que un generador eólico puede proporcionar en un año. La curva de duración de velocidad o diagrama de distribución de velocidad, representa el número de horas en el año en las que se



presentan vientos de determinadas velocidades⁵³. Con esta curva se puede estimar la energía que produciría una turbina eólica de determinadas características, si se multiplica la potencia producida por el número de horas y por la disponibilidad de la turbina para luego sumar el resultado de estos productos (en definitiva se suma la energía). Para obtener la energía eólica se necesitan entonces la curva de potencia del generador (Ver Gráfica 2.2) y las distribuciones de velocidad, entonces la energía será (Velazco, 2009):

$$E = \int_{v_i=vc}^{v_i=vd} P_i \cdot t_i \cdot D_i$$

Ecuación 2.9

Donde:

E, es la energía de un aerogenerador en un año (kWh).

P_i , es la potencia de la curva de potencia del aerogenerador a velocidad v_i (kW).

t_i , es el número de horas en el año que se presenta la velocidad v_i (h).

v_i , es la velocidad (m/s) que se presenta en la curva de potencia y en la distribución de velocidades, desde $v_c= 3$ o 5 (velocidad de conexión) a $v_d= 20$ o 25 m/s (velocidad de desconexión).

D_i , disponibilidad técnica⁵⁴.

Para simplificar el cálculo, se puede utilizar la siguiente ecuación (Velazco, 2009):

$$E = K \cdot A \cdot v_m^3$$

Ecuación 2.10

Donde:

E, es la energía de un aerogenerador en un año (kWh).

K, es un factor que se basa en rendimientos característicos de las turbinas (~2,5 – 3).

⁵³ Las mediciones de viento se las debe realizar como mínimo en un año, luego se las transforma a un espectro de variación de dominios de frecuencia, al cual se le hace un estudio probabilístico utilizando generalmente la distribución de Rayleigh, y por último se expresa en forma algebraica la distribución de probabilidades de la velocidad del viento.

⁵⁴ La disponibilidad técnica está 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 % (Rodríguez, y otros, 2003), (González Velasco, 2009) .



A, es el área del rotor (m²).

v_m, es la velocidad media (m/s).

La velocidad media se calcula:

$$v_m = \frac{v_d}{v_c} \frac{v_i \cdot t_i}{T}$$

Ecuación 2.11

Donde:

v_i, es la velocidad (m/s) que se presenta en la curva de potencia y en la distribución de velocidades, desde v_c= 3 o 5 (velocidad de conexión) a v_d= 20 o 25 m/s (velocidad de desconexión).

t_i, es el número de horas en el año que se presenta la velocidad i.

T, es el total de horas al año en que se producen las velocidades v_i

El primer cálculo (Ecuación 2.10) resulta más exacto y por ello en el segundo cálculo (Ecuación 2.11) se utiliza el factor K, que se basa en los rendimientos característicos de las turbinas, en una disponibilidad determinada (90 %), además se tiene en cuenta las pérdidas debidas al efecto sombra sobre el viento que ejercen entre sí las turbinas cuando se sitúan en conjunto, y en una relación aproximada entre la velocidad media del viento y la distribución de frecuencias de la velocidad (Velazco, 2009).

En las referencias (Creus Solé, 2008), (Rodríguez, y otros, 2003), (<http://www.retscreen.net>, 2010) y (Velazco, 2009), se indican algunos procedimientos para determinar la energía de un aerogenerador. Unos más que otros resultan convenientes para determinar la energía, sin embargo, algunos de estos procedimientos son didácticos, pues existen programas de cálculo comerciales⁵⁵ que dan directamente la energía producida, incluso cuando en el emplazamiento no hay únicamente una aeroturbina sino varias (Rodríguez, y otros, 2003).

⁵⁵ Programas como el HOMER (Hybrid Optimization Model Electric Renewable); Wasp (Wind Atlas Analysis and Application Program); RetScreen.

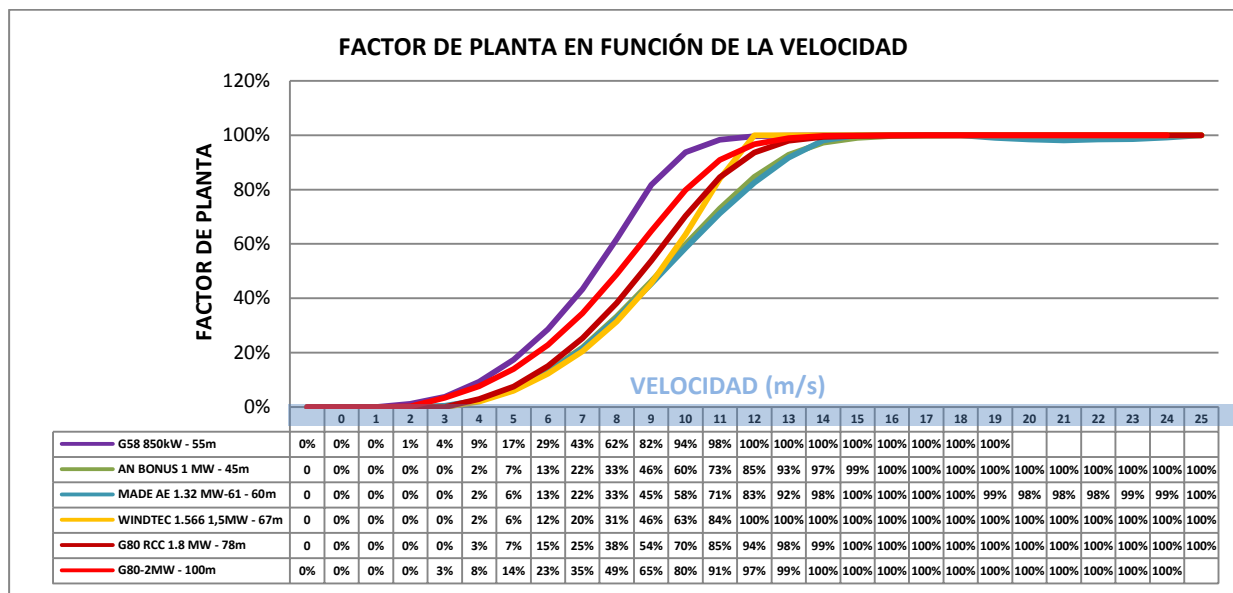


Otra forma mucho más simplificada y que es utilizada en el Capítulo III, para el cálculo energético, es considerar el factor de planta (factor de capacidad o de horas equivalentes) FC (Rodríguez, y otros, 2003):

$$FC = \frac{E(kWh)}{P_n \text{ kW} \cdot 8760 \text{ horas}}$$

Ecuación 2.12

Si se conoce la curva de potencia (y la potencia nominal) de un aerogenerador se tiene el factor de planta en función de la velocidad (Ver Gráfica 2.6 y Anexo 1). Así suponiendo una determinada velocidad media se puede tener el factor de planta de la unidad generadora, y luego se extrapolaría estos datos si se considera ya no una única unidad sino varias, es decir un parque eólico.



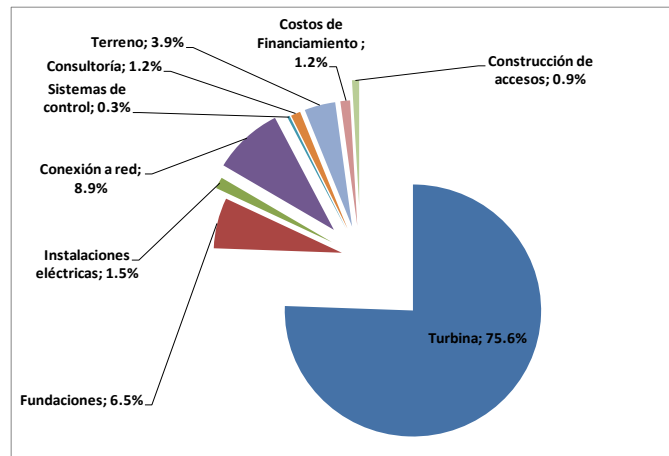
Gráfica 2.6 Relación del Factor de Planta con la velocidad de la curva de potencia.

Fuente: Desarrollado en base de los datos del “Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia RETScreen”. (<http://www.retscreen.net>, 2010)

Estas suposiciones son orientativas y únicamente suponen aproximaciones. Indudablemente al tener un parque eólico en un terreno no uniforme, en donde las turbinas interfieren entre sí, y la dirección como intensidad del viento varía de una turbina a otra, un cálculo como el indicado resulta débil, por lo que para realizar un análisis energético se requiere un análisis más a fondo.

2.7 COSTOS DE PRODUCCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

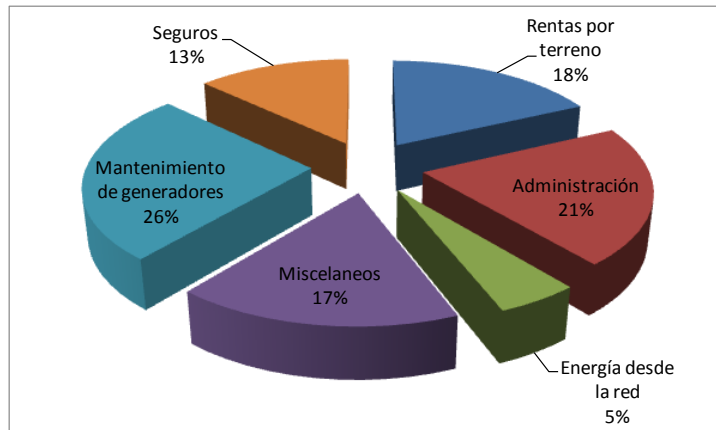
La Asociación Europea de Energía Eólica, reporta que el costo de potencia instalada por kW, varía dependiendo del país, y está comprendida entre 1000 €/kW a 1350 €/kW (EWEA, 2010)⁵⁶. El rango de variación además depende de la tecnología, tamaño de las máquinas, complejidad geográfica y topográfica o distancia a la red (Moreno, y otros, 2010) . La Gráfica 2.7 presenta la repartición de costos para un generador eólico (para tierra) de 2 MW. Es de aclarar que para potencias menores estos valores pueden variar, sin embargo se cumple que los costos de la turbina (turbina, generador y transporte) son similares en relación con el resto de rubros involucrados (entre rangos del 74 a 82 %). En importancia a los costos anteriores le siguen las fundaciones y la conexión eléctrica.



**Gráfica 2.7 Distribución de costos para una turbina de 2 MW (1227 €/kW).
Fuente: The Economics of Wind Energy, 2009. (EWEA, 2010)**

La operación y mantenimiento en el caso latinoamericano puede variar, por los costos menores si se compara con los países europeos. Los costos de operación y mantenimiento pueden variar entre 1.2 a 1.5 €/kWh (The Economics of Wind Energy, 2009. (EWEA, 2010)). En la Gráfica 2.8, se muestra los costos de operación y mantenimiento registrados en Alemania entre el periodo 1997-2001. La experiencia indica que los costos de la generación eólica decrecen significativamente luego de 10 años de operación, sin embargo requiere mayor inversión inicial que la generación que utiliza combustibles fósiles (Zhu, y otros, 2009).

⁵⁶ Los costos presentados son mencionados en el informe “The Economics of Wind Energy”, de la Asociación Eólica Europea, del año 2009.



Gráfica 2.8 Distribución de costos por operación y mantenimiento de un aerogenerador (Alemania).

Fuente: The Economics of Wind Energy, 2009. (EWEA, 2010)

Para el cálculo del costo de energía por cada kWh generado se utiliza el método de los Costes Medios de Generación Durante la Vida Útil (Levelized Costs). El coste de generación durante la vida útil es el coste promedio unitario de la electricidad expresado en USD\$/kKWh que debería pagarse por cada unidad de energía producida de forma que se compensen todos los costes asociados a la instalación durante toda su vida útil teniendo en cuenta el valor del dinero en cada momento. La Ecuación 2.13, permite calcular estos costes LEGC (Rodríguez, y otros, 2003).

$$LEGC = \frac{\sum_t Inv_t + O\&M_t + Combustible_t + Peaje\ de\ Trans._t \cdot 1 + r^{-t}}{\sum_t Elec_t \cdot (1 + r)^{-t}}$$

Ecuación 2.13

Donde:

LEGC, Coste promedio de electricidad durante la vida útil [USD\$/KWh].

Inv, Inversión en el año (incluyendo intereses durante la construcción y todos los elementos auxiliares e infraestructura eléctrica) [USD\$/KWh].

O&M, Coste de operación y mantenimiento al año t [USD\$/KWh].

Combustible, Costes del combustible en el año t [USD\$/KWh].

Elec_t, Electricidad generada en el año t [KWh].

Peaje de Trans, Peaje de transmisión.

Σt, sumatorio en el periodo t de todos los costes de la planta.

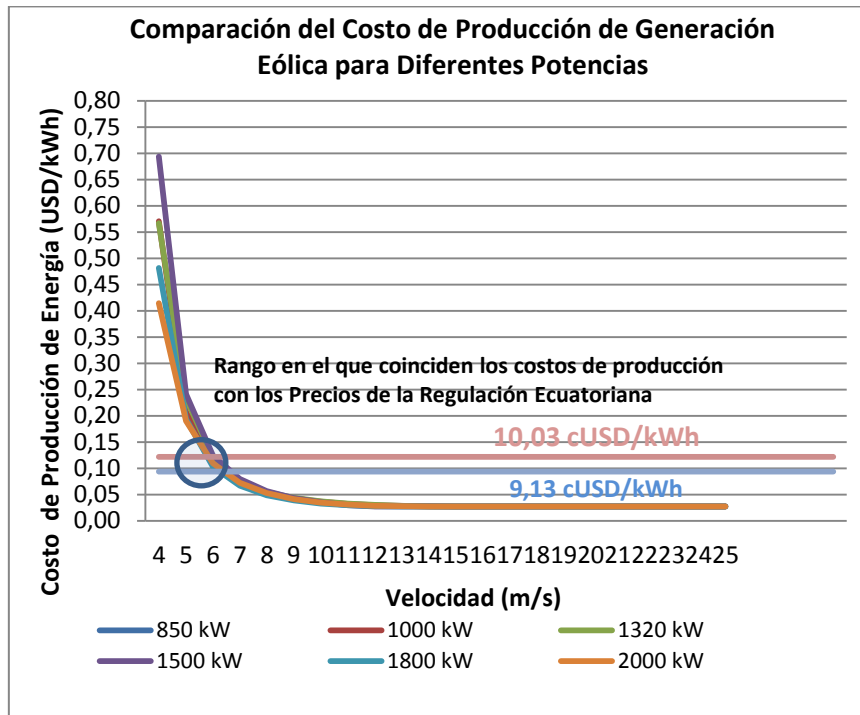


Utilizando las curvas de potencia de la Gráfica 2.2, y la Ecuación 2.13, se determinaron los costos de generación de electricidad bajo las siguientes condiciones base:

Tabla 2.14 Condiciones para el cálculo de los precios de energía
Fuente: (Moreno, y otros, 2010)

Vida útil	20	años
Inversión	1000	US\$/kW)
O&M	0.014	US\$/kWh
Combustible	0	US\$/kWh
Peaje por transmisión	0	US\$/kWh
Tasa de Descuento	10 %	
Factor de planta	$E/(P_n(kW) \times 8760h)^*$	0 % a 100 %
*E, es la energía generada [kWh] P _n , es la potencia nominal del generador [kW] 8760, son las horas de funcionamiento al año [kWh]		

Así a cada valor de potencia en las curvas de las Gráfica 2.2, le corresponde un valor de velocidad, y a esta se le relacionó con un factor de planta. Con el factor de planta y bajo lo establecido en Tabla 2.14, se calcula los precios de producción de energía a diferentes valores de velocidad. En la Gráfica 2.9, se puede observar los resultados obtenidos (Ver Anexo 3).



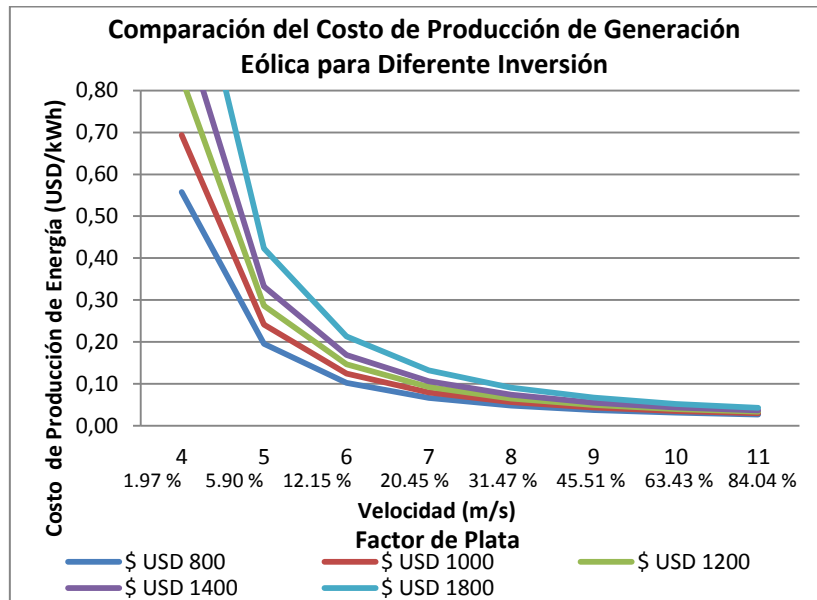
Gráfica 2.9 Costos por USD\$/kWh de generación eólica en función del régimen de viento
Fuente: Propia

En la Gráfica 2.9 se observa que a medida que aumenta la velocidad (aumenta el factor de planta), el costo de producción de electricidad disminuye. Como comparativo, también se presenta el precio de energía eólica establecida en la Regulación CONELEC 004/11, es decir para que estos precios cubran la inversión, operación y mantenimiento de la planta deberían los aerogeneradores trabajar a velocidades entre los 5 y 6 m/s, que corresponden a factores de carga entre los 9 y 17 %. En el Capítulo III, se realizará un análisis más amplio sobre la rentabilidad de la operación de los aerogeneradores considerando costos e ingresos.

En la Gráfica 2.9 también se observa que para todas las potencias el precio disminuye hasta los 0.027 USD\$/kWh, desde las velocidades de 16 m/s, en donde los generadores operan cerca o a potencia nominal. Se debe anotar que los factores de planta de los aerogeneradores en operación suele estar entre el 30 a 40 %, siendo superior a 25 % aceptable y superior a 30 % bueno (Rodríguez, y otros, 2003).

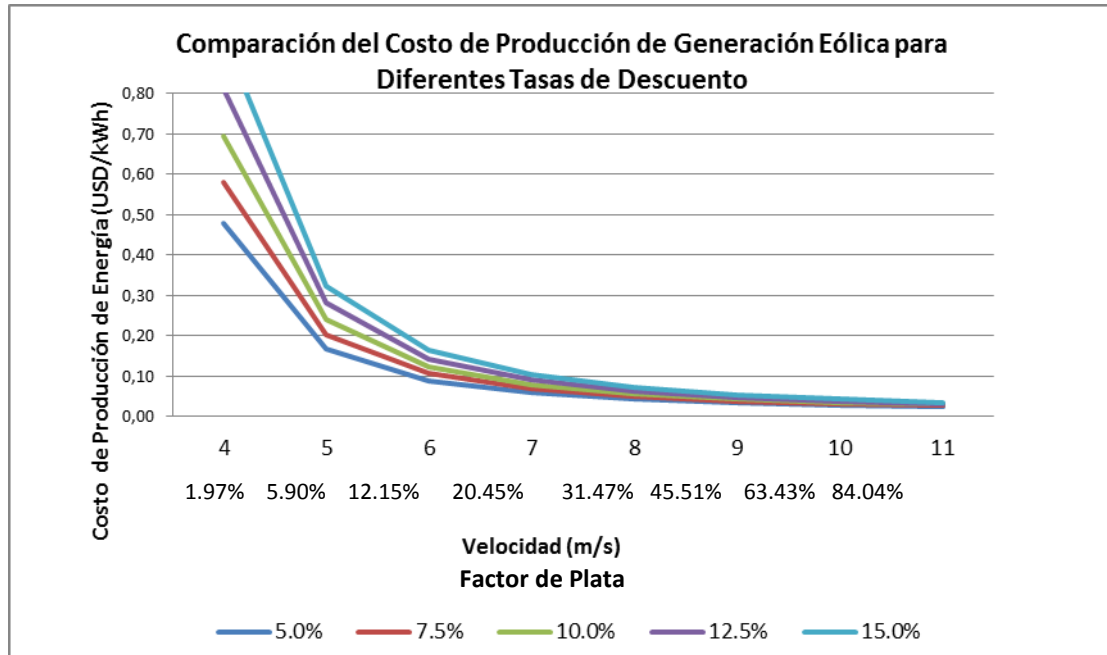


La Gráfica 2.10 representa los costos de energía para un generador de 1500 kW, para rangos de costos entre 800 a 1800 USD\$/kW. Como era de esperarse a medida que los costos de inversión aumentan, se necesita que el factor de planta se incremente para mantener el costo de energía a un mismo valor.



Gráfica 2.10 Costos por USD\$/kWh. Sensibilización con respecto a costos de inversión
Fuente: Propia

Si se realiza la sensibilización considerando la variación de la tasa de descuento, se observa que a medida que ésta se incrementa será necesario que la planta incremente las horas de operación al año para mantener los costos de energía a un mismo valor. Los resultados se observan en la Gráfica 2.11.



Gráfica 2.11 Costos por USD\$/kWh. Sensibilización con respecto a la tasa de descuento
Fuente: Propia

En el Anexo 3 se muestran los cálculos realizados para obtener las Gráfica 2.9, Gráfica 2.10 y Gráfica 2.11.

Los precios por KW instalado son determinantes al momento de definir el costo de la energía producida en este tipo de centrales, estos costos varían en un rango amplio (en Europa se mueven en la banda de los 1000 a 1200 Euros/KW, dando costes que varían entre los 4-8 céntimos de euros por kWh), debido al tamaño del proyecto y fundamentalmente a las características de viento del proyecto. Otros valores que influyen en el precio de la energía generada son los costes de operación y mantenimiento.

2.8 MECANISMOS DE PROMOCIÓN Y FINANCIAMIENTO

Para que la penetración eólica se haya ido incrementando paulatinamente en algunos países, se ha establecido variada regulación económica como incentivo para que los promotores inviertan no sólo en la construcción y operación sino en investigación y desarrollo. En los países en desarrollo como el Ecuador, la situación puede ser sin duda más compleja y por tanto la necesidad de incentivos es



fundamental para evitar obstáculos en el desarrollo de este tipo de proyectos. Otra peculiaridad del caso ecuatoriano frente a otros países es que en éstos existen mercados liberalizados, y por tanto los diferentes agentes compiten de forma que se posibilita el descenso de los precios.

La implementación de este tipo de tecnologías tiene problemas por los costos no competitivos frente a las tecnologías tradicionales (Ver Numeral 1.6). Se supone que si se internaliza al precio de producción de energía los costos de las externalidades (son los costos financieros, socio-ambientales y económicos que no está incluidos en los precios que los clientes pagan), los precios de energía ligados a las tecnologías que utilizan materias primas no renovables frente a las energías renovables podrían ser competitivas y equiparables (Torres López, y otros, 2010), (Sodd, y otros, 2008). En definitiva, se establece una prima para el “kilovatio verde” que asume los costos de producción que no repercuten en el “kilovatio convencional”, siendo precisamente estos costes los que derivan del impacto ambiental, puesto que las empresas energéticas que utilizan fuentes no renovables no eliminan completamente dicho impacto (Izquierdo, 2008).

La regulación económica permite establecer medidas que tratan de internalizar en el precio de la energía estos costos (Torres López, y otros, 2010), instaurándose mecanismos de distribución basados en incentivos y garantía de compra de energía producida (Hernández, 2005). Básicamente se describen los siguientes mecanismos que son utilizados en el Ecuador (Torres López, y otros, 2010), (Sodd, y otros, 2008):

- **Mecanismos fiscales:** impuestos a la energía o a las emisiones de contaminantes atmosféricos o de vertidos, o mediante exenciones fiscales.
- **Incentivos económicos:** que permiten el fomento de las energías renovables, la cogeneración y los equipos de consumo eficiente. Hay un precio de la energía dependiendo de la tecnología, o del tamaño de la planta.
- **Instrumentos de mercado:** como el comercio de derechos de emisión y el comercio de certificados verdes.



- **Portafolio estándar de energía Renovable (Renewable Portafolio Estándar ó RPS):** requiere disponer un porcentaje mínimo de fuentes de energía renovable entre la potencia de generación instalada. El gobierno establece el porcentaje mínimo, después de considerar objetivos ambientales o diversificación de las fuentes o costos.
- **Objetivos nacionales de energías renovables:** disponer en un periodo determinado un determinado porcentaje de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables.

La Tabla 2.15, identifica los mecanismos que el Ecuador tiene en vigencia y que están enmarcados en los previamente enumerados:

Tabla 2.15 Tipos de incentivos aplicados en el Ecuador.
Fuente: Propia

Tipo de Incentivo	Descripción	
Mecanismos Fiscales	Código de la Producción (Registro Oficial 351, de 2010-12-29).	<ul style="list-style-type: none"> • En los sectores que contribuyan al cambio de la matriz energética, se reconoce la exoneración total del impuesto a la renta por cinco años a las inversiones nuevas que se desarrollen en estos sectores. • La depreciación y amortización que corresponda, entre otras a la adquisición de mecanismos de generación de energía de fuente renovable (solar, eólica o similares), y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se deducirán con el 100% adicional.
Incentivos Económicos	Regulación No. CONELEC 004/11, Precios de la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables Convencionales. Resolución no. 017/12, que reforma la regulación no. CONELEC -	<ul style="list-style-type: none"> • Establecen los precios, su período de vigencia, y la forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales. • Se establecen límites de potencia para la energía hidroeléctrica..



	004/11,	
	Regulación CONELEC 003/11, Determinación de la Metodología para el Cálculo del Plazo y de los Precios Referenciales de los Proyectos de Generación y Autogeneración.	<ul style="list-style-type: none"> • Establece los plazos a ser considerados en los Títulos Habilitantes, así como los precios de energía de los proyectos de generación desarrollados por la iniciativa privada (incluyendo energías renovables: eólica, fotovoltaica, biomasa, biogás, geotérmica y hidroeléctrica menor a 50 MW), que no cumplan con lo que indica la Regulación CONELEC 004-11 o que no se acojan a la misma. • Los autogeneradores que utilicen energías renovables con potencia menor a 1MW, podrán acogerse a precios definidos para el efecto.
Instrumentos de Mercado	Protocolo de Kyoto	<ul style="list-style-type: none"> • Los MDLs persiguen la obtención de certificados de reducción de emisiones (CREs) a través de la implantación de tecnologías limpias y eficientes en vías de desarrollo.
	Decreto Ejecutivo N°. 1815	<ul style="list-style-type: none"> • Dispone que todo proyecto contemple “en su ingeniería financiera una cláusula de adicionalidad, con la finalidad de ser considerado en lo posterior como proyecto MDL”
Portafolio Estándar de Energía Renovable	Políticas y Estrategias para el Cambio de la Matriz Energética del Ecuador.	<ul style="list-style-type: none"> • El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, establece que para el año 2020, la hidroelectricidad será de un 80% (alrededor de 5800 MW), y un 10% de la potencia corresponderá a las energías renovables.
Objetivos Nacionales de Energías Renovables	Políticas, Lineamientos y Objetivos del Sector Eléctrico. (Acuerdo Ministerial N°. 035, Registro. Oficial. No. 518 de 2009-01-30)	<ul style="list-style-type: none"> • Promover el desarrollo sustentable de los recursos energéticos e impulsar proyectos con fuentes de generación renovable (hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica).
	Plan Nacional del Buen Vivir 2010-2013.	<ul style="list-style-type: none"> • El cambio de la matriz energética, comprende, aumentar la generación de energía por fuentes de ER. Así mismo el Plan de Desarrollo 2007 - 2010, indica la necesidad de definir planes adecuados de aprovechamiento, y establecer incentivos para que el uso de la energía solar, eólica, geotérmica, de la biomasa e incluso mareomotriz pueda ser una realidad.



En la Regulación CONELEC 002/11 (Resolución No. 021/11, del 14 de abril de 2011) “Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica”, con el fin de posibilitar la inversión privada, se califica a la promoción de las ERNC, de interés público, colectivo o general, de tal forma que se regula lo establecido en la reforma al artículo 2 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.

De los mecanismos mencionados, el segundo llamado también Feed-in Tariff, o de tarifa regulada es el que globalmente ha demostrado mayor efectividad y eficiencia para promover la energía eólica (Nebreda, 2007), (Sodd, y otros, 2008). Países como Dinamarca, Alemania y España han presentado altos índices de efectividad durante el periodo 1998 – 2006 con la implementación de dicho mecanismo. La efectividad se mide como la capacidad de incrementar la penetración de las renovables (o de un tipo de tecnología renovable) en el consumo de electricidad o como la electricidad generada comparada con el potencial realizable a mediano plazo (2020, por ejemplo considerando los objetivos establecidos en la Matriz Energética del Ecuador). Mientras que la eficiencia, se la define como la comparación entre el nivel económico del apoyo recibido y el coste de generación (para una tecnología renovable específica). En el caso ecuatoriano es demasiado pronto para ver la efectividad y la eficiencia de los mecanismos existentes dado la nula generación eólica, al menos en el territorio continental.

Se identifican otros mecanismos (Sodd, y otros, 2008), que no son detallados en este documento por las condiciones de los mercados en donde se pueden implantar y no son aplicables al caso ecuatoriano. De los que son de interés y podrían considerarse como adicionales a los indicados en la Tabla 2.15, se citan los siguientes:

- a) Tarifa por transmisión: hasta la Regulación N°. CONELEC-009/06, se concebía un pago adicional por transporte en el caso de la construcción de una línea de transmisión.
- b) Políticas de reducción de costos: que son incentivos para atraer inversores. Destacan cinco políticas que se pueden implantar: 1) Reducción de los costos del capital (vía subsidios y bonificaciones); 2) Reducción de los costos de



capital después de la compra (desgravaciones fiscales); 3) Compensación de los costos en el flujo de pagos a través de créditos fiscales a la producción; 4) Préstamos en condiciones favorables y ayudas financieras; 5) Reducción de los costes de instalación a través de compras al por mayor.

- c) Políticas de mercado para las infraestructuras: posibilitan el mantenimiento y promoción de la implantación de infraestructuras renovables, para ello se debe fomentar la educación, establecimiento de normativa específica, licencias, participación local en los proyectos, entre otros.

Como base para que los mecanismos acogidos den los resultados perseguidos se necesita una elevada seguridad jurídica acompañada de reducidas barreras regulatorias y administrativas. Así mismo la planificación energética a mediano y largo plazo, permitirá al ente regulador prever lo que pudiese ocurrir en los aspectos ambientales, seguridad de abastecimiento y conexión a red. Y en ese mismo sentido la planificación permitirá medir la eficiencia y efectividad de los mecanismos empleados para incentivar el desarrollo de la energía eólica y por otro lado puede corregirlos o reformularlos en función de los resultados deseables (Torres López, y otros, 2010).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

III CAPÍTULO
ANÁLISIS FINANCIERO DE UNA INVERSIÓN EN ENERGÍA EÓLICA EN EL
ECUADOR



III ANÁLISIS FINANCIERO DE UNA INVERSIÓN EN ENERGÍA EÓLICA EN EL ECUADOR

3.1 INTRODUCCIÓN

En el Capítulo I, se mencionó que la energía de las centrales de generación con fuentes consideradas como no tradicionales, tenían, en el Ecuador, un precio preferencial (Ver la Gráfica 1.10). En este Capítulo se analizará si los precios de energía por generación eólica son atractivos para que un proyecto de este tipo pueda ser económicamente sostenible en el tiempo.

A partir de los datos que se tengan, y haciendo un análisis de sensibilidad, se determinará cuáles son los factores o condiciones que influyen al momento de hacer un proyecto de este tipo.

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

- Economía de escala: Actualmente se fabrican los aerogeneradores en serie.
- Tamaño unitario de las unidades: La tecnología posibilita la fabricación de turbinas de más de 1.5 MW, lo que permite 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: Existen una serie de marcas que pueden suministrar aerogeneradores, dando lugar a mayor competencia, y 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. Con el fin de potenciar el desarrollo de estas tecnologías es necesario 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, de modo que su promoción sea atractiva en el entorno ecuatoriano.



En el presente Capítulo se analiza, si el precio establecido en las regulaciones nacionales para la venta de energía proveniente de tecnologías renovables no tradicionales, permite una rentabilidad económica. Esta estimación se la realiza utilizando los índices financieros como el Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR). Además se hace un análisis de sensibilidad para determinar cómo se modifican estos índices, variando entre otros, el precio de la energía, el factor de capacidad o la tasa de descuento.

3.2 PARÁMETROS FINANCIEROS UTILIZADOS

El análisis financiero de todo proyecto se realiza con el fin de orientar la decisión de ejecutarlo o no. El análisis que permite valorar la ejecución o no, básicamente corresponde a una diferencia de costos y beneficios, los mismos que ocurren en diferentes periodos de tiempo. A este análisis se lo conoce como Evaluación Financiera de Proyectos. En conjunto a esta evaluación hay que paralelamente evaluar su factibilidad técnica, la evaluación económica (que considera una adecuada formulación y evaluación administrativa), una evaluación ambiental, y una evaluación institucional o legal (Creus Solé, 2008), (Escudero, 2008), (Rodríguez, y otros, 2003).

El análisis que se presenta en este documento corresponde a un análisis financiero, que permite determinar el flujo real del dinero enfatizando en el sentido empresarial del proyecto. En definitiva se busca prever si se recupera 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 la variación 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 a 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, se los actualiza a una misma tasa de descuento y a un año, el mismo que es el primer año del proyecto. Esta metodología utiliza los siguientes conceptos (Creus Solé, 2008), (Escudero, 2008), (Rodríguez, y otros, 2003):

Tasa de descuento (r)⁵⁷: 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.

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{1+r^i} \text{Ecuación 3.1}$$

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 el tipo de descuento que hace que su tasa de descuento r 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).

3.3 CONDICIONES PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO DE UNA CENTRAL EÓLICA EN EL ECUADOR

Para la evaluación financiera se necesita identificar los costos y beneficios y los años en que se efectúan cada uno de ellos, así como los incentivos que considera la normativa ecuatoriana. En el Capítulo I, se evaluó el estado de la generación

⁵⁷ Más adelante se detalla el cálculo de ésta.



eléctrica renovable en el Ecuador, y está claro que la experiencia en el país es escasa.

Sin duda la falta de datos precisos puede hacer que se incurra en errores en los resultados que se obtengan. A continuación se indican los datos y las fuentes, tratando de que sean lo más reales, para evitar distorsión en el análisis. La información utilizada proviene de fuentes bibliográficas y de proyectos eólicos que se están ejecutando o se pretende ejecutar en el Ecuador (Tabla 3.1).

**Tabla 3.1 Datos de parques eólicos proyectados en el Ecuador.
Fuente: (MENRE, y otros)**

Proyecto	Villonaco	Salinas	Chinchas	Ducal	Huascachaca	San Cristóbal
Potencia parque (MW)	16.5	15	10	5.2	50	2.4
Número de aerogeneradores	11	10	7	4	25	3
Potencia de aerogenerador (MW)	1.5	1.5	1.5	1.3	2	0.8
Altura buje (m)	70	80	60	46	68.5	51.5
Radio Aspas (m)	35	41.25	30	30	46.25	29.5
Velocidad media (m/s)	12.5	7	-----	9	5.35	7.3
Provincias	Loja	Imbabura	Loja	Loja	Azuay	Galápagos
Costo Millones USD	40.5	22	14.5	13	89.9 ⁵⁸	9.8
Costo (USD/kW)	2454.5	1466.7	1450.0	2500.0	1782	4100.5
Línea (km)	-----	18	-----	7	22.5	12
Tensión de salida (kV)	138	69	69	138	138	13.8
Toneladas de CO ₂ evitadas (Ton/año)	45000	21000	19000	-----	62000	1983.31
Costo CER (USD tonelada de CO ₂)	-----	12	12	-----	10	10 / 12
Años de vida útil	20	20	20	20	25	20
Factor de planta (%)	-----	30.2	-----	38	23	45

Se utiliza como referencia de análisis la última Regulación en donde se determinan los precios de generación para energías renovables (Regulación CONELEC 004/11). Más adelante también se analizan los incentivos especificados en el Código de la Producción del Ecuador, en lo que se refiere a pagos preferenciales de impuestos.

⁵⁸ No incluye costes de estudios ni IVA.



3.3.1 TIEMPO DE VIDA ÚTIL

En la actualidad el tiempo de vida útil de un aerogenerador está entre los 20 y 25 años, sin considerar repotenciación. Para la evaluación se considera 20 años como la vida útil de una central eólica (Ackermann, 2005), (Creus Solé, 2008), (Moreno, y otros), (Rodríguez, y otros, 2003).

3.3.2 POTENCIA INSTALADA

Un parque eólico puede estar formado por un gran número de aerogeneradores, siendo el límite principal de potencia que se instale, el recurso existente. La Regulación CONELEC 004/11, establece que en el caso de las tecnologías no renovables como las centrales eléctricas eólicas, se reconocerá un precio de energía preferencial para centrales de generación, pero salvo para la energía hidroeléctrica se reconoce un límite de potencia (50 MW). Para el análisis de sensibilidad se considerará como caso base una central de 25 MW de potencia.

3.3.3 COSTO DEL kW INSTALADO

El costo instalado de una central eólica depende de varios factores, el análisis de sensibilidad considerará lo establecido en el Numeral 2.7. Cabe mencionar que según la Tabla 3.1, el costo 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 de los análisis que se efectúen en cada caso. Para el caso base se considera 1500 \$USD/kW.

3.3.4 TIEMPO EN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

En este caso se considerará dos años, aunque la construcción de un parque dependerá de varios factores, en el caso ecuatoriano los proyectos analizados de 5 a 15 MW, tienen un tiempo de ejecución entre uno o dos años (MENRE, y otros). Se considera que el 40 % de la inversión se la realizaría en el primer año, mientras el restante 60 % en el segundo año.



3.3.5 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 superior a 25 % aceptable y superior a 30 % bueno (Rodríguez, y otros, 2003). El factor de planta se lo puede relacionar con la velocidad del viento, tal como se lo hizo en el Numeral 2.6, en donde se utilizaron las curvas de potencia de aerogeneradores de varias potencias. El factor de planta por tanto es crucial para determina la viabilidad de un proyecto, pues es un indicador de la energía que podría una central eólica 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 % (Rodríguez, y otros, 2003), (MENRE, y otros), (González Velasco, 2009). Como valor base del factor de planta para este análisis se considera el 30 %.

3.3.6 PRECIO DE LA ENERGÍA

La Regulación CONELEC 004/11, establece los precios de energía de la generación eólica (Ver Gráfica 1.10). La vigencia de los precios será de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012. Cumplido el periodo de vigencia indicado, las centrales renovables no convencionales operarán en el MEM, 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 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 4,68 cent/kWh; obtenido a partir del precio



promedio vigente en el año 2011⁵⁹, y considerando que se ha incrementado exclusivamente por la influencia de la inflación (3,33 % para el año 2010).

3.3.7 PAGO ADICIONAL POR TRANSPORTE

En la Regulación vigente no se consideran pagos adicionales de transporte. Sin embargo, se efectuará 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 Regulaciones de Precios para Energías no convencionales incluían un pago adicional por Transporte de 0.06 centavos USD/kWh/km, con un límite máximo de 1.5 centavos USD/kWh (CONELEC, 2000; 2002; 2004; 2006.). Para el análisis de sensibilidad se considera una longitud de la línea de 5 km.

3.3.8 INGRESOS POR EL MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)

Como se mencionó anteriormente, 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. Para la validación técnica de un proyecto de generación eólica puede utilizarse la Metodología Consolidada para la Generación con Fuentes Energías Renovables Conectadas a la Red (ACM0002)⁶⁰, que se ajusta a este tipo de proyectos.

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 recibirá estará

⁵⁹ Los costos medios de generación actualmente 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 es 4,653 ¢USD/kWh.

⁶⁰ Las metodologías permiten calcular la base de referencia, entendiéndose por esta el escenario que representa las emisiones que producirían de no realizarse el proyecto, y están aprobadas por la Secretaria de la Convención sobre el Cambio Climático.



determinado por la cantidad de dióxido de carbono equivalente⁶¹ (CO_{2eq}) que es capaz de desplazar. El financiamiento se lo calcula en función de las toneladas de CO_{2eq}, evitadas que tienen una equivalencia en CREs, siendo cada tonelada igual a un CRE. La cotización de la tonelada de carbono equivalente en el mercado difiere según su origen y su destino, en el caso de los proyectos analizados se considera que el precio es de 12 USD por CRE, para los centrales eólicas.

Las reducciones de emisiones de CO₂, producidas por la generación que entre a operar en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano (SNI), deben ser estimadas. Para ello se utilizó la Metodología de Línea Base Consolidada (ACM0002): “Generación de electricidad con fuentes renovables –conexión a una red “(para proyectos de generación de energía eléctrica con conexión a una red centralizada)”. El objetivo es determinar un Factor de Emisión (FE) de la red eléctrica a la cual se conectará el proyecto. En forma general el FE, debe ser multiplicado por la energía generada por dicha central, para luego obtener las reducciones de emisiones debidas a la operación del proyecto.

$$RE = FE \times E$$

Ecuación 3.2

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.

Los FE deberían ser calculados para cada año. En el caso ecuatoriano para el periodo 2007-2009⁶², se estimó el FE del SNI para proyectos eólicos en 0.6299 toneladas CO₂/MWh.

⁶¹ El CO_{2eq}, representa la equivalencia en CO₂ de cualquier otro gas de efecto invernadero. Así una unidad de metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarborno (HF), perfluorocarborno (PFC), hexafluoruro de azufre (SF₆), tiene una equivalencia de 21, 310, 740, 1300, 23900 unidades CO₂ respectivamente.

⁶² Cálculo del Factor de Emisión del Sistema Eléctrico Interconectado del Ecuador 2007-2009. Disponible en www.ambiente.gov.ec



3.3.9 COSTES DE EXPLOTACIÓN

Los costes de explotación pueden incluir seguros, impuestos, alquiler de terrenos, gestión administrativa, operación y mantenimiento 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 (Moreno, y otros, 2010), (Rodríguez, y otros, 2003). En el segundo caso se estima que representa entre el 3.3 % al 5 % de la inversión cada año (Creus Solé, 2008). Esta última estimación, sin embargo, considera que los costos son independientes del régimen de operación de la central o en otras palabras de su factor de planta. El análisis propuesto considera el primer caso para realizar el análisis financiero, además se asume un incremento anual del 3.3 %, por la inflación.

Hay otras referencias (Escudero, 2008), en donde se indica que el costo es 20 % de la facturación anual.

3.3.10 IMPUESTO A LA RENTA

Según el Código de la Producción⁶³, en el Capítulo 1, concerniente a las Normas Generales sobre Incentivos de Desarrollo Económico, 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 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 (que consta en el Código), 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 sobre inversiones nuevas y productivas que se encuentren fuera de las jurisdicciones urbanas del cantón Quito o del cantón Guayaquil y dentro de sectores económicos prioritarios en los cuáles se incluye a las energías renovables (incluida la bioenergía o energía a partir de la biomasa).

⁶³ Registro Oficial 351, del 29 de Diciembre de 2010.



El artículo 9 de la Ley de Régimen Tributario Interno anota que las instituciones públicas serán exentas al pago del impuesto a la renta. Mientras que para sociedades⁶⁴ las modificaciones que realiza el Código de la Producción a la mencionada Ley, indican que el Impuesto a la Renta será el 22 % sobre la base imponible.

3.3.11 AMORTIZACIÓN

Con el propósito de determinar la base imponible sujeta al Impuesto a la Renta 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, y la técnica contable así como 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)⁶⁵.

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

3.3.12 IMPUESTO AL VALOR AGREGADO

La Ley del Régimen Tributario Interno⁶⁶, artículo 56, indica que el servicio público de energía eléctrica está gravado con tarifa cero, en lo que al Impuesto de

⁶⁴ Las Sociedades son personas jurídicas que realizan actividades económicas lícitas amparadas en una figura legal propia. Estas se dividen en privadas y públicas, de acuerdo al documento de creación. Fuente: www.sri.gov.ec

⁶⁵ Artículo 25. Reglamento para la Aplicación de la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno. Decreto N°1051, Registro Oficial Suplemento 337 de 15 de Mayo de 2008.

⁶⁶ Registro Oficial 242, 29 de Diciembre de 2007



Valor Agregado (IVA⁶⁷) se refiere. Y en el Reglamento de Aplicación de la Ley de Régimen Tributario⁶⁸, se estipula en el artículo 177 que se comprende como servicio de energía eléctrica entre otras fases a la generación.

3.3.13 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 neto⁶⁹.

Para calcular la tasa de descuento, se determina el costo ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital, WACC), que es un promedio de los costos relativos a cada una de las fuentes de fondos del proyecto, y se define por la (Sapag Chain, y otros, 1995),(Dumrauf, 2003):

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

Ecuación 3.3

En donde:

- E/A , es el porcentaje de capital propio utilizado en el proyecto.
- D/A , es el porcentaje de préstamo utilizado en el proyecto.
- k_d , es el costo de la deuda, este es debido al hecho de que el préstamo deberá desembolsarse en una fecha futura. En el caso ecuatoriano (Proaño Rivera, y otros, 2005), considera que se la define como indica la Ecuación 3.4.

$$k_d = TAR + PRZ$$

⁶⁷ 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, en la forma y en las condiciones que una legislación determine.

⁶⁸ Decreto Ejecutivo 1051, R.O.15 de Mayo de 2008.

⁶⁹ La Regulación N° CONELEC 003 11, en el Anexo 1, se indica también la forma de cálculo del CPPC, ó Costo Promedio Ponderado de Capital.

⁷⁰ E, es el patrimonio, D es la Deuda, y A=E+D.



Ecuación 3.4

Siendo TAR, la tasa activa del Banco Central del Ecuador, y PRZ es la clasificación de riesgo: PRZ=0.25 %, riesgo bajo; PRZ=2.5 %, riesgo medio; PRZ, riesgo alto 5 %.

- t_i , es la tasa impositiva y corresponde a los impuestos grabados por ley. En el caso ecuatoriano (Proaño Rivera, y otros, 2005), considera que se debe calcular como lo indica la Ecuación 3.5.

$$t_i = (1 - 1 - tu \% \cdot 1 - IR \%)$$

Ecuación 3.5

Siendo t_u el impuesto debido a utilidades e IR , el impuesto a la renta.

- k_e , es el costo del capital propio, que se considera como la parte de la inversión que se financiará con recursos propios (Capital Asset Pricing Model, CAPM). La Ecuación 3.6 indica la manera de determinarla.

$$k_e = r_f + \beta_r \cdot r_m - r_f + r_p$$

Ecuación 3.6

- r_f , es la tasa libre de riesgos que se considera como los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de Norteamérica a en un periodo de 30 años.
- β , es el factor de medida de riesgo no sistemático:

$\beta = 1$, el riesgo es igual al riesgo promedio del mercado

$\beta < 1$, el riesgo es menor al riesgo promedio del mercado

$\beta > 1$, el riesgo es mayor al riesgo promedio del mercado

El β , depende del tipo de proyecto, y puesto que en Ecuador no existe experiencia consolidada en proyectos eólicos, se toma un β comparable, de otra empresa o proyecto similar. Aun así, puede producirse errores, pues existe falta de información para determinar las similitudes. La Referencia (Boston Consulting, 2003), presenta datos de β , estos son apalancados, y representan a las características de los proyectos de donde se obtuvo, por ello se elige un β apalancado, y luego a este se lo Reapalanca (Ecuación 3.7) para que se aproxime a las condiciones del proyecto en el Ecuador.



$$\beta_r = \beta \cdot 1 + \frac{D}{A} \cdot (1 - t_i)$$

Ecuación 3.7

- r_m , es la tasa de rentabilidad esperada sobre la cartera del mercado de activos riesgosos, que es el premio que exigen los inversores por invertir en acciones. La Referencia (Proaño Rivera, y otros, 2005), indica un valor adecuado para el Ecuador.
- r_p , es el riesgo país dado por consultoras internacionales.

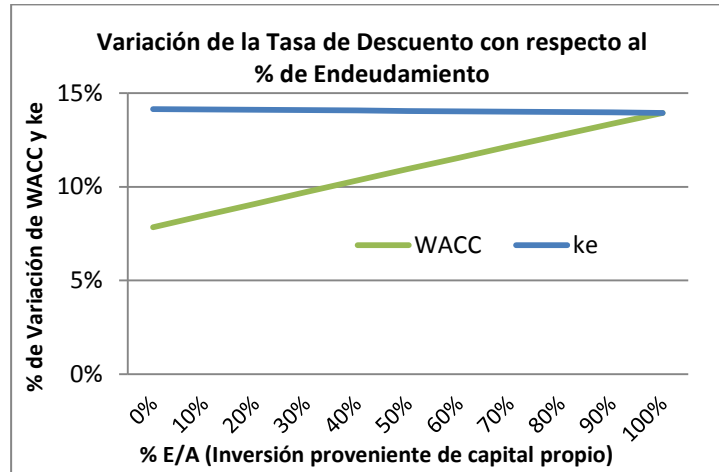
La Tabla 3.2, se indica el cálculo de tasas de descuento que se deberían aplicar a un proyecto eólico, considerándolo como un proyecto netamente financiero.

Tabla 3.2 Cálculo de la tasa de descuento para un proyecto eólico en el Ecuador
Fuente: Varias⁷¹

Parámetro	r_f	r_m	$\beta_{apalancada}$	t_u	IR	t_i	E/A	D/A	$\beta_{reapalancada}$	r_p	k_e	TAR	PRZ	k_d	WACC
Valores	4 %	7 %	11 %	15 %	22 %	34 %	0 %	100 %	18 %	9 %	14 %	9 %	2,5 %	12 %	7,84 %

Considerando como caso base el de la Tabla 3.2, la Gráfica 3.1, muestra un análisis de sensibilidad de la WACC, considerada como tasa de descuento en función del % de endeudamiento E/A. Se puede notar que a medida que el porcentaje de financiamiento disminuye, aumenta la tasa de descuento que se debería utilizar. Para fondos propios E/A=100, la tasa es del 14 %.

⁷¹ r_f , Bonos del Tesoro de Estados Unidos (31/12/2010) www.portfoliopersonal.com/Tasa_Interes/hTB_TIR.asp.
 r_m Prima de Riesgo de Estados Unidos (Proaño Rivera, y otros, 2005). $\beta_{apalancada}$, Beta apalancada de empresas relacionadas con el sector eólico (Proaño Rivera, y otros, 2005), t_u , Utilidades de trabajadores en el Ecuador. IR, Impuesto a la renta en el Ecuador. t_i , Impuestos grabados por Ley en el Ecuador. E/A y D/A Financiamiento propio, suposición de análisis. r_p Riesgo país (31/12/2010) www.bce.fin.ec. PRZ, se asume riesgo medio (Proaño Rivera, y otros, 2005),



Gráfica 3.1 Variación de la tasa de descuento en función del nivel de apalancamiento
 Fuente: Propia (El Anexo 5, muestra los valores utilizados para el desarrollo de esta gráfica)

Con respecto a la variación del PRZ, desde riesgo bajo a alto manteniendo un E/A=0, se tienen tasas desde 6.4 %, 7.8 %, y 9.5 % respectivamente. Si se asume un porcentaje de apalancamiento⁷² de 40 %, E/A=60 %, la tasa llega a 11.6 %.

Para el caso base se considerará una tasa de descuento de 7 %, con variación porcentuales superiores e inferiores para determinar la viabilidad y el impacto de este parámetro en el análisis.

3.3.14 TASA DE INTERÉS

La tasa de interés es el porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Para el análisis financiero se utilizará para determinar los pagos que se deberán hacer anualmente en un periodo de 10 años a la entidad que financie el parque eólico. En el caso de un préstamo se considera la tasa de interés activa, y adicionalmente es afectada por la inflación. Es decir se emplea la tasa de interés real que se determina mediante la Ecuación 3.8 (Dumrauf, 2003).

$$r = \frac{1+i_a}{1+\pi} - 1$$

Ecuación 3.8

⁷² Si bien la situación en España es diferente, es de acotar que el apalancamiento puede llegar hasta el 80 %, en un proyecto eólico, esto indica que es considerado como una inversión segura (Rodríguez, y otros, 2003).



Donde:

i_a , es la tasa de interés (activa).

π , es la inflación.

r , es la tasa de interés real.

La tasa i_a , para este tipo de proyectos no es recomendable utilizar las que da la banca privada ecuatoriana⁷³, pues son mayores si se compara con las que dan los organismos internacionales de crédito. Por ejemplo el Banco Interamericano de Desarrollo, ofrece tasas de alrededor del 5 %⁷⁴. Según el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), la inflación anual en el año 2010 fue 3.33 %. Con estos datos se tiene una tasa de interés real de 1.61 %. Para el análisis se partirá de la tasa de interés sin considerar la inflación.

3.3.15 APALANCAMIENTO

El Apalancamiento es el uso de endeudamiento para financiar una operación (Deuda Financiera Neta/ [Patrimonio Neto + Deuda Financiera Neta]). Esto implica que los recursos propios no se considerarán al momento de analizar el interés de la deuda.

3.4 ANÁLISIS FINANCIERO Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para determinar los flujos de caja desde el año en que se comienza la producción la técnica contable estipula la siguiente valoración anual:

⁷³ En el año 2010, las tasas activas oscilaron entre el 8.64 % al 9.13 %. Fuente: www.bce.fin.ec

⁷⁴ Las tasas de interés del BID, están basadas con la Tasa de Interés Basada en LIBOR, que es (siglas del inglés "London Interbank Offered Rate"). El Libor es el tipo de interés promedio diario en el mercado interbancario de Londres. Fuente: www.iadb.org, www.bce.fin.ec.



Tabla 3.3 Flujo de Caja para el análisis financiero de un proyecto eólico.
Fuente: (MENRE, y otros)

INGRESOS	
	VENTA DE ENERGÍA PAGO ADICIONAL POR TRANSPORTE BONOS DE CARBONO
A	TOTAL DE INGRESOS
EGRESOS	
	GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. SERVICIOS PROFESIONALES GASTOS DE PERSONAL SEGUROS Y GARANTÍAS GASTOS DE ADMINISTRACIÓN TASAS, IMPUESTOS Y CONTRIBUCIONES OTROS GASTOS OPERACIONALES
B	TOTAL DE EGRESOS
C=A-B	BENEFICIOS BRUTOS
D	AMORTIZACIÓN
E=C-D	BAIT (Beneficios antes de los intereses, impuestos)
F	INTERESES
G=E-F	BAT (Beneficios antes de impuestos)
H=G*0.15	UTILIDAD PARA TRABAJADORES
I=G-H	BASE IMPONIBLE
J=I*0.22	IMPUESTOS A LA RENTA
K=I-J	BENEFICIO NETO
L	DESEMBOLSO DEL PRESTAMO
M	INVERSIÓN INICIAL
J=K+D-L-M	CASH FLOW



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 los primeros 15 años.
- Precio de la energía después de los 15 años.
- Factor de Planta.
- Intereses.
- Inversión.
- Potencia.
- Apalancamiento.

Además se plantean dos escenarios: 1) El proyecto es efectuado por el sector privado, es decir se incluye la utilidad a los trabajadores y el impuesto a la renta. 2) El proyecto pertenece al sector público, es decir no se considerara la utilidad ni el impuesto a la renta en el flujo de caja.

El caso base (sector público; sin considerar utilidades) considera parámetros presentados en la Tabla 3.4, y luego se hace una variación porcentual de $\pm 10\%$:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Tabla 3.4 Parámetros base para el análisis financiero.
Fuente: Varios

DATOS DE ENTRADA PARA ANALIZAR LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO EÓLICO EN EL ECUADOR

ITEM	CARACTERÍSTICAS	DATOS		OBSERVACIÓN
I1	TIEMPO DE VIDA ÚTIL	20	AÑOS	Tiempo de vida generalmente aceptada en la bibliografía, y proyectos reales.
I2	POTENCIA INSTALADA (POTENCIA)	25	MW	No se establece límite para las centrales no convencionales (Regulación CONELEC 004/11), salvo para la hidroeléctrica (50 MW)
I3	COSTO kW INSTALADO (INVERSIÓN)	1500	USD/kW	Dato obtenido de la bibliografía.
I4	APALANCAMIENTO	100 %	%	El apalancamiento es el uso de endeudamiento para financiar una operación.
I5	COSTO TOTAL	37 500 000	USD	$I5=I2*I3*1000$
I6	COSTO FINANCIADO	37 500 000	USD	$I6=I5*I4$
I7	COSTO 1 AÑO (40 %)	15 000 000	USD	Se considera que el proyecto se ejecuta en dos años. El primer año se desembolsa el 40 % y en el segundo año el resto (60 %)
I8	COSTO 2 AÑO (60 %)	22 500 000	USD	
I9	FACTOR DE PLANTA	30 %	%	Dato obtenido de la bibliografía.
I10	ENERGÍA ANUAL	65,7	GWh/año	$I10=I2*I9*8760/1000$
I11	DISPONIBILIDAD	95	%	Dato obtenido de la bibliografía.
I12	PÉRDIDAS POR TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN	4	%	
I13	ENERGÍA DISPONIBLE A LA VENTA	59.9184	GWh/año	$I13=I10*I11*(100-I12)$
I14	PRECIO DE LA ENERGÍA (PRIMEROS 15 AÑOS)	0.0913	USD/kWh	La vigencia de los precios será de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012. Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, las centrales renovables no convencionales operarán en el MEM, 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 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.
I15	PRECIO DE LA ENERGÍA (LUEGO DE LOS 15 AÑOS)	0.0468	USD/kWh	Los costos medios de generación actualmente 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 es 4.653 ¢USD/kWh. Se considera un incremento por inflación del 3.33 %.
I16	PRECIO ANUAL DE LA ENERGÍA (PRIMEROS 15 AÑOS)	5 470 549.92	USD/año	$I16=I13*I14*1000000$
I17	PRECIO ANUAL DE LA ENERGÍA (LUEGO DE LOS 15 AÑOS)	2 804 181.12	USD/año	$I17=I15*I14*1000001$
I18	PAGO ADICIONAL POR TRANSPORTE	0	USD/kWh/Km	En la Regulación vigente no se consideran pagos adicionales de transporte. Sin embargo se efectuará la sensibilidad asumiendo que a los precios fijados para la energía medida en el punto de entrega, se sumará un pago adicional por transporte, únicamente



UNIVERSIDAD DE CUENCA

				en el caso de requerirse la construcción de una línea de transmisión. Esta consideración se la hace tomando en cuenta que las Regulaciones de Precios para Energías no convencionales incluían un pago adicional por Transporte de 0.06 centavos USD/kWh/km, con un límite máximo de 1.5 centavos USD/kWh (CONELEC, 2000; 2002; 2004; 2006.). El caso base no considera este parámetro.
I19	LONGITUD DE LA LÍNEA DE CONEXIÓN	5	km	Se considera este dato para el cálculo adicional de transporte
I20	PAGO ADICIONAL POR TRANSPORTE	0	USD/kWh	I20=I18*I19
I21	PAGO ADICIONAL POR TRANSPORTE	179 755,2	USD	I21=I13*I20*1000000
I22	PRECIO CERs	12	USD/TON CO ₂	Valores utilizados en los análisis de proyectos eólicos en el Ecuador.
I23	FACTOR DE EMISIÓN	0.6299	TON CO ₂ /MWH	Factor de emisión de la red eléctrica ecuatoriana (año 2007 - 2009)
I24	EMISIONES EVITADAS	37 742.60	TON	I24=I13*I23*1000
I25	INGRESOS CER ANUAL	452 911.20	USD/año	I25=I24*I22
I26	COSTO DE EXPLOTACIÓN	0.014	USD/kWh	Dato obtenido de la bibliografía.
I27	COSTES DE EXPLOTACIÓN	838 857.60	USD/año	I27=I13*I26*1000000
I28	% DE INCREMENTO DE COSTOS ANUAL	3.3	%	Por inflación
I29	IVA	0 %	%	No se considera para la energía eléctrica.
I30	IMPUESTO A LA RENTA	0 %	%	No se considera para el sector público, 22 % para la empresa privada. Exoneración del impuesto a la renta 5 años de operación (Código de la Producción).
I31	PAGO DE LA DEUDA	10	AÑOS	Plazo para el pago de la deuda.
I32	AMORTIZACIÓN	10	AÑOS	Estableciéndose para instalaciones, maquinarias, equipos y muebles 10 % anual, o lo que equivale a una depreciación de 10 años, en valores constantes (Inversión / 10)
I33	TASA DE DESCUENTO	7 %	%	Cálculo del WACC.
I34	PRPD		USD	PRPD; Potencia Remunerable Puesta a Disposición - para los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos. Regulación 03/004. Y la potencia con la que una Planta Hidroeléctrica o Unidad Termoeléctrica participa en el Mercado Eléctrico Mayorista para cubrir la demanda máxima de la hora punta del período noviembre-febrero. A las centrales eólicas no se las considera como participes de esta remuneración. En la Regulación 004-11 en el numeral 6.1 PRECIOS PREFERENTES, se indica que no se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.
I35	TASA DE INTERÉS	5.0 %	%	Tasa basada en TASA LIBOR, y/o préstamos que dan los organismos internacionales de crédito (tipo BID)
I36	UTILIDAD A LOS TRABAJADORES	0 %	%	No se considera para el sector público, 15 % para la empresa privada.
	PARÁMETROS QUE VARÍAN			



Para el caso del cálculo del pago de intereses se considera dos pagos anuales en un periodo de 10 años. De la misma manera para el caso base con 100 % de apalancamiento, el cálculo se realiza según la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Cálculo del pago por el préstamo para el caso base (Sector Público).
Fuente: Autor.

Monto	37.500.000
Tasa de Interés	5,00 %
Plazo en años	10
N° de pagos por año	2

Pagos	Capital	Interés	Dividendo	Saldo
1	\$ 1.468.017	\$ 937.500	\$ 2.405.517	\$ 36.031.983
2	\$ 1.504.718	\$ 900.800	\$ 2.405.517	\$ 34.527.265
3	\$ 1.542.336	\$ 863.182	\$ 2.405.517	\$ 32.984.929
4	\$ 1.580.894	\$ 824.623	\$ 2.405.517	\$ 31.404.035
5	\$ 1.620.416	\$ 785.101	\$ 2.405.517	\$ 29.783.619
6	\$ 1.660.927	\$ 744.590	\$ 2.405.517	\$ 28.122.692
7	\$ 1.702.450	\$ 703.067	\$ 2.405.517	\$ 26.420.242
8	\$ 1.745.011	\$ 660.506	\$ 2.405.517	\$ 24.675.230
9	\$ 1.788.637	\$ 616.881	\$ 2.405.517	\$ 22.886.594
10	\$ 1.833.352	\$ 572.165	\$ 2.405.517	\$ 21.053.241
11	\$ 1.879.186	\$ 526.331	\$ 2.405.517	\$ 19.174.055
12	\$ 1.926.166	\$ 479.351	\$ 2.405.517	\$ 17.247.889
13	\$ 1.974.320	\$ 431.197	\$ 2.405.517	\$ 15.273.569
14	\$ 2.023.678	\$ 381.839	\$ 2.405.517	\$ 13.249.891
15	\$ 2.074.270	\$ 331.247	\$ 2.405.517	\$ 11.175.621
16	\$ 2.126.127	\$ 279.391	\$ 2.405.517	\$ 9.049.494
17	\$ 2.179.280	\$ 226.237	\$ 2.405.517	\$ 6.870.214
18	\$ 2.233.762	\$ 171.755	\$ 2.405.517	\$ 4.636.452
19	\$ 2.289.606	\$ 115.911	\$ 2.405.517	\$ 2.346.846
20	\$ 2.346.846	\$ 58.671	\$ 2.405.517	\$ 0

Luego los flujos de caja base tanto para el caso público y privado se presentan en la Tabla 3.6 y Tabla 3.8 así mismo los resultados obtenidos realizando las variaciones porcentuales indicadas se presentan en la Tabla 3.7 y Tabla 3.9:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Tabla 3.6 Flujo de caja para el caso base (Sector Público).
Fuente: Fuente propia.

AÑO	Inversión (US\$)	INGRESOS (US\$)						EGRESOS	BENEFICIOS	AMORTIZACIÓN	BAIT	INTERESES	BAT	UTILI.	BASE	IMPUESTO A	BENEFICIO	AMORTIZACIÓN	DESEMBOLSO DEL	CASH FLOW
		PRPD	Energía	Adicional por transporte	Bonos de Carbono	DEVOLUCIO IVA	TOTAL	O&M	BRUTOS					TRAB	IMPONIBLE	LA RENTA	NETO	PRESTAMO		
1 2012	15.000.000																			-15.000.000,00
2 2013	22.500.000																			-22.500.000,00
3 2014		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	838.858	5.084.604	7.500.000	-2.415.396	1.838.300	-4.253.696	0	-4.253.696		-4.253.696	7.500.000	3.750.000,00	-503.696,04
4 2015		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	866.540	5.056.921	7.500.000	-2.443.079	1.687.805	-4.130.884	0	-4.130.884		-4.130.884	7.500.000	3.750.000,00	-380.883,63
5 2016		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	895.136	5.028.325	7.500.000	-2.471.675	1.529.691	-4.001.366	0	-4.001.366		-4.001.366	7.500.000	3.750.000,00	-251.365,94
6 2017		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	924.675	4.998.786	7.500.000	-2.501.214	1.363.573	-3.864.787	0	-3.864.787		-3.864.787	7.500.000	3.750.000,00	-114.787,41
7 2018		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	955.189	4.968.272	7.500.000	-2.531.728	1.189.046	-3.720.774	0	-3.720.774		-3.720.774	7.500.000	3.750.000,00	29.226,03
8 2019		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	986.711	4.936.750	7.500.000	-2.563.250	1.005.682	-3.568.932	0	-3.568.932	0	-3.568.932	7.500.000	3.750.000,00	181.067,98
9 2020		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.019.272	4.904.189	7.500.000	-2.595.811	813.036	-3.408.848	0	-3.408.848	0	-3.408.848	7.500.000	3.750.000,00	341.152,48
10 2021		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.052.908	4.870.553	7.500.000	-2.629.447	610.638	-3.240.085	0	-3.240.085	0	-3.240.085	7.500.000	3.750.000,00	509.915,16
11 2022		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.087.654	4.835.807	7.500.000	-2.664.193	397.993	-3.062.186	0	-3.062.186	0	-3.062.186	7.500.000	3.750.000,00	687.814,28
12 2023		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.123.547	4.799.914	7.500.000	-2.700.086	174.582	-2.874.668	0	-2.874.668	0	-2.874.668	7.500.000	3.750.000,00	875.331,94
13 2024		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.160.624	4.762.837		4.762.837	0	4.762.837	0	4.762.837	0	4.762.837	0		4.762.837,36
14 2025		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.198.924	4.724.537		4.724.537	0	4.724.537	0	4.724.537	0	4.724.537	0		4.724.536,77
15 2026		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.238.489	4.684.972		4.684.972	0	4.684.972	0	4.684.972	0	4.684.972	0		4.684.972,27
16 2027		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.279.359	1.977.733		1.977.733	0	1.977.733	0	1.977.733	0	1.977.733	0		1.977.733,34
17 2028		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.321.578	1.935.514		1.935.514	0	1.935.514	0	1.935.514	0	1.935.514	0		1.935.514,49
18 2029		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.365.190	1.891.902		1.891.902	0	1.891.902	0	1.891.902	0	1.891.902	0		1.891.902,42
19 2030		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.410.241	1.846.851		1.846.851	0	1.846.851	0	1.846.851	0	1.846.851	0		1.846.851,16
20 2031		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.456.779	1.800.313		1.800.313	0	1.800.313	0	1.800.313	0	1.800.313	0		1.800.313,20
21 2032		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.504.853	1.752.239		1.752.239	0	1.752.239	0	1.752.239	0	1.752.239	0		1.752.239,49
22 2033		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.554.513	1.702.579		1.702.579	0	1.702.579	0	1.702.579	0	1.702.579	0		1.702.579,34
37.500.000,00		0,00	90.746.416,80	0,00	9.058.224,04	0,00	99.804.640,84	23.241.039,62	76.563.601,22	75.000.000,00	1.563.601,22	10.610.346,55	-9.046.745,33	0,00	-9.046.745,33	0,00	-9.046.745,33	75.000.000,00	37.500.000,00	-9.046.745,33

VAN -25.907.059,84
TIR -1,85%



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**Tabla 3.7 VAN y TIR calculados para variaciones en % (Sector Público).
Fuente: Fuente propia.**

VAN	TASA DE DESCUENTO	INCREMENTO ANUAL DE COSTOS	COSTOS DE EXPLOTACIÓN	FACTOR DE EMISIÓN	PRECIO CERs	PAGO POR EL TRANSPORTE	PRECIO DESPUÉS DE LOS 15 AÑOS	PRECIO DE LOS PRIMEROS 15 AÑOS	FACTOR DE PLANTA	POTENCIA	INTERÉS	INVERSIÓN	APALANCAMIENTO
VALORES BASE	7%	3,33%	0,014 USD/kWh	0,6299 TON CO2/MWH	12 USD/TON CO2	0 USD/kWh/km	0,0468 USD/kWh	0,0913 USD/kWh	30%	25 MW	5%	1500 \$USD/kW	100%
VARIACIÓN EN %	S. PÚBLICO (MILLONES)												
-70%	-16,3	-24,1	-18,4	-29,0	-29,0		-30,0	-55,8	-55,6	-7,8	-23,1	21,9	-20,6
-60%	-18,2	-24,4	-19,5	-28,6	-28,6		-29,4	-51,5	-51,3	-10,4	-23,5	15,1	-21,3
-50%	-19,9	-24,6	-20,6	-28,1	-28,1		-28,8	-47,3	-47,1	-13,0	-23,9	8,2	-22,1
-40%	-21,4	-24,8	-21,6	-27,7	-27,7		-28,3	-43,0	-42,9	-15,5	-24,3	1,4	-22,9
-30%	-22,8	-25,1	-22,7	-27,3	-27,3		-27,7	-38,7	-38,6	-18,1	-24,7	-5,4	-23,6
-20%	-23,9	-25,4	-23,8	-26,8	-26,8		-27,1	-34,5	-34,4	-20,7	-25,1	-12,3	-24,4
-10%	-25,0	-25,6	-24,8	-26,4	-26,4		-26,5	-30,2	-30,1	-23,3	-25,5	-19,1	-25,1
0%	-25,9	-25,9	-25,9	-25,9	-25,9	-25,9	-25,9	-25,9	-25,9	-25,9	-25,9	-25,9	-25,9
10%	-26,7	-26,2	-27,0	-25,5	-25,5	-24,1	-25,3	-21,6	-21,7	-28,5	-26,3	-32,7	
20%	-27,5	-26,5	-28,0	-25,0	-25,0	-23,9	-24,7	-17,4	-17,4	-31,1	-26,7	-39,6	
30%	-28,1	-26,8	-29,1	-24,6	-24,6	-23,8	-24,1	-13,1	-13,2	-33,7	-27,1	-46,4	
40%	-28,7	-27,1	-30,2	-24,1	-24,1	-23,6	-23,6	-8,8	-9,0	-36,3	-27,5	-53,2	
50%	-29,2	-27,5	-31,3	-23,7	-23,7	-23,4	-23,0	-4,5	-4,7	-38,9	-28,0	-60,0	
60%	-29,6	-27,8	-32,3	-30,4	-23,2	-23,2	-22,4	-0,3	-0,5	-41,5	-28,4	-66,9	
70%	-30,0	-28,2	-33,4	-30,4	-22,8	-23,1	-21,8	4,0	3,8	-44,0	-28,8	-73,7	
TIR	TASA DE DESCUENTO	INCREMENTO ANUAL DE COSTOS	COSTOS DE EXPLOTACIÓN	FACTOR DE EMISIÓN	PRECIO CERs	PAGO POR EL TRANSPORTE	PRECIO DESPUÉS DE LOS 15 AÑOS	PRECIO DE LOS PRIMEROS 15 AÑOS	FACTOR DE PLANTA	POTENCIA	INTERÉS	INVERSIÓN	APALANCAMIENTO
VALORES BASE	7%	3,33%	0,014 USD/kWh	0,6299 TON CO2/MWH	12 USD/TON CO2	0 USD/kWh/km	0,0468 USD/kWh	0,0913 USD/kWh	30%	25 MW	5%	1500 \$USD/kW	100%
VARIACIÓN EN %	S. PÚBLICO (%)												
-70%	-1,85%	-0,81%	1,30%	-3,30%	-3,30%		-7,51%	-11,07%	-16,80%	-1,85%	-1,08%	27,54%	-0,35%
-60%	-1,85%	-0,93%	0,90%	-3,08%	-3,08%		-6,14%	-9,90%	-13,81%	-1,85%	-1,19%	18,07%	-0,57%
-50%	-1,85%	-1,06%	0,48%	-2,87%	-2,87%		-5,10%	-8,67%	-11,30%	-1,85%	-1,30%	12,01%	-0,79%
-40%	-1,85%	-1,20%	0,05%	-2,66%	-2,66%		-4,26%	-7,39%	-9,08%	-1,85%	-1,41%	7,73%	-1,01%
-30%	-1,85%	-1,35%	-0,40%	-2,45%	-2,45%		-3,54%	-6,06%	-7,08%	-1,85%	-1,52%	4,51%	-1,22%
-20%	-1,85%	-1,50%	-0,86%	-2,25%	-2,25%		-2,91%	-4,69%	-5,23%	-1,85%	-1,63%	1,97%	-1,44%
-10%	-1,85%	-1,67%	-1,35%	-2,05%	-2,05%		-2,35%	-3,28%	-3,49%	-1,85%	-1,74%	-0,11%	-1,64%
0%	-1,85%	-1,85%	-1,85%	-1,85%	-1,85%	-1,85%	-1,85%	-1,85%	-1,85%	-1,85%	-1,85%	-1,85%	-1,85%
10%	-1,85%	-2,04%	-2,38%	-1,65%	-1,65%	-1,09%	-1,39%	-0,40%	-0,28%	-1,85%	-1,96%	-3,34%	
20%	-1,85%	-2,24%	-2,93%	-1,46%	-1,46%	-1,01%	-0,97%	1,07%	1,23%	-1,85%	-2,07%	-4,64%	
30%	-1,85%	-2,46%	-3,52%	-1,27%	-1,27%	-0,94%	-0,58%	2,53%	2,69%	-1,85%	-2,18%	-5,78%	
40%	-1,85%	-2,70%	-4,15%	-1,08%	-1,08%	-0,87%	-0,21%	4,00%	4,11%	-1,85%	-2,29%	-6,81%	
50%	-1,85%	-2,96%	-4,82%	-0,90%	-0,90%	-0,79%	0,13%	5,46%	5,50%	-1,85%	-2,39%	-7,73%	
60%	-1,85%	-3,24%	-5,54%	-3,98%	-0,71%	-0,72%	0,45%	6,91%	6,85%	-1,85%	-2,50%	-8,57%	
70%	-1,85%	-3,55%	-6,33%	-3,98%	-0,53%	-0,65%	0,76%	8,35%	8,17%	-1,85%	-2,61%	-9,33%	



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**Tabla 3.8 Flujo de caja para el caso base (Sector Privado).
Fuente: Fuente propia.**

AÑO	Inversión (US\$)	INGRESOS (US\$)						EGRESOS O&M	BENEFICIOS BRUTOS	AMORTIZACIÓN	BAIT	INTERESES	BAT	UTIL. TRAB	BASE IMPONIBLE	IMPUESTO A LA RENTA	BENEFICIO NETO	AMORTIZACIÓN	DESEMBOLO DEL PRESTAMO	CASH FLOW	
		PRPD	Energía	Adicional por transporte	Bonos de Carbono	DEVOLUCIO IVA	TOTAL														
1	2012	15.000.000																		-15.000.000,00	
2	2013	22.500.000																		-22.500.000,00	
3	2014		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	838.858	5.084.604	7.500.000	-2.415.396	1.838.300	-4.253.696	0	-4.253.696	-4.253.696	7.500.000	3.750.000,00	-503.696,04	
4	2015		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	866.540	5.056.921	7.500.000	-2.443.079	1.687.805	-4.130.884	0	-4.130.884	-4.130.884	7.500.000	3.750.000,00	-380.883,63	
5	2016		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	895.136	5.028.325	7.500.000	-2.471.675	1.529.691	-4.001.366	0	-4.001.366	-4.001.366	7.500.000	3.750.000,00	-251.365,94	
6	2017		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	924.675	4.998.786	7.500.000	-2.501.214	1.363.573	-3.864.787	0	-3.864.787	-3.864.787	7.500.000	3.750.000,00	-114.787,41	
7	2018		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	955.189	4.968.272	7.500.000	-2.531.728	1.189.046	-3.720.774	0	-3.720.774	-3.720.774	7.500.000	3.750.000,00	29.226,03	
8	2019		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	986.711	4.936.750	7.500.000	-2.563.250	1.005.682	-3.568.932	0	-3.568.932	-3.568.932	7.500.000	3.750.000,00	181.067,98	
9	2020		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.019.272	4.904.189	7.500.000	-2.595.811	813.036	-3.408.848	0	-3.408.848	-3.408.848	7.500.000	3.750.000,00	341.152,48	
10	2021		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.052.908	4.870.553	7.500.000	-2.629.447	610.638	-3.240.085	0	-3.240.085	-3.240.085	7.500.000	3.750.000,00	509.915,16	
11	2022		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.087.654	4.835.807	7.500.000	-2.664.193	397.993	-3.062.186	0	-3.062.186	-3.062.186	7.500.000	3.750.000,00	687.814,28	
12	2023		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.123.547	4.799.914	7.500.000	-2.700.086	174.582	-2.874.668	0	-2.874.668	-2.874.668	7.500.000	3.750.000,00	875.331,94	
13	2024		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.160.624	4.762.837		4.762.837	0	4.762.837	714.426	4.048.412	890.651	3.157.761	0	3.157.761,17	
14	2025		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.198.924	4.724.537		4.724.537	0	4.724.537	708.681	4.015.856	883.488	3.132.368	0	3.132.367,88	
15	2026		0	5.470.550	0	452.911	0	5.923.461	1.238.489	4.684.972		4.684.972	0	4.684.972	702.746	3.982.226	876.090	3.106.137	0	3.106.136,61	
16	2027		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.279.359	1.977.733		1.977.733	0	1.977.733	296.660	1.681.073	369.836	1.311.237	0	1.311.237,20	
17	2028		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.321.578	1.935.514		1.935.514	0	1.935.514	290.327	1.645.187	361.941	1.283.246	0	1.283.246,11	
18	2029		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.365.190	1.891.902		1.891.902	0	1.891.902	283.785	1.608.117	353.786	1.254.331	0	1.254.331,31	
19	2030		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.410.241	1.846.851		1.846.851	0	1.846.851	277.028	1.569.823	345.361	1.224.462	0	1.224.462,32	
20	2031		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.456.779	1.800.313		1.800.313	0	1.800.313	270.047	1.530.266	336.659	1.193.608	0	1.193.607,65	
21	2032		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.504.853	1.752.239		1.752.239	0	1.752.239	262.836	1.489.404	327.669	1.161.735	0	1.161.734,78	
22	2033		0	2.804.181	0	452.911	0	3.257.092	1.554.513	1.702.579		1.702.579	0	1.702.579	255.387	1.447.192	318.382	1.128.810	0	1.128.810,10	
		37.500.000,00	0,00	90.746.416,80	0,00	9.058.224,04	0,00	99.804.640,84	23.241.039,62	76.563.601,22	75.000.000,00	1.563.601,22	10.610.346,55	-9.046.745,33	4.061.921,98	-13.108.667,30	5.063.862,73	-18.172.530,03	75.000.000,00	37.500.000,00	-18.172.530,03

VAN **-29.200.151,42**
TIR **-4,37%**



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**Tabla 3.9 VAN y TIR calculados para variaciones en % (Sector Privado).
Fuente: Fuente propia.**

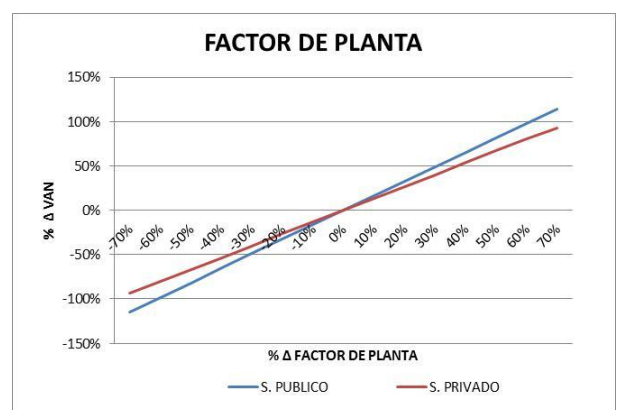
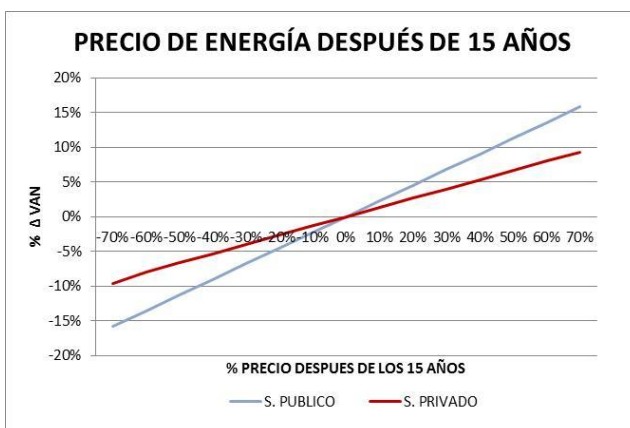
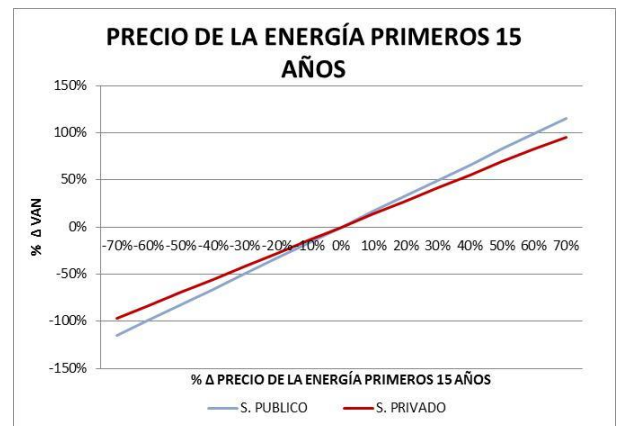
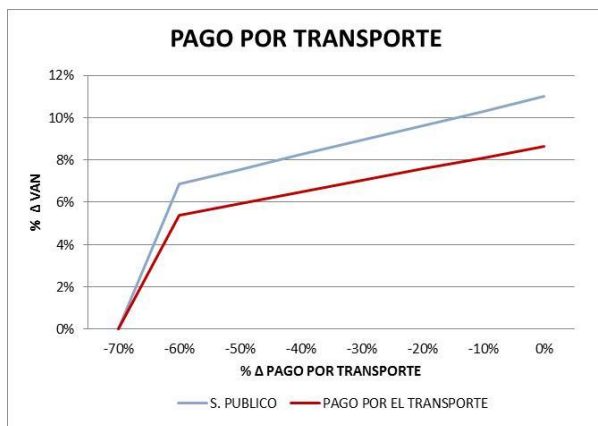
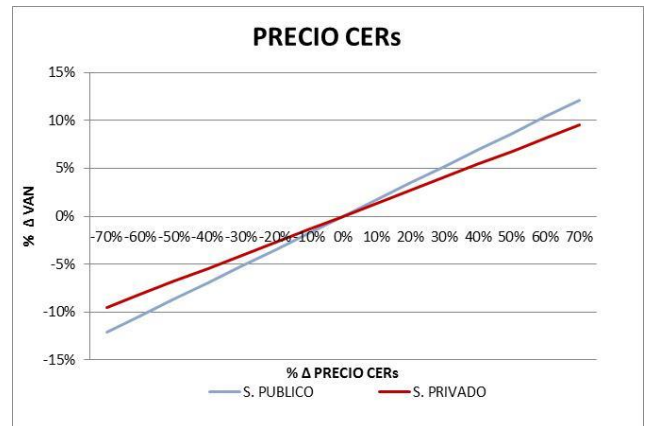
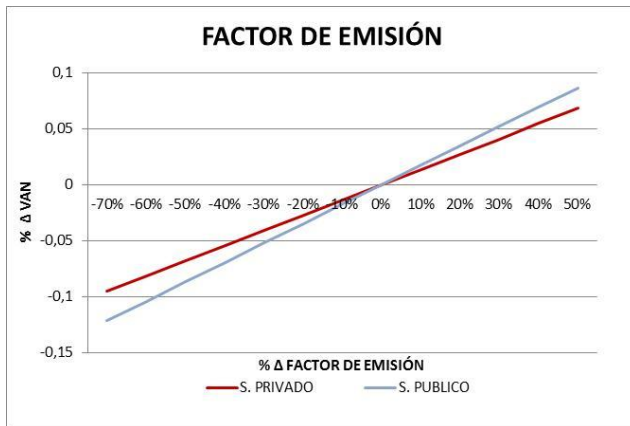
VAN	TASA DE	INCREMENTO	COSTOS DE	FACTOR DE	PRECIO CERS	PAGO POR EL	PRECIO	PRECIO DE LOS	FACTOR DE	POTENCIA	INTERÉS	INVERSIÓN	APALANCAMIENTO
	DESCUENTO	ANUAL DE COSTOS	EXPLOTACIÓN	EMISIÓN	USD/TON CO2	TRANSPORTE	DESPUÉS DE LOS 15 AÑOS	PRIMEROS 15 AÑOS	PLANTA			\$USD/kw	
VALORES BASE	7%	3,33%	0,014 USD/kWh	0,6299 TON CO2/MWH	12 USD/TON CO2	0 USD/kWh/km	0,0468 USD/kWh	0,0913 USD/kWh	30%	25 MW	5%	1500 \$USD/kw	100%
VARIACIÓN EN %	S. PRIVADO (MILLONES)												
-70%	-23,0	-27,8	-22,7	-32,0	-32,0		-32,0	-57,5	-56,6	-8,8	-26,4	15,0	-23,9
-60%	-24,2	-28,0	-23,7	-31,6	-31,6		-31,5	-53,5	-52,6	-11,7	-26,8	9,5	-24,6
-50%	-25,3	-28,2	-24,6	-31,2	-31,2		-31,1	-49,4	-48,7	-14,6	-27,2	3,9	-25,4
-40%	-26,3	-28,4	-25,5	-30,8	-30,8		-30,8	-45,4	-44,8	-17,5	-27,6	-1,9	-26,1
-30%	-27,2	-28,6	-26,4	-30,4	-30,4		-30,4	-41,3	-40,9	-20,4	-28,0	-8,7	-26,9
-20%	-27,9	-28,8	-27,4	-30,0	-30,0		-30,0	-37,3	-37,0	-23,4	-28,4	-15,5	-27,7
-10%	-28,6	-29,0	-28,3	-29,6	-29,6		-29,6	-33,2	-33,1	-26,3	-28,8	-22,4	-28,4
0%	-29,2	-29,2	-29,2	-29,2	-29,2	-29,2	-29,2	-29,2	-29,2	-29,2	-29,2	-29,2	-29,2
10%	-29,7	-29,4	-30,1	-28,8	-28,8	-27,6	-28,8	-25,2	-25,3	-32,1	-29,6	-36,0	
20%	-30,2	-29,7	-31,0	-28,4	-28,4	-27,5	-28,4	-21,1	-21,4	-35,0	-30,0	-42,9	
30%	-30,6	-29,9	-32,0	-28,0	-28,0	-27,3	-28,0	-17,1	-17,5	-38,0	-30,4	-49,7	
40%	-30,9	-30,1	-32,9	-27,6	-27,6	-27,1	-27,6	-13,0	-13,6	-40,9	-30,8	-56,5	
50%	-31,2	-30,4	-33,8	-27,2	-27,2	-27,0	-27,3	-9,0	-9,7	-43,8	-31,3	-63,3	
60%	-31,5	-30,6	-34,7	-33,2	-26,8	-26,8	-26,9	-5,1	-5,8	-46,7	-31,7	-70,2	
70%	-31,7	-30,9	-35,7	-33,2	-26,4	-26,7	-26,5	-1,4	-2,0	-49,6	-32,1	-77,0	

TIR	TASA DE	INCREMENTO	COSTOS DE	FACTOR DE	PRECIO CERS	PAGO POR EL	PRECIO	PRECIO DE LOS	FACTOR DE	POTENCIA	INTERÉS	INVERSIÓN	APALANCAMIENTO
	DESCUENTO	ANUAL DE COSTOS	EXPLOTACIÓN	EMISIÓN	USD/TON CO2	TRANSPORTE	DESPUÉS DE LOS 15 AÑOS	PRIMEROS 15 AÑOS	PLANTA			\$USD/kw	
VALORES BASE	7%	3,33%	0,014 USD/kWh	0,6299 TON CO2/MWH	12 USD/TON CO2	0 USD/kWh/km	0,0468 USD/kWh	0,0913 USD/kWh	30%	25 MW	5%	1500 \$USD/kw	100%
VARIACIÓN EN %	S.PRIVADO (%)												
-70%	-4,37%	-3,30%	-1,09%	-5,89%	-5,89%		-10,85%	-13,89%	#¡NUM!	-4,37%	-3,53%	23,36%	-2,72%
-60%	-4,37%	-3,43%	-1,51%	-5,66%	-5,66%		-8,82%	-12,73%	-16,79%	-4,37%	-3,65%	15,04%	-2,97%
-50%	-4,37%	-3,56%	-1,94%	-5,44%	-5,44%		-7,72%	-11,50%	-14,23%	-4,37%	-3,77%	9,74%	-3,21%
-40%	-4,37%	-3,70%	-2,39%	-5,22%	-5,22%		-6,83%	-10,19%	-11,95%	-4,37%	-3,89%	5,84%	-3,45%
-30%	-4,37%	-3,85%	-2,86%	-5,00%	-5,00%		-6,09%	-8,82%	-9,87%	-4,37%	-4,01%	2,42%	-3,69%
-20%	-4,37%	-4,02%	-3,34%	-4,79%	-4,79%		-5,45%	-7,39%	-7,93%	-4,37%	-4,13%	-0,30%	-3,92%
-10%	-4,37%	-4,19%	-3,84%	-4,58%	-4,58%		-4,88%	-5,90%	-6,11%	-4,37%	-4,25%	-2,52%	-4,14%
0%	-4,37%	-4,37%	-4,37%	-4,37%	-4,37%	-4,37%	-4,37%	-4,37%	-4,37%	-4,37%	-4,37%	-4,37%	-4,37%
10%	-4,37%	-4,57%	-4,92%	-4,16%	-4,16%	-3,57%	-3,91%	-2,81%	-2,70%	-4,37%	-4,49%	-5,95%	
20%	-4,37%	-4,78%	-5,50%	-3,96%	-3,96%	-3,49%	-3,48%	-1,23%	-1,09%	-4,37%	-4,61%	-7,31%	
30%	-4,37%	-5,00%	-6,12%	-3,76%	-3,76%	-3,42%	-3,09%	0,36%	0,47%	-4,37%	-4,73%	-8,52%	
40%	-4,37%	-5,25%	-6,77%	-3,56%	-3,56%	-3,34%	-2,72%	1,96%	1,99%	-4,37%	-4,85%	-9,59%	
50%	-4,37%	-5,52%	-7,48%	-3,37%	-3,37%	-3,26%	-2,38%	3,54%	3,47%	-4,37%	-4,97%	-10,55%	
60%	-4,37%	-5,81%	-8,24%	-3,18%	-3,18%	-3,19%	-2,06%	5,06%	4,92%	-4,37%	-5,08%	-11,41%	
70%	-4,37%	-6,13%	-9,08%	-3,00%	-2,99%	-3,11%	-1,75%	6,45%	6,28%	-4,37%	-5,20%	-12,21%	



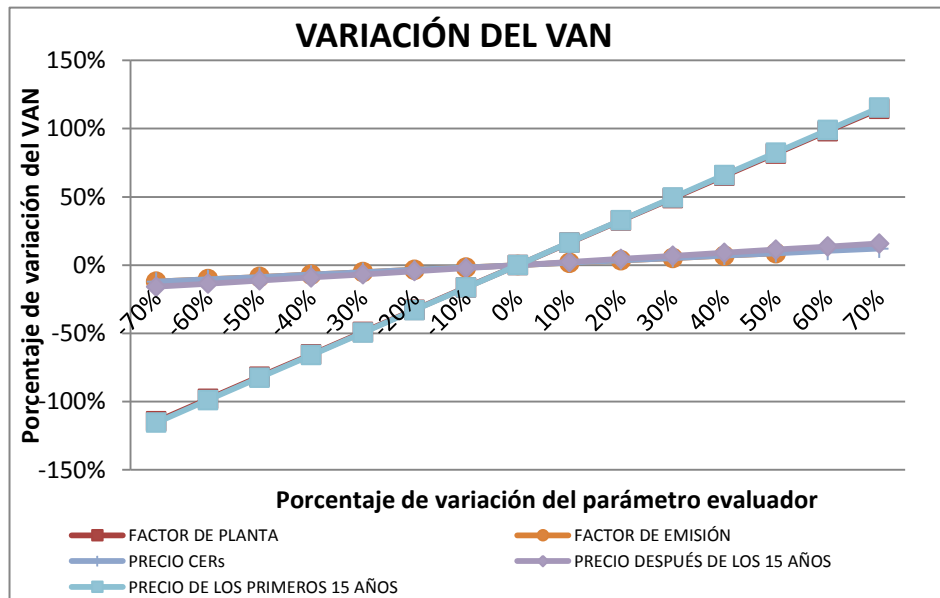
3.4.1 SENSIBILIDAD DEL VAN

La sensibilidad financiera del proyecto definida por el VAN, se puede apreciar en las siguientes Gráficas, en ellas se observa cuál es la variación frente a los supuestos anteriormente citados:

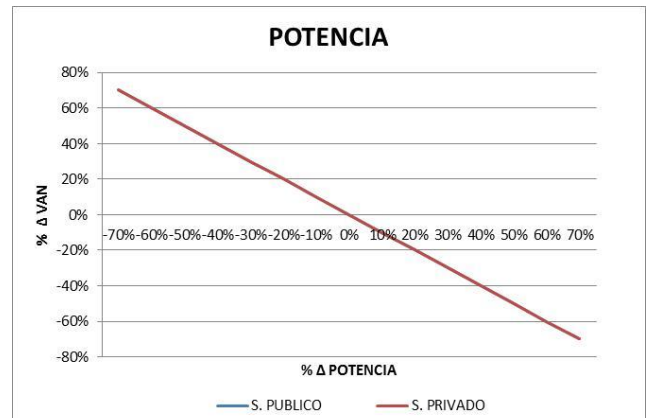
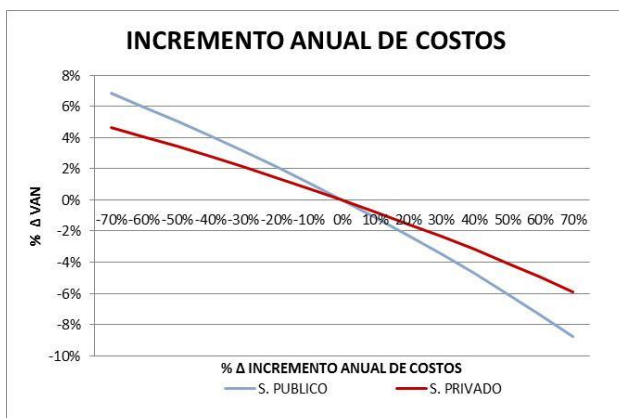
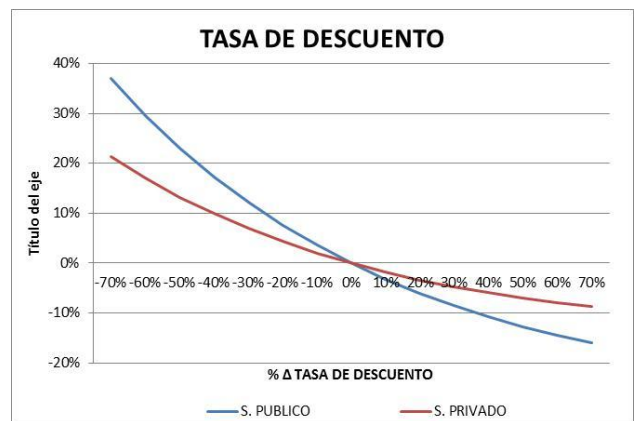
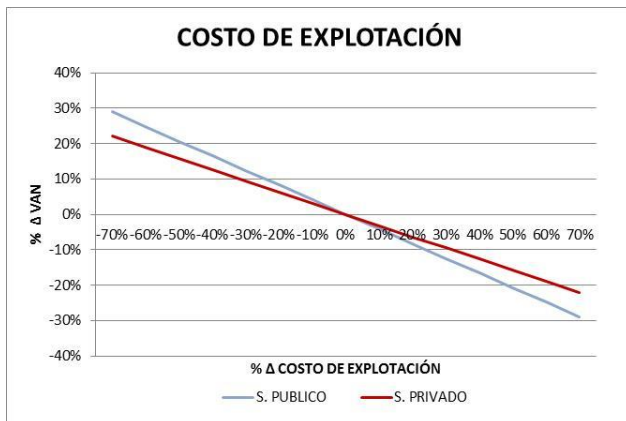


Gráfica 3.2 Variación porcentual del VAN en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente positiva (Individual).

Fuente: Propia



Gráfica 3.3 Variación porcentual del VAN en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente positiva (General, Caso Sector Público).
Fuente: Propia





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 factor de planta, se incrementan, la variación del VAN también (Gráfica 3.2). A pesar de que el caso Sector Público la pendiente es superior, los resultados expuestos reflejan (para los supuestos considerados) que financieramente los proyectos eólicos no serían atractivos en el Ecuador (Tabla 3.7 y Tabla 3.9). Para el resto de parámetros que se evalúan la pendiente es negativa (costos de explotación, incremento anual de costos, tasa de descuento, interés, potencia y apalancamiento), esto se ve reflejado en las Gráfica 3.4; de esta forma a medida que disminuye del valor base, el VAN se incrementa.

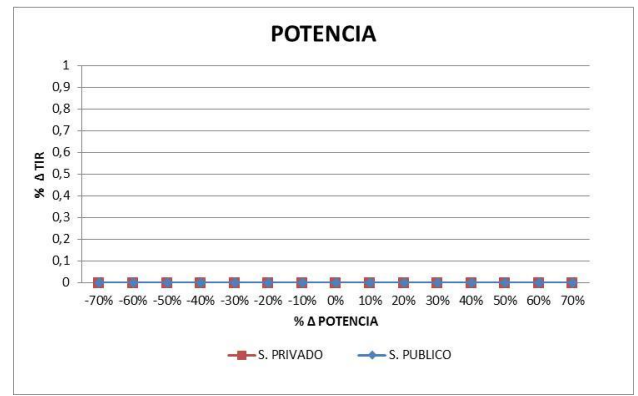
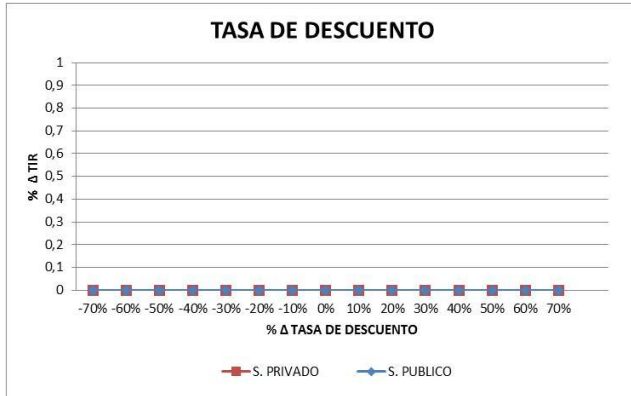
En la Gráfica 3.3 se exponen las variaciones de todos los parámetros evaluados, se tiene que el precio de la energía en los primeros 15 años, así como el factor de planta son los parámetros más sensibles; variaciones porcentuales de $\pm 30\%$ implican hasta un $\pm 50\%$ de variación del VAN. Los otros parámetros tienen menores variaciones (variaciones del $\pm 70\%$ del parámetro evaluado implican variaciones menores al 15% del VAN). En otras palabras, un mayor precio de energía o una mayor energía generada significarían mayor rentabilidad financiera.

Analizando la Gráfica 3.5, 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. El resto de parámetros con pendientes negativas son menores en cuanto a la sensibilidad con respecto a los dos anteriormente mencionados, produciendo una variación porcentual del VAN menor al 40% , frente a una variación del 70% del parámetro evaluado.



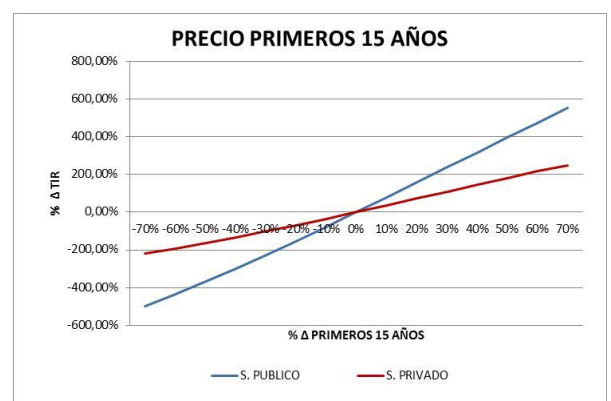
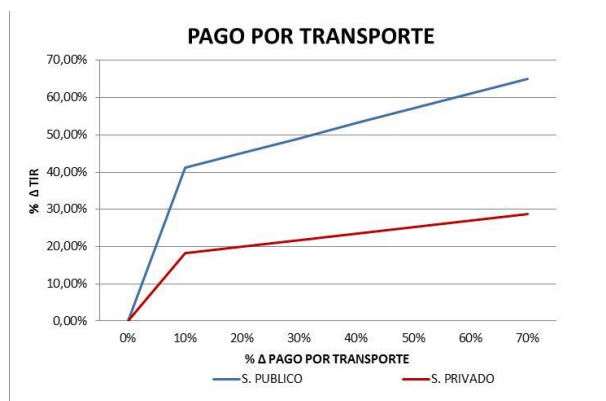
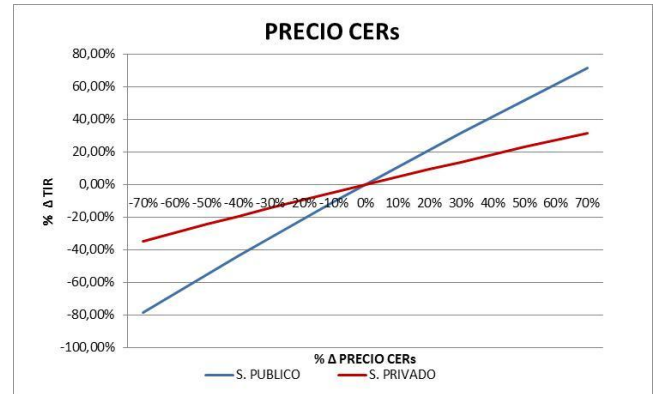
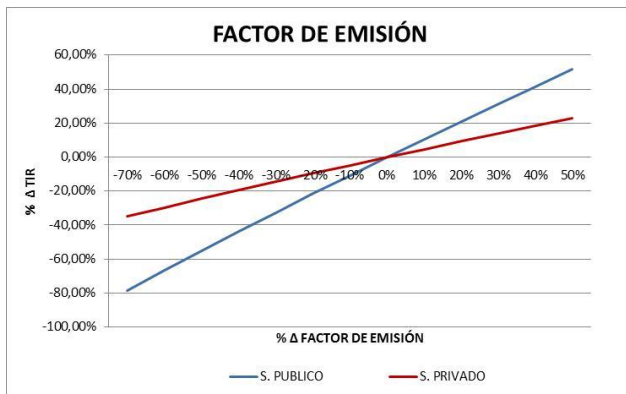
3.4.2 SENSIBILIDAD DE LA TIR

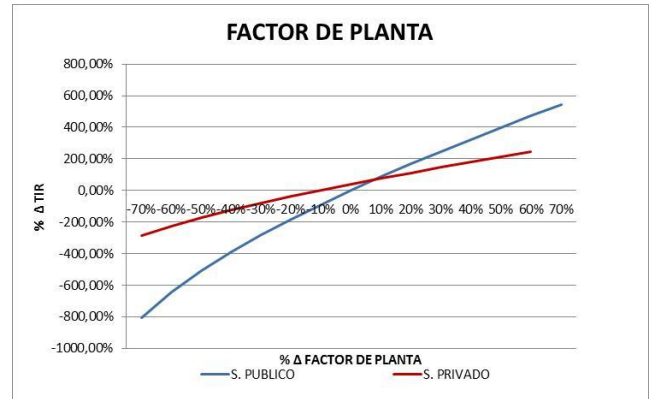
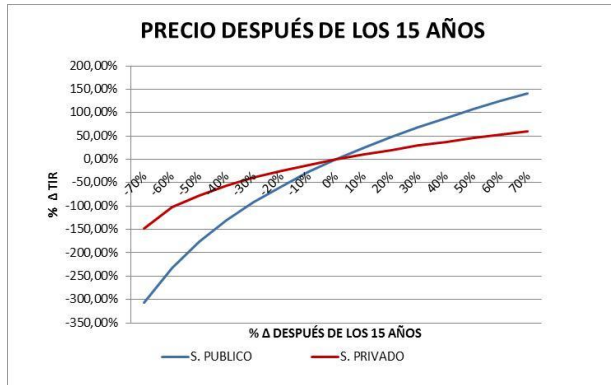
Análogamente al análisis anterior, las Gráficas que se exponen a continuación indican la variación porcentual de la TIR, en función de la variación porcentual del parámetro evaluado.



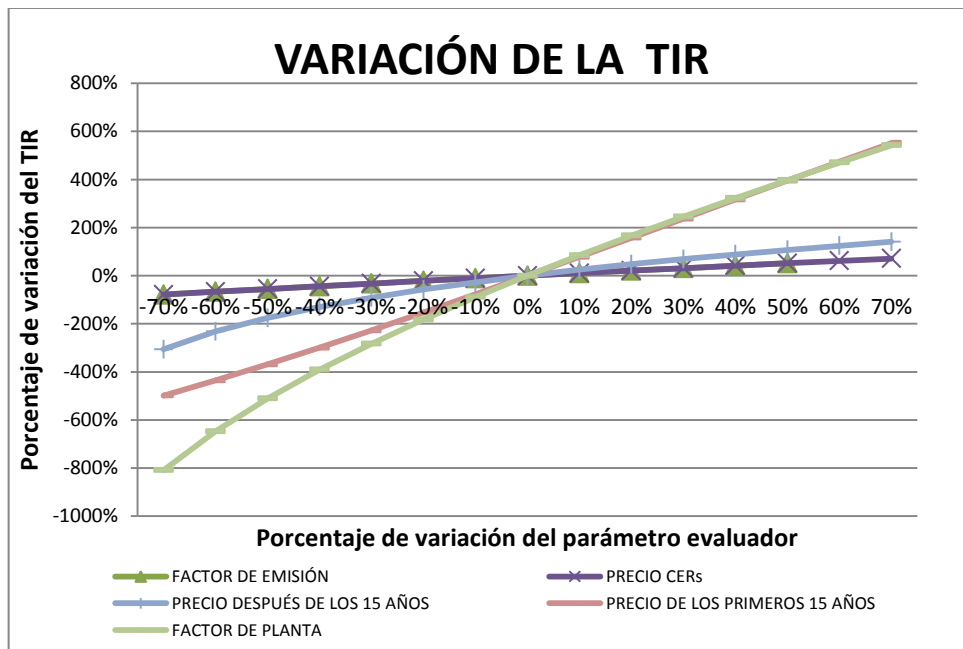
Gráfica 3.6 Variación porcentual de la TIR en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Sin variación (Individual).

Fuente: Propia

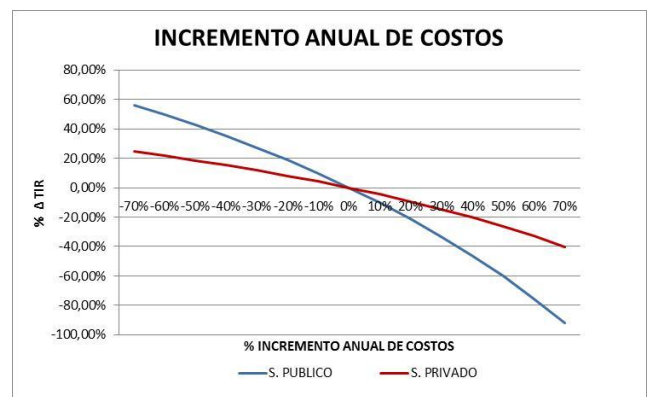
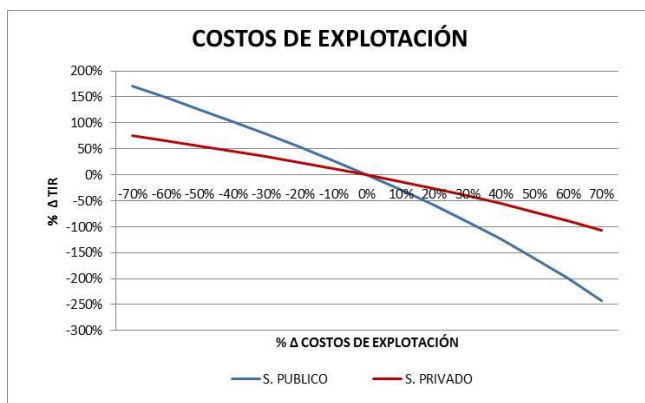


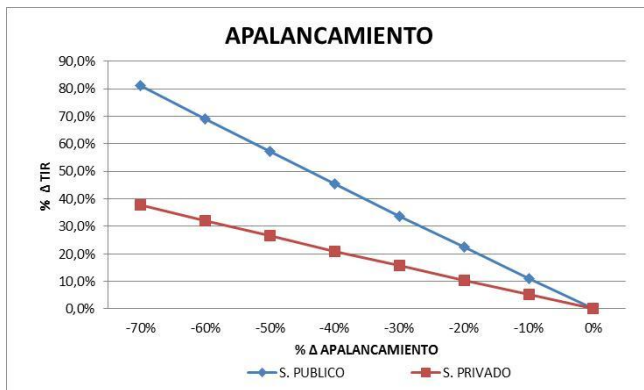
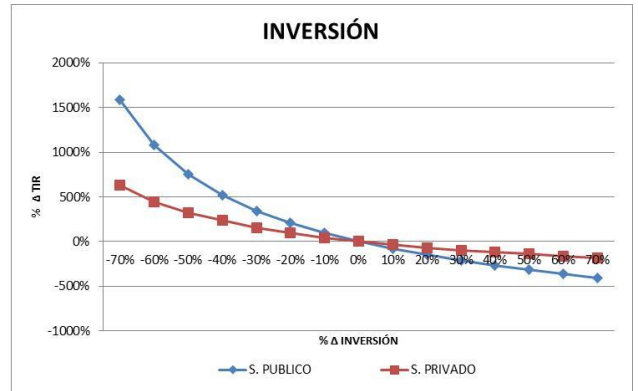
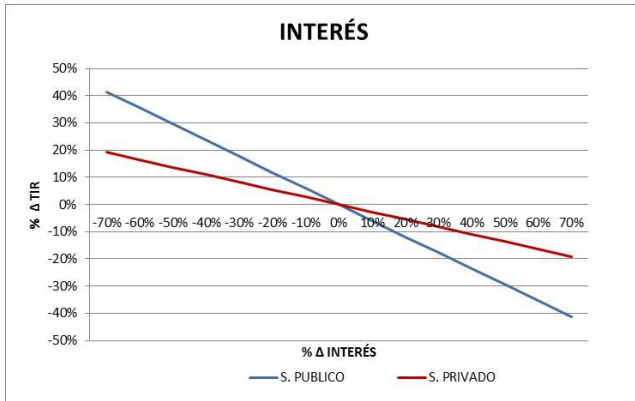


Gráfica 3.7 Variación porcentual de la TIR en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente positiva (Individual).
Fuente: Propia

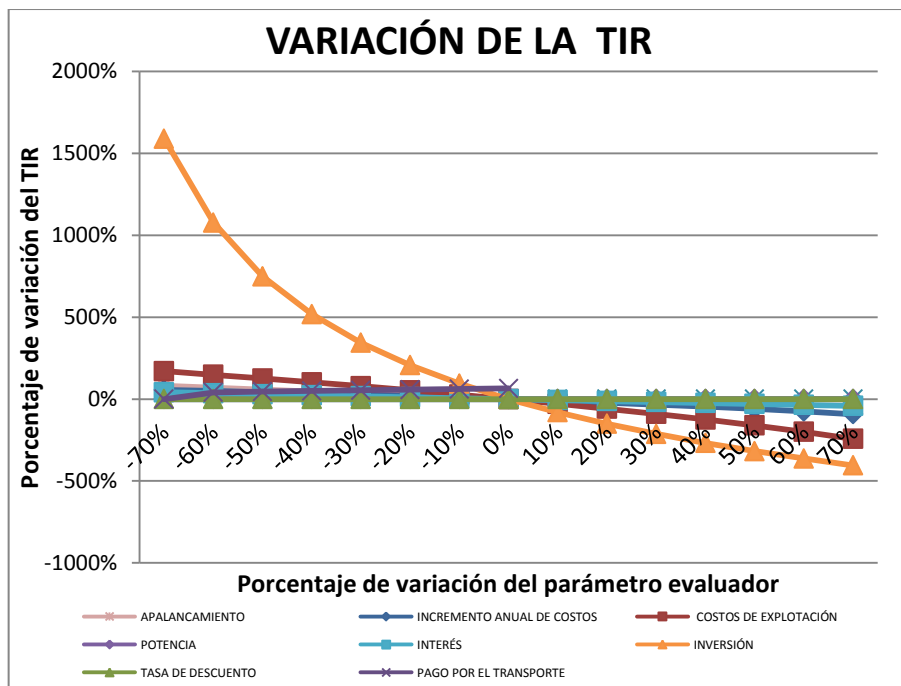


Gráfica 3.8 Variación porcentual de la TIR en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente positiva (General, Caso Sector Público).
Fuente: Propia





Gráfica 3.9 Variación porcentual de la TIR en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente negativa (Individual). Fuente: Propia



Gráfica 3.10 Variación porcentual de la TIR en función de la variación porcentual del parámetro evaluador – Pendiente negativa (General, Caso Sector Público). Fuente: Propia



Una tasa interna de retorno igual o superior a la tasa de descuento “base” indica que la inversión es aceptable. En la Tabla 3.7 y Tabla 3.9 se muestra cuál es la tasa interna 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, del factor de planta, así como de la inversión, se presentan condiciones favorables para la inversión.

La sensibilidad de los diferentes parámetros se observa en la Gráfica 3.6, Gráfica 3.7 y Gráfica 3.9. La Gráfica 3.6 indica que frente a la variación de la tasa de descuento y la potencia, la TIR no varía. Al igual que sucede con el VAN, el análisis del Sector Público frente al Sector Privado, indica que en el primer caso se tendría mayor rendimiento financiero. La Gráfica 3.7 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 factor de planta) la TIR también lo hace. En la Gráfica 3.8, se indica que el factor de planta es el parámetro más sensible seguido del precio de energía en los primeros 15 años (con variación porcentual del +70 %, se llega hasta un 550 % de variación de la TIR). En cuanto a los otros parámetros sus variaciones son inferiores al 200 %, teniéndose igual comportamiento en el caso del precio de los CERs y factor de emisión.

La Gráfica 3.9, muestran una pendiente negativa en la variación de la TIR, es decir a medida que los parámetros se incrementan la tasa interna de retorno aumenta. 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.

3.4.3 CONDICIONES MÍNIMAS PARA LA INVERSIÓN EN UN PROYECTO EÓLICO

Puesto que el análisis financiero depende de varios parámetros, para determinar las condiciones mínimas de inversión se realizó una variación de los valores base principalmente de los parámetros considerados más sensibles⁷⁵.

⁷⁵ En el Anexo 6, se indican los resultados de las variaciones de realizadas.



La Tabla 3.10, muestra un resumen de los parámetros financieros definidos en los numerales previos, colocados en orden de importancia según la sensibilidad de su variación con respecto a la TIR y al VAN (En el Anexo 6 se tiene el resumen de los resultados del análisis de sensibilidad). En la Tabla se observa, que si se varía exclusivamente la Inversión o el Precio de la Energía los Primeros 15 años, se puede llegar a resultados financieros atractivos. Para el resto de parámetros, al variarlos individualmente los resultados tanto de la TIR y la VAN indican que no son parámetros que podrían afectar significativamente al financiamiento. Sin duda, al variar dos o más parámetros a la vez se puede tener resultados de TIR y VAN favorables.

Tabla 3.10 Condiciones mínimas para la factibilidad financiera del proyecto.
Fuente: Fuente propia.

PARÁMETRO	TIR		VAN		VALOR ACEPTABLE		VARIACIÓN CON RESPECTO AL VALOR BASE	
	PUBLICICO	PRIVADO	PUBLICICO	PRIVADO	PUBLICICO	PRIVADO	PUBLICICO	PRIVADO
VARIACIÓN CON PENDIENTE NEGATIVA								
INVERSIÓN	> 7 %	> 7 %	+	+	900 USD/kW	825 USD/kW	-60 %	-55
POTENCIA	Para todos los valores la TIR es constante y el VAN es (-).							
TASA DE DESCUENTO	Para todos los valores TIR es constante y el VAN es (-).							
COSTO DE EXPLOTACIÓN	Para todos los valores la TIR es inferior a la Tasa de Descuento y el VAN es (-).							
INTERÉS	Para todos los valores la TIR es inferior a la Tasa de Descuento y el VAN es (-).							
INCREMENTO ANUAL DE COSTOS	Para todos los valores la TIR es inferior a la Tasa de Descuento y el VAN es (-).							
PAGO POR TRANSPORTE	Para todos los valores la TIR es inferior a la Tasa de Descuento y el VAN es (-).							
APALANCAMIENTO	Para todos los valores la TIR es inferior a la Tasa de Descuento y el VAN es (-).							
VARIACIÓN CON PENDIENTE POSITIVA								
PRECIO 1 ^{ROS} 15 AÑOS	> 7 %	> 7 %	+	+	0,1506 USD/kWh	0,1598 USD/kWh	+ 65 %	+ 75
PRECIOS DESPUES DE 15 AÑOS	Para los valores analizados la TIR es inferior a la Tasa de Descuento y el VAN es (-).							
PRECIOS CERS	Para los valores analizados la TIR es inferior a la Tasa de Descuento y el VAN es (-).							
FACTOR DE EMISIÓN	Para los valores analizados la TIR es inferior a la Tasa de Descuento y el VAN es (-).							
FACTOR DE PLANTA	Para los valores analizados la TIR es inferior a la Tasa de Descuento y el VAN es (-).							

En el caso de la inversión (USD/kW), para que los resultados financieros sean adecuados el costo por kilovatio debería ser de un 40 % menos del costo considerado como base (1500 USD/kW). Es decir se requiere que los costos sean equiparables a los costos de las tecnologías tradicionales (Ver Gráfica 1.10).



Con respecto al precio de la energía que se pagará a la generación eléctrica procedente de centrales eólicas, bajo las condiciones analizadas, se tiene que es insuficiente para garantizar el rendimiento financiero del proyecto (una TIR mayor al costo de oportunidad, 7 %, y un VAN positivo). Para obtener resultados financieros mínimos, se requeriría un incremento del precio de la energía en valores superiores al 60 %, con respecto a lo establecido en la Regulación CONELEC – 004/11.

3.5 PROMOCIÓN DE PROYECTOS EÓLICOS POR EL ESTADO

La conclusión final de este Capítulo advierte que el negocio de generación eólica para una entidad privada no representaría rentabilidad. Para el sector público si bien es cierto las condiciones serían favorables, tampoco serían financieramente positivas. De aquí cabe la pregunta de cuáles serían las razones para que se apueste por el desarrollo de esta tecnología.

A pesar de la falta de rentabilidad financiera, hay razones para que se incentive su desarrollo, por ello deben considerarse aspectos como el ambiental y el social. En la Capítulo 1, se presentó el impacto ambiental que producen diversas tecnologías y se anotó que la energía eólica tiene un bajo impacto frente a otras tecnologías (solo lo precede la mini hidroeléctrica, y no se presenta la gran hidroeléctrica). Así mismo se describió que la inclusión de renovables para la generación eléctrica es parte de la diversificación energética. En el Capítulo II, se mencionó que la no incorporación de los costos externos en las tecnologías convencionales es un factor que impide estimar en términos económicos el costo real de una u otra tecnología⁷⁶, en ese Capítulo, también se presentó, algunos impactos sociales positivos que asociados a su implantación.

⁷⁶ Según el IDAE, en el contexto del análisis de la internalización de los costos de la energía proveniente de tecnologías convencionales, argumenta: “a falta de traducción de los impactos en términos monetarios, que permita ...establecer un método de internalización de costos que contabilice el impacto medioambiental de cada sistema de generación parece evidente... la oportunidad de potenciar sistemas de apoyo directo o indirecto al precio del kWh” proveniente de fuentes renovables (IDAE, 2001).



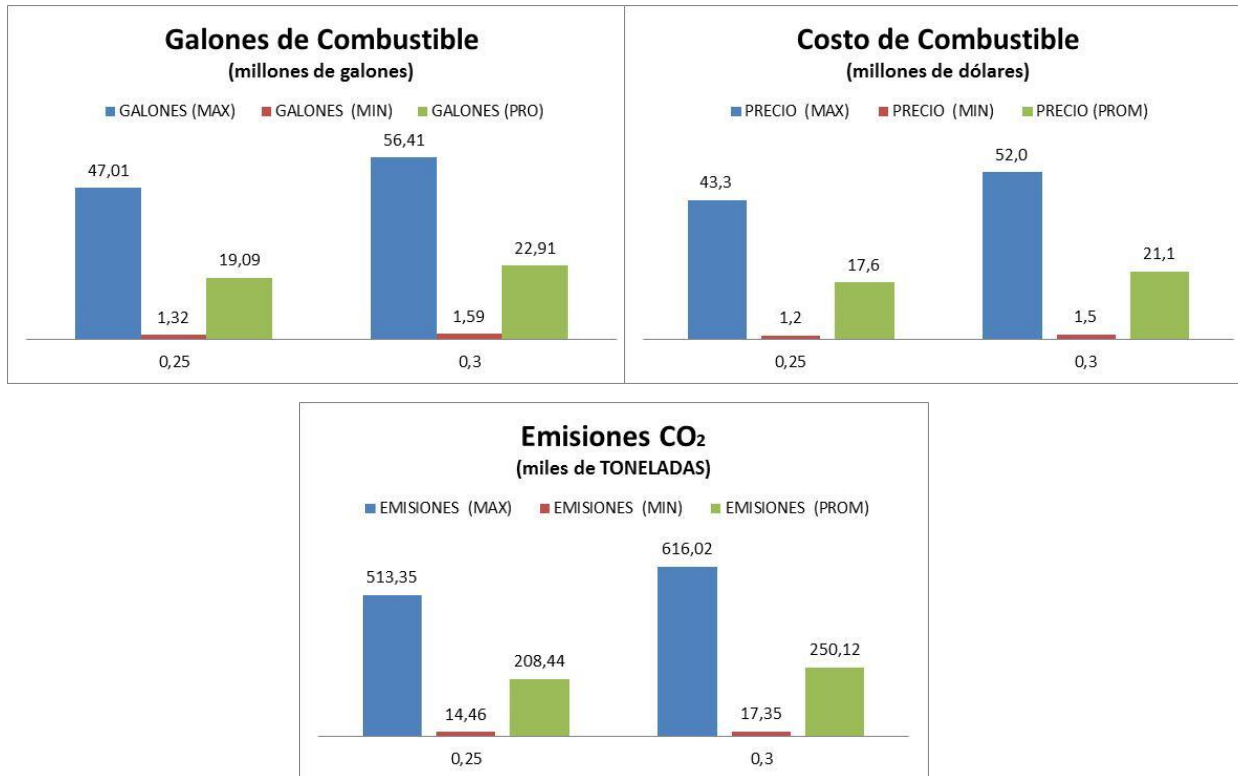
En el caso particular del Ecuador, por tanto, su fomento estaría ligado a la necesidad de ampliar matriz energética, evitar en el futuro la dependencia externa, la generación de electricidad a partir de fuentes limpias, reducción de la contaminación, reducción del éxodo rural, reducción del consumo de combustibles fósiles, incremento de la seguridad de abastecimiento, investigación y desarrollo.

En el Plan Nacional de Desarrollo 2007 - 2010⁷⁷, se destaca la ausencia en el desarrollo de las fuentes de energías nuevas y renovables en el balance energético, debido a los precios relativamente bajos del petróleo y a los procesos de liberalización del sector energético. Y se recalca que la penetración de estas fuentes se vio limitada por un sistema energético donde la evaluación tecnológica, directa o indirectamente se la hizo a través de los mecanismos del mercado,...produciéndose automáticamente la tendencia a rezagar, en nombre de la rentabilidad económica, cualquier pluralismo tecnológico cuya aceptación hubiera sido posible si la evaluación hubiese sido llevada a cabo dentro de un enfoque global de largo plazo, sin excluir a priori una serie de externalidades que no pueden ser tomadas en cuenta por los mecanismos del mercado.

Está lejos de la investigación un análisis detallado de cada uno de los anteriores argumentos, sin embargo se presenta un breve análisis de algunas externalidades que deben considerarse al momento de hacer una planificación energética que impulse este tipo de proyectos. Así por ejemplo, si se considera como operativos 150 MW de generación eólica (con un factor de planta de 0.25), se producirían 328 GWh en un año, esto representaría alrededor de 19 millones de galones de diesel que se dejaría de consumir por las centrales térmicas. En términos monetarios equivaldría a 17.6 millones de dólares anuales (precios de diesel subsidiado, a precios internacionales este monto se incrementaría) y 208 435 toneladas de CO₂ evitadas. En las siguientes Gráficas se evidencia los valores presentados para diferentes escenarios⁷⁸.

⁷⁷ SENPLADES, "Plan Nacional de Desarrollo 2007 – 2010. Electricidad", Quito, Ecuador, 2007.

⁷⁸ Los resultados se obtuvieron considerando el consumo de combustible diesel de las centrales térmicas en el Ecuador, año 2010. Se obtuvo así la razón Galones/GWh, máximo, mínima y promedio (143 111.11; 4030.23; 58 107.89 respectivamente). Se consideró una potencia instalada de eólicas de 150 MW, y factores de planta de 0.25 y 0.30. Con estos supuestos se calcularon los galones, costos y



Gráfica 3.11 Beneficios esperados con la incorporación de generación eólica al SNI.

Fuente: Calculado en base a información del CONELEC, Petroecuador, Ministerio del Ambiente.

toneladas de CO₂, que se evitarían si entrase a funcionar la potencia eólica estimada. Se utilizó el precio del diesel para el año 2010 (0,92088 USD/galón) y un factor de emisión para diesel (0,01091947 toneladas de CO₂/galón). Fuente: Boletín Estadístico 2010, Conelec, 2010. Precios de diesel, www.conelec.gov.ec. Hoja de Cálculo del Factor de Emisión para el Ecuador, Cordelim, 2007.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**IV CAPÍTULO
DESARROLLO DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR**



IV DESARROLLO DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR

4.1 INTRODUCCIÓN

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 tradicionalmente 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, por ejemplo, a pesar de que se ha tenido un incremento notable de generación eólica en los últimos años, también se encuentran barreras para que su implementación sea óptima. 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. En el caso Español por ejemplo, la investigación y desarrollo junto con una regulación eficiente, han jugado un papel importante para que las empresas y las industrias integren a sus unidades de negocio la generación de electricidad en base a las renovables (Torres López, y otros, 2010).

Sin duda entender las particularidades del entorno en donde se implante determinada tecnología será un paso fundamental y necesario para el éxito de su penetración.

En este Capítulo se analizará cuáles son los aspectos que se debe considerar para alcanzar el éxito de la implantación de la industria eólica en el Ecuador. Afortunadamente algunas investigaciones ya han definido cuáles son los aspectos que se deben considerar, sin embargo hay factores más importantes que otros, si por ejemplo, se quiere establecer una política de promoción que resulte atractiva para los inversores o interesados en el fomento esta energía.

Para llegar a la definición de los factores claves, se utilizará el modelo desarrollado por Espinoza J. y Vredenburg H (Espinoza, y otros, 2010). El modelo establece que los indicadores económicos son insuficientes para explicar el desarrollo de esta industria considerada como “sostenible”. Además se utilizará parte



de la metodología para realizar escenarios descrita por Dyner I. (Dyner, 2009), (Smith, y otros, 2004). Mediante el modelo y la metodología mencionada se determinó, en función de percepciones de técnicos del sector energético nacional, 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.

4.2 IDENTIFICACIÓN DE FUERZAS CLAVE QUE INFLUYEN EN LA IMPLANTACIÓN DE LA INDUSTRIA EÓLICA

La investigación realizada por Espinoza y Vredenburg, establece un conjunto de aspectos clave para el desarrollo de la industria. Estos aspectos se los identificó a partir de exploración bibliográfica así como de entrevistas a varios actores institucionales en cuatro países, dos de ellos considerados como economías desarrolladas (Dinamarca y Canadá) y los otros dos como economías emergentes (Ecuador y Costa Rica). En la investigación se establece que los países descritos tienen diferentes niveles de desarrollo de la industria eólica, siendo el Ecuador, a la fecha que se condujo la investigación, el que presentaba las condiciones más desfavorables para su implantación. 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 (Ver Figura 4.1).

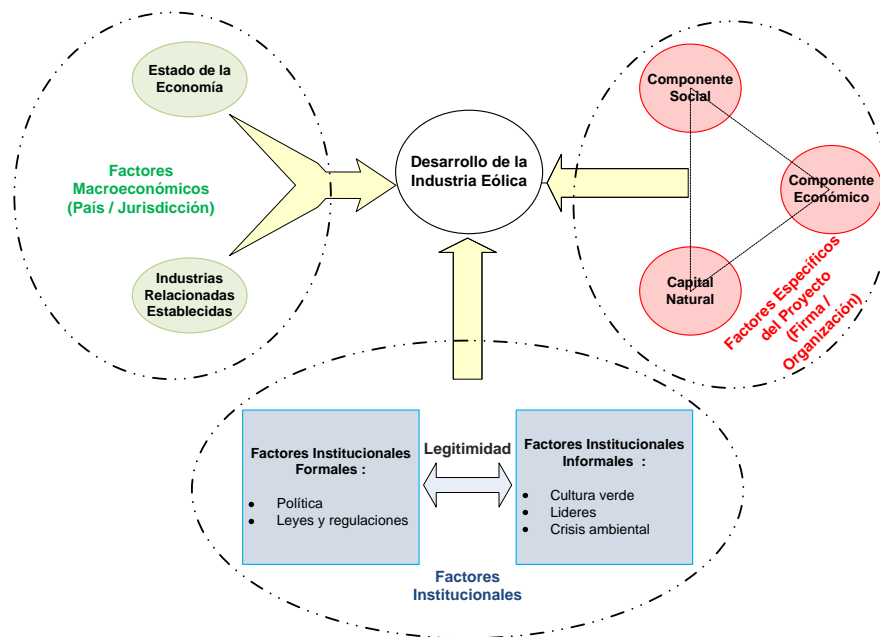


Figura 4.1 Modelo que explica el desarrollo de una industria sustentable.
Fuente: (Espinoza, y otros, 2010)

4.2.1 FACTORES MACROECONÓMICOS

Se destaca que en el caso ecuatoriano, entre las dificultades que se tiene para el desarrollo de la industria eólica, es su dependencia de los combustibles fósiles y su condición de país productor de petróleo (15 % del PIB), así mismo no se tiene recursos económicos para la inversión en desarrollo, investigación y promoción del recurso eólico (Espinoza, y otros, 2010). El Ecuador es un país productor de petróleo y mayoritariamente obtiene sus recursos económicos de su venta, por otra parte en la actualidad un porcentaje importante de la generación de energía eléctrica proviene de centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo como fuente primaria (ver Capítulo I), por tanto este recurso no renovable juega un papel doble para el país, por un lado su escasez significará que se tendría que procurar reemplazar las centrales térmicas pero al mismo tiempo la reducción de ingresos implicará la falta de recursos económicos para que el Estado emprenda proyectos de generación.

Lo anterior, sin embargo, no es suficiente como para contestar a que se debe el desarrollo de la industria eólica. En el análisis realizado, Costa Rica, país



económicamente no desarrollado, con falta de recursos económicos para promover la industria eólica, y sin recursos fósiles para la generación de electricidad (Espinoza, y otros, 2010), es después de Brasil y México el mejor posicionado en potencia eólica instalada (ver Gráfica 2.1), en el entorno Latinoamericano (AAEE, 2009). La Tabla 4.1 presenta las características básicas de Ecuador y Costa Rica en el contexto del análisis.

Tabla 4.1 Ejemplos de economías emergentes, diferentes casos en el desarrollo eólico.

Fuente: (Espinoza, y otros, 2010)

ECUADOR	COSTA RICA
Economía emergente	Economía emergente
Productor de petróleo	No es productor de petróleo
Matriz eléctrica: hidroeléctrica, térmica.	Matriz eléctrica: hidroeléctrica, geotérmica, eólica.
0 % de energía eólica aporta al SNI	4 ⁷⁹ % de energía producida por plantas eólicas aporta al SNI

4.2.2 FACTORES ESPECÍFICOS DEL PROYECTO

Estos se refieren al denominado capital natural, componente económico y componente social. El capital natural es el potencial eólico existente en el país; como se enunció en el Capítulo II, el funcionamiento de los generadores eólicos depende de las condiciones de viento presentes y de la existencia de sitios adecuados (terreno) para su implantación. Según el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 (PME, 2009), las zonas localizadas geográficamente sobre la línea ecuatorial no son ricas en vientos. Sin embargo, en el Ecuador existen zonas de alto interés eólico por efecto de la presencia de los Andes y de la cercanía al Océano Pacífico. Las velocidades de viento en la Amazonía no son tan adecuadas para la explotación de energía eléctrica. Se estima que este recurso es más bien de carácter localizado, no

⁷⁹ Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, en el año 2010 tenía una potencia instalada de 2605.4 MW, de los cuáles 119.6 correspondían a centrales eólicas, es decir el 4.6 %. Fuente: CEPAL, “Centroamérica: Estadísticas del Sector Eléctrico 2010”, México 2011. Descarga, <http://www.cepal.org.mx>. Descarga: 28/05/2012.



obstante existen zonas de gran interés para su aprovechamiento como por ejemplo en la Región Interandina, y en el Litoral (PME, 2009). Sin embargo, para tener datos que permitan dimensionar una aproximación real del potencial eólico, es necesario información específica, como por ejemplo un Atlas Eólico, mismo que está siendo desarrollado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

La tecnología eólica está madura, pero, para que el inversor privado o el gobierno se decidan por este tipo de tecnología será necesario que represente un “buen negocio”. Bajo lo indicado en el Capítulo III, y en función de los lineamientos base planteados, se advierte que los parámetros financieros como VAN y TIR, representarían un riesgo en la recuperación del capital para el inversionista privado. El éxito por tanto del negocio dependerá de que los costos de instalación sigan una pendiente negativa para que se equiparen con tecnologías como la térmica o hidroeléctrica, así como de los incentivos que se otorguen a este tipo de proyectos, por parte del Estado. Otros factores económicos que contribuirían al desarrollo eólico son: la demanda constante de energía, la competencia y las condiciones del mercado eléctrico ecuatoriano.

El componente social se refiere a la confianza y los esfuerzos por propiciar el desarrollo de los proyectos eólicos. Si bien es cierto existen recursos eólicos en el país que han sido claramente probados, al ser una tecnología nueva cuyos equipos, instalación, operación y mantenimiento no son convencionales, el impulso para el desarrollo dependerá del interés que se despierte en los círculos técnicos o administrativos del sector energético. El capital social también se asocia con los vínculos que los profesionales nacionales tienen con extranjeros, y que no envuelven transacciones financieras sino por ejemplo la entrega de información, en este sentido (Espinoza, y otros, 2010), considera que este factor es particularmente importante para la difusión de la energía eólica en Latinoamérica.

4.2.3 FACTORES INSTITUCIONALES

Los factores institucionales pueden ser formales o informales (Espinoza, y otros, 2010). Los factores institucionales formales comprenden las políticas, leyes o regulaciones pertinentes. Como se anotó en el Capítulo 2, la regulación es clave



para promover el desarrollo de la industria, y en el Ecuador particularmente se tiene diversa normativa encaminada a cumplir este objetivo (ver Tabla 2.15). La política energética actual del Ecuador tiene una clara tendencia a impulsar las energías renovables. El impulso que se pretende dar no solo se centra en que las energías renovables representan la alternativa para el suministro de energía eléctrica sino que contribuyen al manejo sustentable de recursos y se complementan con la necesidad de gestionar adecuadamente el sector productivo y el medioambiente. El hecho de que el país cuente con el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, indica que tiene un compromiso de desarrollar proyectos energéticos que sean económica y técnicamente viables. En este sentido la normativa debería además incluir procedimientos transparentes, desarrollo adecuado de la red de transporte, garantía de acceso a la red, precio y mercado estable (Torres López, y otros, 2010).

Los factores institucionales informales son aquellos relacionados con la idiosincrasia o cultura del país, y pueden ser por ejemplo el comportamiento de la sociedad frente al ambiente, el rol de los líderes, o la percepción de la crisis climática. En el Ecuador, se ha desplegado un gran esfuerzo en acciones directamente vinculadas al proceso de cambio climático. Las investigaciones del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI), sustentadas en aproximadamente 50 estaciones meteorológicas señalan un incremento sostenido de la temperatura media y valores extremos en magnitudes que, en varios puntos del país, oscilan alrededor de 1°C. En general, la cobertura sobre los glaciares ha disminuido del 70 % al 54 % durante el período comprendido entre los años 1956 y 1998. Una mirada actual al Chimborazo corrobora esta tendencia de disminución de los glaciares⁸⁰. Estas evidencias sostenidas llaman la atención de que el cambio climático está afectando al Ecuador; y se suman a la preocupación con respecto a la temática ambiental.

Por otro lado, el emprendimiento individual e institucional, ha hecho que compañías privadas y gobiernos locales desarrollen e impulsen proyectos de

⁸⁰Cáceres L. "Prioridades sobre Cambio Climático en el Ecuador". Ministerio del Ambiente. Quito. Ecuador. 2001. Disponible en: <http://www.ambiente.gov.ec/userfiles/58/file/PRIORIDADESCC.pdf>. Descarga: 26/04/10



mediana y pequeña escala. Estos proyectos se encuentran a distinto nivel de desarrollo; algunos se encuentran a nivel de prefactibilidad, evaluando la estimación y cuantificación del potencial eólico, y otros a nivel de diseño final e incluso se espera para el año 2012 la construcción del Parque Eólico Villonaco en la Provincia de Loja⁸¹, que sería el primer parque eólico en el territorio continental ecuatoriano. Es decir los líderes locales, y no únicamente técnicos especialistas están optando por ésta y otras energías no convencionales como factor de desarrollo en sus jurisdicciones.

4.3 DEFINICIÓN DEL HORIZONTE DE ANÁLISIS

En base a la situación actual de la penetración de las energías renovables dentro de la matriz energética del Ecuador, y considerando que las políticas del sector eléctrico deben ser estables en un periodo de tiempo (pero que pueden ser modificadas dependiendo de la situación del sector), para definir las se considera un horizonte de análisis. Se ha estimado un horizonte de análisis de 15 años. Se tomó este tiempo considerando que el CONELEC realiza sus planes de expansión con un horizonte de 10 años, los objetivos que persigue la Matriz Energética del Ecuador (que tienen un horizonte para el año 2020), así como el periodo de vigencia de los precios establecidos en la Regulación CONELEC 004/11⁸² (Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales).

4.4 DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES CLAVE PARA LA INSERCIÓN DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR

Tomando en cuenta los factores expuestos en el Numeral 4.1, se desarrolla una Matriz de Impactos de Análisis Cruzado (Dyner, 2009). Esta matriz, permite determinar la sinergia entre los factores descritos en los numerales previos. Para la Matriz de impacto de Análisis Cruzado, se establece un grado de relación en cuatro niveles:

⁸¹Proyecto: tech4cdm. "Energía Eólica en el Ecuador". Disponible en: http://www.tech4cdm.com/uploads/documentos/documentos_La_Energia_Eolica_en_Ecuador_fa0ef98a.pdf. Descarga: 26/04/10

⁸² En la Regulación se indica que los precios establecidos se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.



Tabla 4.2 Valoración de la sinergia⁸³ de los factores.
Fuente: Elaborado en base a (Dyner, 2009)

GRADO DE SINERGIA	VALOR
No sinergismo	0
Poco sinergismo	1
Medio sinergismo	2
Alto sinergismo	3

De esta manera se puntúa el cruce de cada fila con cada columna en la Matriz (Ver Tabla 4.2). Puesto que la puntuación surge de criterios subjetivos, se solicitó a varios actores locales y nacionales relacionados con la industria eólica, que en base a su experiencia den una calificación. Luego para definir una única puntuación por celda se utilizó el método de Delphi⁸⁴ (Galárraga, 2003). La Tabla 4.4, muestra la Matriz de análisis cruzado que contiene los factores mencionados en el modelo de la Figura 4.1.

Los siguientes técnicos y funcionarios vinculados directa⁸⁵ o indirectamente con el desarrollo y promoción de las energías renovables o proyectos eólicos colaboraron con la valoración de la Matriz:

⁸³ Este tributo contempla el reforzamiento de la acción de dos o más factores. Es decir, es el resultado de la acción conjunta de dos factores, cuyo efecto sería superior, a si cada factor actuase de manera independiente no simultánea.

⁸⁴ El método Delphi, consiste en sacar los promedios de los puntajes dados por los consultados, salvo los valores extremos. Una vez extraídos los extremos se realiza un promedio entre los valores restantes.

⁸⁵ Se colocaron iniciales de los profesionales a quienes se entrevistó para evitar conflictos de confidencialidad. Previo a realizar la entrevista se anotó que las opiniones vertidas se las realizaba a nivel personal y no reflejaban el criterio de la institución a la que el entrevistado pertenecía.



Tabla 4.3 Involucrados en proyectos de generación renovable consultados.
Fuente: Autor

#	NOMBRE	EMPRESA	CARGO
1	A. M.	MEER	Analista de Energías Renovables
2	C. G.	ENERSUR	Técnico Unidad Técnica Mecánica
3	E. C.	CELEC-Loja	Ing. Eléctrico
4	G. P.	MEER	Subsecretario de Gestión Sectorial
5	H. I.	CENTROSUR	Director de Planificación (e)
6	J. M.	UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA	Investigador. Centro de Investigación de Energías Renovables
7	J. J.	CONSULTOR	
8	L. A.	MEER	Asesor de Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética
9	L. M.	MEER	Director de Energías Renovables
10	M. P.	CONSULTOR	
11	P. Z.	ENERSUR	Técnico de Investigación
12	R. L.	ELECAUSTRO S.A.	Director de Planificación y Mercadeo
13	R. O.	MEER	Programa Eurosolar
14	R. C.	CONELEC	Profesional de la Dirección de Regulación
15	R. H.	ESPOL	Laboratorio de Energías renovables
16	S. L.	CELEC - Loja	Gerente
17	S. G.	MEER	Asesora de Subsecretaría de Gestión de Proyectos

Las entrevistas fueron realizadas en las ciudades de Cuenca, Loja, Quito y Guayaquil, la mayoría de ellas se las realizó personalmente. Es de mencionar que se envió alrededor de 30 entrevistas vía correo electrónico, sin embargo no todas fueron contestadas. A más de la información que se solicitó puntuar en la matriz, en las entrevistas se mencionaron otros temas vinculantes que permitieron ampliar la visión del análisis. El modelo de entrevista se presenta en el Anexo 7. A más de la limitación del número de encuestados, también se puede considerar como limitante el tiempo de duración de cada entrevista (entre 20 y 30 minutos).



Tabla 4.4 Matriz de análisis cruzado.
Fuente: Elaborado en base a (Dyner, 2009)

		FACTORES MACROECONÓMICOS		FACTORES ESPECÍFICOS			FACTORES INSTITUCIONALES		
		Estado de la Economía	Industrias Relacionadas	Componente Económico	Componente Social	Capital Natural	Factores Formales	Factores Informales	
FACTORES MACROECONÓMICOS	Estado de la Economía		1,78	2,00	1,00	1,00	1,60	1,36	8,74
	Industrias Relacionadas	1,78		1,70	1,00	1,00	1,56	1,42	8,45
FACTORES ESPECÍFICOS DE LOS PROYECTOS	Componente Económico	2,00	1,70		1,78	1,50	1,58	1,40	9,96
	Componente Social	1,00	1,00	1,78		1,64	1,00	1,40	7,81
	Capital Natural	1,00	1,00	1,50	1,64		1,00	1,00	7,14
FACTORES INSTITUCIONALES	Factores Formales	1,60	1,56	1,58	1,00	1,00		1,55	8,28
	Factores Informales	1,36	1,42	1,40	1,40	1,00	1,55		8,13
TOTAL		8,74	8,45	9,96	7,81	7,14	8,28	8,13	

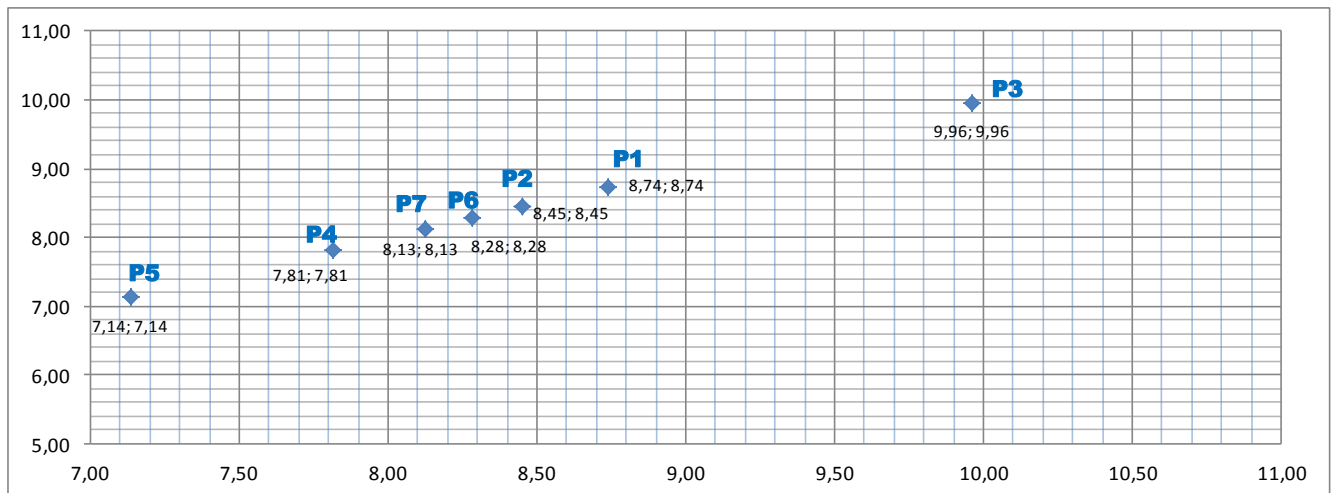


Luego de la Tabla 4.4, se suman las filas y columnas para determinar el peso de cada sinergia. En la Tabla 4.5 se presenta un resumen de los resultados:

Tabla 4.5 Resumen de Puntuación de la Matriz de Análisis Cruzado.
Fuente: Elaboración propia

ITEM	FACTORES	X	Y
P1	Estado de la Economía	8,74	8,74
P2	Industrias Relacionadas	8,45	8,45
P3	Componente Económico	9,96	9,96
P4	Componente Social	7,81	7,81
P5	Capital Natural	7,14	7,14
P6	Factores Formales	8,28	8,28
P7	Factores Informales	8,13	8,13

Se puede notar que los aspectos clave con mayor puntuación son: Componente Económico, seguido en importancia por el Estado de la Economía, Industrias Relacionadas, Factores Formales, Factores Informales, Componente Social y el Capital Natural (Gráfica 4.1).



Gráfica 4.1 Factores “Jalonadores”⁸⁶ para establecer una Política de Desarrollo de la Industria de Generación Eólica en el Ecuador.
Fuente: Elaboración propia

⁸⁶ (Dyner, 2009), utiliza este término para identificar qué factores de los analizados tienen más peso en función de la calificación.



4.5 DEFINICIÓN DE UNA POLÍTICA PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR

Las políticas consisten en guías de pensamiento en la toma de decisiones para orientar de mejor forma el logro de objetivos es decir son las reglas que regularían, guiarían o limitarían las acciones (Dueñas, 2005), para promover la generación de electricidad utilizando centrales eólicas. En este caso, la política se considera como la conducta que se aplicaría en el país para crear un marco que posibilite el desarrollo de esta actividad, y por tanto debe ser originada en los niveles más altos de gobierno; correspondiendo al Estado participar de la iniciativa, de forma que desempeñe un rol protagónico como orientador, motivador, estimulador, regulador y animador. Partiendo del hecho de que el sector energía es considerado estratégico y por tanto debe estar a cargo del Estado⁸⁷, la política que motive la diversificación energética a través de tecnologías no convencionales como la eólica, por tanto, debe ser bien pensada, tiene que partir de una visión sistemática, articulada en el resto de políticas públicas, que de sentido, establezca estrategias, provea los medios y determine responsables (Quevedo, 2002). Considerando lo dicho y en base a los resultados de la evaluación presentados en la Gráfica 4.1, en la Tabla 4.6 se enuncian las principales Políticas de Promoción de la Generación Eólica.

⁸⁷ En la Regulación CONELEC 002/11 (Resolución No. 021/11, del 14 de abril de 2011) "Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica", con el fin de posibilitar la inversión privada, se califica a la promoción de las ERNC, de interés público, colectivo o general, de tal forma que se regula lo establecido en la reforma al artículo 2 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.



Tabla 4.6 Políticas propuestas
Fuente: Elaboración propia

FACTOR	POLÍTICA
Componente Económico	I. Definir incentivos claros que promuevan la rentabilidad financiera de los proyectos eólicos.
Estado de la Economía	II. Definir la inversión pública destinada a las tecnologías renovables, enmarcadas en la sostenibilidad ecosistémica ⁸⁸ .
Industrias Relacionadas	III. Promover la diversificación energética, indicando en forma clara cuál será el porcentaje de energía eólica que se requerirá a mediano y largo plazo.
Factores Formales	IV. Fomentar la coordinación entre los diferentes organismos que generan la planificación energética.
Capital social	V. Impulsar la formación de profesionales especialistas en energía eólica.
Factores Informales	VI. Elaborar información, acciones de sensibilización, directrices y/o programas de formación dirigidos a la ciudadanía.
Capital Natural	VII. Determinar el recurso eólico a nivel nacional y local.

Las políticas planteadas deberían llevar a proponer un plan de desarrollo de la energía eólica en el Ecuador, contando con programas y proyectos específicos, lo cual escapa al objetivo del presente trabajo. Sin embargo, para cimentar las políticas propuestas se establecieron una serie de criterios los mismos que se obtuvieron del análisis de las respuestas de los profesionales que apoyaron el trabajo, así como de criterios enmarcados en bibliografía regulatoria (Ver Tabla 4.7 a Tabla 4.14).

⁸⁸ La sostenibilidad ecosistémica, es un criterio que promueve y privilegia el uso sostenible de los recursos naturales, las prácticas favorables a la producción responsable con el ambiente y la limitación de las externalidades de la producción a la capacidad de resiliencia del ecosistema. (Senplades, 2009)



FACTOR: Componente Económico

Tabla 4.7 (I) Política Propuesta
Fuente: Elaboración propia

POLÍTICA I:	DEFINIR INCENTIVOS CLAROS QUE PROMUEVAN LA RENTABILIDAD FINANCIERA DE LOS PROYECTOS EÓLICOS
CONSIDERACIONES	
<ul style="list-style-type: none">• Definir, si en principio se impulsará el desarrollo de la industria eólica para cubrir costos de administración, operación y mantenimiento (es decir sin rentabilidad; esto en principio limitaría la inversión extranjera), o para el desarrollo de proyectos que sean rentables financieramente. Según el análisis financiero (Capítulo III), se puede concluir que no se garantiza el rédito económico para cualquier proyecto, es decir, la Regulación 004/11, está concebida para que no todos los proyectos sean financieramente rentables, sino más bien, está concebida para fomentar el desarrollo de determinados proyectos que cumplan con condiciones para ser implementados, en otras palabras, los precios establecidos, no apuntan a remunerar proyectos sino tecnologías, este razonamiento es reforzado con las respuestas divergentes de los entrevistados, en lo referente a lo adecuado de los precios estipulados en la regulación. En este caso en el informe de (Senplades, 2009), se estipula la aplicación de “esquemas tarifarios que fomenten la eficiencia energética en los diversos sectores de la economía”• El precio fijado para la energía eólica deberá estar establecido a un tiempo determinado, es decir, se requiere alta seguridad en la planificación económica (el precio podría disminuir anualmente, con el objeto de crear incentivos a los promotores para reducir costos). El precio fijado por el Estado refleja un compromiso a largo plazo de promoción de esta energía, esto además garantiza el financiamiento por parte de las instituciones prestamistas (Rodríguez, y otros, 2003).• Se debe fomentar el desarrollo del transporte y los incentivos, evitando que sea un inconveniente que el recurso este alejado del punto de conexión a red, adicionalmente se debe garantizar el derecho a acceso de terceros a la red (derecho a que la energía transite por una red ajena).• Para el establecimiento de los incentivos económicos se puede tomar en cuenta, el nivel de tensión de conexión, la aportación a la protección ambiental, así como el ahorro y eficiencia energética, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, a más de los costes de inversión (Nebreda, 2007).• Establecer incentivos para las instalaciones eólicas que dispongan de equipos para contribuir a la continuidad del suministro frente a huecos de tensión y adecuada coordinación de protecciones (o en su defecto obligación a la adopción de este equipamiento para mantener la seguridad y estabilidad del sistema). Incorporar incentivos por el mantenimiento de la energía reactiva, para mantener el control de la tensión. Adicionalmente se debe disponer de mecanismos fiscales que en conjunto con otras disposiciones normativas hagan que las iniciativas privadas conciben rendimientos financieros adecuados para que se fomente la inversión extranjera (En el Ecuador actualmente se tiene la disminución del impuesto a la renta y la aceleración de la depreciación).	



FACTOR: Componente Económico

Tabla 4.8 (I) Política Propuesta
Fuente: Elaboración propia

POLÍTICA I:	DEFINIR INCENTIVOS CLAROS QUE PROMUEVAN LA RENTABILIDAD FINANCIERA DE LOS PROYECTOS EÓLICOS
--------------------	--

CONSIDERACIONES

La normativa contendrá mecanismos de retribución basados en incentivos y la garantía de compra de la energía por parte de los distribuidores (Hernández, 2005).

- Se estipula en los Planes de Desarrollo nacionales la generación de incentivos a la adopción de tecnologías limpias, así como de incentivos tributarios a las innovaciones productivas favorables al ecosistema. (Senplades, 2009).
- En el Plan Nacional del Buen Vivir 2010-2013, se establece como Estrategia Territorial el cambio de la matriz energética, que entre otros comprende aumentar la generación de energía por fuentes de energía renovables. Así mismo el Plan de Desarrollo 2007 - 2010, indica que es necesario definir planes adecuados de aprovechamiento, y establecer incentivos para que el uso de la energía solar, eólica, geotérmica, de la biomasa e incluso mareomotriz pueda ser una realidad⁸⁹.

⁸⁹ En el Plan de Desarrollo del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, se anota, como meta desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía que dispone el país y que garantice un suministro económico, confiable y de calidad de electricidad, así mismo como objetivo se persigue incrementar el uso de energías renovables mediante el desarrollo de estudios de factibilidad que permitan el aprovechamiento de las fuentes de energía de carácter renovable disponibles en el país. En los programas establecidos por el MEER, se establecía la ejecución de 30 MW eólicos para el 2010 (15 Villonáco y 15 Salinas); a más de esto no se definieron políticas específicas para la promoción de la tecnología eólica. Fuente: www.senplades.gob.ec



FACTOR: Estado de la Economía

Tabla 4.9 (II) Política Propuesta

Fuente: Elaboración propia

**DEFINIR LA INVERSIÓN PÚBLICA DESTINADA A LAS
POLÍTICA II: TECNOLOGÍAS RENOVABLES, ENMARCADAS EN LA
SOSTENIBILIDAD ECOSISTEMICA**

CONSIDERACIONES

- Según lo establece el Plan Nacional del Buen Vivir (Senplades, 2009), se debe definir recursos que promuevan la sostenibilidad ecosistémica de la economía a través la implementación de tecnologías y prácticas de producción limpia. Así mismo podría abrirse líneas de crédito para financiar instalaciones con tecnología renovables, tanto a entidades locales como privadas, que consideren, créditos preferenciales, subsidios que compensen los riesgos y otorguen tiempo de capitalización.
 - Las distribuidoras deberían comprar obligatoriamente un cupo de energía proveniente de renovables. El establecimiento de cupos, debe considerar los incentivos, pues un exceso de estos, producirían más déficit (falta de pago de las empresas distribuidoras a las empresas de generación) si no se refleja el costo real de producción.
 - Eliminar las distorsiones de mercado, como subsidios a las tecnologías que utilicen fósiles, internalizando las externalidades sociales y ambientales, esto en función a la necesidad de ampliar el sistema de cuentas nacionales para registrar la pérdida y degradación de los recursos naturales y el aporte de los servicios ambientales (Senplades, 2009).
 - Facilitar la independencia para promocionar la capacidad de gestión. Es necesario más opciones de financiamiento; por ejemplo para que gobiernos locales puedan involucrarse en la ejecución de este tipo de proyectos.
-



FACTOR: Industrias Relacionadas

Tabla 4.10 (III) Política Propuesta

Fuente: Elaboración propia

POLÍTICA III:	PROMOVER LA DIVERSIFICACIÓN ENERGÉTICA, INDICANDO EN FORMA CLARA CUÁL SERÁ EL PORCENTAJE DE ENERGÍA EÓLICA QUE SE REQUERIRÁ A MEDIANO Y LARGO PLAZO
----------------------	--

CONSIDERACIONES

- El sector privado todavía puede estar en desventaja para involucrarse en la inversión de generación eólica; en contrapartida el sector público, al parecer está apuntando al desarrollo eólico, por un tema de experiencia, diversificación energética y no tanta porque los proyectos sean rentables financieramente; es deseable esfuerzos iniciales para conseguir un sector renovable sólido y estable, que responda a una necesidad estratégica de diversificación (Nebreda, 2007).
- Establecer regulación específica por tecnología (En el Capítulo II, por ejemplo se identifica que en el Ecuador falta normas técnicas para la gestión de la generación eléctrica al incorporarse en el SNI).
- Determinar el recurso eólico, la potencia deseable para diferentes periodos de tiempo.
- Evitar la planificación aislada del resto de centrales renovables y convencionales.
- En conjunto con la planificación de la demanda a corto, mediano y largo plazo, se debe establecer la potencia a instalar, la previsión de la red, creación de normativa, gestión de la demanda, revisión de precios y criterios de protección ambiental.
- El planteamiento de objetivos deberá estar ligado a los precios de los incentivos, esta será una manera de controlar el cupo destinado a cada tecnología no convencional.
- Fomentar la participación de otros actores para promover proyectos (no solo estatales).
- Las entidades sectoriales deben someterse a la planificación energética, considerando que el servicio eléctrico es un servicio público, gestionado por empresas públicas y alguna privada, en este sentido se considera que la planificación es el eje central del sistema eléctrico (Nebreda, 2007).
- La planificación permitirá medir la eficiencia y efectividad de los mecanismos empleados para incentivar el desarrollo de la energía eólica y por otro lado puede corregirlos o reformularlos en función de los resultados deseables (Torres López, y otros, 2010).



FACTOR: Factores Formales

Tabla 4.11 (IV) Política Propuesta

Fuente: Elaboración propia

**FOMENTAR LA COORDINACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES
POLÍTICA IV: ORGANISMOS QUE GENERAN LA PLANIFICACIÓN
ENERGÉTICA**

CONSIDERACIONES

- Garantizar que la planificación no dependa de decisiones políticas, sino de estudios que permitan definir el recurso; actualmente se definen los objetivos y luego se comienza a investigar los recursos.
 - Necesidad de coordinación entre los diferentes organismos que generan las políticas energéticas y de desarrollo.
 - El impulso de las ER no debe ser independiente, los objetivos y metas a alcanzar deben ser claros, partiendo de una planificación global.
 - Elevar los incentivos a leyes, no a niveles jerárquicos inferiores, sobre todo evitar que dependan de cuerpos colegiados en donde se podrían modificar. La normativa relacionada debe mantener la seguridad jurídica.
 - El estado definirá la planificación energética, los procedimientos administrativos, así como los pertinentes en protección ambiental, y lo referente a incentivos económicos.
 - Para el seguimiento se necesitan indicadores de efectividad y eficiencia; a más de una planificación estratégica e indicativa y clara, de modo que se conozcan los objetivos, los mismo que serán reales; partiendo de esto es deseable un Plan Eólico Nacional, con apertura para el desarrollo de proyectos a actores, nacionales o locales, con capital público o privado.
 - El Plan Eólico puede incluir zonas de exclusión, determinadas por el interés arqueológico, biótico o socioeconómico. La planificación permitirá al CONELEC, conocer las posibles consecuencias de los incentivos adoptados y corregirlos si es necesario (Torres López, y otros, 2010), (Nebreda, 2007) .
 - La planificación por tanto deberá estar acorde al marco jurídico y económico; este último punto por ejemplo es fundamental para conseguir los objetivos establecidos (sin temor a que los incentivos no solo permitan el desarrollo de los proyectos sino incluso garanticen su rentabilidad).
 - Definir según potencia o área de ocupación, u otros parámetros a lo que se considera como Parque Eólico.
 - Garantizar el funcionamiento y seguridad de la red mediante la incorporación de normativa pertinente.
 - Incorporar normativa acerca de la posibilidad de la repotenciación de las máquinas eólicas.
-



FACTOR: Capital Social

Tabla 4.12 (V) Política Propuesta

Fuente: Elaboración propia

**POLÍTICA V: IMPULSAR LA FORMACIÓN DE PROFESIONALES
ESPECIALISTAS EN ENERGÍA EÓLICA**

CONSIDERACIONES

- La especialización debe darse no solo a técnicos, sino a otros profesionales a fines en este tipo de proyectos: economistas, biólogos, científicos, políticos, abogados u otros; el entendimiento holístico del tema permitirá formular políticas y legislación más clara, transparente y adecuada para las condiciones del medio.
 - Fomentar la investigación y formación avanzada a favor de la tecnología renovable. (Quevedo, 2002).
 - Impulsar la creación de redes nacionales de ciencia, tecnología, que articule centros de investigación universitarios públicos y privados, entidades particulares, en donde se establezca líneas de investigación y desarrollo, y paralelamente aplicar y ampliar mecanismos de integración y cooperación internacional para la transferencia y la generación de tecnologías renovables (Senplades, 2009).
-



FACTOR: Factores Informales

Tabla 4.13 (VI) Política Propuesta

Fuente: Elaboración propia

**ELABORAR INFORMACIÓN, ACCIONES DE SENSIBILIZACIÓN,
POLÍTICA VI: DIRECTRICES Y/O PROGRAMAS DE FORMACIÓN DIRIGIDOS
A LA CIUDADANÍA**

CONSIDERACIONES

- Todavía falta visión y conocimiento de la tecnología eólica a nivel local, esto es indispensable para la formulación de políticas y el establecimiento de objetivos.
 - Falta voluntad política para migrar a nuevas tecnologías. Se tiene todavía recursos para que el potencial de energía proveniente de generación convencional se desarrolle.
 - El desarrollo renovable no solo es una solución verde; es una solución que permite la diversificación energética, la seguridad energética, ahorro económico y el cuidado con el medio ambiente.
 - En general se espera apoyo de la sociedad, ya sea por el interés ambiental, la novedad de la tecnología, las posibilidades de incrementar turismo o por un interés académico.
 - Reseñar en la factura del cliente final, las fuentes de energía que constituyen la energía que el suministrador vende, para que los clientes puedan identificar los impactos ambientales de la energía que consumen (Nebreda, 2007).
 - La experiencia indica que esta actividad supone en ámbitos rurales un incentivo, toda vez que la implantación de parques eólicos es compatible con usos agropecuarios y ganaderos (Izquierdo, 2008).
 - Es deseable el intercambio de experiencias y la coordinación de políticas entre los países de la región andina, con el afán de ser más eficaces en el desarrollo de esta industria.
 - Incrementar la formación e información sobre los mecanismos de desarrollo limpio o los que se establezcan luego de la vigencia de Kyoto.
-



FACTOR: Capital Natural

Tabla 4.14 (VII) Política Propuesta

Fuente: Elaboración propia

POLÍTICA	DETERMINAR EL RECURSO EÓLICO A NIVEL NACIONAL Y
VII:	LOCAL

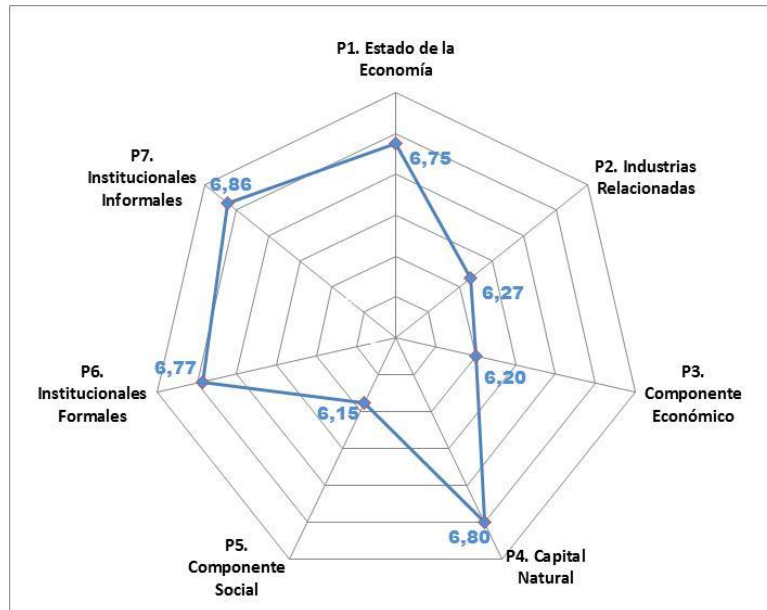
CONSIDERACIONES

- Previo a formular una política se tiene que tener claro el recurso de cada tipo de energía renovable. Cada una de las ER debe tener su propia matriz y planificación.
- Es indispensable desarrollar el Atlas Eólico, que permitirá establecer como primera aproximación, la disponibilidad del recurso, infraestructura (capacidad de evacuación, accesos y orografía), disponibilidad de terrenos, ordenamiento territorial, aceptabilidad ambiental, entre otros.
- Una vez definida la aproximación del recurso se requerirá modelos para describir el flujo del viento sobre el terreno permitiendo ubicar obstáculos, rugosidad, anemómetros, veletas. La estimación del parque eólico requerirá su modelación mediante software específico, previo al análisis de datos de mediciones reales.

4.6 OTROS ASPECTOS A CONSIDERAR

4.6.1 GRADO DE IMPORTANCIA DE LOS FACTORES ANALIZADOS

En las entrevistas se solicitó que se jerarquicen los 7 factores analizados, dando una calificación de 1 a 10, según lo que se considera importante. Se utilizó la Metodología Delphi para garantizar objetividad en el análisis. La Gráfica 4.2, detalla los resultados obtenidos:



Gráfica 4.2 Importancia de los factores.
Fuente: Elaboración propia

Como se observa, las puntuaciones al jerarquizar los factores son similares, siendo el factor más importante el Capital Natural, seguido de las Instituciones Informales, Instituciones Formales. En este caso y en contrapartida de los resultados obtenidos en la Matriz de Análisis Cruzado, se tiene como uno de los factores de menor puntuación al Componente Económico. Es decir que el análisis de los factores en función de sus sinergias muestra la preocupación de los entrevistados por los resultados financieros de la inversión, sin embargo la existencia del recurso es sin duda prioritaria para emprender en un proyecto de este tipo. Es de anotar, como se demostró en el Capítulo III, que el recurso (incluido en el parámetro factor de planta), es uno de los factores que influye en el éxito financiero del proyecto.

El análisis anterior refleja la necesidad de valorar al proyecto como un todo, asumiendo un estudio holístico como propone la metodología propuesta por (Dyner, 2009), antes que un análisis individual de los factores mencionados.

A más de los factores utilizados en el análisis se solicitó que se indiquen otros elementos que deberían considerarse para establecer una política para el impulso de la generación eólica en el Ecuador. Considerando la clasificación utilizada por (Espinoza, y otros, 2010), se anotan los siguientes factores:



Tabla 4.15 Factores adicionales a considerar para establecer una política para el desarrollo de la industria eólica en el Ecuador.

Fuente: Elaboración propia

Factores⁹⁰	
1. Condiciones del país	<ul style="list-style-type: none">• Alta dependencia con fuentes convencionales (hidroeléctrica y térmica).
2. Aspectos Tecnológicos e Innovación	<ul style="list-style-type: none">• Conexión y estabilidad de la red.
3. Factores Informales y Capital Social.	<ul style="list-style-type: none">• Especialistas sectoriales.
4. Factores Formales	<ul style="list-style-type: none">• Políticas y planificación de las energías renovables.• Inseguridad Jurídica.• Coordinación entre los sectores energéticos y los organismos de planificación.
5. Aspectos Económicos	<ul style="list-style-type: none">• Diversificación de la generación.• Tarifas sin condiciones políticas, regularidad en la recaudación.
6. Aspectos Ambientales y sociales	<ul style="list-style-type: none">• Impacto Ambiental.• Levantamiento de recursos.• Matriz energética para cada renovable y conocimiento del recurso.

⁹⁰ La investigación de (Espinoza, y otros, 2010), anota además aspectos relacionados al Cambio Climático.



4.6.2 CRITERIOS SOBRE LA REGULACIÓN EXISTENTE PARA PROMOVER EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR

De los incentivos regulatorios descritos en la Tabla 2.15, los entrevistados eligieron los siguientes, como los que potencializarían el desarrollo de la industria eólica:

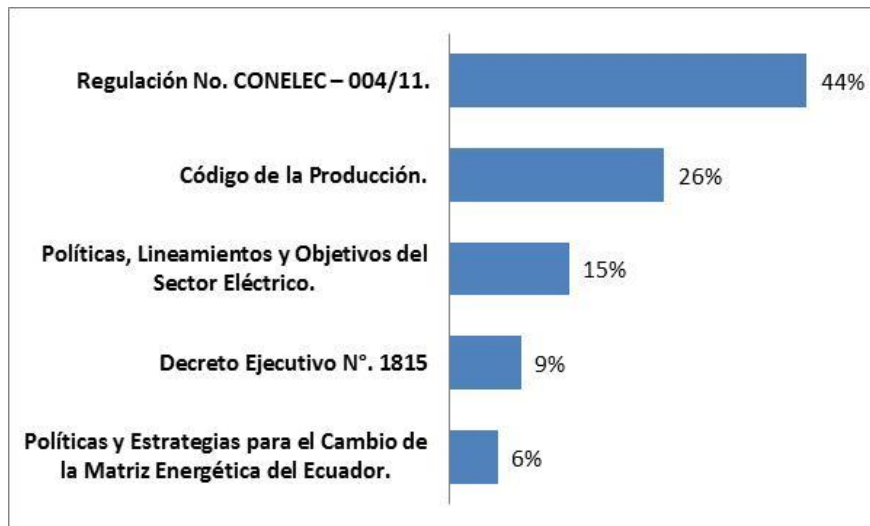


Figura 4.2 Importancia del Tipo de Regulación Vigente.
Fuente: Elaboración propia

En el orden citado se describe las razones por las que los entrevistados eligieron los diferentes tipos de regulación:

- 1) Permite disponer recursos económicos constantes, lo que podría hacer sustentable el proyecto, sin incertidumbres al futuro. Pago preferencial para que las tecnologías renovables puedan desarrollarse frente a tecnologías convencionales.
- 2) Atraería la inversión extranjera.
- 3) Permite que se establezcan objetivos claros.
- 4) Permiten el cerrar flujo financiero en algunos casos, si se prueba la adicionalidad.
- 5) Permite establecer objetivos medibles en el tiempo.



V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La incorporación de las energías renovables para la generación de energía eléctrica conectadas al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador será marginal a mediano plazo; sin embargo, desde ahora es conveniente analizar los requerimientos que estas tecnologías demandan para dicha incorporación. Estos requerimientos no sólo son técnicos sino incluyen temas financieros, económicos sociales y ambientales.
- Este documento investigó los requerimientos técnicos necesarios para que los generadores eólicos operen en la red ecuatoriana, basándose en los procedimientos locales existentes, así mismo profundiza en el análisis financiero de una instalación eólica en el entorno ecuatoriano determinando que tipo de factores son más importantes para que los promotores públicos o privados inviertan en esta tecnología. Por otro lado, se analiza los factores económicos que se advierten influirían en el desarrollo de la industria de generación eólica en el Ecuador, proponiendo paralelamente políticas puntuales para dicho fomento.
- La energía hidroeléctrica es la energía que se espera se imponga en el corto y mediano plazo, puesto que el Ecuador tiene gran potencial. Sin embargo, la construcción de grandes centrales son un limitante para que este tipo de energía se la considere ambientalmente amigable. Por otro lado, a pesar de que se pudiese llegar a un óptimo de potencia hidroeléctrica instalada, el Ecuador requiere de otras energías para diversificar la generación, puesto que hay épocas que la energía hidroeléctrica será insuficiente para abastecer la demanda. Según este panorama, la energía termoeléctrica será necesaria, en los periodos de estiaje. Para evitar el incremento de la generación térmica, no solo por el costo de generación que esta supone sino por los problemas ambientales que ello significa, es indispensable diversificar las fuentes de provisión de energía eléctrica.
- A pesar de que en el Ecuador la producción de energía debida a tecnologías renovables no convencionales se ha ido incrementando, el porcentaje de



penetración es marginal (alrededor del 2 % de potencia efectiva instalada o 1.13 % de energía bruta). Actualmente, La energía renovable (sin considerar la hidroeléctrica) a la que se atribuye mayor producción de electricidad es la proveniente de los ingenios azucareros (energía de la biomasa), seguida muy de lejos por la eólica y fotovoltaica.

- Considerando las expectativas de la Matriz Energética del Ecuador, se prevé que para el 2020 la electricidad que consume el país sea generada por el 93.53 % por plantas hidroeléctricas, 4.80 % por térmicas, 0.57 % por eólicas, 0.72 por geotérmica y 0.32 % por biomasa.
- El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) contemplado en el protocolo de Kyoto, es una alternativa para cofinanciar determinados proyectos, en particular aquellos relacionados con el sector eléctrico, de este modo proyectos de generación con nuevas tecnologías y la implantación de programas de eficiencia energética, tienen su espacio. En el Ecuador se establece (Decreto Ejecutivo No. 1815) que todos los proyectos que ejecuten las entidades del sector público tendrán la obligación de contemplar en “su ingeniería financiera una cláusula de adicionalidad, con la finalidad de acceder en lo posterior a MDL’s”. En ese mismo sentido, dentro de las Políticas Ambientales establecidas en el Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, en el sector eléctrico ecuatoriano se instaura la necesidad de “Mitigar el cambio climático, fomentando el desarrollo de proyectos eléctricos con tecnologías alternativas no contaminantes, apalancadas en el MDL”. Así también se anota que: “Todo proyecto de infraestructura eléctrica es susceptible de recurrir al Mercado del Carbono, demostrando su adicionalidad”
- En el Ecuador, no se conoce con detalle el potencial eólico, se espera que con el desarrollo del atlas eólico, se incremente la promoción, así como aumente el interés tanto local como internacional para su fomento. El incremento de la potencia instalada, desembocará a que paulatinamente el



sistema eléctrico ecuatoriano se adapte a los requerimientos técnicos que esta tecnología exige.

- En la actualidad los generadores eólicos comerciales de mayor potencia están entre los 1 a 3 MW, lo que implica que para alcanzar potencias comparables con las generadoras convencionales necesitarán grandes áreas para su ubicación, requisitos técnicos diferentes a los establecidos en las regulaciones vigentes, así como personal capacitado que pueda afrontar la construcción, operación y el mantenimiento de estas estructuras.
- La implantación de esta tecnología que se realiza comúnmente en zonas rurales, si no es adecuadamente socializada puede generar oposición en la colectividad; los procesos de participación ciudadana deben promover el entendimiento y procurar la aceptación de las instalaciones eólicas; en este sentido los estudios de impacto ambiental son requisitos previos esenciales para su construcción y se encuentran reglamentados en la legislación ecuatoriana.
- Entre los impactos ambientales que destacan de ser considerados en la operación de un parque eólico están el impacto visual, avifauna, ruido, erosión, parpadeo de sombras. Para su evaluación existen metodologías para calcular el riesgo y la sensibilidad ambiental que provocarían este tipo de infraestructuras. En el caso ecuatoriano esta valoración se la realiza por la capacidad del proyecto y por el área en donde se lo va a colocar.
- El factor de planta en las instalaciones eólicas en comparación con las unidades de generación convencional es relativamente bajo, este de hecho, es uno de los limitantes para que un proyecto sea o no rentable. Es así que, se necesitarían velocidades mínimas de funcionamiento para cubrir la inversión, operación y mantenimiento, con los precios regulados en el Ecuador.



- La incertidumbre del recurso es uno de los principales inconvenientes de esta tecnología, es así que previo a la instalación de los aerogeneradores se necesitan periodos de medición de mínimo un año, y el uso de técnicas probabilísticas para determinar el potencial energético. En este mismo sentido la indisponibilidad de recurso, hace que se tengan factores de planta “bajos”, en comparación a otras tecnologías (factores de planta de los aerogeneradores en operación suelen estar entre el 30 a 40 %, siendo superior a 25 % aceptable y superior a 30 % bueno). Como consecuencia de esto se requiere de generación convencional (unidades de arranque rápido) para cuando no se disponga de la generación eólica. Es decir, para mantener la confiabilidad del sistema se necesita reserva, pero en contra partida demasiada reserva incrementa los costos de generación.
- Utilizando parámetros internacionales la previsión de 120 MW de potencia eólica a instalarse en el país equivaldrá a alrededor de 48 empleos en la operación y mantenimiento; y alrededor de 1500 empleos en la construcción. Los datos referidos a la operación indican que el número de empleos será marginal, sin embargo es de anotar que el conocimiento que se adquiera será fundamental para la promoción de futuras instalaciones, y por tanto, el desarrollo de la industria eólica como tal.
- Se prevé un grado de penetración de la energía eólica de un 1 % para el 2015, este índice está muy por debajo del 15 % que se considera como límite para mantener márgenes de calidad de potencia. Pero no debe considerarse como justificativo para no establecer regulaciones técnicas destinadas a la conexión de la red. Según la investigación realizada, los parámetros que establece la normativa ecuatoriana no son suficientes para que esta tecnología se integre a la red. Por ejemplo, es necesario definir entre otros, límites de factor de potencia de los generadores, potencia reactiva, calidad de potencia, huecos de tensión, etc.
- El país posee actualmente una base jurídica que promueve la conservación y protección del medioambiente en la actividad eléctrica, sin embargo debe ser



ampliamente difundida en el sector para que se no sólo se potencialice el uso de energías tradicionales como la hídrica o térmica sino se investigue el uso de energías alternativas, que con un adecuado manejo resultan en energías limpias y seguras. Las denominadas energías renovables, podrían en el futuro sustituir, al menos parcialmente, a la generación térmica. En el Ecuador recientemente, autoridades seccionales han dado impulso a proyectos pilotos, e incluso investigadores ecuatorianos plantean ambiciosas propuestas. Sin embargo, el uso de estas nuevas tecnologías (como la energía solar y eólica), en los países en vías de desarrollo, todavía se las considera costosas y poco eficientes por su intermitencia y baja densidad energética.

- La legislación ecuatoriana incentiva el uso de ER, así como la eficiencia energética. El despacho de la energía que provenga de estas fuentes será preferencial y así mismo tendrá un costo superior al costo del mercado, por otro lado, salvo para la tecnología hidroeléctrica, no se establecen límites de potencia.
- Se estableció que para promover la generación renovable existen vigentes en el país: incentivos económicos, mecanismos fiscales, instrumentos de mercado, portafolio de energía y objetivos nacionales. De los mecanismos de promoción y financiamiento vigentes en el Ecuador, el primero o conocido como el Feed-in Tariff, o de tarifa regulada es el que globalmente ha demostrado mayor efectividad y eficiencia para promover las ER. La efectividad se mide como la capacidad de incrementar la penetración de las renovables (o de un tipo de tecnología renovable) en el consumo de electricidad o como la electricidad generada comparada con el potencial realizable a mediano plazo. Mientras que la eficiencia, se la define como la comparación entre el nivel económico del apoyo recibido y el coste de generación (para una tecnología renovable específica). En el caso ecuatoriano es demasiado pronto para ver la efectividad y la eficiencia de los mecanismos existentes dado la baja penetración en ER existente.



- 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. Este documento utilizó y justificó una serie de datos tratando de que sean lo más reales, para evitar distorsión en el análisis. Más allá de extender los resultados a un proyecto específico la investigación trato de definir mediante análisis de sensibilidad, cuáles de los datos son más críticos para la evaluación financiera.
- Para el análisis financiero se acogieron la normativa tributaria, el precio de la energía, así como la inclusión de los certificados de reducción de emisiones; también se definió y desarrollo una metodología para la tasa de descuento.
- La tasa de descuento depende del tipo de apalancamiento que se tenga, o en otras palabras del nivel de endeudamiento que se considere para el desarrollo del proyecto.
- El análisis de sensibilidad financiera consistió en variar 13 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 los primeros 15 años, precio de la energía después de los 15 años, factor de planta). Se realizó la sensibilidad considerando que el proyecto lo realiza el sector público y otro en el que el proyecto lo haría el sector privado.
- Se estableció que la variación del VAN con respecto a la variación del factor de emisión, el precio de los CREs, pago por transporte, precio de la energía y el factor de planta, tienen una pendiente positiva, es decir a medida que estos parámetros se incrementan, se incrementa, el VAN. Los parámetros más sensibles son el precio de la energía en los primeros 15 años, así como el factor de planta (variaciones porcentuales de $\pm 30\%$ implican hasta un $\pm 50\%$ de variación del VAN). Los otros parámetros tienen menores variaciones (variaciones del $\pm 70\%$ del parámetro evaluado implican variaciones menores al 15% del VAN). En otras palabras, un mayor precio de energía o una mayor



energía generada significarían mayor rentabilidad financiera. Para el resto de parámetros analizados la variación tiene pendiente negativa, 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); es decir, a menor costo de inversión o menor potencia del parque el VAN aumenta, lo que haría más rentable el proyecto. El resto de parámetros con pendientes negativas son menores en cuanto a la sensibilidad con respecto a los dos anteriormente mencionados, produciendo una variación porcentual del VAN menor al 40 %, frente a una variación del 70 % del parámetro evaluado.

- Con respecto al análisis de sensibilidad de la TIR, la pendiente es positiva para el factor de emisión, precio de CERs, pago de transporte, precio de energía y factor de planta. Se mantienen como más sensibles, el factor de planta, seguido del precio de energía en los primeros 15 años (con variación porcentual del +70 %, se llega hasta un 550 % de variación de la TIR). En cuanto a los otros parámetros sus variaciones representan menos del 200 % de variación con respecto a la TIR. En el caso de los parámetros que tienen pendiente negativa, 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.
- 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, aun así con los parámetros base considerados se tiene que un proyecto eólico no es rentable financieramente en el Ecuador.
- Si se varía exclusivamente la inversión o el precio de la energía los primeros 15 años, se puede llegar a resultados financieros atractivos. Para el resto de parámetros, al variarlos individualmente los resultados tanto de la TIR y la



VAN indican que no son parámetros que podrían afectar significativamente al financiamiento. Sin duda, al variar dos o más parámetros a la vez se puede tener resultados de TIR y VAN favorables.

- En el caso de la inversión (USD/kW), para que los resultados financieros sean adecuados el costo por kilovatio debería disminuir un 40 % del costo considerado como base (1500 USD/kW). Es decir se requiere que los costos sean equiparables a los costos de las tecnologías tradicionales. Con respecto al precio de la energía que se pagará a la generación eléctrica procedente de centrales eólicas, bajo las condiciones analizadas, se tiene que es insuficiente para garantizar el rendimiento financiero del proyecto (una TIR mayor al costo de oportunidad, 7 %, y un VAN positivo). Para obtener resultados financieros mínimos, se requeriría un incremento del precio de la energía en valores superiores al 60 %, con respecto a lo establecido en la Regulación CONELEC – 004/11 (0,0913 USD/kWh).
- 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.
- A más de los aspectos técnicos y financieros se evaluó el entorno económico nacional que aseguraría el desarrollo de la generación eólica, con este fin se aplicaron modelos descritos en la bibliografía, y a través de entrevistas se estableció una política prioritaria que consiste en siete puntos.
- Para plantear la política se efectuaron entrevistas a actores vinculados con el sector energético nacional, sin embargo, hubo limitaciones en cuanto a la cantidad de entrevistados. Por ello, se asume que los resultados obtenidos



son parciales, pero no dejan de ser importantes, pues aclararon la posición de técnicos ecuatorianos sobre la tecnología eólica.

- Se analizaron siete factores según el modelo de Espinoza y Vredenburg (2010), de los cuáles el componente económico resultó el que más influiría en el desarrollo de la industria eólica. Así mismo, se identificó como imperativo fomentar a una planificación energética debidamente sustentada por análisis técnicos basados en el reconocimiento del potencial de la materia prima. Una vez determinado el recurso, la planificación, establecería las metas a mediano y largo plazo, precios, incentivos, y posibilitaría priorizar el desarrollo de una u otra tecnología. También se considera oportuno que la planificación se la realice en forma conjunta entre los diferentes organismos ya sean entidades nacionales o sectoriales.
- A pesar de que el número de entrevistas realizadas impide dar un criterio macro del sector eólico, se advierte diversas posiciones, esto se atribuye a falta de información, conocimiento de los objetivos y metas nacionales. Esto sustenta la hipótesis de que los factores informales y el capital social (cultura del país, motivación de líderes, experiencia) y el capital social (relaciones con profesionales, vínculos con redes externas), afectan de un modo positivo o negativo al estímulo de la energía eólica.
- Según la investigación, los actuales precios de venta de energía, no solo de la proveniente de centrales eólicas, incentiva, no a un proyecto en particular sino a tecnologías, es decir solo determinados proyectos serán financieramente viables, empero, se recogieron criterios que indicaban que en principio, por lo menos a nivel estatal, es adecuado que se apoyen los proyectos para fomentar la investigación y desarrollo (I+D). Estos argumentos, sin embargo, no serán suficientes para incentivar a que los promotores privados inviertan en esta tecnología.
- El potencial hidroeléctrico no explotado en el país resulta uno de los principales inconvenientes para potenciar la generación no convencional, particularmente la eólica. En este sentido, la dependencia energética de una



sola fuente, estratégicamente no es la más adecuada, por ello es deseable establecer una matriz energética que paulatinamente considere nuevas tecnologías; esto en forma paralela permitirá que localmente se vaya ganando experiencia, aceptabilidad y conocimiento.

- Las políticas planteadas guardan relación con el Plan de Nacional para el Buen Vivir; sin embargo hacen falta herramientas concretas que posibiliten el desarrollo no solo de la tecnología eólica sino del resto de renovables. Si bien es cierto lo mencionado en el Plan es un marco de referencia válido para definir el horizonte de la planificación, el Plan resultará impráctico si no se establecen normativas y mecanismos de seguimiento que garanticen el cumplimiento de las metas planteadas (p.e. alcanzar el 6 % de participación de energías alternativas en el total de la capacidad instalada hasta el 2013).
- Como conclusión general se anota que la generación eólica tiene madurez en cuanto a tecnología, si bien es cierto los costos actualmente no son equiparables a las tecnologías tradicionales es indispensable dar los primeros pasos para que a nivel local se difunda investigación sobre el tema y que los proyectos puedan primero consolidarse y en un futuro permitan ser competitivos con otras tecnologías. En función de los objetivos específicos planteados, el estudio:
 - Revisó la normativa referente a la conexión de parque eólicos en la red eléctrica ecuatoriana. De esta manera se identificó los estándares existentes y se comparó con la regulación ecuatoriana para la entrada de generadores a la red.
 - Recopiló la legislación que promueve las Energías Renovables en el Ecuador, y la clasificó según la teoría regulatoria existente. Sin embargo no se pudo establecer el impacto que ella tiene en la promoción de las tecnologías por la falta de indicadores así como por el corto tiempo de aplicación del marco regulatorio local.
 - Identificó los principales impactos sociales y ambientales, descritos por la bibliografía especializada, a más de ello se analizó normativa y datos locales.



- Estableció costos para que la generación eólica sea rentable, paralelamente se identificaron que parámetros son más sensibles en las evaluaciones financieras.
 - Estableció condiciones a nivel técnico, financiero y económico para la operación de este tipo de centrales, sin embargo la falta de proyectos consolidados no permitió establecer condiciones para su mantenimiento.
 - Se identificaron barreras para la promoción de la generación eólica y mediante metodologías establecidas en la bibliografía se elaboraron políticas que fomentarían su desarrollo.
-
- En la Tesis no se pudo establecer que potencia instalada sería más atractiva para la instalación de un parque eólico, puesto que son otros parámetros los que permiten que un proyecto sea rentable (p.e. precio de la energía e inversión). Esta conclusión se la estableció luego de realizar el análisis financiero de un parque eólico. Así mismo el analizar condiciones de mantenimiento en proyectos eólicos en el Ecuador no es factible dado la nula experiencia local en el tema.
 - Para futuros trabajos se recomienda estudiar la normativa necesaria para la interconexión a la red de los parques eólicos en sistemas como el ecuatoriano, en donde las condiciones de penetración son diferentes a aquellos sistemas eléctricos que tienen alta penetración, y por tanto son sensibles al recurso viento, en este mismo sentido, el análisis de la reserva rodante adecuada para diferentes escenarios de penetración eólica en el Ecuador es un tema complementario al anterior. En el caso del análisis financiero a más de las técnicas determinísticas utilizadas en este documento, otra línea de investigación evidente es el análisis estadístico, con proyección en el tiempo. En el caso regulatorio, un trabajo que establezca índices de eficacia y eficiencia, permitiría medir el éxito de la regulación que se ha implementado a nivel local e internacional.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

BIBLIOGRAFÍA



BIBLIOGRAFÍA

- AAEE. 2009.** Asociación Argentina de Energía Eólica. [En línea] 2009. [Citado el: 29 de Septiembre de 2010.] <http://www.argentinaeolica.org.ar>.
- Ackermann, Thomas. 2005.** *Wind power in power systems*. s.l. : John Wiley & Sons Inc, 2005.
- AEE. 2010.** Asociación Empresarial Eólica. *Potencia instalada de energía eólica*. [En línea] 2010. [Citado el: 26 de 4 de 2010.] www.aeeolica.es.
- Afonso, Ignacio, y otros. 2010.** *Comparación entre la reglamentación de Uruguay y la de otros países de América y Europa acerca de los requerimientos exigidos a un parque generador eólico conectado al sistema eléctrico*. Montevideo, Uruguay. : s.n., 2010.
- Avia, Félix. 2001.** Estado de desarrollo tecnológico del aprovechamiento de la energía eólica. [aut. libro] CIEMAT. *Tecnologías energéticas e impacto ambiental*. Madrid : McGraw-Hill Profesional, 2001.
- Boston Consulting, Group. 2003.** Asociación Española de Energía Eólica. [En línea] 2003. [Citado el: 2 de Febrero de 2010.] www.aeeolica.org/.
- Calvo, Javier. 2010.** *Trabajo de fin de Master: Estudio de impacto ambiental de Parque Eólico "San Feliz" (León, España)*. Escuela Superior y Técnica de Ingeniería Agraria, Universidad de León. 2010.
- CAMMESA. Sin fecha de publicación.** Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios. [En línea] Sin fecha de publicación. [Citado el: 01 de Noviembre de 2010.] www.energia3.mecon.gov.ar.
- Carta, José, y otros. 2009.** *Centrales de Energías Renovables*. Madrid : PEARSON EDUCACIÓN S.A., 2009.
- Coeviello, M.F. 2003.** *Entorno Internacional y oportunidades para el desarrollo de las fuentes renovables de energía en los países de América Latina y el Caribe*. Santiago de Chile : CEPAL, 2003.
- CONELEC. 1999 - 2009.** *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Quito : CONELEC, 1999 - 2009.
- CONELEC, MPEAPAE. 2005.** *Manual de procedimientos para la evaluación de proyectos y actividades eléctricas*. Quito : Conelec, 2005.
- CONELEC, REGULACIONES. 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 : CONELEC, 2000; 2002; 2004; 2006.
- Cordero, L. 2005.** *Diccionario Quichua - Castellano y Castellano Quichua.* Quito : Corporación Editora Nacional, 2005.
- Creus Solé, Antonio. 2008.** *Aereogeneradores.* Primera Edición. s.l. : Editorial Técnica, 2008.
- De Lucas, Manuela, Janss, Guyonne y Ferrer, Miguel. 2009.** *Aves y parques eólicos; Valoración del riesgo y atenuantes.* [ed.] Manuela de Lucas, Guyonne Janss y Miguel Ferrer. Primera Edición. Madrid : Quercus, 2009.
- Dueñas, Nelson. 2005.** *El Sistema de Control Interno y el Aseguramiento de la Calidad.* Loja : Universidad Técnica Particular de Loja, 2005. Vol. III.
- Dumrauf, Guillermo L. 2003.** *Finanzas corporativas.* Buenos Aires : Grupo Guía S.A., 2003.
- Dyner, Isaac. 2009.** *Apuntes de Clase: Mercados Eléctricos.* Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad de Cuenca. Cuenca : s.n., 2009.
- Escudero, José María. 2008.** *Manual de energía eólica.* Segunda Edición. Madrid : Mundi-Prensa, 2008.
- Espinoza, J. L. y H., Vredenburg. 2010.** *Towards a model of wind energy industry development in industrial and emerging economies.* s.l. : Inderscience Enterprises Ltd., 2010. Global Business and Economics Global Business and Economics.
- Espinoza, J. L. y Vredenburg. 2010.** *The development of Renewable Energy industries in emerging economies: the role of economic, institutional, and socio-cultural contexts in Latin America.* s.l. : Int. J. Economics and Business Research, 2010.
- EWEA. 2010.** European Wind Energy Association. [En línea] 2010. <http://www.ewea.org>.
- Fenhann, Jorgen. 2010.** CDM Pipeline overview. *C4CDM (Capacity Development for the Clean Development Mechanism).* [En línea] UNEP Risoe Centre, 1 de Agosto de 2010. [Citado el: 5 de Septiembre de 2010.] www.cd4cdm.org/.



- Ferrer Gallardo, Francisca. 2004.** *Tesis de Master, Universidad Politécnica de Cataluña: Análisis de la viabilidad de conexión de parques eólicos a la red eléctrica.* Barcelona : s.n., 2004.
- Galárraga, Efrén. 2003.** *Apuntes del Curso de Impactos Ambientales.* Quito : EPN, 2003.
- Gómez, Emilio. 2010.** *Tecnología de la energía eólica: Historia y evolución. Apuntes del Master en energías renovables, Universidad de León.* León : s.n., 2010.
- González Velasco, Jaime. 2009.** *Energías renovables.* Barcelona : Editorial Reverté, 2009.
- Harper, Enriquez. 2009.** *Tecnologías de generación de energía eléctrica.* Primera Edición. México : Limusa, 2009.
- Hernández, Juan. 2005.** *Regulación y competencia en el sector eléctrico. Evolución, regulación actual y perspectivas de futuro.* Navarra : THOMSON. ARANDI, 2005.
- <http://www.retscreen.net>. 2010.** *Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia RETScreen.* s.l. : Natural Resources Canada, 2010.
- <http://www.snh.gov.uk>.** Scottish Natural Heritage. [En línea] [Citado el: 17 de 10 de 2010.]
- IDAE. 2001.** *Impactos ambientales de la producción eléctrica, Análisis de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica.* Madrid : Fondo Editorial del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2001.
- IEA. 2011.** International Energy Agency. [En línea] 8 de 10 de 2011. www.iea.org.
- Izquierdo, José Manuel. 2008.** *Energía eólica y territorio.* Sevilla : Universidad de Sevilla, 2008.
- MEER. 2008.** *Matriz energética del Ecuador.* Quito, Ecuador : Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, 2008.
- MENRE y Autores, Varios.** Folletos de los proyectos eólicos: Salinas, Villonaco, Chinchas, Ducal. Quito, Ecuador : Información entregada por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables.
- Ministerio del Ambiente- Dirección Nacional del Cambio Climático, Producción y Consumo Sostenibles, Ecuador. 2009.** *Proyecto Tech4CDM. Taller sobre energía eólica, Mecanismo de Desarrollo Limpio: Oportunidades*



para el Ecuador. [En línea] 2 de Octubre de 2009. [Citado el: 15 de Marzo de 2010.] www.tech4cdm.com.

- Moreno, Jorge, Mocarquer, Sebastian y Rudnick, Hugh. 2010.** *Generación eólica en Chile: Análisis del entorno y perspectivas de desarrollo.* Systep Ingeniería y Diseños. Santiago de Chile : s.n., 2010.
- Nebreda, J. 2007.** *Aspectos jurídicos de la producción de energía en régimen especial.* Primera Edición. Navarra : Aranzi-Thomson Civitas, 2007.
- PME, CONELEC. 2009.** *Plan Maestro de Electrificación 2009-2020.* Quito, Ecuador : CONELEC, 2009.
- Proaño B. Salgado J. 2005.** *Propuesta metodológica de valoración de empresas aplicada a grandes empresas en el Ecuador. Adaptación de los Modelos Z de Altman y flujos de caja descontados.* Universidad del Azuay. [En línea] 2005. [Citado el: 3 de Febrero de 2010.] <http://www.uazuay.edu.ec>.
- Quevedo, Carlos. 2002.** *Desarrollo de las fuentes renovables de energías.* Quito : CIE, 2002.
- Regulación 003/08, CONELEC. 2008.** *Calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el Sistema Nacional Interconectado.* Quito, Ecuador : s.n., 28 de Febrero de 2008.
- Regulación 004/01, CONELEC. 2001.** *Calidad del servicio eléctrico de distribución.* Quito, Ecuador : s.n., 2001 de Mayo de 2001.
- Regulación 004/02, CONELEC. 2002.** *Transacciones de potencia reactiva en el MEM.* Quito, Ecuador : s.n., 30 de Abril de 2002.
- Regulación 006/00, CONELEC. 2000.** *Procedimientos de despacho y operación (V2).* Quito, Ecuador : s.n., 9 de Agosto de 2000.
- Roberts, L. E., Liss, P. S. y Saunders, P. A. 1990.** *Power Generation and the Environment.* United States : Oxford University Press, 1990.
- Rodríguez, J. L., Burgos, J. C. y Arnalte, S. 2003.** *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica.* Madrid : Editorial Rueda S.L., 2003.
- Roldán, P. 2009.** *Evaluación de las energías renovables no convencionales factibles de desarrollo en el Ecuador; Proyecto previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico de Potencia.* Quito, Ecuador : Escuela Politécnica Nacional, 2009.



- Sapag Chain, Nassir y Sapag Chain, Reinaldo. 1995.** *Preparación y evaluación de proyectos.* Bogotá : McGraw Hill, 1995.
- Senplades. 2009.** *Plan Nacional para el Buen Vivir 2009-2013.* Quito : s.n., 2009.
- Smith, Ricardo, y otros. 2004.** *Energy scenarios for Colombia: process and content.* s.l. : ELSEVIER Ltd., 2004.
- Sodd, Y. R. y Singh, Rnadhira. 2008.** *Policies for promotion of renewable energy sources for restructured power sector.* s.l. : IEEE, 2008.
- Tech4cdm. 2009.** Proyecto : tech4cdm. *La energía eólica en el Ecuador.* [En línea] 2009. [Citado el: 26 de Abril de 2010.] www.tech4cdm.com.
- Torres López, María y Arana García, Estanislao. 2010.** *Energía eólica: cuestiones jurídicas, económicas y ambientales.* Navarra : Civitas, THOMSON REUTERS, 2010.
- TRANSELECRIC. 2009.** *Plan de expansión de transmisión; período 2010-2020.* Quito, Ecuador. : s.n., 2009.
- Velazco, Jaime. 2009.** *Energías renovables.* Barcelona : Reverté, 2009.
- Zhu, Jizhong y Cheung, KWok. 2009.** *Analysis of regulating wind power for power systems.* s.l. : IEEE Trans. Power System, 2009.
- Zubia Olaska, Itziar. 2003.** Tesis de Ph.D. Universidad del País Vasco: Análisis y diseño de estrategias de operación para la explotación de parques eólicos. Bilbao, España : s.n., 2003.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ANEXOS



- ANEXO 1

CURVAS DE POTENCIA DE AEROGENERADORES

DATOS DEL AEROGENERADOR							
Capacidad eléctrica por turbina	kW	850	1000	1320	1500	1800	2000
Fabricante		Gamesa	Siemens	Made Energias	Windtec	Gamesa	Gamesa
Modelo		G58 850kW - 55m	AN BONUS 1 MW - 45m	MADE AE 1.32 MW-61 - 60m	WINDTEC 1.566 1,5MW - 67m	G80 RCC 1.8 MW - 78m	G80-2MW - 100m
Número de turbinas		1	1	1	1	1	1
Capacidad de generación eléctrica	kW	850	1000	1320	1500	1800	2000
Altura del eje	m	55	45	60	67	78	100
Diámetro de rotor por turbina	m	58	54	61	66	80	80
Área barrida por turbina	m²	2642	2307	2922,47	3421,19	5026,55	5026,55
Factor de forma		2	2	2	2	2	2
Altura de operación	m	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0
Densidad del aire msm	kg/m³	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225
Densidad del aire corregida	kg/m³	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225
Velocidad Nominal	m/s	16	20	18	12	17	17



UNIVERSIDAD DE CUENCA

DATOS DE LA CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR													
Velocidad	(m/s)	kW	FP	kW	FP	kW	FP	kW	FP	kW	FP	kW	FP
	0	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	1	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	2	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%	0	0%
	3	9,7	1%	0	0%	5	0%	0	0%	0	0%	3,9	0%
	4	31,2	4%	24,1	2%	32	2%	29,6	2%	51,6	3%	66,9	3%
	5	78,4	9%	69,3	7%	81	6%	88,5	6%	134,4	7%	152	8%
	6	148,2	17%	130	13%	165	13%	182,2	12%	270,5	15%	280	14%
	7	242,7	29%	219,1	22%	284	22%	306,8	20%	455	25%	457	23%
	8	368,6	43%	333,5	33%	431	33%	472	31%	689	38%	690	35%
	9	525,3	62%	463,1	46%	598	45%	682,7	46%	968,8	54%	978	49%
	10	695	82%	598,1	60%	772	58%	951,6	63%	1266,4	70%	1296	65%
	11	796,6	94%	730	73%	940	71%	1260,6	84%	1522,2	85%	1598	80%
	12	835,9	98%	846,5	85%	1090	83%	1500	100%	1686,3	94%	1818	91%
	13	846,8	100%	928,8	93%	1211	92%	1500	100%	1763,3	98%	1935	97%
	14	849,3	100%	972,6	97%	1295	98%	1500	100%	1790	99%	1980	99%
	15	849,9	100%	990,8	99%	1341	100%	1500	100%	1797	100%	1995	100%
	16	850	100%	997,2	100%	1351	100%	1500	100%	1799	100%	1999	100%
	17	850	100%	999,2	100%	1337	100%	1500	100%	1800	100%	2000	100%
	18	850	100%	999,8	100%	1320	100%	1500	100%	1800	100%	2000	100%
	19	850	100%	999,9	100%	1308	99%	1500	100%	1800	100%	2000	100%
	20	850	100%	1000	100%	1300	98%	1500	100%	1800	100%	2000	100%
	21			1000	100%	1295	98%	1500	100%	1800	100%	2000	100%
	22			1000	100%	1300	98%	1500	100%	1800	100%	2000	100%
	23			1000	100%	1301	99%	1500	100%	1800	100%	2000	100%
24			1000	100%	1310	99%	1500	100%	1800	100%	2000	100%	
25			1000	100%	1321	100%	1500	100%	1800	100%	2000	100%	

Se asume: Que el viento toma los valores exactos de la curva de potencia a nivel del buje. La densidad de viento es a nivel del mar.

Fuente: Desarrollado en base de los datos del "Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia RETScreen". (<http://www.retscreen.net>, 2010)



• ANEXO 2

CALCULO DEL RIESGO DE COLISIÓN DE AVES

Only enter input parameters in blue

W Band

06/10/2012

K: [1D or [3D] (0 or 1) 1
 NoBlades 3
 MaxChord 2,431 m
 Pitch (degrees) 30
 BirdLength 0,82 m
 Wingspan 2,12 m
 F: Flapping (0) or gliding (+1) 1
 Bird speed 13 m/sec
 RotorDiam 52 m
 RotationPeriod 2,97 sec
 Bird aspect ratio: b 0,39

Calculation of alpha and p(collision) as a function of radius

Distancia del ave al Radio del Rotor	r/R radius	c/C chord	a alpha	Upwind:			Downwind:			check area total
				collide length	p(colisión) a barlovento	contribution from radius r	collide length	p(collision) a sotavento	contribution from radius r	
1,3	0,025	0,575	9,45	24,90	1,00	0,00125	23,50	1,00	0,00125	0,00125
3,9	0,075	0,575	3,15	8,77	0,68	0,00511	7,37	0,57	0,00429	0,0075
6,5	0,125	0,702	1,89	6,20	0,48	0,00602	4,49	0,35	0,00436	0,0125
9,1	0,175	0,860	1,35	5,31	0,41	0,00723	3,22	0,25	0,00438	0,0175
11,7	0,225	0,994	1,05	4,83	0,37	0,00844	2,41	0,19	0,00421	0,0225
14,3	0,275	0,947	0,86	4,02	0,31	0,00860	1,72	0,13	0,00368	0,0275
16,9	0,325	0,899	0,73	3,45	0,27	0,00871	1,27	0,10	0,00319	0,0325
19,5	0,375	0,851	0,63	3,01	0,23	0,00878	0,95	0,07	0,00275	0,0375
22,1	0,425	0,804	0,56	2,67	0,21	0,00881	0,79	0,06	0,00260	0,0425
24,7	0,475	0,756	0,50	2,38	0,19	0,00879	0,80	0,06	0,00295	0,0475
27,3	0,525	0,708	0,45	2,14	0,17	0,00873	0,80	0,06	0,00325	0,0525
29,9	0,575	0,660	0,41	1,93	0,15	0,00862	0,79	0,06	0,00351	0,0575
32,5	0,625	0,613	0,38	2,05	0,16	0,00997	1,08	0,08	0,00523	0,0625
35,1	0,675	0,565	0,35	1,92	0,15	0,01009	1,09	0,08	0,00572	0,0675
37,7	0,725	0,517	0,33	1,80	0,14	0,01016	1,09	0,08	0,00616	0,0725
40,3	0,775	0,470	0,30	1,69	0,13	0,01019	1,09	0,08	0,00656	0,0775
42,9	0,825	0,422	0,29	1,59	0,12	0,01018	1,08	0,08	0,00691	0,0825
45,5	0,875	0,374	0,27	1,49	0,12	0,01011	1,06	0,08	0,00722	0,0875
48,1	0,925	0,327	0,26	1,39	0,11	0,01001	1,04	0,08	0,00748	0,0925
50,7	0,975	0,279	0,24	1,30	0,10	0,00986	1,02	0,08	0,00770	0,0975

Overall p(collision) = Upwind 17,0% Downwind 9,3% Average 13,2% 1,00

Fuente: Calculado en base al programa "probability of collision". (<http://www.snh.gov.uk>), (De Lucas, y otros, 2009)



• ANEXO 3

CÁLCULO DE LOS COSTES MEDIOS DE GENERACIÓN (LEVELIZED COST)

EJEMPLO DE CÁLCULO PARA UNA TURBINA DE 2 MW

Tiempo de vida útil	20	años
Inversión inicial	1500	US\$/kW)
Operación y mantenimiento	0,014	US\$/kWh
Combustible	0	US\$/kWh
Peaje por transmisión	0	US\$/kWh
Tasa de descuento	7%	%
Factor de Planta	100,00	%
Potencia	2000	kW

$$LEGC = \frac{\sum_t [Inv_t + O\&M_t + Combustible_t + Peaje\ de\ Trans._t] \cdot (1+r)^{-t}}{\sum_t [Elec_t \cdot (1+r)^{-t}]}$$

Año	Inv (US\$/kW)	O&M	Combustible	Peaje por transmisión	Energía Generada (kW)	(1+r) ^{-t}	(1+r) ^t	Numerador t	Denominador t
0	3000000000					1	1	3000000000	0
1		245280000	0	0	1752000000	0,93	0,93	229233645	16373831776
2		245280000	0	0	1752000000	0,87	0,87	214237051	15302646519
3		245280000	0	0	1752000000	0,82	0,82	200221543	14301538803
4		245280000	0	0	1752000000	0,76	0,76	187122938	13365924115
5		245280000	0	0	1752000000	0,71	0,71	174881250	12491517865
6		245280000	0	0	1752000000	0,67	0,67	163440421	11674315761
7		245280000	0	0	1752000000	0,62	0,62	152748057	10910575478
8		245280000	0	0	1752000000	0,58	0,58	142755193	10196799512
9		245280000	0	0	1752000000	0,54	0,54	133416068	9529719170
10		245280000	0	0	1752000000	0,51	0,51	124687914	8906279598
11		245280000	0	0	1752000000	0,48	0,48	116530761	8323625793
12		245280000	0	0	1752000000	0,44	0,44	108907253	7779089526
13		245280000	0	0	1752000000	0,41	0,41	101782480	7270177127
14		245280000	0	0	1752000000	0,39	0,39	95123812,9	6794558063
15		245280000	0	0	1752000000	0,36	0,36	88900759,7	6350054264
16		245280000	0	0	1752000000	0,34	0,34	83084822,1	5934630153
17		245280000	0	0	1752000000	0,32	0,32	77649366,5	5546383321
18		245280000	0	0	1752000000	0,3	0,3	72569501,4	5183535814
19		245280000	0	0	1752000000	0,28	0,28	67821963,9	4844425994
20		245280000	0	0	1752000000	0,26	0,26	63385013	4527500929
SUMATORIO								5598499814	1,85607E+11
COSTES MEDIOS DE GENERACIÓN DURANTE LA VIDA ÚTIL (LEVELIZED COSTS) LEGC								0,03016317	(USD\$/kWh)
								30,1631722	(USD\$/MWh)



UNIVERSIDAD DE CUENCA

PRECIOS DE LA ENERGÍA EN FUNCIÓN DE LA VELOCIDAD (Y DEL FACTOR DE PLANTA)

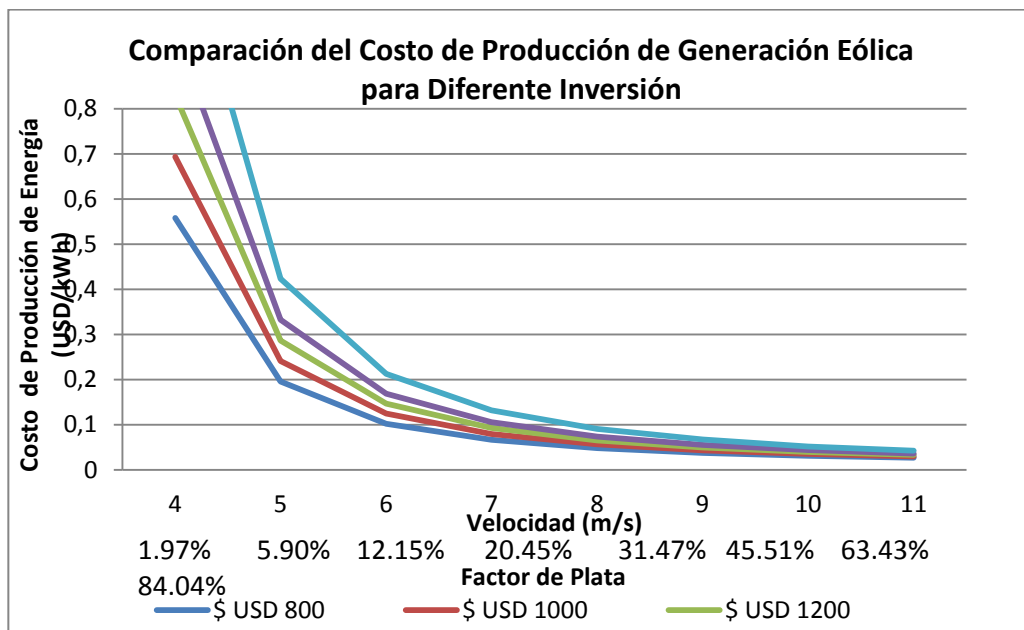
POTENCIA NOMINAL	850 kW		1000 kW		1320 kW		1500 kW		1800 kW		2000 kW		Precio de Energía (USD\$/kWh)	
	VELOCIDAD (m/s)	FP	PRECIO (USD\$/kWh)	FP	PRECIO (USD\$/kWh)	FP	PRECIO (USD\$/kWh)	FP	PRECIO (USD\$/kWh)	FP	PRECIO (USD\$/kWh)	FP	PRECIO (USD\$/kWh)	Continental
0	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0,0939	0,12207
1	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0,0939	0,12207
2	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0%	0,000	0,0939	0,12207
3	1%	1,430	0%	0,000	0%	4,281	0%	0,000	0%	0,000	0%	8,303	0,0939	0,12207
4	4%	0,454	2%	0,685	2%	0,681	2%	0,833	3%	0,578	3%	0,497	0,0939	0,12207
5	9%	0,189	7%	0,247	6%	0,277	6%	0,288	7%	0,230	8%	0,227	0,0939	0,12207
6	17%	0,107	13%	0,138	13%	0,143	12%	0,147	15%	0,122	14%	0,129	0,0939	0,12207
7	29%	0,071	22%	0,088	22%	0,089	20%	0,093	25%	0,078	23%	0,085	0,0939	0,12207
8	43%	0,051	33%	0,062	33%	0,064	31%	0,065	38%	0,056	35%	0,061	0,0939	0,12207
9	62%	0,040	46%	0,049	45%	0,050	46%	0,050	54%	0,044	49%	0,047	0,0939	0,12207
10	82%	0,034	60%	0,041	58%	0,042	63%	0,039	70%	0,037	65%	0,039	0,0939	0,12207
11	94%	0,031	73%	0,036	71%	0,037	84%	0,033	85%	0,033	80%	0,034	0,0939	0,12207
12	98%	0,030	85%	0,033	83%	0,034	100%	0,030	94%	0,031	91%	0,032	0,0939	0,12207
13	100%	0,030	93%	0,031	92%	0,032	100%	0,030	98%	0,030	97%	0,031	0,0939	0,12207
14	100%	0,030	97%	0,031	98%	0,030	100%	0,030	99%	0,030	99%	0,030	0,0939	0,12207
15	100%	0,030	99%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207
16	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207
17	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207
18	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207
19	100%	0,030	100%	0,030	99%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207
20	100%	0,030	100%	0,030	98%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207
21	0%	0,000	100%	0,030	98%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207
22	0%	0,000	100%	0,030	98%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207
23	0%	0,000	100%	0,030	99%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207
24	0%	0,000	100%	0,030	99%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207
25	0%	0,000	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	100%	0,030	0,0939	0,12207



SENSIBILIDAD DEL PRECIO DE ENERGÍA EN FUNCIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN

Potencia Nominal: 1500 kW

VELOCIDAD (m/s)	FP	COSTOS DE INVERSIÓN				
		\$ USD 800	\$ USD 1000	\$ USD 1200	\$ USD 1400	\$ USD 1800
PRECIOS DE ENERGÍA (USD\$/kWh)						
0	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	1,97%	0,56	0,69	0,83	0,97	1,24
5	5,90%	0,20	0,24	0,29	0,33	0,42
6	12,15%	0,10	0,12	0,15	0,17	0,21
7	20,45%	0,07	0,08	0,09	0,11	0,13
8	31,47%	0,05	0,06	0,07	0,07	0,09
9	45,51%	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07
10	63,44%	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05
11	84,04%	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04
12	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
13	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
14	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
15	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
16	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
17	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
18	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
19	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
20	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
21	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
22	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
23	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
24	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
25	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04





SENSIBILIDAD DEL PRECIO DE ENERGÍA EN FUNCIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO

Potencia Nominal:

1500 kW

VELOCIDAD (m/s)	FP	TASA DE DESCUENTO				
		5,0%	7,5%	10,0%	12,5%	15,0%
		PRECIOS DE ENERGÍA (USD\$/kWh)				
0	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	1,97%	0,48	0,58	0,69	0,81	0,94
5	5,90%	0,17	0,20	0,24	0,28	0,32
6	12,15%	0,09	0,11	0,12	0,14	0,16
7	20,45%	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10
8	31,47%	0,04	0,05	0,06	0,06	0,07
9	45,51%	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05
10	63,44%	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04
11	84,04%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
12	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
13	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
14	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
15	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
16	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
17	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
18	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
19	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
20	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
21	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
22	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
23	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
24	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03
25	100,00%	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03



- **ANEXO 4**

**REGULACIÓN NO. CONELEC – 004/11
RESOLUCION NO. 017/12, QUE REFORMA LA REGULACIÓN
NO. CONELEC – 004/11**

**EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD
CONELEC**

Considerando:

Que, el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas;

Que, la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles;

Que, es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales;

Que, como parte de la equidad social, se requiere impulsar el suministro de la energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no se dispone de este servicio, con la instalación de centrales renovables no convencionales, distribuyendo los mayores costos que inicialmente estos sistemas demandan entre todos los usuarios del sector;



Que, para disminuir en el corto plazo la dependencia y vulnerabilidad energética del país, es conveniente mejorar la confiabilidad en el suministro, para lo cual se requiere acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética, prioritariamente con fuentes de energía renovable no convencionales –ERNC-, con lo cual se contribuye a la diversificación y multiplicación de los actores involucrados, generando nuevas fuentes de trabajo y la transferencia tecnológica;

Que, como parte fundamental de su política energética, la mayoría de países a nivel mundial, vienen aplicando diferentes mecanismos de promoción a las tecnologías renovables no convencionales entre las que se incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que les ha permitido desarrollar en forma significativa este tipo de recursos;

Que, el artículo 64 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el CONELEC dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad;

Que, en la parte final del artículo 53 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece que la operación de las centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetarán a reglamentaciones específicas dictadas por el CONELEC;

Que, el CONELEC mediante Resolución No. 127/08, de 23 de octubre de 2008, aprobó la Regulación No. CONELEC – 009/08 “Registros de Generadores Menores a 1 MW”, la cual determina el procedimiento que deben ajustarse los generadores menores a 1 MW para su funcionamiento en el sistema;

Que, la Regulación No. CONELEC 013/08 Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 determina el despacho preferente de centrales de generación que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE;



Que, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversión, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 de 29 de diciembre de 2010, en su libro VI, Sostenibilidad de la Producción y Regulación con su Ecosistema, en sus artículos 233 al 235 establece disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia; además que, en la disposición reformativa Cuarta se establece que se podrá delegar a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de generación cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; y,

En ejercicio de sus facultades,

Resuelve:

Expedir la presente Regulación denominada “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”.

1. OBJETIVO

La presente Regulación tiene como objetivo el establecimiento de los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

2. ALCANCE

Para los efectos de la presente Regulación, las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.

3. DEFINICIONES

Central a biomasa: central que genera electricidad utilizando como combustibles: residuos forestales, residuos agrícolas, residuos agroindustriales y ganaderos y residuos urbanos.



Central a biogás: Central que genera electricidad utilizando como combustible el biogás obtenido en un digestor como producto de la degradación anaerobia de residuos orgánicos.

Central convencional: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria las fuentes de energía que han tenido ya una larga trayectoria de explotación y comercialización a nivel mundial, como por ejemplo: agua, carbón, combustibles fósiles, derivados del petróleo, gas natural, materiales radioactivos, etc.

Central eólica: Central que genera electricidad en base a la energía cinética del viento.

Central geotérmica: Central que genera electricidad utilizando como energía primaria el vapor proveniente del interior de la tierra.

Central no convencional: Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaicas), viento (eólicas), agua, (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas, las mismas que, por su relativo reciente desarrollo y explotación, no han alcanzado todavía un grado de comercialización para competir libremente con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido.

Central solar fotovoltaica: Central que genera electricidad en base a la energía de los fotones de la luz solar, que al impactar las placas de material semiconductor del panel solar fotovoltaico, desprenden los electrones de su última órbita, los mismos que al ser recolectados forman una corriente eléctrica.

Centrales Hidroeléctricas: Generación a base de centrales hidroeléctricas con capacidad instalada igual o menor a 50 megavatios.



4. REQUISITOS DE PARTICIPACIÓN

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables como las descritas en el numeral anterior de la presente Regulación, podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional.

Los generadores hidroeléctricos, cuya capacidad instalada sea mayor a los 50 MW, no podrán acogerse a la presente Regulación.

El generador que desee acogerse a este sistema preferente, y para su proceso de calificación al interior del CONELEC, deberá presentar los siguientes requisitos:

1. Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica;
2. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
3. Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC. Deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro;
4. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo, tipo de central, ubicación, implantación general, característica de la línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable;
5. Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor, o a un sistema aislado;
6. Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente que indique que el Proyecto se encuentra o no dentro del sistema nacional de áreas protegidas;
7. Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso, por parte del organismo competente; y
8. Esquema de financiamiento.



5. PROCEDIMIENTO DE CALIFICACIÓN Y OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE:

El generador no convencional deberá presentar al CONELEC, para la calificación, la documentación señalada en el numeral anterior y someterse al proceso indicado en esta Regulación.

El CONELEC, adicionalmente, en función del parque generador que cubre la demanda eléctrica del país podrá negar la solicitud del generador no convencional en caso se estime que la energía a entregarse no es necesaria, en las condiciones presentadas por el inversionista.

Una vez obtenido el certificado previo al Título Habilitante, por el cual se califica la solicitud de la empresa para el desarrollo y operación de un proyecto de generación, se determinará el plazo máximo que tiene el solicitante para la firma de contrato. Durante este periodo no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el primero.

Para la obtención del Título Habilitante, el proyecto calificado se someterá a lo descrito en la normativa vigente.

6. CONDICIONES PREFERENTES

6.1 PRECIOS PREFERENTES

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la Tabla No. 1. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.



Tabla No. 1
Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)

5.1.1 CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Además, para las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los precios indicados en la Tabla No. 2, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh. No se reconocerá pago por disponibilidad a este tipo de centrales que se acojan a la presente Regulación.

Tabla No. 2
Precios Preferentes Centrales Hidroeléctricas
hasta 50 MW en (cUSD/kWh)

5.1.2 CENTRALES	PRECIO
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HASTA 10 MW	7.17
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 10 MW HASTA 30 MW	6.88
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 30 MW HASTA 50 MW	6.21



6.2 VIGENCIA DE LOS PRECIOS

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con las siguientes particularidades:

- a) Para los generadores de la Tabla No. 1, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época.
- b) Para los generadores de la Tabla No. 2, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente se liquidará con el promedio de precio de contratos regulados de centrales o unidades de generación en operación, correspondiente a esa tecnología vigentes a esa fecha.

6.3 DESPACHO PREFERENTE

El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6%, de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, según lo establecido la Regulación complementaria del Mandato 15. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a esta regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las que no tendrán esta limitación.



Si el límite referido anteriormente se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas se someterán a la condiciones de las centrales convencionales en cuanto al despacho y liquidación.

En el caso se dicten políticas de subsidio o compensación tarifaria por parte del Estado, para el fomento a la producción de energías renovables no convencionales, podrá haber un despacho preferente sobre el 6% y hasta el porcentaje máximo que se determine en esas políticas.

Los generadores hidroeléctricos que se acojan a esta Regulación tendrán un despacho obligatorio y preferente.

7. CONDICIONES OPERATIVAS

7.1 PUNTO DE ENTREGA Y MEDICIÓN

El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.

La red necesaria para conectarse al sistema de transmisión o distribución, deberá estar contemplada en los planes de expansión y transmisión.

El sistema de medición comercial deberá cumplir con lo indicado en la Regulación vigente sobre la materia.

7.2 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales, señalados en las Regulaciones, que sobre la materia, estén vigentes.



7.3 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, supervisión, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente sobre la materia y demás requisitos que se exijan en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor.

7.4 PREVISIÓN DE ENERGÍA A ENTREGARSE

Los generadores que están sujetos al despacho centralizado, deben comunicar al CENACE, la previsión de producción de energía horaria de cada día, dentro de los plazos establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, a efectos de que el CENACE realice la programación diaria.

Los generadores que no están sujetos al despacho centralizado, deberán cumplir con lo establecido en el Art. 29 del Reglamento de Despacho y Operación.

8. LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA

El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en las Tablas Nos. 1 y 2 de la presente Regulación, liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

La liquidación realizada por el CENACE a los Distribuidores y Grandes Consumidores, deberá considerar el cargo correspondiente para remunerar a los generadores no convencionales, en forma proporcional a su demanda.

Para el caso se supere el 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del mercado, con despacho preferente, el Estado asumirá el diferencial



de costos (sobrecostos) entre el precio señalado en la presente Regulación y el valor medio del precio de contratos.

9. PRECIO DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL 2013

Para aquellos proyectos cuyos contratos se suscriban o por incremento de capacidad se modifiquen a partir del año 2013, el CONELEC realizará una revisión de los precios de la energía y su periodo de vigencia, los que serán aplicables únicamente para los casos antes señalados a partir de ese año y por un período de vigencia que el CONELEC lo definirá en esa fecha.

Para la revisión de los precios y fijación del plazo de vigencia, indicados en el párrafo inmediato anterior, el CONELEC realizará el estudio correspondiente basado en referencias internacionales de este tipo de energías, la realidad de precios del mercado eléctrico ecuatoriano o cualquier otro procedimiento que estimare conveniente.

10. GENERADORES MENORES A 1 MW

Los generadores menores a 1 MW que se acojan a los precios preferentes de esta regulación no firmarán un contrato, sino que deberán obtener el registro, de conformidad con la regulación respectiva, adicionalmente a los requisitos establecidos en ésta se deberá verificar que la potencia del Proyecto haga un uso óptimo del recurso. En dicho registro deberán constar los precios preferentes y el plazo de conformidad con los numerales 6.1 y 6.2 de la presente Regulación.

En caso estos generadores deban entregar su energía a una empresa distribuidora, ésta se liquidará a los precios de la regulación y serán facturados a la respectiva empresa distribuidora.

Los procesos de supervisión, revocatoria del registro y su actualización serán los establecidos en la Regulación relacionada con los registros de los generadores menores a 1 MW.



Para la operación de estas centrales deberán observar lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de Despacho y Operación en lo referente al envío de la información requerida por el Centro Nacional de Control de Energía. El sistema de medición comercial que se exija a estos generadores será el establecido en la Regulación del sistema de medición comercial para cargas menores a 650 kW.

11.SISTEMAS NO INCORPORADOS

Los precios fijados en esta Regulación, son también aplicables para el caso de Sistemas no incorporados al S.N.I.

La energía producida por este tipo de generadores y entregada a un sistema no incorporado, se considerará, para efectos de liquidación, como entregada al SNI y su sobrecosto se distribuirá entre todos los participantes, con el procedimiento establecido en el numeral 8. El costo medio también deberá ser asumido por el sistema no incorporado.

Para efectos de las liquidaciones, el CENACE determinará, en conjunto con los generadores no convencionales y distribuidores que no se encuentren incorporados al

SNI, el procedimiento necesario para efectuar la liquidación de la energía que entregan y reciben.

DISPOSICIÓN FINAL

La presente Regulación sustituye a la Regulación No. CONELEC - 009/06, la misma que queda derogada en todas sus partes.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 023/11 en sesión de 14 de abril de 2011.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde
Secretario General del CONELEC



• ANEXO 5

VARIACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO CON RESPECTO A LA TASA DE ENDEUDAMIENTO

PARÁMETRO	DENOMINACIÓN	RESULTADOS DEL WACC, EN FUNCIÓN DE LA VARIACIÓN DE E/A										
E/A	Porcentaje de capital propio utilizado en el proyecto.	0,00%	10,00%	20,00%	30,00%	40,00%	50,00%	60,00%	70,00%	80,00%	90,00%	100,00%
rf	Tasa libre de riesgos.	4,37%	4,37%	4,37%	4,37%	4,37%	4,37%	4,37%	4,37%	4,37%	4,37%	4,37%
rm	Tasa de rentabilidad.	7,21%	7,21%	7,21%	7,21%	7,21%	7,21%	7,21%	7,21%	7,21%	7,21%	7,21%
$\beta_{\text{reapalancada}}$	Factor de medida de riesgo no sistemático reapalancado.	10,70%	10,70%	10,70%	10,70%	10,70%	10,70%	10,70%	10,70%	10,70%	10,70%	10,70%
tu	Impuesto debido a utilidades .	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%
IR	Impuesto a la renta.	22,00%	22,00%	22,00%	22,00%	22,00%	22,00%	22,00%	22,00%	22,00%	22,00%	22,00%
ti	Ttasa impositiva.	33,70%	33,70%	33,70%	33,70%	33,70%	33,70%	33,70%	33,70%	33,70%	33,70%	33,70%
D/A	Porcentaje de préstamo utilizado en el proyecto.	100,00%	90,00%	80,00%	70,00%	60,00%	50,00%	40,00%	30,00%	20,00%	10,00%	0,00%
$\beta_{\text{reapalancada}}$	Factor de medida de riesgo no sistemático reapalancado.	17,79%	17,08%	16,38%	15,67%	14,96%	14,25%	13,54%	12,83%	12,12%	11,41%	10,70%
rp	Riesgo país dado por consultoras internacionales.	9,28%	9,28%	9,28%	9,28%	9,28%	9,28%	9,28%	9,28%	9,28%	9,28%	9,28%
ke	Costo del capital propio.	14,16%	14,14%	14,12%	14,09%	14,07%	14,05%	14,03%	14,01%	13,99%	13,97%	13,95%
TAR	Tasa activa del Banco Central del Ecuador,	9,3%	9,3%	9,3%	9,3%	9,3%	9,3%	9,3%	9,3%	9,3%	9,3%	9,3%
PRZ	Clasificación de riesgo.	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
kd	Costo de la deuda.	11,8%	11,8%	11,8%	11,8%	11,8%	11,8%	11,8%	11,8%	11,8%	11,8%	11,8%
WACC	costo ponderado de capital.	7,8%	8,5%	9,1%	9,7%	10,3%	10,9%	11,6%	12,2%	12,8%	13,4%	14,0%



• ANEXO 6

CONDICIONES MÍNIMAS PARA LA INVERSIÓN DE UN PROYECTO EÓLICO

SECTOR PÚBLICO

% Δ DEL PARÁMETRO	VARIACIÓN DE LOS PRECIOS LOS PRIMEROS 15 AÑOS			VARIACIÓN DE LOS COSTOS DEL KW INSTALADO			VARIACIÓN DE FACTOR DE PLANTA		
	PRECIO P15 (USD/kWh)	TIR (%)	VAN(USD)	KW INSTALACIÓN	TIR (%)	VAN (USD)	FACTOR PLANTA (%)	TIR (%)	VAN (USD)
0%	0,0913	-1,8%	-25907059,84	1500	-1,8%	-25907059,84	50%	7,7%	2338362,285
5%	0,0959	-1,1%	-23770567,05	1425	-1,0%	-22493300,19	48%	6,6%	-1192315,481
10%	0,1004	-0,4%	-21634074,26	1350	-0,1%	-19079540,53	45%	5,5%	-4722993,246
15%	0,1050	0,3%	-19497581,48	1275	0,9%	-15665780,88	43%	4,3%	-8253671,011
20%	0,1096	1,1%	-17361088,69	1200	2,0%	-12252021,23	40%	3,2%	-11784348,78
25%	0,1141	1,8%	-15224595,91	1125	3,2%	-8838261,582	38%	2,0%	-15315026,54
30%	0,1187	2,5%	-13088103,12	1050	4,5%	-5424501,931	35%	0,7%	-18845704,31
35%	0,1233	3,3%	-10951610,34	975	6,0%	-2010742,28	33%	-0,5%	-22376382,07
40%	0,1278	4,0%	-8815117,551	900	7,7%	1403017,371	30%	-1,8%	-25907059,84
45%	0,1324	4,7%	-6678624,766	825	9,7%	4816777,022	28%	-3,2%	-29437737,6
50%	0,1370	5,5%	-4542131,98	750	12,0%	8230536,672	25%	-4,6%	-32968415,37
55%	0,1415	6,2%	-2405639,195	675	14,7%	11644296,32	23%	-6,1%	-36499093,13
60%	0,1461	6,9%	-269146,409	600	18,1%	15058055,97	20%	-7,7%	-40029770,9
65%	0,1506	7,6%	1867346,377	525	22,2%	18471815,62	18%	-9,4%	-43560448,66
70%	0,1552	8,3%	4003839,162	450	27,5%	21885575,28	15%	-11,3%	-47091126,43
75%	0,1598	9,1%	6140331,948	375	34,7%	25299334,93	13%	-13,4%	-50621804,19
80%	0,1643	9,8%	8276824,733	300	44,9%	28713094,58	10%	-15,7%	-54152481,96
85%	0,1689	10,5%	10413317,52	225	60,6%	32126854,23	8%	No definido	-57683159,72
90%	0,1735	11,2%	12549810,3	150	88,8%	35540613,88	5%	No definido	-61213837,49
95%	0,1780	11,9%	14686303,09	75	157,0%	38954373,53	3%	No definido	-64744515,25
100%	0,1826	12,6%	16822795,88	0	No definido	42368133,18	0%	No definido	-68275193,02



UNIVERSIDAD DE CUENCA

VARIACIÓN DE LOS PRECIOS DESPUES DE LOS 15 AÑOS			PRECIOS CERS			VARIACIÓN DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN		
PRECIO D15 (USD/kWh)	TIR (%)	VAN (USD)	PRECIO CERS (USD)	TIR (%)	VAN (USD)	COSTOS EXPL. 5 (USD/kWh)	TIR (%)	VAN (USD)
0,047	-1,8%	-25907059,84	12,0	-1,8%	-25907059,84	0,0140	-1,8%	-25907059,84
0,049	-1,6%	-25614014,59	12,6	-1,8%	-25682847,33	0,0133	-1,6%	-25371715,95
0,051	-1,4%	-25320969,34	13,2	-1,7%	-25458634,81	0,0126	-1,3%	-24836372,07
0,054	-1,2%	-25027924,09	13,8	-1,6%	-25234422,3	0,0119	-1,1%	-24301028,18
0,056	-1,0%	-24734878,84	14,4	-1,5%	-25010209,79	0,0112	-0,9%	-23765684,3
0,059	-0,8%	-24441833,6	15,0	-1,4%	-24785997,28	0,0105	-0,6%	-23230340,41
0,061	-0,6%	-24148788,35	15,6	-1,3%	-24561784,77	0,0098	-0,4%	-22694996,53
0,063	-0,4%	-23855743,1	16,2	-1,2%	-24337572,26	0,0091	-0,2%	-22159652,64
0,066	-0,2%	-23562697,85	16,8	-1,1%	-24113359,75	0,0084	0,0%	-21624308,76
0,068	0,0%	-23269652,6	17,4	-1,0%	-23889147,24	0,0077	0,3%	-21088964,87
0,070	0,1%	-22976607,36	18,0	-0,9%	-23664934,73	0,0070	0,5%	-20553620,99
0,073	0,3%	-22683562,11	18,6	-0,8%	-23440722,22	0,0063	0,7%	-20018277,1
0,075	0,5%	-22390516,86	19,2	-0,7%	-23216509,71	0,0056	0,9%	-19482933,22
0,077	0,6%	-22097471,61	19,8	-0,6%	-22992297,2	0,0049	1,1%	-18947589,33
0,080	0,8%	-21804426,36	20,4	-0,5%	-22768084,69	0,0042	1,3%	-18412245,45
0,082	0,9%	-21511381,12	21,0	-0,4%	-22543872,18	0,0035	1,5%	-17876901,56
0,084	1,0%	-21218335,87	21,6	-0,4%	-22319659,67	0,0028	1,7%	-17341557,67
0,087	1,2%	-20925290,62	22,2	-0,3%	-22095447,16	0,0021	1,9%	-16806213,79
0,089	1,3%	-20632245,37	22,8	-0,2%	-21871234,65	0,0014	2,1%	-16270869,9
0,091	1,5%	-20339200,12	23,4	-0,1%	-21647022,14	0,0007	2,3%	-15735526,02
0,094	1,6%	-20046154,88	24,0	0,0%	-21422809,63	0,0000	2,4%	-15200182,13



UNIVERSIDAD DE CUENCA

VARIACIÓN DEL INCREMENTO DE COSTOS			VARIACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO			VARIACIÓN DE INTERÉS		
INCREMENTO COSTOS (%)	TIR (%)	VAN (USD)	TASA DESCUENTO (%)	TIR (%)	VAN (USD)	INTERÉS (%)	TIR (%)	VAN (USD)
3,30	-4,4%	-29200151,42	0,070	-1,8%	-25907059,84	0,050	-1,8%	-25907059,84
3,14	-4,3%	-29092248,83	0,067	-1,8%	-25456217,17	0,048	-1,7%	-25502827,22
2,97	-4,2%	-28986125,88	0,063	-1,8%	-24977657,41	0,045	-1,6%	-25100915,54
2,81	-4,1%	-28881749,4	0,060	-1,8%	-24469710,24	0,043	-1,5%	-24701336,17
2,64	-4,0%	-28779086,86	0,056	-1,8%	-23930596,55	0,040	-1,4%	-24304100,27
2,48	-3,9%	-28678106,36	0,053	-1,8%	-23358420,73	0,038	-1,3%	-23909218,79
2,31	-3,9%	-28578776,62	0,049	-1,8%	-22751162,42	0,035	-1,2%	-23516702,46
2,15	-3,8%	-28481066,96	0,046	-1,8%	-22106667,63	0,033	-1,1%	-23126561,79
1,98	-3,7%	-28384947,32	0,042	-1,8%	-21422639,14	0,030	-1,0%	-22738807,04
1,82	-3,6%	-28290388,18	0,039	-1,8%	-20696626,24	0,028	-0,9%	-22353448,26
1,65	-3,6%	-28197360,63	0,035	-1,8%	-19926013,57	0,025	-0,8%	-21970495,25
1,49	-3,5%	-28105836,3	0,032	-1,8%	-19108009,16	0,023	-0,6%	-21589957,57
1,32	-3,4%	-28015787,38	0,028	-1,8%	-18239631,58	0,020	-0,5%	-21211844,53
1,16	-3,4%	-27927186,6	0,025	-1,8%	-17317695,91	0,018	-0,4%	-20836165,19
0,99	-3,3%	-27840007,2	0,021	-1,8%	-16338798,85	0,015	-0,3%	-20462928,37
0,83	-3,2%	-27754222,97	0,018	-1,8%	-15299302,38	0,013	-0,2%	-20092142,6
0,66	-3,2%	-27669808,17	0,014	-1,8%	-14195316,35	0,010	-0,1%	-19723816,17
0,50	-3,1%	-27586737,59	0,011	-1,8%	-13022679,55	0,008	0,0%	-19357957,1
0,33	-3,1%	-27504986,51	0,007	-1,8%	-11776939,22	0,005	0,1%	-18994573,12
0,17	-3,0%	-27424530,66	0,004	-1,8%	-10453329,08	0,003	0,2%	-18633671,72
0,00	-3,0%	-27345346,26	0,000	-1,8%	-9046745,33	0,000	0,3%	-18275260,07



UNIVERSIDAD DE CUENCA

VARIACIÓN DEL APALANCAMIENTO			VARIACIÓN DE LA POTENCIA		
APALANCAMIENTO (%)	TIR (%)	VAN (USD)	POTENCIA (MW)	TIR (%)	VAN (USD)
100%	-1,8%	-25907059,84	25,00	-1,8%	-25907059,84
95%	-1,7%	-25525469,85	23,75	-1,8%	-24611706,84
90%	-1,6%	-25143879,86	22,50	-1,8%	-23316353,85
85%	-1,5%	-24762289,87	21,25	-1,8%	-22021000,86
80%	-1,4%	-24380699,88	20,00	-1,8%	-20725647,87
75%	-1,3%	-23999109,89	18,75	-1,8%	-19430294,88
70%	-1,2%	-23617519,91	17,50	-1,8%	-18134941,89
65%	-1,1%	-23235929,92	16,25	-1,8%	-16839588,89
60%	-1,0%	-22854339,93	15,00	-1,8%	-15544235,9
55%	-0,9%	-22472749,94	13,75	-1,8%	-14248882,91
50%	-0,8%	-22091159,95	12,50	-1,8%	-12953529,92
45%	-0,7%	-21709569,96	11,25	-1,8%	-11658176,93
40%	-0,6%	-21327979,98	10,00	-1,8%	-10362823,93
35%	-0,5%	-20946389,99	8,75	-1,8%	-9067470,943
30%	-0,3%	-20564800	7,50	-1,8%	-7772117,951
25%	-0,2%	-20183210,01	6,25	-1,8%	-6476764,959
20%	-0,1%	-19801620,02	5,00	-1,8%	-5181411,967
15%	0,0%	-19420030,04	3,75	-1,8%	-3886058,975
10%	0,1%	-19038440,05	2,50	-1,8%	-2590705,984
5%	0,2%	-18656850,06	1,25	-1,8%	-1295352,992
0%	0,3%	-18275260,07	0,00	No definido	0



SECTOR PRIVADO

% Δ DEL PARÁMETRO	VARIACIÓN DE LOS PRECIOS LOS PRIMEROS 15 AÑOS			VARIACIÓN DE LOS COSTOS DEL KW INSTALADO			VARIACIÓN DE FACTOR DE PLANTA		
	PRECIO P15 (USD/kWh)	TIR (%)	VAN (USD)	KW INSTALACIÓN	TIR (%)	VAN (USD)	FACTOR PLANTA (%)	TIR (%)	VAN (USD)
0%	0,0913	-4,4%	-29200151,42	1500	-4,4%	-29200151,42	50%	5,8%	-3231175,25
5%	0,0959	-3,6%	-27178586,53	1425	-3,5%	-25786391,77	48%	4,7%	-6406377,15
10%	0,1004	-2,8%	-25157021,65	1350	-2,5%	-22372632,11	45%	3,5%	-9662630,616
15%	0,1050	-2,0%	-23135456,76	1275	-1,5%	-18958872,46	43%	2,2%	-12918884,08
20%	0,1096	-1,2%	-21113891,87	1200	-0,3%	-15545112,81	40%	1,0%	-16175137,55
25%	0,1141	-0,4%	-19092326,99	1125	1,0%	-12131353,16	38%	-0,3%	-19431391,02
30%	0,1187	0,4%	-17070762,1	1050	2,4%	-8717593,512	35%	-1,6%	-22687644,48
35%	0,1233	1,2%	-15049197,22	975	4,0%	-5303833,861	33%	-3,0%	-25943897,95
40%	0,1278	2,0%	-13027632,33	900	5,8%	-1938705,15	30%	-4,4%	-29200151,42
45%	0,1324	2,7%	-11006067,45	825	7,7%	1112529,586	28%	-5,8%	-32456404,88
50%	0,1370	3,5%	-8984502,562	750	9,7%	3898918,754	25%	-7,3%	-35712658,35
55%	0,1415	4,3%	-6984413,435	675	12,1%	6678565,687	23%	-8,9%	-38968911,82
60%	0,1461	5,1%	-5052099,51	600	15,0%	9458212,619	20%	-10,5%	-42225165,28
65%	0,1506	5,8%	-3200160,341	525	18,7%	12237859,55	18%	-12,3%	-45481418,75
70%	0,1552	6,4%	-1438552,153	450	23,4%	15017506,48	15%	-14,2%	-48737672,22
75%	0,1598	7,1%	266741,1119	375	29,7%	17797153,42	13%	-16,3%	-51993925,68
80%	0,1643	7,7%	1902419,181	300	38,7%	20576800,35	10%	No definido	-55250179,15
85%	0,1689	8,3%	3514917,29	225	52,8%	23356447,28	8%	No definido	-58506432,62
90%	0,1735	8,9%	5127415,4	150	78,1%	26136094,21	5%	No definido	-61762686,08
95%	0,1780	9,6%	6739913,509	75	139,9%	28915741,14	3%	No definido	-65018939,55
100%	0,1826	10,2%	8352411,618	0	No definido	31695388,08	0%	No definido	-68275193,02



UNIVERSIDAD DE CUENCA

VARIACIÓN DE LOS PRECIOS DESPUES DE LOS 15 AÑOS			PRECIOS CERS			VARIACIÓN DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN		
PRECIO D15 (USD/kWh)	TIR (%)	VAN (USD)	PRECIO CERS (USD)	TIR (%)	VAN (USD)	COSTOS EXPL. 5 (USD/kWh)	TIR (%)	VAN (USD)
0,047	-4,4%	-29200151,42	12,0	-4,4%	-29200151,42	0,0140	-4,4%	-29200151,42
0,049	-4,1%	-29005862,42	12,6	-4,3%	-29001404,28	0,0133	-4,1%	-28739302,47
0,051	-3,9%	-28811573,42	13,2	-4,2%	-28802657,14	0,0126	-3,8%	-28278453,53
0,054	-3,7%	-28617284,42	13,8	-4,1%	-28603910	0,0119	-3,6%	-27817604,59
0,056	-3,5%	-28422995,42	14,4	-4,0%	-28405162,87	0,0112	-3,3%	-27356755,65
0,059	-3,3%	-28228706,42	15,0	-3,9%	-28206415,73	0,0105	-3,1%	-26895906,7
0,061	-3,1%	-28034417,42	15,6	-3,8%	-28007668,59	0,0098	-2,9%	-26435057,76
0,063	-2,9%	-27840128,42	16,2	-3,7%	-27808921,45	0,0091	-2,6%	-25974208,82
0,066	-2,7%	-27645839,42	16,8	-3,6%	-27610174,32	0,0084	-2,4%	-25513359,88
0,068	-2,5%	-27451550,42	17,4	-3,5%	-27411427,18	0,0077	-2,2%	-25052510,94
0,070	-2,4%	-27257261,42	18,0	-3,4%	-27212680,04	0,0070	-1,9%	-24591661,99
0,073	-2,2%	-27062972,42	18,6	-3,3%	-27013932,9	0,0063	-1,7%	-24130813,05
0,075	-2,1%	-26868683,42	19,2	-3,2%	-26815185,77	0,0056	-1,5%	-23669964,11
0,077	-1,9%	-26674394,42	19,8	-3,1%	-26616438,63	0,0049	-1,3%	-23209115,17
0,080	-1,8%	-26480105,42	20,4	-3,0%	-26417691,49	0,0042	-1,1%	-22748266,22
0,082	-1,6%	-26285816,43	21,0	-2,9%	-26218944,35	0,0035	-0,9%	-22287417,28
0,084	-1,5%	-26091527,43	21,6	-2,8%	-26020197,22	0,0028	-0,7%	-21826568,34
0,087	-1,3%	-25897238,43	22,2	-2,7%	-25821450,08	0,0021	-0,5%	-21365719,4
0,089	-1,2%	-25702949,43	22,8	-2,6%	-25622702,94	0,0014	-0,3%	-20904870,45
0,091	-1,1%	-25508660,43	23,4	-2,5%	-25423955,8	0,0007	-0,1%	-20444021,51
0,094	-0,9%	-25314371,43	24,0	-2,4%	-25225208,67	0,0000	0,1%	-19983172,57



UNIVERSIDAD DE CUENCA

VARIACIÓN DEL INCREMENTO DE COSTOS			VARIACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO			VARIACIÓN DE INTERÉS		
INCREMENTO COSTOS (%)	TIR (%)	VAN (USD)	TASA DESCUENTO (%)	TIR (%)	VAN (USD)	INTERÉS (%)	TIR (%)	VAN (USD)
3,30	-4,4%	-29200151,42	0,070	-4,4%	-29200151,42	0,050	-4,4%	-29200151,42
3,14	-4,3%	-29092248,83	0,067	-4,4%	-28913162,74	0,048	-4,4%	-29200151,42
2,97	-4,2%	-28986125,88	0,063	-4,4%	-28607473,34	0,045	-4,4%	-29200151,42
2,81	-4,1%	-28881749,4	0,060	-4,4%	-28281957,33	0,043	-4,4%	-29200151,42
2,64	-4,0%	-28779086,86	0,056	-4,4%	-27935415,84	0,040	-4,4%	-29200151,42
2,48	-3,9%	-28678106,36	0,053	-4,4%	-27566571,82	0,038	-4,4%	-29200151,42
2,31	-3,9%	-28578776,62	0,049	-4,4%	-27174064,57	0,035	-4,4%	-29200151,42
2,15	-3,8%	-28481066,96	0,046	-4,4%	-26756443,8	0,033	-4,4%	-29200151,42
1,98	-3,7%	-28384947,32	0,042	-4,4%	-26312163,19	0,030	-4,4%	-29200151,42
1,82	-3,6%	-28290388,18	0,039	-4,4%	-25839573,53	0,028	-4,4%	-29200151,42
1,65	-3,6%	-28197360,63	0,035	-4,4%	-25336915,34	0,025	-4,4%	-29200151,42
1,49	-3,5%	-28105836,3	0,032	-4,4%	-24802310,78	0,023	-4,4%	-29200151,42
1,32	-3,4%	-28015787,38	0,028	-4,4%	-24233755,13	0,020	-4,4%	-29200151,42
1,16	-3,4%	-27927186,6	0,025	-4,4%	-23629107,44	0,018	-4,4%	-29200151,42
0,99	-3,3%	-27840007,2	0,021	-4,4%	-22986080,52	0,015	-4,4%	-29200151,42
0,83	-3,2%	-27754222,97	0,018	-4,4%	-22302230,13	0,013	-4,4%	-29200151,42
0,66	-3,2%	-27669808,17	0,014	-4,4%	-21574943,27	0,010	-4,4%	-29200151,42
0,50	-3,1%	-27586737,59	0,011	-4,4%	-20801425,61	0,008	-4,4%	-29200151,42
0,33	-3,1%	-27504986,51	0,007	-4,4%	-19978687,81	0,005	-4,4%	-29200151,42
0,17	-3,0%	-27424530,66	0,004	-4,4%	-19103530,84	0,003	-4,4%	-29200151,42
0,00	-3,0%	-27345346,26	0,000	-4,4%	-18172530,03	0,000	-4,4%	-29200151,42



UNIVERSIDAD DE CUENCA

VARIACIÓN DEL APALANCAMIENTO			VARIACIÓN DE LA POTENCIA		
APALANCAMIENTO (%)	TIR (%)	VAN (USD)	POTENCIA (MW)	TIR (%)	VAN (USD)
100%	-4,4%	-29200151,42	25,00	-4,4%	-29200151,42
95%	-4,3%	-28818561,43	23,75	-4,4%	-27740143,85
90%	-4,1%	-28436971,44	22,50	-4,4%	-26280136,27
85%	-4,0%	-28055381,45	21,25	-4,4%	-24820128,7
80%	-3,9%	-27673791,46	20,00	-4,4%	-23360121,13
75%	-3,8%	-27292201,48	18,75	-4,4%	-21900113,56
70%	-3,7%	-26910611,49	17,50	-4,4%	-20440105,99
65%	-3,6%	-26529021,5	16,25	-4,4%	-18980098,42
60%	-3,5%	-26147431,51	15,00	-4,4%	-17520090,85
55%	-3,3%	-25765841,52	13,75	-4,4%	-16060083,28
50%	-3,2%	-25384251,53	12,50	-4,4%	-14600075,71
45%	-3,1%	-25002661,55	11,25	-4,4%	-13140068,14
40%	-3,0%	-24621071,56	10,00	-4,4%	-11680060,57
35%	-2,8%	-24239481,57	8,75	-4,4%	-10220053
30%	-2,7%	-23857891,58	7,50	-4,4%	-8760045,425
25%	-2,6%	-23476301,59	6,25	-4,4%	-7300037,854
20%	-2,5%	-23094711,6	5,00	-4,4%	-5840030,283
15%	-2,3%	-22713121,62	3,75	-4,4%	-4380022,712
10%	-2,2%	-22331531,63	2,50	-4,4%	-2920015,142
5%	-2,1%	-21949941,64	1,25	-4,4%	-1460007,571
0%	-2,0%	-21568351,65	0,00	No definido	0



- ANEXO 7

MODELO DE ENTREVISTA

TESIS PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MASTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TEMA: Análisis, Especificación y Desarrollo de los Procedimientos de Operación para la Gestión de la Energía Eólica en el Ecuador.

Director: Ing. Juan Leonardo Espinoza. PHD

Autor: Ing. Antonio Barragán E.

Objetivo de la Entrevista: Definir cuáles son los factores clave para el desarrollo de la Industria Eólica en el Ecuador.

Entrevistado: _____

Institución: _____

Cargo: _____ **Fecha:** _____

Estimado Ingeniero, considerando que usted tiene amplia experiencia en el tema energético y gran conocimiento en la planificación del sector eléctrico. De la manera más cordial le solicito que me conceda parte de su valioso tiempo para contestar el siguiente cuestionario.
“SU CONTESTACIÓN SERÁ CONSIDERADA COMO UNA POSICIÓN PERSONAL Y NO REFLEJARÁ LAS POLÍTICAS DE LA INSTITUCIÓN A LA QUE USTED PERTENECE”.

Justificación

El desarrollo 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 tradicionalmente 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. Sin duda entender las particularidades del entorno en donde se implante determinada tecnología será un paso fundamental y necesario para el éxito de su penetración.

Mediante esta entrevista se busca determinar cuáles son los aspectos que se debe considerar para alcanzar el éxito de la implantación de la industria eólica en el Ecuador. Se utiliza como datos de partida el modelo desarrollado por Espinoza J. y



Vredenburg H (Espinoza, y otros, 2010). El modelo establece que los indicadores económicos son insuficientes para explicar el desarrollo de esta industria considerada como “sostenible”. La investigación realizada por Espinoza y Vredenburg, establece los siguientes factores clave para el desarrollo de la industria:

5.1.3 Factores Macroeconómicos:

- 1 Estado de la Economía:** Se refiere a que el Ecuador tiene alta dependencia de los combustibles fósiles y es un país productor de petróleo, así mismo no se tiene recursos económicos para la inversión en desarrollo, investigación y promoción del recurso eólico.
- 2 Industrias Relacionadas:** En la actualidad un porcentaje importante de la generación de energía eléctrica proviene de centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo como fuente primaria, su escasez significará que se tendría que procurar reemplazar las centrales térmicas por centrales que utilicen otro tipo de materia prima.

FACTORES ESPECÍFICOS DEL PROYECTO

- 3 Componente Económico:** Se refiere a que los proyectos eólicos sean rentables desde el punto de vista financiero. Parámetros como la TIR y la VAN, revelan un riesgo en la recuperación del capital. El éxito por tanto del negocio dependerá de que los costos de instalación sigan una pendiente negativa para que se equiparen con tecnologías como la térmica o hidráulica, así como de los incentivos que se otorguen a este tipo de proyectos, por parte del Estado.
- 4 Capital Natural:** El capital natural es el potencial eólico existente.
- 5 Componente Social:** Se refiere a la confianza y los esfuerzos por propiciar el desarrollo de los proyectos eólicos. Si bien es cierto existen recursos eólicos en el país que han sido claramente probados, al ser una tecnología nueva cuyos equipos, instalación, operación y mantenimiento no son convencionales, el impulso para el desarrollo dependerá del interés que se despierte en los círculos técnicos o administrativos del sector energético.

5.1.4 Factores Institucionales

- 6 Institucionales Formales:** Se refiere a la existencia de políticas, leyes o regulaciones pertinentes. La política energética actual del Ecuador tiene una clara tendencia a impulsar las energías renovables.
- 7 Institucionales Informales:** son aquellos relacionados con la idiosincrasia o cultura del país, y pueden ser por ejemplo el comportamiento de la sociedad frente al ambiente, el rol de los líderes, o la percepción de la crisis climática.



3) DE LOS FACTORES MENCIONADOS (INCLUIDOS LOS ANOTADOS POR USTED), CONSIDERANDO UNA ESCALA DEL 1 AL 10, INDIQUE QUE FACTORES, SEGÚN SU EXPERIENCIA SUPONE QUE SON DE MAYOR IMPORTANCIA PARA EL ESTABLECIMIENTO DE LA INDUSTRIA EÓLICA EN EL ECUADOR.

FACTORES	CALIFICACIÓN
1. Estado de la Economía	
2. Industrias Relacionadas	
3. Componente Económico	
4. Capital Natural	
5. Componente Social	
6. Institucionales Formales	
7. Institucionales Informales	
8.	
9.	
10.	

4) TOMANDO EN CUENTA LOS FACTORES EXPUESTOS, PUNTÚE EN LA MATRIZ DE ANÁLISIS CRUZADO, PRESENTADA MÁS ADELANTE, EL GRADO DE SINERGIA QUE SE TIENE ENTRE CADA UNO DE ELLOS SIGUIENDO EL SIGUIENTE CUADRO DE VALORACIÓN:

GRADO DE SINERGIA	VALOR
No sinergismo	0
Poco sinergismo	1
Medio sinergismo	2
Alto sinergismo	3

Valoración de la Sinergia⁹¹ de los Factores.
Fuente: Elaborado en base a (Dyner, 2009)

⁹¹ Este tributo contempla el reforzamiento de la acción de dos o más factores. Es decir, es el resultado de la acción conjunta de dos factores, cuyo efecto sería superior, a si cada factor actuase de manera independiente no simultánea.



		FACTORES MACROECONÓMICOS		FACTORES ESPECÍFICOS			FACTORES INSTITUCIONALES	
		Estado de la Economía	Industrias Relacionadas	Componente Económico	Componente Social	Capital Natural	Factores Formales	Factores Informales
FACTORES MACROECONÓMICOS	Estado de la Economía							
	Industrias Relacionadas							
FACTORES ESPECÍFICOS DE LOS PROYECTOS	Componente Económico							
	Componente Social							
	Capital Natural							
FACTORES INSTITUCIONALES	Factores Formales							
	Factores Informales							
TOTAL								

Matriz de análisis cruzado.
Fuente: Elaborado en base a (Dyner, 2009)

5) SE HA IDENTIFICADO LA SIGUIENTE REGULACIÓN QUE PRETENDE INCENTIVAR LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ECUADOR:

#	Tipo de Incentivo	Descripción
1	Mecanismos fiscales	<p>Código de la Producción (Registro Oficial 351, del 29 de Diciembre de 2010).</p> <ul style="list-style-type: none"> En los sectores que contribuyan al cambio de la matriz energética, se reconoce la exoneración total del impuesto a la renta por cinco años a las inversiones nuevas que se desarrollen en estos sectores. La depreciación y amortización que corresponda, entre otras a la adquisición de mecanismos de generación de energía de fuente renovable (solar, eólica o similares), y a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, se deducirán con el 100% adicional.
2	Incentivos económicos	<p>Regulación No. CONELEC - 004/11, Precios de la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables</p> <ul style="list-style-type: none"> Establecen los precios, su período de vigencia, y la forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.



#

6) CONSIDERA QUE LAS REGULACIONES ANOTADAS SON SUFICIENTES PARA INCENTIVAR LA GENERACIÓN EÓLICA EN EL ECUADOR.

Sí No

7) SI LA RESPUESTA ES NO, QUÉ TIPO DE REGULACIÓN CREE USTED QUE SE DEBERÍA ADICIONAR A LAS ANOTADAS.



8) CONSIDERANDO LA REGULACIÓN “NO. CONELEC – 004/11, PRECIOS DE LA ENERGÍA PRODUCIDA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES”. EN CASO DE QUE CONOZCA ANÁLISIS FINANCIEROS RELACIONADOS A PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA EN EL PAÍS, CONSIDERA USTED QUE LO ESTABLECIDO EN CUANTO A PRECIOS ES ADECUADA PARA QUE LOS PROYECTOS SEAN RENTABLES (MARQUE CON UNA X):

I. Desconozco análisis financieros de proyectos eólicos.

II. Lo establecido en la regulación es adecuado.

III. Lo establecido en la regulación es inadecuado.

9) EN CASO DE QUE LA RESPUESTA ELEGIDA (DE LA PREGUNTA 8) HAYA SIDO LA III, INDIQUE SOBRE QUE RANGO DE PRECIOS DEBERÍA ESTABLECERSE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR CENTRALES EÓLICAS (MARQUE CON UNA X):

I. Entre 9,13 a 11 cUSD/KWh

II. Entre 11 a 13 cUSD/KWh

III. Mayor a 13 cUSD/KWh

10) EN CASO DE QUE LA RESPUESTA ELEGIDA (DE LA PREGUNTA 8) HAYA SIDO LA II O LA III. INDIQUE, EL GRADO DE IMPORTANCIA DE LOS MECANISMOS DE DESARROLLO LIMPIO, EN EL FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO (MARQUE CON UNA X):

I. Alta

II. Media

III. Baja



11)SEGÚN LAS EXPECTATIVAS DE LA MATRIZ ENERGÉTICA PARA EL 2020, SE PREVÉ QUE LA GENERACIÓN PROVENIENTE DE CENTRALES EÓLICAS SEA EL 0,57%. CONSIDERA USTED, QUE EL ESTABLECIMIENTO DE NUEVOS ESTÁNDARES PARA LA INSERCIÓN DE ESTE TIPO DE TECNOLOGÍAS EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ES INDISPENSABLE, O SE DEBERÁ ACATAR LO ESTABLECIDO EN LA REGULACIÓN NO. CONELEC – 004/11, EN DONDE SE INDICA QUE: “LOS PARÁMETROS TÉCNICOS PARA LA ENERGÍA ELÉCTRICA SUMINISTRADA POR ESTE TIPO DE GENERACIÓN (RENOVABLE EN GENERAL), EN EL PUNTO DE ENTREGA AL SNI, SERÁN LOS MISMOS QUE LOS ESTABLECIDOS PARA LOS GENERADORES CONVENCIONALES”.

- I. Dado el bajo índice de penetración eólica los parámetros existentes son suficientes.
- II. Es necesario prever nuevos parámetros.
- III. Desconoce.

12)EN CASO DE HABER ELEGIDO LA RESPUESTA II (DE LA PREGUNTA 11), INDIQUE PARA EL CASO ESPECÍFICO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR CENTRALES EÓLICAS. ¿SOBRE QUÉ PARÁMETROS DEBERÍA CONSIDERAR LA NORMATIVA QUE SE IMPLEMENTE?

13)INDIQUE COMENTARIOS GENERALES SOBRE LA IMPLANTACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA COMO FUENTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR.

Firma: |