



UNIVERSIDAD DE CUENCA

RESUMEN

El objetivo general de esta tesis es **establecer una metodología técnica** para el análisis de la operación de los parques eólicos en situaciones normales de funcionamiento, y la evaluación de los impactos producidos en la red eléctrica al introducir energía de origen eólico. Para ello se ha revisado el marco técnico, administrativo y regulatorio del país, posteriormente se estudia el estado del arte de la generación eólica, y se describe al parque eólico Huascachaca en sus distintos ámbitos como un ejemplo a aplicarse, del trabajo desarrollado.

A continuación se modela el parque eólico para los impactos que deben ser considerados como: flujos de carga, evaluación de límites térmicos, variaciones de voltaje, modelación y aporte de la granja eólica en el evento de cortocircuito e influencia en la calidad de suministro, dada la variabilidad de la energía eólica.

De este modo, uno de los resultados de la tesis es una metodología aplicable a cualquier parque. El modelo completo permitiría estudiar el comportamiento tanto en régimen permanente como transitorio en el caso de contar con la suficiente información, e incluso predecir la conducta de la granja ante distintas perturbaciones.

Palabras Claves: energía eólica, conexión de parques eólicos, impactos en la red, calidad de suministro, modelación de parques eólicos.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ABSTRACT

This thesis's overall objective is to establish a technical methodology for normal operation wind farm analyzing, and the evaluations impacts on grid by introducing energy from wind power. First have revised Ecuadorian laws in technical, administrative and regulatory ambits; then, we examined state of the art of both wind power and wind farms. After, we've described the Wind Park Huascachaca in their respective spheres; it was taken like an example for work done apply to.

Then, wind farm was modeled for electrical grid impacts considered as: load flow, evaluation of thermal limits, voltage variations; a second modeling was developed for short circuit event, and wind park influence on supply quality, given the wind power variability.

Thus, one result of the thesis is a methodology applicable to any park. The complete model could consider behavior of both: steady and transient state, this last case is possible when having enough information. Whichever, the methodology would predict the behavior of the wind farm under several disturbances.

Keywords: wind power, wind power connection, electrical impacts on grid, power quality, wind park modeling.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

INDICE

Capítulo 1.- Introducción	14
1.1 Problemas no resueltos.....	18
1.2 Situación problemática	19
1.3 Formulación del problema.....	20
1.4 Hipótesis	20
1.5 Objeto de estudio	21
1.6 Campo de acción	21
1.7 Objetivos: general y específicos.....	21
1.8 Métodos	22
1.9 Definición de variables	22
1.10 Tareas.....	23
1.11 Justificación.....	23
1.12 Viabilidad.....	24
1.13 Consecuencias de la investigación	25
1.14 Estructura de la tesis.....	25
Capítulo 2.- Antecedentes	27
2.1 El sistema eléctrico ecuatoriano.....	32
2.2 Las energías renovables en el Ecuador.....	48
2.3 La energía eólica en el Ecuador	50
2.4 Contexto regulatorio de las energías alternativas en el Ecuador	54
Capítulo 3.- Estado del Arte.....	61
3.1 Introducción a la energía eólica	61
3.2 Las turbinas eólicas	62
3.3 Características de las turbinas eólicas.....	68
3.4 Parque Eólico.....	76
3.5 Control de frecuencia	78
3.6 Conmutación de la granja eólica a la red eléctrica.....	82
3.7 Control de voltaje	85
3.8 Maniobras en caso de falla	85
3.9 Efectos de la conexión de parques eólicos a la red eléctrica	86
Capítulo 4.- Simulación de la integración del proyecto de generación eólico Huascachaca ala red de transmisión ecuatoriana	102
4.1 Reseña histórica	102
4.2 Descripción general del proyecto	104
4.3 Características técnicas del proyecto.....	106
4.4 Descripción económica - financiera del proyecto eólico.....	111
4.5 Preparación de datos. Escenarios	117
4.6 Modelación de la turbina eólica.....	118
4.7 Reporte de la simulación de la integración del parque eólico Huascachaca a la red eléctrica ecuatoriana	135
Capítulo 5.- Conclusiones y Recomendaciones.....	169
Anexos	177



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1.1 Capacidad instalada total de energía eólica a nivel mundial, periodo 2010 - primer semestre del 2011. Fuente Asociación Mundial de la energía Eólica	15
Figura 2.1 Producción nacional de energía al año 2006. Fuente MEER	28
Figura 2.2 Importaciones de energía del año 2006. Fuente MEER.....	29
Figura 2.3 Exportaciones de energía del año 2006. Fuente MEER.....	30
Figura 2.4 Demanda doméstica de energía, 2006. Fuente MEER.	31
Figura 2.5 Consumo energético sectorial al año 2006. Fuente MEER.	31
Figura 2.6 Potencia Efectiva por tipo de central (CONELEC, 2010).....	35
Figura 2.7 Sistema nacional de transmisión (fuente CONELEC).	39
Figura 2.8 Detalle del SNI, anillo troncal a 230 kV(fuente: Transelectric).....	44
Figura 3.1 Partes de la turbina eólica.	63
Figura 3.2 Funcionamiento Aerodinámico de la turbina Eólica.....	64
Figura 3.3. Turbina eólica de velocidad fija con generador de inducción jaula de ardilla, directamente conectada a la red.....	71
Figura 3.4 Turbina eólica de velocidad variable con generador de rotor bobinado y resistencia variable, directamente conectado a la red	73
Figura 3.5 Turbina eólica de velocidad variable con convertidor de frecuencia a escala parcial. Tipo C.....	74
Figura 3.6 Turbina eólica de velocidad variable con convertidor de frecuencia a escala total. Tipo D.....	75
Figura 3.7 Condición de estabilidad de la potencia y demanda en la frecuencia	79
Figura 3.8 Activación de la potencia de reserva y la frecuencia del SEP como una función del tiempo, en una situación donde se ha desconectado del sistema una planta generadora grande (Ackermann, 2005)	80
Figura 3.9 Diagrama simplificado que representa la conexión de la generación eólica a una red eléctrica	83
Figura 3.10 Efectos principales de la calidad de la potencia – energía en la red eléctrica, debido: A) Armónicos, B) Flicker de voltaje y C) Factor de potencia (Burton, David, & Bossanyi, 2001).....	90
Figura 3.11 Influencia de la frecuencia en la perceptibilidad de los cambios sinusoidales de voltaje (Burton, David, & Bossanyi, 2001)	92
Figura 4.1 Esquema del Parque Eólico, Circuitos Internos y Ubicación Subestación Uchucay.....	103



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Figura 4.2 Ubicación de los dos grupos que conforman el parque eólico Huscachaca (fuente: CIE, 2010)	108
Figura 4.3 Estructura general del modelo de una turbina eólica de velocidad variable con generador inductivo de doble alimentación, tipo C (Ackermann, 2005)	121
Figura 4.4 Generador de Inducción Doblemente alimentado (DFIG)	124
Figura 4.5 Característica Potencia-velocidad de rotor para generadores de velocidad variable. Línea continua característica óptima, en interpuntada la real o práctica. (Ackerman, 2005)	128
Figura 4.6 Modelo de control de ángulo de inclinación de aspa (pitch angle).(Ackerman, 2005).....	129
Figura 4.7 Modelo de control de voltaje para turbinas de velocidad variable tipo C.(Ackerman, 2005)	130
Figura 4.8 Modelo agregado de Parque Eólico, de “N” turbinas, transformadores elevadores de cada turbina (nivel medio de tensión) y transformador(s) del parque eólico, PCC es el punto de conexión común de la turbina y la red.....	135
Figura 4.9 Detalle del modelo del parque eólico Huascachaca instalado a la barra Cuenca, 138 kV en el software Power Factory de Digsilent (escenario de máxima carga al 2014).....	138
Figura 4.10 Detalle del modelo del parque eólico Huascachaca instalado a las barras Cuenca y Loja a 138 kV en el software Power Factory de Digsilent (escenario de máxima carga al 2014)	139
Figura 4.11 Detalle de la zona Molino-Milagro, del SNI proporcionado por el CENACE, implementado el parque Huascachaca, conectado a las barras a Cuenca 138 y Loja 138, en DIGSILENT.....	143
Figura 4.12 Detalle de la barra Cuenca 69	144
Figura 4.13 Detalle de la barras Loja69.....	145
Figura 4.14 Curva P-V en condiciones de mínima carga con el parque eólico Huascachaca desconectado	146
Figura 4.15 Curva P-V en condiciones de mínima carga con el parque eólico Huascachaca conectado.	147
Figura 4.16 Detalle de la zona austral en donde se implementara el parque Huascachaca, las líneas Uchucay - Cuenca y Uchuca – Loja, aparecen resaltadas consideradas para el estudio de contingencias y salida de servicio	148
Figura 4.17 Detalle del diagrama unifilar del parque Huascachaca, con la barra MV en cortocircuito	152



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Figura 4.18Detalle de la simulación de flujos de potencia con Huascachaca conectado y en funcionamiento en un escenario de máxima carga al año 2014 153

Figura 4.19 Sumario de las características típicas de calidad de suministro según los distintos tipos turbinas eólicas (Ackerman,2005) 156

Figura 4.20 Detalle de la red unifilar del parque eólico Huascachaca en el punto de conexión, PCC desarrollado en DigSilent, mostrando unos de los valores obtenidos en una prueba de simulación. 160

Figura 4.21 Red Ficticia para la simulación de una tensión ficticia..... 163

Figura A1.1 Modelo de Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG). 183

Figura A1.2 Cuadro de diálogo de DigSilentPower Factory, descripción general del generador síncrono. 186

Figura A1.3 Cuadro de diálogo de DigSilentPower Factory, datos para flujo de carga del modelo del generador asíncrono utilizado. 187

Figura A1.4 Esquema de equivalente Thévenin del SNI en la barra Cuenca 138, proporcionado por la Empresa Eléctrica Regional Centrosur..... 190



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1.1 Capacidad instalada mundial por países, primer semestre del 2011. Fuente Asociación Mundial de la energía Eólica.....	16
Tabla 2.1 Potencia por tipo de energía y tipo de central. (CONELEC, Estadísticas del año 2010)	34
Tabla 2.2 SNI, elementos de compensación (fuente: CONELEC).....	45
Tabla 2.3 Proyectos hidroeléctricos en ejecución en el Ecuador (fuente MEER, 2012)	49
Tabla 2.4 Proyectos previstos de Generación Eólica en el Ecuador (fuente MEER).....	51
Tabla 3.1 Conceptos de turbinas eólicas tomado del libro “Wind Power in Power System (Ackermann, 2005).....	70
Tabla 4.1 Características de los aerogeneradores	109
Tabla 4.2 Equipo primario de la subestación Uchucay (fuente: CIE, 2010) ...	110
Tabla A1.1 Características del aerogenerador considerado para la simulación realizada.....	179
Tabla A1.2 Características del transformador elevador 690 / 36000 voltios.	180
Tabla A1.3 Características del transformador Uchucay 36000 / 138000 voltios	180
Tabla A1.4 Características de las líneas Uchucay–Cuenca y Uchucay–Loja, nivel detensión 138 kV	182
Tabla A1.5 Equivalentes en cortocircuito en barras para máximas y mínimas corrientes, barra Cuenca (138 kV).	188
Tabla A1.6 Potencias y corrientes en barras para máximas y mínimas corrientes, barra Cuenca (138 kV).	189



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Pablo Florencio Chacho Ochoa, 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.

A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized letters and a large 'V' at the end, written over a horizontal line.

Pablo Florencio Chacho Ochoa
010236582-2

Pablo Florencio Chacho Ochoa, certifica que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

A handwritten signature in blue ink, identical to the one above, written over a horizontal line.

Pablo Florencio Chacho Ochoa
010236582-2



UNIVERSIDAD DE CUENCA



ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS A LA RED DE TRANSMISIÓN ECUATORIANA. APLICACIÓN AL PROYECTO HUASCACHACA

Pablo Florencio Chacho Ochoa

Universidad de Cuenca
Facultad de Ingeniería, Departamento de Posgrados
Cuenca, Ecuador
2012



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ANÁLISIS DE LA INTEGRACIÓN DE PARQUES EÓLICOS A LA RED DE TRANSMISIÓN ECUATORIANA. APLICACIÓN AL PROYECTO HUASCACHACA

Pablo Florencio Chacho Ochoa

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Sistemas Eléctricos de Potencia

Director:

Juan Leonardo Espinoza Abad PhD

Línea de Investigación:

Energías Alternativas

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería, Departamento de Posgrados

Cuenca, Ecuador

2012



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Dedicatoria

A Alicia Ochoa Ordoñez, mi madre, a mi esposa Jacqueline García, a mis hijos Ana Isabel y Pablo Eduardo, a mis hermanos Ana y José, a la memoria de mi padre Aurelio, siempre presente. A Perrucio tu sola existencia es alegría para todos.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

*No puede prohibirse el viento. Pero
pueden construirse molinos*

Proverbio holandés



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Agradecimientos

En estos últimos meses de intenso trabajo junto a mi estuvieron muchas personas colaborando en distintas maneras, no solo en esta tarea en particular, sino apoyándome, comprendiéndome, facilitándome información y conocimientos, brindándome su amistad y compañía, haciendo que las tareas cotidianas sean más fáciles y llevaderas: quiero agradecer al director de tesis Juan Leonardo, por proponer el tema, por la guía constante, por las rápidas contestaciones y oportunas correcciones, y comentarios, muchas gracias. A mi esposa por llevar toda la tarea de la casa, por acompañar a mis hijos, por todo el tiempo de familia sacrificado. A mi madre y hermanos por el respaldo incondicional, a mi hermana Ana por el ejemplo en el estudio. A mis compañeros de trabajo: Víctor, Telmo, Celso, Carlos, Diego, Juan Pablo, Walter, Fabián, Galo, los dos Xavieres, a Teodoro, a Leslie, a Juanito, Nelly, a Sonia y Fernanda, a Israel por explicarme los métodos numéricos, a Patricio Quituisaca de la Empresa Eléctrica Centrosur por sacrificar unos cuantos domingos para ayudarme a dar los primeros pasos en Dig Silent, a Francisco Andrade de Elecaastro por la información proporcionada; a Hermógenes Flores por las consultas a cualquier hora siempre amable y magistralmente contestadas, a Wilson Mejía también del CENACE, por toda su colaboración, en este punto a toda la institución, el CENACE lo hace ¡muy bien!; a Julver Pino, a Rodrigo Sempértegui, a Anita Rodríguez y a todo el personal de posgrados de la facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca, Gracias.

Para ser breve y no ser injusto en este reconocimiento. A todos los que estuvieron conmigo en este tiempo, ¡Gracias Totales!



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Capítulo 1.- Introducción

Aprovechar la fuerza del viento y poner esta energía al servicio del hombre es una idea tan antigua casi como la civilización misma. Los egipcios, fenicios y más tarde los romanos tenían que utilizar también los remos para contrarrestar una característica esencial de la energía eólica, su discontinuidad. Otra característica de la energía producida por el viento es su infinita disponibilidad y gracias a esto, la energía eólica es un factor importante cuando se habla del suministro de electricidad a nivel mundial.

Desde el comienzo de la era industrial, el aumento del consumo de energía, y la explotación de combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas natural, han ido de la mano. Estos combustibles son empleados también y en gran medida como energía primaria para la producción del suministro de electricidad. Este esquema común en todos los países del mundo y sobre el cual se levanta y sostiene la vida moderna se ve amenazado por dos hechos: el primero es, que los depósitos de combustibles fósiles de acceso fácil son finitos y se agotan; su fin, ya está a la vista; el segundo tiene que ver con la degradación del medio ambiente y la contaminación.

En respuesta a estas amenazas y al amparo de compromisos internacionales como el **Protocolo de Kioto sobre el cambio climático**, los 187 estados que ratificaron su vigencia y adhesión han preparado sus hojas de rutas con el fin de cumplir tales compromisos. Esto ha obligado a que los países suscriptores deban modificar sus matrices energéticas privilegiando y promoviendo la cultura de “limpieza” de energía.

En la última década, las energías renovables han presentado un cambio sustancial en la matriz energética en muchos países y regiones alrededor del



UNIVERSIDAD DE CUENCA

mundo, tal es el caso de la Unión Europea, China, Estados Unidos, India, Japón y Australia entre los más destacados. A nivel global la energía eólica ha experimentado un gran crecimiento fruto de la madurez tecnológica alcanzada.

El mercado mundial para la energía eólica vio un reavivamiento legítimo en la primera mitad del 2011 y ganó impulso después de un año débil en 2010. A nivel mundial alcanzó los 215.000,00 MW a finales de junio del 2011, de los cuales 18.318,00 MW se agregaron en el primer semestre del 2011. Es decir, este aumento representa 15% más respecto al mismo periodo del 2010, cuando sólo 15.234,00 MW fueron agregados¹.

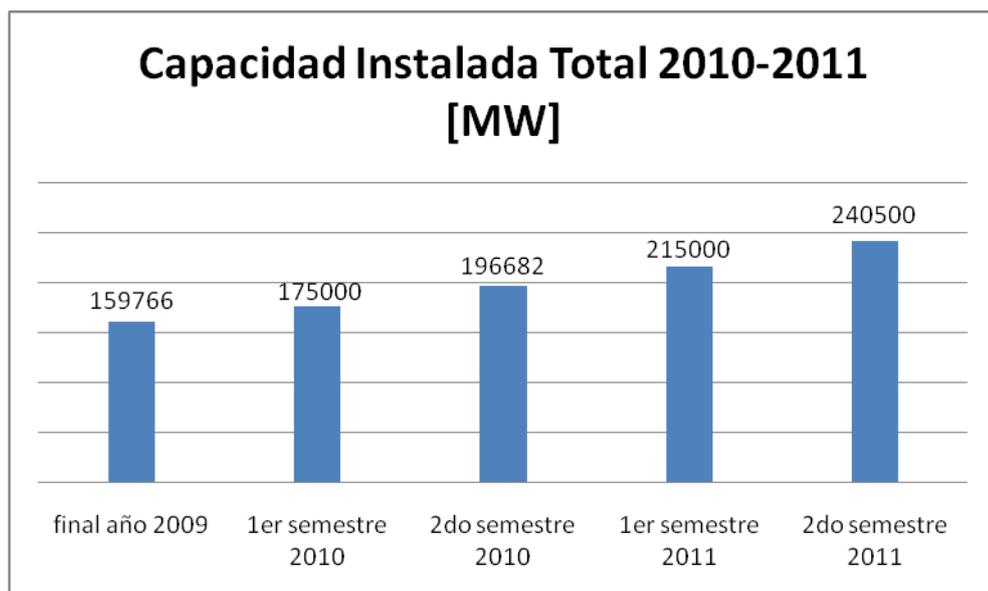


Figura 1.1 Capacidad instalada total de energía eólica a nivel mundial, periodo 2010 - primer semestre del 2011. Fuente Asociación Mundial de la energía Eólica

En el 2011, China supero a todos los países del mundo en cuanto a capacidad instalada, relegando a Estados Unidos a la segunda posición, sin embargo

¹"Half Year 2011 Worldwide Wind Energy Statistics Report" de World Wind Energy Association.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Europa Occidental, continua siendo el líder en cuanto a la mayor capacidad de esta energía.

En cuanto a la penetración de la energía eólica, que se refiere a la fracción de la energía producida por el viento en comparación con la capacidad de generación total disponible, esta se puede especificar para diferentes periodos de tiempo. Y tomando como base los datos del año 2011, se puede afirmar que pocos redes nacionales tienen niveles de penetración superiores al 5%, estos son: Dinamarca 26%, Portugal 17%, España 15%, Irlanda 14%, y Alemania el 9%.

A continuación se muestra el detalle de la capacidad instalada por países:

Tabla 1.1 Capacidad instalada mundial por países, primer semestre del 2011. Fuente Asociación Mundial de la energía Eólica

Capacidad Total de Energía Eólica Instalada				
Posición	País	Capacidad Total (MW)	Capacidad Total (MW)	Capacidad Total (MW)
		a junio - 2011	a fines del 2010	a fines del 2009
1	China	52.800	44.733	25.810
2	Estados Unidos	42.432	40.180	35.159
3	Alemania	27.981	27.215	25.777
4	España	21.150	20.676	19.149
5	India	14.550	13.065	11.807
6	Italia	6.200	5.797	4.850
7	Francia	6.060	5.660	4.574
8	Reino Unido	5.707	5.203	4.092
9	Canadá	4.611	4.008	3.319
10	Portugal	3.960	3.702	3.357
Resto del Mundo		29.500	26.441	21.872
Total		215.000	196.682	159.766



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En cuanto a América Latina, esta permaneció por debajo del crecimiento del 2009 y agregó sólo 467,00 MW, alcanzando una capacidad total de 1.983,00 MW. Su tasa de crecimiento (30,8 %) fue superior a la media en todo el mundo, sin embargo, muy por debajo del 113 % del año anterior.

Para fines del 2010, el continente representaba sólo el 1,2% de los aerogeneradores instalados a nivel mundial. Sólo seis países de América Latina instalaron nuevos aerogeneradores en el año 2010: Brasil (320 MW), México (104,5 MW), Argentina (25,3 MW), Uruguay (10 MW), Cuba (4,5 MW) y Chile (2,6 MW)².

Con la excepción de Brasil y México, el mercado eólico en América Latina se puede considerar en sus primeros estadios.

En este contexto el Ecuador, al año 2012, aún no ha integrado energía eólica en ninguna red de transmisión o de distribución, el único parque eólico existente y en operación, se sitúa aisladamente en las islas Galápagos con 2,4 MW de capacidad.

Esperando que para los meses finales del 2012 entre en funcionamiento el primer parque eólico continental que eventualmente será integrado al sistema nacional interconectado, Villonaco de 15 MW en el sur del país. Es decir la integración de energías no convencionales es absolutamente incipiente.

En el Ecuador a partir de enero del 2007 se crea el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER), y se establecen las políticas energéticas “conducentes a garantizar un suministro energético de calidad, que satisfaga la demanda en el momento oportuno, con precios adecuados que garanticen el acceso a todos los ecuatorianos a la oferta energética, con responsabilidad

² Reporte anual de la Energía Eólica en el Mundo - Asociación Mundial de Energía Eólica WWEA 2011. Fecha de publicación: Abril 2011
Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

social, respetando el medio ambiente, minimizando los impactos ambientales y garantizando el bienestar y la participación de las poblaciones... ubicadas en las áreas de influencia de los proyectos”³.

Según la misma publicación citada anteriormente, el Ecuador se compromete a diversificar su matriz energética mediante la inclusión del 10% de la generación de energías limpias y renovables tales como la eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotérmica y pequeñas centrales hidroeléctricas. Se pretende alcanzar la autosuficiencia energética del suministro eléctrico para el 2013 y eliminar en las Galápagos la utilización de combustibles fósiles como fuentes de energía primaria para la generación eléctrica para el año 2015.

Por todo lo mencionado anteriormente se hace necesario estudiar las características de la energía eólica, analizar los impactos que produce su introducción, las formas de manejo de estas fuentes intermitentes, y demás aspectos relacionados.

En consecuencia el propósito de esta tesis es determinar y analizar los impactos eléctricos que se pueden producir al introducir energía de origen eólico en la red eléctrica ecuatoriana desde una perspectiva técnica, tomando como caso de análisis el proyecto eólico Huasachaca, ubicado al suroeste del país, proyecto que se encuentra en fase de estudio, y que de construirse sería la mayor planta eólica tipo “onshore” en el Ecuador continental.

1.1 Problemas no resueltos

En el tema de la energía eléctrica proveniente de fuentes eólicas, y específicamente en lo que se refiere a la integración de esta en las redes existentes, se pueden mencionar los siguientes problemas:

³ Citado en “Políticas Energéticas del Ecuador, 2008-2020”. MEER publicación oficial, 2008.
Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- No existe una precisa estimación del potencial que ofrecen las tecnologías de energía eólica en Ecuador.
- Escasez de profesionales expertos: proyectistas, instaladores y personal calificado con formación en mantenimiento en el área de las energías renovables.
- No existe un probado marco regulatorio y económico adecuados a la tecnología que impulse el uso de las energías renovables y en particular la eólica.
- Falta de experiencia de los manejadores, controladores y administradores de las redes eléctricas en la integración de considerables bloques de energía variable como la proveniente del viento.
- Existen barreras tecnológicas y absoluta falta de producción nacional en componentes, partes o equipamiento.

1.2 Situación problemática

Toda la problemática que deriva del desconocimiento y falta de preparación en el manejo a gran escala de las energías renovables tiene varias implicaciones en el mundo actual, en especial dentro de los ámbitos ambientales, económicos y técnicos.

Dentro de las implicaciones ambientales y económicas, el desconocimiento y falta de desarrollo de la generación eléctrica basada en fuentes renovables no convencionales conlleva al problema de no diversificar la matriz energética del país y no aprovechar recursos provenientes de fuentes auto regenerativas abundantes, y más bien depender en gran medida de fuentes convencionales que se caracterizan por los enormes impactos ambientales como las hidroeléctricas o la contaminación ambiental como las de combustión. Al mismo tiempo que el país no se desarrolla tecnológicamente.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Al no existir en el Ecuador la experiencia de integrar en el sistema eléctrico un contingente considerable de generación eólica caracterizada por su variabilidad e intermitencia, y cuya incorporación es prioritaria en el despacho. Al mismo tiempo que en su operación y ante las eventuales desconexiones, obliga a los agentes generadores próximos a incrementar su cuota de participación para el buen funcionamiento del sistema eléctrico de potencia. Agravando esta situación el hecho que los sistemas de transporte y distribución ecuatorianos pueden ser débiles en las áreas destinadas a la construcción de parques eólicos.

1.3 Formulación del problema

El país carece de experiencia a nivel de planificación, desarrollo y manejo de la integración de grandes bloques de energía eólica con sus características de variabilidad e intermitencia, en los sistemas de transporte eléctricos existentes.

1.4 Hipótesis

Dada la gran complejidad y volumen que entraña el estudio de las energías renovables en los ámbitos que le competen, sumado esto el tiempo que demandaría esa tarea, se ha dejado de lado otros aspectos que son connaturales a la generación eólica como el medio ambiente, las obras civiles, el equipamiento mecánico de los aerogeneradores, por mencionar algunos.

Por todo lo anteriormente expuesto este trabajo de investigación se enfoca fundamentalmente en el ámbito técnico – eléctrico.

El análisis y estudio de la integración de parques eólicos a la red eléctrica, conduce a afirmar que la sinergia entre las energías eólicas y no renovables es perspectiva en el Ecuador.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

1.5 Objeto de estudio

El objeto de este trabajo es investigar los aspectos técnicos involucrados y los impactos eléctricos producidos, en las redes eléctricas, para determinar los métodos de evaluación de los mismos cuando se integran fuentes electrógenas no convencionales.

1.6 Campo de acción

El campo de acción de la presente investigación se desarrollara sobre la Conexión de la Energía Eólica a los Sistemas Eléctricos de Potencia, enfocándose en el caso de la evaluación en Operación Dinámica de redes con integración de energías no convencionales.

1.7 Objetivos: general y específicos

1.7.1 Objetivo General

El objetivo general de la presente tesis es: *establecer una metodología técnica para el análisis de la conexión de los parques eólicos a la red eléctrica en situaciones normales de funcionamiento, y con la evaluación de los impactos producidos en la red eléctrica al introducir energía de origen eólico.*

Estos estudios se aplicarán al parque eólico “Huascachaca” de 50 MW, situado en la provincia del Azuay en el sur del Ecuador.

1.7.2 Objetivos específicos

El objetivo general puede desglosarse en los siguientes objetivos específicos:

- Describir al sector eléctrico ecuatoriano en sus distintos ámbitos como son: estructura física, marco regulatorio y estado de las energías renovables, haciendo mención especial al estado de la generación eólica en el país.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Revisar el desarrollo de los aerogeneradores, parques eólicos y los efectos e impactos producidos en la integración a la red eléctrica, debido a la variabilidad e intermitencia que les caracteriza.
- Desarrollar la modelación y simulación a través de una herramienta computacional que permita el análisis de las interacciones entre la planta eólica y la red eléctrica, en distintos escenarios y condiciones.

1.8 Métodos

La metodología de este trabajo se llevará conforme a los pasos que dicta la lógica operativa del proceso del desarrollo de la investigación a través de:

- Análisis y revisión de los desarrollos teóricos y matemáticos de los aerogeneradores y parques eólicos, en base a las tecnologías y experiencias actualmente utilizadas.
- Modelación y simulación en un software especializado que permita evaluar el comportamiento del parque eólico y las redes circundantes al mismo.
- Aplicación del método y modelo desarrollados con el programa utilizado al proyecto de granja eólica Huascachaca.

1.9 Definición de variables

Las variables que intervendrán en el desarrollo de la presente investigación son las siguientes:

- Tensión eléctrica, corriente eléctrica, impedancia; potencias eléctricas activas, reactivas y aparentes.
- Parámetros de calidad de suministro (adimensionales): coeficientes de flicker en operación continua y maniobra, distorsión armónica
- Velocidad del viento, potencia eólica.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Potencia mecánica, torque o par mecánico, momento de inercia, velocidad de rotación.

1.10 Tareas

Las tareas para realizar esta investigación pueden ser resumidas en el siguiente listado:

- Recopilación de información teórica.
- Revisión de la situación del desarrollo de las energías renovables en el país, de la normativa y regulación ecuatorianas al respecto.
- Revisión del estado de arte de la integración de la energía eólica en un sistema de potencia.
- Revisión de modelación de los componentes de un parque eólico.
- Descripción del proyecto eólico sobre el que se aplicará el trabajo desarrollado.
- Establecimiento y evaluación de los distintos escenarios de operación.
- Modelación y simulación del parque eólico que servirá de ejemplo de aplicación en el software especializado.
- Evaluación de los resultados obtenidos.
- Redacción, presentación y defensa exitosa de la Tesis de Grado.

1.11 Justificación

Una razón básica para desarrollar este trabajo de investigación es la inquietud personal de conocer y aprender la problemática que envuelve la integración de una energía renovable con características especiales como la eólica en redes eléctricas con generación no renovable, lo cual en un futuro puede ser un complemento a las actividades profesionales del sustentante.

Así mismo se considera que este trabajo será una guía para las personas interesadas en investigar y desarrollar una propuesta en este amplio campo

Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

que constituye el tratamiento de las energías renovables, con lo cual se fomentaría el interés y conocimiento en esta área.

Esto impulsará la investigación para desarrollar nuevas metodologías y técnicas de manejo y capacitación en el campo energético. Y así se beneficiaría a la sociedad y al país retribuyendo los conocimientos adquiridos en beneficio de ella.

1.12 Viabilidad

El tema es perfectamente viable para su desarrollo pues es de mucho interés en el área del estudio de energías renovables, dentro del campo de la ingeniería eléctrica. Los conocimientos adquiridos durante los 2 años de maestría, y en especial dentro de la asignatura de Operación Dinámica de un Sistema Eléctrico de Potencia, hacen posible que el tema se pueda desarrollar de forma coherente y precisa. En cuanto a la disponibilidad de bibliografía, en la actualidad se cuenta con mucha bibliografía especializada relacionada con el tema, a la cual se puede acceder fácilmente ya sea de forma impresa o digital.

El software a utilizarse es de probada confiabilidad y de utilización común para operadores, administradores y planificadores de redes eléctricas alrededor del mundo, se cuenta con los conocimientos necesarios de utilización requeridos, como herramienta se necesita únicamente un computador personal con el software, que es un programa de calculo que permite implementar y simular todos los elementos constitutivos del parque eólico. El programa es capaz de realizar los cálculos del estado de la red bajo condiciones normales y de falla, a través de la determinación de las tensiones, ángulos, corrientes y potencias en cada nodo del sistema, mediante simulaciones numéricas y gráficas, que permitirán aproximar a la realidad, el comportamiento de las redes eléctricas ante la acción de la entrada de la energía eólica. Los resultados obtenidos por



UNIVERSIDAD DE CUENCA

el programa nos permitirán contar con mejores criterios para evaluar los efectos de la integración de energía eólica a las redes de transmisión.

1.13 Consecuencias de la investigación

La presente investigación pretende ser un aporte para una correcta comprensión de los fenómenos que se producen en los sistemas eléctricos de potencia y servir como una guía para el análisis de los efectos de la integración de energías renovables, que permita mejorar notablemente los criterios seguidos para la planificación y el diseño de los parques eólicos integrados.

Como un resultado de la investigación se podrá contar con una metodología para el análisis de variables de estado de redes, y parámetros de medición de la calidad del suministro energético resultante, de fácil manejo y accesibilidad, en el cual, el usuario pueda trabajar y tener una noción de los requerimientos y el estado de la red en el punto de conexión de las granjas eólicas en etapas tempranas de planificación y estudio; realizando cambios de acuerdo a las necesidades propias de cada análisis, constituyéndose de esta manera en una herramienta que sirva como punto de partida de futuros desarrollos e investigaciones.

1.14 Estructura de la tesis

La presente tesis se ha organizado en cinco capítulos cuyos contenidos se describen a continuación:

El **capítulo 1** corresponde con la presente introducción del ámbito en el que se sitúa la tesis, de los objetivos y de la estructura de la misma.

En el **capítulo 2** se ha realizado una revisión general de las características y estado de las energías renovables alternativas. Al final del capítulo se presenta un breve esbozo de la red eléctrica ecuatoriana, partiendo de las



UNIVERSIDAD DE CUENCA

estadísticas del sector eléctrico y la descripción del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano (SNI), mencionando así mismo el contexto regulatorio actual en lo que tiene que ver con las energías renovables.

El **capítulo 3** describe los aspectos técnicos concernientes a las turbinas eólicas, su funcionamiento y tipos, las tecnologías de control y gobierno de estas máquinas funcionando tanto individualmente como en conjunto, cuando en grupo forman los parques o granjas eólicas, el análisis y características de estos últimos como un ente específico. En este mismo capítulo y como una segunda parte se resalta los impactos de orden técnico que pueden causar la conexión de las turbinas eólicas a la red eléctrica.

En el **capítulo 4** se trata de la modelación y simulación del parque eólico Huascachaca, primero describiendo su concepción original tomando de partida los estudios de factibilidad avanzada con los que se cuenta actualmente, y luego se presenta las técnicas de modelación de los distintos componentes de la granja. Posteriormente y tras plantear los escenarios a considerarse se pasa a la simulación del funcionamiento del proyecto eólico y la evaluación de los impacto eléctricos sobre la red seleccionada y los resultados respectivos. La simulación se realizó utilizando el software DigSilent.

Finalmente en el **capítulo 5** se presentan en resumen los resultados obtenidos en el capítulo anterior; esta vez revisados en conjunto, concluyendo en un análisis general lo que antes se hizo de manera parcial.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Capítulo 2.- Antecedentes

El sector energético ecuatoriano es considerado estratégico y tiene una participación mayoritaria estatal. Solamente el sector hidrocarburífero proporciona al Estado cerca del 50% de sus ingresos presupuestarios. Por tanto, las políticas que se dicten en esta importante área tienen gran repercusión en la vida nacional.

Si el precio del petróleo y el volumen de las exportaciones son asuntos de vital importancia para el país, al mismo tiempo, lo son las políticas energéticas conducentes a garantizar un suministro energético de calidad, que satisfaga la demanda en el momento oportuno, que garanticen la oferta, con directrices que vayan en beneficio de la nación en su conjunto, con responsabilidad social, ambiental, técnica y económica.

Análisis de la Oferta⁴

En acuerdo con las tendencias mundiales, las energías primarias tradicionales tales como el carbón vegetal o la leña han perdido penetración cediendo su anteriormente preponderante lugar a los combustibles fósiles y a la electricidad, en grado cada vez mayor.

El Ecuador al ser un país predominantemente petrolero, ha elegido a este recurso (y sus derivados) como su principal fuente de abastecimiento energético en detrimento de otras formas de energía abundante tales como la hidroenergía, el gas natural, GLP, y las llamadas fuentes no convencionales tales como los potenciales geotérmicos, eólicos, biomasa y solar.

⁴(Ministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ecuador, 2008)". Publicación del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ecuador - MEER. Año 2008.
Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Según el MEER (2008), la conformación de la matriz energética del país en el año 2006 era como se describe a continuación:

- La oferta total fue aproximadamente de 235 millones de Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP), el 90% (213 millones de BEP) en producción nacional y alrededor del 10% restante (sobre 22 millones de BEP), en importaciones
- La producción nacional estuvo constituida en 92% por petróleo crudo, 4% gas natural, quedando un margen de 4% para energías renovables: 2% hidroenergía y 2% biomasa (leña y bagazo de caña).

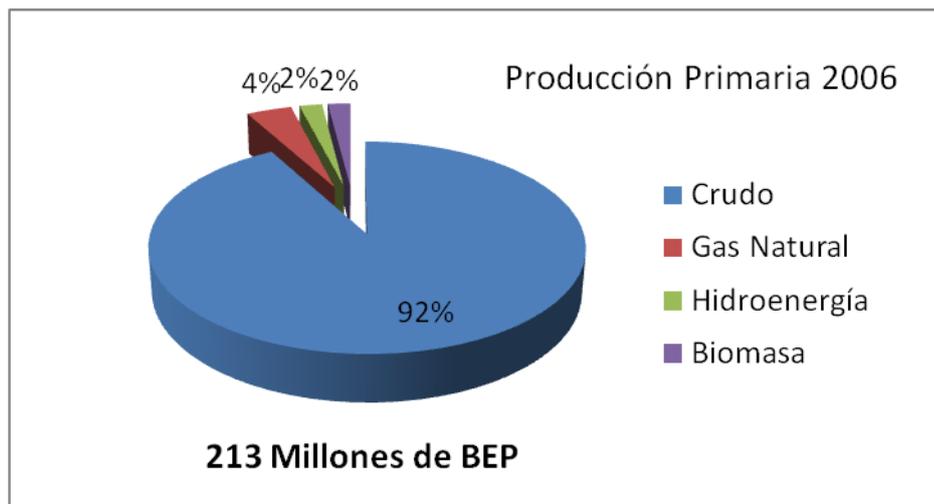


Figura 2.1 Producción nacional de energía al año 2006. Fuente MEER

- Las importaciones energéticas estuvieron altamente concentradas en los derivados del petróleo 91% (20 millones de BEP), además se importó electricidad en un 4% (1,6 miles de GWh) y no energéticos en un 5% (1 millón de BEP).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

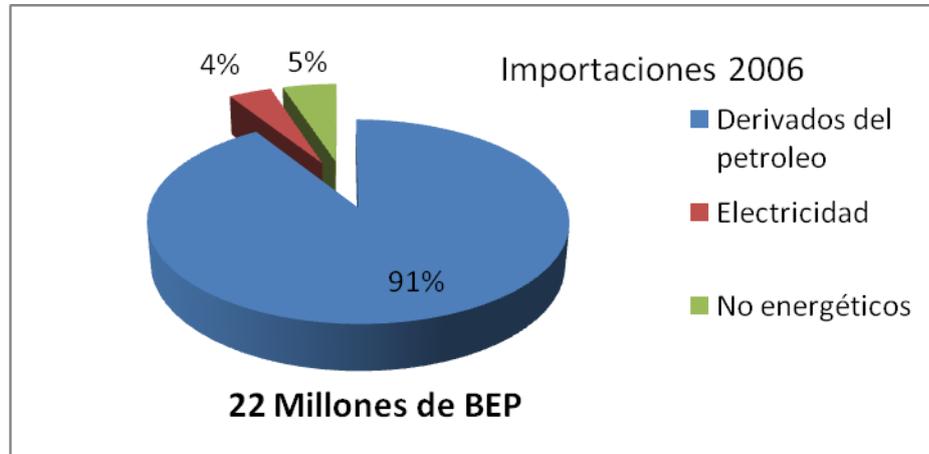


Figura 2.2 Importaciones de energía del año 2006. Fuente MEER.

Análisis de la Demanda⁵

En el análisis de la demanda se refleja el cambio estructural que se ha operado debido a las mejoras en los indicadores de desarrollo humano que han venido dándose en el país y que se ve reflejado en un mayor y mejor consumo de la energía. Este desarrollo humano que va más allá del desarrollo económico, “ha llevado a cambiar las preferencias de los consumidores por fuentes de mayor rendimiento, calidad y menor costo relativo por kilocalorías suministrada”⁶.

En el caso de los consumidores, en los últimos años hay una preocupación por la eficiencia, lo cual es un valor a considerar a futuro, este es el caso del mayor uso de gas GLP, la sustitución de focos incandescentes por fluorescentes compactos, etc.

Así mismo y según la fuente citada con anterioridad, en el caso de la demanda se tiene que:

⁵Tomado de “Políticas Energéticas del Ecuador 2008-2020”. Publicación del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ecuador. Año 2008.

⁶Idem.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- De la demanda total (235 millones de BEP), las exportaciones fueron el 64% (150 millones de BEP), de estas el 90% de petróleo crudo, el 9% derivados del petróleo y el 1% biodiesel.

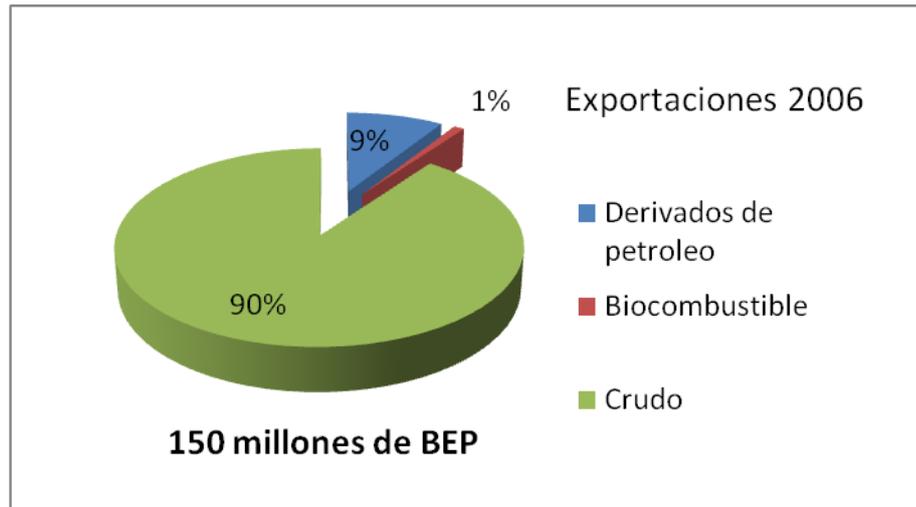


Figura 2.3 Exportaciones de energía del año 2006. Fuente MEER

- La demanda doméstica interna fue apenas el 28% (67 millones de BEP) de la demanda total y, estuvo conformada principalmente por derivados de petróleo 80%, electricidad 12%, biomasa (leña y bagazo) 5% y el 2% restante no energéticos (lubricantes, aditivos, grasas, etc.)



UNIVERSIDAD DE CUENCA

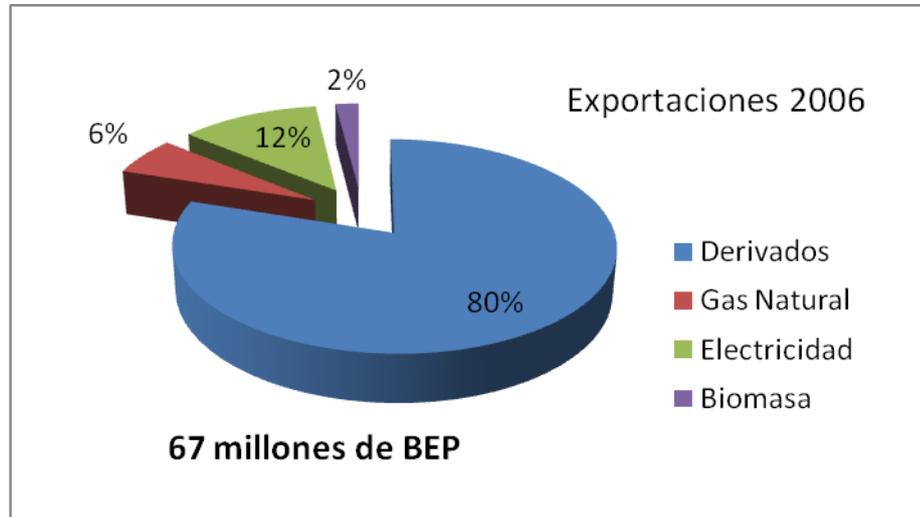


Figura 2.4 Demanda doméstica de energía, 2006. Fuente MEER.

- La distribución sectorial del consumo energético muestra que en el sector residencial se ha producido una importante caída en los consumos de leña y una elevada penetración del gas licuado de petróleo (GLP) y la electricidad. El principal uso del GLP es de tipo doméstico.

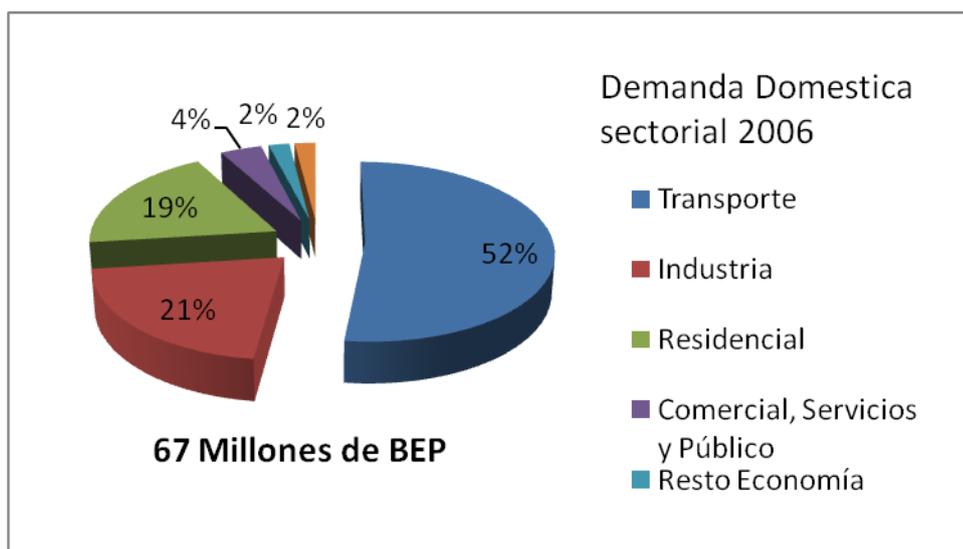


Figura 2.5 Consumo energético sectorial al año 2006. Fuente MEER.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

2.1 El sistema eléctrico ecuatoriano

En 1961 se establece el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL y al mismo tiempo se expidió la Ley Básica de Electrificación. En 1966 se establece el SNI –Sistema Nacional Interconectado-, iniciándose lo que podríamos llamar el sector eléctrico ecuatoriano; que seguirá sin variaciones mayores hasta 1996. En los intentos de modernización del sector como política de Estado, en octubre de aquel año, se expide una nueva ley del régimen del sector ecuatoriano, en el que se establece una estructura conformada de la siguiente manera:

- El Consejo Nacional de la Electricidad (CONELEC), como organismo regulador y planificador.
- El Centro Nacional de Control de la Energía CENACE, como administrador del sistema
- Una empresa transmisora de energía: TRANSELECTRIC S. A.
- Empresas de Generación.
- Empresas de distribución y venta de energía.

Esta estructura conformaría el Mercado Eléctrico Mayorista o MEM, que hasta la presente fecha se mantiene al menos formalmente.

En la Constitución del 2008 que fuera redactada entre el 30 de noviembre de 2007 y el 24 de julio del 2008, por la Asamblea Nacional Constituyente reunida en la ciudad de Montecristi provincia de Manabí se expidieron varios Mandatos Constituyentes que eran obligatorios y vinculantes para las empresas públicas entre las que se encontraban aquellas que conformaban el sector eléctrico.

La nueva Constitución de la República del Ecuador, contiene disposiciones especiales para la prestación de los servicios públicos y específicamente lo que

Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

es la energía; así se tiene entre otros que el Estado constituirá empresas públicas para la gestión de los sectores estratégicos y la prestación de servicios públicos.

Con la publicación de la nueva Constitución Política del Ecuador, y amparados en el Mandato Constituyente No. 15, a más de acatar las políticas para el sector, impartidas por el Gobierno, a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, varias empresas del sector eléctrico se fusionaron para formar dos grandes corporaciones: CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A. y la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC S.A. La Corporación Nacional de Electricidad - CNEL que agrupa 10 empresas de distribución de distintas zonas y regiones del país, y al mismo tiempo la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC que se formó de la unión de las empresas generadoras Hidropaute, Electroguayas, Termoesmeraldas, Termopichincha, Hidroagoyán y la transmisora Transelectric. Dirigiendo, y al mismo tiempo integrando al sector entero, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable –MEER-.

Se debe mencionar que a la fecha que se redacta este documento, el sector eléctrico ecuatoriano, está pasando por un periodo de transición institucional hacia un monopolio estatal integrado verticalmente, luego de la creación de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, en enero de 2010.

En el mismo Mandato Constituyente mencionado la cartera vencida de, y hacia el Estado de las empresas distribuidoras que la conforman, y que al año 2008 alcanzaba aproximadamente los 400 millones de dólares, ha sido puesta en cero.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Generación

En el año 2010, Ecuador disponía de una potencia nominal o instalada de 5.142,68 MW de generación nacional, y 650 MW que corresponden a las interconexiones con Colombia (540 MW nominal – 525 MW efectivos), y 110 MW de potencia nominal y efectiva con Perú.

En el mismo año la potencia efectiva de producción nacional fue de 4.761,39 MW, de estos últimos 4.203,53 MW están incorporados al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), mientras que 557,87 MW corresponden a sistemas aislados o “No Incorporados” (Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano - CONELEC, año 2010).

Tabla 2.1 Potencia por tipo de energía y tipo de central. (CONELEC, Estadísticas del año 2010)

Tipo de energía	Tipo de Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		MW	%	MW	%
Renovable	Hidráulica	2.242,42	43,60	2.215,19	46,52
	Térmica Turbovapor (1)	101,30	1,97	93,40	1,96
	Eólica	2,40	0,05	2,40	0,05
	Solar	0,02	0,00	0,02	0,00
Total Renovable		2.346,13	45,62	2.311,01	48,54
No Renovable	Térmica MCI	1.259,56	24,49	1.022,48	21,47
	Térmica Turbogas	1.078,99	20,98	973,90	20,45
	Térmica Turbovapor	458,00	8,91	454,00	9,54
Total No Renovable		2.796,55	54,38	2.450,38	51,46
Total general		5.142,68	100,00	4.761,39	100,00

(1) Corresponde a la generación, cuyo combustible es la Biomasa (Bagazo de caña).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En gráficas se tiene que:

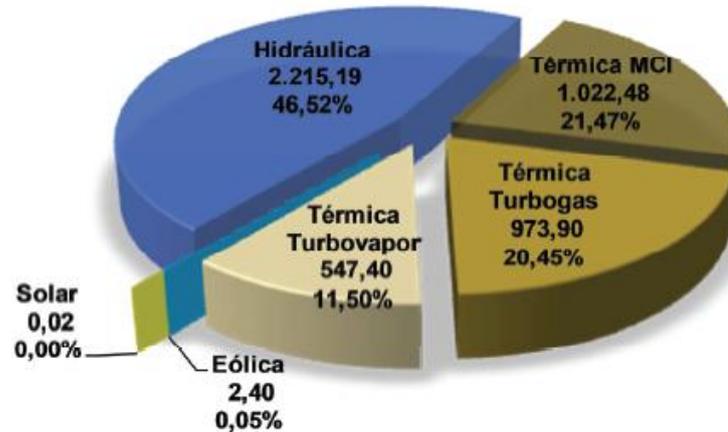


Figura 2.6 Potencia Efectiva por tipo de central (CONELEC, 2010)

A nivel nacional se produjo 20.382,76 GWh de energía de los cuales 17.835,81 corresponden a las empresas integradas en el SNI.

La disponibilidad de la energía de origen termoeléctrico es variable dependiendo fundamentalmente de los periodos de mantenimiento, programado o no, y de la disponibilidad de combustible. El gobierno, a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha emprendido un programa de adquisición y cambio de unidades termoeléctricas. En estos dos últimos años a partir de una gran crisis de desabastecimiento de energía eléctrica, se han incorporado al SNI 154 MW térmicos, a través de 7 turbinas de 22 MW cada una adquirida en diciembre del 2009.

En cuanto a la generación hidroeléctrica, las centrales mayores se encuentran ubicadas en la vertiente amazónica, teniendo un periodo de sequía de octubre a marzo y lluvioso de abril a septiembre. Siendo lógico que el mantenimiento de las centrales térmicas se programe para el periodo lluvioso. Sin embargo, y



UNIVERSIDAD DE CUENCA

dado el estado avanzado de la vida útil de muchas de ellas, las reparaciones se pueden presentar el cualquier momento.

La columna vertebral del SNI, en cuanto generación se refiere, está constituido por cuatro centrales hidroeléctricas, siendo la mayor de ellas Paute con 1075 MW, Marcel Laniado con 213 MW, Agoyan en el centro del país 156 MW y Pucará 74MW. En esta lista se podrían incluir Mazar y San Francisco, con casi 400 MW entre las dos.

El embalse de la central Paute se regula semanalmente, en tanto que Agoyan y Pucara no lo hacen. Finalmente se debe destacar que la central Marcel Laniado al pertenecer a la vertiente del Pacífico, puede complementar la producción de Paute al menos parcialmente, puesto que las épocas de sequía y pluviosidad son complementarias en las vertientes mencionadas. La central Mazar con 170 MW, localizada aguas arriba de la central El Molino, entró a funcionar en diciembre del 2010; además de generar, el embalse de Mazar retiene los sedimentos y adicionalmente funciona como abastecedor de agua para la central hidroeléctrica Paute y a las plantas generadoras Sopladora y Cardenillo cuando estas entren en funcionamiento.

La interconexión con Colombia se efectúa a través de la línea Pomasqui – Jamondino a 230 kV y 250 MW nominales, 40 MW nominales también, a través de la línea de interconexión de la Empresa Eléctrica regional Norte con el sistema colombiano a 138kV. La conexión con Perú se efectúa con la línea Zorritos - Machala a 250kV y 100 MW nominales.

Según las estadísticas del CONELEC (año 2009), la interconexión con Colombia aportó al SNI con 525MW importados, constituyéndose en el 100% de la potencia de interconexión. Sin embargo, a finales del 2009, cuando se presentó la crisis del sector eléctrico, principalmente por efectos de un fuerte



UNIVERSIDAD DE CUENCA

estiaje en la vertiente amazónica, el aporte de la interconexión con Colombia fue mínimo, ya que al mismo tiempo, Colombia soportaba esa misma situación, la sequía más grave de las últimas cuatro décadas, siendo esto uno de los factores a tener en cuenta en situaciones similares a futuro.

Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.) está administrado por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), a través de su Unidad de Negocio, Transelectric (CELEC-Transelectric).

Según los datos reportados por el CENACE, durante el año 2010 las subestaciones que forman parte del S.N.T. recibieron 15.745,87 GWh de energía y entregaron 15.208,38 GWh. El total de la pérdidas fue 512,88 GWh, es decir el 3,26 %.

El total de la facturación efectuada por CELEC-Transelectric fue USD 53,40 millones.

Dispone de 37 subestaciones, utiliza un aproximado de 3.605,00 km de líneas de transmisión funcionando en doble circuito: con dos anillos a 230 kV, de 1.532,20 km de longitud, el primero que une las subestaciones de Paute, Milagro, Pascuales, Quevedo Santo Domingo, Santa Rosa, Totoras y Riobamba, otro adicional a doble circuito entre Paute, Pascuales e Isla trinitaria. También a 230 kV las líneas de interconexión con Colombia (Pomasqui- Jamondino en Pasto) y con Perú (Machala – Zorritos).

Se cuenta también con un anillo a 138 kV y 1.754,25 km de longitud, y finalmente otro anillo a 69 kV y 214,50 km.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

La transmisión es la columna vertebral del SNI y bajo el esquema de Mercado Eléctrico Mayorista creado bajo el marco jurídico del 20 de enero de 1999, se constituyó la empresa TRANSELECTRIC comenzando sus operaciones desde el 1 de abril del mismo año. Como atribuciones tenía planificar, operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión S.N.T.; siendo su actividad principal, la transmisión de energía desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo dentro del territorio ecuatoriano.

En el año 2009, esta empresa se integra a la nueva estructura empresarial de la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) y pasa a convertirse en la Unidad de Negocio (CELEC-Transelectric).

En el sistema de transmisión se ha instalado una capacidad máxima total de transformación de 7.304,56 MVA: 6.578,46 MVA en Operación y 456,10 MVA en Reserva según las estadísticas del CONELEC.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

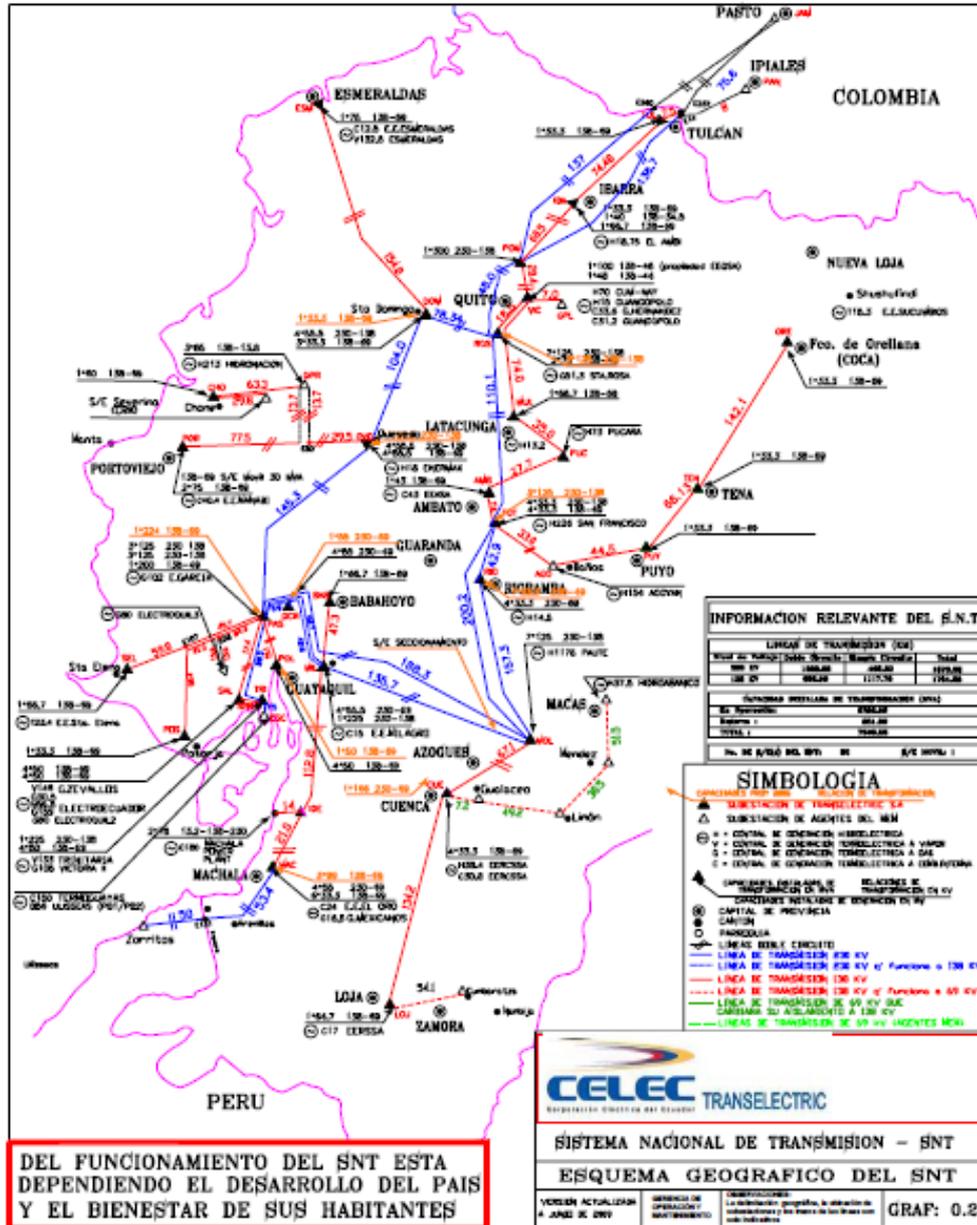


Figura 2.7 Sistema nacional de transmisión (fuente CONELEC).

Distribución

El CONELEC (2009) define a las empresas distribuidoras como aquellas “que tienen como función principal suministrar energía a los clientes dentro de su área de concesión, para la cual deben proveerse de la energía ya sea por Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

medio de la compra en el Mercado Eléctrico Mayorista (utilizando las subestaciones y líneas de transmisión y subtransmisión de CELEC-Transelectric), o por aprovisionamiento con generación propia (en especial en los sistemas de distribución que no están conectados al S.N.T.)”.

Las empresas de distribución en el país se inician de forma diversa, a través de iniciativas particulares, locales a través de las municipalidades y consejos provinciales. Y en su mayoría contenían a la generación, actuando de manera aislada. Como se ha visto antes, al crear y desarrollar el Sistema Nacional Interconectado SNI, el Estado casi monopolizó la propiedad del sector eléctrico. Prevalciendo este esquema sin mayores cambios hasta el 2009, en este año se realizan – por iniciativas gubernamentales- cambios en la normativa jurídica y operativa del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Por ejemplo en el sector de la distribución se crea la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) con la fusión de las siguientes empresas distribuidoras, pertenecientes a la región de la Costa: Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.; Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A. (Emelmanabí); Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.; Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A. (Emelgur); Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.; Empresa Eléctrica Milagro C.A.; Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.; Empresa Eléctrica El Oro S.A.; Empresa Eléctrica Bolívar S.A.; y, Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., las cuales en el futuro funcionarán como gerencias regionales de CNEL.

Así mismo la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) en sus secciones de generación y distribución, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil –ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL-, pasando a ser un organismo de la Función Ejecutiva adscrita administrativa y Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

financieramente al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). Siendo estos los cambios más significativos de otros que se dieron particularmente en el sector de la distribución.

A continuación se presenta alguna de las características del sector de la distribución eléctrica en el Ecuador:

- El CONELEC establece las tarifas que las distribuidoras aplicarán a sus Clientes Regulados; y, en el caso de los No Regulados estos precios se establecen mediante un contrato a término.
- Los clientes son clasificados en: Clientes Regulados, que son aquellos cuya facturación se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario. No Regulados, que son aquellos cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato a término realizado entre la empresa que suministra la energía y la que lo recibe: estos contratos se los conoce también como de libre pactación.
- La energía disponible en los sistemas de distribución en el año 2010 fue de 16.824 GWh; de los cuales, 13.769,73 GWh (81,85%) fueron demandados por clientes regulados, 306,88 GWh (1,82%) por clientes no regulados; las pérdidas de energía fueron de 2747,43 GWh (16,33%); de los cuales 1.499,69 GWh (54,59%) corresponden a pérdidas técnicas y 1.247,73 GWh (45,41%) a pérdidas no técnicas.

La energía facturada a los clientes finales de las distribuidoras fue de 14.076,61 GWh; de esta energía 13.769,73 GWh (97,82%) fueron demandados por sus clientes regulados, y 306,88 GWh (2,18%) por sus clientes no regulados.

Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- El precio medio nacional de energía eléctrica a clientes finales se considera el *mínimo* de un rango estimado entre 7,76 y 7,80 USD ϕ /kWh; ya que no se registra facturación de servicio eléctrico (USD) por la energía entregada (306,56 GWh) a consumos propios y grandes consumidores; sin embargo, se cancelaron USD 2'359.440 USD, de los cuales USD 1'847.083 se facturaron por concepto de peajes de distribución y USD 512.357 por impuestos. Tampoco se incluye la facturación por la exportación de energía a Colombia, ya que ésta se realiza a través del sistema de transmisión.
- Las Empresas Eléctricas Distribuidoras reportaron una infraestructura de 1.996,25 km en líneas de transmisión (114,38km) y subtransmisión (1881,87km); éstas líneas operaron de la siguiente forma: 19,65 km a un nivel de voltaje de 13,8 kV; 50,41 km a 22 kV; 44,97 km a 34,5 kV; 211,48 km a 46kV; 1562,75 km a 69kV; y, 106,99 km a 138kV.
- A nivel nacional, las distribuidoras registraron una infraestructura eléctrica de 4.558 km en líneas de transmisión y subtransmisión; así también, el nivel de operación predominante fue el de 69kV en 3893,72 km, esto es el 85% del total de líneas.

2.1.1 La red de transmisión ecuatoriana

Por ser de interés para el presente estudio, en esta sección se analizará más a fondo el sistema nacional de transmisión (SNT). El S.N.T. en el año 2010 contó con 37 subestaciones, de las cuales: 14 funcionan a 230 kV (incluida una de seccionamiento: Zhoray); 21 a 138 kV (dos de seccionamiento: Pucará, San Idelfonso); y, 2 subestaciones móviles.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Se cuenta con dos sistemas a distinto nivel de voltaje. El anillo troncal a 230kV cierra el circuito Paute (El Molino) – Milagro - Pascuales – Quevedo – Sto. Domingo – Santo Rosa (Quito) – Totoras – Riobamba – El Molino. De estas subestaciones parten en forma radial líneas a 230 y 138 kV, que unen estas subestaciones con las restantes.

Todas en conjunto forman el llamado SNI, Sistema Nacional Interconectado. La longitud de estas líneas es de aproximadamente 3.555,91 km (fuente: Transelectric, 2010).

Aquí se incluyen los enlaces de interconexión, con Colombia y Perú. Con la primera la conexión se realiza mediante dos líneas de transmisión de doble circuito a 230 kV que parten desde la subestación Pomasqui hasta la frontera ecuatoriano-colombiana (Rumichaca), con longitudes de 136,50 y 136,22 km, y; a través de un circuito a 138 kV de tipo radial de 7,50 km de longitud, que arranca desde la subestación Tulcán hasta Rumichaca (a partir de la frontera con Colombia hacia las subestaciones Jamondino e Ipiales, respectivamente, con líneas de propiedad de la empresa ISA de Colombia).

El enlace con el Perú se realiza mediante una línea de transmisión a 230 kV de tipo radial, la cual recorre 53,20 km desde la subestación Machala hasta la frontera con Perú; desde la frontera hasta la subestación Zorritos, la correspondiente línea de transmisión es de propiedad de la empresa Red de Energía del Perú REP, filial de ISA.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

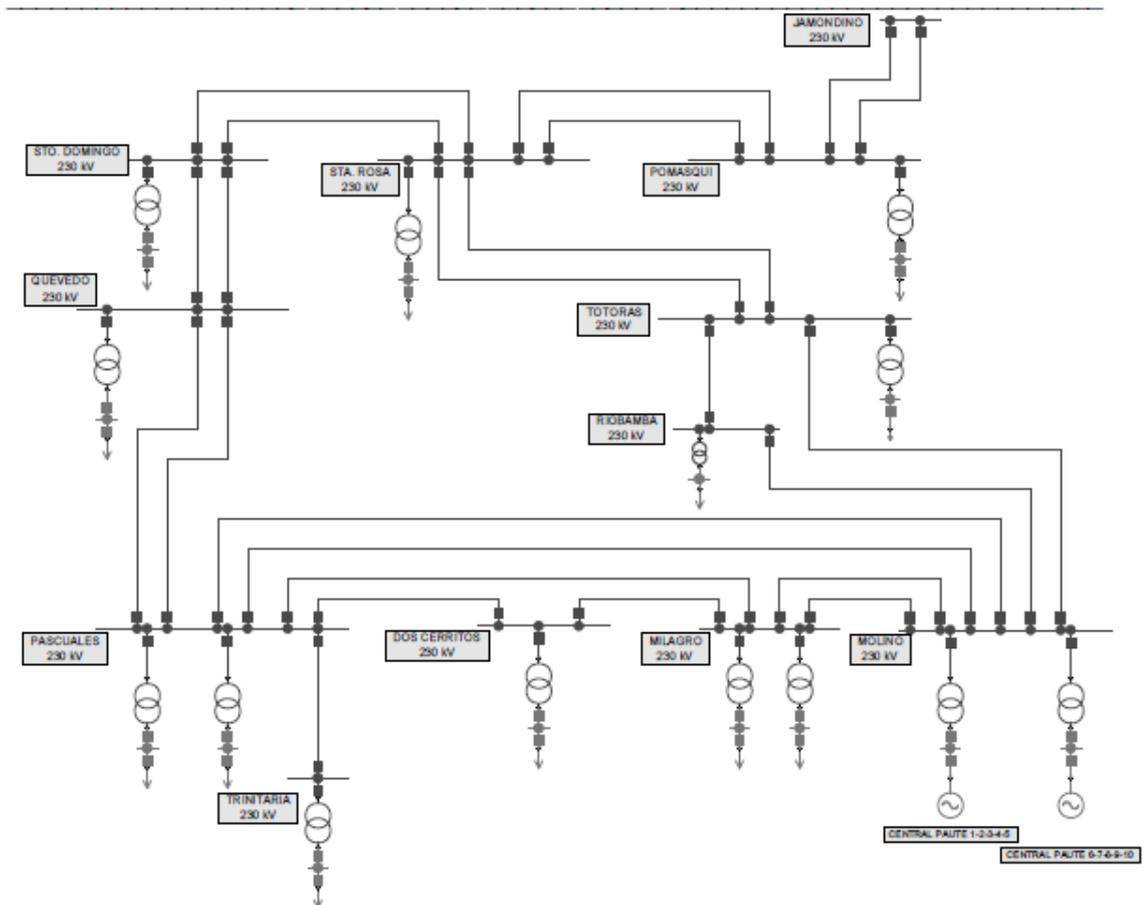


Figura 2.8 Detalle del SNI, anillo troncal a 230 kV(fuente: Transelectric).

2.1.1.1 Descripción Técnica de la Red de Transmisión Ecuatoriana

Configuración de Barras en Subestaciones

Según la regulación No. CONELEC – 006/00, la configuración en las subestaciones del SNI es la siguiente:

Las Subestaciones de 230 kV tienen 2 barras, las mismas que están debidamente energizadas por medio del acoplador de 230 kV. La nomenclatura es B1 y B2. Las Subestaciones de 138 kV y 69 kV, normalmente operan con la barra principal (BP) que opera normalmente



UNIVERSIDAD DE CUENCA

energizada y la barra de transferencia (BT) que esta normalmente desenergizada y opera para fines de transferencia.

Elementos de Compensación

Para lograr un incremento o disminución del nivel de tensión a través del aporte de potencia reactiva, en el SNI se cuenta con los siguientes elementos:

Tabla 2.2 SNI, elementos de compensación (fuente: CONELEC).

ELEMENTO	CAPACIDAD (MVAR)	SUBESTACION
CAPACITOR	C1= 6 C2= 6	IBARRA
CAPACITOR	C1= 6 C2= 6	MACHALA
CAPACITOR	C1= 18	MILAGRO
CAPACITOR	C1= 6 C2= 6	POLICENTRO
CAPACITOR	C1= 3	TULCAN
REACTOR	R1=-10 R2=-10	EL MOLINO
REACTOR	RCX=-10 RCW=-10	PASCUALES
REACTOR	RCW=-20	QUEVEDO
REACTOR	RCQ=-10	RIOBAMBA
REACTOR	RCW=-10	SANTO DOMINGO
REACTOR	RCX=-10 RCW=-10	SANTA ROSA
REACTOR	RCQ=-10	TOTORAS

A todos estos elementos compensadores se debe agregar las unidades térmicas de la Central Santa Rosa (TG1 y TG2, Termopichincha), y la unidad TG4 de la Central térmica G. Cevallos de Electroguayas, las mismas que cuentan con la capacidad de operar como compensadores sincrónicos.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

El SNI opera con las líneas de transmisión Tulcán – Panamericana 138 kV y el tramo ecuatoriano de la L/T Machala – Zorritos 230 kV, para obtener el aporte de potencia reactiva que las líneas presentan al ser energizadas desde un extremo para el aprovechamiento del efecto capacitivo.

Para el control de voltaje de la operación interconectada entre el Ecuador y Colombia se dispone de un capacitor de 45 MVAR y 2 bancos de reactores con capacidad de 100 MVAR en total, en la Zona de Jamondino y de 4 capacitores en un total de 18 MVAR en la Zona de Panamericana (34,5 kV).

Interconexiones Internacionales

Conexión con Colombia.

A través de *una línea de transmisión a 138 kV Ecuador – Colombia*: comprende un circuito de 15,5 km de longitud (8,0 km en Colombia y 7,5 km en Ecuador), a las subestaciones Panamericana en Colombia y Tulcán e Ibarra en Ecuador; la capacidad de transmisión térmica por circuito es 112 MVA y hasta 120 MVA por 20 minutos.

Línea de transmisión a 230 kV Ecuador – Colombia: compuesta por dos circuitos de 213,5 km de longitud (78,0 km en Colombia y 135,5 km en Ecuador), la ampliación de las subestaciones Jamondino (Pasto) y Pomasqui (Quito); la capacidad de transmisión térmica por circuito es 332 MW hasta 428 MW por 20 minutos.

Conexión con Perú.

A través de *una línea de transmisión a 230 kV Ecuador – Perú*: que comprende un circuito de 110 km de longitud (55 km en Perú y 55 km en Ecuador), la ampliación de las subestaciones Machala y Zorritos; la capacidad de transmisión máxima es de 110 MW y la capacidad de transmisión máxima “back to back” es de 125 MW.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

A continuación se revisan algunas de las características más destacadas del SNT, que tiene como fuente el informe estadístico del CONELEC del primer trimestre del año 2009.

a) Subestaciones

A junio de 2009 se tenía 32 subestaciones fijas y 1 móvil, tenían una capacidad instalada de 4.741,88 MVA cuando se enfrían con aceite y aire, 6.207,20 MVA cuando lo hacen con aire forzado y 7.640,58 MVA con aire y aceite forzado.

A esto habría que agregar que en el 2010, el S.N.T. contó con tres nuevas subestaciones fijas, la subestación San Gregorio ubicada en Portoviejo, con voltajes 230/138/13,8 kV y 225 MVA de potencia.; la subestación Sinincay ubicada en Cuenca, con voltajes 230/69/13,8 kV y potencia de 165,5 MVA; y, la subestación de seccionamiento Zhoray a 230 kV, localizada en Azogues. Una móvil adicional, dando un total de 37; como se mencionó antes.

b) Transformadores y Autotransformadores

La capacidad máxima de transformación de CELEC-Transelectric, alcanzó 6.758,59 MVA en operación y 881,99 MVA en reserva, dando un total de 7.640,58 MVA; conformado por 9 transformadores y 102 autotransformadores dentro de sus subestaciones (se incluyen 14 autotransformadores y 1 transformador en reserva).

c) Líneas de Transmisión

En el 2010, el Sistema Nacional de Transmisión, dispuso de 3.605,00 km de líneas de transmisión:

- 1.722,46 km en líneas de transmisión, a nivel de 230 kV.
- 1.882,54 km en líneas de transmisión; a nivel de 138 kV.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

d) Pérdidas del Sistema Nacional de Transmisión

Durante el 2010, las subestaciones que forman parte del S.N.T. recibieron 15.745,87 GWh de energía y entregaron 15.208,38 GWh, con unas pérdidas totales de 512,88 GWh.

e) Niveles de Voltaje en Barras de Subestaciones

Según disposición del CONELEC (2008), los niveles de voltaje en barras deben mantenerse dentro de los siguientes márgenes:

A nivel de 230 kV: +5% / -5%; para 138 kV: +5% / -7% y para 69; 46 y 34,5 kV: +3% / -3% de su valor nominal.

f) Facturación de CELEC- Transelectric

La facturación correspondiente a la tarifa fija de transmisión durante el año 2010 fue USD 53,40 millones, en los que se incluyen los valores facturados a las distribuidoras, autogeneradoras y grandes consumidores (CONELEC, 2011)

2.2 Las energías renovables en el Ecuador

Pese a que el Ecuador es un “exportador de energía” a través del petróleo desde el año 1973, no ha podido diversificar sus fuentes de energía, como tampoco tiene una real o al menos aproximada idea de sus reservas energéticas renovables, a excepción de los recursos hidroenergéticos. La falta de perspectiva sobre el futuro y el alcance de sus recursos naturales, no permite plantear políticas de manejo energético ante la escasez o reducción de la oferta.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Sin embargo esta situación está cambiando, como se verá en los próximos párrafos:

En las estadísticas del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC del año 2010, la energía eólica tiene una participación del 0,48% de la potencia efectiva no incorporada al SNI, con apenas 2,40 MW, que corresponde al parque eólico San Cristóbal, en Galápagos. La energía solar con 0,02 MW en la misma situación que el anterior, no llega a presentar cifras porcentuales cuantificables.

En cuanto a la generación hidroeléctrica, en la actualidad con 2.215,19 MW alcanza al 46,5% de la potencia efectiva del SNI.

Desde el 2008, el Ecuador ha emprendido en la construcción de muchas centrales de generación hidroeléctricas, y otros están en etapa de planificación y diseño, a la fecha que se escribe este documento las siguientes centrales eléctricas están en construcción:

Tabla 2.3 *Proyectos hidroeléctricos en ejecución en el Ecuador (fuente MEER, 2012)*

NOMBRE DEL PROYECTO	PROVINCIA - REGIÓN	POTENCIA (MW)
Manduriacu	Pichincha - Sierra Norte	60
Coca-Codo-Sinclair	Napo, Sucumbios - Amazonía	1.500
Quijos	Napo - Amazonía	50
Toachi–Pilatón	Pichincha – Sierra Norte	253
Mazar- Dudas	Cañar - Sierra	21
Delsitanisagua	Zamora – Amazonia Sur	115
Minas, San Francisco	Azuay – El Oro, región austral	275
Sopladora	Azuay – Sierra, región austral.	487



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Otras fuentes de energía renovable alternativa, tales como biomasa, geotermia, mareomotriz, etc., no han sido desarrolladas en el país o su uso es muy reducido. Sin embargo, vale mencionar que el gobierno nacional ha emprendido una campaña de evaluación del recurso geotérmico, contándose a la fecha con al menos 3 proyectos en fase de pre factibilidad: Tufiño – Chiles - Cerro Negro con 138 MW en Carchi, (Convenio Binacional, Ecuador-Colombia; Chachimbiro de 150 MW en la provincia de Imbabura y Chacana entre las provincias de Napo y Pichincha, 318 MW (fuente: MEER, 2011; CELEC, 2011).

2.3 La energía eólica en el Ecuador

La diversidad climática en la geografía del Ecuador, y la relativa cercanía entre los Andes y el Océano Pacífico, hace que se presenten zonas de alto interés eólico.

Teniendo presente que la potencia a la salida de un aerogenerador es proporcional al cubo de la velocidad del viento, y que la intermitencia de este recurso provoca variaciones diarias, mensuales y estacionales, se concluye que las zonas en donde el recurso eólico pueda ser aprovechable, energéticamente hablando, sean reducidas en número, encontrándose en las crestas de las montañas andinas, en emplazamientos cerca de la costa y costa-afuera de las playas ecuatorianas, éstos últimos debido a la acción de las brisas y vientos marinos.

Cabe destacar que en la región oriental amazónica, no se han detectado velocidades de viento que permitan pensar en proyectos de generación de electricidad factibles, salvo para aplicaciones de baja potencia.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Las expectativas de potencia instalada en generación eólica para el 2015 que perfila el MEER, se encuentran entre los 40 y 50 MW. En el siguiente cuadro que tiene como fuente el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables MEER⁷, se presenta localidades por provincia con posible recurso eólico aprovechable para fines energéticos.

Tabla 2.4 *Proyectos previstos de Generación Eólica en el Ecuador (fuente MEER)*

OPORTUNIDADES EÓLICAS EN GALÁPAGOS	
San Cristóbal	2,4 MW (en operación desde octubre 2008)
Baltra	2,25 MW (proyectado hasta 12MW)
OPORTUNIDADES EÓLICAS EN EL CONTINENTE	
Salinas	15 MW (privado)
Huascachaca	30 MW (publico)
Villonaco	15 MW (privado)
Las Chinchas	10 MW (privado)
Membrillo	45 MW (privado)
Electrificación rural (pequeña escala)	

Es de destacar que entre estos proyectos, Villonaco en la provincia de Loja, Sur del Ecuador, es ahora público, se encuentra en ejecución a cargo de CELEC EP y se prevé la entrada en funcionamiento en el segundo semestre del 2012 (MEER, 2012).

⁷Disponible en:
http://www.tech4cdm.com/uploads/documentos/documentos_La_Energia_Eolica_en_Ecuador_fa0ef98a.pdf



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En la actualidad no se cuenta con un atlas eólico del país, mismo que se encuentra en desarrollo bajo la responsabilidad y auspicio del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

El proyecto TECH4CDM⁸, auspiciado por la Unión Europea y que tiene como objetivo la promoción de las tecnologías de energías renovables y eficiencia energética en cinco países de América Latina, entre los cuales se cuenta el Ecuador, menciona como barreras a la energía eólica en el Ecuador las siguientes:

Barreras Tecnológicas

- La integración en la red, es decir la falta de experiencia en el manejo de “una energía de disponibilidad aleatoria, de una localización libre y atomizada y situaciones de inestabilidad”.
- Falta de proyectistas, instaladores y mantenedores capacitados, debido a la inmadurez del mercado de energía eólica.
- Desconocimiento del potencial que las tecnologías de energía eólica pueden ofrecer en Ecuador, “debido a que no existe ninguna estimación del potencial que ofrecen las tecnologías de energía eólica en Ecuador. Para poder desarrollar un mercado, es necesario conocer cuál es el potencial de ese mercado, para que así, los diferentes actores conozcan las ventajas técnicas y de ahorro, tanto energético como económico, que ofrece la implantación de las tecnologías de energía eólica”.

Barreras regulatorias y económicas:

⁸Idem.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En una revisión cronológica acerca del marco regulatorio de la energía eólica se puede observar que en la Ley del Régimen del Sector Eléctrico (1996 modificada en 2006) y su Reglamento, en lo concerniente a las características más importantes que afectan al uso de recursos no convencionales para la producción de electricidad:

- Se exime de aranceles a la importación de equipos y materiales, que no se produzcan en Ecuador, y reducción de impuestos durante 5 años a las empresas que inviertan en sistemas que utilicen energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras, previo informe favorable del CONELEC.

Aunque en esta ley se establece al estado como responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, contempla la inversión privada en generación, transmisión y distribución.

- Ninguna persona jurídica o particular podrá controlar más del 25% del total de la potencia instalada en Ecuador (TECH4CDM - Organización de las Naciones Unidas, 2009)⁹.
- Autorización de centrales de generación para autoconsumo o de potencia igual o menor a 50 MW requiere únicamente un permiso del CONELEC.

“Respecto a la Regulación del Consejo Nacional de Electricidad, N° CONELEC – 009/06, que establece los precios de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales, añadir los siguientes puntos:

- Precios regulados preferenciales para centrales renovables no convencionales, de potencia menor a 15 MW y para hidráulicas menor a 10MW.
- Despacho preferente hasta llegar al 6% de la capacidad instalada en el MEM.

⁹ Tomado de “La energía Eólica en el Ecuador”, proyecto TECH4CDM, 2009
Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Vigencia: 12 años desde suscripción de permiso para centrales con permiso anterior a diciembre 2008”.

Para proyectos con permiso a partir de 2009, la situación es indefinida.

En el mismo documento recomienda que: “Es fundamental un marco regulatorio adecuado a la tecnología y que impulse su uso”.

Por otra parte es demencionar que a pesar que se ha actualizado la Regulación del CONELEC 009/06 con la expedición de la regulación 004/11, aún no se ha logrado apuntalar el desarrollo de las energías renovables, como se expone en la investigación titulada *“The development of RenewableEnergy industries in emerging economies: the role of economic, institutional, and socio-cultural contexts in LatinAmerica”* (Espinoza & Vredenburg, 2010) donde se concluye que los factores macro-económicos (propios de una jurisdicción), y técnicos (específicos de un proyecto) son necesarios pero no suficientes para el desarrollo de la industria eólica o de renovables en general, y que existen aspectos institucionales (formales e informales) que le ayudan a dar “legitimidad” a dicha industria.

2.4 Contexto regulatorio de las energías alternativas en el Ecuador

En octubre de 1996 se expide en el Registro Oficial la llamada “Ley de régimen del Sector Eléctrico”, aún vigente, contemplándose en el Capítulo IX, Artículo 63; lo concerniente a las Energías No Convencionales, donde se dice: *“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.*

El CONELEC asignará con prioridad fondos del Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal FERUM a proyectos de electrificación rural a base de recursos energéticos no convencionales tales como energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras de similares características”.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Complementado en el mismo capítulo con el artículo 64:

“El Consejo Nacional de Electrificación dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad”.

Revisando el documento anteriormente nombrado, para situar apropiadamente el marco regulatorio en el que las energías alternativas del Ecuador se sitúan, se tiene:

En el CAPITULO I sobre las DISPOSICIONES FUNDAMENTALES, en el Artículo 1 titulado Deber del Estado.- “El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, **es deber del Estado satisfacer** directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el **aprovechamiento óptimo de recursos naturales**, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

En el mismo capítulo, Artículo 2.- Concesiones y Permisos. “**El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, sólo él, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.**

Es decir la propiedad de los recursos naturales pertenecen al país en su conjunto, a través del poder político temporal que alcance la máxima magistratura, que en nombre del Estado, se auto eroga la propiedad y la exclusividad de concesionar la generación de energía eléctrica por intermedio del CONELEC.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

A lo largo de todo el documento de la Ley en mención se explicita y reiterativamente se recalca la titularidad del Estado del sector eléctrico, por ejemplo:

Artículo 5A.- Política de electrificación.^{10, 11}: **Corresponde al Presidente de la República**, a través del Ministerio de Energía y Minas¹², la formulación y coordinación de la política nacional del sector eléctrico, así como la elaboración del Plan Maestro de Energía del país. ...Para el desarrollo y ejecución de la política del sector eléctrico, el Estado actuará a través del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Sin embargo el Estado no solo es el dueño, concesionario y concesionario, también ejerce la planificación a través del CONELEC y el control con el CENACE. Por ejemplo, los directorios del CONELEC y el CENACE tienen mayoría estatal y están presididos por representantes del Ejecutivo.

Esta cooptación¹³ absoluta del sector eléctrico, en la práctica ha significado muchas veces el sometimiento del sector eléctrico ecuatoriano a la variabilidad de la política partidista. En los últimos años, sin embargo, dicha condición ha permitido también avanzar en la consolidación de un sector más fuerte gracias a las ingentes inversiones del Estado, particularmente en generación hidroeléctrica y el fomento a las energías renovables no convencionales.

¹⁰ Artículo incorporado mediante Ley 2000-1 (Ley para la Promoción de la Inversión y la Participación Ciudadana) publicada en el Suplemento del Registro Oficial No.144 de 18 de agosto de 2000.

¹¹ Artículo sustituido mediante Ley 2006-55 (Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico) publicado en el Registro Oficial No.364 de 26 de septiembre de 2006.

¹² Hoy Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)

¹³ **Cooptación** es un sistema de organización por el cual una asociación cualquiera de personas, nombra internamente a sus propios miembros, sin dependencia de criterios externos.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

La regulación del CONELEC No. 004/11, denominada también como “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”, y que trata de las tarifas y despacho preferencial para las energías renovables en la parte pertinente a las energías eólicas, en resumen: establece los requisitos para el tratamiento preferente como generador no convencional, y su calificación en el CONELEC.

En cuanto a los “Precios Preferentes de Energía Renovables en (¢USD/kWh)” para la energía eólica estable que en el continente será de 9,13 y en la región insular de Galápagos de 10,04.

En cuanto a la vigencia de estos precios se garantiza “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”, luego de lo cual su tratamiento será similar “a cualquier central de tipo convencional”.

Y en lo que tiene que ver con el Despacho Preferente, se tiene textualmente:

“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.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

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”.

Constitución del 2008

En la constitución vigente, se menciona a las energías renovables en el Capítulo 2 titulado Derechos del Buen Vivir, en la sección segunda “ambiente sano”. Es así, que en el **Artículo 15** textualmente dice:” *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. La soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará el derecho al agua*”.

Esta breve declaración de intenciones se repite de manera prácticamente idéntica en el Título VII Régimen del Buen Vivir en el segundo capítulo denominado Biodiversidad y recursos naturales. **Art. 413.-** *El Estado promoverá la eficiencia energética, el 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.*

Proyecto de Ley de Energía (Reforma al Sector Eléctrico), año 2010

Una de las leyes que deben ser aprobadas próximamente por la Asamblea Nacional es la denominada “Ley de Energía”. En lo concerniente a las energías no convencionales el proyecto de ley especifica que:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Art. 30.- Plan de Aprovechamiento de energías renovables

Para la gestión Energética se formulará el Plan de Aprovechamiento de energías renovables el cual deberá contener como mínimo lo siguiente:

1. Inventario energético de los recursos renovables y convencionales.
2. Identificación de la capacidad de explotación de cada uno de estos recursos y sus respectivos estudios técnicos, financieros y económicos.
3. La participación de los recursos energéticos en función de la matriz energética del país, fijando metas para su desarrollo e identificando el apoyo financiero y económico por parte del Estado.
4. Identificación de zonas y potencial de explotación de los cultivos energéticos.

Art. 31.- Incentivos a las Energías Renovables

Las energías renovables tendrán por parte del Estado los siguientes incentivos:

1. Créditos preferenciales por parte de la Corporación Financiera Nacional;
2. Subvenciones a la inversión; las características de éstas estarán determinadas en el Plan Nacional de Energías Renovables;

Sin embargo, en el mismo documento, se ratifica la titularidad del Estado en el campo energético, por ejemplo en el Artículo 7 titulado: “**Dominio del Estado sobre el Sector Energético**”, dice: *Son de propiedad inalienable, imprescriptible, inembargable e irrenunciable del Estado los recursos naturales destinados a la producción energética.*



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En el Artículo 8, en el tercer párrafo se lee “El Estado será el encargado de administrar, regular, controlar, y gestionar el desarrollo de la industria energética,..”

A lo largo de todo el documento se enfatiza el sometimiento del sector eléctrico al poder ejecutivo y elimina, o al menos restringe significativa y reiteradamente una posible participación privada

El marco legal y regulatorio, si bien prevé la implementación y la promoción de las energías alternativas, al carecer de experiencia en la práctica, lo más seguro es que esté necesitado de ajustes que vayan más allá de las generalidades expresadas en las leyes que evidentemente son bienintencionadas pero deberían promocionar e implementar -en la práctica-, un “ambiente tecnológico” adecuado esto es la inversión en la investigación científica – tecnológica de proyectos con participación de nacionales, así como la preparación de técnicos en las distintas áreas. A ello se debe sumar información actualizada de los sitios potencialmente aprovechables para fines energéticos. Todos estos requisitos permitirán legitimar las tecnologías que utilizan energías renovables a fin de que sean incorporadas en la matriz energética ecuatoriana.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Capítulo 3.- Estado del Arte

3.1 Introducción a la energía eólica

La energía eólica pertenece al grupo de energías renovables cuya principal característica es que se regeneran a una velocidad similar a la de su consumo por el hombre. Tiene su origen en la energía solar, como la mayor parte de las fuentes energéticas en la Tierra.

El calentamiento de las masas de aire producidas como consecuencia de la radiación solar crea las llamadas corrientes ascendentes, siendo el espacio que liberan ocupado por otras masas adyacentes de aire más frío. Este movimiento de masas de aire como consecuencia del proceso de calentamiento ocasiona también la aparición de diferencias de presión, que a su vez contribuyen al propio movimiento del aire en forma de fuerzas de gradiente de presión. La fuerza debida a la rotación de la Tierra (fuerza de Coriolis) de este a oeste, hace que la masa de aire en movimiento sufra una desviación hacia la derecha en el movimiento norte y lo contrario en el sur.

La interacción de estas dos fuerzas, es decir por gradientes de presión y fuerza de Coriolis produce los llamados vientos geostroficados o globales, en alturas superiores a los 1000 m. Este tipo de viento es paralelo a las isobaras; y es mayor cuanto más próximas estén las isobaras de mayor gradiente de presión, y para un mismo gradiente de presión disminuye cuando aumenta la latitud. Por la altura en que se ubican no son influenciados por la superficie terrestre.

En cambio, al viento que fluye sobre la superficie terrestre se ve influenciado por la “rugosidad” de la misma representada por la fuerza de fricción que puede contribuir a cambiar la dirección del viento y disminuir su velocidad. A



UNIVERSIDAD DE CUENCA

alturas menores, por ejemplo a 100 metros, los llamados vientos de superficie son muy influenciados por la rugosidad de la superficie terrestre y por los obstáculos. Para las aplicaciones de energía eólica, los vientos de superficie son los más importantes ya que de ellos se extrae la energía mecánica (Villarubia, 2004).

La energía eólica eléctrica, proviene de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, como primer paso, se transforma la energía eólica en energía de rotación que actuará luego sobre el eje de un generador eléctrico. Todo este proceso viene integrado en un mecanismo llamado aerogenerador eólico o, abreviadamente, turbina eólica. La instalación, en un mismo proyecto, de dos o más turbinas constituye una “granja eólica” o “parque eólico”, tema que se analizará más adelante en este capítulo.

3.2 Las turbinas eólicas

Las turbinas eólicas son máquinas que pueden aprovechar la energía cinética del viento y convertirle en electricidad. Dada la característica del recurso del que hacen uso, la ubicación de las turbinas eólicas está generalmente alejada de los centros de demanda e incluso de las subestaciones. No obstante, una turbina (o parque eólico) puede ser conectado a: bajo, medio o alto voltaje.

Las partes principales del aerogenerador o turbina eólica vienen descritas en la figura 1, y son:

- Aspas o paletas (reciben la energía eólica)
- Caja de engranajes (transforman la energía eólica en energía mecánica)
- Generador eléctrico (transforma la energía mecánica en eléctrica)
- Torre, soporta a todo el sistema y le permite alcanzar la altura de funcionamiento.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

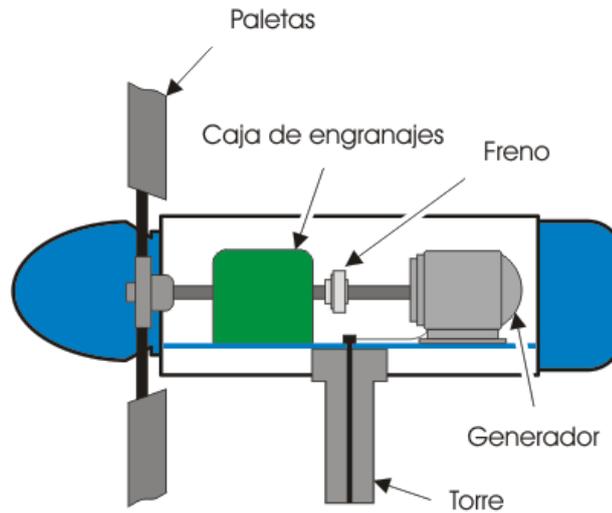


Figura 3.1 Partes de la turbina eólica.

3.2.1 Funcionamiento de la turbina eólica

El desigual calentamiento de la atmósfera terrestre, de la superficie de la Tierra y especialmente de los océanos, crea el viento. Las palas de los aerogeneradores, al igual que las alas de un avión, producen elevamiento cuando el aire pasa por una parte de su superficie en forma más rápida que por otra (Figura 3.2).

Este elevamiento hace girar las aspas de la turbina y el rotor, que está conectado a un generador a través de una caja de engranajes dentro de la carcasa.

El generador, y el acondicionador de energía que se emplee, ofrecen la electricidad a la red de transporte en el voltaje y la frecuencia apropiados.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Las turbinas de viento pueden funcionar de manera independiente, o integradas en parques eólicos con una capacidad de potencia que se adiciona dependiendo del número de ellas.

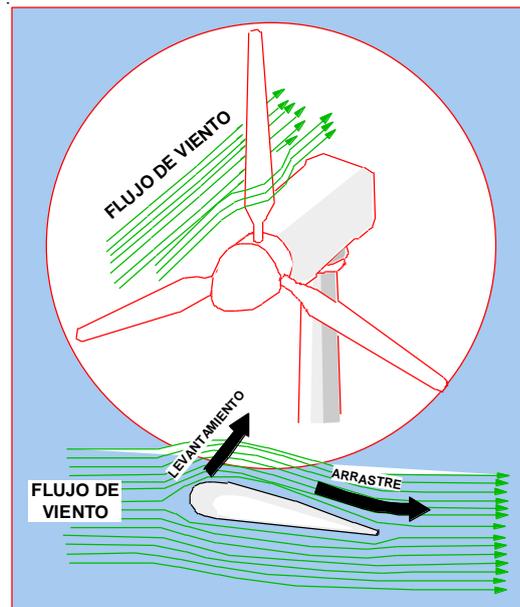


Figura 3.2 Funcionamiento Aerodinámico de la turbina Eólica.

Las turbinas eólicas se diseñan para convertir la energía del movimiento del viento (energía cinética) en la energía mecánica, a través del movimiento de un eje. Después siguiendo el proceso, esta energía mecánica se convertirá en electricidad en los generadores. Finalmente, la electricidad generada puede ser almacenada en baterías, o ser utilizada directamente.

El proceso de transformación de energía eólica en cinética de rotación se inicia cuando el viento actúa sobre unas palas unidas a un eje, que a su vez está acoplado mecánicamente al eje del generador eléctrico. La fuerza del viento sobre las palas produce un par de giro en el eje. De manera que la potencia mecánica (pm), transferida al eje por el viento depende de:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- La densidad del aire $\rho(t)$,
- El área de barrido de las palas A
- La velocidad del viento v

Y viene descrito por la siguiente ecuación:

$$p_m(t) = \frac{1}{2} \rho(t) A v^3(t) \quad (3.1)$$

A esta ecuación debemos agregarle, un coeficiente debido al rendimiento de la máquina en donde se efectúa la conversión de la energía eólica en eléctrica, a este rendimiento lo llamamos C_p y obtenemos la siguiente ecuación que representa a la potencia aprovechada por el rotor del generador:

$$p_a(t) = \frac{1}{2} C_p \rho(t) A v^3(t) \quad (3.2)$$

El límite de C_p , en un aerogenerador moderno se sitúa alrededor del 45% (el máximo teórico se conoce como límite de Betz y llega a 59,2%). En esta ecuación se puede notar que la potencia aprovechada (p_a), como la densidad del aire y la velocidad del viento son variables en el tiempo, no así el área de barrido de las palas A , que aparece como una constante. Esta desde luego es una simplificación aceptable.

3.2.2 Características de la energía eólica. La variabilidad

La variación de la velocidad del viento tanto en magnitud como en dirección, dependen de: la época del año, de las estaciones (en donde se presentan marcadamente), de las características locales de la superficie, de los obstáculos. También es sabido que varían entre el día y la noche,



UNIVERSIDAD DE CUENCA

generalmente en el día suele el viento tener más velocidad que en horas nocturnas; así como otra dirección. La variación de la velocidad incide directamente en la variación de la energía que contiene por las relaciones anteriormente anotadas. Sin embargo, la inercia mecánica de la turbina de viento suele compensar estas rápidas variaciones (Mur Amada, 2009).

Contrario a lo que se creería en una primera impresión, la variación del viento no constituye un obstáculo insalvable para la producción de energía. Esta variabilidad se manifiesta como variaciones de voltaje y es el principal problema asociado con la energía eólica (EO); en sistemas eléctricos con participación minoritaria de (EO < 10%), es prácticamente imperceptible (GEC Global Energy Concept, 2004). En cambio en sistemas aislados con un porcentaje alto de participación eólica, el diseño de la red debe tener en cuenta el nivel apropiado de tensión para que los consumidores no se vean afectados principalmente por el efecto “flicker”, mismo que se explicará más adelante.

3.2.3 Tipos de turbinas eólicas

Las turbinas eólicas pueden operar a velocidad fija o variable, y esto constituye la primera clasificación según su funcionamiento.

Turbinas eólicas a velocidad fija

En la década de los 90s, en el despegue de la industria de la energía eólica a nivel mundial, la norma generalizada para los aerogeneradores era de este tipo (fixedspeed), en donde las velocidades del rotor y del viento eran independientes. La velocidad de la turbina estaba determinada por: la frecuencia de suministro, la relación de transmisión y el diseño de todo el conjunto (Carlin, Laxson, & E.B., 2001).

El equipamiento consistía de un generador de inducción asíncrono tipo jaula de ardilla, un arrancador, un banco de capacitores para reducir la

Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

compensación de reactivos. La turbina estaba conectada directamente a la red eléctrica.

La ventaja inmediata era que se trataba de un conjunto robusto, bien probado, en donde el componente eléctrico era de bajo costo. Las desventajas más destacadas eran: el incontrolable consumo de potencia reactiva, el esfuerzo exigido al conjunto mecánico, el muy limitado control de calidad de potencia generada, entre otras.

Dada su propia naturaleza, cualquier fluctuación de la velocidad del viento se manifestaba en una variación del torque mecánico y de la potencia eléctrica enviada a la red, la misma que inmediatamente sentía el efecto. En redes incipientes estas variaciones de potencia y por tanto de voltaje podían incluso sacar líneas de operación (Perdana, Wind Turbine Models for Power System Stability Studies, 2006).

Turbinas eólicas a velocidad variable

El diseño de estas turbinas se ha realizado para desarrollar la más alta eficiencia aerodinámica en un amplio margen de velocidades del viento. Permitiendo mantener constante el torque, variando la velocidad del eje del rotor (ω) ya sea acelerando o frenando, dependiendo de la variación de la velocidad del viento "v". Es decir manteniendo una rapidez promedio " λ " preajustada al máximo rendimiento, más o menos constante.

El conjunto es más complejo que el de las turbinas eólicas a velocidad fija. La parte electromecánica puede ser indistintamente síncrona o asíncrona, pero la conexión a red eléctrica invariablemente se realiza a través de un convertidor de potencia.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Las principales ventajas de este tipo de aerogenerador son: mayor aprovechamiento de la energía eólica, menor exigencia y dependencia del conjunto mecánico, aumento de la calidad de la potencia generada. Al introducir este tipo de turbina aumentan las aplicaciones y los grados de libertad de conexión de tipo de generador y tipo de convertidor electrónico (Carlin, Laxson, & E.B., 2001).

Las desventajas más características son: pérdidas por el consumo de los elementos electrónicos del convertidor, al ser un sistema más complejo su mantenimiento lo es también, y en general sus costos son más elevados (Carlin, Laxson, & E.B., 2001).

3.3 Características de las turbinas eólicas

En el inicio del desarrollo de la energía eólica como actividad económica importante dentro de la industria eléctrica, el elemento de conversión electromecánico de energía más utilizado, era el generador síncrono.

Hoy en día el elemento generador más difundido es la máquina asíncrona, con las consideraciones que ésta carece de capacidad de regulación de tensión, de frecuencia y absorbe potencia reactiva en todo su margen de funcionamiento. Siendo necesario que la red a la que está conectada proporcione la potencia reactiva que necesita, y mantenga la tensión y frecuencia en sus bornes ante variaciones de la carga. Al mismo tiempo, se tiene que la potencia desarrollada por la turbina eólica que acciona el generador asíncrono depende de la velocidad del viento. De ahí que la conexión de los parques eólicos a las redes eléctricas presenta problemas de diferente naturaleza.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Estos problemas pueden tener diferente impacto dependiendo de las características de la red a la que está conectado el parque: red aislada o sistema interconectado. En cualquier caso, la conexión de un parque eólico a una red requiere la realización de estudios detallados tanto de régimen permanente como del régimen dinámico para valorar con precisión su impacto.

3.3.1 Estado del arte de los generadores usados en la industria

En la industria eléctrica, las turbinas de viento más utilizadas se clasifican según dos criterios:

- La habilidad que tengan las turbinas para el control de la velocidad.
- El tipo de control de potencia (Ackermann, 2005).

Por otra parte conviene aclarar que se puede clasificar por otro tipo de características, tales como dimensionales o particularidades mecánicas.

Aplicando el criterio del control de velocidad se tiene que una turbina eólica puede ser: de velocidad fija o velocidad variable. La regulación y el control de la velocidad y de la potencia de las turbinas de viento actualmente utilizan las siguientes tecnologías (Villarubia, 2004) :

- No controladas: es decir sin incorporar ningún sistema específico de regulación.
- Desalineación del rotor: incorpora algún sistema que desalinea el rotor de la dirección del viento (ladeo, inclinación o control de guiñada)
- Sistemas Pasivos (stallregulation): se logra mediante el diseño aerodinámico de las palas, de manera que varían la pérdida aerodinámica de las mismas en función de la velocidad del viento.
- Sistemas Activos (pitch regulation): al variar el ángulo de paso, se varía la fuerza aerodinámica de sustentación sobre la pala. Esto se logra



UNIVERSIDAD DE CUENCA

incorporando un servomotor que provoca el giro de la totalidad de las palas o solo de sus extremos finales alrededor del eje longitudinal de las mismas.

Los sistemas activos, fundamentalmente son utilizados en la gama de las altas potencias (Villarubia, 2004)

La combinación de estos dos criterios – control de velocidad y control de potencia-, dan como resultado seis combinaciones que son las dominantes en la generación de energía de origen eólico.

En el cuadro siguiente, tomado del texto de Ackermann (2005), se resume las posibilidades hoy en día utilizadas y aquellas descartadas en la actualidad.

Tabla 3.1 Conceptos de turbinas eólicas tomado del libro “Wind Power in Power System (Ackermann, 2005).

Speed control		Power control		
		Stall	Pitch	Active stall
Fixed speed	Type A	Type A0	Type A1	Type A2
Variable speed	Type B	Type B0	Type B1	Type B2
	Type C	Type C0	Type C1	Type C2
	Type D	Type D0	Type D1	Type D2

Note: The grey zones indicate combinations that are not in use in the wind turbine industry today.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

3.3.1.1 Turbina Eólica (TE) de velocidad fija. Tipos A

Según los criterios antes nombrados, el tipo A corresponde a una turbina de velocidad fija con un generador asíncrono de inducción tipo jaula de ardilla, que se conecta a la red mediante un transformador, como se muestra en la figura 3.

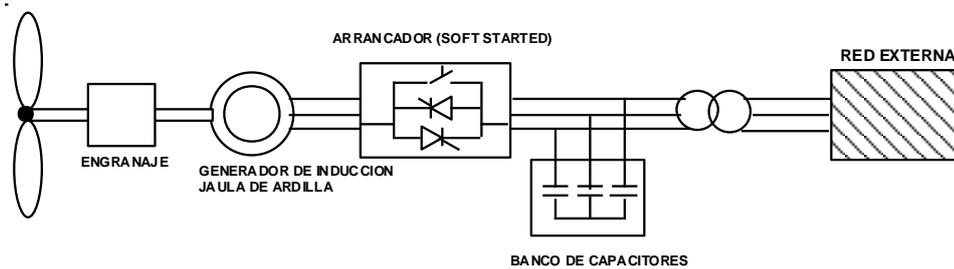


Figura 3.3. Turbina eólica de velocidad fija con generador de inducción jaula de ardilla, directamente conectada a la red

Para compensar los reactivos que solicita externamente el generador de inducción, se conecta un banco de capacitores. Además se utiliza un arrancador atenuado (soft-starter) para facilitar la conexión a la red.

Dejando de lado el control de potencia en esta TE, se puede prever que las fluctuaciones del viento se convierten en fluctuaciones mecánicas y consecuentemente en fluctuaciones de potencia eléctricas.

En el caso de una red pequeña, con pocos generadores en donde la potencia de origen eólico represente un porcentaje alto de la energía disponible, se producirán fluctuaciones de voltaje en el punto de conexión. Y dado que el tipo de generador de inducción utilizado, hace necesario la presencia del banco de capacitores para la compensación de reactivos, la utilización de estos últimos, a su vez incrementará la amplitud de las variaciones de voltaje y las pérdidas en las líneas. Estas obvias desventajas requieren tanto que la red sea muy estable, (o mejor dicho poco variable); y por otro lado la construcción física de la máquina debe soportar altos esfuerzos y solicitudes mecánicas.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Según el cuadro mostrado anteriormente el tipo A corresponde a TEs de velocidad fija en tres versiones según el control de potencia: A0, A1 y A2.

Tipo A2: Regulación por pérdida aerodinámica activa (Active Stall). Este tipo de turbina ha recibido mucha atención y popularidad recientemente. Esta configuración básicamente mantiene todas las características de calidad de energía de los sistemas stall-regulated. La ventaja principal de esta turbina se encuentra en la mejor utilización de todo el sistema de manera general, como resultado del uso del control por pérdida aerodinámica activa. El acoplamiento flexible de las palas en el buje también facilita la parada de emergencia y los arranques. Un inconveniente es el precio más alto debido al mecanismo de lanzamiento (pitching mechanism) y su controlador.

3.3.1.2 Turbina eólica (TE) de velocidad variable limitada. Tipo B

En este caso, el generador está directamente conectado a la red, un banco de capacitores realiza la compensación de la energía reactiva. Además de lo usual, este tipo de generador se caracteriza porque adicionalmente cuenta con una resistencia de rotor variable, que puede ser reemplazada por un convertidor controlado ópticamente, montado en el eje del rotor. De esta manera, la resistencia del rotor puede ser controlada, eliminándose así, la necesidad de los anillos y brochas colectoras, y en consecuencia del mantenimiento de estas partes.

Variando la resistencia del rotor se puede controlar el deslizamiento, logrando también el control de la potencia de salida del sistema. El rango velocidad que se puede controlar va del 0 al 10% sobre la velocidad de sincronismo, dependiendo del tamaño de la resistencia variable del rotor.

La energía externa absorbida de la unidad de conversión mecánica – eléctrica, será disipada como pérdidas por calentamiento.



El siguiente esquema muestra a la unidad estándar del tipo “B”

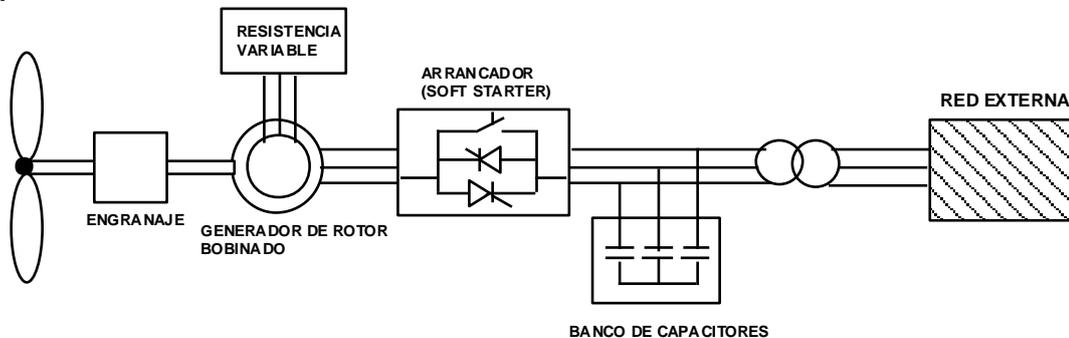


Figura 3.4 Turbina eólica de velocidad variable con generador de rotor bobinado y resistencia variable, directamente conectado a la red

3.3.1.3 Turbina eólica (TE) de velocidad variable con convertidor de frecuencia a escala parcial. Tipo C

Esta configuración, es conocida como concepto DFIG (doubly fed induction generator), o generador de inducción doblemente alimentado, y que corresponde a una turbina eólica de velocidad variable limitada con generador de inducción a rotor bobinado y convertidor de frecuencia a escala parcial, considerándose como promedio de la variabilidad en el control que se puede ejercer de la potencia del circuito del rotor a un 30% de la potencia nominal del generador.

El convertidor de frecuencia a escala parcial, se encarga de compensar la potencia reactiva, haciendo que la conexión a la red sea más suave y controlada. Cuenta con un amplio rango de control dinámico de velocidad en comparación con el sistema anterior llamado OptiSlip (Ackermann, 2005), esto por supuesto dependiendo del tamaño del convertidor de frecuencia.

Normalmente, el rango de velocidad comprende desde un -40% hasta un +30% de la velocidad de sincronismo. El concepto de un pequeño convertidor de frecuencia hace atractivo a este tipo de turbina, desde el punto de vista



UNIVERSIDAD DE CUENCA

económico. Siendo sus principales inconvenientes: el uso de anillos colectores y las protecciones en caso de fallos de la red.

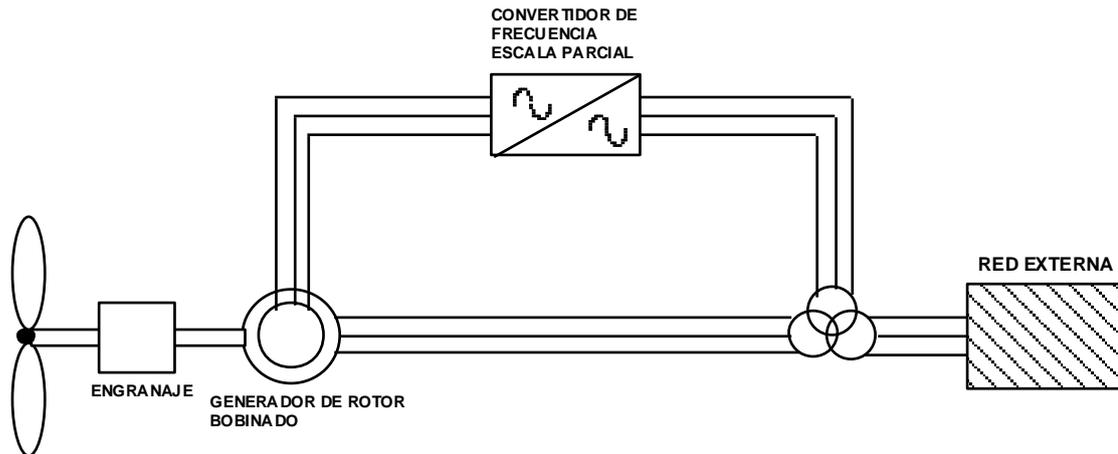


Figura 3.5 Turbina eólica de velocidad variable con convertidor de frecuencia a escala parcial. Tipo C

3.3.1.4 Turbina Eólica (TE) de velocidad variable con convertidor de frecuencia a escala total. Tipo D

Esta configuración corresponde a la turbina eólica de velocidad totalmente variable, con el generador conectado a la red a través de un convertidor de frecuencia a escala total. El convertidor de frecuencia desarrolla la compensación de potencia reactiva y la conexión atenuada y controlada a la red.

El generador puede ser del tipo síncrono WRSG, (wound rotor synchronous generator) o del tipo generador inducción de rotor bobinado WRIG (wound rotor induction generator), e incluso un generador síncrono de imanes permanentes PMSG (permanent magnet synchronous generator).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Esta configuración ha sido desarrollada por las compañías europeas Enercon, Made y Lagerwey.

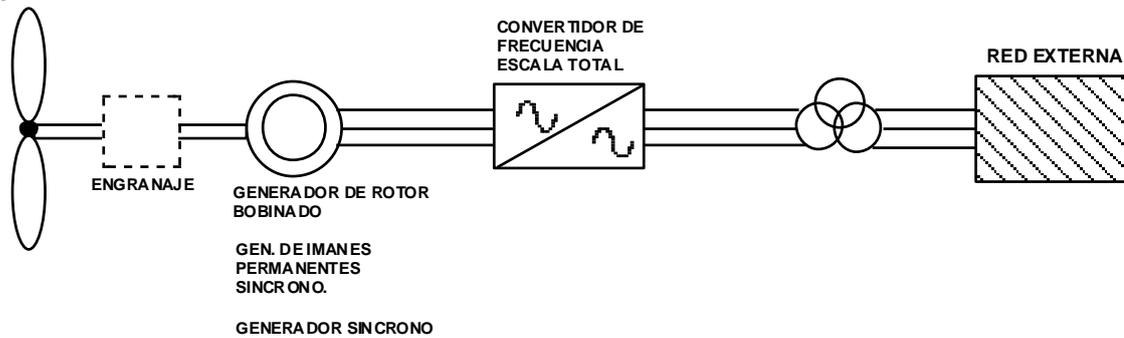


Figura 3.6 Turbina eólica de velocidad variable con convertidor de frecuencia a escala total. Tipo D

Hoy en día el aerogenerador más utilizado es el de turbina eólica de Turbina Eólica (TE) de velocidad variable, con generador de doble alimentación inductivo –DFIG-, y control de potencia “pitch”, es decir el anterior nombrado tipo C.

En el Ecuador, a la fecha, se tiene como referencia dos proyectos eólicos uno de los cuales se ubica en la provincia insular de Galápagos denominado San Cristóbal desde el año 2007 está en operación, y consta de tres turbinas MADE modelo AE-59 de 800 kW cada una de procedencia española del fabricante GAMESA, como características principales se tiene, clase III-A, turbina de velocidad variable, generador síncrono de excitación magnética permanente, sistema de paso variable independiente por pala, freno mecánico y eléctrico mediante acumuladores. Conexión a red a través de convertidor 100% potencia.

En el caso del otro proyecto el parque eólico Villonaco en la provincia de Loja, a la fecha que se escribe este documento, está en plena construcción, estará



UNIVERSIDAD DE CUENCA

constituido de 11 aerogeneradores de 1500 kW cada uno, las características en resumen son las siguientes: Marca Goldwind, procedencia China, clase I-A, turbina de velocidad variable, generador síncrono de excitación magnética permanente, sistema de paso (pitch control) variable independiente por pala, freno electromagnético. Conexión a red a través de convertidor 100% de potencia, y acoplamiento directo de generador a rotor, es decir sin caja de engranajes (gear box).

3.4 Parque Eólico

Un parque eólico (o granja eólica) es una agrupación de aerogeneradores que se utilizan generalmente para la producción de energía eléctrica. Los parques eólicos se pueden situar en tierra (onshore), o en el mar (offshore).

El número de aerogeneradores que componen un parque es muy variable, y depende fundamentalmente de la superficie disponible y de las características del viento en el emplazamiento (Burton, David, & Bossanyi, 2001). Antes de montar un parque eólico se estudia el viento en el emplazamiento elegido durante un tiempo que suele ser superior a un año. Para ello se instalan veletas y anemómetros. Con los datos recogidos se traza una rosa de los vientos que indica las direcciones predominantes del viento y su velocidad.

Un parque eólico está compuesto por los siguientes elementos:

- Aerogeneradores

Los aerogeneradores, explicados ya en la sección anterior, consisten de un conjunto de turbina, caja de engranajes multiplicadora y generador, situados en la parte superior de una torre, generalmente de acero, cimentada en una zapata de hormigón armado.

- Subestación transformadora



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Esta estructura incluye el edificio de control y aparataje eléctrico del parque eólico. La superficie normal de afección es de unos 1.000 m².

- Canalizaciones eléctricas que unen todos los aerogeneradores con la subestación transformadora

Las zanjas de canalización eléctrica conectarán unos aerogeneradores con otros mediante cableado subterráneo, y todos ellos con la subestación del parque eólico. Normalmente se realizan de forma paralela a las vías de acceso, de los que partirán ramales a los distintos aerogeneradores. De esta manera, al discurrir paralelos a los caminos se minimiza la afección producida por esta estructura.

- Línea eléctrica de evacuación

Los parques eólicos evacuan su energía mediante una línea aérea de alta tensión. En Europa generalmente la potencia máxima se evacua a 66 kV, aunque existen parques eólicos que evacuan a 132 kV como en el caso de Argentina, 230 kV en Costa Rica y de 138 kV en Brasil. En el caso del Ecuador, el proyecto eólico San Cristóbal (Galápagos) evacua a 13,8 kV desde la subestación Tropezón a Puerto Baquerizo Moreno, mientras que el parque eólico Villonaco (Loja) lo hará a 34,5 kV.

- Infraestructura vial de acceso y al interior del parque

Generalmente se trata de aprovechar, en la medida de lo posible, las vías ya existentes, en las cuales se realizan correcciones de curvas y de firmeza de estructura de calzada.

En los casos en los que hay la necesidad de construir nuevas vías, el criterio en la construcción es el de aprovechar las zonas de menor riesgo geomorfológico (las de menor pendiente), para minimizar el impacto sobre los elementos del medio.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Cuando la instalación de los aerogeneradores y el resto de los elementos está concluida, se procede a la recuperación de zonas afectadas, reponiendo la tierra vegetal y procediendo a una siembra de especies vegetales que se adecuen a esa zona, tal y como se describe en los Programas de Restauración o Planes de Manejo Ambiental incluidos en los Proyectos constructivos.

En la fase de funcionamiento, todas las vías existentes se utilizan únicamente para el acceso de los servicios de mantenimiento y vigilancia ambiental.

- Plataformas de montaje

Las plataformas se construyen con el único fin de realizar el montaje de los aerogeneradores. Posteriormente sólo serán necesarias para la realización de grandes mantenimientos, como cambiar una pala de un aerogenerador.

3.5 Control de frecuencia

En los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), la frecuencia es un indicador del balance o desbalance entre la producción y el consumo. En la operación normal de un SEP, la frecuencia a la que opera debe estar muy cercana a su valor nominal.

En frecuencia nominal (f_n), tanto en la producción, como en la demanda (o consumo), incluyendo pérdidas en la transmisión y distribución, se dice que están en balance cuando la frecuencia en que operan es muy cercana a f_n . Si la frecuencia de operación (f_o), cumple que $f_o < f_n$; entonces el consumo es superior a la producción. En cambio si $f_o > f_n$ la producción es mayor que el consumo. El siguiente gráfico expone la relación descrita anteriormente.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

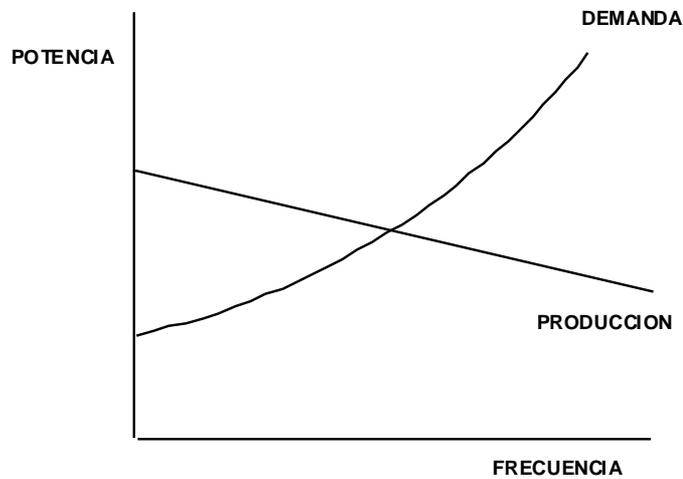


Figura 3.7 Condición de estabilidad de la potencia y demanda en la frecuencia

Partiendo de la condición de equilibrio de potencia (en f_n), cualquier disturbio que altere esta condición inmediatamente debe ser controlado; por ejemplo, la salida de una planta generadora o la entrada de una carga muy grande, debe activar la entrada de las llamadas reservas primarias o instantáneas para solventar esta situación manteniendo la frecuencia en un valor muy próximo al valor nominal. En orden de velocidad de respuesta pero bajo el mismo principio se tiene las llamadas reservas secundarias o rápidas y finalmente las reservas lentas o terciarias. A continuación se describen los distintos niveles de los llamados controles de frecuencia o también controles de potencia-frecuencia.

El control primario de frecuencia se utiliza para mantener a este parámetro dentro de los límites permitidos. El control primario se activa automáticamente si la frecuencia fluctúa y se supone que debe estar plenamente activado cuando se alcanza el máximo valor permitido.

Si hay una brusca perturbación en el equilibrio entre la producción y el consumo en el SEP, por ejemplo, por la pérdida de una planta generadora o



UNIVERSIDAD DE CUENCA

una carga grande, las reservas principales (también llamadas reservas de perturbación o reservas instantáneas) se utilizan para hacer frente a esta contingencia. La reserva primaria consta de potencia activa y reactiva suministrada al SEP.

La siguiente figura muestra la activación de las reservas y la frecuencia del sistema como una función del tiempo, en una situación donde una gran central eléctrica se desconecta del sistema de potencia. El tiempo de activación de la reserva se divide en la reserva primaria, secundaria (o reserva rápida) y la reserva a largo plazo (o terciaria).

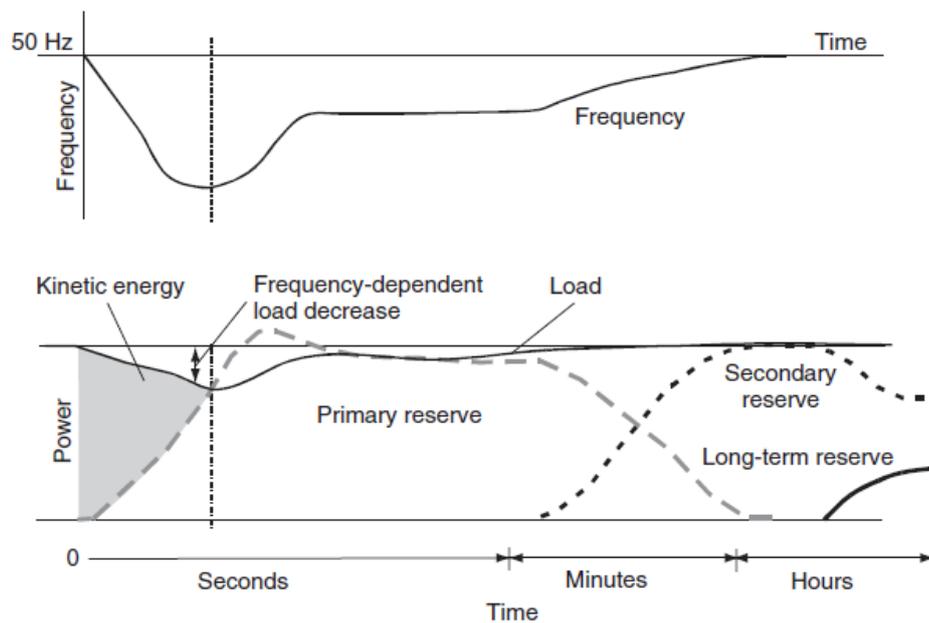


Figura 3.8 Activación de la potencia de reserva y la frecuencia del SEP como una función del tiempo, en una situación donde se ha desconectado del sistema una planta generadora grande (Ackermann, 2005)



UNIVERSIDAD DE CUENCA

3.5.1 Control Integral para restablecimiento de la frecuencia, pos-contingencia

Como se ha visto, el control primario de frecuencia intenta reducir el efecto de cambiar la carga, mediante pequeños desplazamientos respecto del valor nominal de la frecuencia.

Este desplazamiento (offset), es el resultado de las características individuales de cada uno de los controladores, en general: un decrecimiento o caída de frecuencia provoca un incremento en la potencia generada.

El control primario es rápido, su tiempo de actuación se sitúa entre los 2 a 3 segundos después de haberse producido un disturbio o sea después que se ha abandonado la situación de balance entre la potencia producida y la demanda.

El tiempo de retraso está determinado por la configuración del controlador y el tiempo de actuación del sistema inyector de combustible del(os) productor(es).

Para afrontar de manera más fácil el efecto de la caída de frecuencia, el reparto de la potencia se realiza sobre varias unidades generadoras.

Al mismo tiempo y con el fin de mantener y gestionar el nivel de tensión durante disturbios, en el SEP se asignan a algunas plantas generadoras para las reservas de reactivos. Estas reservas se utilizan principalmente como primarias, con el fin de garantizar que el nivel de tensión del sistema eléctrico se mantenga estable durante las perturbaciones que se pudieran dar.

La gestión de nivel de voltaje tiene el objetivo de prevenir la tensión mínima y sobretensiones en el sistema de potencia y para minimizar pérdidas en la



UNIVERSIDAD DE CUENCA

red. La gestión de nivel de tensión también garantiza que los puntos de conexión de los clientes tengan la tensión que se acordó en los contratos.

3.6 Conmutación de la granja eólica a la red eléctrica

La conmutación o integración de la potencia eléctrica de origen eólico está relacionado con la introducción en un SEP de fluctuaciones propias de la naturaleza de la energía eólica e incluso con la introducción de tipos relativamente nuevos de generadores de inducción por ejemplo los llamados doblemente alimentados, que se utilizan en las turbinas de viento pero no son de uso común en los sistemas tradicionales(Pierik, 2002).

El desafío fundamental con respecto a la integración en la red, de la energía eólica consiste principalmente en dos aspectos:

- ¿Cómo mantener un nivel de tensión aceptable para todos los consumidores dentro de un sistema eléctrico de potencia? Con la condición que los clientes deben ser capaces de seguir utilizando el mismo tipo de aparatos que están acostumbrados.
- ¿Cómo mantener el equilibrio de potencia del sistema?, es decir, ¿cómo puede la producción de energía eólica y otras unidades de generación continua satisfacer las necesidades de los consumidores?

En el siguiente circuito se muestra simplificada la integración de la energía eólica a una red eléctrica:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

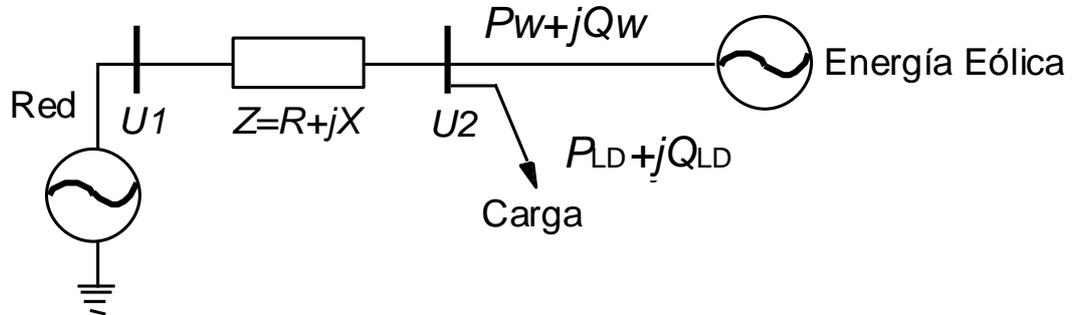


Figura 3.9 Diagrama simplificado que representa la conexión de la generación eólica a una red eléctrica

En donde U_1 , U_2 es el voltaje línea a línea en los extremos de la impedancia Z ; P_w y Q_w es la potencia activa y reactiva de origen eólico, y finalmente P_{LD} y Q_{LD} se refieren en su orden a la potencia activa y reactiva de la carga. En el caso de Z esta pudiera representar a una línea de transmisión.

El análisis de la integración de la energía eólica a una red eléctrica se inicia al considerar que la caída de tensión en la impedancia Z puede ser calculada como sigue:

$$U_1 - U_2 = \sqrt{3}IZ \quad (3.3)$$

Al cambiar la producción de potencia eólica, causaría cambios en la corriente a través de la impedancia Z ; a su vez las variaciones que sufra la corriente provocará cambio en el voltaje U_2 a través de la impedancia Z .

Se tiene que la red eléctrica puede ser representada por una fuente de tensión U_1 , y la potencia de cortocircuito S_k , en el punto de conexión de la energía eólica puede ser considerado como:

$$S_k = \frac{U_1^2}{Z^*}$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En el caso que Z , tenga un valor alto, S_k en cambio será pequeña, no habrá un lugar para la granja eólica. En cambio en el caso que Z sea pequeña en una red eléctrica robusta, S_k tendrá un valor elevado.

El voltaje U_2 puede ser determinado a través de la siguiente ecuación:

$$U_2 = \left\{ -\frac{2a_1 - U_i^2}{2} + \left[\left(\frac{2a_1 - U_i^2}{3} \right)^2 - (a_1^2 - a_2^2) \right]^{\frac{1}{2}} \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (3.4)$$

En donde:

$$a_1 = -R(P_w - P_{LD}) - X(Q_w - Q_{LD})$$

$$a_2 = -X(P_w - P_{LD}) - R(Q_w - Q_{LD})$$

Como se puede apreciar en la ecuación 3.4, la tensión U_2 va a ser afectada de manera decisiva por la potencia reactiva de la generación eólica Q_w , de manera que el impacto de Q_w sobre U_2 , depende de la carga local y la impedancia Z hacia red eléctrica.

La forma como se gestione la energía reactiva en la turbina eólica viene determinado por lo distintos generadores que se pueden aplicar en la granja eólica, por ejemplo:

En el caso de un generador asíncrono de inducción, que consume energía reactiva, la cantidad de ésta no es controlable. El consumo de reactivos es compensado parcialmente por los bancos de capacitores que se puedan colocar. El voltaje puede ser controlado o cambiado al variar el número de capacitores conectados.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En el caso de generadores síncronos y convertidores, tanto la generación de reactivos como el consumo de los mismos, pueden ser controlados, beneficiando también el control de voltaje.

3.7 Control de voltaje

3.8 Maniobras en caso de falla

En el caso de una falla en la red de distribución, la recomendación general es la desconexión del o de los generadores eólicos. Sin embargo, esto no es aplicable a los grandes parques eólicos. Por ejemplo, en el caso de una falla en el sistema, la desconexión inmediata de grandes parques eólicos pondría una carga adicional al sistema ya con problemas.

Después de los trastornos graves, puede suceder que se desconecte varias líneas de transmisión y parte del sistema puede ser aislado (o reducido a islas) y puede darse un desequilibrio entre la producción y el consumo de esa parte de la red. Como regla general, actualmente se tiene que los parques eólicos no están obligados a desconectarse, siempre y cuando no rebasen determinados límites de tensión y frecuencia, la normativa y regulaciones para esto, están en desarrollo no habiendo hasta la presente fecha una estandarización internacional al respecto (Matevosyan & Bolik, 2005).

Altas corrientes de corto-circuito, tensión mínima y sobretensiones durante y después de la falla también pueden dañar las turbinas eólicas y sus equipos asociados. Por tanto, el sistema de protección (a relé), de la granja eólica debe ser diseñado para alcanzar dos objetivos:

1. Cumplir con los requisitos para el funcionamiento normal de la red, y el respaldo a la misma durante y después de la falla;



UNIVERSIDAD DE CUENCA

2. Garantizar que los parques eólicos no sufran daños por impactos procedentes de fallas en la red.

3.9 Efectos de la conexión de parques eólicos a la red eléctrica

En general, tanto la producción como el consumo (demanda eléctrica), ocasionan un conjunto de efectos no deseados en la red. En el caso de la energía eólica estos efectos son aún más significativos dado el carácter variable de la producción de la energía eólica. Esto va a ser incrementado dependiendo de la potencia y del número de aerogeneradores. Todos estos efectos se ven reflejados en la denominada calidad de la energía (Burton, David, & Bossanyi, 2001).

“Calidad de la energía” es el término utilizado para describir cómo se entrega ésta a los clientes para que los equipos de consumo funcionen correctamente. Es una medida que, aunque efectuada por la operación está centrada en el cliente, permite valorar la administración de las redes de transmisión y distribución. Los parámetros sobre los que se basa son la corriente, el voltaje y la frecuencia. Y según como se desvíen los valores especificados se tendrá: a) transitorios y variaciones de corta duración, por ejemplo, “sags o swells” de voltaje; b) distorsiones de la forma de onda a largo plazo, por ejemplo, los armónicos o desbalanceamiento y finalmente c) las interrupciones de suministro que son consideradas generalmente más como cuestiones de fiabilidad de la red que de calidad de la energía.

Toda la problemática de la calidad de la energía es de particular importancia para las turbinas eólicas. Por ejemplo, en un sistema con unidades individuales grandes, digamos de hasta 2 MW, que estén alimentando a



UNIVERSIDAD DE CUENCA

circuitos de distribución con altas impedancias de fuente, y al mismo tiempo con clientes conectados muy cerca.

Para turbinas eólicas de velocidad variable, que además utilizan convertidores electrónicos, los armónicos y en general la distorsión de la forma de onda de la tensión de la red deben ser considerados cuidadosamente, mientras que la conexión de turbinas de velocidad fija a la red deben ser administrados con el cuidado de evitar excesivos transitorios de voltaje.

Durante la operación normal de las turbinas de viento se va a producir una potencia de salida variable continua. Las variaciones de energía son principalmente causadas por los efectos de la turbulencia, la “cizalladura del viento”¹⁴, la sombra de la torre, y el funcionamiento de los sistemas de control. Estos efectos conducen a las pulsaciones periódicas de energía en la frecuencia con que pasan las aspas de la torre (por lo general alrededor de 1 Hz para una gran turbina), que se superponen a las más lentas variaciones provocadas por los cambios en la velocidad del viento. También puede haber variaciones de potencia de mayor frecuencia (en pocos Hz) causada por la dinámica de la turbina.

La operación variable de la velocidad del rotor tiene la ventaja de que muchas de los cambios rápidos de la potencia no se transmiten a la red, pero se atenúan por la acción del volante de inercia del rotor. Sin embargo, la operación a velocidad fija y con un mínimo de deslizamiento del generador de inducción, dará lugar a variaciones cíclicas en potencia de salida y por lo tanto, de tensión de la red.

¹⁴La **cizalladura del viento** es la diferencia en la velocidad del viento o su dirección entre dos puntos en la atmósfera terrestre. Dependiendo de si los dos puntos están a diferentes altitudes o en diferentes localizaciones geográficas, la cizalladura puede ser vertical u horizontal.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Es esencial que las turbinas de viento no degraden la calidad de la energía de la red de distribución, de lo contrario, el permiso de su conexión u operación continua será rechazado por la empresa de distribución.

La especial importancia de la influencia de las turbinas de viento en la calidad de la energía ha sido reconocida en la creación de una norma internacional (IEC, 61400-21). Se enumeran los siguientes parámetros como relevantes para caracterizar la calidad de la energía de una turbina de viento:

- Valores nominales de P_n , Q_n , S_n , U_n e I_n ;
- Máxima potencia permitida P_{mc} (promedio en 10 minutos);
- Máxima potencia medida P_{60} (promedio en 60 segundos), y P_{0-2} (promedio a 0,2 segundos);
- Potencia Reactiva, Q , como una función de la potencia activa, tomados valores promedios en 10 minutos;
- Coeficiente de flicker $C(\Psi_k, V_a)$ para operación continua, como una función de la red basada en: el ángulo de fase de la impedancia Ψ_k y la velocidad promedio anual del viento V_a .
- Número máximo de operaciones especificadas de conmutación de la turbina eólica en un periodo de 10 minutos, N_{10} , y periodo de 2 horas, N_{120} ;



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Factor de paso de flicker $K_f(\Psi_k)$, y factor de cambio de voltaje $K_u(\Psi_k)$, para operaciones de conmutación especificadas de la turbina eólica como función del ángulo de fase de la impedancia Ψ_k ;
- Corrientes armónicas máximas, I_h , en operación continua, en un promedio dado de 10 minutos para obtener los datos por cada armónica hasta la 50 VA.

A continuación se describe brevemente cada uno de los efectos que se producen en una red eléctrica, teniendo en cuenta que éstos involucran a veces más de uno de los parámetros que caracterizan la calidad de la energía. Posteriormente se trabajará sobre los mismos, primero a través de la modelación matemática, luego en su cuantificación y los métodos desarrollados para el efecto, como paso previo a la simulación de un sistema completo. Este proceso de modelación-simulación constituye la parte más importante de la presente tesis.

Entre los principales efectos que se producen en una red eléctrica debido a la conexión con fuentes de energía de origen eólico se tiene:

- Flicker de voltaje;
- Armónicos de corriente y voltaje.
- Variaciones de Voltaje
- Flujo de potencia inversos
- Niveles de falla
- Capacidad térmica
- Transitorios por conexión y desconexión
- Protecciones



UNIVERSIDAD DE CUENCA

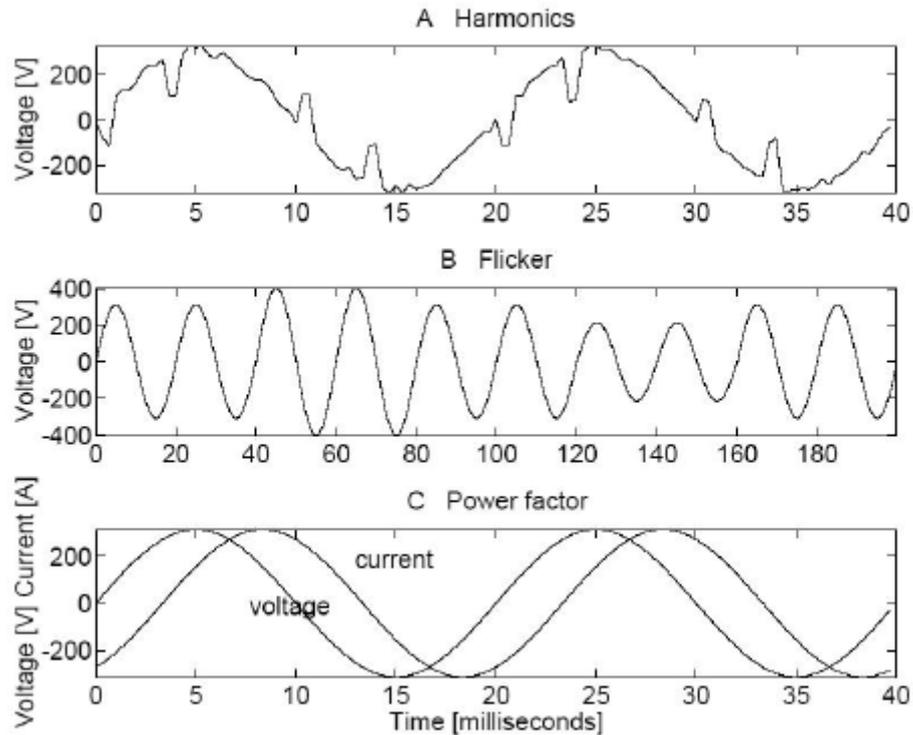


Figura 3.10 Efectos principales de la calidad de la potencia – energía en la red eléctrica, debido: A) Armónicos, B) Flicker de voltaje y C) Factor de potencia (Burton, David, & Bossanyi, 2001).

3.9.1 Armónicos

Son fenómenos asociados a la distorsión de la onda básica sinusoidal, que en el caso de la red eléctrica se supone pura en una situación ideal. Dependiendo del orden del armónico se tendrá la correspondiente distorsión y consecuentemente el efecto eléctrico en cada equipo eléctrico sensible al mismo.

Cargas como: lámparas fluorescentes, variadores de velocidad, rectificadores de potencia, hornos de arco, etc., introducen armónicos que distorsionan la forma de onda del voltaje. También los armónicos pueden ser producidos por



UNIVERSIDAD DE CUENCA

inversores acoplados en esquemas de generación embebida que utilicen por ejemplo celdas fotovoltaicas, o máquinas generadoras que utilicen convertidores electrónicos de potencia para acoplarse a la red. Los niveles límite de armónicos que las cargas y los generadores pueden introducir a la red son especificados especialmente para cada caso.

Todos los armónicos causan incrementos de la corriente y posible destrucción por sobrecalentamiento tanto de los capacitores, así como la reducción de la impedancia capacitiva en proporción al incremento de la frecuencia. Los armónicos de orden 3 y sus múltiplos están en fase en un sistema de red trifásica balanceada, y no pueden cancelarse entre sí, haciendo que circule una corriente en los devanados en delta de los transformadores, con el posible sobrecalentamiento de estos elementos (Chang, Xu, & Ribeiro, 2005). Los armónicos de orden aún mayor pueden incrementar el ruido en circuitos de sistemas telefónicos analógicos.

Por otra parte, armónicos de orden inferior pueden ser producidos por cargas altamente distorsionantes filtradas a través de convertidores de frecuencia basados en la tecnología de tiristores o similares. La característica para éstos es que se da una conmutación en cada medio periodo, pudiendo generar una gran cantidad de armónicos de bajo orden.

Sin embargo, no existe ningún procedimiento estandarizado para la medición de armónicos de las máquinas de inducción, y por otra parte no hay ningún caso conocido de molestias reportadas por armónicos de los clientes o daños de equipos como resultado de las emisiones de armónicos de las turbinas eólicas. Según la norma IEC 61400-21 no se requieren mediciones de las emisiones de armónicos en turbinas eólicas (Tande, 2005).



3.9.2 Flicker de voltaje

El flicker de voltaje describe las variaciones dinámicas en el voltaje de una red, el cual puede tener como causa a las turbinas eólicas o cargas variables. El origen del término es el efecto de las variaciones de voltaje sobre el brillo de las luminarias incandescentes y su consecuente percepción por los usuarios. La sensibilidad de la visión humana frente a estas variaciones de luz, se sitúa en un rango de 10Hz de las variaciones de voltaje, según se ha probado experimentalmente (Burton et al, 2001). La siguiente figura muestra el nivel de las variaciones de voltaje visible para el ojo humano

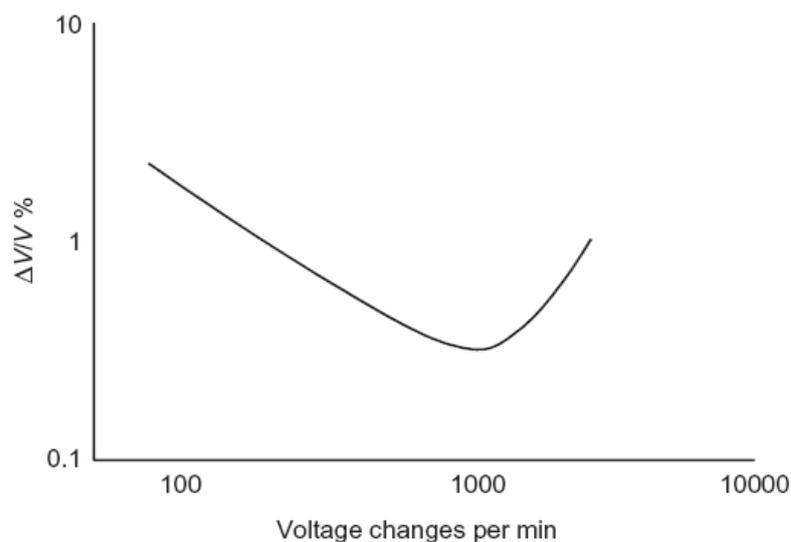


Figura 3.11 Influencia de la frecuencia en la perceptibilidad de los cambios sinusoidales de voltaje (Burton, David, & Bossanyi, 2001)

Sin embargo, la evaluación del efecto flicker de voltaje es usado para caracterizar las variaciones transitorias de voltaje, siendo de considerable importancia para la generación eólica embebida, la cual podría presentarse en los siguientes casos: 1) cuando se utilizan plantas relativamente grandes que funcionan de manera individual, 2) plantas que pueden arrancar y detenerse



UNIVERSIDAD DE CUENCA

frecuentemente, 3) sujetas a variaciones desde las fuentes de energía primaria, como el viento.

En el caso de sistemas eólicos de velocidad constante, las variaciones aerodinámicas de la energía primaria son inmediatamente reflejadas en variaciones de potencia eléctrica.

En cambio, en el caso de sistemas de velocidad variable, la relación instantánea entre las fluctuaciones del viento y la potencia eléctrica de salida, son menos directas. Para suministrar más potencia eléctrica, el sistema primero incrementa su velocidad, atenuando las variaciones de potencia de salida considerablemente.

Los parámetros que sirven para cuantificar el flicker son: 1) coeficiente de flicker y 2) factor flicker de paso.

Coeficiente de Flicker: es una medida normalizada de la emisión máxima de parpadeo o flicker (al 99^a percentil) de una turbina eólica en operación continua, y viene determinada por la siguiente expresión, especificada en la norma IEC 61000-4-15 (IEC, 1997):

$$c(\psi_k, v_a) = P_{st} \frac{S_k}{S_n} \quad (3.5)$$

Dónde:

- P_{st} es la emisión de flicker de la turbina eólica
- S_n es la potencia aparente nominal de la TE.
- S_k , es potencia aparente de corto circuito de la red.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

El coeficiente de flicker viene dado por el 99^a percentil para valores específicos del ángulo de fase de la impedancia de la red (30°, 50°, 70° y 85°) y el promedio anual de la velocidad del viento (6 m/s, 7.5 m/s, 8.5 m/s and 10 m/s).

En el caso de las turbinas de velocidad variable, la expectativa es que el coeficiente de flicker sea más bien bajo, en cambio en el caso de turbinas de velocidad fija, se espera que sea entre medio y alto.

El factor flicker de paso, se evalúa con la siguiente fórmula que está expuesta en la norma ya antes citada:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \frac{S_k}{S_n} P_{st} T_p^{0.31} \quad (3.6)$$

Dónde:

- T_p , es la duración de la variación del voltaje debido a la operación de conmutación;
- P_{st} es la emisión de flicker de la turbina eólica;
- S_n es la potencia aparente nominal de la TE.
- S_k , es potencia aparente de corto circuito de la red.

El factor de flicker de paso viene dado para los valores específicos del ángulo de fase de la impedancia de la red (30°, 50°, 70° y 85°) y así mismo para tipos específicos de maniobras.

Al igual que el anterior, en el caso de las TEs de velocidad variable este factor será más bien bajo, al contrario de las turbinas de velocidad fija que se espera sea entre medio y alto.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

3.9.3 Variaciones de Voltaje

Los flujos de potencia a lo largo de los alimentadores y también de las cargas, van a crear una caída de voltaje entre la planta generadora y la carga. En el caso de que un generador conectado a una red de distribución ocasione un flujo inverso, habrá un incremento local del voltaje en la ubicación del generador y de la carga.

A nivel de transmisión, la reactancia (X), es mucho más grande que la resistencia (R), y por tanto el voltaje dependerá del flujo de potencia reactiva.

En cambio, en la red de distribución, donde R puede ser comparable e incluso sobrepasar a X , el crecimiento del voltaje va a estar influenciado por ambos flujos de potencia, activa y reactiva. De ahí que, la relativamente alta resistencia de las líneas de distribución en los extremos de las mismas, puede restringir la salida del flujo de potencia reactivo desde un “generador distribuido” (GD) por las excesivas variaciones de voltaje.

El número de generadores en conmutación es otro factor determinante en las variaciones de voltaje, a continuación se listan los casos más relevantes:

- Arranque de la turbina eólica en velocidad de viento de corte;
- Arranque de la turbina eólica en velocidad de viento “nominal” (al diseño particular, se entiende);
- Maniobras de conmutación con al menos un generador de bobinas múltiples.

El factor de cambio de voltaje es aquella medida normalizada de la variación de tensión causada por la simple operación de conmutación de una turbina eólica, y viene dado por la siguiente expresión:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \frac{U_{max} - U_{min}}{U_n} \frac{S_k}{S_n} \quad (3.7)$$

Dónde:

- U_{min} y U_{max} son el mínimo y máximo voltaje en valor RMS, fase neutro previsto a la maniobra;
- U_n es el voltaje nominal fase – fase;
- S_n es la potencia aparente nominal de la TE.
- S_k , es potencia aparente de corto circuito de la red.

El factor de cambio de voltaje viene dado para los valores específicos del ángulo de fase de la impedancia de la red (30° , 50° , 70° y 85°) y así mismo para específicas de maniobras de conmutación.

El factor de cambio de voltaje, k_u de disrupción es similar a su similar de corriente k_i , siendo esta la relación entre la máxima corriente de disrupción y la promedio, aunque k_u sea una función del ángulo de fase de la impedancia de la red. En valores numéricos k_u será cercano a k_i .

En el caso de las turbinas de velocidad variable este factor será más bien muy bajo, al contrario de las turbinas de velocidad fija que se espera sea medio.

3.9.4 Flujos de Potencia Inversos

En las redes convencionales comúnmente se tiene que la potencia fluye desde los sistemas de alto voltaje a los de baja tensión, no siendo este el caso de la generación distribuida, ya que en algunos esquemas de generación embebida se dan los casos de los llamados flujos de potencia inversos. Por ejemplo si un generador da más energía a la red que toda la demanda de las cargas, este



UNIVERSIDAD DE CUENCA

exceso de potencia sería revertido a la red de alta tensión a través de los transformadores.

El primer inconveniente que se encuentra para esta forma de operar en los transformadores de distribución tiene que ver con el hecho que la calibración de los taps se realiza en el lado de baja tensión por la regulación de voltaje. La cuestión crítica es el tipo de sistema de control de voltaje que se utiliza para operar estos conmutadores. La mayoría de los sistemas de control de uso común de tensión funcionan bien con los flujos de corriente inversa, pero hay problemas con algunos regímenes. Este problema ha sido superado a través de dispositivos de control de voltaje que han sido desarrollados para el efecto (Jarrett, Hedgecock, Gregory, & Warham, 2004).

3.9.5 Fallos

En el caso de un fallo de cortocircuito en la red, todos los productores contribuirán a las corrientes de falla. En consecuencia, las maniobras de conmutación de parte del operador de la red de distribución y del generador distribuido, deberán ser evaluadas para soportar los efectos de la red combinada, así como las corrientes de falla del generador distribuido. Al encontrarse el punto de conexión más alejada de la red de transmisión, la impedancia que interviene, va a aumentar, y el fallo de la red contribuirá a la falla. Cuando la conexión de la generación distribuida aumente los niveles de la falla más allá de la calificación de los actuales el operador de la red de distribución a través de la conmutación deberá reemplazar a esa unidad, (Kiprakis, Harrison, & Wallace, 2003).

Los niveles de error en la percepción de la falla también se ven afectados por el tipo de máquinas que utilizan los agentes generadores. Hay dos categorías básicas de máquinas asíncronas o de inducción: a) las máquinas de inducción de jaula de ardilla (SCIM), que a su vez se clasifican en dos subtipos de



UNIVERSIDAD DE CUENCA

velocidad constante y de velocidad variable. b) Maquinas de inducción de rotor devanado también llamadas máquinas de inducción de doble alimentación. En estas 2 últimas (la SCIM de velocidad variable y la máquina de inducción de doble alimentación) hay un convertidor entre la turbina y la carga. Y la producción de energía eléctrica puede ser mantenida automáticamente según el nivel de error que se origine en la comparación de la salida y la referencia que puede ser el valor de la red a la que se conecta.

En contraste no se puede hacer esto, en aquella con el motor de inducción a velocidad constante, en donde no hay ningún convertidor con el fin de controlar el nivel de falla (Jarrett, Hedgecock, Gregory, & Warham, 2004)

3.9.6 Estabilidad Transitoria

La capacidad de los generadores distribuidos de permanecer conectados a la red en condiciones transitorias, situación provocada por los cambios de carga o de la configuración de la red, depende de: a) la topografía de la red, b) la naturaleza de la perturbación y c) las características del generador distribuido (Eping, Stenzel, Poller, & Muller, 2007), en el caso que la granja eólica esté funcionando así.

Durante aquellas condiciones transitorias en las que la estabilidad de la red se reduce, algunos Generadores distribuidos (GD), pueden incluso aportar para el restablecimiento de las condiciones estables. Por lo que resulta mutuamente beneficioso para el operador de la red de distribución y el agente generador que la planta permanezca conectado. En caso contrario ambos serán desconectados.

“En tanto que el aumento del nivel de penetración de la GD, (basado sobre todo en las energías renovables), que desplace a la “gran planta térmica”



UNIVERSIDAD DE CUENCA

misma que garantiza la estabilidad, no se dé, no es motivo de preocupación”, (Kiprakis, Harrison, & Wallace, 2003).

3.9.7 Protecciones

Por lo general, el funcionamiento de la red de distribución es fuerte y fiable, por la disposición y la coordinación de los dispositivos de protección en las fuentes de energía, en los puntos de conmutación y en las cargas. Esto garantiza la integridad y la seguridad del suministro a los consumidores sobre la base del funcionamiento “tradicional” de la red.

Las protecciones de los sistemas se han diseñado y coordinado en gran medida para el flujo unidireccional, y en el caso de la generación distribuida (que es el caso de la generación eólica), es necesaria la previsión de los flujos de corrientes bidireccionales que pudieran poner en riesgo el funcionamiento llevando a la inestabilidad (Kiprakis, Harrison, & Wallace, 2003).

Mientras que la configuración se puede ajustar de manera que la protección sea eficaz durante la operación de la GD, también debe ser, cuando esté apagado. Y como se dijo antes, además es necesario que el excedente de potencia producido por el GD pueda ser exportado a un nivel de más alta tensión (flujo inverso de potencia), esto aparte de la adecuada protección, implica a la capacidad térmica de conductores, transformadores, equipamiento de control y protección. Por lo que la adecuada disposición de la protección en los generadores distribuidos debe ser evaluada en cada caso particular.

Operativamente, la protección de la granja eólica tiene las siguientes características:

La protección eléctrica de los aerogeneradores y parques eólicos sigue los mismo principios generales que se aplican a cualquier planta eléctrica (Burton, Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

David, & Bossanyi, 2001), pero hay dos diferencias significativas. Debido a que los parques eólicos son frecuentemente conectados a la periferia del sistema de potencia, es común encontrar que las corrientes de falla debidas a los flujos en caso de fallo de aislamiento son bastante pequeñas. Aunque es algo deseable desde el punto de vista de la reducción de riesgos, esta falta de corriente puede suponer dificultades significativas para la detección rápida y fiable de las fallas. En particular, en algunos diseños que utilicen fusibles de alta tensión, estos se basan en la energía dentro del arco para su correcta operación. Por consiguiente, no podrán actuar para interrumpir corrientes de falla pequeñas cuando la energía del arco es baja.

En segundo lugar, los aerogeneradores de velocidad fija, utilizan máquinas de inducción, y los de velocidad variable, están interconectados a la red a través de convertidores de voltaje. Ni los generadores de inducción, ni los convertidores de voltaje son fuentes confiables de corrientes de falla, de manera que sobre los relés sensores de voltaje o frecuencia, recae obligadamente la necesidad de detectar condiciones anormales provenientes de los generadores de las turbinas eólicas.

La protección de un parque eólico tiene muchas similitudes con la protección de una gran carga industrial equipada con motores, que pueden retroalimentar a la red con efectos no deseables para la misma. De manera análoga en el caso de un parque eólico, este puede ser considerado como un conjunto de maquinaria industrial, en el que se observará que las tensiones entre terminales y la frecuencia de las máquinas eléctricas están determinadas por las condiciones de la red. La red de distribución proporciona una fuente fiable de fallos actual que puede ser utilizada para detectar fallas de aislamiento, aunque también existe la posibilidad que las máquinas de rotación participen en la corriente de fallo de la red.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Por último, existe el peligro que la granja eólica genere prolongadamente voltajes o frecuencias anormales, desconectándose del resto del sistema eléctrico. Este efecto en inglés es llamada “islanding”, que vendría a ser, al mismo tiempo, aislarse y separarse (Burton, David, & Bossanyi, 2001).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Capítulo 4.- Simulación de la integración del proyecto de generación eólico Huascachaca ala red de transmisión ecuatoriana

4.1 Reseña histórica

En 1978 el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) identifica la zona de Minas de Huascachaca y su potencial eólico con miras a ser utilizado en generación eléctrica.

El proyecto se encuentra ubicado a 84 km. al sureste de la ciudad de Cuenca, entre las provincias de Azuay y Loja, entre los cantones Santa Isabel y Saraguro, en una zona árida, con caminos de tierra y escasa vegetación.

En el mismo año se instalaron en el sitio tres torres de medición de velocidad y dirección de viento. Una de 26 m. de altura con anemómetros colocados a 15 y 26 m. en el sitio de Minas de Huascachaca, una segunda torre similar a la anterior en el camino hacia Yúlug y finalmente una torre de 40 m. en el sitio denominado Uchucay con anemómetros a 20, 30 y 40 m. Cada una de las torres tiene una veleta ubicada en su extremo superior.

Así mismo se han seleccionado tres lugares para instalar filas de turbinas en forma perpendicular a la dirección del viento. La separación entre torres es de 2.4 veces el diámetro y entre filas sobre 10 veces el diámetro.

Ubicación de cada torre sobre la topografía digitalizada del IGM en las coordenadas geográficas que son las siguientes: SISTEMA UTM (WGS 84)



UNIVERSIDAD DE CUENCA

678750 E, 9629635 N; 680760 E, 9629635 N; 678750 E; 9627635 N; 680760 E, 9627635 N(Corporación para la Investigación Energética (CIE), 2009).

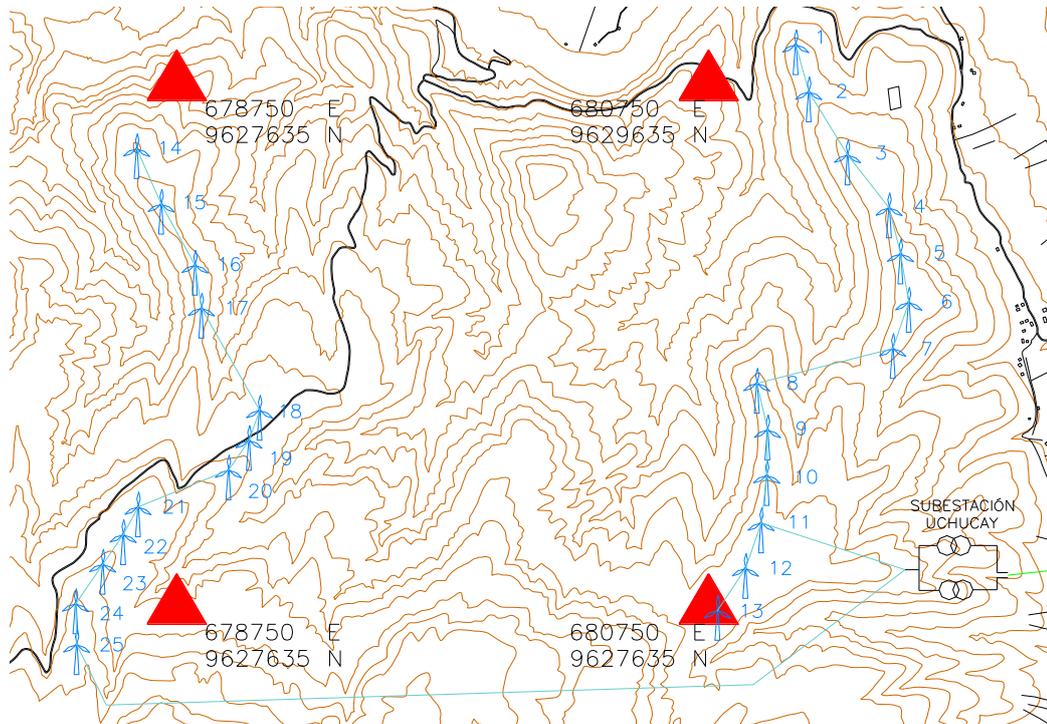


Figura 4.1 Esquema del Parque Eólico, Circuitos Internos y Ubicación Subestación Uchucay

De acuerdo a los estudios de pre-factibilidad realizados en el año 2004¹⁵, el proyecto tenía las características que a continuación se detallan, y que durante el desarrollo del estudio de factibilidad han cambiado como se mostrará luego:

- Velocidad media anual del viento: 5,9 m/s
- Altura sobre el nivel del mar: 1.100msnm
- Temperatura promedio anual: 18°C
- Potencia Nominal de cada turbina: 1.500 kW

¹⁵ "Proyecto Eólico Minas de Huascachaca, Estudio de prefactibilidad., Resumen ejecutivo". Corporación para la Investigación Energética, CIE. Abril 2004.
Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Número de turbinas: 20
- Capacidad total de la Planta: 30 MW
- Altura del Eje: 60m
- Diámetro del rotor: 71m
- Energía anual bruta: 76.881 MWh

4.2 Descripción general del proyecto¹⁶

“El proyecto eólico tendrá una generación de 50 MW, potencia determinada de acuerdo a las características técnicas de la línea de transmisión que se utilizará para la conexión con el SNI y de acuerdo a la experiencia de diversos análisis que han demostrado que la potencia de cortocircuito en el punto de conexión debe estar entre un 5% y un 10% de la potencia instalada”¹⁷.

Si esto no fuera suficiente, se debe considerar que la capacidad de la línea Cuenca-Loja, no permite transportar más de 50 MW.

La granja eólica estará constituida por 25 aerogeneradores con una potencia nominal de 2 MW cada uno, obteniéndose una potencia total nominal de 50 MW. Con un factor de planta de 0,23 y con una disponibilidad del 95%. La generación anual del parque será de 100,75 GWh¹⁸.

La altura de la torre de cada aerogenerador será de 68,5 m y el peso de la misma de aproximadamente 224 toneladas. En la parte superior de la torre se asentarán el rotor y el buje con un peso conjunto de 40,7 toneladas, además de la góndola con 69 toneladas. Las palas o aspas estarán acopladas al rotor

¹⁶ Tomado del Informe Final del Estudio de Factibilidad Avanzada realizado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE. Agosto 2010.

¹⁷ Idem.

¹⁸ Idem.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

y presentarán una longitud de 45 m y cada una pesará aproximadamente 8 toneladas.

Los 25 generadores se conectarán al sistema nacional a través de un circuito de media tensión (36 kV) que enlaza todos los componentes al interior del parque, una subestación de elevación (36/138 kV) y una línea de transmisión de aproximadamente 22,5 km a 138 kV.

4.2.1 Circuitos de media tensión

Las 25 turbinas eólicas producirán energía eléctrica a 690 V y cada una contará con un centro de transformación en la base de la torre que elevará el voltaje a 36 kV. Los circuitos internos que interconectarán a todo el parque con la subestación serán subterráneos en su gran mayoría, a excepción de un tramo que será aéreo.

4.2.2 Subestación de transmisión (elevadora)

Se ha planificado que el punto de conexión entre la granja eólica y el Sistema Nacional se realice en una subestación (S/E) elevadora llamada Uchucay, la misma que recibirá toda la energía generada y se encargará de elevar el voltaje de 36 kV a 138 kV. La S/E contará con dos transformadores trifásicos con capacidad de 20/26,67/33,33 MVA (OA/FA/FOA). Además que contará con todas las protecciones necesarias.

4.2.3 Línea de transmisión

La interconexión con el SNI se realizará con la línea Cuenca-Loja perteneciente a CELEC E.P. TRANSELECTRIC, en la estructura N° 134. En la actualidad esta línea opera a 138 kV con un solo circuito y con doble hilo de guarda.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Según el documento del que se ha tomado esta información *“la conexión se realizará seccionando la línea y conectando a cada uno de los extremos un circuito trifásico de 22,5 km de iguales características que la línea a conectarse”*.

4.2.4 Scada

Tanto el parque eólico, como la S/E Uchucay, estarán comandados por un sistema SCADA que permitirá la operación de las mismas de forma local o remota. *“El SCADA brindará total control en todas las funciones y permitirá tener acceso a los eventos y repostes generados en cualquier instante.*

Contará con un UTR en cada uno de los aerogeneradores, en los mástiles meteorológicos y en la subestación. Toda esta información se receptorá en el computador SCADA ubicado en la S/E. La transmisión de datos...se lo realizará mediante fibra óptica utilizando el cable de guarda OPGW con que cuenta la línea Cuenca-Loja del SIN”(Corporación para la Investigación Energética, 2010).

4.3 Características técnicas del proyecto

Como se mencionó anteriormente el parque eólico estará conformado por 25 aerogeneradores. Cada uno de ellos producirá energía eléctrica a 690 V.

Igualmente cada uno de ellos, en la parte inferior de la torre contará con una estación de transformación que elevará voltaje el inicial a un nivel de media tensión (36 kV) que será el voltaje interno del parque. Este nivel ha sido determinado en consideración a la potencia nominal del parque eólico, la



UNIVERSIDAD DE CUENCA

distancia con respecto a la S/E elevadora, y “la disponibilidad en el mercado de celdas para transformación de parques eólicos”¹⁹.

Los 25 aerogeneradores se interconectarán entre sí por medio de una red trifásica subterránea de conductores eléctricos. La red subterránea estará ubicada en ductos diseñados especialmente para los cables de energía, tierra y comunicaciones.

Debido a la topografía y a la disposición de los aerogeneradores, éstos han sido distribuidos en dos grupos, como se muestra en la figura 4.2. La energía generada por el primer grupo será conducida íntegramente por circuitos subterráneos hasta la S/E de elevación. La generación del segundo grupo se conducirá por red subterránea hasta el aerogenerador número 25 y desde este punto se realizará la conexión con la S/E con línea aérea.

¹⁹ Informe final del Estudio de factibilidad avanzada realizado por la Corporación para la Investigación Energética, agosto 2010.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

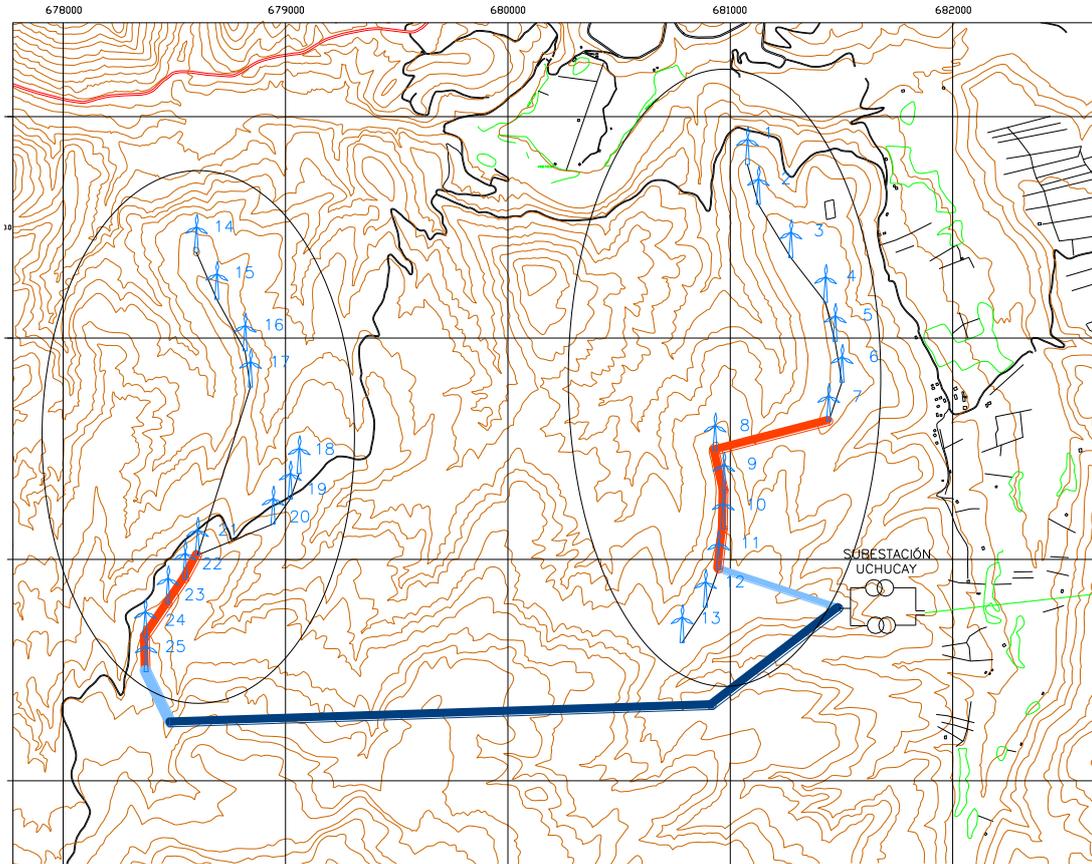


Figura 4.2 Ubicación de los dos grupos que conforman el parque eólico Huscachaca (fuente: CIE, 2010)

En cuanto a la característica de cada uno de los elementos a emplearse se tiene lo siguiente:

4.3.1 Aerogeneradores

Según la información proporcionada por la empresa Elecaustro, encargada de llevar adelante el proyecto, el grupo electrógeno considerado en los estudios hasta la actualidad tienen las siguientes características:

Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Tabla 4.1 Características de los aerogeneradores

Fabricante	REPOWER
Clasificación	
Tipo de velocidad	Variable
Tipo control de potencia	Pitch
Potencia	
Potencia nominal	2000
Velocidad de viento nominal	11.2
Velocidad de viento de arranque	3
Velocidad de viento de corte	24
Rotor	
Diámetro	92.5
Área barrida	6720
Numero de palas	3
Velocidad del rotor	7,8 – 15,0
Material	GER
Fabricante de las palas	diversos
Góndola	
Diseño	Modular
Multiplicadora	
Tipo	planetaria / ejes paralelos
Pasos	3
Relación	1:96
Generador	
Tipo	Doble alimentación
Cantidad	1
Velocidad	720 a 1440
Voltaje nominal	690
Conexión a la red	vía convertidor
Frecuencia	50/60
Sistema de Control	
Control de potencia	Pitch
Control de velocidad	variable vía microprocesador / paso de pala activo
Freno principal	Giro de palas (Pitch)
Freno secundario	Freno de disco
Sistema de orientación	Motores eléctricos
Sistema SCADA	REguard
Torre	
Alturas	68 / 80 / 100



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Tipo	Acero Tubular
Forma	Cónica
Protección a la corrosión	si
Pesos	
Una pala	7,9 t
Rotor (incl. buje)	40,7 t
Góndola (sin rotor y buje)	69,0 t
Certificaciones	
Clase	IIA / IIA / IIIA

4.3.2 Subestación Uchucay

La subestación elevadora toma el nombre de la población más cercana Uchucay, comunidad indígena Saraguro en la provincia de Loja, en el Sur del Ecuador.

En la S/E Uchucay se elevará el voltaje de 36 kV a 138 kV, mediante dos transformadores trifásicos de capacidad 20/26,67/33,33 MVA (OA/FA/FOA). La barra de 36 kV será de tipo interior ubicada en la sala de control y estará conformada por tableros de entrada y salida acoplados entre sí; desde este lugar, mediante cables subterráneos, se alimentará a los dos transformadores ubicados en el patio de la subestación.

El nivel de 138 kV estará conformado por dos barras (principal y transferencia) y se tendrá dos bahías de transformador, dos de línea y una de transferencia.

Además de su función de elevación, la S/E contará con todos los equipos para protección, medición y monitoreo del parque eólico. Este será el punto de enlace entre el parque eólico y el SNI.

En resumen los equipos primarios para la subestación tienen las siguientes características:

Tabla 4.2 Equipo primario de la subestación Uchucay (fuente: CIE, 2010)



UNIVERSIDAD DE CUENCA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
Transformador potencia 20/26,67/33,33 MVA, relación 36/138 kV	c/u	2
Interruptor de 138 kV	c/u	5
Seccionador de 138kV con cuchillas de puesta a tierra	c/u	4
Seccionador de 138 kV sin cuchillas de puesta a tierra	c/u	10
Divisores capacitivos de potencial a 138 kV	c/u	9
Transformadores de Corrientes 138 kV	c/u	12
Pararrayos 120 kV para las líneas	c/u	6

4.4 Descripción económica - financiera del proyecto eólico

En términos generales, el proyecto eólico Huascachaca, puede ser descrito de la siguiente manera:

a) Parque eólico:

- 25 Turbinas eólicas para generación de electricidad, cada una de 2 MW.
- Red interna colectora a media tensión.
- Subestación para conexión del parque eólico a la línea de transmisión.
- Obras y construcciones civiles (bases de torres, obra civil de la subestación, vías, edificaciones, etc.)

b) Línea de Transmisión: desde la subestación al punto de conexión con la red del SNI.

c) Equipamiento complementario: para el manejo de la central y sistema de control.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Las actividades básicas requeridas para el desarrollo del proyecto en resumen son:

- Estudios de ingenierías: que comprenden los diseños de las obras del proyecto, la producción energética, dimensionamiento y especificación de los equipos, cálculos económicos y financieros del proyecto, los estudios ambientales, preparación de documentación precontractual, etc.
- Adquisición de equipos: se inicia desde la confección de la metodología de los procedimientos contractuales previstos para estos casos y esta fase concluye con el transporte de los equipos hasta el sitio de las obras.
- Ejecución de obras: comprende la realización de obras civiles, instalación de equipos (turbinas eólicas, transformadores, cables, línea de transmisión, equipos complementarios y auxiliares, etc.), pruebas y puesta en marcha.
- Operación comercial: es la fase final del proyecto durante la cual se desarrollan las actividades de operación y mantenimiento.
- Retiro de las instalaciones: una vez concluida la vida útil de las diferentes partes, o de la totalidad de las instalaciones, éstas deben desmantelarse y ser retiradas del sitio de conformidad con el plan correspondiente.

Viabilidad Ambiental

- La generación eólica es una fuente de energía segura y renovable.
- No se produce emisiones a la atmósfera y tampoco se genera residuos contaminantes
- Las instalaciones son móviles, y su desmantelamiento permitiría recuperar la zona de emplazamiento en su totalidad (reversibilidad).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- La instalación se realiza en espacios no aptos para otros fines.
- Tecnología madura con costos competitivos.
- Se deberán establecer distancias mínimas entre poblaciones y la granja eólica e incluso viviendas aisladas, para minimizar los ruidos y efectos de sombra sobre las viviendas

Viabilidad socio- económica

Los datos de partida que se cuenta, son los siguientes:

Vida útil de la planta eólica: 20 años.

Producción de la Central

Energía en firme	Potencia de Generación	50,00 MW
	Rendimiento	0,95
	Potencia bornes G.	47,50 MW
	Factor de Planta	0,30
	Energía producida	124.830,00 MWh-año

Los factores de planta como de rendimiento son los estándares usados en la industria.

Equivalente de carbono, petróleo, emisiones evitadas y costo.

La tonelada equivalente de carbono que por definición es la energía que hay en una tonelada de carbón y, cuyo valor convencional aceptado es de: 29.300.000.000 Julios o 8.138,90 kWh. De igual manera se procede para determinar la tonelada equivalente de petróleo, definida como: 41.868.000.000,00 Julios o 11.630,00kWh. En el caso del proyecto Huascachaca este equivale a 15.330,00 toneladas equivalentes de carbono.

Para determinar las emisiones evitadas se procede de la siguiente manera:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Emisiones evitadas = Energía producida X Factor de emisión de la red eléctrica ecuatoriana (0,6299 toneladas de CO₂/ MWh; para la red ecuatoriana hasta el 2009).

Emisiones evitadas = 76.630,42 toneladas de CO₂ por año.

Y sustituye también a 10.720,28 toneladas equivalentes de petróleo al año.

El ingreso anual por certificados de reducción de emisiones, CER = Precio CERs X Emisiones CO₂ evitadas. El precio del CER es de 12 USD/tonelada de CO₂, para proyectos eólicos en el Ecuador, (establecido por el CONELEC, 2007). Con esto datos se obtiene un ingreso anual por CER de 919.565,04 USD/año.

Precio de la Energía

Según se revisó anteriormente (ver: **2.5 Contexto regulatorio de las energías alternativas en el Ecuador**), el precio de la energía generada por las granjas eólicas (onshore) es de 0,0913 US.D/kWh, *los primeros* 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. Luego de aquello -después de los 15 primeros- el precio con los costos medios de generación actuales sería de 0,0468 US.D/kWh. Esto según las resoluciones que para periodos normalmente anuales emite el CONELEC. Se considera un incremento por inflación de 3,33%.

Inversión



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En la actualidad el costo del kW instalado de las granjas eólicas se considera como promedio de 1225 euros / kW²⁰ que al cambio de la fecha (Abril – 2012) de 1,3148 dólares por cada euro, se obtiene 1.610,63 US.D/ kW. Con este dato el proyecto Huascacha costaría aproximadamente US.D 80'531.500,00

Plazo

El plazo de construcción de los parques eólicos, es de los menores respecto a otros tipos de centrales, lo que constituye una ventaja de esta tecnología. Un estimado de los tiempos de construcción de Huascachaca se podría ubicar alrededor de 12 meses.

Finalmente se debe mencionar que el proyecto Huaschaca, actualmente a cargo de la empresa generadora Elecaastro, ha superado la fase de factibilidad, y en cuanto a la evaluación económico-financiero a través de la variación de los costos y retornos de inversión, el respectivo análisis de sensibilidad, y bajo ciertas condiciones, han arrojado resultados positivos, al no estar disponibles estos documentos los valores presentados anteriormente son estimados a partir de estándares de la industria y no representan los costos y parámetros determinados particularmente para el proyecto.

²⁰ Fuente: EWEA (EuropeanWindEnergyAssociation), disponible en <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-1-cost-of-on-land-wind-power/the-cost-of-energy-generated-by-wind-power.html>



UNIVERSIDAD DE CUENCA

MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA INTEGRACIÓN DEL PROYECTO HUASCACHACA A LA RED ECUATORIANA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

4.5 Preparación de datos. Escenarios

La zona de Huascachaca ubicada al Sur del Ecuador, en la provincia del Azuay es una de varias regiones del país con un régimen de vientos particularmente alto a lo largo del año.

Por esta razón, la planificación y posterior construcción de un parque eólico resulta obvio e incluso necesario en un país en donde la modernización y la diversificación energética son –y deberían ser- relevantes para el sector eléctrico nacional.

Ante la perspectiva del interés que pudieran tener en este nuevo campo de la generación eléctrica, y antes que los eventuales proyectistas e inversores de dentro y fuera del Ecuador tengan la intención de llevar a cabo el desarrollo de estos recursos, y la posterior operación de las granjas eólicas conectadas a la red, se hace necesario plantear el análisis como el contenido en el presente estudio. Y finalmente, y dejando de lado el marco regulatorio y legal; se debe tener en cuenta que la red eléctrica podría representar un potencial problema, con respecto y en la medida que la generación eólica sea explotada cada vez en mayor escala en el Ecuador.

Por lo que el establecimiento de una metodología para los estudios de integración a la red en proyectos *onshore*, en los cuales el país carece totalmente de experiencia, se pretende abordar en esta tesis a través de la demostración de enfoques de estudios para la conexión de los parques eólicos a las redes de subtransmisión y de transporte.

Con este fin, se definió las siguientes etapas o escenarios:

- Etapa 1: Conexión de un parque eólico de 50MW a la red de 69 kV de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Etapa 2: Conexión de 50MW a la red de 138 kV.

Para analizar el impacto de la conexión de parques eólicos en una red de sub transmisión – transmisión, los siguientes aspectos tienen que ser estudiados:

- Impacto en los límites térmicos de la red sub transmisión alrededores.
- Impacto de las variaciones de voltaje en el punto de conexión y en el sistema de sub transmisión - transmisión circundante.
- Impacto sobre los niveles de corto circuito.
- Impacto sobre los aspectos de calidad de energía (Armónicos /Flicker, IEC 61400-21).

Cada uno de estos aspectos requiere diferentes tipos de estudios y métodos de modelización, que se describen en las siguientes secciones.

4.6 Modelación de la turbina eólica

Para analizar el impacto de la conexión de la turbina eólica en la red eléctrica el método a usarse es el modelación y simulación dinámica de los sistemas eléctricos de potencia (power system dynamics simulation, PSDS), técnica que ha sido desarrollada frente a dos necesidades de la industria: 1) la cantidad creciente de energía eólica integrada a los sistemas de potencia de gran tamaño, y 2) la mejora del software dedicado al tema.

4.6.1 Simulación dinámica de los sistemas eléctricos de potencia (Power System Dynamics Simulation, PSDS)

El software PSDS, estudia el comportamiento dinámico y la estabilidad de los sistemas de potencia SEP, a sabiendas que un sistema de potencia típico puede involucrar cientos y fácilmente miles de variables de estado, y por otra



UNIVERSIDAD DE CUENCA

parte la conducta de un SEP está caracterizada por bajas frecuencias y constantes de tiempo muy grandes, además que se requiere plantear distintos escenarios dada la naturaleza del problema a resolver.

Para abordar el problema únicamente se toma los componentes fundamentales de voltaje y corriente en función de la frecuencia; este tipo de técnica de estudio se desarrolla en la llamada frecuencia(s) fundamental(es), o simulación transitoria electromecánica, y que se basa en representar la red por una impedancia o matriz de admitancia constante, similar a la técnica de flujo potencia conocido también como flujos de carga. Así mismo la solución o soluciones usan los mismos métodos, ecuaciones y optimización.

Lo cual a su vez puede ser resuelto a través de los paquetes de software desarrollados por las distintas casas especializadas en pocos segundos.

Esto es porque se debe tener en consideración que el objetivo principal es y debe ser el equipamiento generador, y al hacerlo de esta manera muchas de las ecuaciones diferenciales involucradas y que se refieren a la red van a ser canceladas, reduciendo el tiempo de cálculo. Con este fin se ha desarrollado los modelos conocidos como de orden reducido o agregados, para representar los componentes eléctricos de una red en donde se quiere evaluar el impacto de la conexión de la generación eólica (Slootweg, Polinder, & WL, 2005). Al mismo tiempo, se pueden utilizar en simulaciones basadas en tiempos largos, trabajo que fuera validado por el eminente investigador Dr. Prabha Kundur en 1994.

Entre los paquetes de software que usan esta técnica y son los más conocidos están: PSS/E de Shaw Power Technologies, Matlab de MathWorks, NEPLAN de ABB, NETOMAC de Siemens AG y PowerFactory de DIGSILENT.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

A continuación se pasa a describir los distintos componentes en función de los diseños y la estandarización que sobre las técnicas de evaluación de impacto de la energía eólica sobre la red eléctrica se ha desarrollado.

4.6.2 Modelo de una turbina eólica con generador de inducción doblemente alimentado

Según los datos proporcionados del diseño del parque eólico Huascachaca, la turbina escogida corresponde a un modelo de las siguientes características: de velocidad variable, control de potencia “pitch” y generador de inducción doblemente alimentado; es decir del tipo “C” según la descripción que se diera anteriormente en el Capítulo 3, (ver: **3.3.1 Estado del arte de los Generadores usados en la Industria**).

La turbina eólica con generador de inducción doblemente alimentado, DFIG es más compleja que un aerogenerador de velocidad constante, por ejemplo tiene controladores adicionales como: el control de velocidad de rotor, control de inclinación del ángulo (pitch anglecontroller). Y si adicionalmente es equipado con control de voltaje en terminales, así mismo deberá adicionarse este controlador al sistema.

En el siguiente gráfico se muestra la estructura del modelo de la turbina eólica variable con generador de inducción doblemente alimentado.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

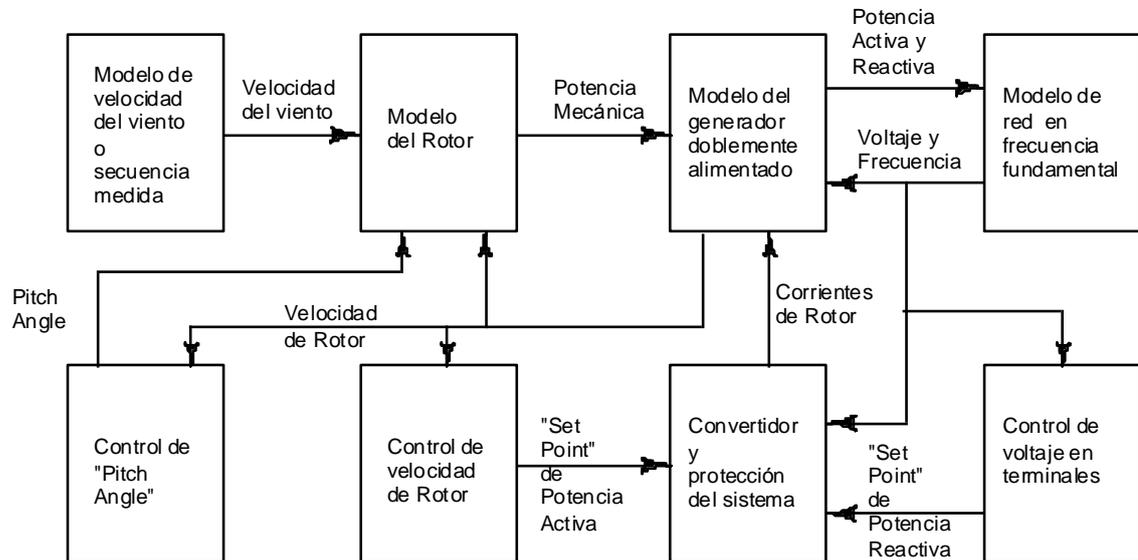


Figura 4.3 Estructura general del modelo de una turbina eólica de velocidad variable con generador inductivo de doble alimentación, tipo C (Ackermann, 2005)

Modelo de Velocidad del viento o secuencia medida

Un enfoque para modelar la secuencia de la velocidad del viento, es el uso de las mediciones. La ventaja de esto es que se utiliza una velocidad "real" para simular el funcionamiento de la turbina eólica. Sin embargo, la desventaja es que sólo se va a simular las secuencias de velocidad medidas. De manera que, si se desea simular una secuencia de un rango de velocidad de cierta velocidad o intensidad de turbulencia, que están fuera de las características disponibles, simplemente no es posible llevar a cabo la simulación.

Un criterio más flexible consiste en utilizar un modelo de velocidad del viento que puede generar secuencias de características a elegir por el usuario, estableciendo el valor de los parámetros correspondientes a un valor apropiado.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Uno de los criterios más utilizados en la simulación de la energía eólica en sistemas eléctricos de potencia, asume que la velocidad del viento está compuesta de 4 componentes (Anderson y Bose, 1983; Man y Sullivan, 1981; citado en Ackerman, 2005):

- Valor promedio: v_{wa} ;
- Componente de aumento constante de la velocidad, rampa: $v_{wr}(t)$;
- Ráfaga: $v_{wg}(t)$;
- Turbulencia: $v_{wt}(t)$

De manera que la velocidad del viento $v_w(t)$, está dada por la siguiente ecuación:

$$v_w(t) = v_{wa} + v_{wr}(t) + v_{wg}(t) + v_{wt}(t) \quad (4.1)$$

Cada uno de estos componentes es evaluado de distinta manera, por ejemplo la velocidad promedio es calculada combinando el resultado de la potencia generada determinado en el análisis de flujos de carga y la potencia nominal de la turbina, desde luego este valor no va a ser especificado por el usuario. En cuanto a los restantes componentes, cada una de estas depende de factores tales como la amplitud de cada función, los tiempos de actuación de cada característica, la rugosidad del suelo, y en el caso de la turbulencia esta dependerá además de la densidad de potencia espectral eólica (Ackerman, 2005).

Modelo del Rotor

La ecuación que relaciona la potencia extraída del viento y la velocidad mecánica viene dada por:

Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

$$P_{wt} = \frac{\rho}{2} A_{wt} c_p(\lambda, \theta) v_w^3 \quad (4.2)$$

Dónde:

- P_{wt} , es la potencia extraída del viento (en vatios).
- ρ , es la densidad del aire (kg/m^3)
- c_p , coeficiente de rendimiento o potencia.
- λ , es la relación de velocidad de punta entre v_t/v_w , la relación entre la velocidad del extremo de la aspa, v_t (m/s), y la velocidad del viento a la altura del buje contracorriente del rotor, v_w (m/s),
- θ , ángulo de lanzamiento (pitch angle), en grados sexagesimales.
- A_w , aérea cubierta por el rotor de la turbina (m^2).

Sin embargo se debe puntualizar que en este caso particular (turbina tipo C”), tratándose de un control de potencia de aspa, tipo *pitch angle*, el coeficiente de rendimiento no solo dependerá de la relación de velocidad de punta λ , sino del ángulo de lanzamiento θ , en definitiva el coeficiente de rendimiento c_p , es generalmente dado por los fabricantes de turbinas a través de curvas que representan aproximaciones numéricas basadas en la experiencia.

Las variaciones de la velocidad del viento de alta frecuencia, son fenómenos particulares que dependen de la localización de la turbina, se dan a lo largo de la superficie del rotor, sobre todo cuando las turbinas de viento son grandes. Para estudiar este efecto se incluye un filtro de paso bajo en el modelo del rotor

Modelo de Generador de Inducción doblemente alimentado

El modelo de un Generador de Inducción doblemente alimentado (DFIG), es básicamente una máquina de inducción de rotor bobinado con un convertidor de frecuencia conectado a los anillos del rotor.

Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En los diseños modernos de DFIG, el convertidor de frecuencia está constituido por dos convertidores por modulación de ancho de fase PWM auto conmutados con un circuito intermedio de corriente continua.

El convertidor conectado al rotor tiene un control total de la potencia activa y reactiva del DFIG.

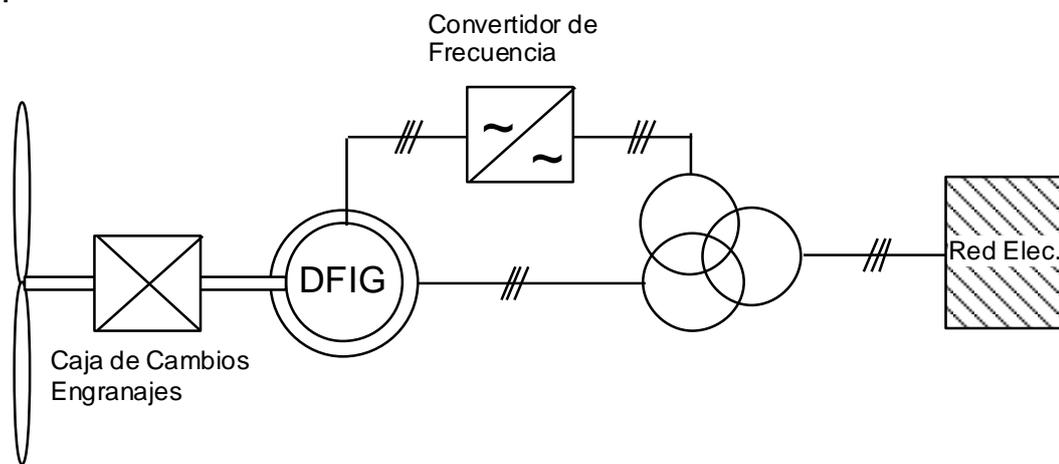


Figura 4.4 Generador de Inducción Doblemente alimentado (DFIG)

Este tipo de generador cuenta con una protección de sobre corriente para el convertidor en el lado del rotor, que funciona de la siguiente manera, cuando una corriente elevada sobrepasa el valor límite es bloqueada y desviada (bypass). Este sistema se conoce como protección “*crow-bar*”.

Modelo del Convertidor

El convertidor se modela como una fuente de frecuencia de la corriente fundamental, sin embargo este supuesto es válido sólo si las siguientes condiciones se cumplen:

- Los parámetros de la máquina son conocidos;
- Los controladores operan en su región lineal;



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Se utiliza modulación vectorial;
- La tensión en bornes es igual o muy próxima al valor nominal.

Sobre las condiciones antes mencionadas se debe decir que, el fabricante de la turbina de viento es el responsable de las dos primeras condiciones, además se debe asumir que estas condiciones se cumplen en su totalidad.

El tercer requisito se cumple, ya que el control del convertidor que se utilice en las turbinas eólicas de velocidad variable es casi siempre sobre la base de modulación de vectores. Finalmente se debe mencionar que la última condición no se cumple en su totalidad cuando se dan fallas en la red.

Modelo del sistema de protección

El objetivo de este sistema es la protección de la turbina eólica de los daños que podrían ocasionar las altas corrientes que puedan producirse cuando la tensión en bornes caiga como consecuencia de un corto circuito en la red.

Además, tiene la tarea de prevención del efecto llamado "islanding". Que consiste en que una o más partes de un sistema siguen activas, debido a los generadores distribuidos, -tales como las turbinas eólicas-, después que un subsistema ha sido desconectado de un sistema principal. Esta situación debe evitarse, ya que puede conducir a grandes desviaciones de tensión y frecuencia respecto a sus valores nominales, lo que a la postre resultaría en el daño de los componentes, tanto de la red, como de las cargas. Puede también plantearse una seria amenaza para el personal de mantenimiento, que supone incorrectamente que el sistema está desactivado después de la desconexión de la red de transporte.

Debido a que la respuesta térmica de los componentes semiconductores es muy corta en tiempo, el convertidor que alimenta a la bobina del rotor se daña



UNIVERSIDAD DE CUENCA

fácilmente por las corrientes de falla, por lo tanto la protección de sobre tensión es esencial para el convertidor. En cambio en el caso del generador, es distinto ya que este sí es capaz por sí mismo de soportar las corrientes de falla.

El principio de funcionamiento de la protección de sobre corriente es el siguiente:

Cuando se produce una caída de voltaje, la corriente del rotor aumenta rápidamente, esto es advertido por la parte electrónica del convertidor al lado del rotor, entonces los devanados del rotor son “acortados” usando la llamada “crow bar” explicada anteriormente, que básicamente convierte al generador DFIG en un generador tipo jaula de ardilla. A continuación un interruptor actúa entre el estator y la red, y la turbina eólica se desconecta por completo.

El lado de la red del convertidor también advierte de la caída de tensión y el correspondiente aumento de la corriente. Después que el voltaje es restablecido la turbina nuevamente se conecta a la red.

La protección anti-islanding de los aerogeneradores actúa en respuesta a las desviaciones de la tensión y/o la frecuencia o los cambios de ángulo de fase.

El lado de la red del convertidor da las medidas de la tensión de la red con una frecuencia de muestreo alta. Por otra parte existen distintos criterios que se aplican a la protección de un sistema para determinar si existe o se ha formado una isla. La turbina eólica se desconectará si estos se cumplen positivamente.

Los criterios que se aplican son un trato entre el riesgo de no detectar y por tanto dejar pasar un eminente islanding, y una detección incorrecta.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En resumen los criterios de protección de una turbina eólica variable con un generador DFIG y control de potencia “pitch control”, son los siguientes:

- Criterios para decidir cuándo desconectar la turbina.
- Criterios basados en los valores de voltaje y frecuencia, para saber cuándo reconectar la turbina.
- Estrategia de re-conexión, esto en función de la potencia restablecida y la velocidad del viento.

Modelo del control de velocidad del rotor

El control de la velocidad del rotor se efectúa a través de una frecuencia de muestreo que está en el orden de los 20 Hz. Desde este valor se deriva un punto de trabajo o punto fijo (set point), utilizando la característica de la relación entre velocidad del rotor y la potencia, que es propia de la máquina y proporcionada por el fabricante. Posteriormente, tomando la velocidad actual del rotor, y desde el punto de trabajo de la potencia se deriva el punto de trabajo del torque, y luego y desde este último se determina el valor de otro punto de trabajo para la corriente.

En un modelo de orden reducido, la puesta a punto (set point), se alcanza inmediatamente como resultado de la aproximación introducida en el modelación. En la práctica, tomará un cierto tiempo alcanzar el valor deseado de la corriente.

La velocidad del rotor es controlada para lograr "la captura de la energía óptima", y adicionalmente puede usarse para la minimización del ruido.

A vientos de baja velocidad, la rapidez del rotor permanece en su valor mínimo ajustando el par o torque del generador. En cambio a velocidades medias de viento, la rapidez del rotor varía proporcionalmente a la del viento para guardar la proporción de velocidad de punta en su valor óptimo.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Cuando la velocidad de rotor alcanza su valor nominal, la potencia del generador también se mantiene en su valor nominal.

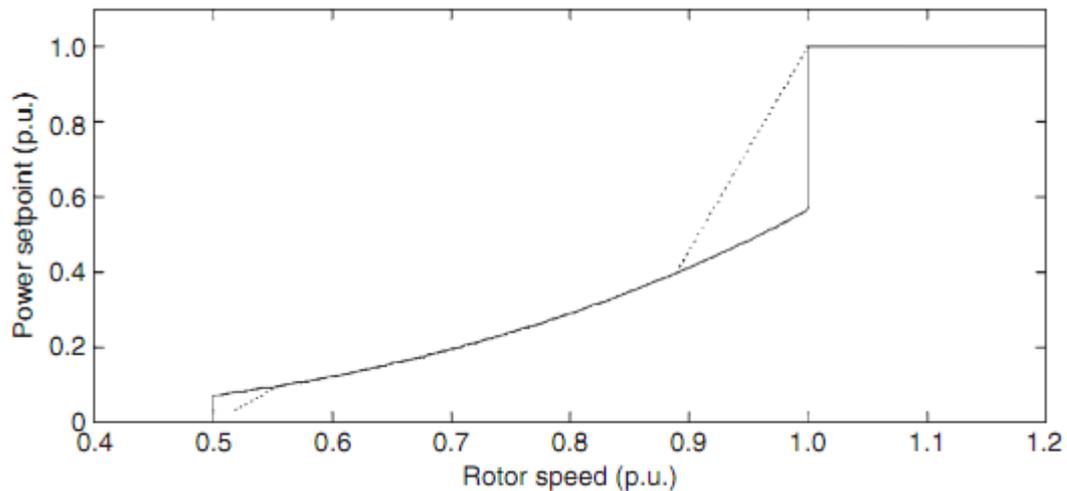


Figura 4.5 Característica Potencia-velocidad de rotor para generadores de velocidad variable. Línea continua característica óptima, en interpuntada la real o práctica. (Ackerman, 2005)

Modelo del controlador de Angulo de regulación de potencia (pitch angle)

El control de ángulo de inclinación únicamente se activa a velocidades de viento altas; en tales circunstancias, la velocidad del rotor no puede controlarse aumentando la potencia del generador, porque esto llevaría a sobrecargar el generador y/o el convertidor. Por consiguiente se cambia el ángulo de inclinación de la aspa para limitar la eficiencia aerodinámica del rotor. Esto impide que el rotor alcance velocidades muy altas, que producirían daño mecánico.

El ángulo de inclinación óptimo es de aproximadamente cero grados, esto con una velocidad de viento nominal. De ahí en adelante se producirán incrementos angulares a velocidad de viento también crecientes.



A continuación se describe el diagrama de bloques del controlador de “pitch angle”:

El controlador de ángulo de inclinación de aspa tiene un máximo de actuación de 3 a 10 grados; se trata de un controlador proporcional (P). Donde K_p es una constante, y f_{ps} es la frecuencia de muestreo que está en el orden de 1 a 3 Hz, ya que el ángulo de inclinación del aspa de la turbina, únicamente puede cambiar de manera muy lenta es decir no es instantáneo.

Este controlador va a permitir que la velocidad del rotor exceda su valor nominal dependiendo del valor de la constante K_p , sin embargo el hecho que se sobrepase el valor nominal no pone en riesgo la integridad y buen funcionamiento de la turbina, y puede ser tolerado sin mayor esfuerzo. Y por supuesto el sistema nunca estará en estado estable por la variabilidad del viento (Slootweg et Al., Ackerman, 2005).

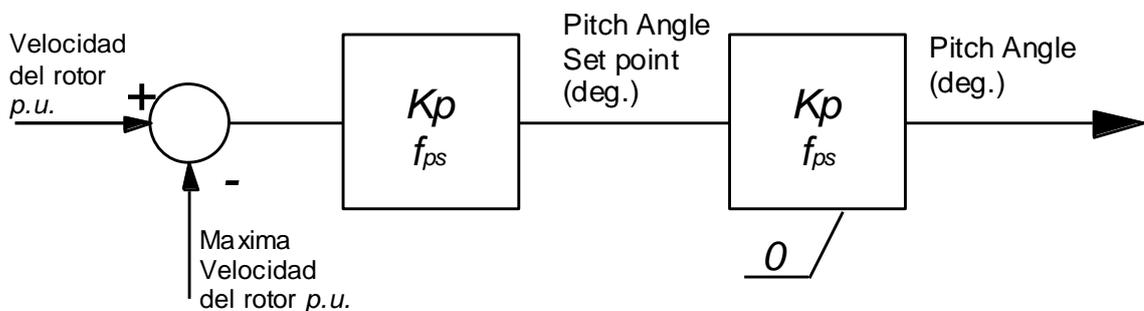


Figura 4.6 Modelo de control de ángulo de inclinación de aspa (pitch angle). (Ackerman, 2005).

Modelo del controlador de voltaje en terminales

Según la literatura técnica revisada, una turbina de velocidad variable con un generador de inducción doblemente alimentado es capaz de participar en el



UNIVERSIDAD DE CUENCA

control de voltaje. O sea que la potencia reactiva intercambiada con la red puede ser controlada, a través de la magnitud de la corriente desde el convertidor.

En el siguiente diagrama de control (Slootweg et al, en Ackerman, 2005), se expone un diagrama general de control para una turbina eólica variable con DFIG tipo C.

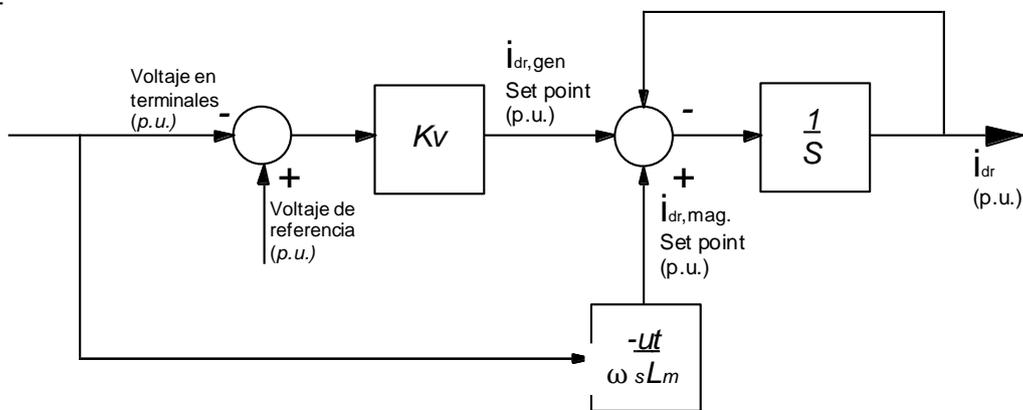


Figura 4.7 Modelo de control de voltaje para turbinas de velocidad variable tipo C. (Ackerman, 2005)

Dónde:

- K_V es la constante del control de voltaje.
- u_t es el voltaje en terminales
- ω_s frecuencia angular del estator.
- L_m inductancia mutua del circuito equivalente del DFIG.
- i_{dr} componente directa de la corriente del rotor.
- $i_{dr, mag}$; corriente de magnetización del generador
- $i_{dr, gen}$ corriente en el generador.

A su vez la energía reactiva intercambiada entre el estator y la red viene dada por la siguiente expresión:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

$$Q_s = -\frac{L_m u_{t^{dr.gen}}}{L_{s\sigma} + L_m} \quad (4.3)$$

El valor de K_V , determina el error en estado estable y la velocidad de respuesta, este valor no puede ser muy alto ya que llevaría a problemas de estabilidad del controlador.

El esquema no es único, se pueden dar otras topologías sin embargo siempre el principio es el mismo: el voltaje en terminales es influenciado por el intercambio de potencia reactiva entre el estator y la red eléctrica.

Finalmente, se debe mencionar que si K_V es igual a cero, el factor de potencia es igual a uno. Y este último es el modo dominante de funcionamiento de una turbina con un DFIG, ya que por sus características este generador de inducción requiere un control pequeño de voltaje en terminales para reducir el riesgo de aislarse (islanding) del SEP en el que incluye y conecta.

El "islanding" requiere de *cierto balance* entre potencia activa y reactiva consumida, si una turbina es capaz de generar potencia reactiva -como el caso de la tipo C-, esto es difícil que ocurra. De ahí se deduce la ventaja de utilización de esta turbina que de a poco ha ido popularizándose frente a otros modelos.

4.6.3 Modelo agregado de parque eólico para análisis dinámico de sistemas de potencia

Los parques o granjas eólicas constan de decenas y hasta centenas de generadores conectados por alimentadores a media tensión. Cuando se realizan estudios de granjas eólicas por y para sí mismas se requiere un



UNIVERSIDAD DE CUENCA

análisis exhaustivo y en detalle de la granja eólica y lo mismo en cada generador. Pero cuando se trata de estudiar el impacto de la granja entera sobre la red de transmisión o la interacción de otras plantas eléctricas en el mismo sistema de potencia, el parque eólico debe ser analizado a través de un modelo equivalente que represente a la granja entera vista desde el punto de conexión con la más alta precisión posible.

Con este fin se han desarrollado los llamados modelos agregados, en el caso de los generadores de velocidad variable un modelo totalmente agregado se justifica únicamente si la velocidad del viento y la velocidad mecánica son iguales.

Los casos en los que se utiliza esta modelación son: cuando se requiere conocer el comportamiento del parque, en simulaciones en periodos cortos como son las de estabilidad transitoria, es decir todas aquellas en las que el comportamiento mecánico no tenga gran influencia sobre los voltajes o flujos de potencia en el punto de conexión (Pöller & Achilles, 2003).

Por otra parte cuando se realizan simulaciones dinámicas en largos periodos de tiempo, los modelos totalmente agregados no garantizan la precisión en las predicciones de respuestas, esto se debe a la no linealidad de los distintos componentes y parámetros.

Según el trabajo desarrollado por los investigadores Markus Pöller y Sebastian Achilles citado en *Aggregated Wind Park Models for Analyzing Power System Dynamics (2003)*, un modelo agregado que garantiza una buena precisión y al mismo tiempo una buena velocidad de cálculo -que en estos temas es realmente importante-, se puede llevar a cabo a través de una modelación que consiste únicamente en *agregar* solo el sistema eléctrico, incluyendo los controles eléctricos es decir los controles y convertidores electrónicos y la parte eléctrica de los generadores. Y no se agrega la inercia del generador, los



UNIVERSIDAD DE CUENCA

sistemas aerodinámicos, y el control de potencia de entrada es decir el sistema pitch control. A continuación se justifica lo mencionado.

Se asume que el par (o torque individual) de cada generador M_{Ei} , participa del par que desarrolla el generador equivalente total y que representa a todo el parque eólico M_E , a través de la siguiente relación:

$$M_{Ei} = k_i M_E \quad (4.4)$$

Donde k_i , es el factor de participación individual de cada generador en el par o torque eléctrico del equivalente. Este factor de participación puede ser determinado a través de la relación entre las potencias de referencia de los generadores individuales y la de todo el parque eólico:

$$k_i = \frac{Pref_i}{Pref} \quad (4.5)$$

Finalmente, llegamos a la ecuación que describe el modelo dinámico de cada máquina que conforma el parque eólico, a través del par neto de cada una de ellas en función del torque de cada turbina y el par eléctrico del equivalente de toda la granja.

$$J_i \dot{\omega}_i = M_{ti} - k_i M_\epsilon \quad (4.6)$$

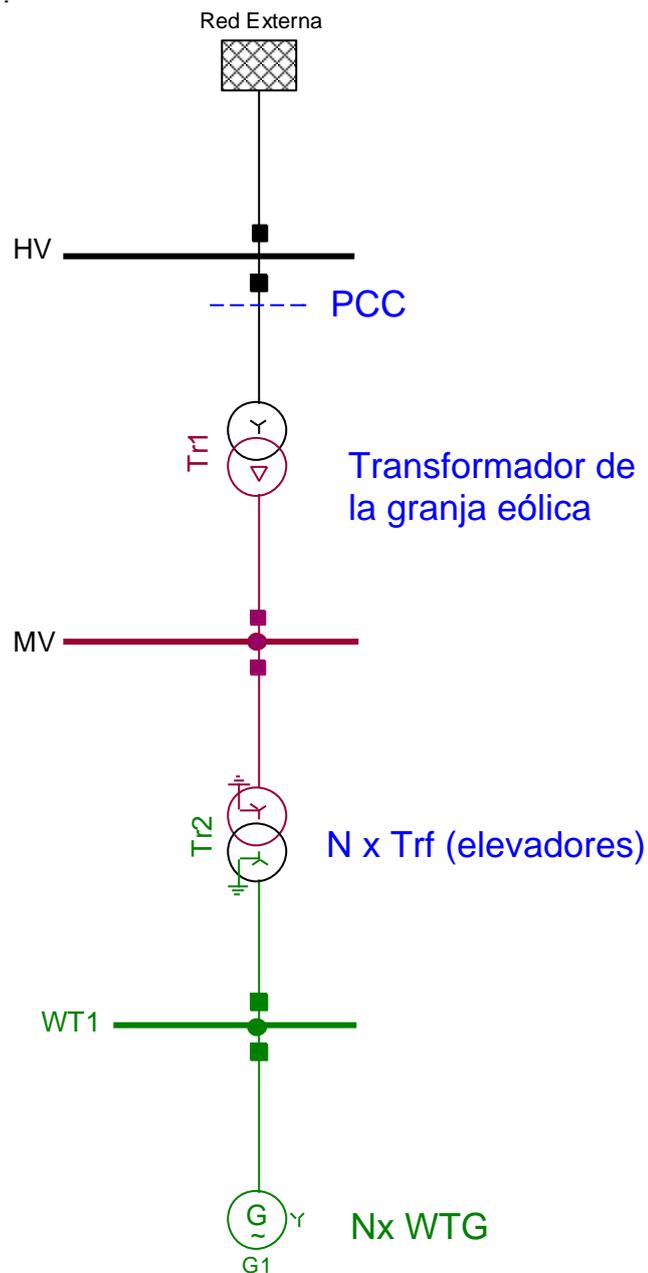
Dónde:

- J_i : Inercia del generador "i"
- M_{ti} : Torque de la turbina "i"
- k_i : Participación del torque eléctrico del generador "i"
- ω_i : Velocidad mecánica del generador "i"
- M_ϵ : Par eléctrico del generador equivalente.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

La ecuación señala que finalmente se puede determinar el par neto de cada máquina en función del torque eléctrico del equivalente de todo el parque en su conjunto.





UNIVERSIDAD DE CUENCA

Figura 4.8 Modelo agregado de Parque Eólico, de “ N ” turbinas, transformadores elevadores de cada turbina (nivel medio de tensión) y transformador(s) del parque eólico, PCC es el punto de conexión común de la turbina y la red.

A continuación se desarrolla el reporte de la integración del parque eólico Huscachaca a la red eléctrica utilizando el software POWER FACTORY de la casa DIGSILENT GmbH.

4.7 Reporte de la simulación de la integración del parque eólico Huascachaca a la red eléctrica ecuatoriana

La simulación de la integración del parque eólico Huascachaca a la red del sistema eléctrico ecuatoriano se efectuó mediante el programa computacional POWER FACTORY de DigSILENT en sus versiones 13 y 14.

4.7.1 Escenarios Considerados.

Dada la ubicación del proyecto Huscachaca, se podría considerar las siguientes alternativas de conexión:

Alternativa 1.- conexión a la red de subtransmisión de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur, a nivel de 69 kV, en la subestación Lentag a 16 km de distancia. Esta alternativa fue descartada desde los primeros estudios que se realizaron, debido a la baja capacidad de transporte de la red y subestación, eso sin hablar de lo que significaría introducir 50 MW de energía variable en una red de un tamaño y capacidad pequeñas, como el de la empresa distribuidora Centrosur.

Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Alternativa 2.- conexión al Sistema Nacional Interconectado(138 kV), en la subestaciones Cuenca (85 km de distancia) y Loja (98 km), ambas a 138 kV. Esta segunda alternativa será analizada en dos escenarios actual y a un horizonte del año 2014, se escogió esta fecha relativamente cercana para prever los impactos en la conexión, con datos actuales proyectados a un futuro de corto plazo. Estos escenarios al año 2014 son de:

- Alta Carga (demanda máxima, lluvioso)
- Baja Carga (demanda mínima, lluvioso)

4.7.2 Alcance de los estudios

Para analizar el impacto de la conexión de la granja de viento a la red de transmisión a 138 kV, se analizan los siguientes aspectos:

- Impacto en los límites térmicos en la red eléctrica circundante
- Impacto en las variaciones de voltaje en el punto de conexión con el sistema nacional interconectado.
- Impacto en los niveles del corto circuito
- Impacto en la calidad de la energía (Harmónicos, Flicker, IEC 61400-21).

Cada uno de estos aspectos requiere diferentes tipos de estudio y modelación.

4.7.3 Modelo de granja eólica considerada

Para los dos primeros aspectos a estudiarse (Impacto en los límites térmicos en la red eléctrica circundante y, en las variaciones de voltaje en el punto de conexión con el S.N.I.), se utilizará el modelo agregado de granja eólica que se revisó al inicio de este capítulo. Descartándose la impedancia de la red de



UNIVERSIDAD DE CUENCA

media tensión (sistema colector interno del parque), cuyo aporte es despreciable frente al impacto de la red circundante a 138 kV.

En cuanto al generador utilizado para la modelación, se ha tomado el modelo general disponible en el software utilizado (generador de inducción doblemente alimentada, DFIG de 2 MW), en un número de 25, dando un total de 50 MW que es la potencia determinada en los estudios del parque eólico Huascachaca, proporcionada por la empresa ELECAUSTRO, titular del proyecto.

Por otro lado la variabilidad del viento no es considerada inicialmente, ya que esta tiene relevancia en los estudios de integración eléctrica únicamente cuando se presentan casos de sobrecarga de líneas en las corridas de flujo de carga o como resultado del análisis de contingencias n-1 en la red circundante.

4.7.4 Impacto en los límites térmicos en la red eléctrica circundante

Para verificar que la red inmediata circundante tenga la capacidad de tomar la energía generada por el parque eólico, primero se realiza una corrida de flujo de carga.

Los resultados obtenidos no muestran ninguna violación de límites en el área circundante al proyecto Huascachaca, esto en ambos escenarios considerados (ver Anexo B).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

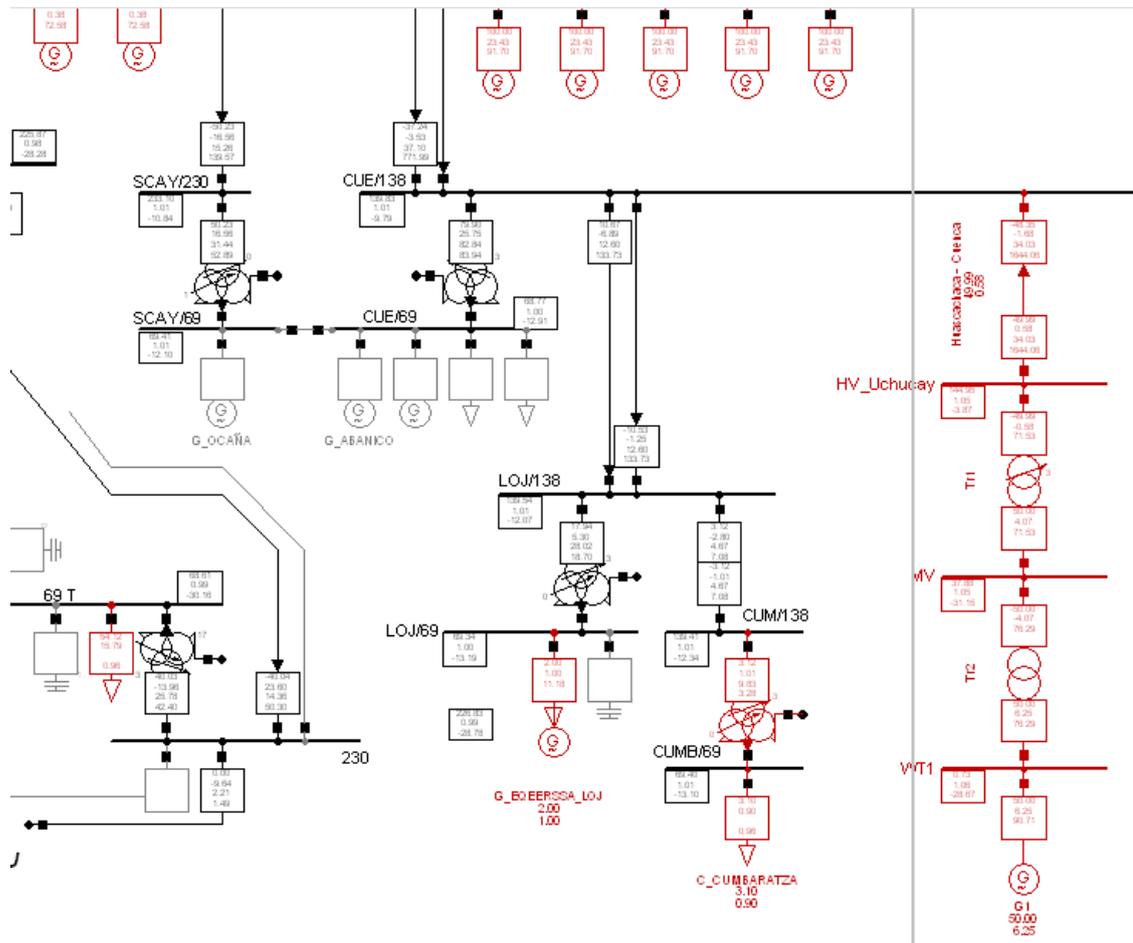


Figura 4.9 Detalle del modelo del parque eólico Huasachaca instalado a la barra Cuenca, 138 kV en el software Power Factory de Digsilent (escenario de máxima carga al 2014).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

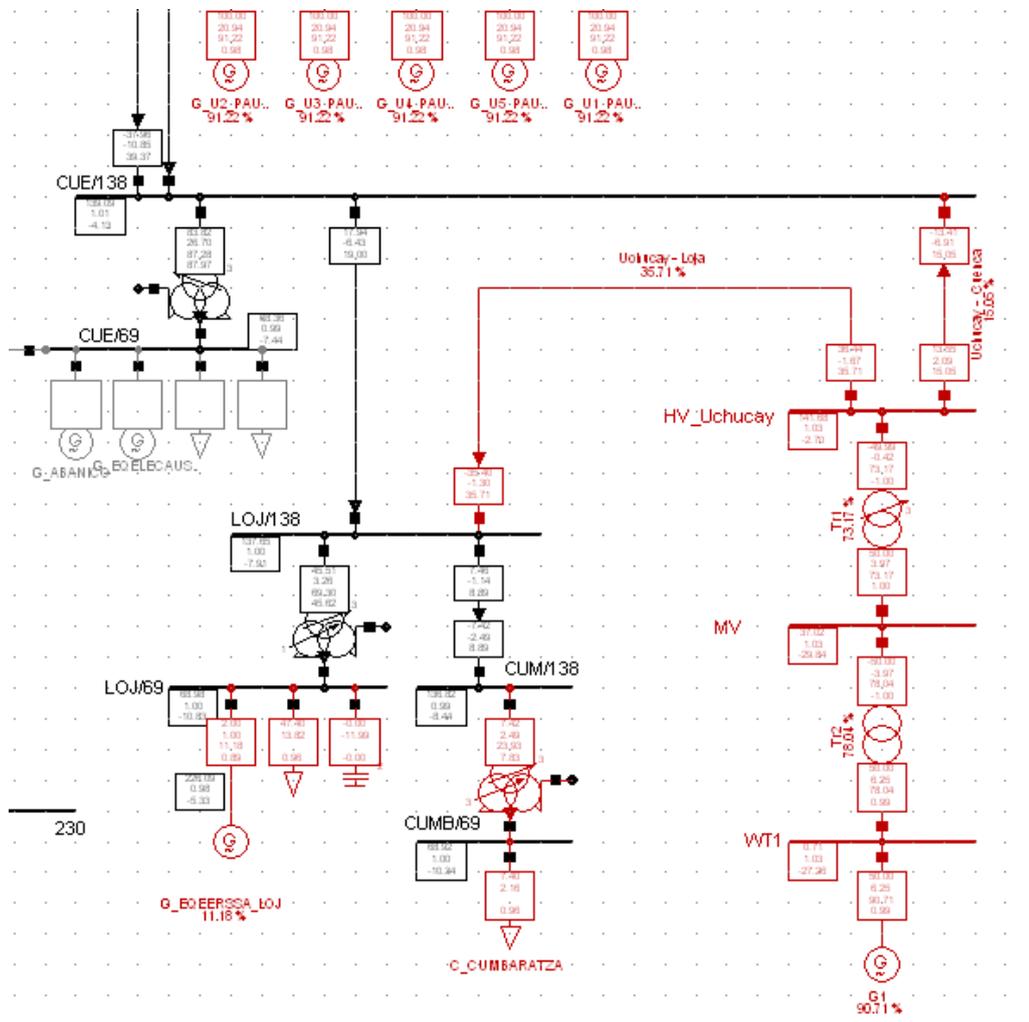


Figura 4.10Detalle del modelo del parque eólico Huascachaca instalado a la barras Cuenca y Loja a 138 kV en el software Power Factory de Digsilent (escenario de máxima carga al 2014)

A continuación se hizo un análisis de contingencia del tipo n-1 en las líneas del área circundante, sin observarse así mismo ningún problema referente a límites térmicos.

Sin embargo, y en el caso que se hubiera verificado alguna violación de los límites térmicos, se tiene como opciones para mitigar tales problemas los siguientes:

Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

1. Reforzar la línea existente o construir una nueva.
2. Limitar la potencia generada desde el inicio del proyecto (fase de diseño).
3. Limitar el aporte de la granja eólica en caso de falla de la línea (ya sea manual o automáticamente).
4. Considerar sistemas dinámicos de variación de impedancias de línea.

El criterio dominante en estos casos es la solución más económica, siempre bajo el concepto de que la operación debe ser segura bajo cualquier decisión que se tome respecto al tema.

Teniendo en cuenta por supuesto que los costos están asociados a la longitud de la línea y el tiempo al año en que ocurra la sobrecarga, y por otro lado el tiempo que la granja eólica sea limitada para generar menos.

4.7.5 Impacto de las variaciones de voltaje en el punto de conexión y la red eléctrica circundante

Posterior al análisis de límites térmicos, flujo de potencia y contingencias realizado, a continuación se efectúa el estudio de impactos de variación de voltaje en el punto de conexión que tiene como propósito evaluar lo siguiente:

- Identificar el modo de control de reactivos requeridos.
- Identificar el rango de potencia reactiva requerida.
- Identificar la necesidad de contar con dispositivos compensadores de reactivos conectados al sistema.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Modo de control de reactivos

En granjas pequeñas conectadas, en el modo de generación distribuida o embebida en sistemas de distribución, la solución óptima es que estas funcionen con un factor de potencia cercano a la unidad, en cambio, cuando los parque eólicos se conectan a la redes de subtransmisión o transmisión, el operador del sistema requerirá que el parque eólico funcione y mantenga un factor de potencia constante lo que significa que tanto el rango de potencia reactiva como el voltaje en el punto de conexión sean también constantes.

Teniendo presente además que el factor de potencia de toda la granja eólica no es igual al factor de potencia de cada turbina, normalmente se podría considerar que la potencia reactiva demandada por los transformadores elevadores de cada turbina y de la subestación, hacen necesario que en el punto de conexión del parque eólico y la red, se conecten banco de capacitores para el necesario ajuste.

Ampliando más lo expresado anteriormente, si se requiere un factor de potencia unitario, se puede suponer que la demanda de potencia reactiva de los componentes al interior de la granja bien puede ser suplido por los generadores eólicos, pero si el parque entero en el punto de conexión requiere un factor de potencia de por ejemplo 0,95 esto requiere que: o bien las turbinas eólicas funcionen con un más amplio margen de potencia reactiva y/o conectar a la red banco de capacitores.

Dependiendo del tipo de control de voltaje, este requiere un tipo de control a lazo cerrado (retroalimentado) para las turbinas. Si se necesita que este control sea dinámico, y además que la compensación de reactivos sea rápida, será necesario no solo banco de capacitores sino la utilización de dispositivos tales como SVC o STATCOM, lo cual *impactará* el costo general del parque



UNIVERSIDAD DE CUENCA

eólico, pero estas alternativas son fundamentalmente para granjas de gran tamaño²¹.

4.7.6 Estudios de variaciones de voltaje

El propósito de estos estudios es identificar el modo de control de reactivos, el rango de potencia reactiva requerida, y los requerimientos en el comportamiento dinámico. A posterior esto servirá en la consideración de costos para no efectuar gastos innecesarios.

La viabilidad de una granja eólica consiste que los generadores operen con factores de potencia constantes (en el lado de media tensión de cada estación de transformación elevadora de cada una de las turbinas), esto puede ser evaluado mediante el análisis de las curvas P-V para condiciones de operación normal y para las contingencias críticas.

Las curvas P-V pueden ser evaluadas para analizar las variaciones de voltaje resultado de:

- Variaciones de la potencia activa generada, es decir variaciones de viento.
- Contingencias.

Al no poseer datos suficientes ni el modelo computacional necesario para efectuar el primero de ellos, se realizará primero el análisis del funcionamiento en condiciones de operación normal y posteriormente en condiciones de salidas de líneas.

Del banco de datos proporcionado por el Centro Nacional de Control de Energía CENACE, se ha tomado como hora de carga máxima en la región las

²¹ En todo caso relativo al tamaño de la red circundante.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Como dato de partida se debe considerar que tratándose de una hora de máxima carga el voltaje en la barra Cuenca 69, se sitúa en 66,51 kV o sea 0.96 p.u.

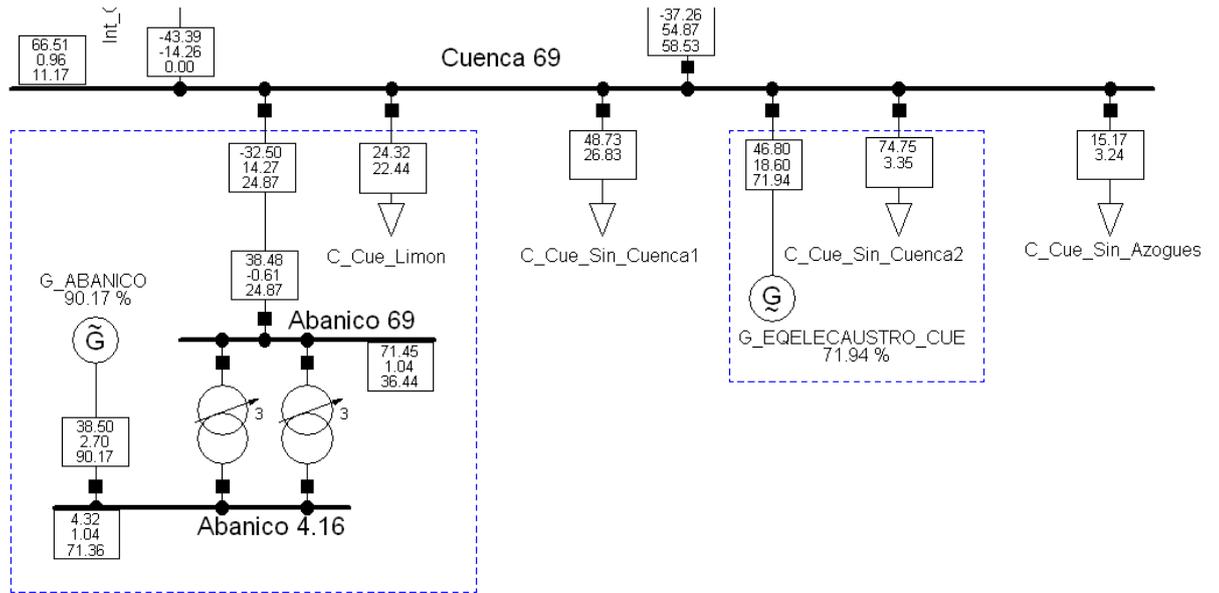


Figura 4.12 Detalle de la barra Cuenca 69

Al mismo tiempo y en las mismas condiciones en la barra Loja 69 se tiene 67,08 kV, 0,97p.u.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

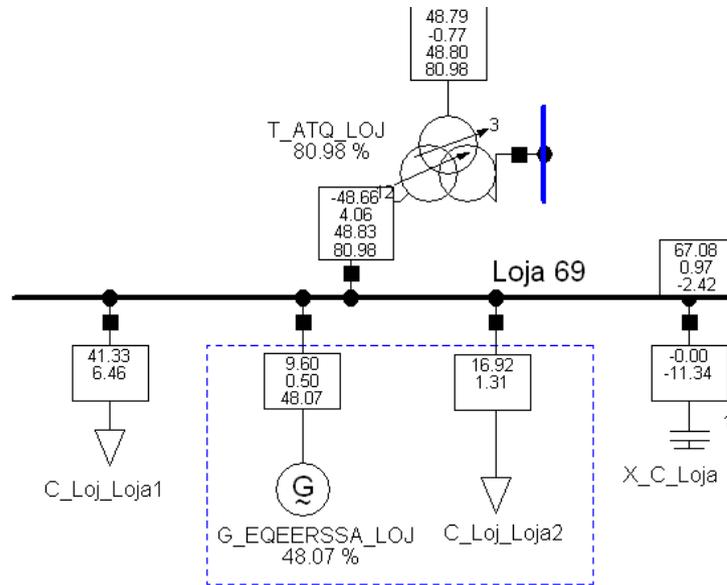


Figura 4.13Detalle de la barras Loja69.

La grafica de la curva P-V obtenida en las barras Cuenca 69 y Loja 69, se muestra a continuación:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

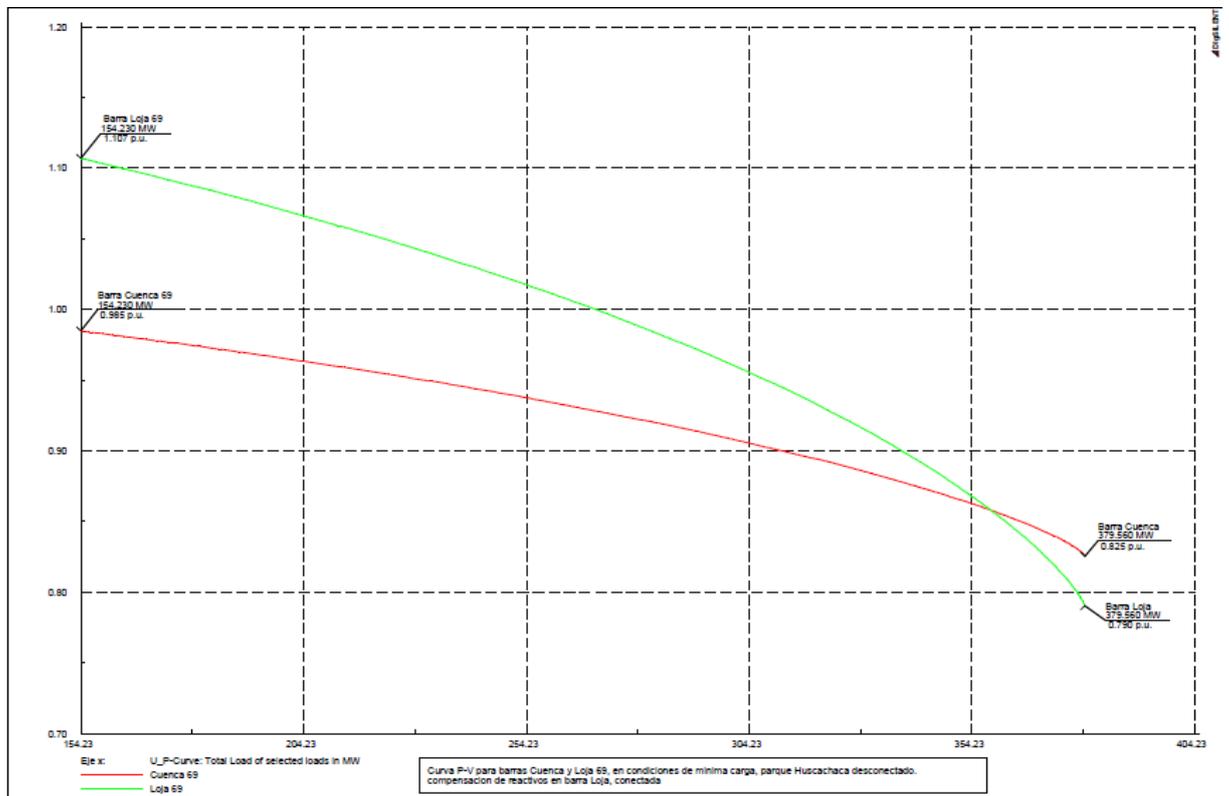


Figura 4.14 Curva P-V en condiciones de mínima carga con el parque eólico Huascachaca desconectado

Estas curvas corresponden a las características P-V, en condiciones de mínima carga en las barras Cuenca y Loja 69, parque Huascachaca desconectado, en ellas se puede observar que la barra Cuenca se sitúa a 0,985 p.u. de tensión en la barra entrando en inestabilidad cuando el voltaje se sitúa debajo del 82,5% de su valor, ambos a un valor de potencia 379,560 MW.

En el caso de la barra Loja 1,10 p.u., y entra en inestabilidad cuando el voltaje disminuye del 79%. El alto valor del voltaje debe ser atribuido a que estamos en un escenario de mínima carga y la conexión de la compensación reactiva, al mismo tiempo.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Luego se realizó el mismo análisis cuando el parque Huascachaca estaría conectado y se observa que: con la misma potencia activa de entrada 154,2 MW, el nivel de tensión en las barras a 69 kV, Cuenca y Loja respectivamente si sitúa en 0,986 y 1,12 p.u. en tanto que las barras en el mismo orden entran en inestabilidad de voltaje cuando el mismo disminuye a 82,4 % para Cuenca y para Loja 79% a un valor de potencia común de 398,068 MW.

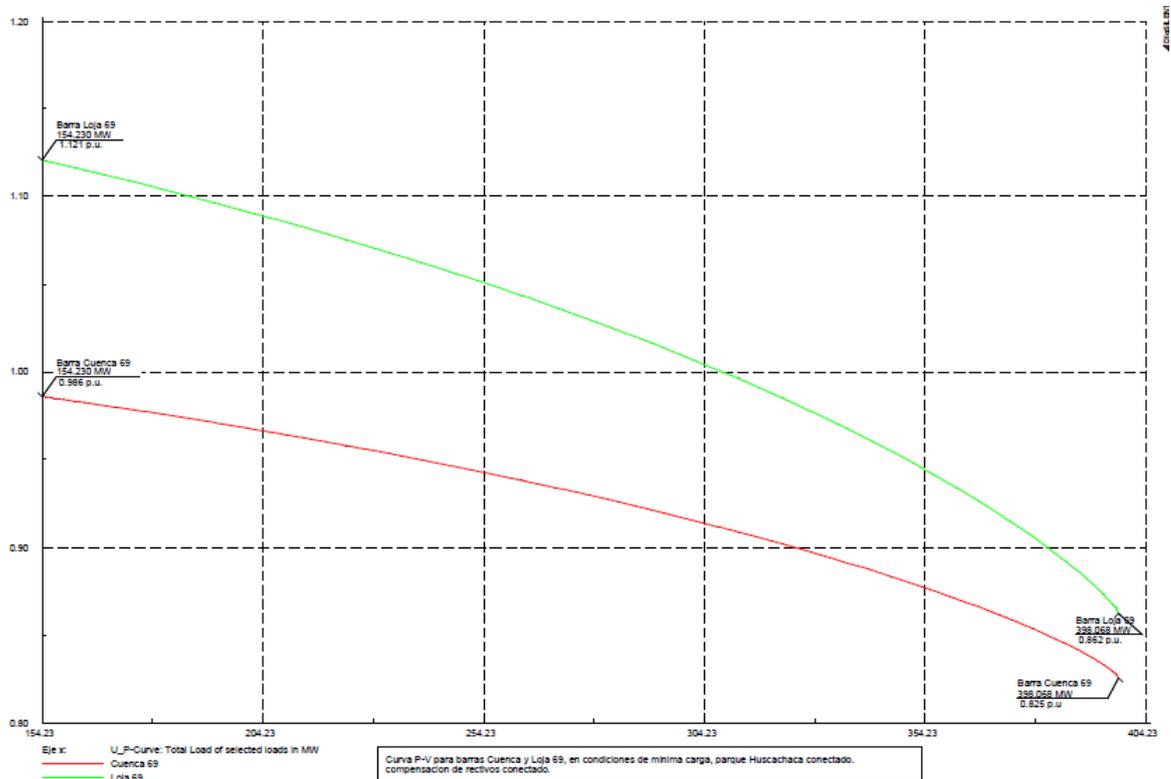


Figura 4.15 Curva P-V en condiciones de mínima carga con el parque eólico Huascachaca conectado.

En esta condición de mínima carga, en resumen se observa que el impacto en el voltaje de la entrada del parque eólico Huascachaca, en el caso de ambas barras consideradas es mínimo, y en todo caso mejora las condiciones de



UNIVERSIDAD DE CUENCA

4.7.7 Impacto en las corrientes de cortocircuito

El estudio de corto circuito y sus impactos permite verificar que el equipamiento esté dentro de los límites de seguridad en el caso de la ocurrencia de una falla de este tipo. Brindando datos de dimensionamiento o comprobando lo que se ha determinado en el diseño, es decir particularizando para cada caso en estudio, se determinan los impactos que pudieran darse.

4.7.7.1 Consideraciones

El análisis en estado estable del cortocircuito según las normas IEC60909 o ANSI C37 en las turbinas eólicas de velocidad variable encuentra dificultades inmediatas debido a la propia naturaleza del generador utilizado que puede ser: a) de inducción doblemente alimentado, DFIG, o b) de inducción a conversión total (fully rated converter generator); las razones son:

Los controladores de este tipo de turbinas actúan en tiempos muy cortos, del orden de pocos milisegundos, de manera que influyen en un comportamiento no lineal de la máquina en estos cortísimos lapsos.

Por otra parte la actuación de los mecanismos de protección sobre todo en el caso de generador DFIG con la protección crow bar, hace que se produzcan disparos de las protecciones a la menor variación de voltaje que pueda ser detectada. Por ejemplo: en un lapso en el cual la protección crow bar actué, pero que no se ha despejado el cortocircuito aún se observará que el generador DFIG contribuye considerablemente al pico de las corrientes de cortocircuito. Así mismo, se debe considerar otro problema que deriva del hecho que en muchas redes que incluyen generación eólica, se ha previsto la inyección de corrientes reactivas en situaciones de bajo voltaje, por lo tanto los generadores terminan contribuyendo a los componentes AC de las corrientes de cortocircuito.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

4.7.7.2 Modelo de generador utilizado para estudios de cortocircuito

Como se mencionó anteriormente existe dificultad en analizar el cortocircuito en estado estable, es por esta razón que aún hoy se utiliza el modelo conocido como “máquina síncrona equivalente”, es decir se introduce en el circuito reactancias transitorias y sub transitorias. Sin embargo, este modelo no permite una cuantificación precisa de la contribución al cortocircuito de los generadores eólicos, y se recomienda que se utilice en aquellos casos en los que se conoce los rangos de respuesta en situación de falla de las subestaciones, líneas y transformadores o sea en estudios de planificación (Sorensen, Hansen, Janosi, & Al., 2001). Pero si se quiere conocer el funcionamiento de los relés de protección u otros mecanismos debe utilizarse modelos dinámicos (Sorensen, Hansen, Janosi, & Al., 2001).

En el caso de los estudios de impacto en la red de una granja eólica que se conecta a un equipamiento existente este se puede desarrollar a través de los llamados modelos agregados, tema que ya fuera analizado en este documento anteriormente (Ver sección **4.6.2 Modelo Agregado de Parque Eólico para Análisis Dinámico de Sistemas de Potencia**).

A continuación se resume los resultados obtenidos en el caso de estudio Huascachaca según la norma IEC60909 en un escenario al año 2014:

Corto circuito trifásico en transformador Tr1 (HV):

- Corriente de corto circuito inicial: $I_{kss} = 5,13 \text{ kA}$
- Corriente pico de corto circuito: $i_p = 10,21 \text{ kA}$

En la barra MV (secundario de Tr1, a un nivel de voltaje de 36 kV), se tiene los siguientes resultados:

- Corriente de corto circuito en estado estable: $I_k = 10,43 \text{ kA}$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Corriente térmica equivalente de corto circuito: $I_{th} = 10,82 \text{ kA}$
- Potencia inicial de corto circuito: $S_{k''} = 962,93 \text{ MVA}$

Corto circuito monofásico (fase A), en transformador Tr1 (HV):

Fase A	$S_{k''}$ MVA	Corriente kA
Lado Tr2 HV	6,134	0,295

Corrientes de secuencia	I1 kA	I2 kA	3xI0 kA
	0,059	0,059	0,534

En la barra MV (secundario de Tr1, a un nivel de voltaje de 36 kV), se tiene los siguientes resultados:

- Corriente de corto circuito inicial: $I_{kss} = 0,53 \text{ kA}$
- Corriente pico de corto circuito: $i_p = 1,23 \text{ kA}$
- Corriente de interrupción de corto circuito: $i_b = 0,53 \text{ kA}$
- Potencia de interrupción de corto circuito: $S_b = 11,10 \text{ MVA}$

En las pruebas que se han realizado se ha dejado de lado la impedancia de los cables internos de la granja lo cuales son irrelevantes ya que los estudios de impacto se centran en las corrientes máximas de cortocircuito.

Resumiendo los valores y resultados obtenidos se tiene que:

El resultado de conectar Huasachaca (50 MW) a la barra 138kV del equivalente Thevenin del SIN, contribuye al cortocircuito en los siguientes resultados:

- Contribución inicial a la corriente de cortocircuito inicial (I_{kss}): 1,33 kA.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Contribución a corriente pico de cortocircuito (I_p): 2,66 kA
- . Contribución a corriente de estado estable de cortocircuito (I_k): 2,72 kA

Estos valores han sido obtenidos de la prueba de cortocircuito trifásico y trasladados al nivel de voltaje de 138kV.

Mientras tanto la prueba de cortocircuito monofásico servirá para el dimensionamiento de las protecciones y límites térmicos en los componentes de la granja.

En el caso de proyecto Huascachaca, el aporte a la corriente inicial de corto circuito de la granja en relación al mismo parámetro del equivalente es aproximadamente de 1/6, es decir la contribución de cortocircuito de la granja eólica no es crítica.

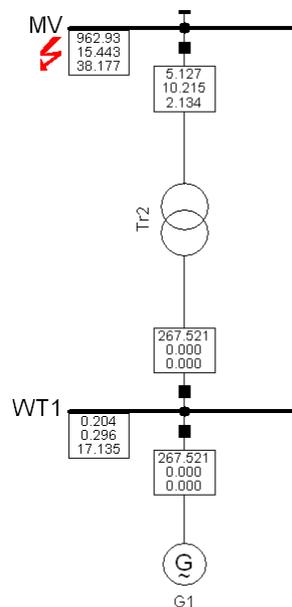


Figura 4.17 Detalle del diagrama unifilar del parque Huascachaca, con la barra MV en cortocircuito

El parque Huascachaca podría abastecer por si solo la demanda de la provincia de Loja, aumentando la confiabilidad de toda la zona Austral,



UNIVERSIDAD DE CUENCA

aliviando a la central Paute en 50MW, que podrían estar disponibles para el sistema nacional. Sin embargo tratándose de energía variable como es la energía eólica, y observando los valores obtenidos anteriormente; se podría plantear la alternativa más económica –ciertamente- de conectar Huascachaca únicamente a la subestación “Cuenca” a 138kV en la provincia del Azuay, ya que se simplificarían el equipamiento como las protecciones, las estructuras de la red, haciendo más sencillo el diseño de la subestación Uchucay.

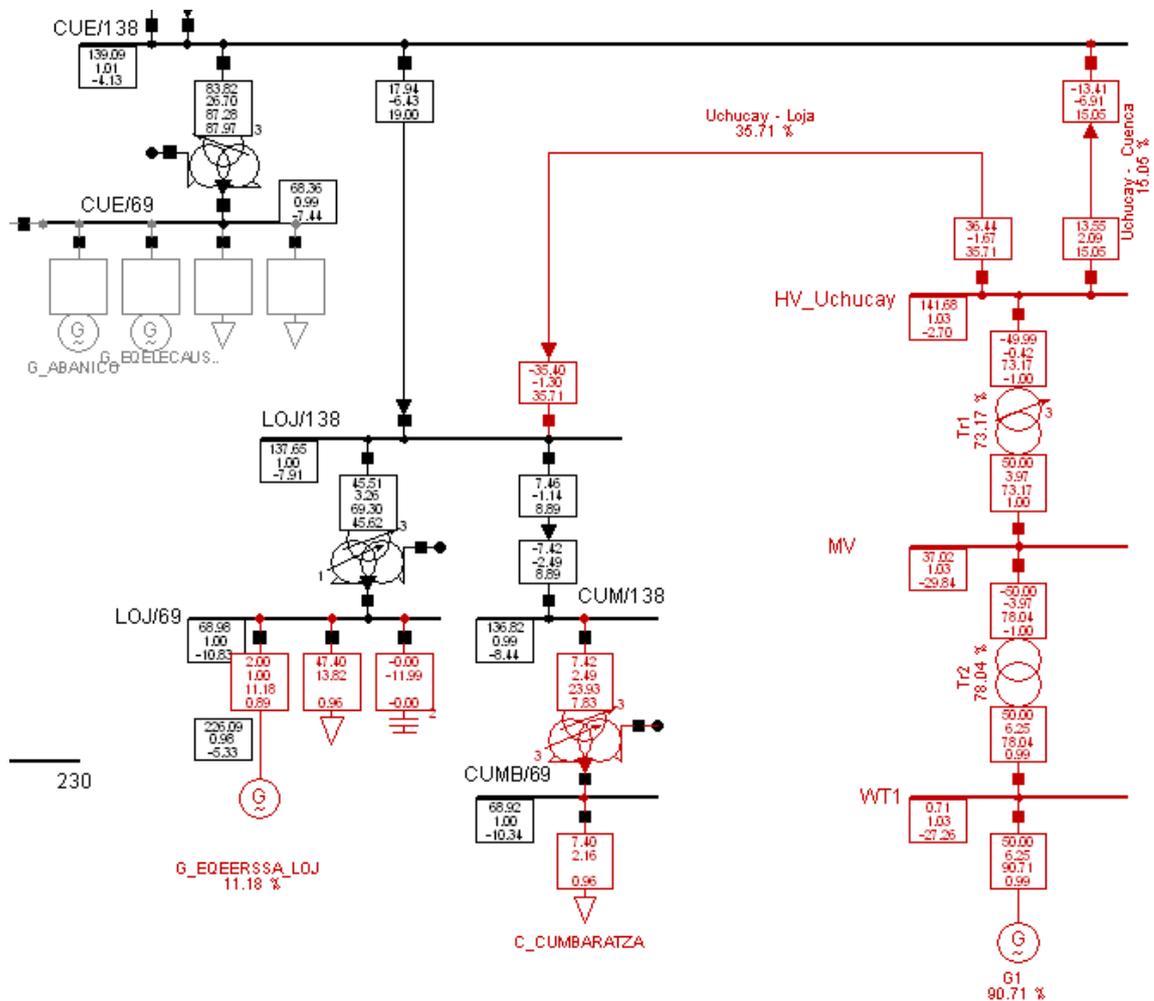


Figura 4.18Detalle de la simulación de flujos de potencia con Huascachaca conectado y en funcionamiento en un escenario de máxima carga al año 2014



UNIVERSIDAD DE CUENCA

4.7.8 Estudio de impacto en la calidad de suministro

Los estudios de calidad del suministro de energía (potencia) tanto de las turbinas eólicas en general como de las granjas eólicas en particular están estandarizados y normados de acuerdo al reporte IEC61400-21.

En el caso de las turbinas eólicas la norma IEC61400-21 coloca a los siguientes parámetros como los relevantes para el análisis de calidad de suministro de una turbina eólica (Tande, 2005):

- Valores nominales (P_n , Q_n , S_n , U_n , I_n).
- Máxima potencia permitida, P_{mc} (promedio 10 minutos).
- Máxima potencia medida, P_{60} (promedio 60 segundos) y $P_{0.2}$ (promedio 0.2 segundos).
- Potencia reactiva, Q , como valores promedio en 10 minutos, y como una función de la potencia activa.
- Coeficiente de flicker $c(\psi_k, u_a)$ para operación continua, como función del ángulo de fase de la impedancia de la red ψ_k y de la velocidad media anual del viento u_a .
- Número máximo de maniobras de conexión específicas de la turbina en un periodo de 10 minutos, N_{10} , y en un periodo de 2 horas, N_{120} .
- Factor flicker de paso, $k_f(\psi_k)$, factor de cambio de voltaje $k_v(\psi_k)$, para operaciones maniobras de conexión específicas de la turbina eólica como función del ángulo de fase de la impedancia de la red ψ_k .
- Corrientes armónicas máximas, I_h , en operación continua en un promedio de datos de 10 minutos por cada armónico sobre el 50^o (quincuagésimo).

Obviamente estos valores dependerán del tipo de turbina.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En el caso de las granjas eólicas los impactos de calidad del suministro se producen fundamentalmente en dos aspectos:

- a) Corrientes de inyección armónicas de la granja eólica, y
- b) el impacto en el flicker del parque eólico en su conjunto.

Sin embargo cada uno de estos estudios son complejos, no únicamente son dependientes de los técnicas y metodologías desarrolladas para la evaluación, dependen también de las características propias de cada país e incluso región, en donde se realice el estudio, y además de involucrar aspectos técnico-administrativos del operador de la red, la normatividad del sector eléctrico y la experiencia que se vaya adquiriendo en el transcurso de desarrollar las energías alternativas y particularmente eólicas (Morales, Robe, & Maun, 2009).

A continuación se expone a modo de sumario las típicas características de calidad de suministro para varios tipos de turbinas eólicas tomado del libro "WindPower in PowerSystem" de Thomas Ackerman (pag. 85).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Table 5.1 Typical power quality characteristics for various wind turbine types

Quantity	Wind turbine type ^a					
	A0	A1	A2	B	C	D
Maximum permitted power, P_{mc}	$P_{mc} > P_n$	$P_{mc} = P_n$	$P_{mc} = P_n$	$P_{mc} = P_n$	$P_{mc} = P_n$	$P_{mc} = P_n$
Maximum measured power 60 s average, P_{60}	$P_{60} > P_n$	$P_{60} = P_n$	$P_{60} = P_n$	$P_{60} = P_n$	$P_{60} = P_n$	$P_{60} = P_n$
Maximum measured power 0.2 s average, $P_{0.2}$	$P_{0.2} > P_n$	$P_{0.2} > P_n$	$P_{0.2} > P_n$	$P_{0.2} = P_n$	$P_{0.2} = P_n$	$P_{0.2} = P_n$
Reactive power, Q^b	$f(P)$	$f(P)$	$f(P)$	$f(P)$	0	0
Flicker coefficient, $c(\psi_k, v_a)$	Average	High	Average	Low	Low	Low
Maximum number of switching operations in a 10 min period, N_{10}	CPS	CPS	CPS	CPS	CPS	CPS
Maximum number of switching operations in a 2 h period, N_{120}	CPS	CPS	CPS	CPS	CPS	CPS
Flicker step factor, $k_f(\psi_k)$	High	Average	Average	Low	Low	Low
Flicker change factor, $k_u(\psi_k)$	High	Average	Average	Low	Low	Low
Maximum harmonic current, I_h^c	—	—	—	—	Low	Low

^a For more information turbine types A0, A1, A2, B, C and D, see Section 4.2.3.

^b Regarding wind turbine types A and B, use of capacitors that are connected in steps or power electronics may lead to enhanced control of reactive power. Regarding wind turbine types C and D, assuming use of modern frequency converters, the reactive power may be fully controlled within the rating of the converter.

^c This is relevant only for wind turbine types C and D. The indicated low emission of harmonic currents is based on the assumption that modern frequency converters are used.

— Not applicable

Note: CPS = control parameter setting.

Figura 4.19 Sumario de las características típicas de calidad de suministro según los distintos tipos turbinas eólicas (Ackerman,2005)

En el caso del caso de estudio Huascachaca, en donde se ha planificado utilizar turbinas eólicas tipo “C” se puede ver que tanto las características de flicker como las de inyección de corriente armónica, son bajas; dependiendo esta última del avance de los modernos equipos convertidores de frecuencia.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

A continuación se estudia detalladamente el impacto de la granja eólica en la emisión de armónicos y en el parpadeo (flicker), como principales índices de calidad de suministro al conectarse a la red.

4.7.8.1 Estudio de la Inyección de Corrientes Armónicas de la Granja Eólica

Estos estudios se basan en la normativa IEC 61400-21 y se trata de evaluar los peores casos de inyección de corriente armónica en cada frecuencia armónica en que la corriente inyectada sea mayor al 0,1 % de la medida promedio observada.

Prácticamente no existe la posibilidad que en el parque eólico todas las turbinas al mismo tiempo inyecten el peor caso de corrientes armónicas con el mismo ángulo de fase al mismo tiempo, por lo que debe asumirse que una amplia variedad de corrientes armónicas serán originadas en la granja eólica (Dib, Ferdi, & Benachaiba, 2011).

La norma que regula la evaluación de armónicos según la Comisión electrotécnica Internacional IEC en sus siglas en inglés es IEC 61000-3-6 que básicamente considera lo siguiente (Larsson, 2000):

Los armónicos de bajo orden son los resultados típicos de los convertidores de redes conmutadas o efectos de saturación.

Los armónicos de alto orden son el resultado típico de convertidores electrónicos de potencia auto conmutados, por lo que sus ángulos de fase están altamente correlacionados.

En lo que corresponde específicamente a la generación eólica, debe aplicarse el artículo correspondiente de la mencionada IEC 61000-4-7, Summation Law 2



UNIVERSIDAD DE CUENCA

(Larsson, 2000), de acuerdo a aquello se define las fórmulas que permiten calcular la superposición de la distorsión de los voltajes armónicos como resultado de las corrientes armónicas inyectadas desde las diferentes fuentes, según la fórmula:

$$i_n = \sqrt{\sum_k i_{nk}^\alpha} \quad (4.6)$$

Dónde:

i_n es la corriente armónica de orden n , i_{nk} es la corriente armónica de orden n de la fuente k ; y α es un exponente cuyos valores para los distintos niveles de armónicos vienen definidos así:

- $\alpha = 1$ para armónicos de orden (n) menores que 5; $n < 5$
- $\alpha = 1,4$ para $5 \leq n \leq 10$
- $\alpha = 2$ para $n > 10$

En la práctica la aplicación de esta fórmula requiere el cálculo de la distorsión del voltaje armónico producido por cada generador eólico en su punto de conexión y posteriormente calcular la distorsión del voltaje armónico resultante.

Sin embargo hay que distinguir dos casos, el uno es cuando la granja eólica tiene una conexión corta a la red eléctrica. El otro caso es cuando esta conexión es considerable y además el nivel de voltaje es alto, caso típico de las granjas eólicas costeras (offshore), aquí el análisis de armónicos es más complejo ya que la capacitancia de las líneas puede producir variaciones de la frecuencia, la gravedad de este problema se traducirá en el tamaño del filtro requerido (Larsson, 2000).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Para el primer caso que corresponde a Huascachaca, de acuerdo a IEC 61400-21 la inyección de corrientes armónicas de la granja eólica entera puede ser modelada por una fuente equivalente conectada en el PCC (punto de conexión común); y la distorsión del voltaje puede calcularse tomado la impedancia armónica de valor máximo en el punto de conexión y posteriormente multiplicando por la corriente armónica resultante.

Sin embargo el tener filtros locales conectados pudiera causar inconvenientes en el caso particular de problemas de resonancia de bajo orden en los cables.

Según la literatura revisada y citada anteriormente, los armónicos de 3ero, 6to, 9no, etc orden son uno de los peores casos, incluso la mayor parte de las corrientes armónicas de 3er orden aparecen en la secuencia cero. Siendo así que deben ser evaluados en el lado de alto voltaje de los transformadores elevadores de cada turbina, en tensión media (Babypriya & Chilambuchelvan, 2010).

Sin embargo según IEC 61400-21 solo se debe reportar la magnitud de corrientes de armónicos medidos en el lado de baja tensión de la granja (LV).

En el campo y durante su funcionamiento los instrumentos medidores de la calidad del suministro se conectan en el punto de conexión de la red PCC, para monitorear el voltaje y la inyección de corrientes armónicas producidas por el parque eólico completo.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

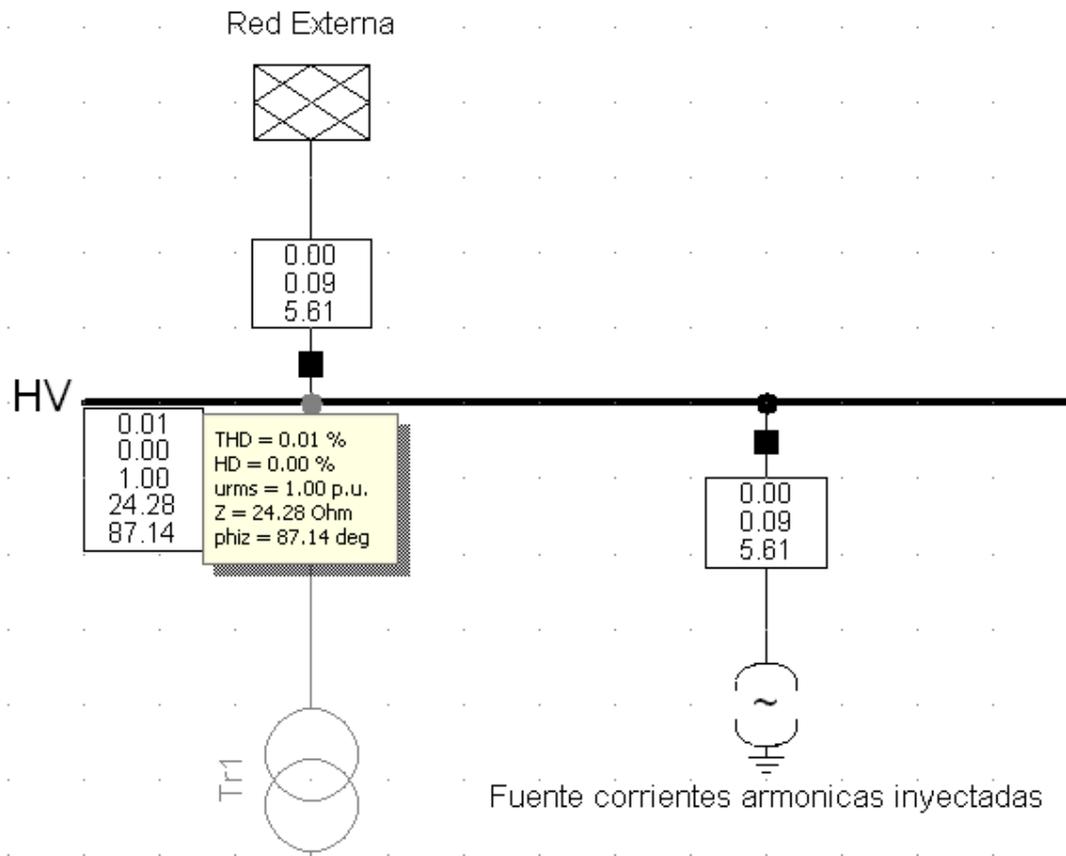


Figura 4.20 Detalle de la red unifilar del parque eólico Huascachaca en el punto de conexión, PCC desarrollado en DigSilent, mostrando unos de los valores obtenidos en una prueba de simulación.

En cuanto a los resultados en la modelación realizada, se debe manifestar que al no estar disponibles los parámetros de la turbina a ser utilizada, se han usado las herramientas genéricas disponibles en el software por ejemplo el modelo de fuente de corrientes de armónicos utilizando el espectro armónico que trae el programa. Con todas estas consideraciones se ha obtenido la distorsión armónica total THD=1,33%; que se encuentra lejos del límite para parques eólicos que generalmente se acepta 6% (Larsson, 2000) y (Zubia Olaskoaga, 2003). Los resultados se muestran en el anexo D.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

4.7.8.2 Estudio de fluctuaciones de tensión (flicker) de la granja eólica

La cuantificación de las fluctuaciones de tensión que tienen su efecto tanto en la percepción humana como en la respuesta de una fuente luminosa, llamado flicker es un método habitual de evaluarlas, y han sido normalizado en el estándar IEC 60868 (1990).

En el caso de las granjas eólicas se define dos operaciones causantes de flicker estas son: la operación continua y las maniobras del parque (Zubia Olaskoaga, 2003).

Flicker de operación continua

El flicker de operación continuase debe a:

- Variación de la potencia generada a causa del cambio de la velocidad de viento.
- El efecto sombra de la torre del aerogenerador
- Las características mecánicas de la turbina.

Según el tipo de turbina eólica que se utilice se tiene que: en el caso de la máquina de velocidad fija no se consigue eliminarlo completamente acudiendo generalmente al control de ángulo del aspa (pitch control); en cambio, en la turbina eólica de velocidad variable su efecto se ve aminorado por medio de la electrónica de potencia (Zubia Olaskoaga, 2003).

En cuanto a la evaluación del flicker en la granja eólica, el estándar IEC 61400-21 le define a través de un coeficiente adimensional. Esta norma sugiere dos métodos alternativos: el primero basado en la medida de la potencia activa y reactiva, y el segundo está basado en la medida de la corriente y la tensión.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

La misma norma establece que el análisis del coeficiente de emisión de flicker se debe realizar para distintas velocidades de viento y distintos valores de impedancias (Larsson, 2000).

Flicker por maniobras

Se origina en la conexión y desconexión del parque eólico y según el tipo de turbina empleada, así se tiene que el arranque de las turbinas eólicas de velocidad variable con control de ángulo de palas es "más suave" que las turbinas de velocidad fija (Zubia Olaskoaga, 2003).

4.7.8.3 Determinación del flicker en la granja eólica

La norma IEC 61400-21 creada como referencia para la valoración y medida de la calidad de suministro de las redes eléctricas con conexión de turbinas eólicas, plantea que la turbina eólica deberá conectarse a una red MT o MV (media tensión), esta red tendrá generalmente otras cargas variables que puedan provocar fluctuaciones significativas de la tensión en los bornes de la turbina eólica en donde se hace la medida, las fluctuaciones de tensión impuestas por la turbina eólica dependerán de las características de la red, sin embargo los ensayos realizados deberán ser independientes de las condiciones de la red.

Para conseguir esto, la norma especifica un método que utiliza series temporales de corrientes y tensiones medidas en los bornes de la turbina eólica, para simular las fluctuaciones de tensión en una red ficticia, sin otra



UNIVERSIDAD DE CUENCA

fuentes de fluctuaciones de tensión que la turbina eólica (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 2006)²².

La red ficticia está compuesta por una fuente de tensión fase-neutro ideal con el valor instantáneo $u_0(t)$ y una impedancia de la red dada como una resistencia R_{fic} en serie con una inductancia L_{fic} . La turbina eólica se representa por el generador de corriente $i_m(t)$, que es el valor instantáneo medido de la corriente de fase.

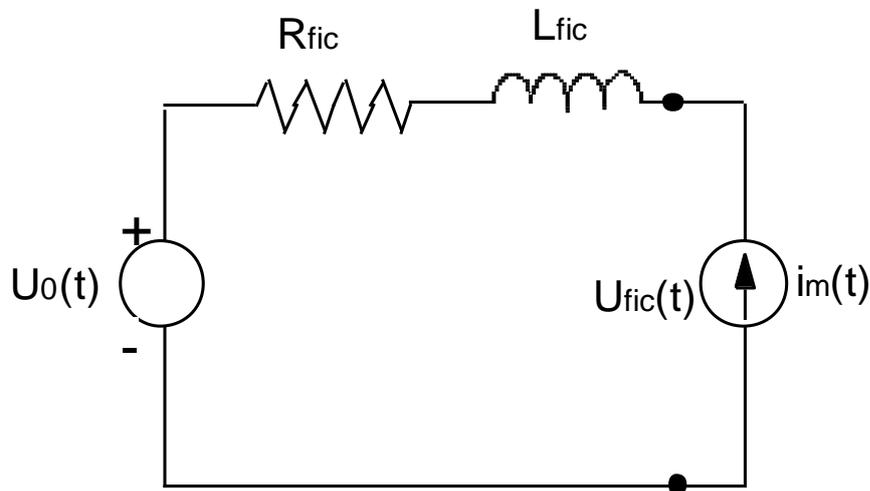


Figura 4.21 Red Ficticia para la simulación de una tensión ficticia

Este modelo simple da una tensión simulada con el valor instantáneo $U_{fic}(t)$, de acuerdo con:

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic}i_m(t) + L_{fic} \frac{di_m(t)}{dt} \quad (4.7)$$

La fuente ideal de tensión $u_0(t)$ puede generarse de diferentes maneras. Pero es conveniente que se cumplan dos propiedades de la tensión ideal:

²² NTC 5412, norma técnica colombiana para la evaluación y medida de calidad de suministro en la red eléctrica con aerogeneradores, 2006.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- es conveniente que la tensión ideal no contenga ninguna fluctuación, es decir que el *Flicker* en la tensión sea cero.
- $u_0(t)$ debe tener el mismo ángulo eléctrico $\alpha_m(t)$ que la componente fundamental de la tensión medida. Ello asegura que el ángulo de fase entre $u_{fic}(t)$ e $i_m(t)$ sea el correcto, con la condición de que $u_{fic}(t) - u_0(t) \ll u_0(t)$.

Para cumplir con estas propiedades, $u_0(t)$ se define como:

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} U_n \cdot \text{sen}[\alpha_m(t)] \quad (4.8)$$

U_n es el valor eficaz de la tensión nominal de la Red; y el ángulo eléctrico de la componente fundamental de la tensión medida es:

$$\alpha_m(t) = 2 \cdot \pi \cdot \int_0^t f(t) dt + \alpha_0 \quad (4.9)$$

Dónde:

- $f(t)$ frecuencia variable en el tiempo
- t tiempo de duración de la serie temporal
- α_0 ángulo eléctrico inicial ($t=0$).

Los valores de la impedancia de la red ficticia deben seleccionarse para obtener el ángulo de fase apropiada de la impedancia, cumpliéndose que:

$$\tan \psi_k = \frac{2\pi f_g L_{fic}}{R_{fic}} = \frac{X_{fic}}{R_{fic}}$$

La potencia aparente de cortocircuito trifásico de la red ficticia se da por la relación:

$$S_{k, fic} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{fic}^2 + X_{fic}^2}} \quad (4.10)$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

El estándar IEC 61000-4-15, indica como guía que la relación entre $S_{k,flic}$ y S_n debería ser de 50; esto para obtener simulaciones de tensión en la escala del “flickometro”, sin embargo el escoger un valor adecuado es responsabilidad del administrador de la red.

Determinación del flicker en operación continúa.

En el caso de la evaluación del flicker en operación continua el análisis teórico se desarrolla del siguiente modo:

El coeficiente de flicker $c(\psi_k)$ de la turbina está determinado aplicando:

$$c(\psi_k) = \arctan\left(\frac{X_k}{R_k}\right) \quad (4.11)$$

La emisión de flicker producido por una turbina eólica conectada a la red con una potencia arbitraria de corto circuito S_k puede ser calculada por:

$$P_{st} = c(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (4.12)$$

De acuerdo a IEC 61400-21, para determinar la contribución de flicker de varias turbinas conectadas al punto común PCC, se aplica:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt} = \sqrt{\sum_i P_{st,i}^2} \quad (4.13)$$

P_{lt} , Corresponde a la emisión de flicker a largo plazo y $P_{st,i}$, la emisión de cada turbina individualmente.

Determinación del flicker en maniobras.

Según IEC 61400-21 a través de NTC-5412, a partir de las informaciones del fabricante, los números máximos de operaciones de conexión, N10 y N120



UNIVERSIDAD DE CUENCA

deben determinarse para cada tipo de operación de conexión especificada. En el caso de que el fabricante de la turbina eólica no pudiera facilitar estas cifras o si el fabricante no puede dar las especificaciones suficientes del sistema de control de la turbina eólica para apoyar las cifras dadas, se debe asumir lo siguiente:

- $N_{10} = 10$ y $N_{120} = 120$, para los casos de puesta en marcha con velocidad de inicio y flicker escalonado más alto.
- $N_{10} = 1$ y $N_{120} = 12$, para el caso de puesta en marcha con velocidad de viento normal.

Dónde: N_{10} es el número máximo de operaciones de conexión en el curso de un periodo de 10 minutos, y N_{120} es igual al anterior pero en un periodo de 2 horas.

Para determinar el flicker causado por maniobras se debe introducir los factores k_{fk} definidos como factor de flicker escalonado y factor de variación de tensión respectivamente, siendo definidos por la norma IEC 61400-21.

En el caso del cambio de voltaje porcentual por el arranque de una sola turbina ΔU , este se relaciona con los factores de la red ficticia en la siguiente proporción:

$$\Delta U \leq k_u(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \cdot 100 \quad (4.14)$$

Y el flicker resultante causado por el repetido número de caídas de voltaje ΔU es:

$$P_{lt} = \left(\frac{2,3N}{T} \right)^{\frac{1}{3,2}} \cdot F \cdot \frac{\Delta U}{U} \quad (4.15)$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

N es número de caídas de voltaje en un periodo de T segundos, y F es el factor de forma para diferentes tipos de voltaje determinado por la normativa IEC 61000-3-7.

Finalmente se debe introducir el factor de flicker escalonado k_f en el flicker a largo plazo P_{lt} .

$$P_{lt} = k_f(\psi_k) \cdot N^{\frac{1}{3.2}} \cdot \frac{S_{ref}}{S_k} \quad (4.16)$$

Siendo N el máximo número de maniobras en dos horas.

4.7.8.4 Resultados de la determinación de flicker

Como se ha visto anteriormente el método definido en las regulaciones IEC 61000-3-7 y IEC 61400-21 requiere el cálculo del mínimo nivel de cortocircuito y el ángulo de la impedancia en el punto de conexión común, PCC.

Basado en el ángulo de la impedancia, se determinan los valores para:

- Coeficiente de flicker $c(\psi_k)$
- Factor de flicker escalonado $k_f(\psi_k)$
- Factor de variación de tensión ku
- Máximo número de conexiones en 10 minutos, N10.
- Máximo número de conexiones en 120 minutos, N120.

De acuerdo a IEC 61400-21 a través de NTC-5412, para el respectivo ángulo de impedancia en el punto de conexión de la red debe ser tomado de la medición de una turbina eólica.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Todos estos valores permitirán calcular, el valor del flicker en operación continua y por maniobras a corto y largo plazo (P_{st}/P_{lt}) para un solo generador.

Para evaluar el parpadeo de una granja eólica entera, según IEC 61400-21 se puede asumir que parámetros como la turbulencia del viento y otros (por ejemplo, sombra de la torre) no están correlacionados. Y a partir de ahí la siguiente fórmula puede ser aplicada para calcular el flicker de una granja del viento entera con “n” turbinas basándose en el parpadeo individual de un solo aerogenerador, donde P_{sti} es el valor de flicker a corto plazo una sola turbina eólica:

$$P_{st} = P_{lt} = \sqrt{n}P_{sti} \quad (4.17)$$

Fórmula obtenida a partir de la ecuación **4.13**, en este caso al carecer de datos de valores típicos de las WTGS (Sistema de generación de turbinas eólicas), a utilizarse en el parque Huascachaca se ha tomado los valores típicos mostrados según los formatos indicados en la norma colombiana NTC 5412 modificada, tomando como referencia a la IEC 61400-21, en las condiciones y valores expuestos en el anexo respectivo. Obteniéndose:

- $P_{lt} = P_{st} = 0,095$ en funcionamiento continuo.

El significado de este resultado es muy limitado porque dependerá del número de turbinas, el tipo de elementos que finalmente sean instalados. Sin embargo y de cualquier manera el número de WTGS considerado (25), está muy por debajo de cualquier valor que pueda asumirse como crítico en el caso de 50 MW a ser generados en Huascachaca.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Capítulo 5.- Conclusiones y Recomendaciones

El proyecto Huascachaca, de 50MW, es solo un ejemplo de una granja eólica que será eventualmente conectada al Sistema Nacional Interconectado; a la fecha que se realiza este trabajo, el sector eléctrico ecuatoriano está viviendo uno de los procesos más dinámicos, si es que no el mayor y más grande en la historia del país, lo cambios que se producen son casi a diario en el sector de la planificación del sistema eléctrico, mientras tanto están en construcción varios proyectos, principalmente de generación, y otros más esperando una rápida ejecución a corto plazo, dentro de lo cual solo una parte mínima de ellos son eólicos.

Sin embargo, el interés por esta tecnología es creciente, y su existencia y muchas de sus características y ventajas son ya de dominio público; por lo que a futuro parece inevitable la entrada a funcionamiento de varios proyectos de este tipo.

En el Ecuador, a pesar de que la experiencia con parques eólicos se reduce a la provincia de Galápagos (no conectada al SNI), en el territorio continental ya se encuentra en construcción el proyecto Villonaco (16,5 MW) que entraría en operación en el segundo semestre del año 2012.

En este ejemplo particular, donde se ha hecho un análisis técnico del proyecto Huascachaca (50 MW) y su impacto en la red del sistema eléctrico ecuatoriano, no se ha registrado ningún problema con respecto a las cargas excesivas y límites térmicos de las líneas circundantes ya sea en condiciones normales o bajo las llamadas contingencias n-1.

Es necesario sin embargo realizar una valoración probabilística de la producción de potencia de la granja eólica planificada para decidir la opción



UNIVERSIDAD DE CUENCA

óptima de las redes y conexión a través del uso de software especializado tales como WindPRO o WinFarmer, que determinan el rendimiento energético del parque eólico utilizando modelos de flujo de viento y de estela avanzados, combinándolos con las características del terreno tales como la altura, la posición y dispersión de las turbinas en sus emplazamientos reales. Para la valoración de los impactos eléctricos, es desde aquí -el rendimiento energético / potencia – de donde se debe partir.

En cuanto a la máxima penetración de la energía eólica en la zona y en este ejemplo en particular, según los datos disponibles que nos han sido entregados bien se puede decir que, en base a los resultados preliminares obtenidos en el presente estudio, la potencia a generar estaría limitada solo por la capacidad de conducción de las líneas de evacuación y en segundo lugar las subestaciones consideradas. En la práctica y si fuera necesario, se podría lograr la limitación de la potencia activa generada de manera automática.

En cuanto el punto de conexión planteado desde la S/E Uchucay a las barras Cuenca y Loja simultáneamente es factible dado el tamaño de la granja, desde un punto de vista operativo no sería recomendable la conexión a Loja solamente, debido fundamentalmente por la carga baja de la misma y la introducción de una potencia variable como la eólica a un sistema débil, esto complicaría el manejo de la red para el operador, la alternativa de solo conectarse a Cuenca sería también factible.

Las variaciones de voltaje pueden constituirse potencialmente en un problema al operar la granja eólica a un factor de potencia constante igual a uno en el punto de conexión de la red, sobre todo en condiciones de baja carga por un lado, una producción muy cercana a la nominal, y solo dirigiéndose a una barra, particularmente a Loja. Debería analizarse este caso para tomar las precauciones debidas, partiendo que el factor de potencia depende del



UNIVERSIDAD DE CUENCA

mecanismo en el que, el incremento de la tensión por el aumento de la producción de potencia activa sería compensado automáticamente por la absorción creciente también de potencia reactiva. En la simulación desarrollada se muestra que es suficiente con un $\cos(\phi) > 0,95$ para mantener el voltaje dentro de un límite del 2%.

En lo que tiene que ver con la contribución de corrientes de cortocircuito por las WTGS, es difícil de planificar debido a que las normas internacionales actuales para el cálculo de corrientes de corto circuito no consideran todavía los aerogeneradores de velocidad variable. De manera que la utilización del “generador síncrono equivalente” es una aproximación válida para evaluar la capacidad que requieran los equipos de la subestación y los cables.

En caso que se requiera más detalle, se podría recurrir a una simulación en modelo dinámico (dominio del tiempo), del parque considerando por supuesto el comportamiento real de los aerogeneradores, o sea con los datos de parámetros del fabricante.

Según la turbina que ha sido considerada, tipo C (variable, pitch control), y el análisis presentado anteriormente se puede asumir que la calidad de suministro en la red eléctrica donde se conecta el parque eólico, no se verá afectada. Es de pensar que tratándose de equipos modernos, los convertidores por ejemplo estarán en rangos altos de frecuencia y por tanto pudieran ser filtrados localmente. Las simulaciones muestran un impacto bajo.

Según la bibliografía consultada el flicker no es típicamente un problema al conectar las granjas eólicas a redes de transmisión “fuertes”. Las frecuencias involucradas al flicker debidas a turbulencias del viento u otros efectos (sombra de la torre –tower shadowing-, etc.) son “estocásticamente” independientes, y el correspondiente flicker en el PCC será atenuado.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En todo caso el estudio y la medición de flicker son complejos, de ahí que la utilización de las normas correspondientes y específicamente IEC 61400-21, y su respectiva adaptación a las condiciones locales, como ha sido realizado en Colombia a través de la citada norma NTC 5412, debería ser una prioridad para los académicos, administradores y controladores del sector eléctrico ecuatoriano.

El análisis de los impactos en la red eléctrica desarrollado a lo largo de este trabajo tomando como base primero la investigación teórica y testimonial de las experiencias en este tipo de energía llevada a cabo en los países que más han adelantado en esta tecnología, muestran en resumen la metodología a seguir en el caso de una planificación o proyección que pudiera darse en cualquier latitud del país, sin embargo debe ser complementada con estudios en la planificación del despacho económico de la energía eólica, regulaciones para el ingreso de la misma en el mercado eléctrico mayorista (aun cuando solo se tenga una estructura ficticia del mismo), regulaciones legales, planificación de costos, manejo y administración de la red, etc. Como se ve, las líneas futuras de investigación en el tema son muy amplias e importantes, ya que la utilización de este tipo de energía no únicamente tiene que ver con la “necesidad” de contar con energía limpia disponible o el cumplimiento de una cuota en la necesaria diversificación de la matriz energética del país, a partir de una nueva fuente de energía eléctrica, se trata también del conocimiento y desarrollo tecnológico como un bien estratégico de la nación, como una tendencia a ser implantada, de ponerse al día en cuanto respecta al tema energético, de no quedarse rezagado respecto a las otras naciones del mundo. Se trata en definitiva de aportar al desarrollo energético del país, promoviendo fuentes limpias y seguras, garantizando así la soberanía energética del Ecuador.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Bibliografía

Ackermann, T. (2005). *Wind Power in Power Systems*. Chichester, West Sussex: John Wiley & Sons.

Babypriya, B., & Chilambuchelvan, A. (2010). Modelling and Analysis of DFIG Wind Turbine Harmonics Generated in Grids. *International Journal of Engineering and Technology Vol.2(3)* , 185-189.

Burton, T., David, S., & Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook*. Chichester: John Wiley & Sons.

Carlin, P., Laxson, A., & E.B., M. (2001). *The History and State of the Art of Variable-Speed Wind Turbine*. Golden, Colorado: National Technical Information Service, <http://www.doe.gov/bridge>.

Chang, G., Xu, W., & Ribeiro, P. (2005). *MODELING OF HARMONIC SOURCES*. Alberta (Canada): University of Alberta.

CONELEC. (2011). *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Quito: ASTUREG S.A.

Conroy, J., & Watson, R. (2009). Aggregate modelling of wind farms containing full-converter wind turbine generators with permanent magnet synchronous machines: transient stability studies. *Renewable Power Generation, IET* , 50-62.

Corporación para la Investigación Energética (CIE). (28 de Diciembre de 2009). *energia.org.ec*. Recuperado el 2011, de <http://www.energia.org.ec/docs/ProjectOverview.pdf>

Corporación para la Investigación Energética. (2010). *Informe Final del Estudio de Factibilidad Avanzada*. Quito.

Dib, S., Ferdi, B., & Benachaiba, C. (2011). Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbine Associated to a Shunt Active Power Filter for Current Harmonics Mitigation. *International Journal of Engineering Science and Technology (IJEST)* , 3375-3381.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Eping, C., Stenzel, J., Poller, M., & Muller, H. (2007). *Impact of Large Scale Wind Power on Power System Stability*. Gomarigen (Germany): DigSilent GmbH - Institute of Electrical Power Systems, Darmstadt.

Espinoza, J. L., & Vredenburg, H. (2010). The development of Renewable Energy industries in emerging economies: the role of economic, institutional, and socio-cultural contexts in Latin America. *International journal of economics and business research Vol. 2, No. 3/4* , 245-270.

GEC Global Energy Concept. (2004). *Windpower Development Toolkit V1*. Rio de Janeiro: USAID.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2006). *Norma tecnica colombiana NTC-5412. Referencia IEC 61400-21* .Bogota: ICONTEC.

Jarrett, K., Hedgecock, J., Gregory, R., & Warham, T. (Febrero de 2004). *A Technical Guide to the Connexion of Generation to the Distribution Network*. Recuperado el Marzo de 2011, de energynetworks.org: www.energynetworks.org/pdfs/FES_00318_v040211.pdf

Kiprakis, A., Harrison, G. P., & Wallace, A. R. (Mayo de 2003). *see.ed.ac.uk*. Recuperado el 2011, de www.see.ed.ac.uk/~gph/publications/REGEN-proof.pdf

Larsson, A. (2000). *The power quality of wind turbines*. Goteborg, Suecia: Chalmers University.

Matevosyan, J., & Bolik, S. (2005). Technical Regulations for the Interconnection of Wind Farms to the Power System. En T. Ackermann, *Wind power in Power Systems* (págs. 115-140). Chichester: John Wiley & Sons.

Ministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ecuador. (2008). *Políticas Energéticas del Ecuador 2008-2020*. Quito: Publicación Oficial.

Morales, A., Robe, X., & Maun, J. (2009). *Assessment of Wind Power Quality: Implementation of IEC61400-21 Procedures*. Brussels (Belgium): Université Libre de Bruxelles, Department of Electrical Engineering.

Mur Amada, J. (2009). *Wind Power Variability in the Grid*. Zaragoza: Universidad de Zaragoza, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Perdana, A. (2006). *Wind Turbine Models for Power System Stability Studies*. Göteborg, Sweden: Chalmers university of technology.

Autor: Pablo Florencio Chacho Ochoa



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Perdana, A. (2006). *Wind Turbine Models for Power System Stability Studies*. Goteborg, Sweden: CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY.
- Pierik, J. (2002). *Electrical Systems in Wind Turbines and Integration of Wind Energy into the Grid*. www.ecn.nl/_files/wind/documents/Tilaran02_GridImpCR.pdf.
- Pöller, M., & Achilles, S. (2003). *Aggregated Wind Park Models for Analysing Power System Dynamics*. Roskilde, Dinamarca: DigSilent.
- Pöller, M., & Achilles, S. (2003). *Aggregated Wind Park Models for Analysing Power System Dynamics*. Denmark: Technical report from DIgSilent.
- Rudion, K., Styczynski, Z., Orths, A., & Ruhle, O. (2008). *MaWind-Tool for the Ag-gregation of Wind Farm Models*. Pittsburgh PA: Power and Energy Society .
- Slotweg, J., Polinder, H., & WL, K. (2005). Reduced - order modelling of wind turbines. En T. Ackermann, *Wind power in power systems* (págs. 555-585). Chichester: John Wiley & Sons.
- Sorensen, P., Hansen, A., Janosi, L., & Al., e. (2001). *Simulation of interaction between wind farm and power system*. Roskilde, Denmark: DigSilent.
- Tande, J. O. (2005). Power Quality Standards for Wind Turbines. En T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems* (págs. 79-95). Chichester: John Wiley & Sons.
- TECH4CDM - Organización de las Naciones Unidas. (2009). *La energía eólica en el Ecuador*. Quito.
- The development of Renewable Energy industries in emerging economies: the role of economic, institutional, and socio-cultural contexts in Latin America Vol. 2, No. 3/4, 2010 *International Journal of Economics and Business Research (IJEER)* 245 - 270
- Tongdan, J., & Zhigang, T. (2010). *Uncertainty Analysis for Wind Energy Production with Dynamic Power Curves*. Singapore: Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS).
- Tore, W. (2009). *Developing Wind Power Projects*. London: Earthscan.
- Villarubia, M. (2004). *Energía Eólica*. Barcelona: CEAC.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Zubia Olaskoaga, I. (2003). *Análisis y diseño de estrategias de operación para la explotación de parques eólicos*. Donostia - San Sebastian: Universidad del País Vasco/Euskal Herriko Unibertsitatea.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Anexos

Se adjuntan los siguientes anexos:

- Anexo A: Parámetros del sistema analizado
- Anexo B: Reporte de flujos de carga, contingencias n-k y estudios de impacto de variaciones de voltaje.
- Anexo C: Corrientes de impacto de cortocircuito.
- Anexo D: Impedancia, corrientes y voltajes armónicos. Simulación en el proyecto Huascachaca.
- Anexo E: Planos del proyecto Huascachaca



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Anexo A: Parámetros del sistema analizado

En este anexo se presenta los parámetros del sistema analizado en la presente tesis. El proyecto parque eólico Huascachaca está formado de 25 turbinas eólicas de 2 MW, los parámetros que a continuación se presentan han sido utilizados en las simulaciones de: flujos de carga, simulación de cortocircuitos e impactos en la red eléctrica por la conexión del parque eólico.



A.1.1 Parámetros de los aerogeneradores

Se tiene previsto utilizar la turbina MM92 de REPOWER 2.000 kW de potencia, por lo que se ha tomado como base los parámetros facilitados por la empresa ELECAUSTRO (ver capítulo 4, punto **4.3 Características técnicas del proyecto**). Sin embargo al no estar disponible toda la información necesaria para el desarrollo de la simulación se ha considerado los restantes datos en base a las características de un generador estándar de la misma potencia y características es decir un generador de inducción doblemente alimentado, tipo DFIG (Doubly Fed Induction Generator), de 2 pares de polos y control de potencia mediante variación de ángulo de aspa (pitch angle control).

Tabla A1.1 Características del aerogenerador considerado para la simulación realizada

Denominación	Parámetro	Valor
S_N	Potencia aparente nominal	2 222 kVA
V_N	Tensión nominal	690 V
f	Frecuencia	60 Hz
I_N	Corriente nominal	3,22 kA
$\cos \varphi$	Factor de Potencia	0,8952
ω_r	Velocidad nominal	1782,18 rpm
J	Inercia del Rotor	75 kg/m ²
	Conexión de Bobinados	Y
R	Resistencia de secuencia cero	0,01 pu
X	Reactancia de secuencia cero	0,1 pu
R_s	Resistencia del estator	0,01 p.u.
X_s	Reactancia del estator	0,1 p.u.
X_M	Reactancia de magnetización	3,5 p.u.
R_r	Resistencia del rotor	0,01 p.u.
X_r	Reactancia del Rotor	0,1 p.u.
I_{rb}/I_n	Corriente rotor bloqueado	7 p.u.
	R/X rotor bloqueado	0,428



A.1.2 Parámetros de los transformadores

El parque eólico Huascachaca prevé la utilización de dos tipos de transformadores, el primero de los cuales (Tr2), se ubicará al pie de cada aerogenerador dentro de la torre, cumple con la función de elevar la tensión desde el primario conectado al generador síncrono a 690 V a 36 000 V, tiene como características las siguientes:

Tabla A1.2 Características del transformador elevador 690 / 36000 voltios.

Denominación	Parámetro	Valor
S_N	Potencia aparente nominal	2 500 kVA
n	Relación de tensión nominal	690 / 36000 V
f	Frecuencia	60 Hz
	Número de fases	3
Vcc	Voltaje de cortocircuito.	6 %
	Grupo de conexión	Yy (YN – yn)
	Sistema de refrigeración	Natural

En la sub estación Uchucay, se ubicarán 2 transformadores (Tr1), que adecuan el voltaje de la red subterránea colectora de 36 kV a la tensión del Sistema Nacional Interconectado, 138 kV.

Tabla A1.3 Características del transformador Uchucay 36000 / 138000 voltios

Denominación	Parámetro	Valor
S_N	Potencia aparente nominal	33,33 MVA
n	Relación de tensión nominal	36000 / 138000 V
f	Frecuencia	60 Hz
	Número de fases	3
Vcc	Voltaje de cortocircuito.	7 %



UNIVERSIDAD DE CUENCA

	Grupo de conexión	Yd (YN –d)
	Perdidas en el hierro	3,16 KW
	Regulación de tensión	Conmutación $\pm 2,5\% - \pm 5\%$ Natural



A.1.3 Parámetros de las líneas

Las líneas que evacuan la potencia generada desde la subestación Uchucay hacia el anillo de alta tensión de 138 kV, son:

- Línea Uchucay – Cuenca: conductor AAAC 397.5 de 81,45 km de longitud, modelo de la línea parámetros concentrado tipo π .
- Línea Uchucay – Loja: conductor AAAC 397.5 de 97,75 km de longitud, modelo de la línea parámetros concentrado tipo π .

Y sus características son:

Tabla A1.4 Características de las líneas Uchucay–Cuenca y Uchucay–Loja, nivel detensión 138 kV

Denominación	Parámetro	Valor
	Resistencia Sec. 1-2	0,161 Ohm/km
	Reactancia Sec. 1-2	0,504 Ohm/km
	Resistencia Sec. 0	0,416 Ohm/km
	Reactancia Sec. 0	1,692 Ohm/km
	Susceptancia B' Sec. 1-2	3,612 uS/km
	Susceptancia B' Sec. 0	2,018 uS/km
	Corriente Nominal	590 Amp.

A.1.4 Modelo del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

El modelo de generador de la inducción doblemente-alimentado (DFIG) disponible en el programa Power Factory de DigSILENT, consta de un generador de inducción normal, en el que se ha conectado en serie a la



UNIVERSIDAD DE CUENCA

resistencia del rotor Z_{rot} , un convertidor de frecuencia por modulación de ancho de pulso (PWM), como se puede apreciar en la siguiente figura.

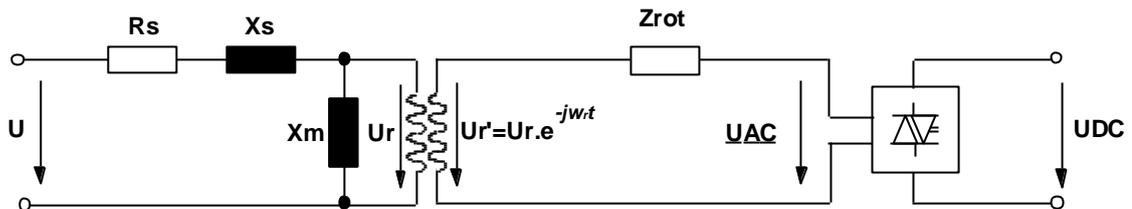


Figura A1.1 Modelo de Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG).

Dónde:

- R_s Resistencia del estator
- X_s Reactancia del estator
- X_m Reactancia de magnetización
- Z_{rot} Impedancia del bobinado del rotor

El convertidor PWM que esta insertado en el circuito del rotor permite un control rápido y flexible de la máquina a través de la modificación del valor en magnitud y ángulo de fase del voltaje de salida del generador (en corriente alterna) U_{AC} , en el lado del rotor.

Esto se efectúa modificando el factor de modulación PWM , que está basado en el balance de potencia entre los lados AC y DC del convertidor. La relación de AC-DC del convertidor PWM es la siguiente, teniendo presente que el voltaje AC se expresa en su valor línea-a-línea:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

$$U_{ACr} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot PWM_r \cdot U_{DC} \quad (1)$$

$$U_{ACi} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot PWM_i \cdot U_{DC} \quad (2)$$

Los sufijos i y r representan los componentes imaginarios y reales respectivamente, es así que el factor PWM es complejo.

El programa asume que el convertidor está constituido de un puente de 6 transistores, en donde se aplica un pulso para controlar el ancho de la modulación de una onda sinusoidal perfecta. Se asume además que el convertidor PWM no tiene pérdidas, y que las potencias en corriente alterna y continua están relacionadas mediante:

$$P_{AC} = Re(U_{AC} I_{AC}^*) = U_{DC} I_{DC} = P_{DC} \quad (3)$$

Si las simulaciones se realizan en función del tiempo, los factores de modulación de ancho de pulso en el convertidor se utilizan: $PWMd$ y $PWMq$ que están referidos a los componentes directo (d) y en cuadratura (q), que a su vez definen las proporciones de voltaje directo y en AC en los anillos colectores. Las expresiones para estos factores se pueden derivar del modelo de la máquina de inducción normal, modificando las ecuaciones del rotor.

$$u_s = R_s i_s + j \frac{\omega_{syn}}{\omega_n} \psi_s + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_s}{dt} \quad (4)$$

$$u_r e^{-j(\omega_{syn} - \omega_r)t} = R_r i_r + j \frac{(\omega_{syn} - \omega_r)}{\omega_n} \psi_r + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_r}{dt} \quad (5)$$

Dónde:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

u_s, u_r son los voltajes en el estator y rotor.

i_s, i_r son las corrientes de estator y rotor.

ψ_s, ψ_r son los flujos en el estator y rotor respectivamente.

ω_{syn} velocidad síncrona.

ω_n frecuencia eléctrica nominal de la red.

ω_r velocidad angular en el rotor.

Y finalmente los componentes directo y en cuadratura del voltaje del rotor relacionados con el voltaje en corriente continua, en por unidad viene dada por las siguientes expresiones:

$$u_{rd} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot PWM_d \cdot \frac{U_{DC}}{U_{rnom}} \quad (6)$$

$$u_{rq} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot PWM_q \cdot \frac{U_{DC}}{U_{rnom}} \quad (7)$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

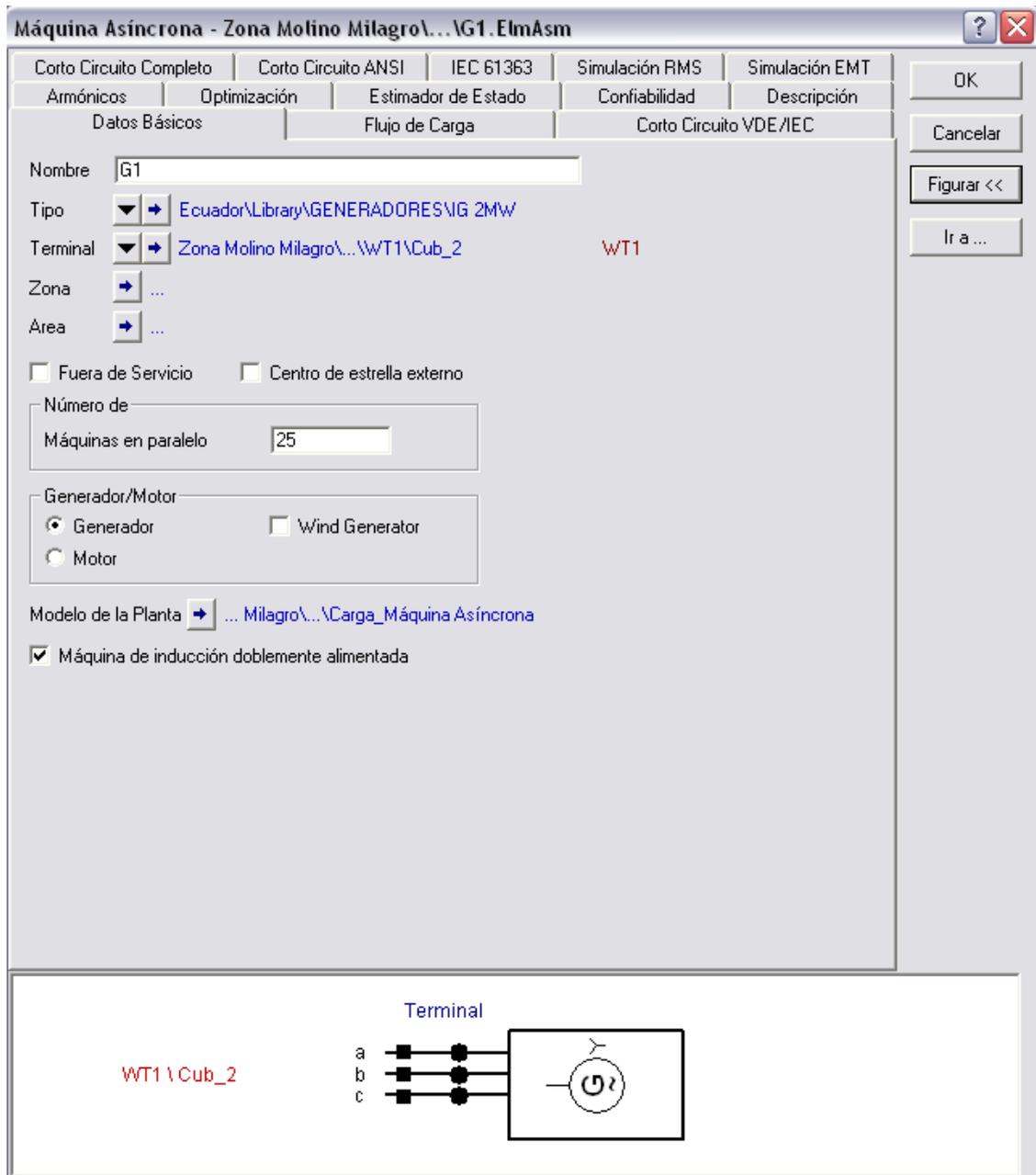


Figura A1.2 Cuadro de diálogo de DigSilentPower Factory, descripción general del generador síncrono.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

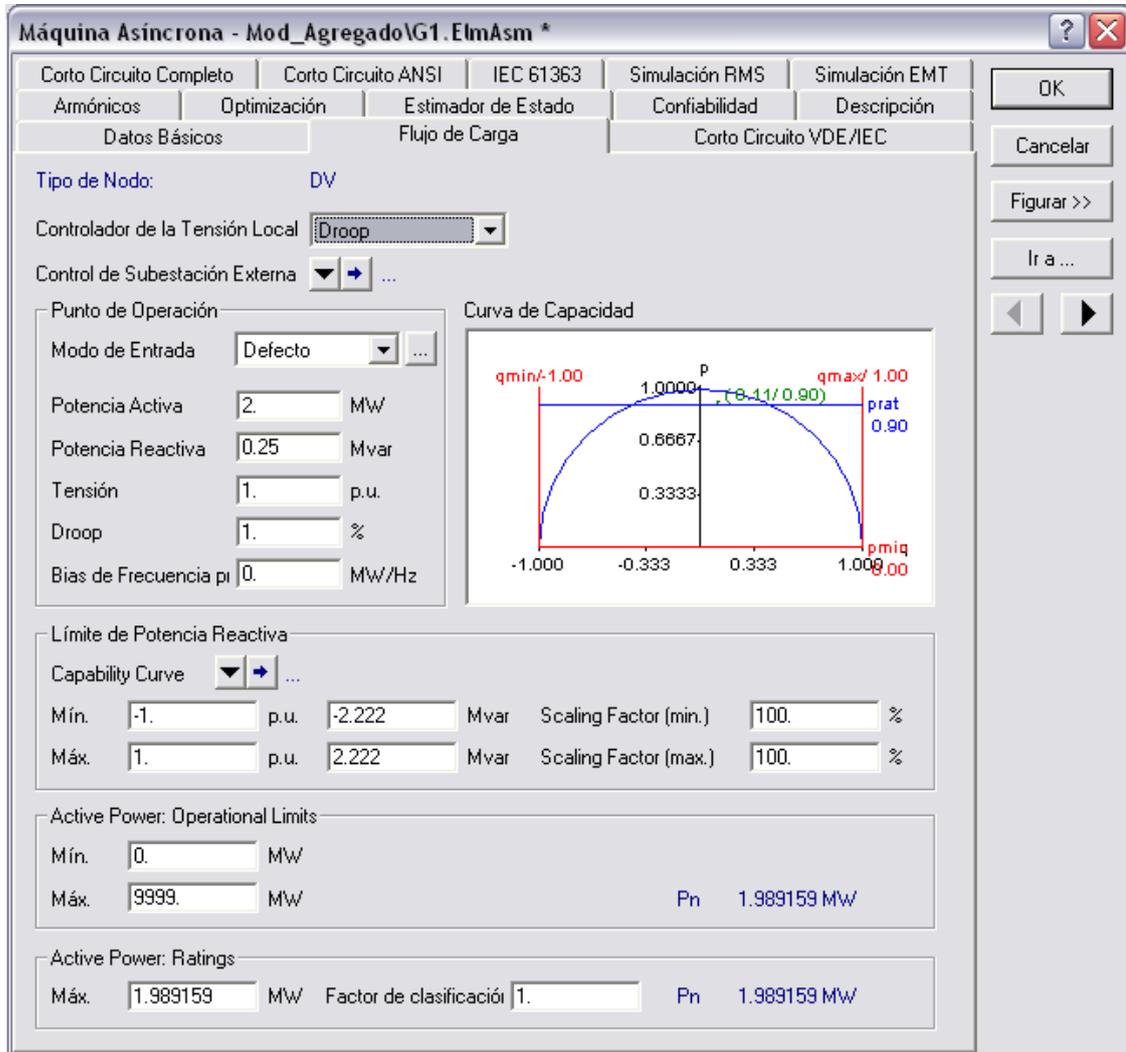


Figura A1.3 Cuadro de diálogo de DigSilentPower Factory, datos para flujo de carga del modelo del generador asíncrono utilizado.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Tabla A1.5 Equivalentes en cortocircuito en barras para máximas y mínimas corrientes, barra Cuenca (138 kV).

EQUIVALENTES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS PARA MÁXIMAS Y MÍNIMAS CORRIENTES					
SE CUENCA: BARRA DE 138 kV _ MAXIMAS CORRIENTES					
Año de estudio	2011_S_MAX	2012_L_MAX	2013_S_MAX	2014_L_MAX	2015_L_MAX
R0 (ohm)	10,057	11,503	9,855	9,856	9,849
X0 (ohm)	37,821	41,04	36,381	36,374	35,711
R1 (ohm)	4,203	4,35	4,238	4,227	3,754
X1 (ohm)	17,347	17,228	16,643	16,313	14,569
R2 (ohm)	4,283	4,377	3,978	3,978	3,656
X2 (ohm)	17,598	17,393	16,678	16,346	14,925
SE CUENCA: BARRA DE 138 kV _ MINIMAS CORRIENTES					
Año de estudio	2011_L_MIN	2012_S_MIN	2013_S_MIN	2014_S_MIN	2015_S_MIN
R0 (ohm)	14,287	14,305	12,216	12,211	12,212
X0 (ohm)	41,336	41,401	36,56	35,869	35,855
R1 (ohm)	5,401	6,089	5,329	4,76	4,724
X1 (ohm)	18,28	20,866	18,66	16,503	16,141
R2 (ohm)	5,443	6,1	5,033	4,629	4,601
X2 (ohm)	18,48	21,057	18,793	17,013	16,616



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Observaciones:
* Para todos los años los cálculos de cortocircuito se realizan considerando la influencia de la generación de la zona.
* Las simulaciones de cortocircuitos monofásicos y trifásicos fueron realizados para los escenarios de máximas y mínimas corrientes de cortocircuito
* Se incluye en los equivalentes el aporte de cortocircuito de la generación desde Ocaña (2011_S_MAX), Dudas Mazar (2013_S_MAX) y Soldados Yanuncay (2014_L_MAX).
* Para todos los años y en todos los escenarios se considera el aporte de la generación de Hidroabanico. Esto a través de la línea que interconecta Cuenca-Gualaceo-Limón-Méndez-Abanico.

Tabla A1.6 Potencias y corrientes en barras para máximas y mínimas corrientes, barra Cuenca (138 kV).

POTENCIAS Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS PARA MÁXIMAS CORRIENTES					
SE CUENCA: BARRA DE 138 kV					
Año de estudio	2011_S_MAX	2012_L_MAX	2013_S_MAX	2014_L_MAX	2015_L_MAX
Skss 3φ (MVA)	1610,3	1620,5	1682,78	1719,25	1868,83
Ikss 3φ (kA)	6,737	6,78	7,04	7,193	7,819
Skss 1φ:A (MVA)	486,355	481,357	505,683	511,998	536,224
Ikss 1φ:A (kA)	6,104	6,042	6,347	6,426	6,73
POTENCIAS Y CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS PARA MÍNIMAS CORRIENTES					
SE CUENCA: BARRA DE 138 kV					
Año de estudio	2011_L_MIN	2012_S_MIN	2013_S_MIN	2014_S_MIN	2015_S_MIN
Skss 3φ (MVA)	1311,62	1233,96	1361,54	1497,46	1527,12
Ikss 3φ (kA)	5,487	5,163	5,696	6,265	6,389
Skss 1φ:A (MVA)	401,676	391,053	425,82	449,706	455,095



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Ikss 1φ:A (kA)	5,041	4,908	5,344	5,644	5,712
Observaciones:					
* Las simulaciones de cortocircuitos monofásicos (fase A) y trifásicos fueron realizados para los escenarios de máximas y mínimas corrientes de cortocircuito según IEC 60909.					

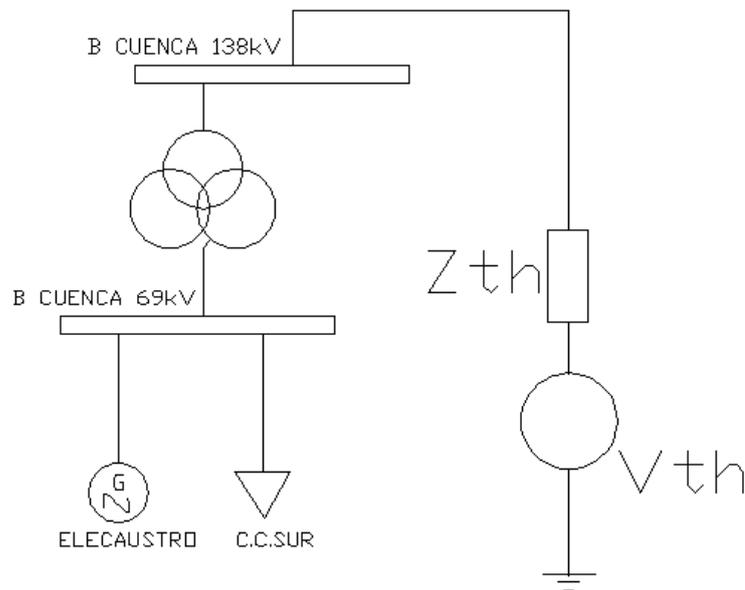


Figura A1.4 Esquema de equivalente Thévenin del SNI en la barra Cuenca 138, proporcionado por la Empresa Eléctrica Regional Centrosur