



**UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“MODELO MULTIFESTADO PARA ESTUDIOS DE
CONFIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO MINAS DE
HUASCACHACA”**

Tesis previa a la Obtención del Título
de **MAGISTER EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Autor: **Ing. Francisco Xavier Andrade Rojas**

Director: **MSc. Ing. Raúl Ernesto León Piedra.**

Cuenca – Ecuador

Agosto de 2015

RESUMEN.

En este trabajo se plantea un procedimiento analítico para encontrar el modelo matemático multi – estado de una central eólica con fines de desarrollar estudios de confiabilidad. Se utiliza para ello una serie temporal de registros de velocidad del viento en un sitio específico, el método de FRECUENCIA Y DURACIÓN para construir el modelo y el concepto de cadenas de Markov para representar los diferentes estados de salida de una central. El procedimiento propuesto es aplicado como caso ejemplo al Proyecto Eólico Minas de Huascachaca de propiedad de ELECAUSTRO S.A. y, por tanto, se obtiene el modelo matemático de esta futura central. Al final, con el modelo matemático encontrado se evalúa un conjunto de indicadores de riesgo del sistema bajo diferentes condiciones; esto último con el objetivo de encontrar indicativos de la posible influencia de una central eólica en la confiabilidad del sistema de generación integral. Los principales resultados muestran que una central eólica insertada en un sistema eléctrico de potencia mejora los indicadores de confiabilidad de la generación, sin embargo, la mejora obtenida resulta ser inferior a la que se hubiese obtenido si en lugar de una central eólica se hubiere insertado a la red una central de generación convencional.

PALABRAS CLAVES:

Modelo multi-estado, central eólica, confiabilidad de la generación, Minas de Huascachaca.

ABSTRACT.

This paper presents an analytical method to find the mathematical multi - state model of a wind farm for the purpose of developing reliability studies. For this it is used a time series of wind speed records at a specific site, the frequency and duration method is used to build the model and the concept of Markov chains to represent the different output states of a plant. The proposed procedure is applied as example case to the Minas de Huascachaca Wind Project which it belongs to Elecaustro S.A., and therefore, the mathematical model of this future plant is obtained. Finally, with the mathematical model it is evaluated a set of risk indicators of the system under different conditions, this with the aim of finding indicatives of the possible influence of a wind farm in the whole generation system reliability. The main results show that a wind plant inserted in a power system improves the generation reliability indicators, however, the improvement obtained is lower than that would have been obtained if instead of a wind farm is inserted to the power system a conventional generation plant.

KEYWORDS:

Multi-state model, Wind farm, Generation reliability, Minas de Huascachaca.

TABLA DE CONTENIDO

CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 CONFIABILIDAD DEL SEP.	1
1.2 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DEL SEP CON CENTRALES EÓLICAS CONECTADAS.	2
1.3 OBJETIVOS DE ESTA TESIS.	4
1.4 EL PROCEDIMIENTO PROPUESTO.	5
1.5 RESULTADOS ENCONTRADOS.	6
CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO	9
2.1 GENERALIDADES.	9
2.1.1 Procedimientos de cálculo para parámetros de confiabilidad.	9
2.1.2 Métodos determinísticos y probabilísticos para evaluar la capacidad de generación del sistema.	11
2.2 MODELO PROPUESTO.	11
2.2.1 Estado del arte del modelo para estudios de confiabilidad de una central eólica.	11
2.2.2 El método de frecuencia y duración.	15
2.2.3 Procedimiento general.....	18
2.2.4 Representación de la potencia de salida del aerogenerador.	19
2.2.5 Elaboración de la matriz de tasas de transición.....	21
2.2.6 Elaboración de la COPT del aerogenerador.	22
2.2.7 Elaboración de la COPT de la Central.....	24
2.2.8 Reducción de la COPT de la Central.	26
2.3 RESUMEN DEL MARCO TEÓRICO.	27
CAPITULO 3. EL PROYECTO EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA	29
3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO.	29
3.1.1 Componentes del proyecto.....	31
3.2. ESTACIONES DE MEDICIÓN EN EL SITIO DEL PROYECTO.....	33
3.3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL VIENTO EN EL SITIO DEL PEMH.	35
3.4 RESUMEN DEL DESEMPEÑO DEL VIENTO EN EL SITIO DEL PEMH	45
CAPITULO 4. MODELO MULTI-ESTADO DEL PEMH	47
4.1 REPRESENTACIÓN DE LA POTENCIA DE SALIDA DEL AEROGENERADOR.	47
4.1.1 Serie temporal de mediciones de velocidad del viento.....	47
4.1.2 Curva de potencia del aerogenerador.	49

4.2 LA MATRIZ DE TASAS DE TRANSICIÓN	51
4.3 COPT DE UN AEROGENERADOR.....	54
4.4 COPT DE LA CENTRAL EÓLICA MINAS DE HUASCACHACA	54
4.4.1 Probabilidad del estado de indisponibilidad forzada.....	55
4.4.2 Tasas de transición al estado de indisponibilidad forzada.....	56
4.4.3 COPT de la Central Eólica	58
4.5 COPT REDUCIDO DE LA CENTRAL EÓLICA MINAS DE HUASCACHACA	62
CAPITULO 5. APLICACIÓN DEL MODELO MULTI-ESTADO Y EVALUACIÓN DEL RIESGO	66
5.1 EL SISTEMA ELECTRICO DE PRUEBAS RBTS	66
5.1.1 Modelo de carga	67
5.1.2 Sistema de generación.....	68
5.1.3 Modelo de generación del RBTS	68
5.2 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL RBTS.....	69
5.2.1 Indicadores de suficiencia del sistema relacionados con la frecuencia.....	71
5.2.2 Índices de riesgo del sistema.	72
5.3 LA INFLUENCIA DEL FOR DE LOS AEROGENERADORES.....	76
5.4 GENERACIÓN EÓLICA VERSUS CONVENCIONAL	78
CAPITULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	83
6.1 CONCLUSIONES.....	83
6.2 RECOMENDACIONES.....	85
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86
APÉNDICES	88
APÉNDICE A PROCEDIMIENTO PARA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE GENERACIÓN	88
APÉNDICE B ÍNDICES DE RIESGO DEL SISTEMA	92
APÉNDICE C REPORTES DE INFORMACIÓN DE LAS ESTACIONES METEOROLÓGICAS	96
APÉNDICE D REPORTE DE INFORMACIÓN – ESTACIÓN UCHUCAY 50	118
APÉNDICE E PROBABILIDADES DE LOS ESTADOS DEL PEMH	120
APÉNDICE F COPT DEL PEMH	122
APÉNDICE G CURVA DE DURACIÓN DE CARGA PICO DIARIA DEL RBTS	124
APÉNDICE H COPT DEL RBTS	126
APÉNDICE I COPT DEL RBTS + PEMH	128
APÉNDICE J ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	130
APÉNDICE K VARIACIÓN DEL FOR	134
APÉNDICE L ANÁLISIS CON CENTRAL CONVENCIONAL	144

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1.1. Estructura de niveles jerárquicos para estudios de confiabilidad.	1
Figura 1.2. Modelo de Markov de 5 estados para el aerogenerador	5
Figura 2.1. Modelo de dos estados.....	15
Figura 2.2 Esquema para la representación de un aerogenerador en un sistema multi estado.	17
Figura 2.3. Procedimiento general propuesto.	19
Figura 2.4. Modelo de Markov de 5 estados para el aerogenerador.	22
Figura 2.5. Configuración de la matriz de tasas de transición.	22
Figura 2.6. Configuración de la COPT de la turbina.	24
Figura 2.7. Modelo de Markov para una central eólica.	24
Figura 3.1. Ubicación del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca	29
Figura 3.2. Zona de ubicación del PEMH.....	30
Figura 3.3. Diagrama unifilar de la interconexión del PEMH	33
Figura 3.4. Ubicación geográfica estaciones de medición del PEMH	34
Figura 3.5 Estación meteorológica YULUC 80 instalada en el sitio del PEMH	35
Figura 3.6. Estadísticos de velocidad del viento Período 1 2009 - 2011.....	36
Figura 3.7. Estadísticos de velocidad del viento Período 2 2013 - 2014.....	37
Figura 3.8. Evolución anual de la velocidad del viento Período 1 2009 - 2011.....	38
Figura 3.9. Evolución anual de la velocidad del viento Período 2 2013 - 2014.....	38
Figura 3.10. Dirección predominante del viento Período 1 2009 - 2011.....	38
Figura 3.11. Dirección predominante del viento Período 2 2013 - 2014.....	39
Figura 3.12. Distribución de frecuencias Período 1 2009 - 2011.....	40
Figura 3.13. Distribución de frecuencias Período 2 2013 - 2014.....	40
Figura 3.14. Comportamiento diario típico del viento – día ejemplo.....	42
Figura 3.15. Comportamiento diario típico del viento - mes ejemplo.....	42
Figura 3.16. Comportamiento diario típico del viento - año 2014.....	43
Figura 3.17. Comportamiento diario típico del viento – período 2009 - 2015.....	43
Figura 3.18. Probabilidad de que $v > 3\text{m/s}$ en cada hora del día.....	44
Figura 3.19. Probabilidad de que $v > 5\text{m/s}$ en cada hora del día.....	45
Figura 4.1. Estadísticos del registro de información a ser utilizado.....	48
Figura 4.2. Velocidad media diez-minutal del viento – información de análisis enero 2009....	49
Figura 4.3. Curva de potencia del aerogenerador utilizado.....	50
Figura 4.4. Potencia en bornes del generador – información de análisis enero 2009.	51

Figura 4.5. Probabilidades de ocurrencia de potencia en bornes de aerogenerador.	51
Figura 4.6. Modelo de 5 estados para el aerogenerador.....	52
Figura 4.7. Potencia en bornes del generador discretizada a 5 estados – información de análisis enero 2009.	52
Figura 4.8. Tasas de fallos anual en función del año operacional. En base a [16].....	57
Figura 4.9. Modelo de 5 estados para una central eólica.	58
Figura 4.10. Esquema explicativo de igualdad de parámetros de 3 mayores capacidades desconectadas.....	64
Figura 5.1 Diagrama unifilar del RBTS.....	67
Figura 5.2 Curva de duración de carga pico diaria del RBTS.....	67
Figura 5.3 LOLE vs carga pico anual	73
Figura 5.4 LOEE vs carga pico anual	74
Figura 5.5 EIR vs carga pico anual	75
Figura 5.6 LOLE vs carga pico anual con diferentes valores de FOR.....	76
Figura 5.7 EIR vs carga pico anual con diferentes valores de FOR.....	77
Figura 5.8 LOLE vs carga pico anual para diferentes sistemas.....	80
Figura 5.9 LOEE vs carga pico anual para diferentes sistemas	81
Figura 5.10 EIR vs carga pico anual para diferentes sistemas.....	81

LISTA DE TABLAS.

Tabla 3.1. Características generales de los aerogeneradores.....	30
Tabla 3.2. Parámetros registrados por las estaciones del PEMH.....	33
Tabla 3.3. Estaciones de medición en el sitio del PEMH.....	34
Tabla 3.4. Períodos de disponibilidad de las mediciones en sitio.....	35
Tabla 4.1 Características generales del aerogenerador seleccionado.....	49
Tabla 4.2. Matriz de tasas de transición – modelo de 5 estados.....	53
Tabla 4.3. COPT de un aerogenerador en el sitio del PEMH – modelo de 5 estados	54
Tabla 4.4. Tasas de fallo y reparación a utilizarse en este trabajo	58
Tabla 4.5. Potencias fuera de servicio del PEMH	59
Tabla 4.6. Probabilidades de los estados del PEMH	60
Tabla 4.7. Tasas de transición a estados superiores del PEMH	61
Tabla 4.8. Tasas de transición a estados inferiores del PEMH.....	61
Tabla 4.9. COPT del PEMH con estados cuyas probabilidades son $> 10^{-2}$	62
Tabla 4.10. COPT reducida del PEMH	63
Tabla 4.11. COPT reducida acumulada del PEMH.....	64
Tabla 5.1 Parámetros de confiabilidad de los generadores del RBTS.....	68
Tabla 5.2. COPT del RBTS	69
Tabla 5.3. COPT del RBTS + PEMH.....	70
Tabla 5.4. Tiempo y duración media de los primeros 6 estados.....	71
Tabla 5.5. Parámetros de confiabilidad de la unidad adicional	78
Tabla 5.6. COPT del RBTS + CONV	78
Tabla 5.7. Tiempo y duración media de los primeros 6 estados RBTS vs RBTS+PEMH	79



Yo, Francisco Xavier Andrade Rojas, autor de la tesis "MODELO MULTIFESTADO PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA", 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.

Cuenca, 31 de agosto de 2015

Francisco Xavier Andrade Rojas

C.I: 0103960316



Yo, Francisco Xavier Andrade Rojas, autor de la tesis "MODELO MULTIFESTADO PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 31 de agosto de 2015

Francisco Xavier Andrade Rojas

C.I: 0103960316

CAPITULO 1.

INTRODUCCIÓN

1.1 CONFIABILIDAD DEL SEP.

El término “confiabilidad” cuando está asociado con los sistemas eléctricos de potencia (SEP) es una medida de la habilidad del sistema para satisfacer, de manera continua y con adecuados niveles de calidad, los requerimientos de energía eléctrica por parte de los usuarios.

No es posible, para quienes operan los sistemas de suministro y transporte de energía eléctrica, tener a sus sistemas continua e indefinidamente disponibles para abastecer a la demanda debido principalmente a las fallas aleatorias de los equipos, por lo cual, las empresas eléctricas deben enfocar sus esfuerzos, contemplando las restricciones económicas, en proveer un nivel aceptable de confiabilidad a su servicio.

El principal punto de análisis cuando se habla de confiabilidad es si económicoamente está justificada la inserción, modificación o reemplazo de componentes en el SEP, y de ahí la pregunta fundamental es ¿dónde o sobre qué componente debe ser invertido el próximo dólar para alcanzar los máximos beneficios en confiabilidad?. Esta pregunta puede ser muy difícil de responder pero su respuesta es de extrema importancia para el sistema y puede únicamente ser respondida a través de consistentes evaluaciones de los índices de riesgo del sistema, y por ende de sus niveles de confiabilidad, para cada una de las alternativas planteadas.

La evaluación de la confiabilidad de los SEP se categoriza en función de su aplicación a segmentos del sistema completo [1]. Estos segmentos se definen con las zonas funcionales de generación, transmisión y distribución, y se presentan en la figura 1.1. Los niveles jerárquicos para estudios de confiabilidad se crean por combinación de las zonas funcionales.

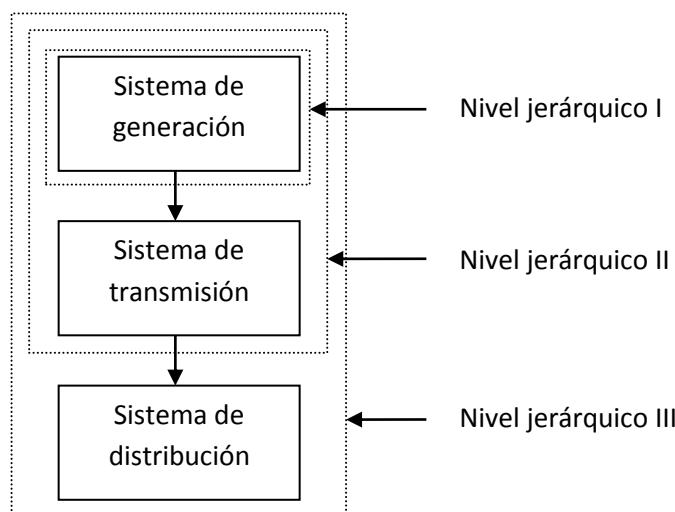


Figura 1.1. Estructura de niveles jerárquicos para estudios de confiabilidad.

En el presente trabajo de investigación nos enfocaremos en el nivel jerárquico I, en el cual la valoración de la confiabilidad concierne únicamente a las unidades de generación. En este nivel el sistema de generación es estudiado para determinar su habilidad de satisfacer la demanda total del sistema. A éstos estudios se los llama comúnmente de “evaluación de la suficiencia de la capacidad de generación”.

Para el desarrollo de los estudios mencionados en el párrafo anterior, desde el punto de vista matemático, se puede optar por utilizar procedimientos analíticos (como el de FRECUENCIA Y DURACIÓN) o procedimientos de simulación (como el de SIMULACIÓN SECUENCIAL DE MONTE CARLO).

1.2 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DEL SEP CON CENTRALES EÓLICAS CONECTADAS.

La tecnología para la generación de energía eléctrica utilizando sistemas de conversión de energía eólica ha alcanzado un punto de considerable madurez, razón por la cual se ha venido emprendiendo en distintas partes del mundo sendos estudios destinados a evaluar el potencial eólico aprovechable para la producción de electricidad. Nuestro país no ha sido la excepción, teniéndose operativa a la fecha la primera Central Eólica del Ecuador continental (CENTRAL VILLONACO) y habiéndose ejecutado estudios de éste tipo en varias zonas, de entre las cuales sobresalen por su potencial: SALINAS de Imbabura y MINAS DE HUASCACHACA en la provincia de Loja; éste último está siendo impulsado por la empresa ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO – ELECAUSTRO S.A. el cual se encuentra en la etapa de diseños definitivos y será el caso de estudio para ésta investigación.

El rápido incremento del número de centrales de generación de tipo eólicas conectadas a la red, ha motivado la necesidad de desarrollar metodologías más ampliamente aplicables para la evaluación del desempeño actual y el comportamiento futuro del SEP ante la inserción de este tipo de generadores, siendo unos de los más importantes factores a analizar, ***la confiabilidad de la generación del sistema y la suficiencia de generación***. De manera especial se resalta la importancia de metodologías para la determinación de los niveles adecuados de reserva de la capacidad instalada a través de la evaluación de índices de riesgo del sistema, lo cual define el nivel de confiabilidad del SEP.

Para la definición de una metodología que permita enfrentar la problemática antes planteada, se debe considerar que, sin embargo de los múltiples beneficios que traen los sistemas de conversión de energía eólica, la integración de estas plantas al sistema eléctrico de potencia presenta grandes retos a los planificadores y operadores del sistema eléctrico, debido a que, por causa de las características intermitentes del viento, estas centrales juegan un papel diferente en el suministro de energía al SEP.

La naturaleza intermitente del viento ocasionada por la influencia de fluctuaciones meteorológicas que ocurren en todas las escalas de tiempo (desde segundos hasta años), junto con la salida probabilística de aerogeneradores debido a fallas, hacen que la potencia que una Central eólica pone a disponibilidad del sistema sea una variable estocástica que debe considerarse de manera diferente a la potencia disponible de las unidades de generación convencionales.

Conforme se incrementa la inserción en la red de plantas de generación eólica, se vuelve cada vez más importante evaluar la disponibilidad de estas plantas y medir el efecto que tendrán sobre la confiabilidad del sistema eléctrico integral. Debido a ello, uno de los requerimientos para la integración técnicamente adecuada de energía eólica en la red es el modelo de confiabilidad adoptado para este tipo de Centrales.

Por todo lo mencionado, en los últimos años se ha venido trabajando en procedimientos tendientes a analizar la penetración de la energía eólica en los sistemas eléctricos de potencia, y en este camino se emprende la presente investigación, la cual pretende ser un aporte con la obtención del modelo matemático para estudios de confiabilidad de una Central Eólica, utilizando como caso ejemplo el Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH); modelo que podrá ser de utilidad para los planificadores y operadores del SEP ecuatoriano.

En la búsqueda de un procedimiento para encontrar el modelo matemático de confiabilidad de una Central eólica, se han desarrollado hasta la fecha varios trabajos en distintas partes del mundo, presentando algunos de ellos en las referencias [2] a [13], y siendo la referencia [3], cuyos autores son Ahmad Salehi Dobakhshari y Mahmud Fotuhi – Firuzabad, el trabajo del cual se ha extraído el procedimiento general que sirve de base para esta investigación.

Enmarcados en el campo de estudio de la modelación de centrales eólicas, en los trabajos de investigación mencionados en el párrafo anterior se analiza y se presenta soluciones a los siguientes temas principales:

- La modelación del comportamiento del viento.
- El modelo para determinar la potencia de salida de un aerogenerador en función del recurso eólico presente.
- La representación de los diferentes estados de salida de la potencia de una central eólica.
- Determinación de los índices de riesgo del sistema y evaluación de la confiabilidad a partir de los estados de salida de la central eólica.

El hecho de que el recurso energético primario para centrales eólicas sea intermitente de manera estocástica hace que el modelo matemático que se busca deba ser construido de manera diferente al de una central de generación convencional. Básicamente se determina la necesidad de construir un modelo multi – estado.

Sobre esta base se justifica la necesidad de trabajar sobre la obtención de procedimientos aplicables y eficaces que permitan obtener el modelo matemático para estudios de confiabilidad de centrales eólicas, lo cual precisamente es el eje central de esta tesis de investigación.

1.3 OBJETIVOS DE ESTA TESIS.

El objetivo principal de este trabajo de tesis es determinar el modelo de confiabilidad para la Central Eólica Minas de Huascachaca con una aproximación multi - estado y aplicando el método analítico de FRECUENCIA Y DURACIÓN.

Como objetivos secundarios se han planteado los siguientes:

- Analizar el procedimiento propuesto por Dobakshari y Fotuhi-Firuzabad en el documento “A reliability model of large Wind Farms for power System Adequacy Studies” (referencia [3]).
- Describir estadísticamente y analizar el comportamiento del recurso eólico para el proyecto eólico Minas de Huascachaca en base a la información registrada durante 5 años en el sitio del proyecto.
- Determinar las modificaciones al procedimiento propuesto en función de la evaluación de la información de viento registrada para el PEMH, de modo que el modelo matemático final a obtenerse represente con fidelidad a este parque eólico y, por tanto, sea de aplicación directa para los estudios de suficiencia del sistema nacional interconectado de Ecuador.
- Aplicar en un SEP de pruebas el modelo de confiabilidad encontrado y calcular algunos indicadores de riesgo del sistema con y sin la central eólica incluida.

Para el efecto de cumplir con los objetivos planteados se ha desarrollado el presente trabajo y se lo presenta en este informe en 6 capítulos y una sección de apéndices, cuyo contenido general es el siguiente:

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN. En donde se presenta una visión general de la problemática que ha justificado la realización de este trabajo y un resumen del estudio.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO. En donde se describe, desde el punto de vista teórico, la investigación que se ha realizado y la metodología que se utiliza para conseguir los objetivos propuestos en esta tesis.

CAPÍTULO 3. EL PROYECTO EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA. En donde se presenta a este proyecto y se analiza a detalle el recurso eólico existente en el sitio destinado al mismo, buscando comportamientos que permitan ajustar el procedimiento propuesto al sitio específico.

CAPÍTULO 4. MODELO MULTIFESTADO DEL PEMH. En donde se construye el modelo multi - estado en base al procedimiento obtenido y la información del PEMH.

CAPÍTULO 5. APPLICACIÓN DEL MODELO MULTI-ESTADO Y EVALUACIÓN DEL RIESGO. En donde se aplica el modelo obtenido con la finalidad de determinar el nivel de riesgo de un sistema de generación con centrales eólicas incluidas.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1.4 EL PROCEDIMIENTO PROPUESTO.

Para el procedimiento propuesto en esta tesis se ha escogido utilizar un método analítico como es el de FRECUENCIA Y DURACIÓN y hacer uso de los datos registrados por los equipos de medición en el sitio del PEMH.

En términos generales, el procedimiento propuesto se ejecuta de la siguiente manera:

- modela al comportamiento del viento con una aplicación del concepto de frecuencia y duración en las series de tiempo,
- modela la potencia de salida del aerogenerador a través de la curva de potencia de la máquina,
- obtiene las características de los diferentes estados de salida de la máquina aplicando el concepto de cadenas de Markov, y,
- aplica el método de FRECUENCIA Y DURACIÓN para encontrar la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas de la Central, la cual al final representará a la central eólica en estudios de confiabilidad del sistema.

El procedimiento propuesto es un método sistemático, con prácticas convencionales en cálculos de confiabilidad, relativamente simples y directas, de modo que pueda ser de fácil interpretación y, de ser requerido, de utilidad para planificadores del sistema que requieran realizar análisis a largo plazo para la confiabilidad del SEP con centrales eólicas insertadas, así como para el operador del SEP en cuanto se requiera determinar la adecuada reserva técnica de generación del SNI de Ecuador.

Se ejecuta 5 procesos principales para encontrar el modelo matemático para estudios de confiabilidad del PEMH:

1. Representación de la potencia de salida del aerogenerador.
2. Elaboración de la matriz de tasas de transición.
3. Elaboración de la COPT (Tabla de Probabilidades de Capacidades Desconectadas) del aerogenerador.
4. Elaboración de la COPT de la Central.
5. Reducción de la COPT de la Central.

Se plantea entonces primero un modelo de Markov de 5 estados para el aerogenerador, que solamente considera los diferentes estados en los cuales puede encontrarse a la turbina por la variabilidad del recurso eólico, el cual se esquematiza en la figura 1.2, y luego se incluye el concepto del estado de fallo, proponiendo un modelo multi-estado para la central completa.

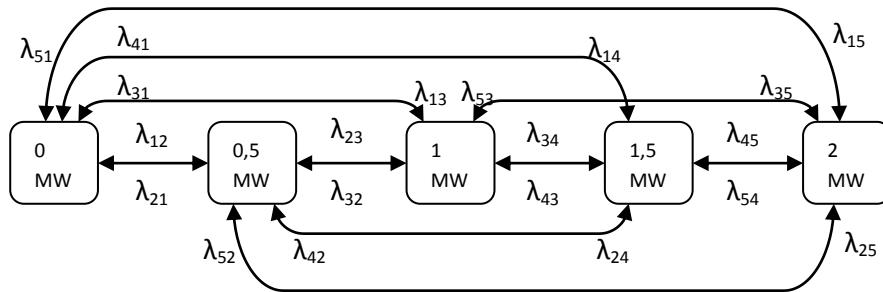


Figura 1.2. Modelo de Markov de 5 estados para el aerogenerador

Con el uso del Método de Frecuencia y Duración, se construye las tablas de probabilidades de capacidades desconectadas (COPT) tanto para un único aerogenerador, como para todo el parque eólico.

1.5 RESULTADOS ENCONTRADOS.

El modelo matemático del PEMH es insertado en el modelo matemático, obtenido también en esta tesis, para el sistema de pruebas RBTS (Roy Billinton Test System) y sobre el sistema completo se evalúa varios indicadores de riesgo que determinan el nivel de confiabilidad del sistema de generación con la Central Eólica Minas de Huascachaca como parte de él.

De los resultados encontrados, tanto del trabajo para el desarrollo del modelo, como en la evaluación descrita en el párrafo anterior, se ha obtenido las siguientes conclusiones:

- Del análisis de la información medida en el PEMH se verifica que existe una dinámica periódica de efectos atmosféricos en la zona, que reproducen el desempeño del viento de manera diaria en el sitio del PEMH, es decir, en este sitio, se espera con una alta probabilidad de ocurrencia, que todos los días las turbinas eólicas empleen su producción aproximadamente a partir de las 10:00, alcanzando el nivel máximo de producción entre las 12:00 y 15:00 y dejando de producir alrededor de las 19:00.
- La predictibilidad en el comportamiento del viento en el sitio del PEMH permite, en esta investigación, disregar la información que debe ser utilizada para la construcción del modelo matemático para estudios de confiabilidad.
- La necesidad de que para centrales eólicas, el modelo para estudios de confiabilidad sea multi – estado, se determina debido a que las diferentes velocidades del viento provocan que exista múltiples estados para representar la salida de potencia de un aerogenerador.
- Para centrales de generación convencionales, cada uno de los probables niveles de capacidad disponible para la red se determina básicamente por la probabilidad de fallo de la unidad. Para el caso de centrales de generación eólicas, en las cuales, el recurso

energético primario es intermitente de manera estocástica, los niveles de capacidad deben considerar, adicional a la probabilidad de fallo de la unidad, la probabilidad de desconexión de una capacidad de generación por la variación del recurso primario.

- El modelo matemático obtenido para el PEMH permite la evaluación de la confiabilidad de la generación del SEP al cual está integrado. Aunque en este trabajo el SEP ha sido integrado al RBTS, siguiendo el procedimiento establecido en este trabajo, sería posible evaluar la confiabilidad del SEP ecuatoriano con la integración del PEMH en su parque generador.
- Debido a que, con el ingreso del PEMH en el RBTS, la disponibilidad del sistema de generación de este último se vio disminuida, al entrar en operación el PEMH, se deberá prever adecuadamente la reserva técnica de generación en el SNI ecuatoriano, de manera que se supla las probables desconexiones de capacidad. Para estos análisis, el modelo multi-estado obtenido para la futura central eólica Minas de Huascachaca podría ser de utilidad para los operadores del SEP ecuatoriano.
- Cuando el PEMH es conectado al RBTS, las expectativas de pérdida de carga y energía en el sistema disminuyen, así como el índice de confiabilidad de la energía se incrementa, determinando así un aporte positivo para la disminución del riesgo en el SEP y una mejora en la confiabilidad; esto a pesar de que la disponibilidad del parque generador se haya visto afectada. Esta mejora en la confiabilidad del sistema se hace más importante conforme se va incrementando la demanda.
- El FOR (tasa de salidas forzadas) de los aerogeneradores no influye de manera importante en los indicadores de riesgo del sistema con generación eólica insertada, por lo que, debido al gran número de aerogeneradores que conforman una central eólica, la tasa de salidas forzadas de estas máquinas tiene muy poca influencia en la confiabilidad del sistema de generación integral.
- Se concluye además que en un sistema eléctrico de potencia, la confiabilidad del sistema de generación es mejor cuando se incluye centrales de generación convencionales en comparación con ese mismo sistema incluido centrales de generación de tipo eólicas. Si lo que se desea es mantener un determinado nivel de riesgo del sistema, será necesaria la inclusión de más unidades eólicas, preferentemente en diferentes sitios (con diferentes desempeños del viento).

Finalmente, es importante indicar que el desarrollo del procedimiento escogido en esta investigación para determinar el modelo matemático de una central eólica para estudios de confiabilidad, basado en un método sistemático con prácticas convencionales en cálculos de

confiabilidad, ha permitido para quien desarrolló esta tesis, el conocimiento detallado de los métodos de cálculo en el campo de la confiabilidad de SEP.

Por otra parte, como resultado del trabajo desarrollado, es posible sugerir para futuros trabajos en esta área de conocimiento los siguientes temas:

- La evaluación de la confiabilidad de la generación del SEP ecuatoriano con el uso del modelo multi-estado del PEMH.
- El estudio de los costos de la confiabilidad en el SNI de Ecuador, con la conexión del PEMH, de manera que se pueda evaluar cuál es la influencia económica para el sistema al incluir centrales de generación de tipo renovable no convencional.
- Es importante anotar que en los análisis desarrollados en el presente trabajo la capacidad de la generación que se inserta a la red (50MW) es relativamente grande si se compara con la generación instalada del sistema original RBTS (240 MW); esto determina que los valores de mejora en la confiabilidad sean muy notorios. Probablemente resulta adecuado realizar estudios futuros con un sistema de prueba más grande en su parque generador (como el sistema de pruebas del IEEE), o con un sistema real como el SNI de Ecuador.

CAPITULO 2.

MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se sustentará, desde el punto de vista teórico, la investigación que se va a realizar, describiendo la problemática a enfrentar y la metodología que se utilizará para conseguir los objetivos propuestos en esta tesis.

2.1 GENERALIDADES.

La naturaleza intermitente del viento, junto con el comportamiento probabilístico de las salidas no planificadas de los generadores eólicos hacen que la proyección de potencia disponible en un instante dado en una planta eólica se determine de manera estocástica, de ahí que las plantas de éste tipo no son “despachables” en el sentido tradicional del despacho de generación, lo cual reduce la “habilidad” de los operadores del sistema para controlar al SEP con estas plantas conectadas, mientras se mantiene continuamente el balance estacionario y dinámico entre carga y generación manteniendo adecuados niveles de confiabilidad y seguridad.

Lo descrito en el párrafo anterior ha hecho que las entidades técnicas responsables en los países que tienen un significativo potencial eólico en sus territorios estén activamente preocupadas de los impactos técnicos y económicos de incorporar plantas eólicas en sus sistemas. Uno de los temas principales para analizar estos impactos, es la investigación destinada a desarrollar modelos matemáticos y técnicas para evaluación de la confiabilidad de sistemas de potencia con plantas eólicas incluidas.

2.1.1 PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO PARA PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD.

Para calcular numéricamente parámetros de confiabilidad (como los índices de riesgo del sistema) existen dos posibilidades: los procedimientos analíticos y los procedimientos de simulación.

LOS PROCEDIMIENTOS ANALÍTICOS. En donde se calculan los parámetros como funciones matemáticas de los datos de entrada. Para la deducción de estas funciones es necesario en general realizar hipótesis que simplifican la formulación de los modelos matemáticos.

Los procedimientos analíticos requieren expresar los parámetros de la confiabilidad del sistema en función de aquellos que describen la confiabilidad individual de los componentes. Una posibilidad para resolver este problema sería la consistente en determinar todos los posibles estados de operación del sistema y verificar para cada uno de ellos si el sistema cumple su función en forma adecuada o no. Este razonamiento conduce a los denominados métodos del espacio de estados.

LOS PROCEDIMIENTOS DE SIMULACIÓN. Pueden entenderse como hacer experimentos estadísticos con el sistema bajo estudio para estimar su comportamiento estocástico. Debido a que, normalmente es impracticable hacer series de experimentos sobre el sistema real, este último es reemplazado por un modelo matemático que describe el comportamiento del

sistema considerado. A través de una evaluación estadística de los resultados obtenidos de las simulaciones, es posible estimar los valores de los parámetros buscados. La obtención de los resultados a través de simular una cantidad finita de veces el comportamiento estocástico del sistema es por su propia naturaleza una técnica imprecisa. Estos procedimientos requieren en general una gran cantidad de simulaciones para obtener resultados suficientemente exactos, lo que implica elevados tiempos de cálculo y, además, gran cantidad de información base para efectuar los mismos. De estos procedimientos, uno de los de mayor uso es el método de Simulación Secuencial de Monte Carlo (SMCS).

Las técnicas de simulación, por su naturaleza, no permiten obtener una relación funcional entre los datos de entrada y los parámetros de interés. Por ello un análisis de sensibilidad utilizando métodos de simulación puede implicar tiempos de cálculo excesivos, ya que se requiere repetir un considerable número de veces el conjunto completo de experimentos. En la práctica, estos métodos pueden incluso suministrar mejores resultados que los métodos analíticos, ya que éstos últimos, generalmente requieren de hacer hipótesis de simplificación importantes o truncamientos en el espacio de estado para hacer factible su solución analítica.

Otra ventaja de los métodos de simulación es que la distribución completa de los resultados deseados en forma de histograma puede ser obtenida con el mismo esfuerzo de cálculo. En algunas aplicaciones, esto puede constituir una diferencia significativa con los métodos analíticos, los cuales brindan normalmente el valor esperado de los parámetros buscados.

La decisión del tipo de procedimiento a utilizar se toma entonces, en base a la clase particular y tamaño de problema que se desea resolver, no existiendo una regla general al respecto.

Para el modelo propuesto en esta tesis se ha escogido utilizar un método analítico como es el de frecuencia y duración y hacer uso de los datos registrados por los equipos de medición en el sitio del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca.

2.1.2 MÉTODOS DETERMINÍSTICOS Y PROBABILÍSTICOS PARA EVALUAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DEL SISTEMA.

La reserva estática de generación debe ser establecida de modo que cubra los eventos de salida de generación no planificada o planificada, además de crecimientos de la demanda por encima de lo pronosticado.

Para la determinación de esta reserva estática se puede utilizar métodos determinísticos o probabilísticos. Entre los métodos determinísticos están el criterio del MARGEN DE RESERVA PORCENTUAL y el de la RESERVA POR LA UNIDAD MAS GRANDE. Un criterio algo modificado es aquel que determina la reserva de generación equivalente a la capacidad de la unidad de generación más grande del sistema, más un porcentaje fijo de toda la capacidad del sistema.

La aplicación de métodos probabilísticos, por otra parte, usualmente permite determinar estos parámetros, y provee una base analítica para el planeamiento de la capacidad adecuada del sistema. Los métodos básicos, que aplican técnicas probabilísticas para la evaluación de la confiabilidad de la capacidad de generación son el MÉTODO DE PÉRDIDA DE CARGA y el MÉTODO DE FRECUENCIA Y DURACIÓN.

Es posible comprobar que los criterios determinísticos, cuando se los compara con aquellos probabilísticos, resultan ser inconsistentes, no confiables y subjetivos¹, por lo que, es de relevante importancia la aplicación de un método probabilístico como el que se utiliza en esta investigación.

Atendiendo entonces estos conceptos básicos, el procedimiento propuesto por Ahmed Salehi Dobakhshari y Mahmud Fotuhi-Firuzabad [3], utilizado en el presente trabajo para encontrar el modelo para estudios de confiabilidad del PEMH, utiliza un método analítico probabilístico como es el de FRECUENCIA Y DURACIÓN.

2.2 MODELO PROPUESTO.

2.2.1 ESTADO DEL ARTE DEL MODELO PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DE UNA CENTRAL EÓLICA. Varios trabajos se han desarrollado para enfrentar la modelación de una planta eólica con el objetivo de realizar análisis de confiabilidad de los SEP con generación eólica inmersa, entre los que se puede mencionar las investigaciones de Roy Billinton con Yi Gao en las referencias [4], [5] y [6], con Dange Huang en la referencia [7], con Rajesh Karki y Po Hu en la referencia [8], con Bagen en la referencia [9] y Guang Bai en la referencia [12]; además se menciona los trabajos de Andrea Leite, Carmen Borges y Djalma Falcao en la referencia [2] en donde el modelo encontrado se aplica a un caso ejemplo de Brasil, Saeed Karimi, Mahmood Fotuhi y Ali Abasspour en la referencia [10], Rajesh Karki y Po Hu en la referencia [11], Diwakar Joshi, Suresh Jangamshetti en la referencia [13], y Ahmad Salehi Dobakhshari y Mahmud Fotuhi - Firuzabad en la referencia [3] que plantea los conceptos que servirán de base para el presente trabajo.

El primer tema a solucionar en el desarrollo del modelo de una central eólica para su uso en estudios de confiabilidad es la modelación del comportamiento del viento, el cual en los trabajos antes mencionados se ha enfrentado con las siguientes aproximaciones:

1. Más comúnmente con modelos en series temporales de la velocidad del viento, como en [4] [5] [6] [7] [8] [9] [10] [12] y [11], en este último trabajo en el cual el modelo está más desarrollado y explicado. El modelo de series temporales utilizado en los trabajos mencionados es ARMA (auto regresivo y de medias móviles) y ciertas variaciones de éste.
2. Cadenas de Markov que representan todas las posibles transiciones (incluso las no adyacentes) entre estados de la velocidad del viento, como en la referencia [2].
3. Una aplicación del concepto de FRECUENCIA Y DURACION en las series de tiempo (velocidades del viento cronológicas) como en [3], concepto que será aplicado en ésta investigación.

El segundo tema de relevancia es la obtención de un modelo para conseguir la potencia de salida de un aerogenerador ante una velocidad de viento específica, para lo cual se ha utilizado generalmente la curva de potencia del aerogenerador, la misma que es establecida por el fabricante de las máquinas, y relaciona justamente la velocidad del viento a la altura del buje de la máquina, con la potencia de salida del generador en sus bornes. En algunos casos se ha

¹ Referencia [1] Sección 2.2.3

utilizado una curva de potencia aproximada definida por ecuaciones cuyos parámetros se calculan geométricamente a partir de los datos de velocidades de arranque, nominal y de parada de la máquina; ésta por supuesto es una burda aproximación, en consideración de que, con cierto grado de confidencialidad, es ahora posible conseguir la curva de potencia de un aerogenerador disponible comercialmente. En el presente trabajo se utiliza la curva de potencia real de un aerogenerador típico, disponible comercialmente. Esta característica de la extracción de potencia del viento, marca la diferencia con la generación convencional térmica, en la cual normalmente se asume, para efectos de estudios de confiabilidad, que el generador entrega su potencia nominal cuando está disponible. Para un aerogenerador, aunque esté disponible, su potencia de salida depende de la magnitud de la velocidad del viento.

El tercer tema a analizar es el procedimiento para representar, a partir del modelo del viento y de la máquina, los diferentes estados de salida de potencia del aerogenerador, lo cual se ha enfrentado a través del concepto de las cadenas de estados de Markov [2], [3], por el cual se modela los diferentes estados de salida del aerogenerador y su relación matemática de transición. Se obtiene por este método, las probabilidades de existencia de cada estado así como la frecuencia y duración de los mismos, fundamentados en una base de datos de las velocidades del viento. En la referencia [2] los estados de una unidad eólica y diferentes estados de velocidad del viento se combinan para obtener todos los estados posibles de una planta eólica en una matriz de probabilidades de transición estocástica; sin embargo, el hecho fundamental de que esta metodología utiliza un modelo de Markov de la velocidad del viento para modelar a una planta eólica hace que aparezcan dificultades de cálculo cuando el número de unidades eólicas es muy grande (el cual es el caso del proyecto Minas de Huascachaca que prevé 25 unidades instaladas).

En la referencia [3] no es requerida la resolución de la matriz estocástica de probabilidades de transición, debido a que, la probabilidad así como las tasas de transición entre estados de la velocidad del viento, son determinados a través de la extensión del método de frecuencia y duración aplicado a las series temporales, lo cual hace que en este procedimiento analítico no se presenten dificultades de cálculo por la resolución de la matriz mencionada. Este razonamiento nos lleva a aplicar, en el presente trabajo, el procedimiento de modelación a través del método de frecuencia y duración para la velocidad del viento y el concepto de cadenas de Markov para los estados resultantes de potencia de salida de la máquina.

El último tema a enfrentar es el procedimiento para determinar los índices de riesgo del sistema a partir de la representación de los diferentes estados de salida de potencia de la central, el cual se ha enfrentado hasta ahora de las siguientes maneras:

1. A través de simulaciones cronológicas como el método de Simulación Secuencial de Monte Carlo (SMCS) [2], el cual utiliza directamente los posibles estados de salida de potencia de la Central y los estados de demanda del sistema para determinar, a través de simulaciones, los índices de riesgo del SEP. El método SMCS, debido a que utiliza información secuencial cronológica, es capaz de reflejar los impactos diarios y estacionales de la energía eólica en el sistema de potencia; sin embargo, el modelo SMCS requiere un amplio registro de datos

de velocidades de viento horarias y el procesamiento de la información requiere más tiempo para alcanzar la convergencia [3] [4].

2. A través de un método analítico como el de FRECUENCIA Y DURACIÓN, por el cual se puede encontrar la TABLA DE PROBABILIDADES DE CAPACIDADES DESCONECTADAS (COPT por sus siglas en inglés) que representa matemáticamente a la Central Eólica. Con la COPT de la Central eólica y el modelo matemático para estudios de confiabilidad del sistema de potencia completo es posible aplicar un método analítico para la obtención de los índices de riesgo del sistema, tales como la expectativa de pérdida de carga (LOLE) o de energía (LOEE); este procedimiento será el que se utilice en el presente trabajo.

Por lo mencionado, para el presente trabajo, y con el objeto de obtener el modelo de la Central Eólica Minas de Huascachaca (PEMH) para estudios de confiabilidad con una aproximación multi-estado, servirá de referencia principal, el modelo de análisis propuesto por Dobakshari y Fotuhi - Firuzabad en el documento “A reliability model of large Wind Farms for power System Adequacy Studies” (IEEE Transactions on energy conversión, vol.34, No 3, September 2009) [3], que pretende evitar varias de las dificultades asociadas con métodos basados en simulación, especialmente en términos de carga computacional y volumen de datos necesario para obtener resultados confiables.

En términos generales, el procedimiento propuesto modela al comportamiento del viento con una aplicación del concepto de frecuencia y duración en las series de tiempo, modela la potencia de salida del aerogenerador a través de la curva de potencia de la máquina, obtiene las características de los diferentes estados de salida de la máquina aplicando el concepto de cadenas de Markov, y, aplica el método de FRECUENCIA Y DURACIÓN para encontrar la COPT de la Central, la cual al final representará a la central eólica en estudios de confiabilidad del sistema.

Se propone entonces aplicar un método sistemático, con prácticas convencionales en cálculos de confiabilidad, relativamente simples y directas, de modo que pueda ser de fácil interpretación. El modelo podrá ser también de utilidad para planificadores del sistema que requieran realizar análisis futuros de confiabilidad del SEP con centrales eólicas insertadas.

Se debe notar finalmente que con este modelo, se puede evidenciar la influencia en el largo plazo de una central eólica en la confiabilidad del SEP, no pudiendo ser evidenciados los impactos de una central eólica en la operación diaria del SEP.

2.2.2 EL MÉTODO DE FRECUENCIA Y DURACIÓN.

EL MODELO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.

Para el modelo básico de dos estados (que se muestra en la figura 2.1) en los cuales puede encontrarse una unidad de generación convencional que opera en la banda base, la Tasa de

Salidas Forzadas (FOR por sus siglas en inglés) determina la probabilidad de encontrar a la unidad en salida no planificada en algún instante del futuro, es decir la indisponibilidad.

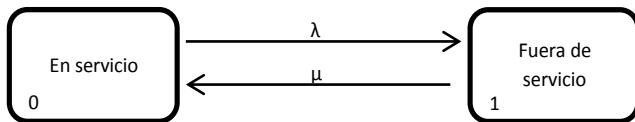


Figura 2.1. Modelo de dos estados.

Para este caso, la indisponibilidad y la disponibilidad relacionada se calculan como sigue [1]:

$$FOR = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{r + m} = \frac{r}{T} = \frac{f}{\mu} \quad (1)$$

$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{r + m} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda} \quad (2)$$

Donde:

λ	Tasa esperada de fallos
μ	Tasa esperada de reparación
m	Tiempo medio hasta la falla = $1/\lambda$
r	Tiempo medio hasta la reparación = $1/\mu$
$m+r$	Tiempo medio entre fallas = $1/f = T$
f	Frecuencia del ciclo = $1/T$

En el caso de generadores con ciclos de operación relativamente largos, el FOR es un estimador adecuado de la probabilidad de que una unidad bajo similares condiciones no esté disponible para el servicio en algún instante en el futuro. Las fórmulas anteriores no proveen, sin embargo, una representación adecuada, cuando el ciclo de servicio es relativamente corto, como en el caso de unidades que operan en el pico de demanda².

En este estudio, para el caso de una central eólica, se asumirá que el FOR es un estimador adecuado, y por tanto las relaciones (1) y (2) serán aplicables, basados en la premisa de que los aerogeneradores no son unidades despachables, y por lo tanto no seguirán forzadamente al ciclo de demanda.

Para los generadores eólicos asumimos que éstos pueden estar en servicio o en salida forzada, y una vez que se recupera de una salida forzada, vuelve inmediatamente a la operación si el recurso eólico está presente (como las unidades que trabajan en la banda base). La variabilidad en la operación debido a la intermitencia del recurso eólico será modelada probabilísticamente a través del método de frecuencia y duración aplicado a las series de datos de la velocidad del viento, lo cual se explicará más adelante, y permitirá construir el

² En este caso, el estado de “disponible pero no operativo” tiene considerable importancia, así que el modelo debe concebir más estados para la representación.

modelo multi-estado para representación de la central eólica con fines de estudios de confiabilidad.

EL MÉTODO DE FRECUENCIA Y DURACIÓN PARA DETERMINAR LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN.

La metodología probabilística, como el MÉTODO DE PÉRDIDA DE CARGA, permite comparar la suficiencia de configuraciones alternativas del sistema de potencia o expansiones de la misma, debido a que se podría calcular índices como la expectativa de pérdida de carga o energía debido a insuficiente capacidad de generación; sin embargo, no indica nada respecto de la frecuencia de ocurrencia de una condición de insuficiencia de generación, ni de la probable duración de la misma.

Es aquí en donde entra el método de frecuencia y duración, el cual determina, adicional a la disponibilidad (A) e indisponibilidad (U) en estado estacionario, los parámetros λ y μ (tasas de fallos y tasas de reparación) que indican las tasas de transición entre estados. Las relaciones fundamentales entre estos parámetros se dan por las ecuaciones (1) y (2); por lo que, la frecuencia de encontrarse en el estado 0 de la figura 2.1 es la probabilidad de encontrarse en ese estado (A) multiplicado por la tasa de salida de ese estado (λ).

En un sentido general, la frecuencia de encontrar una condición particular (o un estado de algún elemento) debe entenderse como la expresión matemática que representa el número de veces que se cruza por el límite que rodea exactamente dicha condición.

Para determinar frecuencias y duraciones de los múltiples estados de un aerogenerador, supóngase el esquema de la figura siguiente, que considera por una parte el estado i (estado para el que se quieren determinar las magnitudes frecuencia y duración) y por otra parte los restantes estados de la máquina.

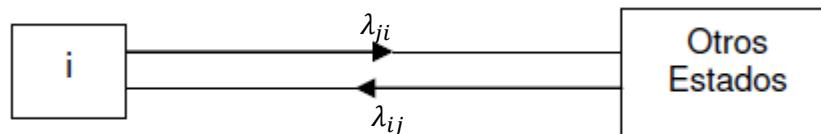


Figura 2.2 Esquema para la representación de un aerogenerador en un sistema multi estado.

Sea T_i la duración media de la permanencia en el estado i y T'_i la duración media fuera del estado i , de modo tal que la duración media del ciclo de operación es $T_{c_i} = T_i + T'_i$. La frecuencia es la inversa de la duración media del ciclo de operación.

$$f_i = \frac{1}{T_{c_i}} \quad (3)$$

Multiplicando y dividiendo por T_i y teniendo en cuenta que T_i/T_{c_i} es igual a la probabilidad P_i del estado i , se tiene:

$$f_i = \frac{Pr_i}{T_i} \quad (4)$$

La frecuencia de transición f_{ji} del estado i al j se define como el número esperado de transiciones directas del estado i al j por unidad de tiempo.

$$\begin{aligned} f_{ji} &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} * Pr[(X(t + \Delta t) = j) \wedge (X(t) = i)] \\ &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} * Pr[(X(t + \Delta t) = j) | (X(t) = i)] * Pr[X(t) = i] = \lambda_{ji} * Pr_i \end{aligned} \quad (5)$$

Teniendo en cuenta que:

$$f_i = \sum_{j \neq i} f_{ji}$$

Entonces:

$$f_i = Pr_i \sum_{j \neq i} \lambda_{ji} \quad (6)$$

Finalmente:

$$T_i = \frac{1}{\sum_{j \neq i} \lambda_{ji}} \quad (7)$$

Es decir, se concluye que la duración media de la permanencia en un estado determinado es igual a la inversa de la suma de las tasas de salida de ese estado.

2.2.3 PROCEDIMIENTO GENERAL

La metodología que proponen los autores de la referencia [3], para encontrar el modelo para estudios de confiabilidad de una central eólica se puede esquematizar en la figura 2.3.

Se utilizará como base en el presente trabajo el procedimiento indicado, se lo aplicará al caso del PROYECTO EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA (PEMH), realizando los ajustes y modificaciones que introducen las propias características de esta central ejemplo.

Como se aprecia en la figura 2.3 el objetivo será encontrar la COPT (tabla de probabilidades de capacidades desconectadas) reducida³ de la Central eólica Minas de Huascachaca, que representa el modelo para estudios de confiabilidad de la misma.

Se debe ejecutar según lo propuesto, 5 procesos básicos:

1. Representación de la potencia de salida del aerogenerador.
2. Elaboración de la matriz de tasas de transición.
3. Elaboración de la COPT del aerogenerador.
4. Elaboración de la COPT de la Central.
5. Reducción de la COPT de la Central.

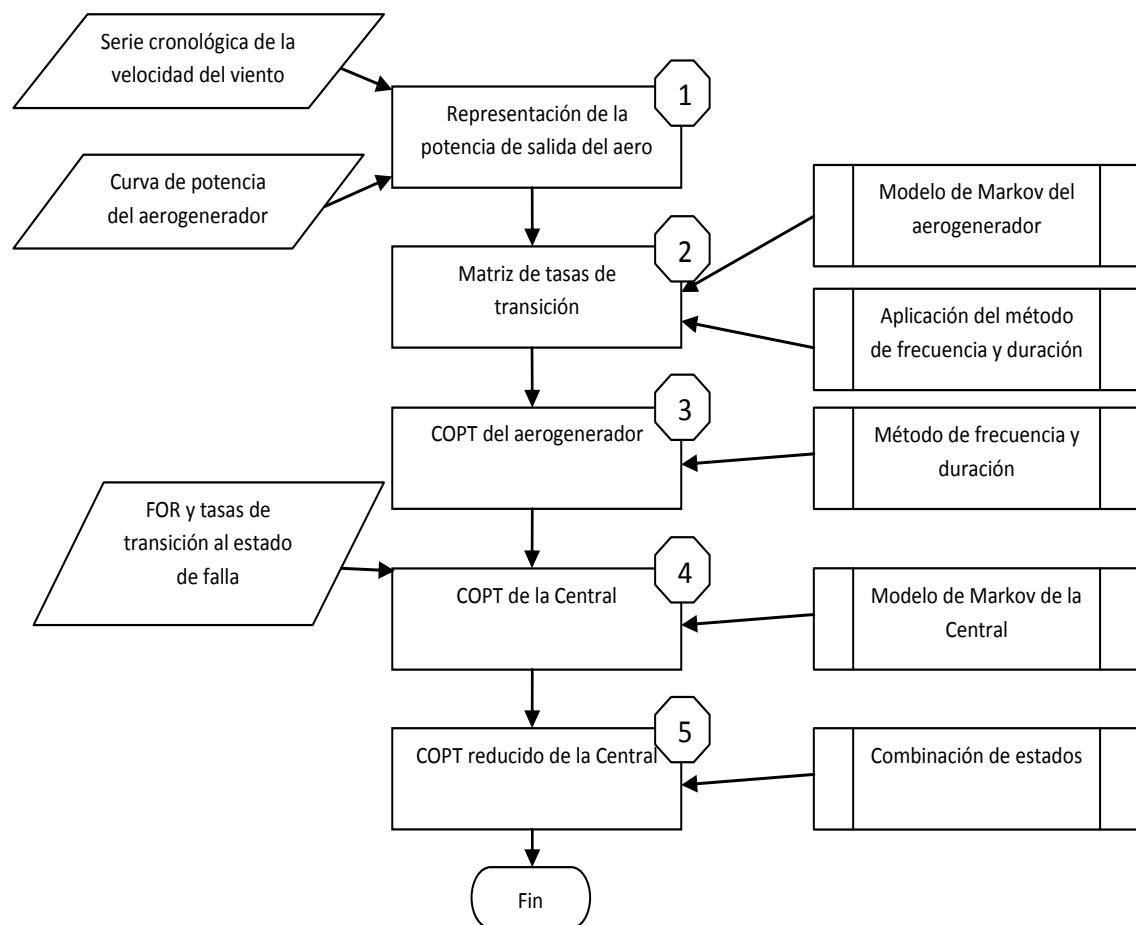


Figura 2.3. Procedimiento general propuesto.

A continuación se describe cada proceso desde su base teórica.

2.2.4 REPRESENTACIÓN DE LA POTENCIA DE SALIDA DEL AEROGENERADOR.

Para encontrar esta representación se requiere de dos tipos de información:

³ Se explica en la sección 2.2.8

- Una serie cronológica de las velocidades del viento.
- La curva de potencia del aerogenerador.

La potencia de salida de un aerogenerador depende de dos factores: la velocidad del viento y la disponibilidad de la turbina. Esto último hace que la determinación de la potencia de salida de un aerogenerador deba ser tratada de manera distinta a una unidad de generación convencional. Para una unidad convencional es común asumir (para estudios de confiabilidad) que una unidad entrega su potencia nominal si ésta está disponible; para una unidad eólica, si ésta está operativa, su salida depende de la disponibilidad del recurso eólico.

La curva de potencia del aerogenerador es, típicamente, una tabla que relaciona, con resolución de 1m/s, la potencia de salida del aerogenerador con cada evento de velocidad del viento; en el capítulo 4 se detallará la curva de potencia a utilizar.

Se utiliza además, para representar la potencia de salida de una turbina, una aplicación del método de frecuencia y duración que se describe a continuación.

APLICACIÓN DEL CONCEPTO DE FRECUENCIA Y DURACION EN LAS SERIES TEMPORALES.
Cada evento físico que avanza aleatoriamente en el tiempo puede ser modelado matemáticamente como una variable aleatoria. Se dice que los eventos de esta variable son un proceso estocástico con un espacio de parámetros continuos y de estados continuos.

Una clase particular de proceso estocástico corresponde al caso en el que el valor de la variable aleatoria en t_n solo depende del valor tomado en t_{n-1} pero no de los anteriores (proceso sin memoria); en este caso el proceso aleatorio se denomina de Markov. Si las probabilidades de transición entre estados de Markov no dependen del tiempo, si no, del intervalo de proceso (paso entre estados) se llama entonces homogéneo. En un proceso markoviano homogéneo las tasas de transición son entonces constantes. De esta manera para modelar las variaciones del proceso estocástico definido en un espacio continuo como transiciones entre estados, se puede utilizar las cadenas de Markov, en donde cada estado representa un valor discreto en el tiempo; el número de estados utilizados para realizar tal modelación depende en gran medida de la precisión que se desea alcanzar en los resultados.

Un proceso estocástico aplicable a este criterio son los estados de potencia en bornes de un aerogenerador, que varían en función del registro de viento que mueve sus aspas. Para este caso es posible definir, basado en criterios probabilísticos básicos y el método de FRECUENCIA Y DURACIÓN, las siguientes relaciones destinadas a determinar algunos parámetros del modelo.

Las tasas de transición entre estados del evento se definen como:

$$\lambda_{ij} = \frac{N_{ij}}{T_i} \quad (8)$$

Donde λ_{ij} es la tasa de transición del estado i al estado j en transiciones por hora, N_{ij} es el número de transiciones observadas del estado i al estado j, y T_i es la duración del estado i (en horas) calculada durante todo el periodo.

Si la tasa de salidas del estado i a los estados superiores e inferiores se denomina como λ_{+i} y λ_{-i} respectivamente, entonces [1] [3]:

$$\lambda_{+i} = \sum_{j=1, j>i}^{N_s} \lambda_{ij} \quad (9)$$

$$\lambda_{-i} = \sum_{j=1, j< i}^{N_s} \lambda_{ij} \quad (10)$$

Donde N_s es el número total de estados. La probabilidad de ocurrencia del estado i , P_i , se determina por:

$$P_i = \frac{T_i}{\sum_{k=1}^{N_s} T_k} = \frac{T_i}{T} \quad (11)$$

Donde T es el periodo entero de observación en horas.

La frecuencia de ocurrencia del estado i , f_i , en ocurrencias por hora está dada por:

$$f_i = p_i(\lambda_{+i} + \lambda_{-i}) \quad (12)$$

Estas fórmulas, aplicadas a la serie de potencias de salida del aerogenerador para un registro de viento dado, permitirán el cálculo de la matriz de tasas de transición.

2.2.5 ELABORACIÓN DE LA MATRIZ DE TASAS DE TRANSICIÓN.

Es necesario ahora definir un modelo de Markov para los estados de salida de potencia del aerogenerador.

El número de estados con que se establece el modelo depende en gran medida de la precisión de los resultados que se pretende obtener. Para el caso que será analizado en este estudio se utilizará un modelo de 5 estados, con lo cual, una máquina de 2MW podrá transitar entre estados de 0MW – 0,5MW – 1MW – 1,5MW y 2 MW, lo que se esquematiza como sigue:

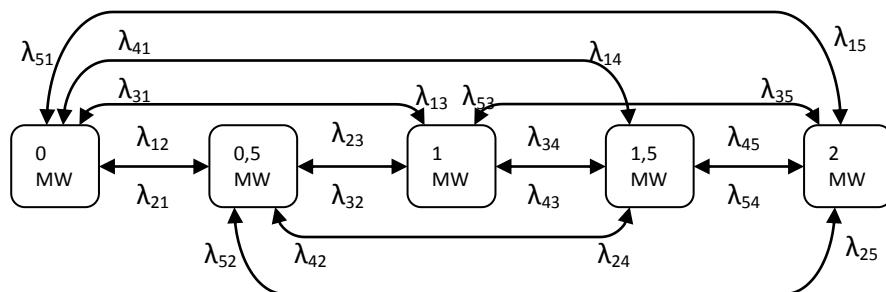


Figura 2.4. Modelo de Markov de 5 estados para el aerogenerador.

Como se aprecia en la figura, cada estado puede transitar a cualquiera de los otros estados definidos, es decir, con esto se permite la modelación de la variabilidad estocástica del recurso, aunque estas puedan ser variaciones bruscas de la velocidad. Es importante notar, sin embargo, que el estado 0MW aquí definido corresponde a la capacidad de 0 MW de salida debido a la falta de recurso eólico, y no, a la salida por indisponibilidad de la turbina.

La serie de potencias de salida de la máquina, a partir de la velocidad del viento, debe ser entonces discretizada a los estados del modelo indicado en la figura 2.4.

Se aplica entonces las relaciones (8) a (12) y se obtiene una matriz de tasas de transición entre los 5 estados definidos. La matriz conseguida tendrá la siguiente configuración:

	Estado 1	Estado 2	Estado 3	Estado 4	Estado 5
Estado 1	0	λ_{12}	λ_{13}	λ_{14}	λ_{15}
Estado 2	λ_{21}	0	λ_{23}	λ_{24}	λ_{25}
Estado 3	λ_{31}	λ_{32}	0	λ_{34}	λ_{35}
Estado 4	λ_{41}	λ_{42}	λ_{43}	0	λ_{45}
Estado 5	λ_{51}	λ_{52}	λ_{53}	λ_{54}	0

Figura 2.5. Configuración de la matriz de tasas de transición.

2.2.6 ELABORACIÓN DE LA COPT DEL AEROGENERADOR.

El modelo de generación requerido en el MÉTODO DE PÉRDIDA DE CARGA es conocido como la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas (COPT), y es, para una central de generación, un arreglo de los niveles de capacidad de generación fuera de servicio y su probabilidad de existencia asociada.

Para centrales de generación convencionales, cada uno de los niveles de capacidad desconectados se determina básicamente por la probabilidad de fallo de la unidad. Para el caso de centrales de generación renovable (como las eólicas), en las cuales, el recurso energético primario es intermitente de manera estocástica, los niveles de capacidad desconectados deben considerar, adicional a la probabilidad de fallo de la unidad, la probabilidad de desconexión de una capacidad de generación por la variación del recurso primario. *Esto último es lo que vuelve MULTIFESTADO al modelo de una central eólica, debido a que las diferentes velocidades del viento provocan que exista múltiples estados para representar la salida de potencia de un aerogenerador.*

Normalmente la COPT, en el MÉTODO DE PÉRDIDA DE CARGA, se presenta con una columna que indica la probabilidad de que exactamente el nivel de capacidad indicado esté fuera de servicio, y otra que representa la probabilidad de encontrar una capacidad de generación fuera de servicio igual o mayor que el nivel indicado.

La determinación de la probabilidad de existencia de cada estado puede alcanzarse a través de la resolución de la matriz estocástica de probabilidades de transición con la teoría de los estados de Markov, o, como en el procedimiento utilizado en esta tesis, a través del método de frecuencia y duración aplicado a las series de tiempo de las velocidades del viento.

EL MODELO DE GENERACIÓN CON EL METODO DE FRECUENCIA Y DURACION.

Este modelo será una COPT en donde se deberá indicar, además de la probabilidad de encontrar al sistema en un estado determinado, la frecuencia con la que se encuentra el sistema en ese estado.

La frecuencia de encontrar el generador en un estado se obtiene de multiplicar la probabilidad de ese estado por la tasa de salida equivalente del estado, es decir, la sumatoria de las tasas de salidas del estado a todos los estados probables de transición (ver ecuación 12).

La COPT de un generador debe contener todas sus probables capacidades fuera de servicio, sin embargo, en ciertas circunstancias es preferible truncar esta tabla omitiendo las capacidades con probabilidades acumuladas menor a un valor de tolerancia; esto permite ahorrar un considerable tiempo computacional.

Con lo mencionado, se tendrá una configuración de la COPT como sigue:

Capacidad desconectada [MW]	Probabilidad p_i	Tasa transición λ_{+i} [1/t] ⁴	Tasa transición λ_{-i} [1/t]	Frecuencia f_i [ev/t]
Cap1	-	-	-	-
Cap2	-	-	-	-
Cap3	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-

Figura 2.6. Configuración de la COPT de la turbina.

2.2.7 ELABORACIÓN DE LA COPT DE LA CENTRAL.

Una central eólica está compuesta de múltiples aerogeneradores que están bajo un régimen de viento característico de la zona de implantación. Como se verá en el siguiente capítulo, el desempeño del viento en la zona del PEMH, permite hacer la conjetaura de que todos los aerogeneradores en el sitio operarán sujetos al mismo régimen de viento.

De esta manera, se presenta un modelo de estados de Markov, para la central eólica que contiene N turbinas⁵, a partir del modelo presentado en la figura 2.4 para un solo aerogenerador.

⁴ unidades de tiempo inverso.

⁵ Según los estudios del PEMH deberán instalarse 25 aerogeneradores.

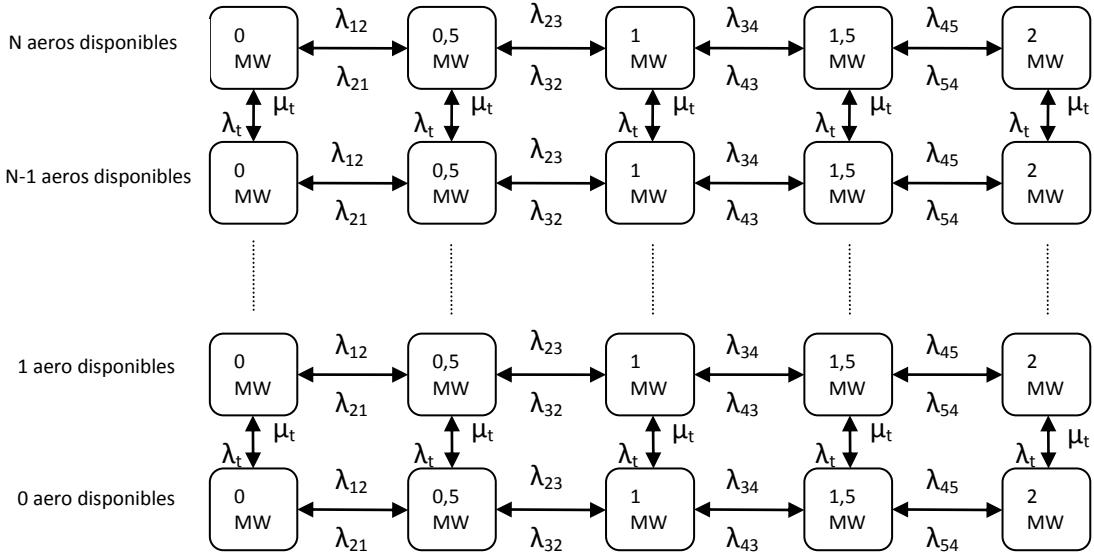


Figura 2.7. Modelo de Markov para una central eólica.

En la figura 2.7 no se dibuja todas las líneas que representan las transiciones entre estados horizontales, que si fueron dibujadas en la figura 2.4, sin embargo, es importante recalcar que estas transiciones están presentes a pesar de que gráficamente sea complicado explicitarlas.

En este modelo se considera, adicional a los estados correspondientes a la variabilidad del recurso, la indisponibilidad por fallo de los aerogeneradores. Debido a ello, para determinar todos los parámetros de este modelo, será necesaria la determinación de un valor para el FOR de los aerogeneradores y de las tasas de fallo de la turbina (λ_t) y de reparación de la turbina (μ_t), información que no proviene del histórico de datos medidos en sitio, si no, del registro de eventos de unidades eólicas operativas. En este trabajo se utilizó un FOR considerado como válido por la bibliografía relacionada con este tema y unas tasas de fallo y reparación calculadas a partir de información secundaria, lo cual se presentará en el capítulo 4.

Se tiene, según el modelo planteado, un estado en el que están las N turbinas disponibles para todos los registro de viento que dan una potencia de salida equivalente a 0 MW, un estado en el que están las N turbinas disponibles para todos los registros de viento que dan una potencia de salida equivalente de 0,5 MW, un estado en el que están las N turbinas disponibles para todos los registros de viento que dan una potencia de salida equivalente de 1,0 MW, etc., etc., hasta un conjunto de estados en los que no existen unidades disponibles para ninguna potencia de salida por variabilidad del viento.

De esta manera, con el modelo seleccionado para este trabajo como de 5 estados por variabilidad del recurso y N turbinas, se tendrá 5×2^N estados, debiéndose el término 2^N al número de combinaciones que puede reproducir cada uno de los 5 estados. En el caso del PEMH se tendrá entonces, como se presentará en el siguiente capítulo, 167.772.160 estados posibles de salida de potencia entre los que puede "transitar" la Central.

Con lo mencionado, se obtiene una COPT con la misma configuración que lo presentado en la figura 2.6, solo que ahora, los valores calculados para los parámetros de la tabla, pertenecen a la Central y no a un único aerogenerador.

La COPT de la Central, como ha sido definida hasta ahora, lleva una dificultad adicional, cual es que existe un considerable número de posibles estados del modelo de la Central, que llevarían a igual número de filas en la COPT para las capacidades desconectadas. Por ello conviene reducir, con el objeto de presentar la COPT definitiva de la Central, el número de probables capacidades desconectadas, a través de algún proceso de redondeo y agrupamiento; este proceso se describe a continuación.

2.2.8 REDUCCIÓN DE LA COPT DE LA CENTRAL.

Para los generadores convencionales, que típicamente se los modela con dos estados (en estado de éxito o en estado de fallo), existirían 2^n estados en la COPT, siendo n el número de unidades, sin embargo, para las centrales eólicas, este número de estados se incrementará en función del modelo de Markov utilizado para la representación de la variabilidad del viento.

La combinación del número de turbinas disponibles y la potencia de salida por la variabilidad del recurso pueden determinar un gran número de probables capacidades desconectadas, por lo cual, será necesario redondear los valores de capacidades desconectadas en pasos con un determinado valor de incremento. El incremento de redondeo (valor que determina la resolución con la que se presenta la COPT) va a depender de la precisión requerida para los resultados, y deberá ser tomado en función de la composición y tamaño del sistema eléctrico. Un criterio básico para ello es que la primera capacidad de salida desconectada en la COPT no debería ser inferior a la capacidad del generador más pequeño del sistema [1]. Por ejemplo para el PEMH que tendría 50 MW de capacidad instalada se definirá el incremento de redondeo en 10 MW, es decir se tendrán capacidades desconectadas en la COPT de la Central de 0 MW, 10 MW, 20 MW, 30MW, 40MW y 50 MW.

Adicionalmente, existirán varios estados que resulten en cada uno de los pasos descritos en el párrafo anterior, por lo que, procederá el combinarlos usando las siguientes relaciones [1] [3]:

La salida de capacidad del estado k

$$C_k = C_1 = C_2 = \dots = C_i \quad (13)$$

La probabilidad del estado k $p_k = \sum p_i$ (14)

La frecuencia del estado k

$$f_{+k} = \sum p_i \lambda_{+i} - \sum_{(x,y) \in A_k} p_x \lambda_{xy} \quad (15)$$

$$f_{-k} = \sum p_i \lambda_{-i} - \sum_{(x,y) \in A_k} p_y \lambda_{yx} \quad (16)$$

$$f_k = p_k (\lambda_{+k} + \lambda_{-k}) \quad (17)$$

La tasa de transiciones del estado k

$$\lambda_{\pm k} = \frac{f_{\pm k}}{p_k} \quad (18)$$

Donde el indicador i se refiere a los estados a combinar y el indicador k al estado resultante. A_k representa el conjunto de pares de estados que resultarán en igual salida de potencia que el estado resultante k , y se asume que el estado x resulta en un potencia desconectada inferior al estado y .

Es importante notar, al combinar los estados, que el aporte a la frecuencia, proveniente de transiciones entre estados a combinar que pertenecerán a igual estado resultante, debe ser restado, como se indica en las ecuaciones (15) y (16).

La COPT definida como hasta ahora, muestra tanto las probabilidades como las frecuencias de encontrar a la central en un estado determinado, es decir, de una capacidad desconectada específica, sin embargo, resulta también interesante conocer los parámetros acumulados para una salida de capacidad, definidos como la probabilidad o la frecuencia de ocurrencia de tener una capacidad de generación o más fuera de servicio. Las probabilidades pueden ser combinadas para formar estados acumulativos con la siguiente ecuación:

$$P_{n-1} = p_k + P_n \quad (19)$$

Donde n se refiere al estado acumulado con probabilidad conocida, y k es el estado que está siendo combinado para formar el estado acumulado $n-1$. El proceso entonces inicia desde el último estado en el cual la probabilidad resulta ser la misma.

Para determinar la frecuencia con la cual se encontrará un estado con una capacidad desconectada o más fuera de servicio, se debe aplicar el procedimiento descrito en el Apéndice A, tomado de la referencia [1].

Existe para el cálculo de la frecuencia, una diferencia importante entre el procedimiento establecido para un modelo de generación de dos estados, con el procedimiento que se aplica en este trabajo para representar a la central de generación con múltiples estados, lo cual se explica con mayor detalle en el Capítulo 4.

2.3 RESUMEN DEL MARCO TEÓRICO.

Debido a la necesidad de contar con modelos matemáticos y técnicas para evaluación de la confiabilidad de SEP con plantas eólicas conectadas, se presenta ésta tesis, que pretende analizar dicha problemática y aportar adicionalmente con el modelo matemático multi-estado para estudios de confiabilidad de la futura Central Eólica Minas de Huascachaca. Este modelo podrá ser utilizado por el operador del SEP ecuatoriano en la etapa de operación de dicho proyecto, cuando se requiera determinar indicadores de confiabilidad del SEP o la reserva técnica de generación con una metodología probabilística.

Para encontrar el modelo para estudios de confiabilidad del PEMH se escoge, en este trabajo, el método analítico probabilístico de Frecuencia y Duración, y se hará uso de la información de mediciones del viento registradas en el sitio del PEMH.

Se plantea entonces primero un modelo de Markov para el aerogenerador, que solamente considera los diferentes estados en los cuales puede encontrarse a la turbina por la



variabilidad del recurso eólico (figura 2.4), y luego, se incluye el concepto del estado de fallo, proponiendo un modelo multi-estado para la central completa (figura 2.7).

Con el uso del Método de Frecuencia y Duración, se construye las tablas de probabilidades de capacidades desconectadas (COPT) tanto para un único aerogenerador, como para todo el parque eólico.

CAPITULO 3.

EL PROYECTO EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA

El Proyecto Eólico Minas de Huascachaca (PEMH) tiene el Certificado de Calificación otorgado por el CONELEC (ahora ARCONEL) a nombre de la EMPRESA ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO ELECAUSTRO S.A., lo cual brinda a esta empresa la propiedad de dicho proyecto y la exclusividad para el desarrollo de estudios sobre éste.

3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO.

El PEMH se encuentra ubicado a 84 km al suroeste de la ciudad de Cuenca, por la vía Cuenca - Pasaje, en la Parroquia San Sebastián de Yuluc del Cantón Saraguro, Provincia de Loja.

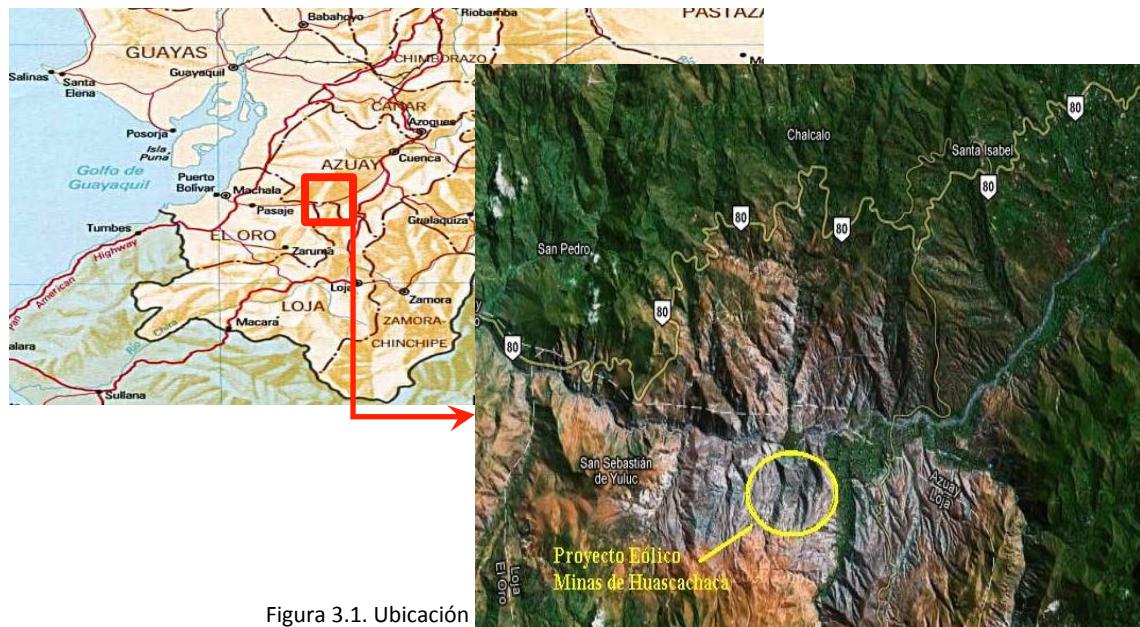


Figura 3.1. Ubicación

La zona en la que se implantarían los aerogeneradores de este proyecto es árida, con muy poca vegetación y un suelo erosionado. Está constituida por varias mesetas relativamente planas orientadas en dirección norte - sur, el cual sería el lugar de emplazamiento de los aerogeneradores.



Figura 3.2. Zona de ubicación del PEMH

Sobre la base de los resultados del Estudio de Factibilidad y estudios complementarios realizados por ELECAUSTRO, se determinó que el proyecto eólico estaría constituido (en una configuración base) por 25 aerogeneradores de 2 MW cada uno, para un total de 50 MW de capacidad instalada. Sin embargo, dependiendo de la tecnología del fabricante que finalmente sea adjudicado para la implementación del parque y de los estudios realizados por dicho proveedor, se podrían aceptar soluciones con aerogeneradores de mayor potencia unitaria, limitando la capacidad total del parque a 50 MW.

Sin embargo de que las características técnicas de los aerogeneradores vayan a ser especificadas por el proveedor del equipamiento, se espera implementar unidades de generación eólicas que, en la configuración base que es la que se adoptará para esta investigación, tendrían las siguientes características generales:

Potencia nominal [MW]:	2.0
Frecuencia: [Hz]	60
Altura de buje [m]:	78 – 80
Diámetro de rotor [m]:	95 – 97
Clase IEC	IIIA
Control de potencia:	Activo
Torre del aerogenerador:	Circular de acero
Cimentación:	Hormigón armado

Tabla 3.1. Características generales de los aerogeneradores

De acuerdo a los análisis realizados hasta la fecha, la energía bruta media anual esperada para el PEMH sería de 123,0 GW.h, con un factor de planta aproximado del 28,0%. La energía neta media anual esperada del parque eólico considerando las pérdidas por indisponibilidad, eléctricas y por rendimiento de los aerogeneradores sería de 113,0 GW.h, determinada en la barra de alta tensión de la subestación colectora del parque, en donde se colocarán los equipos de medición comercial de la futura Central Eólica.

3.1.1 COMPONENTES DEL PROYECTO.

Fundaciones de los aerogeneradores: Estas serán en hormigón armado, cuyos parámetros de diseño deberán ser establecidos en función del estudio geológico y geotécnico de cada sitio de implantación y de los requerimientos mecánicos de las torres de los aerogeneradores. El diseño definitivo de las cimentaciones es provisto por el fabricante de los aerogeneradores.

Plataformas de los aerogeneradores: Serán construidas adjuntas a la base de cada aerogenerador con las dimensiones y características técnicas indicadas por el constructor del parque, en función del tipo y capacidad de camiones para el transporte de las piezas, y grúas a utilizar para el montaje de los aerogeneradores.

Vías de acceso internas: Serán, según los requerimientos de servicio, en asfalto para aquellas vías que servirán para el tránsito de acceso a las comunidades cercanas, y en lastre para las vías de acceso exclusivo del Parque Eólico. La construcción y/o mejoramiento de las vías para el PEMH se realizará desde la Vía Cuenca - Girón – Pasaje hasta llegar a los sitios de plataforma de cada aerogenerador con un recorrido de 13,5 km, lo cual incluye la construcción de un nuevo puente de 45 metros de luz sobre el río Jubones.

Círculo colector interno: Los 25 aerogeneradores del parque eólico dispondrán de generadores eléctricos que producen energía a un nivel de tensión menor a 1 kV, por lo cual contarán cada uno con un centro de transformación que elevaría la tensión a niveles cercanos a 36 kV (media tensión) para el transporte de la energía desde cada aerogenerador hasta la subestación colectora del parque eólico. De acuerdo a la distribución física de las máquinas en la configuración base, se construirá cuatro circuitos de media tensión colectores independientes, en una combinación subterránea - aérea, según la orografía y longitudes de vanos en el sitio. La longitud total de redes del sistema colector es de aproximadamente 8 km.

Subestación colectora del Parque: La subestación colectora estará ubicada en las coordenadas UTM WGS84 681.797; 9.628.398, en las cercanías de la población Uchucay de la cual llevará su nombre. Ésta dispondrá de un transformador de potencia de 40/50 MVA (ONAN/ONAF) y todo el equipamiento de corte y maniobra para recibir la energía de los cuatro circuitos del sistema colector interno e incrementar el nivel de tensión a 138 kV para la transmisión de energía y posterior interconexión con la L/T Cuenca – Loja. La configuración de la barra de 138 kV de la subestación Uchucay será en barra simple.

Resulta interesante notar que para un parque de 50MW de capacidad nominal instalada se defina un transformador de 40MVA de potencia con ventilación normal y 50MVA con ventilación forzada, lo cual tiene su explicación en el desempeño probabilístico del viento en el sitio del PEMH, que permite efectuar esta reducción sin afectar efectivamente a la vida útil de este equipo.

Línea de Transmisión Uchucay – La Paz: Para evacuar la energía producida por el parque eólico, se ha previsto la construcción de una línea de transmisión (L/T) que interconectará la subestación de elevación Uchucay con la futura subestación La Paz a construirse para efectos de seccionar la L/T Cuenca – Loja en su estructura N° 134 e interconectar el PEMH con el Sistema Nacional de Transmisión (SNT). La L/T Uchucay – La Paz tendrá una longitud de 20,5 km, será construida con un circuito en 138 kV, sobre estructuras metálicas auto-soportantes,

con conductor de fase 477MCM HAWK y cable de guarda OPGW de 48 fibras para protección de la línea y comunicaciones.

Subestación de Seccionamiento: Con el objeto de seccionar la L/T Cuenca – Loja en su estructura N° 134 e interconectar la L/T proveniente del Parque Eólico, se construirá una subestación junto a la vía Cuenca – Loja en el sector La Paz. Ésta estará ubicada en las coordenadas UTM WGS84 701.278; 9.628.972 y tendrá una configuración en barra principal y transferencia según lo acordado con CELEC EP TRANSELECTRIC; tendrá una posición para la llegada de la L/T Uchucay – La Paz, dos posiciones para el seccionamiento de una terna de la L/T Cuenca – Loja, una posición de transferencia y tres posiciones para implementaciones futuras.

Se muestra a continuación un diagrama unifilar de la interconexión del PEMH con el SNT:

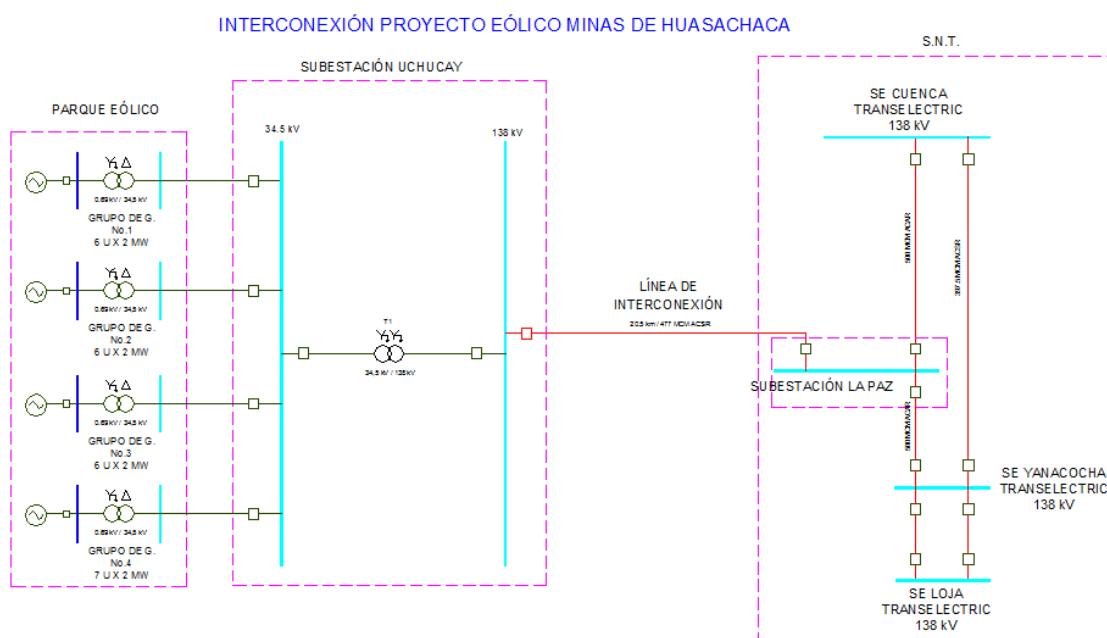


Figura 3.3. Diagrama unifilar de la interconexión del PEMH

3.2. ESTACIONES DE MEDICIÓN EN EL SITIO DEL PROYECTO.

Para determinar el potencial eólico en el sitio del PEMH, ELECAUSTRO instaló varias estaciones meteorológicas con equipos certificados para garantizar la fiabilidad de la información, lo cual ha permitido tener un conocimiento más detallado de la zona y ha servido de base para el dimensionamiento del parque eólico. Estas estaciones meteorológicas recopilan información de los siguientes parámetros:

- Velocidad horizontal del viento.**
- Dirección del viento.**
- Velocidad vertical del viento.**
- Temperatura ambiente.**
- Humedad relativa en el ambiente.**
- Presión barométrica.**

Radiación solar.

Tabla 3.2. Parámetros registrados por las estaciones del PEMH

Todas las estaciones instaladas son de marca NRG, así como los sensores que poseen y el equipamiento electrónico de recopilación y transferencia de información.

Las estaciones de medición que han provisto la información para los estudios de factibilidad del PEMH y análisis posteriores, son las siguientes:

Nombre	Posición ⁶
Uchucay 40	681381, 9629250, 1124
Uchucay 50	681203, 9628043, 1174
Yuluc 50	679447, 9628666, 1161
Yuluc 80	679446, 9628552, 1163

Tabla 3.3. Estaciones de medición en el sitio del PEMH



Figura 3.4. Ubicación geográfica estaciones de medición del PEMH

En las estaciones de la Tabla 3.3, el número junto al nombre indica la altura del anemómetro más alto. Estas estaciones fueron instaladas y recopilan información desde Diciembre de 2008, con excepción de la estación YULUC 80 que se instaló en mayo de 2012; en ese mismo mes fue desmontada la estación UCHUCAY 40. El resumen de períodos de información disponible por cada estación se presenta en la siguiente tabla:

⁶ Sistema referencial UTM WGS84 zona 17M

	UCHUCAY 40M	UCHUCAY 50M	YULUC 50M	YULUC 80M
AÑOS DE MEDICIÓN	2009 2010 2011 2012	2009 2010 2011 2012	2009 2010 2011 2012	2012
		2013 2014 2015	2013 2014 2015	2013 2014 2015

Tabla 3.4. Períodos de disponibilidad de las mediciones en sitio



Figura 3.5 Estación meteorológica YULUC 80 instalada en el sitio del PEMH

Adicional a lo indicado en la tabla 4.2, las estaciones UCHUCAY 50, YULUC 50 y YULUC 80 tienen a cada altura de medición un anemómetro de respaldo, con el objeto de minimizar las pérdidas de la información medida.

3.3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL VIENTO EN EL SITIO DEL PEMH.

Con la información tomada en las estaciones meteorológicas antes indicadas, se realizó un análisis que pretende mostrar el desempeño del recurso eólico en el sitio del PEMH, y los resultados se presentan en esta sección.

La información de mediciones del viento que se utiliza en este trabajo ha sido procesada y validada con el uso del software SYMPHONIE DATA RETRIEVER de la marca NRG, el cual es de uso libre.

En el Apéndice C se muestra los reportes resumen, generados por el software mencionado para las diferentes estaciones y períodos de análisis.

Con todo ello, y en función de los períodos indicados en la tabla 3.4, se realiza el análisis para dos períodos diferentes:

- Período 1. 2009 a 2011 (en recuadro azul de la tabla 3.4) con la información de las estaciones UCHUCAY 40, UCHUCAY 50 y YULUC 50.

- Período 2. 2013 - 2014 (en recuadro verde de la tabla 4.4) con la información de las estaciones UCHUCAY 50, YULUC 50 y YULUC 80.

Se presenta entonces, en el siguiente gráfico, la velocidad media, la máxima del intervalo de registro (10 minutos) y la máxima de muestra (2 segundos o también llamada ráfaga máxima) para el período 1:

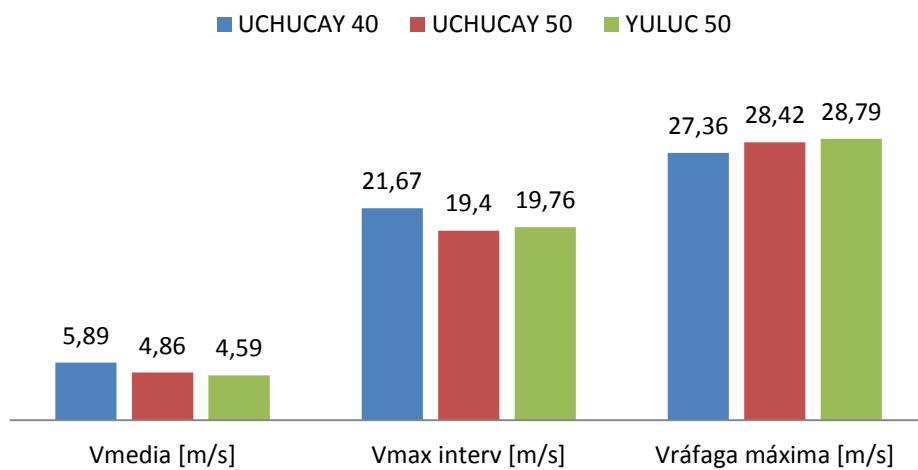


Figura 3.6. Estadísticos de velocidad del viento Período 1 2009 - 2011.

Y para el período 2:

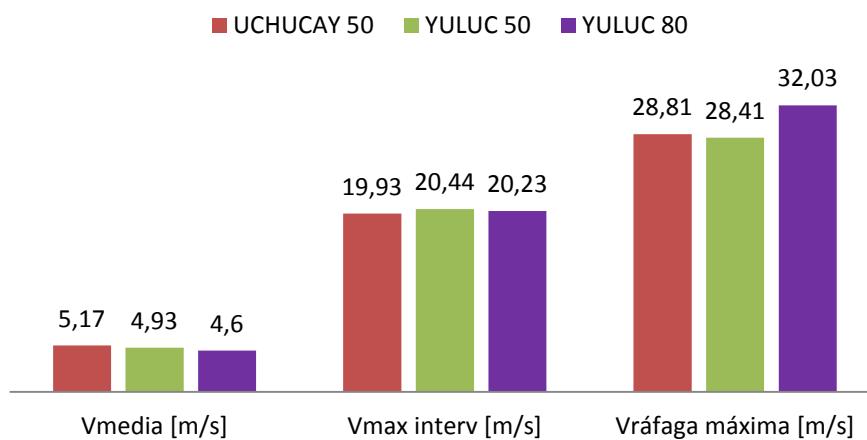


Figura 3.7. Estadísticos de velocidad del viento Período 2 2013 - 2014.

Esta información estadística muestra que **la velocidad del viento media y máxima es similar para todas las estaciones**, notándose, sin embargo, que la velocidad media ligeramente más

alta es la de la estación UCHUCAY 40, lo cual presentaría a la región cercana a esta estación (GRUPO UCHUCAY) como la de mejor rendimiento energético del parque.

Con esta información, podemos indicar que la velocidad media multianual del viento en el sitio del PEMH estaría entre los 5 y 6 m/s, sin embargo, como se explicará adelante, este estadístico multianual involucra un considerable período del tiempo en el cual la velocidad del viento es muy cercana a cero, lo cual por supuesto reduce el promedio.

Por otro lado, la velocidad máxima de intervalo estaría entre los 20 y 22 m/s, lo cual implicaría, en base a la información utilizada, una muy baja probabilidad de parada de aerogeneradores por excedencia de la velocidad máxima de operación (25 m/s para la mayoría de aerogeneradores disponibles comercialmente), además de que no existiría grandes esfuerzos mecánicos debidos al viento, sobre los aerogeneradores. Estas implicaciones tendrán su repercusión en la prolongación de la vida útil del equipamiento mecánico en el sitio.

En los siguientes gráficos se muestra la evolución anual de la velocidad media para los 2 períodos antes mencionados:

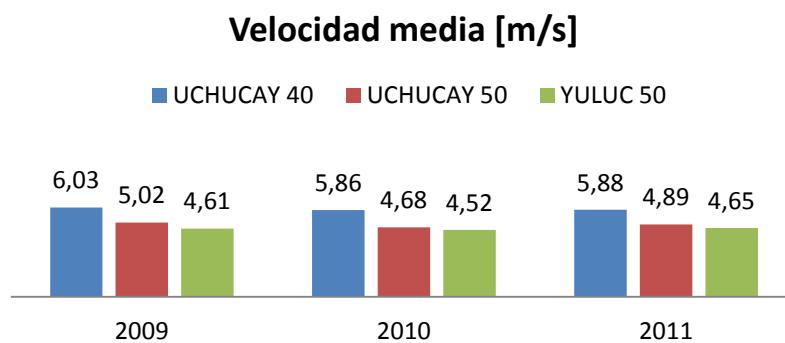


Figura 3.8. Evolución anual de la velocidad del viento Período 1 2009 - 2011.

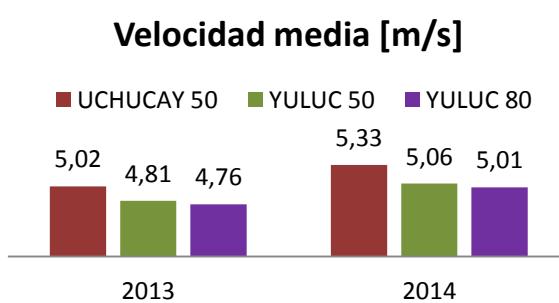


Figura 3.9. Evolución anual de la velocidad del viento Período 2 2013 - 2014.

De los gráficos anteriores se puede notar que **el comportamiento general del viento mantiene sus características a lo largo del tiempo**, es decir, año tras año, el comportamiento del viento podría considerarse el mismo.

A continuación se presenta también la dirección predominante del viento en los períodos de comparación:

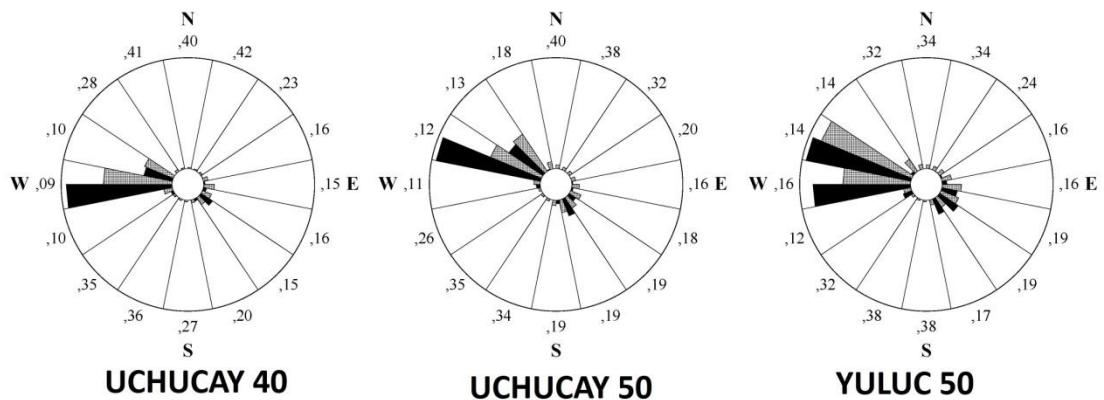


Figura 3.10. Dirección predominante del viento Período 1 2009 - 2011.

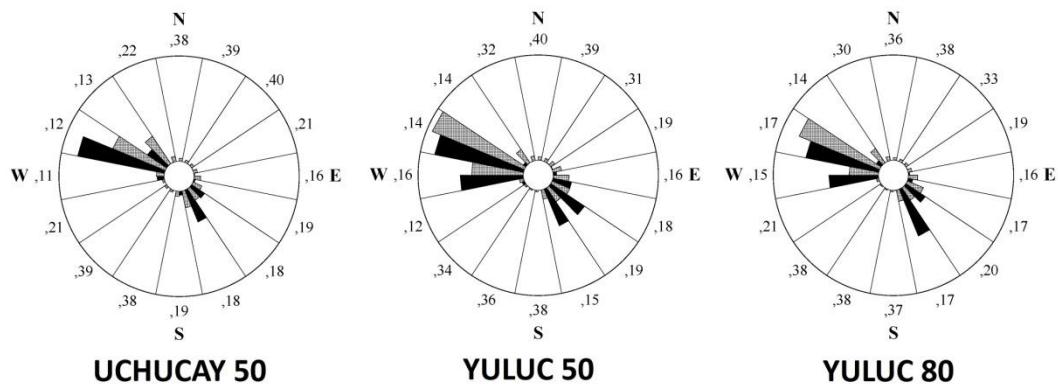


Figura 3.11. Dirección predominante del viento Período 2 2013 - 2014.

En las figuras 3.10 y 3.11 se muestra la dirección predominante del viento por probabilidad de ocurrencia (barras grises) y por contenido energético (barras negras). El círculo interior equivale al 0% y el exterior al 50%. Los números fuera de la circunferencia muestran el coeficiente de dispersión estadístico (también llamado turbulencia) para velocidades mayores a 4,5m/s.

Para un sistema de 16 sectores, la dirección predominante del viento para todas las estaciones está entre OESTE Y OESTE-NOROESTE.

La probabilidad de ocurrencia de la dirección y el contenido energético difieren entre las estaciones, sin embargo, del análisis de los gráficos se puede concluir que **en la dirección predominante (OESTE) se tiene una probabilidad de ocurrencia de entre el 50 y 80% del tiempo total, y un contenido energético de entre el 60 y 80% de la producción total**. Esto último implica una baja probabilidad de actuación del sistema direccionador (conocido como “yaw system”) de los aerogeneradores instalados en este sitio, lo que haría que en la operación del parque se minimice el consumo energético por operación del sistema direccionador de la góndola.

Se presenta también, a continuación, los gráficos de distribución de frecuencias de los registros diez-minutales de la velocidad del viento:

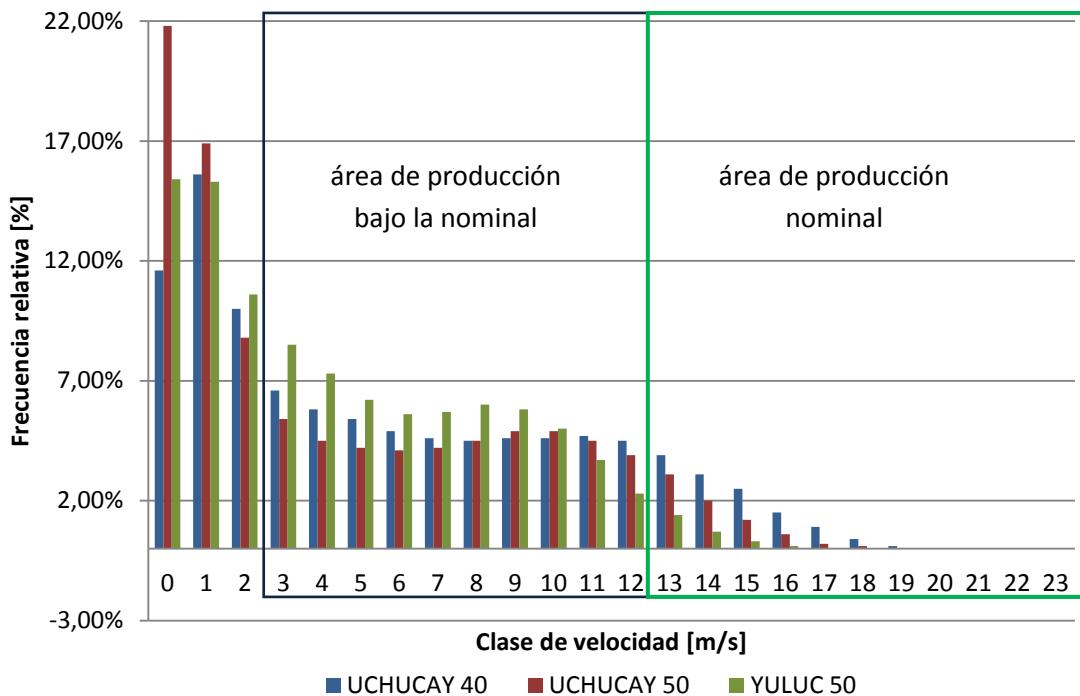


Figura 3.12. Distribución de frecuencias Período 1 2009 - 2011.

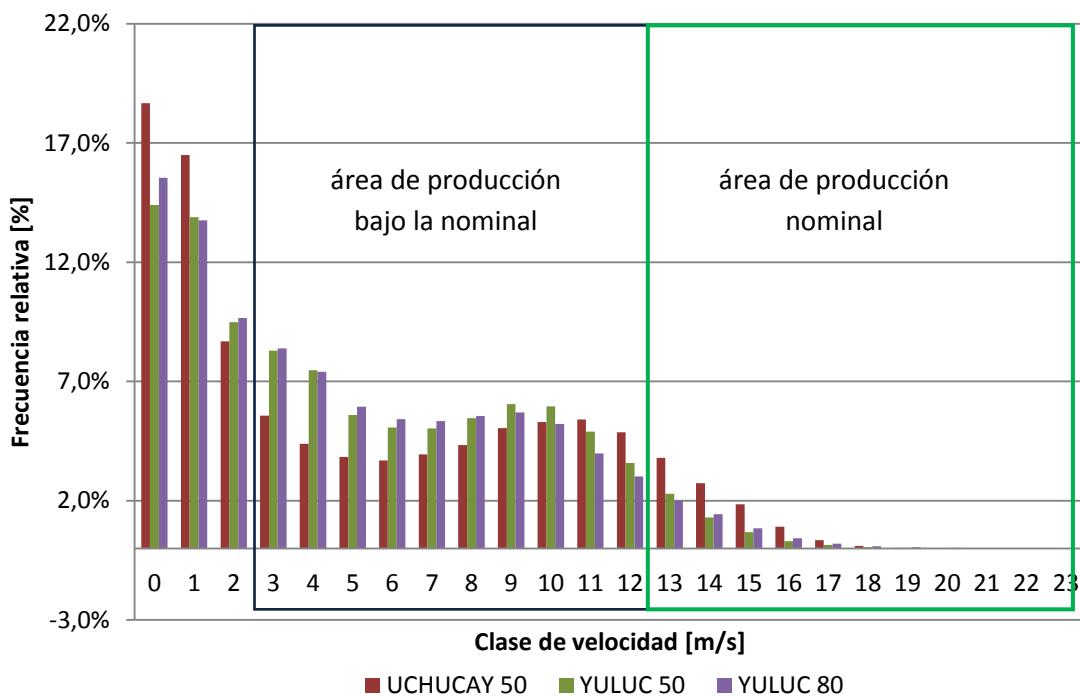


Figura 3.13. Distribución de frecuencias Período 2 2013 - 2014.

La distribución de frecuencias para los dos períodos diferentes muestra, nuevamente, la similitud del comportamiento del viento entre las diferentes estaciones y a lo largo del tiempo. Esto último nos lleva concluir que la producción media anual esperada para el PEMH puede ser pronosticada con un muy alto grado de certidumbre.

De los cálculos efectuados con las distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento, se puede extraer también los siguientes resultados:

- En promedio, entre los dos períodos, el 41,2% del tiempo se registran velocidades inferiores a 3m/s, es decir, la turbina eólica no estaría produciendo energía. El 58,8% del tiempo la turbina estaría en producción a diferentes potencias, según la velocidad del viento.
- Del 58,8% del tiempo en que los aerogeneradores estarán en producción, el 88% del tiempo estarían operando con velocidades inferiores a la velocidad nominal de la máquina⁷ (por ejemplo 13m/s para la máquina tomada como referencia en el capítulo 4) y el 12% del tiempo a velocidad nominal o superior.
- En promedio el 16,3 % del tiempo se tienen velocidades cercanas a 0 m/s, es decir, no hay viento. Esto influye directamente reduciendo el promedio estadístico de las velocidades del viento.

Ahora se presenta el comportamiento diario del viento, secuencial cronológico, en el sitio del PEMH. Como se ha visto hasta ahora, las estaciones de medición registran desempeños del viento bastante similares, por lo cual, podemos utilizar cualquier estación como referencia para realizar este análisis. Se toma entonces como referencia, de aquí en adelante, la información de la estación **UCHUCAY 50M** por ser de las que posee el más largo registro histórico (1 de enero de 2009 a 21 de febrero de 2015).

Lo que se busca aquí es establecer, en base a la estadística, la existencia de un comportamiento diario típico del viento en el PEMH. Para ello se toma de manera aleatoria un día de registro de información, por ejemplo el 4 de marzo de 2009, y se muestra en la siguiente gráfica el comportamiento del viento en ese día a través de velocidades medias horarias. Se muestra en el siguiente gráfico también, para referencia, la velocidad de arranque de las máquinas (3m/s), y la velocidad nominal (13m/s).



Figura 3.14. Comportamiento diario típico del viento – día ejemplo.

⁷ Velocidad nominal de la máquina es aquella sobre la cual el aerogenerador empieza a producir su potencia nominal.

En este día, existe un período de tiempo en el cual la velocidad del viento supera por mucho los 3m/s⁸ (aproximadamente de 10:00 a 19:00) y un período en el cual la velocidad del viento está muy cercano o por debajo de ese valor (de 0:00 a 10:00 y de 19:00 a 24:00).

Para verificar si el comportamiento descrito es aleatorio o representa una dinámica diaria periódica establecida por los efectos meteorológicos de la zona, se toma ahora la información de un mes, por ejemplo, septiembre 2011, y se calcula el día típico de dicho mes, promediando los registros diez-minutales de las mismas horas para todos los días del mes. El resultado se presenta en la siguiente gráfica:

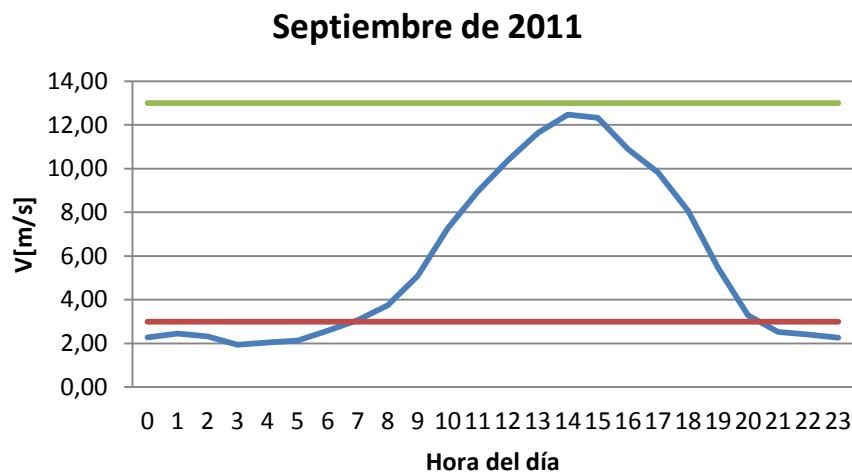


Figura 3.15. Comportamiento diario típico del viento - mes ejemplo.

Se toma también, aleatoriamente un año, por ejemplo 2014, y se calcula nuevamente el día típico del año, promediando los registros diez-minutales de las mismas horas de todos los días del año.



Figura 3.16. Comportamiento diario típico del viento - año 2014.

⁸ 3m/s es la velocidad del viento a partir de la cual se produce el arranque de un gran número de aerogeneradores disponibles comercialmente.

Finalmente, se calcula el día típico para todo el registro de información de la estación UCHUCAY 50M y se presenta en la siguiente figura:

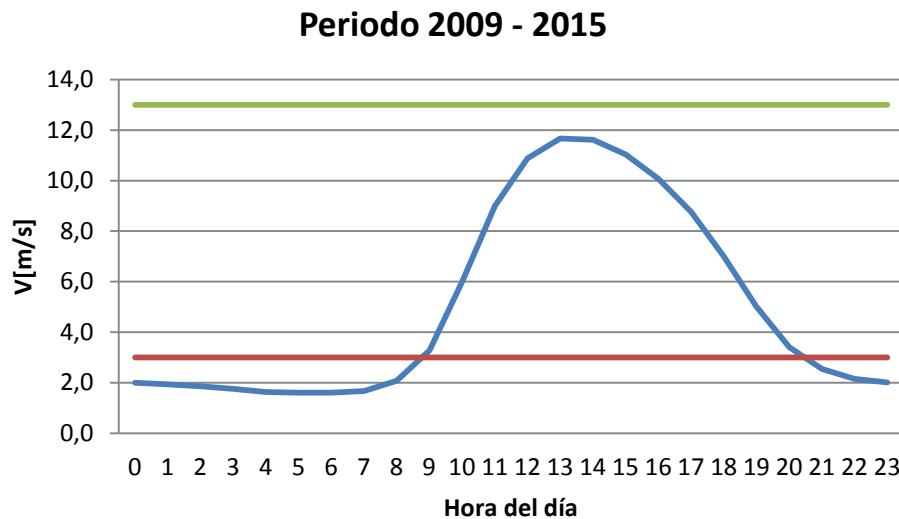


Figura 3.17. Comportamiento diario típico del viento – período 2009 - 2015.

Con lo cual se verifica que existe una dinámica periódica de efectos atmosféricos en la zona, que reproducen el desempeño del viento de manera diaria en el sitio del PEMH, es decir, en este sitio, **se espera con una alta probabilidad de ocurrencia, que todos los días las turbinas eólicas empiecen su producción aproximadamente a partir de las 10:00, alcanzando el nivel máximo de producción entre las 12:00 y 15:00 y dejando de producir alrededor de las 19:00.**

Debemos decir, sin embargo, que al ser los gráficos 3.15 a 3.17 obtenidos a través de promedios aritméticos, dejan la posibilidad de que algunos valores se distancien de estos promedios, pudiendo existir por ejemplo, valores a las horas iniciales del día en los que se supere la velocidad de arranque de los aerogeneradores.

Para determinar cuan posible es que presenten estas velocidades medias horarias del viento, en contradicción con el comportamiento establecido, se calcula a continuación para el período completo de información, las probabilidades, para cada hora del día, de que la velocidad media horaria supere los 3m/s, y se colocan los resultados en el siguiente gráfico:

Probabilidad que $v > 3 \text{ m/s}$

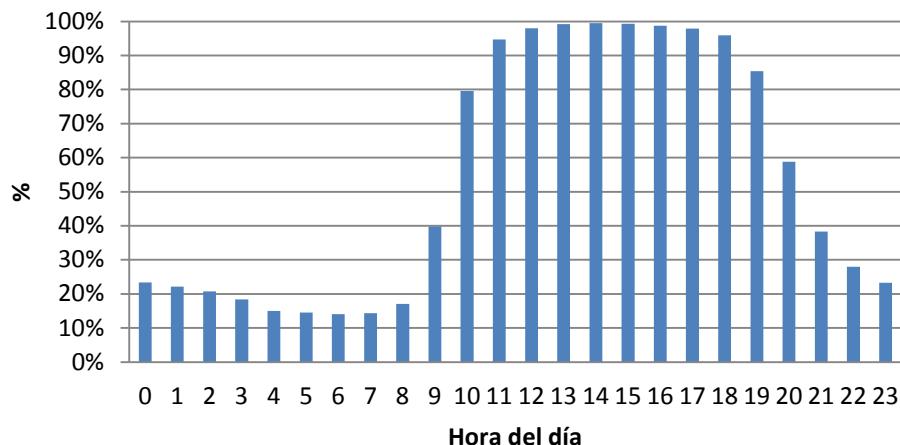


Figura 3.18. Probabilidad de que $v > 3\text{m/s}$ en cada hora del día

Se destaca, a partir de este gráfico, que existe entre el 14 y 23 % de probabilidades que desde las 0:00 a las 8:00 y a las 23:00, las turbinas estén operativas debido a la falta del recurso eólico. Existe, por otra parte, más del 80% de probabilidades de que las turbinas eólicas en el sitio del PEMH estén operativas desde las 10:00 hasta las 19:00.

Se ha notado además, que aunque existan (con muy baja probabilidad de ocurrencia) velocidades del viento sobre la velocidad de arranque de las maquinas, estas velocidades son también muy bajas, como se puede apreciar en el gráfico 3.19, en donde se nota que la probabilidad de ocurrencia de velocidades por encima, por ejemplo, de los 5 m/s, están por debajo del 10% de probabilidad de ocurrencia.

Probabilidad que $v > 5 \text{ m/s}$

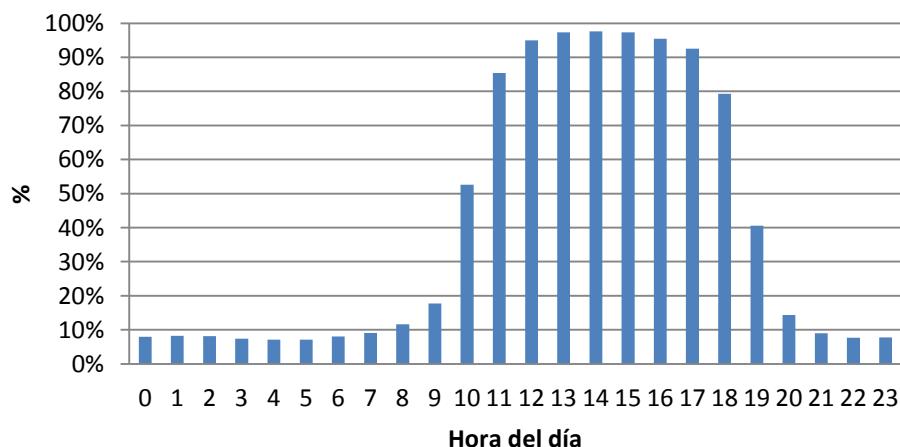


Figura 3.19. Probabilidad de que $v > 5\text{m/s}$ en cada hora del día

Esto último lleva a pensar, entre otras cosas, en la real necesidad de mantener al futuro parque Minas de Huascachaca en estado operativo a partir de las 20:00 y hasta las 9:00 del día

siguiente, con el consiguiente consumo, tal vez innecesario, de energía para el mantenimiento de los sistemas auxiliares de la Central.

3.4 RESUMEN DEL DESEMPEÑO DEL VIENTO EN EL SITIO DEL PEMH

El sitio en donde se implementará el PEMH alberga actualmente varias estaciones meteorológicas que recolectan información desde diciembre de 2008. Esta información ha sido ampliamente analizada, encontrándose varias características que definen el desempeño del viento en el sitio del PEMH, entre las que anotamos las siguientes:

- ✓ El comportamiento del viento puede considerarse el mismo en cualquier localización dentro del sitio del PEMH.
- ✓ Se espera un comportamiento del viento que se replicaría año tras año, debido a que las velocidades medias y máximas medidas hasta ahora son muy similares.
- ✓ La velocidad media del viento en este sitio no es muy alta, lo cual limita los niveles esperados de producción, sin embargo, al esperarse velocidades bajas, se disminuiría las paradas por velocidad excesiva y los esfuerzos mecánicos excesivos sobre el aerogenerador.
- ✓ La dirección predominante del viento es OESTE, desde donde se espera un aporte energético de entre el 60 y 80%.
- ✓ Día tras día se espera, con una alta probabilidad de ocurrencia, la reproducción de un comportamiento típico diario, con una producción energética que se incrementa desde cero hasta la nominal, aproximadamente desde las 10:00 hasta las 13:00, y que decae hasta cero aproximadamente a las 19:00. Se espera que al empezar la noche y hasta la media mañana del día siguiente la producción sea prácticamente nula.

Estas características del viento permitirán hacer varias conjeturas en la determinación del modelo para estudios de confiabilidad del PEMH, especialmente en lo referente a la alta presencia de velocidades del viento que no producirían energía, y al comportamiento típico diario que establece solo un conjunto de posibles transiciones entre los estados de salida de la Central.

En el próximo capítulo se creará el modelo objetivo de esta tesis en base al periodo completo de las mediciones en sitio disponibles de la estación UCHUCAY 50.

CAPITULO 4.

MODELO MULTI-ESTADO DEL PEMH

En este capítulo se construirá el modelo multi-estado de la Central Eólica Minas de Huascachaca para estudios de confiabilidad, aplicando el procedimiento propuesto y sustentado en el Capítulo 2.

Todo el procesamiento de datos en este trabajo ha sido realizado con el uso de las herramientas de VISUAL BASIC PARA APLICACIONES, desarrollando sub-rutinas relacionadas con hojas de cálculo de Microsoft Excel.

4.1 REPRESENTACIÓN DE LA POTENCIA DE SALIDA DEL AEROGENERADOR.

Para obtener una representación de la potencia de salida del aerogenerador, que lleve implícita la variabilidad del recurso eólico, se utilizará la curva de potencia del aerogenerador y la serie de registros históricos de velocidad del viento medidos en el sitio del PEMH.

4.1.1 SERIE TEMPORAL DE MEDICIONES DE VELOCIDAD DEL VIENTO.

Se utilizará para este trabajo, como se indicó en el capítulo 3, la información de velocidad del viento registrada por la estación UCHUCAY 50, a 50m de altura, en el período del 1 de enero de 2009 hasta el 21 de febrero de 2015 (322.554 datos válidos de velocidad media diez-minutal), en forma de una serie temporal de valores. En el apéndice D se presenta el reporte resumen de la información de la estación UCHUCAY 50.

Debido a que la esencia de este trabajo radica en determinar un modelo probabilístico de los múltiples estados entre los cuales puede transitar la potencia de salida de una central eólica, se utilizará para el cálculo una serie de registros tomados de la velocidad media del viento cada **diez minutos**, es decir, con la mayor resolución posible, para reproducir el comportamiento del viento de la manera más fiel. Se debe notar que, si se utilizaría por ejemplo, la velocidad media horaria, en este valor calculado medio horario quedarían “escondidas” todas las transiciones que se efectuaron en el periodo de esa hora.

Sin embargo, debido al desempeño del viento en el sitio del PEMH, analizado en el capítulo 3, no se utilizará toda la información para establecer las transiciones entre estados, sino, únicamente los registros de viento en el período de 10:00 a 19:00, lo cual se explica a continuación.

Como se mencionó en el Marco Teórico (Capítulo 2), los posibles usuarios del modelo a determinarse en esta tesis para el PEMH serían los operadores del SEP ecuatoriano, que requerirán un modelo probabilístico del PEMH para estudios de confiabilidad del sistema y suficiencia de generación.

Los operadores del SEP conocerán en su momento las características del desempeño del viento en el sitio del PEMH, por lo cual conocerán (como lo indican los análisis del capítulo 3)

que en el período de 0:00 a 10:00 y de 19:00 a 24:00 existe una muy baja probabilidad de que la Central Eólica opere debido a la falta del recurso, y por ello, en ese período, no deberán considerar a la Central Eólica para calcular la suficiencia de generación. En el período en el que el PEMH si deberá ser considerado, es aquel en el cual existe una razonable probabilidad de que éste opere, y ese período va desde las 10:00 a las 19:00 de cada día.

Por lo indicado, se utilizará, de todo el registro de información de la estación UCHUCAY 50, únicamente los datos que representan al comportamiento del recurso eólico durante el período de las 10:00 a las 19:00 de cada día (134.444 datos válidos). Esta conclusión es válida, por supuesto, exclusivamente para el parque eólico a instalarse en Minas de Huascachaca, pues es un resultado del desempeño del viento en ese sitio.

Los principales estadísticos del registro de información a utilizarse son:

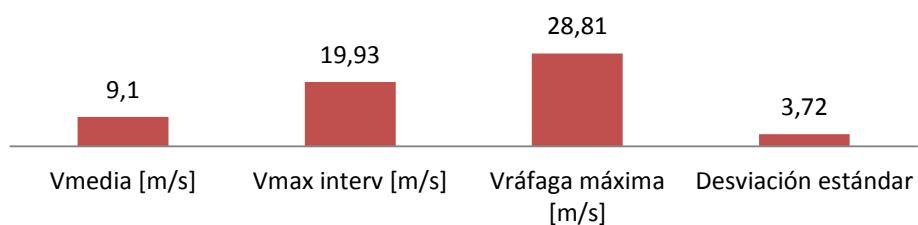


Figura 4.1. Estadísticos del registro de información a ser utilizado.

Como un ejemplo se muestra en el siguiente gráfico la información para el análisis, en el período del 1 al 31 de enero de 2009 (1.860 de los 134.444 valores de la serie).

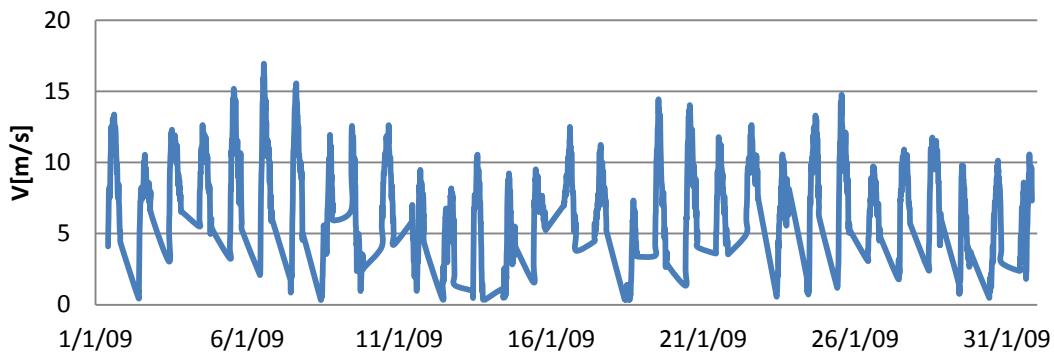


Figura 4.2. Velocidad media diez-minutal del viento – información de análisis enero 2009.

4.1.2 CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR.

La curva de potencia del aerogenerador relaciona la velocidad del viento horizontal a la altura del buje que mueve las aspas del aerogenerador, con la potencia eléctrica que puede entregar la máquina en bornes del generador.

Para este trabajo se ha tomado la curva de potencia medida y probada para un aerogenerador disponible comercialmente, que además, fue recomendado por el fabricante para el caso específico del PEMH. El modelo y la marca del aerogenerador del cual se utiliza la curva de

potencia no pueden ser revelados en esta tesis debido a que fueron entregados a ELECAUSTRO bajo convenio de confidencialidad.

En términos generales, el aerogenerador seleccionado tiene las siguientes características:

Potencia Nominal	2,0 MW
Frecuencia de operación	60 Hz
Ángulo de pala	Regulación por cambio de paso
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad nominal	13 m/s
Velocidad de corte	25 m/s

Tabla 4.1 Características generales del aerogenerador seleccionado

Un tema de particular interés a este respecto es la densidad del aire en la zona en la cual se van a instalar los aerogeneradores, debido a que ésta afecta la extracción de potencia del viento según la siguiente expresión [14]:

$$P_d = \frac{1}{2} \delta A v^3 \quad (20)$$

Donde:	Pd	Potencia disponible eólica
	δ	Densidad del viento
	A	Área de barrido de las aspas
	v	Velocidad del viento

En la zona del PEMH, la densidad del aire en función de la presión atmosférica y temperatura ambiente medidas en sitio, tiene un valor medio de 1,02 kg/m³⁹. Nótese que la densidad del aire a nivel del mar (1.013,25 mbar) y temperatura media de 15 °C es 1,2257 kg/m³.

La información que define la curva de potencia del aerogenerador viene dada para un cierto número de diferentes densidades del aire (es decir, para diferentes sitios de localización de los aerogeneradores), por lo cual, para este cálculo se toma como referencia la curva definida para la densidad del aire más cercana a la del sitio del PEMH (1,03 kg/m³). La curva de potencia a utilizarse se muestra en la siguiente figura:

⁹ Dato tomado del Estudio de Factibilidad del PEMH.

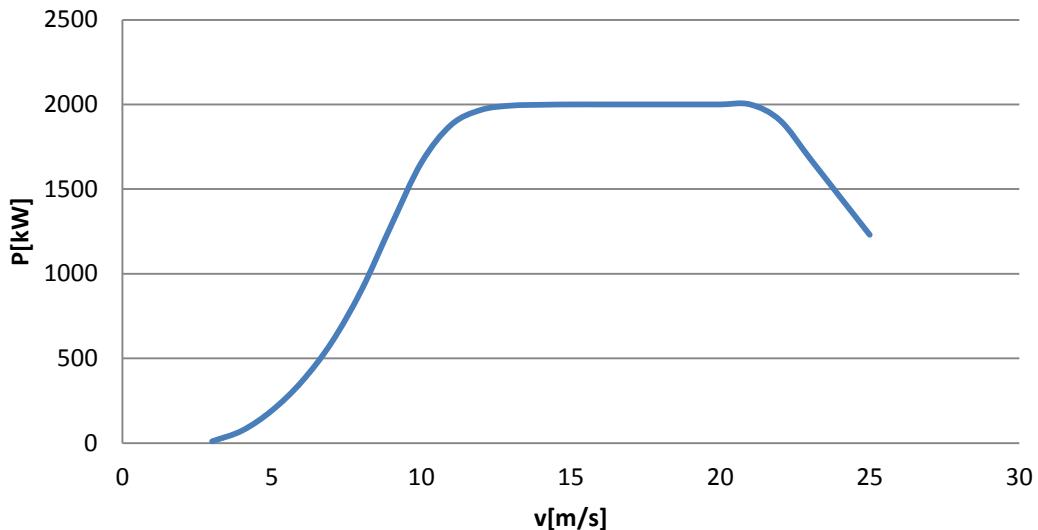


Figura 4.3. Curva de potencia del aerogenerador utilizado

Con esta relación y la serie temporal de mediciones del viento, se representa la potencia en bornes del aerogenerador incluyendo la variabilidad del recurso eólico, como una serie temporal de potencias para el mismo periodo de información que los datos de viento. Como un ejemplo, en el siguiente gráfico se muestra esta serie de potencias para el mismo periodo de velocidades del viento de la figura 4.2.

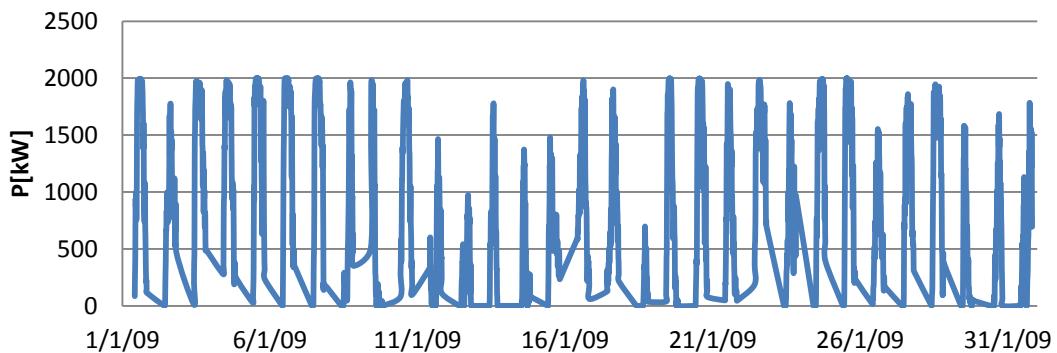


Figura 4.4. Potencia en bornes del generador – información de análisis enero 2009.

De la serie de potencias obtenida, se grafica a continuación las probabilidades de ocurrencia en clases de 100 kW.

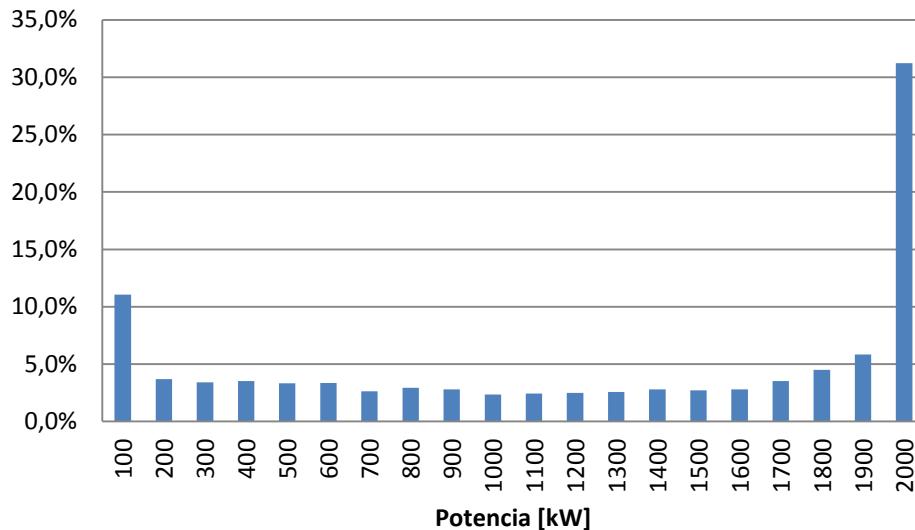


Figura 4.5. Probabilidades de ocurrencia de potencia en bornes de aerogenerador.

Se destaca del gráfico la homogeneidad de probabilidades de ocurrencia de 200 a 1700 kW. La probabilidad de ocurrencia de 2.000 kW tiene acumuladas varias clases de velocidad del viento que producen la misma potencia, por ser la nominal de la máquina.

4.2 LA MATRIZ DE TASAS DE TRANSICIÓN.

A la serie de potencias obtenida hasta ahora se le debe aplicar un criterio de discretización debido a que, al aplicar la curva de potencia de la figura 4.3, se obtiene valores de potencia que van desde 0 hasta 2000 kW con una precisión de dos decimales.

Entonces, debido a que, como se explicó en el capítulo 2, tal cantidad de estados de salida resultaría en un imposible manejo de los cálculos que se harán más adelante, se define un modelo de 5 estados de Markov para el aerogenerador; esto modelo se esquematizó en la figura 2.4 y se repite en la figura 4.6 haciendo énfasis en el número del estado y la potencia en kW. Este modelo define los estados: 0 kW, 500 kW, 1.000 kW, 1.500 kW y 2.000 kW, entre los cuales puede transitar la potencia de salida de un aerogenerador. Es importante notar, nuevamente, que el estado 0 kW aquí definido corresponde a la capacidad de 0 kW de disponibilidad debido a la falta de recurso eólico, y no, a la salida por indisponibilidad técnica de la turbina.

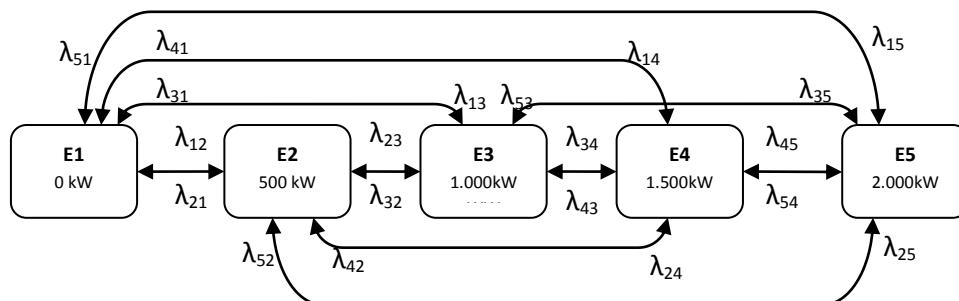


Figura 4.6. Modelo de 5 estados para el aerogenerador.

Para cumplir con esta discretización de estados se aplica un simple criterio de redondeo a la serie de potencias en bornes de generador, obtenida hasta ahora. Este redondeo se ejecuta, llevando cada valor de potencia al valor más cercano de entre los 5 estados antes definidos.

En el siguiente gráfico se muestra, para un período de 7 días, en azul la serie de potencias discretizadas a los 5 estados antes definidos, en comparación con la serie de potencias original en rojo:

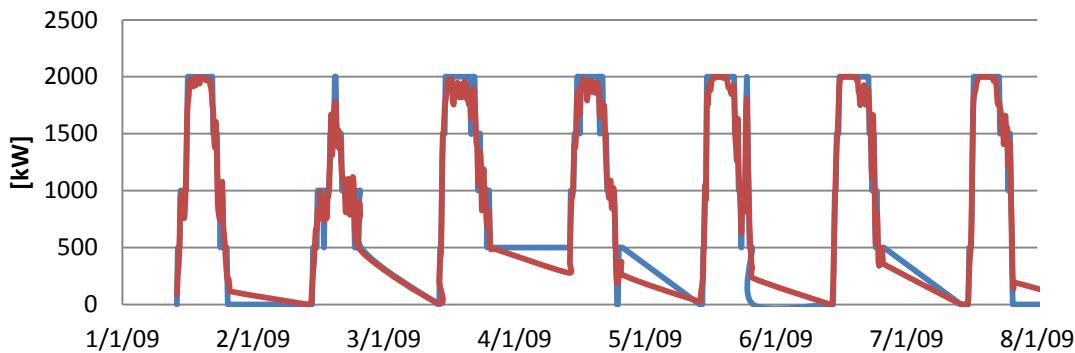


Figura 4.7. Potencia en bornes del generador discretizada a 5 estados – información de análisis enero 2009.

Una vez que se ha calculado una serie temporal de potencias con valores discretos de 5 estados, se aplica el procedimiento indicado en la sección 2.2.4 “APLICACIÓN DEL CONCEPTO DE FRECUENCIA Y DURACION EN LAS SERIES TEMPORALES”. Este procedimiento permite obtener las tasas de transición entre estados (λ_{ij}), además de la probabilidad (p_i) y frecuencia de ocurrencia (f_i) de cada estado definido según la figura 4.6.

Se presenta a continuación la matriz de tasas de transición de la serie de potencias a partir de la información medida para el PEMH para un modelo de 5 estados. Se debe considerar que las transiciones parten de los estados definidos en cada fila y culminan en los estados definidos en cada columna. Las transiciones se presentan en unidades de tiempo inverso [1/hora].

	E1 0 kW	E2 500 kW	E3 1.000 kW	E4 1.500 kW	E5 2.000 kW
E1 0 kW		0,718	0,057	0,036	0,030
E2 500 kW	0,811		0,842	0,094	0,034
E3 1.000 kW	0,035	1,224		1,190	0,094
E4 1.500 kW	0,010	0,083	1,082		1,197
E5 2.000 kW	0,001	0,005	0,030	0,490	

Tabla 4.2. Matriz de tasas de transición – modelo de 5 estados

Considérese además que las tasas de transición son calculadas dividiendo, según la formula (8) del capítulo 2, el número de transiciones encontradas, entre el tiempo de horas en residencia en el estado de inicio de la transición; esto último implica que las tasas de transición calculadas representan el número de transiciones por hora que se espera se produzcan cuando la unidad se encuentre en dicho estado, por ejemplo, según la tabla 4.2, se espera que se produzcan 1,190 transiciones por hora del estado 3 al 4 (1.000kW a 1.500 kW), no en cualquier instante del tiempo, si no, solo cuando la unidad se encuentre en el estado 3.

Se resalta de la tabla 4.2 que las tasas de transición dominantes son las que van de un estado al siguiente superior o inferior (del estado 2 al 3, del 2 al 1, del 3 al 4, del 3 al 2, etc), siendo las tasas de transición a estados no contiguos considerablemente inferiores. **Esto último implica que en el sitio del PEMH se espera que ocurran, con muy baja probabilidad de ocurrencia, grandes variaciones repentinas de la potencia de salida; se espera que las variaciones de potencia de salida sean más bien graduales.**

Se resalta también de la tabla 4.2, que los estados 2, 3 y 4, por ser los de más altas tasas totales de transición (cercaños y/o superiores a 2), son los que menor tiempo permanecen. **En la operación de la central, se espera que al llegar a estos estados, en alrededor de media hora se dé una transición hacia un estado contiguo.**

4.3 COPT DE UN AEROGENERADOR.

En función de lo indicado en la sección 2.2.4 se calcula, para la serie de potencias discretizada a 5 estados, también las tasas de transición a estados superiores (λ_{+i}) e inferiores (λ_{-i}), la probabilidad de ocurrencia de cada estado (p_i) y la frecuencia de ocurrencia de dichos estados (f_i).

Con esto se obtiene el modelo de generación definido en el MÉTODO DE FRECUENCIA Y DURACIÓN, conocido como la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas (COPT), para un modelo de 5 estados de un aerogenerador en el sitio del PEMH. La COPT así definida se presenta a continuación:

Capacidad fuera [MW]	Probabilidad p_i	Tasa transición λ_{+i} [1/h]	Tasa transición λ_{-i} [1/h]	Frecuencia f_i [ev/h]
0	39,3%	0,000	0,525	0,207
0,5	15,4%	1,197	1,175	0,365
1	12,7%	1,283	1,259	0,324
1,5	16,2%	0,970	0,811	0,288
2	16,3%	0,841	0,000	0,137

Tabla 4.3. COPT de un aerogenerador en el sitio del PEMH – modelo de 5 estados

Recalcamos que la COPT definida en la Tabla 4.3 no considera las salidas de potencia del aerogenerador por fallo de la unidad, si no, únicamente las indisponibilidades de potencia debido a la variabilidad del recurso eólico.

4.4 COPT DE LA CENTRAL EÓLICA MINAS DE HUASCACHACA.

En el capítulo 3 se concluyó, entre otras cosas, que para un modelo de confiabilidad como el que se propone en esta tesis, el comportamiento del viento en el sitio del PEMH puede considerarse el mismo en cualquier localización dentro de dicho sitio. Esta conclusión nos permite decir entonces que la COPT definida en la sección anterior es válida para cualquiera de los aerogeneradores a instalarse en el sitio del PEMH.

Para definir la COPT del conjunto de aerogeneradores que forman la central, es menester en esta etapa incluir el concepto de indisponibilidad de potencia por fallo de aerogeneradores, es decir, se debe incluir un estado para cada aerogenerador que represente su salida por indisponibilidad técnica. Una vez incluido este nuevo estado, será necesario definir valores tanto para la probabilidad de encontrar a la unidad en ese estado, como para las tasas de transición desde y hacia ese estado.

4.4.1 PROBABILIDAD DEL ESTADO DE INDISPONIBILIDAD FORZADA.

El indicador FOR (tasa de salidas forzadas) como se definió en la sección 2.2.2 es el que nos permite darle un valor a la probabilidad de encontrar a la unidad de generación en el estado de indisponibilidad forzada.

Si se tuviera a la central eólica formada por 25 turbinas idénticas y un valor de $FOR = 0$ (cero), entonces la COPT de la Central sería igual a la COPT del aerogenerador definida en la tabla 4.3, sin embargo, el FOR no puede ser igual a cero, por lo que el modelo debe ser modificado.

Se debe establecer entonces la probabilidad de encontrar a la unidad en salida no planificada en un instante futuro del tiempo (FOR). Por supuesto el FOR de las unidades eólicas no puede ser determinado de las mediciones en sitio, como las probabilidades de los estados hasta ahora definidos, si no, es un parámetro que debe ser extraído de la operación real de unidades eólicas. Por ello, para este trabajo, la manera de introducir ese concepto será utilizar un valor típico del FOR para aerogeneradores.

Para esto, se realizó la respectiva investigación, encontrándose que por ser la generación eólica una tecnología relativamente nueva en comparación con las tecnologías convencionales (hidroeléctrica, termoeléctrica, nuclear, etc.), no se publica estadísticas de operación de este tipo de generadores en las páginas web de las instituciones que gestionan ésta información, como la GWEC (Global Wind Energy Council), el EWITS (Eastern Wind Integration and Transmission Study) y la NERC (North American Electric Reliability Corporation), éstos últimos quienes vigilan por la confiabilidad del SEP en América del Norte (EEUU, Canadá, Norte de México).

Debido a esto, se utilizará un valor para el FOR que se hace referencia en varias publicaciones relacionadas con el tema, entre las cuales anotamos las referencias: [3], [4], [5], [15], en las cuales se asume un valor para el FOR de 4,0 %, y la referencia [9] en la cual se señala que para una máquina VESTAS V29 255-50 se utiliza para el cálculo un valor para el FOR también de 4,0%.

En otros trabajos relacionados con este tema se estudia los modelos de confiabilidad para diferentes valores del FOR (típicamente en el rango 1% a 8%).

Por consiguiente, para el cálculo inicial se utilizará un valor del FOR de 4,0% y en el capítulo siguiente se efectuará un análisis para explorar de qué manera el FOR influencia en los resultados del modelo.

4.4.2 TASAS DE TRANSICIÓN AL ESTADO DE INDISPONIBILIDAD FORZADA.

En lo relacionado con las tasas de transición a y desde el estado de indisponibilidad forzada, se realizó, de igual manera, una investigación para encontrar el número de ocurrencias al año de este tipo de transiciones en aerogeneradores operativos, encontrándose los siguientes resultados:

- En la referencia [2] se asume valores para las tasas de fallos y reparación en condiciones normales (no en condición de emergencia operativa), como $\lambda_t = 4$ [1/año] y $\mu_t = 90$ [1/año].

Debido a que las tasas λ_t y μ_t están relacionadas, como se explicó en la sección 2.2.2, con la expresión (1) $FOR = \frac{\lambda_t}{\lambda_t + \mu_t}$, entonces a partir de estos valores es posible calcular la tasa de salidas forzadas de la máquina que tiene justamente esas tasas de fallo y reparación. Ese valor calculado es 4,2 % y está de acuerdo con el valor asumido en la sección anterior.

- Adicionalmente, en la referencia [16] se hace un análisis más profundo de la tasa de fallos de aerogeneradores, presentando una considerable muestra estadística, el cual se resume a continuación:

El Instituto para la tecnología de la energía solar (ISET) de la universidad de Kassel / Alemania ha monitoreado 1500 aerogeneradores en operación, con diferentes esquemas técnicos de funcionamiento y ante diferentes condiciones orográficas y climatológicas de los sitios de implantación de ese país, de modo que, en el trabajo [16] se presenta una estadística con la experiencia de los últimos 15 años de operación de estas turbinas.

Se presenta a continuación un gráfico tomado en base a la referencia [16], en donde se muestra la tasa de fallos anual en relación al año operacional:

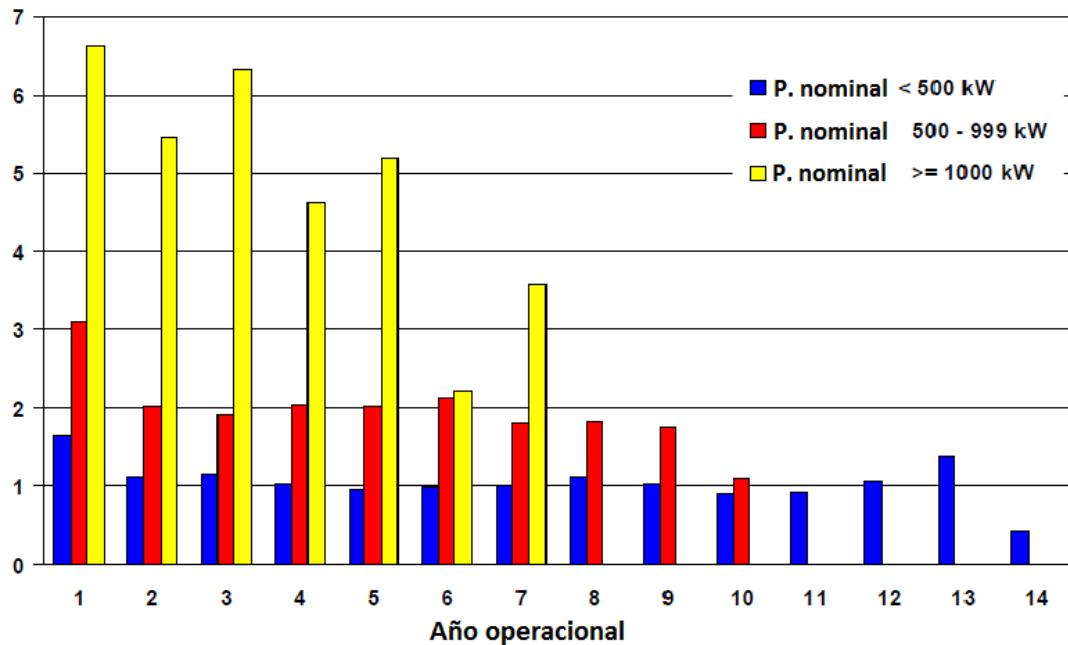


Figura 4.8. Tasas de fallos anual en función del año operacional. En base a [16].

El comportamiento de las tasas de fallas podría considerarse, como en otros equipos electromecánicos, con una etapa inicial de “fallas tempranas”, seguida de una etapa frecuentemente más larga de “fallas aleatorias” y finalmente de una etapa en la cual se incrementa la tasa de fallas por desgaste de los elementos y acumulación de daños.

De la figura 4.8, es claro que la tasa de fallos disminuye con el paso de la vida operacional y la tasa de fallos para los aerogeneradores del grupo de ≥ 1 MW muestra un valor más alto aunque igualmente disminuye en el tiempo.

Se puede ver también de la figura 4.8 que para la tasa de fallos de aerogeneradores ≥ 1 MW (como los que se utilizan en este trabajo), un valor medio de 4 [1/año], igual al que utiliza la referencia [2], podría resultar adecuado, al menos considerando los 7 primeros años de operación.

Finalmente, si se ha asumido hasta este momento un FOR = 4,0 % y una tasa de fallos de 4 [1/año], debido a la relación (1) antes indicada, el valor a utilizarse para la tasa de reparación debe salir del cálculo, dando como resultado $\mu_t = 96$ [1/año]. A continuación se resume entonces las tasas a utilizarse en este trabajo:

Tasa de fallas anual (λ_t) [1/año]	Tasa de reparación anual (μ_t) [1/año]
4	96

Tabla 4.4. Tasas de fallo y reparación a utilizarse en este trabajo

4.4.3 COPT DE LA CENTRAL EÓLICA.

Se trae nuevamente, a esta sección, el modelo de Markov definido para una central eólica en la sección 2.2.7, en donde se especifica la potencia de cada estado en kW y, como en el capítulo 2, no se explicita las transiciones por variabilidad del viento entre estados no adyacentes.

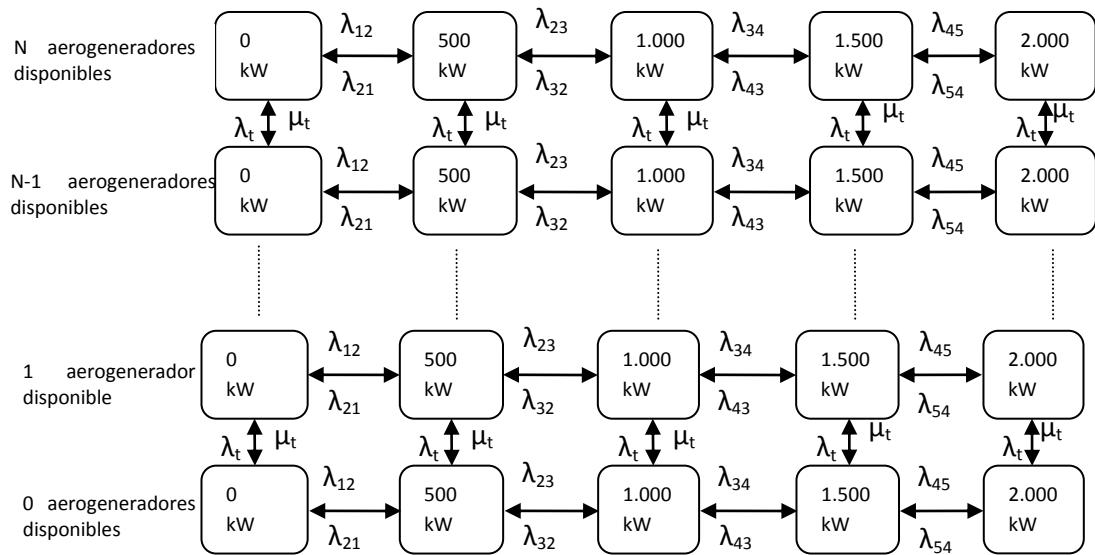


Figura 4.9. Modelo de 5 estados para una central eólica.

Como se explicó en el capítulo 2, este modelo contiene 5×2^N estados, lo cual para la central eólica Minas de Huascachaca da 167.772.160 estados entre los cuales puede “transitar” la central. El término 2^N , que no pudo ser explicitado completamente en la figura 4.8, representa el número de combinaciones que pueden reproducir cada uno de los 5 estados por variación del recurso eólico.

En la Tabla 4.5 se muestra las probables potencias fuera de servicio del PEMH debido a la combinación de los 5 estados por variabilidad del recurso y la indisponibilidad forzada de las unidades. Se presenta también en dicha tabla, para cada número de aerogeneradores en salida forzada, el número de combinaciones que pueden producir dicho estado.

Si tomamos por ejemplo la fila en la cual se tiene solo 1 aerogenerador en salida forzada, pero puede existir en 5 estados posibles debido al recurso eólico, vemos que el número de combinaciones que reproducen cada uno de estos estados es 25, es decir, cada uno de estos 5 estados puede existir con cada uno de los 25 aerogeneradores en falla. Esto es importante para el cálculo de las probabilidades, debido a que, si no lo consideramos como se ha explicado, no se abarcaría el completo universo de posibilidades para el cálculo.

CAPACIDAD FUERA DE SERVICIO [MW]						
Unidades en salida forzada	Estados por variabilidad del recurso					Combinaciones que reproducen el estado
	MW	MW	MW	MW	MW	
	0	0,5	1	1,5	2	
0	50	37,5	25	12,5	0	1

1	50	38	26	14	2	25
2	50	38,5	27	15,5	4	300
3	50	39	28	17	6	2.300
4	50	39,5	29	18,5	8	12.650
5	50	40	30	20	10	53.130
6	50	40,5	31	21,5	12	177.100
7	50	41	32	23	14	480.700
8	50	41,5	33	24,5	16	1.081.575
9	50	42	34	26	18	2.042.975
10	50	42,5	35	27,5	20	3.268.760
11	50	43	36	29	22	4.457.400
12	50	43,5	37	30,5	24	5.200.300
13	50	44	38	32	26	5.200.300
14	50	44,5	39	33,5	28	4.457.400
15	50	45	40	35	30	3.268.760
16	50	45,5	41	36,5	32	2.042.975
17	50	46	42	38	34	1.081.575
18	50	46,5	43	39,5	36	480.700
19	50	47	44	41	38	177.100
20	50	47,5	45	42,5	40	53.130
21	50	48	46	44	42	12.650
22	50	48,5	47	45,5	44	2.300
23	50	49	48	47	46	300
24	50	49,5	49	48,5	48	25
25	50	50	50	50	50	1

Tabla 4.5. Potencias fuera de servicio del PEMH

Si se suma el número de combinaciones que se presenta en la última columna y se multiplica por los 5 estados se obtiene el valor antes mencionado de 167.772.160 estados entre los cuales puede “transitar” la central.

Entonces, para obtener la COPT de la central, empezamos por calcular la probabilidad de ocurrencia de cada estado antes definido, en función de la probabilidad de encontrar a la unidad en fallo, y a la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los estados por variabilidad del viento. Los resultados se muestran en la tabla 4.6, en donde se muestra las probabilidades de ocurrencia de aquellos estados cuyo valor es superior a 1×10^{-6} , en el Apéndice E se presenta las probabilidades de todos los estados mostrados en la tabla 4.5. Se destaca en la tabla 4.5 con recuadro de doble línea, los estados con probabilidades que se encuentran dentro de esta tolerancia pues de aquí en adelante solo se considerará dichos estados.

Probabilidad de existencia por estado					
Unidades en salida forzada	Estados por variabilidad del recurso				
	MW	MW	MW	MW	MW
	0	0,5	1	1,5	2
0	0,058889	0,058294	0,045919	0,055499	0,141796

1	0,061343	0,060723	0,047832	0,057811	0,147704
2	0,030672	0,030362	0,023916	0,028906	0,073852
3	0,009798	0,009699	0,007640	0,009234	0,023592
4	0,002245	0,002223	0,001751	0,002116	0,005406
5	0,000393	0,000389	0,000306	0,000370	0,000946
6	0,000055	0,000054	0,000043	0,000051	0,000131
7	0,000006	0,000006	0,000005	0,000006	0,000015
8	0,000001	0,000001	0,000000	0,000001	0,000001

Tabla 4.6. Probabilidades de los estados del PEMH

Se calcula también, para cada estado dentro del rango de tolerancia antes definido, las tasas de transición a estados superiores (λ_{+i}) e inferiores (λ_{-i}) y se presenta en las tablas 4.7 y 4.8.

Estas tasas de transición incluyen, además de las transiciones entre los 5 estados por variabilidad del recurso, las transiciones por falla del aerogenerador (λ_t) y por reparación del aerogenerador (μ_t).

Con esta información podemos ahora formar la COPT de la central completa para el PEMH, la cual debe especificar parámetros para cada una de los 45 posibles estados de capacidades desconectadas, que fueron señalados en la tabla 4.6 y para los que se calculó las tasas de transición. En la tabla 4.9 se muestra de dicha COPT, solamente aquellos estados con las probabilidades de ocurrencia mayores a 10^{-2} (1,0%). En el Apéndice F se presenta la COPT completa con los 45 estados antes mencionados.

Tasas de transición a estados superiores (λ_{+i}) [1/hora]					
Aerogeneradores en salida forzada	Estados por variabilidad del recurso				
	MW	MW	MW	MW	MW
0	0,5	1	1,294	1,208	0,011
8	0,852	0,981	1,294	1,208	0,011
7	0,852	0,981	1,294	1,208	0,011
6	0,852	0,981	1,294	1,208	0,011
5	0,852	0,981	1,294	1,208	0,011
4	0,852	0,981	1,294	1,208	0,011
3	0,852	0,981	1,294	1,208	0,011
2	0,852	0,981	1,294	1,208	0,011
1	0,852	0,981	1,294	1,208	0,011
0	0,841	0,970	1,283	1,197	0,000

Tabla 4.7. Tasas de transición a estados superiores del PEMH

Tasas de transición a estados inferiores (λ_{-i}) [1/hora]					
Aerogeneradores en salida forzada	Estados por variabilidad del recurso				
	MW	MW	MW	MW	MW
0	0,5	1	1,294	1,208	0,011
8	0,000	0,811	1,260	1,176	0,526
7	0,000	0,811	1,260	1,176	0,526

6	0,000	0,811	1,260	1,176	0,526
5	0,000	0,811	1,260	1,176	0,526
4	0,000	0,811	1,260	1,176	0,526
3	0,000	0,811	1,260	1,176	0,526
2	0,000	0,811	1,260	1,176	0,526
1	0,000	0,811	1,260	1,176	0,526
0	0,000	0,811	1,260	1,176	0,526

Tabla 4.8. Tasas de transición a estados inferiores del PEMH

Como se había mencionado en la sección 2.2.7, debido al número de estados de la COPT obtenida hasta ahora, será necesario un proceso de redondeo y agrupamiento, el cual se explicó en el capítulo 2 y se ejecuta en la siguiente sección, con el objeto de encontrar la COPT definitiva del PEMH.

Capacidad fuera [MW]	Probabilidad π_i	Tasa transición $\lambda+i$ [1/h]	Tasa transición $\lambda-i$ [1/h]	Frecuencia f_i [ev/h]
0,0	0,14	0,000000	0,525607	0,074529
2,0	0,15	0,010959	0,525607	0,079253
4,0	0,07	0,010959	0,525607	0,039626
6,0	0,02	0,010959	0,525607	0,012658
8,0	0,01	0,010959	0,525607	0,002901
12,5	0,06	1,196863	1,175590	0,131668
14,0	0,06	1,207822	1,175590	0,137788
15,5	0,03	1,207822	1,175590	0,068894
17,0	0,01	1,207822	1,175590	0,022008
25,0	0,05	1,283381	1,259676	0,116774
26,0	0,05	1,294340	1,259676	0,122164
27,0	0,02	1,294340	1,259676	0,061082
28,0	0,01	1,294340	1,259676	0,019512
37,5	0,06	0,969550	0,811403	0,103820
38,0	0,06	0,980509	0,811403	0,108811
38,5	0,03	0,980509	0,811403	0,054405
39,0	0,01	0,980509	0,811403	0,017380
50,0	0,01	0,851938	0,000457	0,008352
50,0	0,03	0,851938	0,000457	0,026144
50,0	0,06	0,851938	0,000457	0,052289
50,0	0,06	0,840979	0,000457	0,049552

 Tabla 4.9. COPT del PEMH con estados cuyas probabilidades son $> 10^{-2}$

4.5 COPT REDUCIDO DE LA CENTRAL EÓLICA MINAS DE HUASCACHACA.

Según lo establecido en la sección 2.2.8, se define ahora un incremento de redondeo de 10 MW, es decir, se tendrán capacidades desconectadas para la COPT de la Central eólica Minas de Huascachaca, de 0 MW, 10 MW, 20 MW, 30 MW, 40 MW y 50 MW.

Se procede entonces, en función de las relaciones (13) a (18) del capítulo 2, a agrupar todos los estados determinados hasta ahora en la COPT del PEMH (45 estados), en una COPT con 6 estados como se definió en el párrafo anterior.

Todos los estados a combinar serán agrupados al estado resultante más cercano, lo cual se muestra en las tablas 4.5 a 4.8, en donde, con colores diferentes, se identifican los estados que deben ser combinados en cada estado resultante. En la tabla siguiente se muestra la COPT reducida del PEMH.

Capacidad fuera [MW]	Probabilidad π_i	Tasa transición λ_{+i} [ev/h]	Tasa transición λ_{-i} [ev/h]	Frecuencia f_i [ev/h]
0	36,3%	0,000	0,525	0,191
10	14,3%	0,948	1,039	0,285
20	4,1%	1,205	1,175	0,097
30	12,7%	1,283	1,259	0,324
40	16,2%	0,970	0,811	0,288
50	16,3%	0,841	0,000	0,137

Tabla 4.10. COPT reducida del PEMH

Si se compara las Tablas 4.3 (COPT de un aerogenerador del PEMH – modelo de 5 estados) y 4.10 (COPT reducido del PEMH) vemos la influencia de la tasa de salidas forzadas (FOR) de estas turbinas; las principales conclusiones al respecto se anotan a continuación:

- La probabilidad de tener fuera una capacidad de 0 MW (o de tener disponibilidad total de los aerogeneradores) se reduce de 39,3% a 36,3%, debido a que en la COPT de la central se incluye también la indisponibilidad por falla.
- La tasa de transición a estados inferiores (λ_{-i}) del estado 0MW de capacidad desconectada (0,525), no se ve modificada debido a que las transiciones que se adicionan para la COPT de la Central son las transiciones al estado de falla de un aerogenerador, la cual es muy pequeña (0,00045662 eventos/hora).
- Los 3 estados de mayores capacidades desconectadas de la COPT del aerogenerador (1, 1,5 y 2MW) tienen, con una resolución de 3 decimales, las mismas probabilidades, tasas y frecuencias de los 3 estados de mayores capacidades desconectadas de la COPT de la Central (30, 40 y 50 MW). Esto implicaría que la influencia del FOR casi no es perceptible en estos estados, por lo cual luego de un minucioso análisis, se ha notado que, por el procedimiento aplicado, todos los estados exactos a combinarse

dentro de los estados agrupados antes mencionados, pertenecen únicamente a los estados por variación del recurso eólico. Las tasas de transición por fallo y reparación, que se añaden en la COPT de la Central, son restadas casi en su totalidad por el procedimiento de combinación que resta todas las transiciones entre pares de estados que forman un mismo estado combinado. A continuación se muestra un esquema que pretende resaltar lo mencionado en este párrafo.

CAPACIDAD FUERA DE SERVICIO [MW]					
Aerogeneradores en salida forzada	Estados por variabilidad del recurso				
	MW	MW	MW	MW	MW
8	0	0,5	1	1,5	2
7	50	41,5	33	24,5	16
6	50	41	32	23	14
5	50	40,5	31	21,5	12
4	50	40	30	20	10
3	50	39,5	29	18,5	8
2	50	39	28	17	6
1	50	38,5	27	15,5	4
0	50	38	26	14	2
	50	37,5	25	12,5	0

Figura 4.10. Esquema explicativo de igualdad de parámetros de 3 mayores capacidades desconectadas.

Finalmente se presenta la COPT del PEMH con parámetros acumulados en reemplazo de los parámetros individuales por estado, es decir, se tiene para cada estado, la probabilidad y frecuencia de tener una capacidad desconectada igual o mayor al estado. Se ha aplicado para ello la ecuación (19) y el procedimiento indicado en el Apéndice A.

Capacidad fuera [MW]	Probabilidad acumulada pi	Frecuencia acumulada fi [ev/h]
0	100,0%	0,000
10	63,7%	0,191
20	49,3%	0,167
30	45,3%	0,166
40	32,5%	0,163
50	16,3%	0,137

Tabla 4.11. COPT reducida acumulada del PEMH

El procedimiento indicado en el Apéndice A para el cálculo de la frecuencia acumulada f_i fuerza a 0 (cero) el valor de la frecuencia acumulada de tener una capacidad desconectada de 0 MW o más debido a que, si se aplica en nuestro ejemplo el procedimiento para una modelación de la generación con dos estados, éste valor no es cero, lo cual carece de sentido, pues, por definición, la frecuencia es la expresión matemática del número de veces que se cruza por el límite que rodea exactamente una condición, y para el caso de un estado con capacidad desconectada de 0 MW o más (es decir todo el universo de estados), no puede existir transición alguna por el límite que lo rodea.

Con estos cálculos se ha obtenido el modelo matemático multi-estado del PEMH para estudios de confiabilidad, en forma de una tabla de capacidades desconectadas y sus probabilidades y frecuencias de ocurrencia (Tabla 4.10). En el siguiente capítulo se inserta este modelo en el modelo del “Roy Billinton Test System” (RBTS)¹⁰ y se calcula los índices de pérdida de carga y de energía del modelo completo con el objeto de determinar el aporte que podría tener el PEMH a la confiabilidad del SEP.

¹⁰ Presentado en la referencia [17]

CAPITULO 5.

APLICACIÓN DEL MODELO MULTI-ESTADO Y EVALUACIÓN DEL RIESGO

Una vez obtenido el modelo matemático del PEMH para estudios de confiabilidad (Tabla 4.10), se aplicara el mismo con la finalidad de determinar el nivel de riesgo de un sistema de generación con centrales eólicas incluidas y se efectuará varios análisis de sensibilidad de los indicadores de riesgo ante la variación de algunos parámetros del sistema.

5.1 EL SISTEMA ELECTRICO DE PRUEBAS RBTS.

Con el afán de evaluar la confiabilidad de un SEP con el modelo multi-estado obtenido en el capítulo anterior para el PEMH, se ha escogido el sistema eléctrico de pruebas propuesto por Roy Billinton et al., denominado RBTS por sus siglas en inglés. Se seleccionó este sistema por su relativa simplicidad en comparación a otros como el sistema de pruebas de confiabilidad del IEEE (IEEE-RTS), para el cual, por su tamaño y cantidad de elementos, es requerido el uso de programas computacionales de notable desarrollo para la obtención de índices de confiabilidad, con el consiguiente efecto de que al utilizar un software ya desarrollado, se elimina el beneficio de que quien va a evaluar los indicadores de confiabilidad, tenga la completa apreciación de la problemática inmersa en este tipo de estudios (pasos a seguir, condiciones de contorno del problema, algoritmo a aplicar).

El RBTS, presentado en la referencia [17], fue desarrollado por el grupo de investigadores de sistemas eléctricos de potencia de la Universidad de Saskatchewan, Canadá, y tiene un propósito educativo, por lo cual, ha permitido la realización de los cálculos necesarios para esta tesis con el uso de funciones creadas en lenguaje Visual Basic y aplicadas a hojas de cálculo de Microsoft Excel.

La configuración del sistema RBTS según se presenta en la referencia [17] contiene un conjunto completo de información técnica y económica para evaluar indicadores técnicos y además el costo de la confiabilidad. Sin embargo, por el alcance de esta tesis, a continuación se describe únicamente la configuración técnica del sistema y los parámetros de carga y generación.

El diagrama unifilar del RBTS se presenta en la Figura 5.1. El sistema tiene una tensión referencial de 230 kV, tiene 2 barras de generación, 5 barras de carga, 9 líneas de transmisión y 11 unidades de generación. La demanda pico anual del sistema es 185 MW y la capacidad de generación instalada es 240 MW.

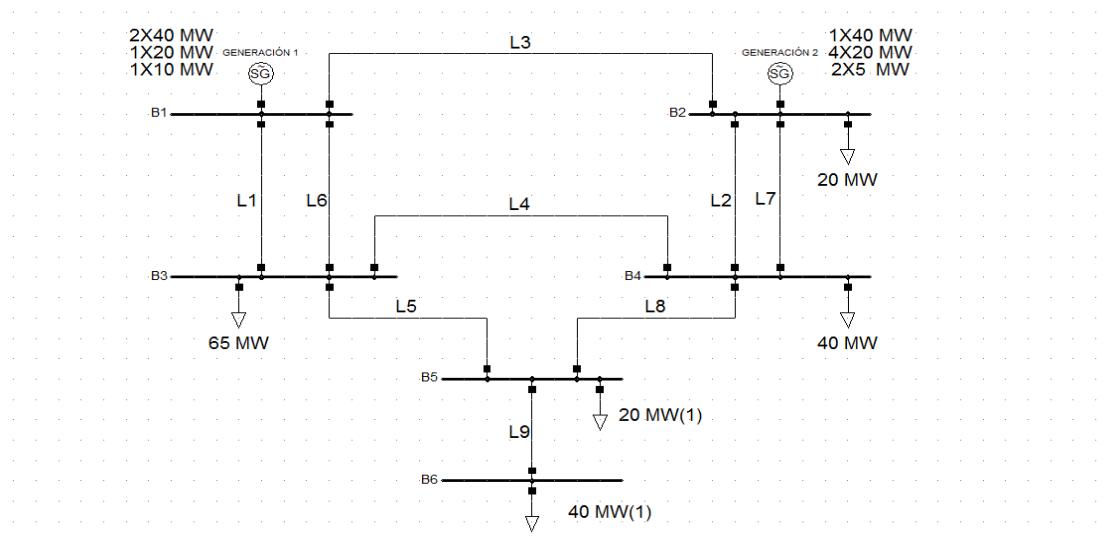


Figura 5.1 Diagrama unifilar del RBTS

5.1.1 MODELO DE CARGA.

El modelo de carga utilizado en este sistema es el mismo que el utilizado en el IEEE RTS, el cual está representado por una curva de duración de la carga, definida para efectos de este estudio, por 100 puntos establecidos como un valor porcentual de la demanda pico anual. En la figura 5.2 se muestra el modelo de carga del sistema para una demanda pico anual de 185 MW. En el Apéndice G se presenta una tabla con los valores que definen la curva de duración de carga pico diaria de la Figura 5.2.

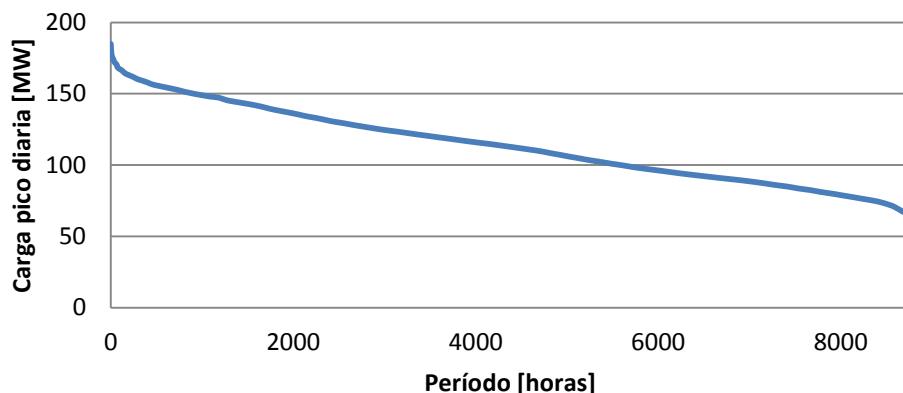


Figura 5.2 Curva de duración de carga pico diaria del RBTS

5.1.2 SISTEMA DE GENERACIÓN.

El conjunto de generadores conectados al sistema ejemplo se muestra en la Tabla 5.1, junto con sus principales parámetros para estudios de confiabilidad.

Capacidad nominal [MW]	Tipo	# de unidades	FOR	λ [1/año]	μ [1/año]
5	Hidroeléctrico	2	0.010	2.0	198.0

10	Termoeléctrico	1	0.020	4.0	196.0
20	Hidroeléctrico	4	0.015	2.4	157.6
20	Termoeléctrico	1	0.025	5.0	195.0
40	Hidroeléctrico	1	0.020	3.0	147.0
40	Termoeléctrico	2	0.030	6.0	194.0

Tabla 5.1 Parámetros de confiabilidad de los generadores del RBTS

5.1.3 MODELO DE GENERACIÓN DEL RBTS.

El modelo de generación del RBTS está determinado por la tabla de probabilidades de capacidades desconectadas (COPT) de su sistema de generación.

Para obtener la COPT del RBTS se ha utilizado el procedimiento recursivo para construir el modelo de generación de un SEP propuesto por Billinton y Allan en la referencia [1] y descrito en el Apéndice A.

Habiendo aplicado, en el RBTS, el criterio de que todas las unidades de generación serán modeladas por dos estados, se hace uso, para la obtención del modelo de generación, de las relaciones matemáticas del Caso I del Apéndice A. Se desarrolla entonces un procedimiento iterativo en el cual se va completando el modelo de generación con el ingreso de cada unidad.

Se presenta en la tabla 5.2 la COPT del RBTS para los 6 estados con probabilidades acumuladas más altas de ocurrencia. En el Apéndice H se encuentra la COPT completa del RBTS.

En la tabla 5.2 se indica también la probabilidad acumulada de cada estado y la frecuencia acumulada.

Capacidad desconectada [MW]	Probabilidad pi	Tasa transición λ+i [1/h]	Tasa transición λ-i [1/h]	Frecuencia fi [ev/h]	Probabilidad acumulada Pi	Frecuencia acumulada Fi [ev/h]
0,0	0,813	0,000000	0,004292	0,003489	1,000000	0,000000
5,0	0,016	0,022603	0,004064	0,000438	0,187140	0,003489
10,0	0,017	0,022488	0,003836	0,000439	0,170719	0,003185
15,0	0,000	0,044977	0,003607	0,000016	0,154047	0,002874
20,0	0,070	0,019257	0,003930	0,001631	0,153712	0,002860
25,0	0,001	0,041858	0,003702	0,000065	0,083353	0,001781

Tabla 5.2. COPT del RBTS

5.2 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL RBTS.

La evaluación del nivel de confiabilidad de un SEP viene a través del cálculo de índices de riesgo del sistema (índices de pérdida de carga y energía). El modelo de riesgo de un sistema se forma integrando el modelo de carga con el de generación.

Se utilizará, a partir de ahora, dos modelos de generación. El modelo de generación representado por la COPT del RBTS (tabla 5.2), y, el modelo de generación de un sistema integrado por el RBTS más la central Eólica Minas de Huascachaca conectado en él¹¹ (al que llamaremos RBTS + PEMH). El sistema RBTS tiene 240 MW de capacidad instalada y el RBTS + PEMH tiene 290 MW de capacidad instalada.

Para la obtención del modelo de generación del sistema RBTS + PEMH se recurre al procedimiento indicado en el Apéndice A, Caso 2 - Modelación multi – estado, debido a que estamos introduciendo una central de generación modelada con 6 estados como se muestra en las Tablas 4.10 y 4.11.

Es importante anotar aquí que el procedimiento para el cálculo de la frecuencia acumulada F_i en el caso 2 según el Apéndice A, fuerza a que la frecuencia con la que se tendría 0 MW o más sea cero, ya que el cálculo, como está planteado, no da como resultado cero. Esto se debe a que el problema de modelación multi – estado establece otras relaciones matemáticas que las indicadas en las fórmulas (1) y (2) del Capítulo 2¹².

El modelo de generación RBTS + PEMH se presenta en la Tabla 5.3 para los 6 estados con probabilidades acumuladas más altas de ocurrencia. En el Apéndice I se encuentra la COPT completa del RBTS + PEMH.

Capacidad desconectada [MW]	Probabilidad π_i	Tasa transición $\lambda+i$ [1/h]	Tasa transición $\lambda-i$ [1/h]	Frecuencia f_i [ev/h]	Probabilidad acumulada P_i	Frecuencia acumulada F_i [ev/h]
0,00	0,295	0,000000	0,529535	0,156400	1,000000	0,000000
5,00	0,006	0,022603	0,529307	0,003293	0,704646	0,126645
10,00	0,123	0,901824	1,017821	0,235390	0,698679	0,165673
15,00	0,003	0,924637	1,017713	0,004810	0,576058	0,149531
20,00	0,061	0,698850	0,901652	0,097673	0,573581	0,149148
25,00	0,001	0,721402	0,901399	0,002000	0,512554	0,158339

Tabla 5.3. COPT del RBTS + PEMH

La comparación de los dos modelos de generación (sin y con la inclusión del PEMH) permite hacer los siguientes comentarios:

- La probabilidad de tener una capacidad desconectada de 0 MW o disponibilidad total del sistema de generación, disminuye considerablemente con la inclusión del PEMH (de 0,813 a 0,295). Esto se explica debido a que hemos introducido 25 unidades de generación adicionales que tienen su probabilidad de fallo y además, pueden estar desconectadas por la variabilidad del recurso. De primera mano, esto podría considerarse como una afección a la confiabilidad del sistema integral, sin embargo, como se verá más adelante, en realidad no es así.

¹¹ Para los fines de esta investigación no es relevante el punto de conexión del PEMH en el RBTS.

¹² En el Apéndice A se explica con más detalle esta problemática.

- Las tasas de transición a estados superiores (λ_{+i}) y a estados inferiores (λ_{-i}) se ven considerablemente modificadas en su valor, debido a que en el sistema RBTS estaban definidas únicamente por las transiciones debido a fallo y a reparación de las unidades de generación (valores muy pequeños), mientras que en el sistema RBTS + PEMH estas transiciones están definidas, además de por las transiciones de fallo y reparación, por las transiciones debido a variabilidad del recurso, los cuales son valores más altos.
- Debido a lo que se explicó en el párrafo anterior, las frecuencias de encontrar cada estado de indisponibilidad se ven modificadas, notándose un incremento considerable en la frecuencia de los estados con capacidades desconectadas en múltiplos de 10 MW, que fue la resolución con que se modeló al PEMH. Por ejemplo, la frecuencia de encontrar el estado de desconexión de 10 MW se incrementó de 0.000439 a 0.235390.

5.2.1 INDICADORES DE SUFICIENCIA DEL SISTEMA RELACIONADOS CON LA FRECUENCIA.

Los modelos de generación obtenidos hasta ahora y presentados en las tablas 5.2 y 5.3 pueden ser complementados con otros indicadores de suficiencia¹³ como son el **Tiempo medio del ciclo** y la **Duración media** de un estado del sistema de generación.

El tiempo medio del ciclo de un estado se define como el inverso de la frecuencia de ocurrencia de ese estado y determina el tiempo medio entre ocurrencias sucesivas de una condición.

$$\text{Tiempo medio} = \frac{1}{\text{frecuencia}} \quad (21)$$

La duración media de un estado se calcula como el tiempo medio del ciclo multiplicado por la probabilidad de ocurrencia de ese estado.

$$\text{Duración media} = \frac{\text{probabilidad}}{\text{frecuencia}} \quad (22)$$

Se calcula entonces estos indicadores para los modelos RBTS y RBTS + PEMH, para las condiciones acumuladas de capacidad desconectada (utilizando tanto las probabilidades como la frecuencia acumulada de ocurrir una condición). Los resultados, para los 6 estados con probabilidades acumuladas más altas de ocurrencia se presentan en la tabla 5.4.

Del análisis de la tabla 5.4 se puede ver que para el modelo de generación del sistema RBTS se espera, por ejemplo, para la condición de que exista una capacidad desconectada de 5 MW o más, un tiempo medio entre ocurrencias sucesivas de 286,62 horas, y una duración media de dicha condición de 53,64 horas. Para esta misma condición, habiendo introducido el PEMH en

¹³ Presentados en la referencia [1] Sección 3.2.2

el RBTS, se espera con dicho modelo de generación, un tiempo medio entre ocurrencias sucesivas de 7,90 horas y una duración media de 5,56 horas.

Capacidad desconectada [MW]	RBTS		RBTS + PEMH	
	Tiempo medio [h]	Duración media [h]	Tiempo medio [h]	Duración media [h]
0,00	-	-	-	-
5,00	286,62	53,64	7,90	5,56
10,00	314,02	53,61	6,04	4,22
15,00	348,00	53,61	6,69	3,85
20,00	349,68	53,75	6,70	3,85
25,00	561,37	46,79	6,32	3,24

Tabla 5.4. Tiempo y duración media de los primeros 6 estados

Si se revisa la Tabla 5.4 se nota que las variaciones indicadas en el párrafo anterior se repiten para las 6 primeras condiciones presentadas. Este resultado nos lleva a concluir que, con el ingreso del PEMH en el sistema ejemplo, la disponibilidad del sistema de generación se verá disminuida, lo cual, deberá ser oportunamente analizado por el operador del SEP para prever adecuadamente la reserva técnica de generación que supla las probables desconexiones de capacidad. Esto, sin embargo, no implica una disminución en la confiabilidad del SEP, como se verá más adelante cuando se calculen los indicadores de riesgo del sistema.

5.2.2 ÍNDICES DE RIESGO DEL SISTEMA.

Los modelos de generación presentados en las secciones anteriores serán combinados con el modelo de carga del RBTS para encontrar los índices de riesgo del sistema.

En este trabajo, se ha escogido como índices de riesgo del sistema la expectativa de pérdida de carga (LOLE) y la expectativa de pérdida de energía (LOEE).

EXPECTATIVA DE PÉRDIDA DE CARGA LOLE.

Buscamos aquí el valor esperado de horas en un período determinado en el cual la carga pico diaria exceda la capacidad de generación disponible, por lo cual a este valor esperado se lo denomina expectativa de pérdida de carga.

Los modelos de generación han sido determinados en las secciones anteriores (Tabla 5.2 y Tabla 5.3). El modelo de carga quedó determinado según la curva de duración de carga pico diaria del RBTS (Figura 5.2) que se considerará igual para el sistema RBTS + PEMH.

El LOLE se calcula según el procedimiento detallado en el Apéndice B para el caso de utilizar una curva de duración de la carga como la especificada para el RBTS.

Entonces, los resultados muestran que, para el sistema RBTS como se definió originalmente en la referencia [17], es decir, con un modelo de carga con un pico anual de 185 MW y el modelo de generación del RBTS, el LOLE es igual a 1,090 horas/año.

Para el mismo modelo de carga pero con el modelo de generación en donde al RBTS se ha añadido la Central Eólica Minas de Huascachaca, el resultado muestra que el LOLE es igual a 0,257 horas/año.

Se puede decir entonces que la expectativa de perdida de carga en el sistema ha disminuido con el ingreso del PEMH, determinando por ello una mejora en la confiabilidad del sistema integral, a pesar de que, como se mostró en la sección anterior, la disponibilidad del parque generador se vio disminuida.

Es interesante, en estas instancias, notar como varía el LOLE con el incremento de la demanda del sistema, lo cual podemos simular asumiendo al modelo de carga definido en valores por unidad sobre la demanda pico del sistema.

Se calcula entonces el LOLE para variaciones de la carga pico del sistema desde los 185 MW hasta los 219 MW¹⁴, tanto para el sistema RBTS como para el RBTS + PEMH. Los resultados se muestran en la figura siguiente y los valores en el Apéndice J.1:

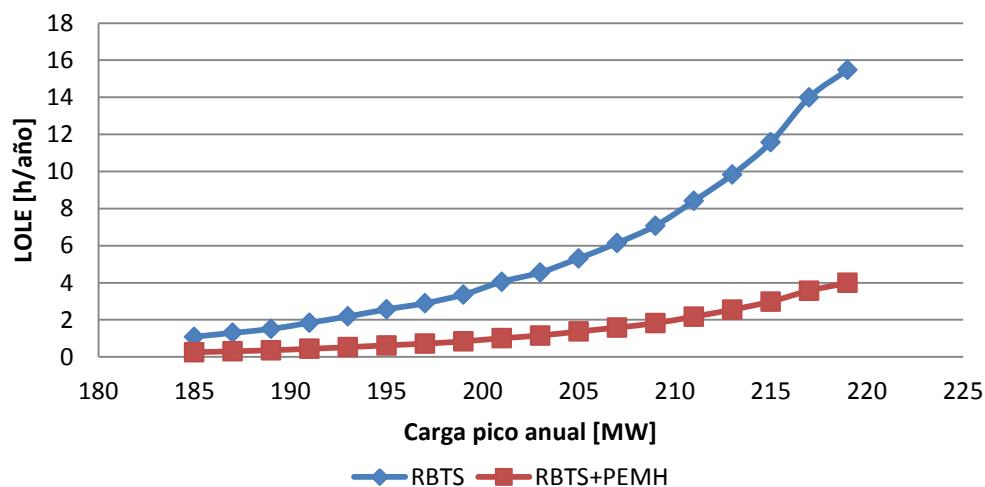


Figura 5.3 LOLE vs carga pico anual

En la Figura 5.3 se resalta el aporte positivo que produce, en la confiabilidad del sistema integral, la inclusión de la central eólica, aún más, con el crecimiento de la demanda. Luego de tres años, la diferencia entre la expectativa de pérdida de carga con y sin el PEMH es de aproximadamente 3,9 veces el valor con el PEMH.

EXPECTATIVA DE PÉRDIDA DE ENERGÍA LOEE.

La curva de duración de la carga pico diaria puede ser utilizada también para calcular el valor esperado de la cantidad de energía que puede **no** ser abastecida en el sistema debido a una

¹⁴ Asumiendo un crecimiento de la demanda de 6 % anual, esto representa el incremento de la demanda en 3 años

insuficiente capacidad de generación. Cualquier desconexión de generación que excede la reserva del sistema produce una demanda no abastecida, lo cual se describe gráficamente en el Apéndice B Figura A2.2.

Esta energía no abastecida se determina por la combinación de la curva de duración de carga pico diaria con la probabilidad de tener una indisponibilidad de generación. Siguiendo entonces el procedimiento descrito en el Apéndice B, sección 2, se calcula la expectativa de pérdida de energía (LOEE) para los dos casos planteados en la sección anterior.

Para el sistema RBTS con un pico anual de carga de 185 MW el LOEE es igual a 9,842 MW.h/año.

Para el mismo modelo de carga pero con el modelo de generación en donde al RBTS se ha añadido la Central Eólica Minas de Huascachaca, el resultado muestra que el LOEE es igual a 2,275 MW.h/año, lo cual es una disminución considerable en la expectativa de perdida de energía, que resulta de la inclusión del PEMH en el SEP ejemplo.

El ejercicio del incremento de la demanda resultó muy interesante, por lo que, se calcula el LOEE también para diferentes valores de demanda pico anual, hasta un valor que representa aproximadamente la demanda pico luego de tres años (219 MW). Los resultados se muestran en la Figura 5.4 y los valores en el Apéndice J.2.

La relación en la expectativa de pérdida de energía, luego de tres años, entre el sistema RBTS con y sin el PEMH es de aproximadamente 3,9 veces su valor con el PEMH incluido.

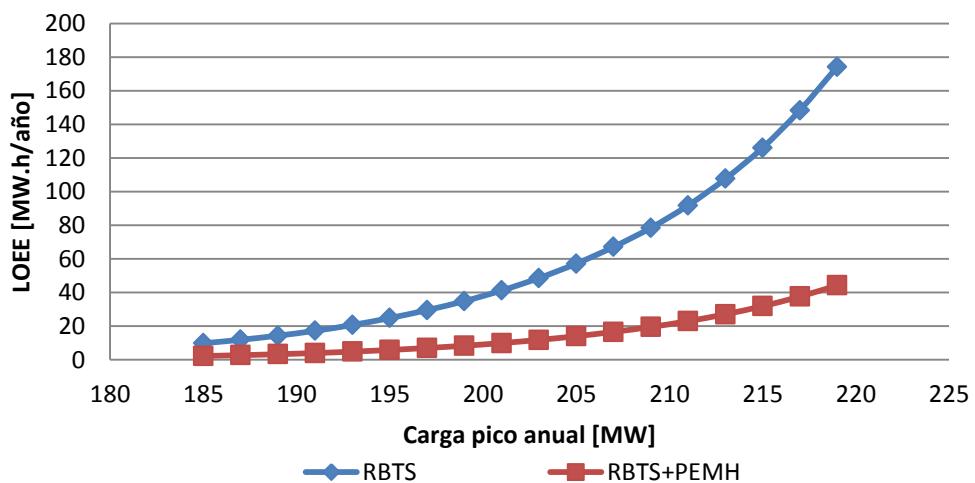


Figura 5.4 LOEE vs carga pico anual

Adicionalmente, en esta sección, se calcula un indicador que viene, como se explica en el Apéndice B, de normalizar el LOEE sobre la energía total que requiere el sistema, y de restar este porcentaje de la unidad, lo cual representa el porcentaje de la energía que si puede ser abastecida en el sistema, a pesar de la probabilidad de desconexión de generación. A este indicador en la referencia [1] se le denomina el **Índice de confiabilidad de la energía (EIR)**, el cual se muestra en la figura siguiente, calculado ante la variación de la demanda del sistema. Los valores calculados se presentan en el apéndice J.3.

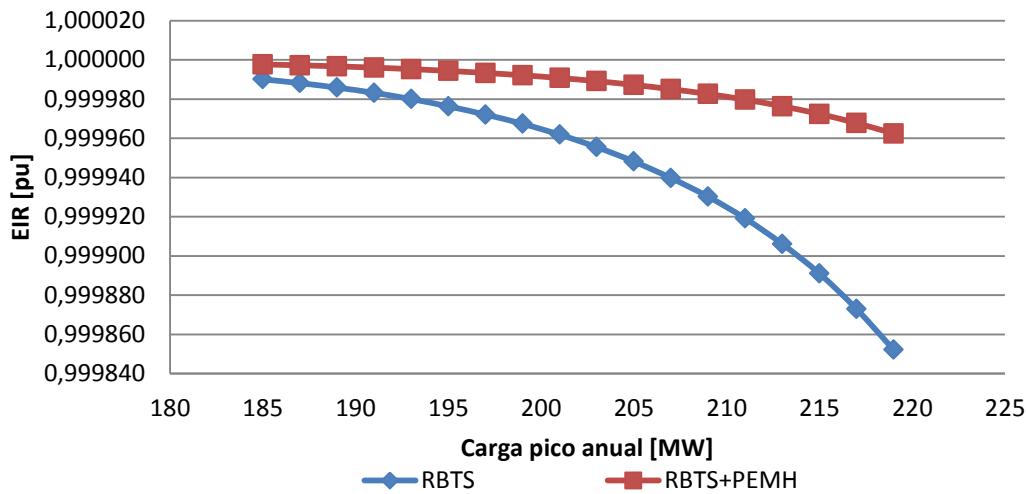


Figura 5.5 EIR vs carga pico anual

En la figura anterior se muestra que, si bien el deterioro del EIR con el incremento de la demanda es muy pequeño, este deterioro es mucho más acentuado en el sistema que no tiene al PEMH integrado en él.

Se concluye entonces que la inclusión del PEMH tiene un aporte positivo para la disminución del riesgo en el SEP que se ha tomado como ejemplo, lo cual se ha podido establecer con el uso del MODELO MULTIFESTADO PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA, obtenido en este trabajo.

En esta instancia, es importante anotar que la capacidad de la generación que se inserta a la red (50MW) es relativamente grande si se compara con la generación instalada del sistema original (240 MW). Esto determina que los valores de mejora en la confiabilidad sean muy notorios. Probablemente resulta adecuado realizar estudios futuros con un sistema de prueba más grande en su parque generador (como el sistema de pruebas del IEEE), o con un sistema real como el SNI de Ecuador.

5.3 LA INFLUENCIA DEL FOR DE LOS AEROGENERADORES.

En el Capítulo 4, Sección 4.4.1 se estableció, para la obtención del modelo multi-estado del PEMH, el uso de una tasa de salidas forzadas (FOR) igual a 4 %. Sin embargo, esta elección fue hecha en base a la investigación realizada sobre el valor “típico” de este indicador de confiabilidad de aerogeneradores en operación comercial.

La pregunta que se desearía responder ahora es, ¿Cuál es la variación en los indicadores de riesgo calculados si se hubiese utilizado otro valor para el FOR de los aerogeneradores?

Como se explicó en el capítulo 4, el rango “típico” en el cual puede estar variando la tasa de salidas forzadas de un aerogenerador es entre 1% y 8%, por lo cual, se calcula nuevamente el LOLE y el EIR con valores del FOR de 1% y 8% y se compara los resultados con lo obtenido originalmente para un FOR = 4%.

Se encuentra entonces un modelo multi-estado para el PEMH con cada uno de los nuevos valores del FOR (1% y 8%), se obtiene el modelo de generación del sistema RBTS + PEMH con estos nuevos modelos multi-estado, y finalmente, se calcula los indicadores de riesgo para el sistema con estos modelos de generación.

Las COPT del PEMH para los nuevos valores del FOR, los modelos de generación del sistema RBTS+PEMH y las tablas con los valores calculados para los índices de riesgo en función de la demanda del sistema, con los nuevos valores del FOR, se encuentran en el Apéndice K.

A continuación se gráfica los resultados obtenidos para los indicadores LOLE y EIR con diferentes valores del FOR e incrementos de la demanda.

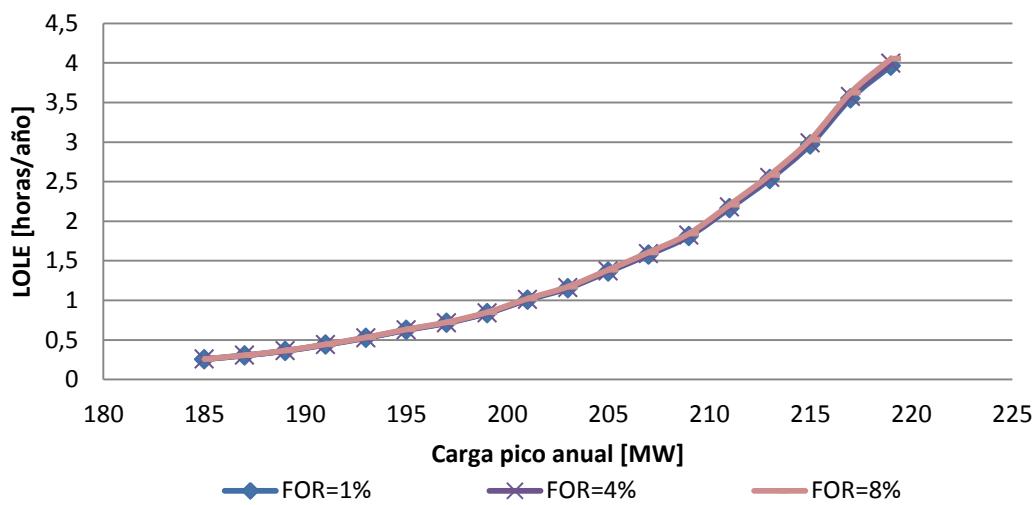


Figura 5.6 LOLE vs carga pico anual con diferentes valores de FOR

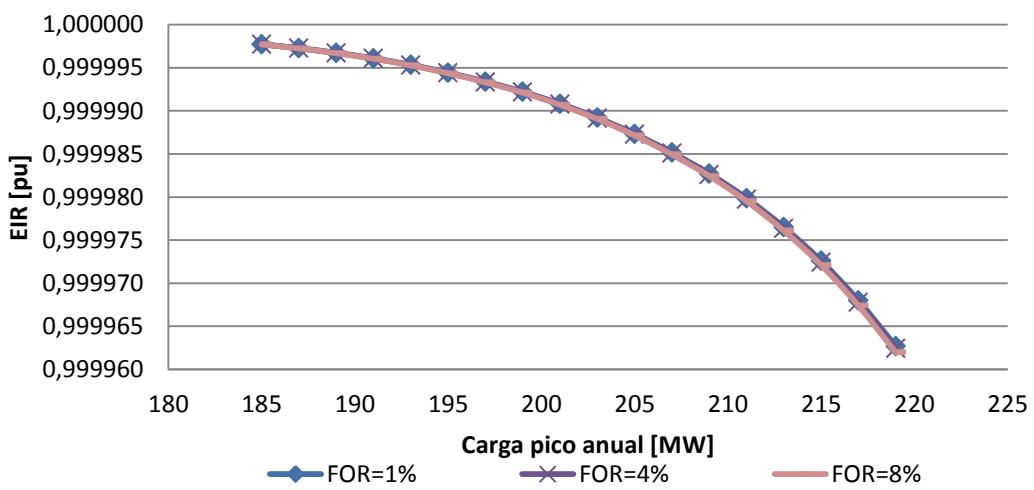


Figura 5.7 EIR vs carga pico anual con diferentes valores de FOR

En los gráficos se aprecia que la variación en los indicadores de riesgo calculados es mínima en el rango de FOR de 1% a 8%, por lo cual, la elección del valor de FOR = 4 % para la construcción del modelo original resulta ser adecuada.

Este resultado se explica, matemáticamente, debido a que, como se puede ver en las tablas del Apéndice K1, la variación del FOR de los aerogeneradores modifica ligeramente la COPT del PEMH, solo en los estados de capacidad desconectada igual a 0 MW, 10 MW y 20 MW debido a que la probabilidad de cada estado en el modelo del PEMH es a su vez una combinación de probabilidades, tanto de indisponibilidad por desconexión forzada de unidades como de indisponibilidad por variabilidad del recurso.

Adicionalmente, esta ligera modificación en el modelo matemático del PEMH, debido a que éste debe ser combinado con el modelo de generación propio del RBTS, produce una muy pequeña variación en el modelo del sistema RBTS + PEMH, lo que a su vez se traduce en la mínima variación en los resultados de los índices de riesgo del sistema.

Esto último, explicado en los párrafos anteriores, implica también que debido al gran número de aerogeneradores que conforman una central eólica, la tasa de salidas forzadas de estas máquinas tiene muy poca influencia en la confiabilidad del sistema de generación integral.

5.4 GENERACIÓN EÓLICA VERSUS CONVENCIONAL.

En las secciones anteriores se realizó varios análisis cuya principal conclusión fue que el ingreso a operación de una central eólica en un SEP causa la disminución del riesgo con la consiguiente mejora en la confiabilidad del sistema de generación. Una vez determinado esto, resulta importante comparar la mejora obtenida luego del ingreso del PEMH en el RBTS, con la mejora que se obtendría si en lugar del PEMH se conectaría al RBTS una central convencional de 50 MW.

Se comparará entonces, a continuación, las variaciones en los índices de riesgo del sistema con el ingreso del PEMH de 50 MW en un caso (RBTS+PEMH), y con el ingreso de una central convencional termoeléctrica de 50 MW en otro caso (que lo llamaremos RBTS+CONV).

El modelo de generación del sistema RBTS+PEMH se presentó en la tabla 5.3 para los 6 estados con probabilidades acumuladas más altas de ocurrencia y en el Apéndice I en su versión completa.

Para formar el sistema RBTS+CONV se integró una unidad termoeléctrica adicional de 50 MW al sistema RBTS original, cuyos principales parámetros de confiabilidad se presentan en la tabla 5.5. La modelación de esta unidad termoeléctrica se la realiza con dos estados, de la misma manera en que se modeló todas las unidades del RBTS, por lo cual, para formar el modelo de generación del sistema RBTS+CONV se recurre nuevamente al procedimiento indicado en el Apéndice A, caso I.

Capacidad nominal [MW]	Tipo	# de unidades	FOR	λ [1/año]	μ [1/año]
------------------------	------	---------------	-----	-------------------	---------------

50	Termoeléctrico	1	0.030	6.0	194.0
----	----------------	---	-------	-----	-------

Tabla 5.5. Parámetros de confiabilidad de la unidad adicional

El modelo de generación RBTS + CONV se presenta en la tabla 5.6 para los 6 estados con probabilidades acumuladas más altas de ocurrencia. En el Apéndice L.1 se encuentra la COPT completa del RBTS + CONV.

Capacidad desconectada [MW]	Probabilidad π_i	Tasa transición $\lambda+i$ [1/h]	Tasa transición $\lambda-i$ [1/h]	Frecuencia f_i [ev/h]	Probabilidad acumulada Π_i	Frecuencia acumulada F_i [ev/h]
0,0	0,788	0,000000	0,004977	0,003924	1,000000	0,000000
5,0	0,016	0,022603	0,004749	0,000436	0,211526	0,003924
10,0	0,016	0,022488	0,004521	0,000437	0,195597	0,003640
15,0	0,000	0,044977	0,004292	0,000016	0,179426	0,003349
20,0	0,068	0,019257	0,004615	0,001629	0,179101	0,003336
25,0	0,001	0,041858	0,004387	0,000064	0,110853	0,002337

Tabla 5.6. COPT del RBTS + CONV

Las diferencias más importantes entre los modelos de generación RBTS+PEMH y RBTS+CONV son las siguientes:

- La probabilidad de tener una capacidad desconectada de 0 MW (disponibilidad total de generación) es 0,295 en el sistema RBTS+PEMH y 0,788 en el RBTS+CONV. La disponibilidad del sistema de generación es considerablemente mayor en el sistema RBTS+CONV.
- La frecuencia acumulada de los primeros 6 estados (mostrados en las tablas 5.3 y 5.6) oscilan en el rango de 1×10^{-1} en el sistema RBTS+PEMH y en el rango de 1×10^{-3} en el sistema RBTS+CONV, es decir, la variabilidad del recurso eólico en el PEMH hace que se produzcan muchas más transiciones entre los estados del sistema de generación.

Para los dos modelos en comparación, se calcula también el tiempo medio del ciclo y la duración media de los estados del sistema de generación (definidos en con las ecuaciones 5.5 y 5.2), los valores para los 6 primeros estados se presentan en la tabla siguiente:

Capacidad desconectada [MW]	RBTS + PEMH		RBTS + CONV	
	Tiempo medio [h]	Duración media [h]	Tiempo medio [h]	Duración media [h]
0,00	-	-	-	-
5,00	7,90	5,56	254,82	53,90
10,00	6,04	4,22	274,73	53,74
15,00	6,69	3,85	298,56	53,57
20,00	6,70	3,85	299,74	53,68
25,00	6,32	3,24	427,91	47,44

Tabla 5.7. Tiempo y duración media de los primeros 6 estados RBTS vs RBTS+PEMH

Con los datos presentados en la tabla 5.7 se confirma lo indicado en párrafos anteriores, respecto de que la disponibilidad del sistema de generación es considerablemente mayor en el sistema RBTS+CONV.

Sin embargo, como se destacó en la sección 5.2.1, es más importante, para estudios de confiabilidad, los índices de riesgo del sistema antes que la disponibilidad del sistema de generación. Por ello, se calcula también los índices de riesgo para el sistema RBTS+CONV y se compara con aquellos obtenidos en la sección 5.2.1 para los sistemas RBTS y RBTS+PEMH. Los resultados de estos cálculos se indican en la figura 5.8 y los valores se presentan en el Apéndice L.2.

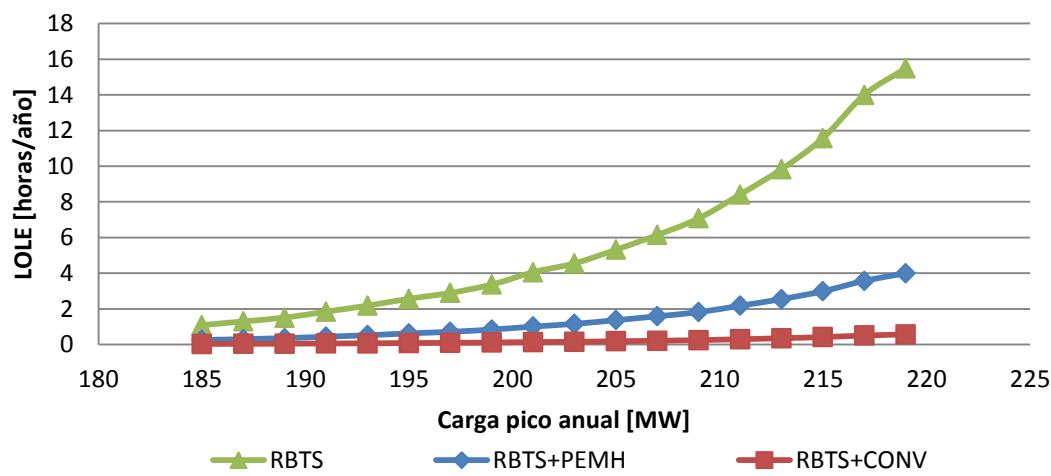


Figura 5.8 LOLE vs carga pico anual para diferentes sistemas

La Figura 5.8 muestra que el sistema RBTS+CONV tiene, para todo el rango de análisis, una menor expectativa de pérdida de carga, en comparación con el sistema RBTS+PEMH. Con un demanda pico de 185 MW, el sistema RBTS+PEMH tiene una expectativa de pérdida de carga de 0,83 horas menos que en el sistema sin PEMH (el sistema RBTS tiene un LOLE de 1,09 horas/año), mientras que el sistema RBTS+CONV tiene una expectativa de pérdida de carga de 1,05 horas menos que en el sistema sin la central convencional de 50MW. Luego de 3 años de incremento de la demanda, el sistema RBTS+PEMH tiene una expectativa de pérdida de carga de 11,49 horas menos que en el sistema sin PEMH (el sistema RBTS tiene un LOLE de 15,49 horas/año), mientras que el sistema RBTS+CONV tiene una expectativa de pérdida de carga de 14,91 horas menos que en el sistema sin la central convencional de 50MW.

Se calcula también la expectativa de pérdida de energía LOLE y el índice de confiabilidad de la energía EIR para el sistema RBTS+CONV y se compara con los valores obtenidos en la sección 5.2.1 para los sistemas RBTS y RBTS+PEMH. Los resultados obtenidos se grafican en las Figuras 5.9 y 5.10 y los valores se presentan en los Apéndices L.3 y L.4.

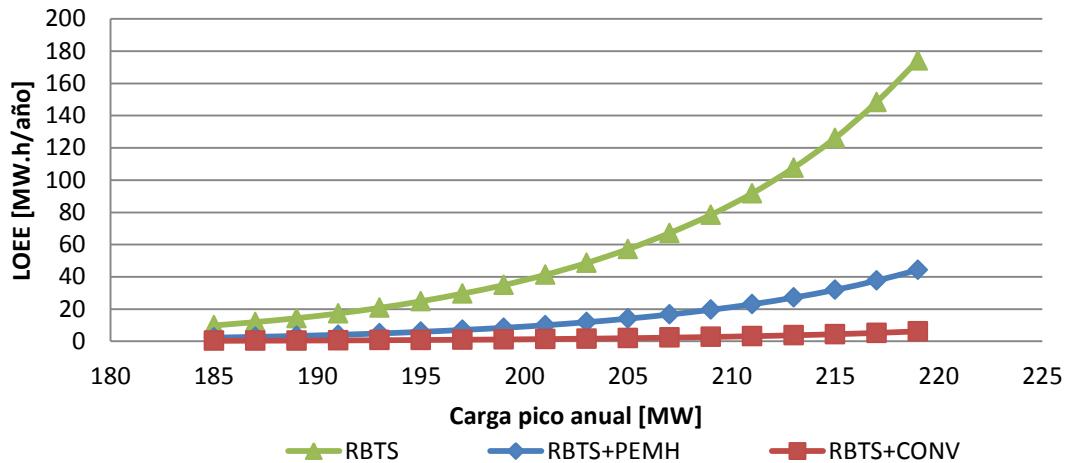


Figura 5.9 LOEE vs carga pico anual para diferentes sistemas

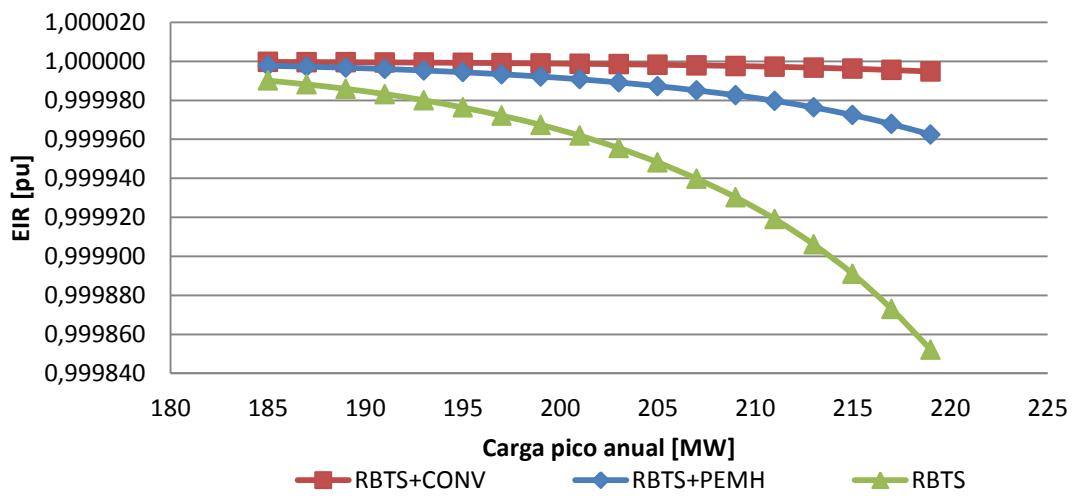


Figura 5.10 EIR vs carga pico anual para diferentes sistemas

La Figura 5.9 muestra que el sistema RBTS+CONV tiene, para todo el rango de análisis, una menor expectativa de pérdida de energía, en comparación con el sistema RBTS+PEMH. Se destaca que, con un demanda pico de 185 MW, el sistema RBTS+PEMH tiene una expectativa de pérdida de energía de 7,57 MW.h menos que en el sistema sin PEMH (el sistema RBTS tiene un LOEE de 9,84 MW.h/año), mientras que el sistema RBTS+CONV tiene una expectativa de pérdida de energía de 9,53 MW.h menos que en el sistema sin la central convencional de 50MW. Luego de 3 años de incremento de la demanda, el sistema RBTS+PEMH tiene una expectativa de pérdida de energía de 129,97 MW.h menos que en el sistema sin PEMH (el sistema RBTS tiene un LOEE de 174,24 MW.h/año), mientras que el sistema RBTS+CONV tiene una expectativa de pérdida de energía de 168,06 MW.h menos que en el sistema sin la central convencional de 50MW.

La Figura 5.10 destaca y permite concluir que en un sistema eléctrico de potencia, la confiabilidad del sistema de generación es mejor cuando se incluye centrales de generación convencionales en comparación con ese mismo sistema incluido centrales de generación de tipo eólicas. Si lo que se desea es mantener un determinado nivel de riesgo del sistema, será



necesaria la inclusión de más unidades eólicas, preferentemente en diferentes sitios (con diferentes desempeños del viento).

Los valores obtenidos para las mejoras en el nivel de riesgo del sistema con la inclusión de centrales de generación nuevas (convencionales o eólicas) va a depender del sistema bajo estudio, su parque generador, su carga, la capacidad en MW de la nueva central a ser conectada y el tipo de generación que va a ser insertada en la red.

CAPITULO 6.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se presenta en esta sección las principales conclusiones a las cuales se ha llegado luego del planteamiento, cálculos y análisis efectuados en esta tesis. Así mismo, se ha querido indicar ciertas recomendaciones basadas en los resultados de este trabajo y que se espera sirvan para estudios posteriores en este campo de la Ingeniería Eléctrica.

6.1 CONCLUSIONES.

EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO EN EL PROYECTO MINAS DE HUASCACHACA.

- ✓ El análisis de la información medida en el sitio del PEMH muestra que el desempeño del recurso eólico presenta una considerable homogeneidad, tanto entre las diferentes estaciones instaladas, como a lo largo del tiempo, por lo cual se esperaría que la producción media anual esperada del parque pueda ser determinada con alto grado de certidumbre, así como la proyección energética del corto plazo.
- ✓ Del análisis de la información medida en el PEMH se verifica que existe una dinámica periódica de efectos atmosféricos en la zona, que reproducen el desempeño del viento de manera diaria en el sitio del PEMH, es decir, en este sitio, se espera con una alta probabilidad de ocurrencia, que todos los días las turbinas eólicas empiecen su producción aproximadamente a partir de las 10:00, alcanzando el nivel máximo de producción entre las 12:00 y 15:00 y dejando de producir alrededor de las 19:00.
- ✓ La velocidad media del viento en el sitio del PEMH no es muy alta, lo cual limita los niveles esperados de producción, sin embargo, al esperarse velocidades bajas, se disminuiría considerablemente las paradas del generador por velocidad excesiva y los esfuerzos mecánicos excesivos sobre el aerogenerador, lo cual repercutirá en la prolongación de la vida útil de los aerogeneradores en este sitio.
- ✓ La predictibilidad en el comportamiento del viento en el sitio del PEMH permite, en esta investigación, disregurar la información que debe ser utilizada para la construcción del modelo matemático para estudios de confiabilidad.

MODELO MATEMÁTICO MULTI-ESTADO PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD.

- ✓ La necesidad de que para centrales eólicas, el modelo para estudios de confiabilidad sea multi – estado, se determina debido a que las diferentes velocidades del viento provocan que exista múltiples estados para representar la salida de potencia de un aerogenerador.

- ✓ Para centrales de generación convencionales, cada uno de los probables niveles de capacidad disponible para la red se determina básicamente por la probabilidad de fallo de la unidad. Para el caso de centrales de generación eólicas, en las cuales, el recurso energético primario es intermitente de manera estocástica, los niveles de capacidad deben considerar, adicional a la probabilidad de fallo de la unidad, la probabilidad de desconexión de una capacidad de generación por la variación del recurso primario.
- ✓ El modelo matemático obtenido para el PEMH permite la evaluación de la confiabilidad de la generación del SEP al cual está integrado. Aunque en este trabajo el SEP ha sido integrado al RBTS, siguiendo el procedimiento establecido en este trabajo, sería posible evaluar la confiabilidad del SEP ecuatoriano con la integración del PEMH en su parque generador.

APLICACIÓN DEL MODELO MULTI-ESTADO DEL PEMH Y ANÁLISIS.

- ✓ Debido a que, con el ingreso del PEMH en el RBTS, la disponibilidad del sistema de generación de este último se vio disminuida, al entrar en operación el PEMH, se deberá prever adecuadamente la reserva técnica de generación en el SNI ecuatoriano, de manera que se supla las probables desconexiones de capacidad. Para estos análisis, el modelo multi-estado obtenido para la futura central eólica Minas de Huascachaca podría ser de utilidad para los operadores del SEP ecuatoriano.
- ✓ Cuando el PEMH es conectado al RBTS, las expectativas de pérdida de carga y energía en el sistema disminuyen, así como el índice de confiabilidad de la energía se incrementa, determinando así un aporte positivo para la disminución del riesgo en el SEP y una mejora en la confiabilidad; esto a pesar de que la disponibilidad del parque generador se haya visto afectada. Esta mejora en la confiabilidad del sistema se hace más importante conforme se va incrementando la demanda.
- ✓ El FOR de los aerogeneradores no influye de manera importante en los indicadores de riesgo del sistema con generación eólica insertada, por lo que, debido al gran número de aerogeneradores que conforman una central eólica, la tasa de salidas forzadas de estas máquinas tiene muy poca influencia en la confiabilidad del sistema de generación integral.
- ✓ Se concluye además que en un sistema eléctrico de potencia, la confiabilidad del sistema de generación es mejor cuando se incluye centrales de generación convencionales en comparación con ese mismo sistema incluido centrales de generación de tipo eólicas. Si lo que se desea es mantener un determinado nivel de

riesgo del sistema, será necesaria la inclusión de más unidades eólicas, preferentemente en diferentes sitios (con diferentes desempeños del viento).

Finalmente, es importante indicar que el desarrollo del procedimiento escogido en esta investigación para determinar el modelo matemático de una Central eólica para estudios de confiabilidad, basado en un método sistemático, con prácticas convencionales en cálculos de confiabilidad, relativamente simples y directas, ha permitido, para quien desarrolló esta tesis, el conocimiento detallado de los métodos de cálculo en el campo de la confiabilidad de SEP.

6.2 RECOMENDACIONES.

- Para la operación del futuro Parque Eólico Minas de Huascachaca, se sugiere a ELECAUSTRO, efectuar una análisis que concluya en la necesidad o no de mantener a dicho parque en estado operativo a partir de las 20:00 y hasta las 9:00 del día siguiente, con el consiguiente consumo, tal vez innecesario, de energía para el mantenimiento de los sistemas auxiliares de la Central.
- Se sugiere para futuros trabajos en esta área de conocimiento:
 - La evaluación de la confiabilidad de la generación del SEP ecuatoriano con el uso del modelo multi-estado del PEMH.
 - El estudio de los costos de la confiabilidad en el SNI de Ecuador, con la conexión del PEMH, de manera que se pueda evaluar cuál es la influencia económica para el sistema al incluir centrales de generación de tipo renovable no convencional.
 - Es importante anotar que en los análisis desarrollados en el presente trabajo la capacidad de la generación que se inserta a la red (50MW) es relativamente grande si se compara con la generación instalada del sistema original (240 MW); esto determina que los valores de mejora en la confiabilidad sean muy notorios. Probablemente resulta adecuado realizar estudios futuros con un sistema de prueba más grande en su parque generador (como el sistema de pruebas del IEEE), o con un sistema real como el SNI de Ecuador.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Roy Billinton, Ronald N. Allan. Reliability evaluation of power systems. Second edition. 1996, Plenum Press, New York.
- [2] A. P. Leite, C.L.T. Borges, D. M. Falcão., "Probabilistic Wind farms generation model for reliability studies applied to Brazilian sites", IEEE Transactions on Power Systems, Vol 21, Nº 4, pp. 1493-1501, November 2006.
- [3] Ahmad Salehi Dobakhshari, Mahmud Fotuhi-Firuzabad, "A Reliability Model for Large Wind Farms for Power System Adequacy Studies", IEEE Transactions on energy conversion, Vol. 24, Nº 3, September 2009.
- [4] R. Billinton, Y. Gao, "Multistate Wind Energy Conversion System Models for Adequacy Assessment of Generating Systems Incorporating Wind Energy", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 23, Nº 1, pp. 163-170, March 2008.
- [5] R. Billinton, Y. Gao, "Adequacy assessment of composite power generation and transmission systems with wind energy", Int J Reliability and Safety, Vol. 2, Nos. 1/2, 2008.
- [6] R. Billinton, Y. Gao, R. Karki, "Composite System Adequacy Assessment Incorporating Large-Scale Wind Energy Conversion Systems Considering Wind Speed Correlation", IEEE transactions on power systems, vol. 24, no. 3, august 2009.
- [7] D. Huang, R. Billinton, "Effects of Wind Power on Bulk System Adequacy Evaluation Using the Well-Being Analysis Framework", IEEE transactions on power systems, vol. 24, no. 3, august 2009.
- [8] R. Karki, P. Hu, R. Billinton, "A Simplified Wind Power Generation Model for Reliability Evaluation", IEEE transactions on energy conversion, vol. 21, no. 2, june 2006.
- [9] R. Billinton, Bagen, "Reliability Considerations in the Utilization of Wind Energy, Solar Energy and Energy Storage in Electric Power Systems", 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden – June 11-15, 2006.
- [10] S. Karimi, M. Fotuhi, A. Abasspour, "Time Series Application on Reliability Evaluation of Power Systems Including Wind Turbine Generators",
- [11] R. Karki, P.Hu, "Wind power simulation model for reliability evaluation", Power System Research Group - University of Saskatchewan Saskatoon, Canada.
- [12] R. Billinton, G. Bai, "Generating Capacity Adequacy Associated With Wind Energy", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 19, Nº 3, pp. 641-646, September 2004.
- [13] Diwakar R. Joshi, Suresh H. Jangamshetti, "A novel method to estimate the O&M Costs for the financial planning of the Wind Power Projects based on Wind speed – A case study" IEEE Transactions on energy conversion, Vol. 25, Nº 1, pp 161-167, march 2010.

- [14] Miguel Villarrubia, "ENERGÍA EÓLICA" CEAC Barcelona.
- [15] Yi Gao, "ADEQUACY ASSESSMENT OF ELECTRIC POWER SYSTEMS INCORPORATING WIND AND SOLAR ENERGY" Thesis Submitted to the College of Graduate Studies and Research in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Science in the Department of Electrical Engineering University of Saskatchewan, enero 2006.
- [16] Berthold Hahn, Michael Durstewitz and Kurt Rohrig "RELIABILITY OF WIND TURBINES – Experiences of 15 years with 1.500 WTs" Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) Verein an der Universität Kassel e.V., 34119 Kassel, Germany.
- [17] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, K. Debnath, L. Goel, E. Khan, P. Kos, G. Nourbakhsh and J. Oteng-Adjei "A RELIABILITY TEST SYSTEM FOR EDUCATIONAL PURPOSE" Power Systems Research Group, University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan, CANADA.
- [18] Robert Thresler, Michael Robinson, Paul Veers, "To capture the wind", IEEE Power & energy magazine, november/december 2007.
- [19] C. Singh, A. Lalo Gonzalez, "Reliability modeling of generation system including unconventional energy sources" IEEE Transactions on Power app. Syst., Vol. PAS-104, Nº 5, pp 1049-1056, may 1985.
- [20] F.C. Sayas, R.N. Allan, "Generation availability assessment of wind farms", Proc. Inst. Electr. Eng., Gen., Transmiss., Distrib., Vol 143, Nº 5, pp. 507-518, Sep 1996.