

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**APLICACIÓN DE TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS AL  
ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA CON GENERACIÓN  
DISTRIBUIDA DE ORIGEN EÓLICO  
CASO PRÁCTICO: SISTEMA ELÉCTRICO ISLA DE  
MARGARITA**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Ortiz G., Marco A.  
para optar al Título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**APLICACIÓN DE TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS AL  
ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA CON GENERACIÓN  
DISTRIBUIDA DE ORIGEN EÓLICO  
CASO PRÁCTICO: SISTEMA ELÉCTRICO ISLA DE  
MARGARITA**

Prof. Guía: Ing. Nerio Ojeda  
Tutor Industrial: Ing. Juan Ríos

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Ortiz G., Marco A.  
para optar al Título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

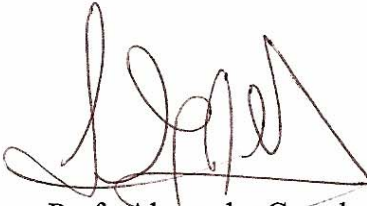
Caracas, 18 de abril de 2007


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Marco A., Ortíz G. titulado:

**“APLICACIÓN DE TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS AL ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ORIGEN EÓLICO. CASO PRÁCTICO: SISTEMA ELÉCTRICO ISLA DE MARGARITA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO y obtuvo la Mención Honorífica.

  
Prof. Vanessa Carlson  
Jurado

  
Prof. Alexander Cepeda  
Jurado

  
Prof. Nerio Ojeda  
Prof. Guía



## DEDICATORIA

A Dios, quien en su infinita bondad supo mostrarme el camino a seguir para llegar a tan ansiada meta.

A la Virgen del Valle, guardiana esclarecida de la Isla de Margarita, fuente de mi fe y fortaleza espiritual. A ella dedico esta tesis, pues desde el cielo, hizo posible los vientos que sustentan la esperanza de este proyecto.

A mis padres, Lisbeth y Ramón, quienes me dieron el regalo de la vida y han estado conmigo en todo momento. Ustedes estimularon en mí el hábito de la formación académica, el valor del esfuerzo y por sobre todas las cosas el don de la humildad.

A mis hermanas, Francys y Liz, quienes nunca dudaron en regalarme las más hermosas sonrisas, el cariño sincero y sabios consejos. Ustedes representan mi gran fuente de inspiración.

A mi novia Karina, con quien he compartido sueños y alegrías, mi compañera perfecta y principal apoyo en los momentos difíciles. Conocerme fue obra de Dios, y a su lado tendremos un camino juntos por siempre.

A mis amigos de la Escuela de Eléctrica, con los que viví experiencias gratificantes, momentos de esfuerzo y de quienes aprendí el lado humano de la universidad.

A todos mis familiares, por sus oraciones y buenos deseos para la consecución de este gran objetivo.

*“El molino ya no está. Pero el viento persiste”*

*Vincent Van Gogh*

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero aprovechar estas líneas para expresar mi más sincero reconocimiento a todas aquellas personas que han colaborado a que esta tesis sea una realidad.

En primer lugar, debo agradecer al Ing. Juan José Ríos, el compromiso adquirido con mi formación desde aquellos días en que hice pasantía corta en la empresa CVG EDELCA. Durante este tiempo ha demostrado su calidad como tutor y, sobre todo, su valía como persona.

Así mismo, doy las gracias a mis compañeros del Departamento de Planificación de Transmisión, de quienes aprendí que el trabajo en equipo, rinde grandes frutos. Mención especial merece el Ing. Manuel Acosta, pilar fundamental de muchas de las ideas plasmadas en la realización de esta investigación.

Es oportuno mencionar también, a quien a lo largo de la vida ha sido ejemplo de firmeza y empeño, mi padre el Ing. Ramón Ortiz, por sus valiosos conocimientos del Sistema Eléctrico de Margarita.

La esquematización de las ideas expuestas en esta tesis, no hubiera sido posible sin la asesoría de mi tía, Ing. Mery González, quien desde siempre supo darme un consejo de constancia y superación.

Por otro lado, tampoco puedo olvidar a quienes han guiado mi desarrollo académico y personal, especialmente al cuerpo de profesores del Departamento de Potencia, por su dedicación en la enseñanza de la más hermosa de las profesiones.

Gracias a todos aquellos que, a pesar de no haber sido citados expresamente, estuvieron conmigo.

**Ortiz González, Marco Antonio**

**APLICACIÓN DE TÉCNICAS PROBABILÍSTICAS AL ANÁLISIS  
DE FLUJO DE CARGA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE  
ORIGEN EÓLICO  
CASO PRÁCTICO: SISTEMA ELÉCTRICO ISLA DE MARGARITA**

**Profesor Guía: Ing. Nerio Ojeda. Tutor Industrial: Ing. Juan Ríos. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: CVG EDELCA, 2007, 90 hojas + anexos.**

**Palabras Claves:** Generación Eólica, Distribución Weibull, Simulación de Montecarlo, Flujo de Carga.

**Resumen:** La presente investigación tuvo como objetivo desarrollar una metodología que permita la aplicación de análisis probabilístico, mediante el uso de herramientas computacionales, al estudio de flujo de carga considerando generación de origen eólico.

Para la consecución del objetivo planteado, se llevó a cabo el desarrollo de un generador de velocidades de viento aleatorias a partir de la distribución Weibull que describe las mediciones de viento realizadas en la Isla de Margarita contempladas en el Inventario Eólico Nacional; luego, haciendo uso de la técnica Montecarlo, se elaboró un programa en lenguaje Visual Basic que ejecuta la evaluación automatizada de muestras aleatorias de velocidad de viento en la curva de potencia de una turbina eólica, para la obtención de múltiples registros de generación.

Así mismo, como resultado de la investigación, se desarrolló una rutina que permite realizar el análisis de flujo de carga en el software especializado PSS/E considerando cada escenario de generación proveniente de las fuentes eólicas.

Por último, para el análisis de los resultados, se llevó a cabo la implementación de la metodología en un caso práctico (Sistema Eléctrico de la Isla de Margarita), arrojando como resultado una serie de ampliaciones que garantizan la correcta operación del sistema ante la incursión de fuentes de generación eólica.

## ÍNDICE GENERAL

<b>DEDICATORIA</b> .....	<b>iv</b>
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>v</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE GENERAL</b> .....	<b>vii</b>
<b>ÍNDICE DE GRÁFICOS</b> .....	<b>x</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>xi</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>xii</b>
<b>ÍNDICE DE MAPAS</b> .....	<b>xiii</b>
<b>ABREVIATURAS</b> .....	<b>xiv</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>15</b>
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>17</b>
<i>1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</i> .....	<i>17</i>
1.1.1.- Contextualización de la Temática.....	17
1.1.2.- Formulación y delimitación del problema.....	18
<i>1.2.- JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN</i> .....	<i>19</i>
<i>1.3.- OBJETIVO GENERAL</i> .....	<i>20</i>
<i>1.4.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS</i> .....	<i>21</i>
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>22</b>
<i>2.1.- MARCO TEÓRICO REFERENCIAL</i> .....	<i>22</i>

2.1.1.- Desarrollo histórico de la generación eólica .....	22
2.1.2.- La energía eólica en el mundo, situación actual y perspectivas a futuro25	
2.1.3.- C.V.G. EDELCA en el área de las energías renovables no convencionales .....	27
2.1.4.- Antecedentes de la investigación .....	28
2.1.5.- Fundamentos teóricos de la generación eólica.....	33
2.1.5.1.- Principios de aprovechamiento del viento .....	33
2.1.5.2.- Modelación estadística de las velocidades de viento .....	34
2.1.5.2.1.- Estimación de parámetros de la función Weibull .....	34
2.1.5.2.2.- Técnica probabilística de Simulación Montecarlo.....	36
2.1.5.2.3.- Etapas del proceso de Simulación Montecarlo .....	37
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>38</b>
<i>3.1.- MARCO METODOLÓGICO .....</i>	<i>38</i>
3.1.1.- Tipo de Investigación.....	38
3.1.2.- Técnicas de Análisis.....	39
3.1.3.- Procedimiento .....	40
3.1.3.1.- Etapa I – Desarrollo del Simulador de Escenarios de Generación Eólica .....	40
3.1.3.2.- Etapa II – Flujo de Carga Iterativo.....	46
3.1.3.3.- Etapa III – Caso Práctico.....	47
3.1.3.4.- Metodología de análisis del caso práctico.....	51
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>56</b>
<i>4.1.- RESULTADOS .....</i>	<i>56</i>
4.1.1.- Etapa I – Desarrollo del Simulador de Escenarios de Generación Eólica .....	56
4.1.1.1.- Caracterización del recurso eólico .....	56
4.1.1.2.- Desarrollo del Simulador de Escenarios de Generación (SEGE) ...	57
4.1.2.- Etapa II – Flujo de Carga Iterativo.....	60



4.1.2.1.- Desarrollo del programa de ejecución de flujo de carga iterativo. EOLICO.IPL.....	60
4.1.3.- Etapa III –Caso Práctico.....	62
4.1.3.1.- Modelación del Sistema Eléctrico Isla de Margarita .....	62
4.1.3.2.- Selección de los emplazamientos eólicos .....	65
4.1.3.3.- Criterios de operación en régimen permanente utilizados para el análisis de los datos obtenidos del flujo de carga iterativo.....	67
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>69</b>
<i>5.1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</i>	<i>69</i>
5.1.1.- Resultados del análisis del sistema previo a la inclusión de generación eólica .....	69
5.1.2.- Definición de la capacidad de los emplazamientos eólicos .....	72
5.1.3.- Modelación del número de vientos incidentes dentro de un parque eólico .....	72
5.1.4.- Identificación de ampliaciones y/o adecuaciones del sistema eléctrico SENECA ante la inclusión de dos parques de generación eólica. ....	77
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>84</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>86</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>87</b>
<b>BIBLIOGRAFÍAS .....</b>	<b>90</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>91</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.- Capacidad Eólica Instalada Acumulada Global 1995-2005 .....	26
Gráfico 2.- Capacidad de generación eólica instalada por país al año 2005 .....	26
Gráfico 3.- Ejemplo histograma obtenido a partir de los escenarios de generación simulados para un parque eólico .....	45
Gráfico 4.- Comparación Distribución Weibull Teórica y Weibull Generada Aleatoriamente .....	58
Gráfico 5.- Curva de potencia aerogenerador comercial de 2 MW .....	59
Gráfico 6.- Resultados análisis de flujo de carga previo a la inclusión de ampliaciones. ....	70
Gráfico 7.- Sistema Eléctrico Isla de Margarita luego de incluir propuesta de ampliaciones .....	71
Gráfico 8.- Perfil de tensión con diez valores de velocidad de viento incidente. ....	74
Gráfico 9.- Perfil de tensión con cuatro valores de velocidad de viento incidente. ....	75
Gráfico 10.- Perfil de tensión con dos valores de velocidad de viento incidente. ....	75
Gráfico 11.- Perfil de tensión con un valor de velocidad de viento incidente. ....	76
Gráfico 12.- Perfil de tensión en la barra Hernández 34,5 kV luego de la ampliación Pampatar 115/13,8 kV (20 MVA) .....	79
Gráfico 13.- Perfil de tensión en la barra Hernández 34,5 kV luego de la ampliación Luisa Cáceres-Aeropuerto en 34,5 kV .....	80
Gráfico 14.- Perfil de tensión en la barra Hernández 34,5 kV luego de la adecuación de tipo capacitiva (6 MVar) .....	81
Gráfico 15.- Perfil de tensión en la barra Hernández 34,5 kV luego de añadir compensación capacitiva de 12 MVar .....	82

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Aerogenerador tripala moderno.....	23
Figura 2.- Aerogenerador de eje vertical.....	24
Figura 3.- Esquema de etapas de análisis llevadas a cabo durante la investigación ...	39
Figura 4.- Coeficiente de rugosidad en función de la topografía del terreno.....	42
Figura 5.- Flujograma de la herramienta de análisis de sistemas con generación eólica .....	51
Figura 6.- Flujograma de la herramienta de análisis de sistemas con generación eólica. Continuación.....	52
Figura 7.- Flujograma del proceso de identificación de ampliaciones y/o adecuaciones del sistema.....	55
Figura 8.- Diagrama de flujo del programa EOLICO.IPL .....	61
Figura 9.- Diagrama de flujo del programa EOLICO.IPL. Continuación .....	62
Figura 10.- Definición en la afectación de vientos dentro de un emplazamiento .....	73

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Matriz de evaluación para la selección de emplazamientos eólicos.....	49
Tabla 2.- Velocidad promedio y desviación de las mediciones de velocidad de viento. .....	56
Tabla 3.- Velocidad promedio y desviación de las mediciones de velocidad de viento corregidas a 50, 55 y 60 m.....	57
Tabla 4.- Parámetros descriptivos función de distribución Weibull.....	57
Tabla 5.- Características de los dos emplazamientos eólicos .....	78
Tabla 6.- Resumen de ampliaciones debidas a la inclusión de los parques de generación eólica .....	83

## ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1.- Ubicación de estación meteorológica Isla de Margarita.....	41
Mapa 2.- Mapa descriptivo del sistema eléctrico SENECA .....	63
Mapa 3.- Mapa descriptivo de ampliaciones simuladas en el sistema eléctrico Isla de Margarita.....	65
Mapa 4.- Emplazamientos seleccionados para la simulación de los parques eólicos.	66

## **ABREVIATURAS**

CADAFE: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.

CVG EDELCA: Corporación Venezolana de Guayana – Electrificación del Caroní C.A.

GWEC: Global Wind Energy Council

PSS/E: Power System Simulator for Engineering

SEGE: Simulador de Escenarios de Generación Eólica

SENECA: Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta Compañía Anónima.

VBA: Visual Basic for Application

## INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía renovable, en especial la eólica son consideradas como alternativa de generación en los sistemas eléctricos de potencia, por su condición no contaminante y por consiguiente baja afectación al medio ambiente. El gran auge experimentado por este tipo de generación en los últimos años ha motivado el desarrollo de metodologías que permiten la evaluación de sus efectos en el sistema eléctrico.

A nivel mundial se han llevado a cabo múltiples estudios relacionados con la generación eólica y su repercusión en los sistemas de potencia, sin embargo, a pesar de que Venezuela cuenta con un alto potencial de aprovechamiento de la energía proveniente del viento, son pocas las investigaciones de este tipo desarrolladas en el país, lo que le otorga a este proyecto una característica novedosa en el ámbito local.

Considerando que la potencia entregada por las fuentes de generación que aprovechan la energía del viento es altamente aleatoria, como consecuencia de la impredecible naturaleza de las condiciones climáticas, resulta apropiado realizar una aproximación probabilística durante la etapa de planificación de los sistemas de potencia en los que se desea estudiar el impacto de la implementación de parques de generación eólica.

Dentro de este marco, el trabajo realizado aplica una metodología de análisis de sistemas eléctricos ante la inclusión de fuentes de generación eléctrica que aprovechan la energía del viento, presentado en cinco capítulos, planteados de forma secuencial según el avance de los objetivos del proyecto. El Capítulo I abarca desde el planteamiento del problema hasta los objetivos de la investigación. En el Capítulo II se establece el marco referencial teórico e histórico esencial para la comprensión de los aspectos más importantes de la generación eólica, así como también, los

antecedentes que fundamentan los estudios previos realizados tanto en Venezuela como a nivel internacional.

El Capítulo III comprende el marco metodológico del proyecto, donde se señala el tipo de investigación, las técnicas de análisis de los datos y los procedimientos utilizados para elaborar la herramienta computacional que permite la obtención de la respuesta del sistema ante la incursión de una fuente de generación de tipo eólica. En el Capítulo IV se exponen los resultados de las actividades planteadas en la metodología, referidas al análisis estadístico de los datos de velocidad de viento de la zona bajo estudio, el desarrollo del simulador de escenarios de generación eólica y la rutina que permite la ejecución de flujo de carga en el software PSS/E, considerando múltiples valores de producción de potencia proveniente de las fuentes que aprovechan la energía del viento.

En el Capítulo V se establece el análisis de los resultados obtenidos mediante la aplicación de la metodología desarrollada, destacando las condiciones del sistema bajo estudio, previas a la inclusión de los parques de generación eólica, el estudio de incidencia de vientos dentro de un mismo emplazamiento y finalmente se reflejan las ampliaciones del sistema de transmisión y subtransmisión necesarias para la inclusión de la generación eólica.



# CAPÍTULO I

## 1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 1.1.1.- Contextualización de la Temática

En el ámbito mundial se está tomando conciencia de los efectos ambientales directos de la quema de combustibles fósiles, particularmente por sus consecuencias sobre la contaminación del aire. Una serie de efectos ambientales adicionales se producen por la implementación de distintos combustibles para generar electricidad, entre los que figuran los peligros derivados de la exploración y explotación de combustibles fósiles, la contaminación causada por los derrames accidentales de petróleo y los riesgos para la salud asociados a la radiación [1]. Buena parte del ímpetu con que se extiende la energía eólica a nivel mundial, se explica por la urgente necesidad de combatir el cambio climático global.

El mercado global de la energía eólica, se ha ido expandiendo más rápido que ninguna de las otras fuentes de energía renovable. Si en 1995 el mundo tenía apenas instalados 4800 MW, en diez años esa cifra se ha multiplicado por doce, superando a fines del 2005 los 59000 MW según los datos del Consejo Mundial de Energía Eólica publicados en el 2006. [1]

Pese al auge sostenido experimentado por la energía eólica, existen algunas consideraciones referidas a la disponibilidad del recurso del viento, por las que en algunos casos es considerada de poca fiabilidad, puesto que es una energía cuya fuente primaria es de naturaleza aleatoria. Respecto a este tema diversos investigadores han estudiado el comportamiento de los sistemas eléctricos ante la inclusión de fuentes de generación provenientes del viento, a la vez que han

formulando metodologías para llevar a cabo simulaciones que describan el comportamiento del recurso eólico haciendo uso de herramientas computacionales.

### **1.1.2.- Formulación y delimitación del problema**

La operación de los sistemas eléctricos de potencia siempre ha tenido que manejar variaciones repentinas causadas por la salida tanto de centrales eléctricas, como de líneas de transmisión y los procedimientos llevados a cabo en esos casos pueden aplicarse a las variaciones de potencia producto de la operación de parques eólicos [1]. En particular, la energía provista por el viento es altamente probabilística y sigue la naturaleza aleatoria de las condiciones atmosféricas, el problema por lo tanto, no es la variabilidad del recurso eólico en sí mismo, sino *¿Cómo puede modelarse la intermitencia del viento y al mismo tiempo qué herramientas utilizar para simular la respuesta del sistema eléctrico ante dichas fluctuaciones?*

En este orden de ideas, la presente investigación pretende dar respuesta a la pregunta planteada mediante el desarrollo y aplicación de una metodología de análisis, que permita obtener el comportamiento de los sistemas eléctricos ante la inclusión de generación de origen eólico haciendo uso de simulaciones computacionales. Para ello se realizó una recopilación de los trabajos de investigación que se han formulado en esta área de estudio, con el propósito de establecer un marco teórico referencial de las metodologías utilizadas para modelar el comportamiento aleatorio del viento, y su incidencia en el desempeño del sistema.

Así mismo, se desarrolló una herramienta de simulación de escenarios de generación eólica (SEGE) basada en el método Montecarlo, fundamentada en la data de mediciones de viento proveniente del Inventario Eólico Nacional, específicamente de la Estación Meteorológica del Aeropuerto Internacional del Caribe Santiago Mariño ubicada en la Isla de Margarita.

La investigación abarca también la programación de una rutina en lenguaje FORTRAN que permitió la realización de análisis de flujo de carga iterativo utilizando la herramienta computacional PSS/E (Power System Simulator for Engineering) considerando múltiples escenarios de generación proveniente del viento. Para la evaluación de la rutina se modeló el sistema eléctrico de la Isla de Margarita.

Por último, se desarrolló un programa que permite el análisis de los resultados, mediante la importación de datos provenientes del programa PSS/E de cada elemento del sistema bajo estudio y la elaboración automática de histogramas que representan el comportamiento del mismo.

## **1.2.- JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

Históricamente, la energía eólica ha sido aprovechada a través de su transformación en energía mecánica (molinos, bombeo, etc.), pero su uso en la generación de energía eléctrica es reciente, existiendo aplicaciones a mayor escala desde mediados de la década de los 70 en respuesta a la crisis de petróleo y a los impactos ambientales derivados del uso de combustibles fósiles. En particular, la energía eólica se ha constituido como la fuente de energía renovable no convencional de mayor desarrollo en el mundo en los últimos 10 años [2].

La situación actual a nivel mundial referida a costos de combustible, disponibilidad de nuevas tecnologías eólicas y regulaciones sobre emisiones de gases, hacen que la generación eólica deba ser considerada como alternativa al abastecimiento de sistemas en los cuales se disponga de alto potencial de aprovechamiento del recurso del viento, como lo es el caso de la Isla de Margarita. La instalación de generación eólica en el estado Nueva Esparta, ha sido considerada en el contexto de otras alternativas de suministro con miras a atender la situación deficitaria que confronta esa importante zona del país, cuyo sistema eléctrico se

alimenta a través de la planta de generación “Luisa Cáceres de Arismendi” y una conexión con tierra firme conformada por un cable submarino a nivel de 115 kV, el cual ha sido rebasado por el crecimiento de la demanda y la obsolescencia que presenta este sistema de transmisión bajo agua [3].

Teniendo en cuenta la aleatoriedad del recurso del viento, es necesario desarrollar y evaluar herramientas que permitan caracterizar la respuesta de sistemas eléctricos de potencia considerando la existencia de este tipo de parques de generación.

En el presente trabajo de investigación, se desarrolló una metodología basada en herramientas computacionales que permite el análisis de la respuesta de sistemas eléctricos de potencia, considerando la naturaleza probabilística de las fuentes de generación eólica. Para la validación de los resultados obtenidos mediante la aplicación de la herramienta, se modeló el caso específico del sistema eléctrico de la Isla de Margarita, donde se simuló la implementación de dos parques de generación eólica interconectados al sistema.

A continuación se plantea el objetivo general y los objetivos específicos de esta investigación.

### **1.3.- OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar una herramienta computacional que permita la aplicación de técnicas probabilísticas al análisis de flujo de carga considerando generación distribuida de origen eólico, basada en simulaciones de Montecarlo.

#### **1.4.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Caracterizar el recurso eólico en la Isla de Margarita mediante una descripción estadística de las velocidades de viento (Distribución de Weibull).
- Desarrollar un programa basado en el método Montecarlo para la representación probabilística de la potencia disponible en parques eólicos.
- Aplicar la metodología desarrollada a un caso práctico: Isla de Margarita.
- Simular el sistema eléctrico de la Isla de Margarita utilizando el programa de flujo de carga PSS/E.
- Identificar las adecuaciones y ampliaciones del sistema para una propuesta de parques eólicos en la Isla.

## **CAPÍTULO II**

### **2.1.- MARCO TEÓRICO REFERENCIAL**

A continuación se presenta un compendio de información documental que sirve de base para el presente trabajo de investigación. En primer lugar se trata lo relativo al desarrollo de la generación eólica, abarcando su evolución histórica, situación actual y las perspectivas a futuro en el ámbito mundial, así como también la incursión de la empresa CVG EDELCA en la generación de electricidad de origen alterno no convencional. Posteriormente se establecen los antecedentes de la investigación y las bases teóricas inherentes al principio de aprovechamiento de la energía proveniente del viento con fines de generación de energía eléctrica.

#### **2.1.1.- Desarrollo histórico de la generación eólica**

La historia del aprovechamiento de la energía eólica se remonta al año 3500 A.C., cuando los sumerios armaron las primeras embarcaciones de vela. Después, los griegos construyeron máquinas que funcionaban con el viento [2]. Han pasado más de 5000 años y el viento sigue siendo utilizado como fuente de energía, sin embargo son las formas de utilización y la tecnología aplicada las que han ido cambiando a lo largo del tiempo.

Una aplicación familiar, cuya imagen aparece inmediatamente, son los molinos de viento. Su introducción en la historia data de las épocas más remotas de la humanidad y la primera noticia que se tiene se refiere al molino de Heron de Alejandría construido en el siglo II A.C. para proporcionar aire a su órgano [2].

La energía eólica ha sido empleada desde hace siglos para aplicaciones diversas que van desde el transporte marítimo y aplicaciones agrícolas (bombeo de agua, molienda de grano) hasta la generación de energía eléctrica a gran escala.

Es a partir de los siglos XII y XIII cuando empieza a generalizarse el uso de los molinos de viento para la elevación de agua y la molienda de grano. Toda esta clase de molinos se mantendrán hasta bien entrado el siglo XIX. El desarrollo de los molinos de viento se interrumpe con la revolución industrial y la utilización masiva de vapor, la electricidad y los combustibles fósiles como fuentes de energía motriz.

Con el advenimiento de las guerras mundiales y como consecuencia de los progresos técnicos de las hélices de aviación, fueron apareciendo proyectos a nivel mundial dirigidos al desarrollo de grandes aerogeneradores de dos o tres palas (en la actualidad predominan las turbinas tripalas) [2]. Los aerogeneradores están situados en lo alto de una torre troncocónica de acero, como se muestra en la figura 1.



**Figura 1.- Aerogenerador tripala moderno.**

Fuente: Sitio Web <http://www.windpower.com/>

El primer aerogenerador de eje horizontal fue construido en Francia, en 1929. La compañía electromecánica construyó e instaló en Bourget, un aerogenerador de dos palas de 20 metros de diámetro, pero fue destruido a causa de una violenta tormenta [2].

En 1941 los estadounidenses y más concretamente la NASA construyó un bipala de 53 metros de diámetro, previsto para una potencia máxima de 1250 kW que se instaló en Vermont, en el noreste de EEUU.

En Alemania se construyó entre 1955 y 1957 un aerogenerador de dos palas de 34 metros de diámetro, instalado cerca de la ciudad de Stuttgart. Por su lado Dinamarca construyó en 1957 el “Gedser Mill”, hélice de tres palas de 24 metros de diámetro que producía 200kW con una velocidad de viento en el eje de la máquina de 15 m/s [2].

Otra modalidad de aerogeneradores son los de eje vertical que tienen la ventaja de adaptarse a cualquier dirección de viento; en su forma más moderna derivan todos ellos del inventado en 1925 por el ingeniero Francés Darrieus, patentado en Estados Unidos, y cuyo modelo fundamental se observa en la figura 2.



**Figura 2.- Aerogenerador de eje vertical**

Fuente: Sitio Web <http://www.windpower.com/>



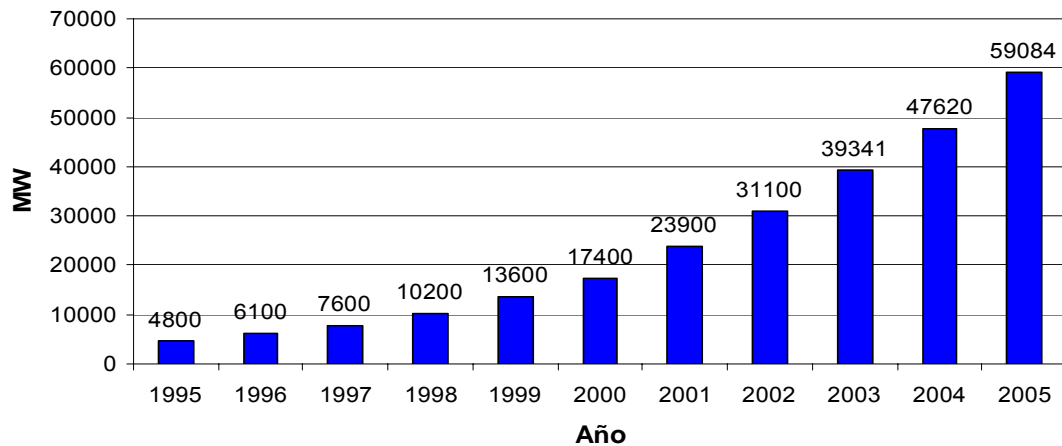
En general, desde principios de la década de los 30 del siglo XX se fueron desarrollando diversos programas a nivel mundial dirigidos a la implementación de generadores eólicos, pero en los años 70, coincidiendo con la primera crisis del petróleo, se inicia una nueva etapa en el aprovechamiento de la energía del viento. En aquel momento se estimaba, que esta energía renovable podría, aparte de sus aplicaciones tradicionales, proporcionar kWh a las redes eléctricas a un precio igual o inferior al de las centrales térmicas. En el presente, dicha estimación se ha convertido en una realidad con la puesta en servicio de grandes aerogeneradores que producen potencias eléctricas comprendidas entre 2 y 5 MW [2].

### **2.1.2.- La energía eólica en el mundo, situación actual y perspectivas a futuro**

En el curso de la última década, el mercado global de la energía eólica se ha ido expandiendo más rápido, que ninguna de las otras fuentes de energía renovable. Desde el año 2000 la capacidad instalada acumulada ha crecido en promedio un 28% anual. Se ha creado una industria sólida que de acuerdo a las estimaciones emplea 150.000 personas alrededor del mundo.

Tal ha sido el éxito de esta industria, que está atrayendo a un número creciente de inversionistas, tanto del campo financiero convencional, como de sectores ligados a las energías tradicionales. En varios países, la proporción de electricidad generada por la energía eólica, está desafiando a los combustibles convencionales. “Actualmente en Dinamarca el 20 % de la electricidad del país, es proporcionada por el viento. En el norte de Alemania, la energía eólica puede contribuir en el 35 % del abastecimiento. En España, esta contribución ha alcanzado al 8 % y está previsto que llegue hasta el 15 % a fines de la década”. [1]

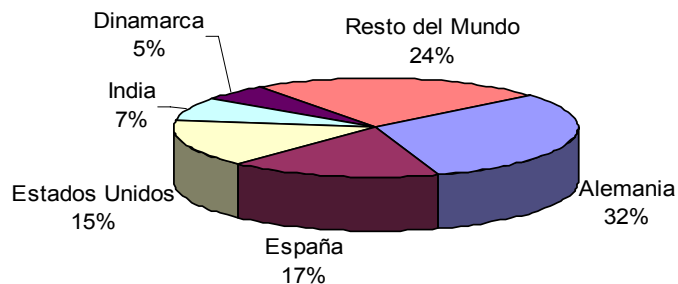
El gráfico 1 refleja el total de generación eólica instalada acumulada a nivel mundial para el período 1995-2005.



**Gráfico 1.- Capacidad Eólica Instalada Acumulada Global 1995-2005**

Fuente: Diseño Propio. Datos tomados del informe Perspectivas globales de la energía eólica, GWEC 2006

En el presente, la energía eólica ya está establecida como fuente de energía, en más de 50 países alrededor del mundo. Los países con la mayor capacidad instalada total son Alemania (18.428 MW), España (10.027 MW), los EE.UU. (9.149 MW), la India (4.430 MW) y Dinamarca (3.122 MW). Otros países como Italia, el Reino Unido, los Países Bajos, China, Japón y Portugal, ya han alcanzado el umbral de 1.000 MW. En el gráfico 2 se ilustra la distribución de la capacidad instalada por países hasta finales del año 2005.



**Gráfico 2.- Capacidad de generación eólica instalada por país al año 2005**

Fuente: Diseño Propio. Datos tomados del informe Perspectivas globales de la energía eólica, GWEC 2006

Como se ha observado, hasta ahora la industria de la energía eólica había centrado su mayor dinamismo en los países de la Unión Europea, pero esto ha empezado a cambiar; tanto Estados Unidos como Canadá, están experimentando una oleada de actividad y se van abriendo nuevos mercados en Asia y Suramérica. [1]

### **2.1.3.- C.V.G. EDELCA en el área de las energías renovables no convencionales**

Enmarcado en la necesidad mundial de explotar los recursos naturales renovables para el suministro de energía eléctrica no contaminante, la empresa CVG EDELCA ha iniciado estudios de prefactibilidad en la zona nororiental del país para determinar el potencial de los vientos en esta región.

Con el uso de las fuentes de energía alterna no convencionales, CVG EDELCA incursionaría en la exploración de nuevos sistemas de generación de bajo impacto ambiental, lo que permitirá ampliar la experiencia en este campo novedoso, al mismo tiempo que aportaría un beneficio directo al desarrollo sustentable de la nación. En este sentido, en las VI Jornadas Profesionales llevadas a cabo por CVG EDELCA en el año 2006, fue expuesta y publicada una investigación [3] que aborda la posible instalación de generación eólica en el sistema eléctrico de la Isla de Margarita, a la vez que se evalúa desde el punto de vista comparativo con otras alternativas de suministro con miras a atender la situación deficitaria que confronta esa importante zona del país.

Siguiendo el contexto de los estudios realizados previamente, relacionados a la respuesta de los sistemas de potencia ante la implementación de fuentes de generación que aprovechan la energía del viento, se presentan a continuación un compendio de las investigaciones consultadas que sustentan el desarrollo metodológico del presente trabajo de grado.

#### **2.1.4.- Antecedentes de la investigación**

La aplicación de técnicas probabilísticas al análisis de sistemas eléctricos que contienen generación distribuida de origen eólico es un tema estudiado en los países del mundo donde esta clase de generación alternativa no convencional ha tenido importante integración a la red. Sin embargo, debido a la escasa incursión experimentada por la tecnología de aerogeneración de electricidad en Venezuela, son pocos los estudios realizados en este campo, mas aún resulta innovador el tema del análisis probabilístico de la respuesta del sistema ante la inclusión de aerogeneradores.

Cabe destacar que la factibilidad de implementación de parques de generación eólica ha sido estudiada por algunos investigadores en Venezuela. Entre los antecedentes se tiene el trabajo realizado por Vivas [4] en la Universidad Central de Venezuela, donde elabora una metodología para el estudio de la posibilidad de instalar un sistema de generación eólica, partiendo de la evaluación del potencial del viento existente en el Municipio Cristóbal Rojas del Estado Miranda.

La investigación abarca cuatro grandes aspectos: técnico, económico, ambiental y legal. En este estudio se llega a la conclusión de que no es factible implementar un parque de generación eólica en el Municipio Cristóbal Rojas del Estado Miranda ya que la velocidad media anual del viento se encuentra en los límites inferiores de funcionamiento de los aerogeneradores y los períodos de calma superan el 50% de las mediciones realizadas; concluye además que la velocidad media anual del viento a partir de la cual se puede considerar la factibilidad técnica de un parque eólico es de unos 7,5 m/s.

En lo referido a los estudios de mediciones de velocidad de viento en Venezuela, el informe realizado por Chitty [5] bajo la supervisión del Ministerio de Energía y Minas, establece un compendio de datos estadísticos relacionados con mediciones de viento de la zona oriental de país.

Dicho estudio presenta información de mediciones de viento tomadas durante un año en intervalos de una hora; además expone un tratamiento estadístico de las variables características de los vientos de la región oriental referidas a velocidades medias de viento, velocidades máximas registradas y desviación estándar de las mediciones.

Así mismo, la empresa CVG EDELCA, a través del Centro de Investigaciones Aplicadas (CIAP), inició en el 2006 un proyecto de factibilidad técnica en la Isla de Coche ubicada en el Estado Nueva Esparta, en el cual se llevó a cabo la instalación y puesta en funcionamiento de dos (2) estaciones climatológicas que permitirán evaluar el potencial eólico (medición de velocidad y dirección del viento) en la zona insular y norte costera de Venezuela.

Los avances de este proyecto fueron publicados en la revista CVG EDELCA [6], donde resalta la distribución estratégica realizada por el estado venezolano en la cual se asigna la explotación de las fuentes renovables de energía alterna no convencional existentes en el país con fines de generación de electricidad, a las principales empresas del sector energético que hacen vida en el territorio nacional, como lo son ENELVEN por la región occidente, CADAFE por la zona central y a CVG EDELCA la zona nororiental.

A nivel internacional ha sido considerable el desarrollo en esta área de investigación, sin embargo la mayor parte de los estudios relacionados con el tema de la aleatoriedad del viento y su repercusión en el sistema han estado dirigidos al área de confiabilidad, como en el caso del estudio realizado por Karki, Hu y Billinton [7], donde mencionan que la necesidad de desarrollar herramientas para la evaluación de beneficios de agregar turbinas de viento a sistemas eléctricos de potencia con generación de tipo convencional, ha ido incrementándose proporcionalmente con la extensa implementación de parques eólicos en los últimos años a nivel mundial.

En este estudio los investigadores establecen un modelo que refleja apropiadamente la característica de generación fluctuante de un parque eólico donde la turbina de viento está representada como una unidad de generación de múltiples estados, obtenida usando el modelo de velocidad de viento (relacionado con las mediciones hechas en la región del emplazamiento) y la curva de potencia del aerogenerador.

Por otro lado, indican que el modelo de generación de potencia total para un parque eólico puede ser obtenido por la sumatoria de los niveles de potencia generada individualmente, correspondiente a la evaluación del modelo de velocidad de viento en cada máquina.

Esta investigación resalta que los beneficios provenientes de la instalación de generación de tipo eólico están determinados por el régimen de viento predominante en el sitio del emplazamiento, en consecuencia es muy importante obtener un modelo de simulación de viento adecuado y aplicar las técnicas apropiadas para desarrollar un modelo de generación de potencia del parque eólico que pueda ser utilizado en el análisis de la respuesta del sistema eléctrico.

Por otro lado, Billinton y Bai [8], presentan datos muy importantes relacionados con la independencia de la incidencia de vientos en los emplazamientos eólicos y su repercusión en el desempeño del sistema.

Billinton y Bai, destacan que una turbina eólica no produce potencia eléctrica en ausencia de viento, y bajo esa circunstancia no realizan una contribución al sistema de potencia. Este estado de no generación tiene asociada una probabilidad de ocurrencia; sin embargo, la probabilidad de que no exista viento suficiente de manera simultánea en dos sitios es mucho menor, por tanto, ubicar las turbinas

eólicas en sitios de viento independiente, puede ser de considerable beneficio en el mejoramiento del desempeño del sistema eléctrico.

De igual forma en Grecia, Hatziaargyriou, Karakatsanis y Papadopoulos [9] llevaron a cabo una investigación en la que plantean que la integración de un alto porcentaje de sistemas de generación que aprovechan la energía del viento a nivel mundial, ha motivado la realización de un importante número de investigaciones respecto a los efectos de las turbinas de viento en la operación en estado estacionario del sistema.

Establecen que muchos de esos estudios se realizaron usando modelos deterministas para la producción de energía del viento, dejando a un lado la incertidumbre en la disponibilidad del recurso eólico; por tanto establecen que llevar a cabo un análisis probabilístico de los efectos en estado estacionario de la operación de turbinas de viento en el funcionamiento de la red genera un cuadro mas completo de las repercusiones de este tipo de fuentes de energía en el sistema.

Por su parte Feijóo, Cidrás y Dornelas [10], realizaron un estudio donde proponen dos métodos para evaluar el impacto de múltiples emplazamientos eólicos en sistemas eléctricos de potencia, basados en simulaciones de velocidad aleatorias incidentes en cada parque, tomando en cuenta las mediciones del valor medio de velocidad.

Los métodos propuestos en dicho estudio consisten en una simulación simultánea de las distribuciones de velocidad de viento en las localidades donde se piensa instalar un parque de generación eólica, tomando en cuenta las probabilidades de ocurrencia de viento. Para la simulación de los valores utilizan la premisa de la función de densidad de probabilidades Weibull. Así mismo, establecen que la velocidad de viento simulada es considerada como la misma para todas las máquinas

de un parque eólico, sin tomar en cuenta la influencia de un aerogenerador en otro ubicado detrás del primero.

Los investigadores concluyen que conociendo los valores de velocidad media de viento de varios emplazamientos eólicos, es posible llevar a cabo simulaciones probabilísticas, obteniendo como resultado combinaciones de velocidad de viento para todos los posibles parques eólicos con errores de aproximación muy pequeños.

En el contexto de los trabajos mencionados anteriormente, está fundamentado el desarrollo del presente proyecto, haciendo uso de las metodologías propuestas y algunas de las hipótesis formuladas por los investigadores citados en el marco referencial.



## **2.1.5.- Fundamentos teóricos de la generación eólica**

### **2.1.5.1.- Principios de aprovechamiento del viento**

El viento representa una forma indirecta de la energía proveniente del sol, así como del movimiento rotacional de la tierra. El calentamiento no uniforme de la superficie terrestre, así como la desigual característica térmica de las masas terrestres y acuáticas del planeta en conjunto con el movimiento rotacional, crea el movimiento de masas de aire que conocemos como viento, los cuales circulan alrededor de la superficie terrestre siguiendo un patrón global de circulación.

Para efectos de la cuantificación energética de los vientos interesan tres características primordiales, éstas son: la velocidad y dirección del viento, las características topográficas del área donde soplan los vientos y la densidad del aire. La velocidad del viento es el parámetro de mayor relevancia, pues la potencia eólica es una variable proporcional al cubo de la velocidad del viento como se establece en la ecuación de la potencia debida a la energía del aire en movimiento [2].

$$P = \frac{1}{2} \rho * A * V^3 \quad (1)$$

donde  $\rho$  es la densidad volumétrica del aire ( $\text{kg/m}^3$ ),  $V$  es la velocidad del viento ( $\text{m/s}$ ) y  $A$  es el área barrida por el rotor del aerogenerador ( $\text{m}^2$ ).

Por otra parte la morfología de la región marca la diferencia fundamental entre la potencialidad de aprovechamiento energético de los distintos lugares dentro de una misma geografía. Las características geográficas de los emplazamientos potenciales afectan los patrones diferenciadores tales como: la intensidad del viento, la velocidad de las corrientes, la variabilidad diurna de los vientos y el nivel de turbulencia entre otros.

Debido a que la energía eólica es producto de la radiación solar y del movimiento de rotación de la tierra, el patrón de vientos tendrá un comportamiento que reflejará las variaciones de temperatura durante el transcurso del día. Para mediciones que correspondan a períodos de tiempo mayores, los niveles de variación de las velocidades del viento seguirán un patrón denominado el patrón global de circulación, el cual se repite todos los años con algunas pequeñas variaciones o desviaciones.

### **2.1.5.2.- Modelación estadística de las velocidades de viento**

La velocidad de viento cambia continuamente y por eso para obtener estimaciones significativas a largo plazo se utilizan métodos estadísticos.

La función de densidad de probabilidad Weibull ha sido ampliamente utilizada en el campo de la ingeniería para describir las variaciones de la velocidad de viento [11]. La ecuación 2 describe el modelo:

$$f(v) = \frac{\alpha}{\beta} \left[ \frac{v}{\beta} \right]^{\alpha-1} * e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} \quad (2)$$

donde “v” representa la velocidad de viento. Esta distribución contiene dos parámetros característicos denominados factor de forma “α” y factor de escala “β”, que la convierten en una función versátil puesto que exhibe varios perfiles que dependen de los valores de cada parámetro.

#### **2.1.5.2.1.- Estimación de parámetros de la función Weibull**

De acuerdo con la información proveniente de las mediciones en campo de las velocidades de viento, se obtienen los parámetros representativos de la función de densidad de probabilidad Weibull a partir de la velocidad promedio del viento definida como la media aritmética de las mediciones realizadas, como se describe en la ecuación 3.

$$\bar{V} = \left( \frac{1}{N} * \sum_{i=1}^N v_i \right) \quad (3)$$

donde  $N$  es el número total de mediciones realizadas, y  $V_i$  la medición de velocidad de viento realizada.

A partir de este dato de velocidad promedio se conoce la desviación estándar de las mediciones realizadas, definida como sigue:

$$\sigma = \frac{1}{N} * \left( \sqrt{\sum_{i=1}^N (v_i - \bar{V})^2} \right) \quad (4)$$

Una vez obtenido el valor de velocidad promedio del viento y la desviación estándar, se utilizan las siguientes relaciones:

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} v f(v) dv = \beta * \Gamma\left(1 + \frac{1}{\alpha}\right) \quad (5)$$

$$\sigma^2 = \int_0^{\infty} (v - \bar{V})^2 f(v) dv = \beta^2 \left\{ \Gamma\left(1 + \frac{2}{\alpha}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{\alpha}\right) \right\} \quad (6)$$

donde “ $\Gamma$ ” es la función completa de Gamma.

Ambas ecuaciones pueden ser resueltas de manera simultánea para obtener el factor de forma “ $\alpha$ ” y el factor de escala “ $\beta$ ”; sin embargo resulta un proceso complejo, es por ello que para la obtención de estos parámetros algunos autores recomiendan la aproximación de Justus [12] definida por la ecuación 7.

$$\alpha = \left( \frac{\sigma}{\bar{V}} \right)^{-1.086} \quad (7)$$

A partir del cual se puede despejar el factor de escala “ $\beta$ ” de la ecuación 5.

#### **2.1.5.2.2.- Técnica probabilística de Simulación Montecarlo**

La simulación Montecarlo proporciona soluciones aproximadas a una variedad de problemas matemáticos realizando experimentos estadísticos de muestreo con la ayuda de una herramienta computacional. La importancia del método se basa en varios hechos, entre ellos, la existencia de problemas numéricos de muy difícil solución por métodos exclusivamente analíticos y el desarrollo de las aplicaciones computacionales, que permite que los experimentos no se tengan que realizar físicamente, sino mediante simulaciones de números pseudo-aleatorios.

En líneas generales, la simulación se puede definir como una técnica que imita el funcionamiento de un sistema del mundo real a medida que evoluciona en un periodo de tiempo. Existen dos tipos de modelos de simulación: estático y dinámico. Un modelo de simulación estática representa un sistema en determinado punto del tiempo; mientras que la simulación dinámica representa a un sistema cuando evoluciona en un determinado espacio temporal. Las simulaciones pueden ser deterministas o estocásticas. Una simulación determinista no contiene variables aleatorias, sin embargo la simulación estocástica contiene una o más variables aleatorias. Una variable aleatoria, es una función que asocia un número a cada punto del espacio muestral de un experimento [13].

La técnica de Montecarlo es una simulación de tipo estática, en la que se lleva a cabo la representación del comportamiento del sistema en un instante del tiempo, haciendo uso de generadores de variables pseudo-aleatorias con distribución de probabilidad conocida, para obtener muestras representativas de las mediciones del desempeño, con lo cual se analizan las características del sistema en ese estado y se calculan los índices probabilísticos de interés. Este proceso involucra simulaciones de tipo iterativa, usando en cada repetición valores específicos de las variables pseudo-aleatorias generadas en concordancia con la correspondiente función de distribución de probabilidad.

### **2.1.5.2.3.-Etapas del proceso de Simulación Montecarlo**

Según Anders [14] el proceso de simulación Montecarlo está descrito por tres etapas. Asumiendo que la función de distribución de probabilidades que define la variable aleatoria del fenómeno estudiado ha sido obtenida, como es el caso de la velocidad del viento y su representación mediante la distribución Weibull; el primer paso es la generación de números aleatorios provenientes de esta distribución. La siguiente etapa es de tipo determinista, en ella son resueltos los modelos matemáticos haciendo uso de los valores de la variable aleatoria generada previamente, para obtener las cantidades de interés, como el caso de la potencia generada por una turbina eólica a una determinada velocidad de viento. Finalmente, después de que las primeras dos etapas son llevadas a cabo un número de veces que garantice la precisión definida, se realiza un análisis estadístico de los resultados de la simulación.

La técnica de Montecarlo, es descrita como una aproximación aleatoria, debido a que durante el proceso de simulación no se obtiene información cronológica del sistema, a diferencia de la simulación secuencial, en la que el sistema bajo estudio es examinado en una sucesión cronológica real. La aproximación aleatoria es descrita en el caso de los sistemas de generación eólica, cuando se realiza la obtención de una muestra aleatoria de velocidad de viento, con el fin de definir la potencia generada por las turbinas en ese instante, y se analiza en estado estacionario su repercusión en el sistema.

## CAPÍTULO III

### 3.1.- MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se describe la metodología seguida en la presente investigación; abarca los siguientes puntos: tipo de investigación, técnicas de análisis y por último se describe el procedimiento llevado a cabo durante el desarrollo del Trabajo de Grado.

#### 3.1.1.- Tipo de Investigación

En lo que respecta al alcance del trabajo y a los objetivos planteados, puede considerarse a esta investigación de tipo exploratorio. Según Hernández, Fernández y Baptista [15], *“los estudios exploratorios tienen por objeto profundizar sobre un tópico desconocido, poco estudiado o novedoso, por lo general sirven para aumentar el grado de familiaridad con fenómenos relativamente desconocidos”* como es el caso de los estudios relacionados con la naturaleza aleatoria del viento y su repercusión en el comportamiento de sistemas eléctricos que contienen generación distribuida de origen eólico. Esta investigación desarrolló una metodología de análisis de la respuesta de sistemas de eléctricos de potencia considerando generación de electricidad a partir del recurso eólico, partiendo únicamente de la data de viento proveniente de una región y haciendo uso de la capacidad de programación en un software de análisis de flujo de carga como lo es el PSS/E, lo que le otorga una característica novedosa.

### 3.1.2.- Técnicas de Análisis

La presente investigación fue desarrollada con el siguiente procedimiento de análisis: selección de pruebas estadísticas a los datos disponibles, elaboración de programa para análisis de datos, compilación y corrida de programa, obtención e interpretación de análisis.

El análisis llevado a cabo puede resumirse en tres grandes etapas descritas según el esquema siguiente:

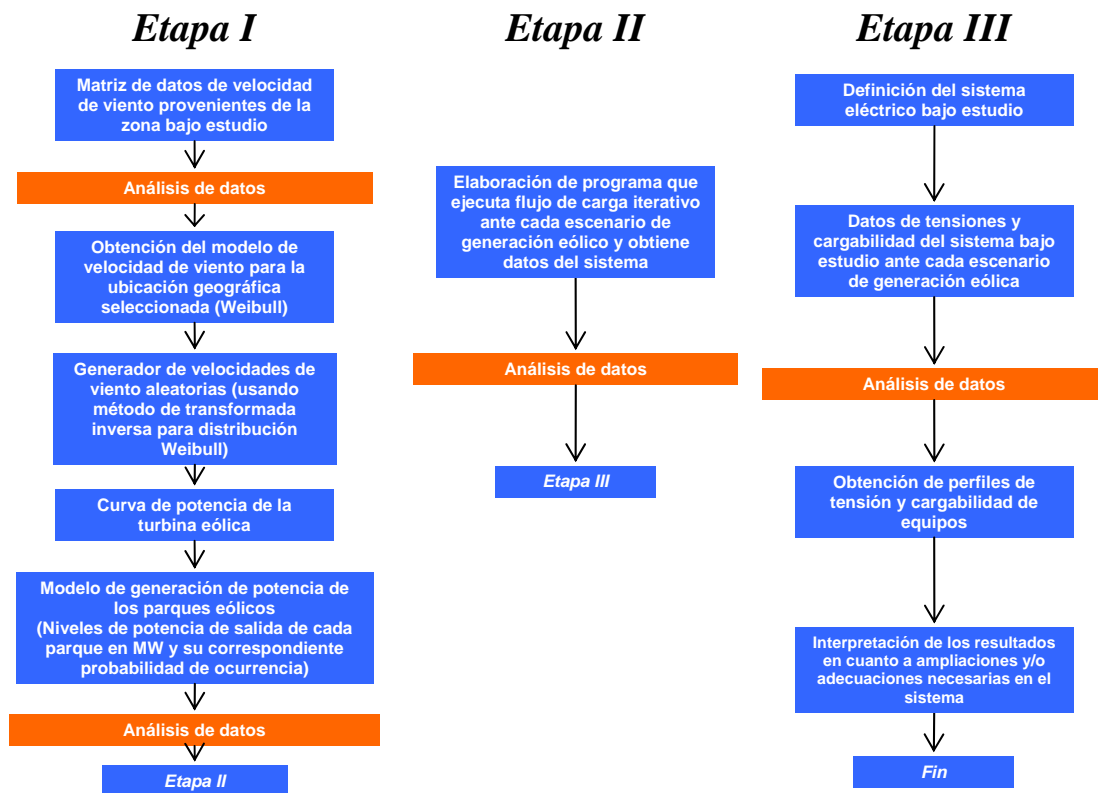


Figura 3.- Esquema de etapas de análisis llevadas a cabo durante la investigación  
Fuente: Diseño Propio.

En primer lugar se llevó a cabo un análisis descriptivo de la data meteorológica contenida en el estudio: *“Inventario Eólico Nacional de 1981”* [5], haciendo uso de las medidas descritas en el marco teórico referidas a la obtención de datos característicos como la velocidad promedio anual y la desviación estándar de las mediciones.

Luego, haciendo uso de la estadística descriptiva se aplicaron análisis de los datos de potencia eléctrica generada por las máquinas de los parques eólicos, con el fin de obtener la distribución de frecuencia que los representa. Dichas distribuciones fueron reflejadas en un histograma para cada parque eólico.

En lo que respecta a la segunda etapa del proyecto, inherente a la simulación del caso práctico, se analizaron los datos del sistema eléctrico de la Isla de Margarita para luego ser llevados al software de simulación.

En la última etapa del proyecto, para realizar el análisis de los resultados de tensiones y perfiles de cargabilidad se aplicaron de nuevo las técnicas de estadística descriptiva, como en el caso de la etapa I.

### **3.1.3.- Procedimiento**

Como se mencionó anteriormente, el estudio se llevó a cabo por etapas, es por ello que el procedimiento se describe estructurado de acuerdo con los pasos planteados.

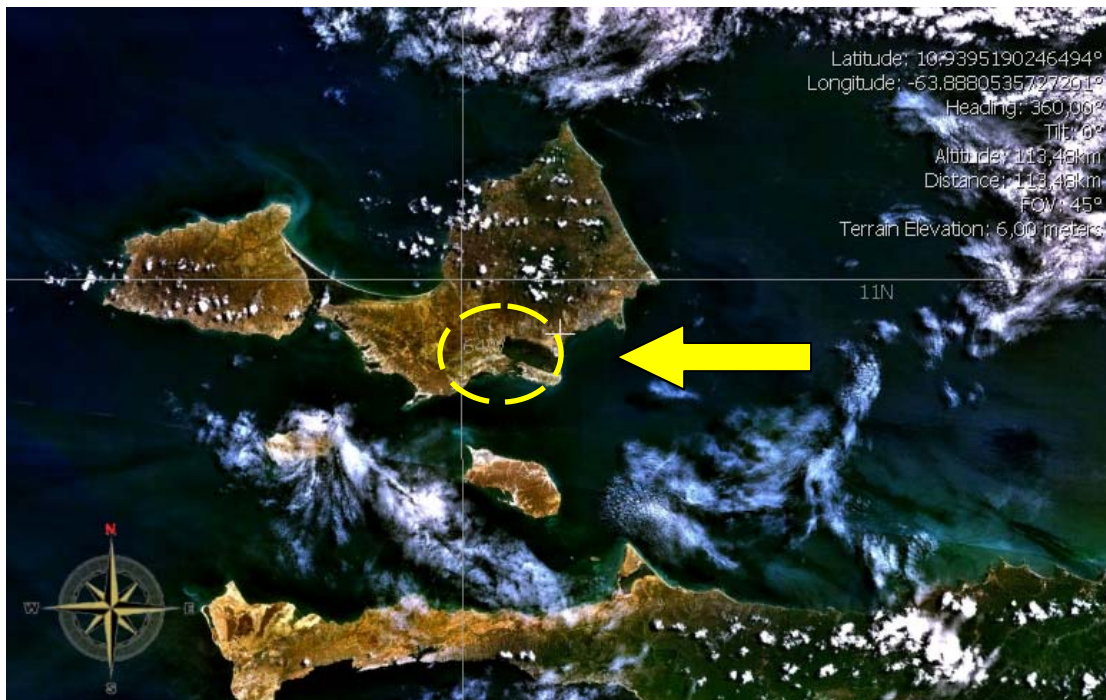
#### **3.1.3.1.- Etapa I – Desarrollo del Simulador de Escenarios de Generación Eólica**

La primera actividad llevada a cabo fue la revisión bibliográfica, que sirvió de sustento teórico y metodológico a la investigación. Paralelo a ello se procedió a diseñar el software en su primer bloque constitutivo.

La etapa I del proyecto se corresponde con la elaboración del software que permite obtener los escenarios de generación de potencia, que en lo sucesivo denominaremos “Simulador de Escenarios de Generación Eólica” (SEGE).



Para el diseño del SEGE, se utilizó el programa Microsoft Office Excel 2003, con el que mediante la implementación de funciones estadísticas y su herramienta de programación VBA (Visual Basic for Application) fue posible simular el comportamiento del viento, para la obtención de escenarios de generación de dos parques eólicos, con características que pueden ser definidas por el usuario. En primer lugar se introdujo una hoja de cálculo la data recopilada en la referencia [5], proveniente de la región nororiental, específicamente las mediciones de velocidad de viento realizadas en intervalos de una hora durante los 365 días del año 1981 en la Estación Meteorológica del Aeropuerto Internacional del Caribe Santiago Mariño ubicada en la Isla de Margarita, cuyas coordenadas son 10°57' de latitud Norte y 63°51' de longitud Oeste. El mapa 1, muestra la ubicación de dicha estación meteorológica.



**Mapa 1.- Ubicación de estación meteorológica Isla de Margarita**  
Fuente: Nasa World Wind V 1.3

Se registraron 8760 mediciones de velocidad de viento. Es importante destacar que la altura a la cual fueron hechas las mediciones fue de 10 metros.

Los generadores modernos de gran capacidad tienen turbinas cuyos ejes se elevan en más de 60 m sobre el nivel del terreno, es por ello que las mediciones realizadas debieron ser corregidas dado que el principio de rugosidad del terreno indica que a mayor altura del suelo la velocidad del viento se ve incrementada. Para este escalamiento se procedió a utilizar la fórmula de corrección por altura, descrita en el Anexo 1.

$$\frac{V_1}{V_2} = \left[ \frac{h_1}{h_2} \right]^\mu \quad (8)$$

donde “ $\mu$ ” es un parámetro que depende de la topografía del terreno y se le denomina coeficiente de rugosidad (0,14 a 0,8),  $V_1$  y  $V_2$  son las velocidades correspondientes a las alturas  $h_1$  y  $h_2$  respectivamente. Para la estimación del coeficiente de rugosidad se utilizó la siguiente escala descrita en la referencia [2]

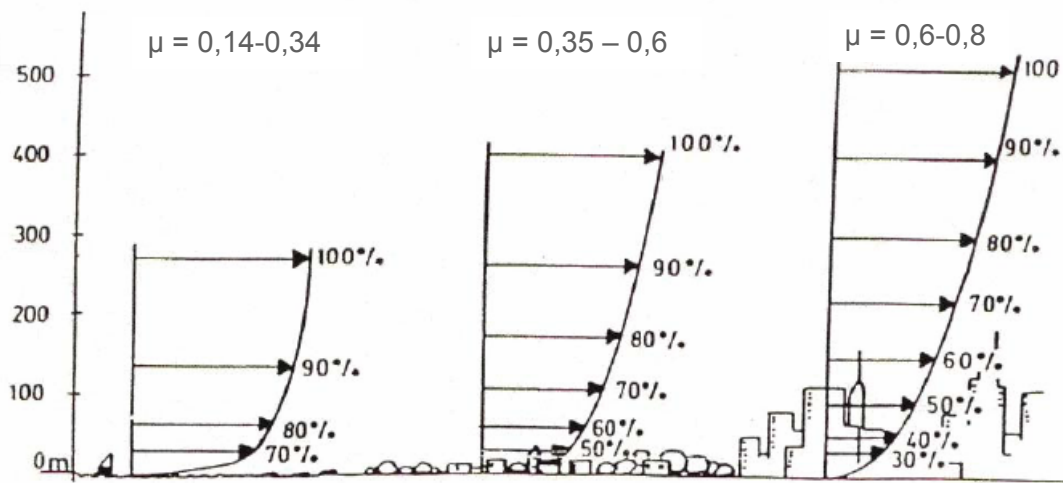


Figura 4.- Coeficiente de rugosidad en función de la topografía del terreno

“ $\mu$ ” = 0,14-0,34: Superficie del agua, terrenos abiertos con superficie lisa hasta terrenos agrícolas con pocas casas y setos circundantes de 8 metros de altura.

“ $\mu$ ” = 0,35-0,6: Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, hasta pueblos y ciudades pequeñas.

“ $\mu$ ” = 0,6-0,8: Terreno accidentado y muy desigual, presencia de edificios, hasta ciudades grandes con edificios altos y rascacielos.

El índice de rugosidad utilizado en este caso fue de 0,14; por tratarse de una zona costera con baja o nula afectación del terreno. Los datos fueron escalados a tres valores de altura (50, 55 y 60 metros). Dichos valores están en el rango típico de altura del buje de turbinas eólicas comerciales que generan entre 750 y 2000 kW.

A estos datos se les aplicó las técnicas de análisis referidas a datos característicos de velocidad de viento promedio anual y desviación estándar de las mediciones. Luego se procedió a la obtención de los parámetros de la función de densidad de probabilidad Weibull haciendo uso del proceso descrito en el apartado 2.1.5.2.1 “Estimación de parámetros Weibull” del marco teórico referencial.

Una vez obtenidos los parámetros de la función de distribución Weibull, fue posible elaborar un generador de velocidades de viento aleatorias, haciendo uso de la función “aleatorio” del programa Excel, en conjunto con la herramienta de la teoría de estadística denominado método de Transformada Inversa, con lo cual se pueden generar números pseudo-aleatorios que siguen determinadas funciones de densidad conocidas, partiendo de un número aleatorio con distribución uniforme. [16]

En el marco teórico referencial se establece que la función que describe la distribución Weibull es la representada por la ecuación 2:

$$f(v) = \frac{\alpha}{\beta} \left[ \frac{v}{\beta} \right]^{\alpha-1} * e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} \quad (2)$$

El método de la Transformada inversa plantea que:

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} = R \quad (9)$$

donde R es un número uniformemente distribuido en el intervalo [0,1]

Resolviendo  $F(R)^{-1}$ , se tiene el generador de números pseudo-aleatorios:

$$F(R)^{-1} = \beta \times [-\ln(1 - R)]^{1/\alpha} = V \quad (10)$$

donde “ $\alpha$ ” es el factor de forma, “ $\beta$ ” es el factor de escala y R es un número pseudo-aleatorio uniformemente distribuido en el intervalo [0,1].

Luego de obtener el generador de velocidades aleatorias de viento a partir de la distribución Weibull, se procedió a modelar las curvas de potencia de cuatro turbinas de viento comerciales de capacidad de generación de 750 kW, 1000 kW, 1500 kW y 2000 kW, caracterizadas por poseer control por paso de pala, o mejor conocido como “pitch stall” descrito en el anexo 1 de la investigación. Dado que la oferta del mercado de aerogeneradores a nivel mundial es extensa, se seleccionó esta muestra representativa de cuatro aerogeneradores para restringir el alcance de la investigación y ofrecer al futuro usuario la versatilidad de definir la característica de capacidad de generación de las máquinas que constituyen el emplazamiento.

Para ello fue necesaria la aplicación de aproximación a trozos de la curva de potencia haciendo uso de la herramienta “Agregar línea de tendencia” del Microsoft Office Excel 2003, puesto que la misma, tiene comportamiento lineal para algunas velocidades de viento, y en otros rangos de velocidad de viento posee comportamiento no lineal, descrito en algunos casos por ecuaciones de tercer orden.

Paralelamente, se modeló una matriz dinámica que refleja el principio de dispersión de viento dentro de un mismo parque eólico, es decir, afectación de valores de velocidad de viento distinto para cada máquina, hasta afectación de un solo valor de viento para todas las máquinas de un mismo parque eólico.

Luego, haciendo uso del lenguaje de programación VBA fue posible elaborar rutinas iterativas que permiten estructurar la segunda etapa del proceso de simulación Montecarlo, para la obtención de múltiples valores de generación de potencia en MW mediante la evaluación de valores de velocidad de viento aleatorios

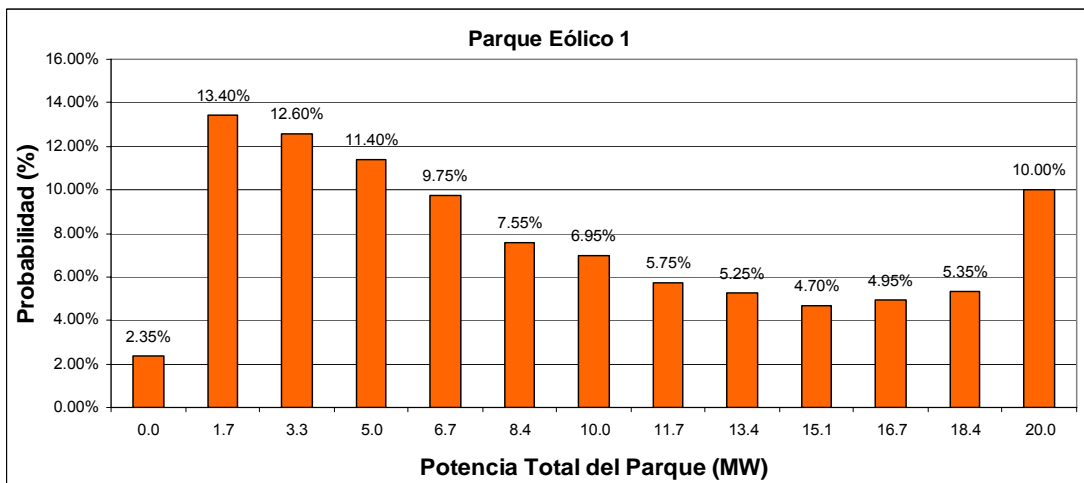
en dos parques de generación con características definidas previamente por el usuario (número de máquinas, potencia nominal, altura del buje del aerogenerador, incidencia de vientos).

En lo que respecta al análisis de datos de potencia obtenidos de la evaluación de las velocidades de viento aleatorias enmarcados en la tercera etapa de simulación Montecarlo, se verificó el coeficiente de variación de las muestras de acuerdo al criterio establecido por Billinton y Bai [8] según la expresión 11.

$$\frac{\sigma(P)}{\sqrt{N} \times E(P)} \leq 5\% \quad (11)$$

donde  $\sigma(P)$  es la desviación estándar de las muestras realizadas,  $N$  el número de iteraciones llevadas a cabo y  $E(P)$  el valor promedio de las muestras.

Con esta data de valores de generación (escenarios de generación) en MW se pudo obtener una matriz de datos (potencia activa, potencia reactiva, límites de generación) para ser utilizados por el programa de análisis de flujo de carga PSS/E. Finalmente se elaboró un histograma de los valores obtenidos para verificar si la data de salida en potencia podía asociarse a algún tipo de distribución probabilística.



**Gráfico 3.- Ejemplo histograma obtenido a partir de los escenarios de generación simulados para un parque eólico**

### **3.1.3.2.- Etapa II – Flujo de Carga Iterativo**

La segunda etapa de esta investigación estuvo dirigida a la elaboración del algoritmo del programa que ejecuta flujo de carga iterativo ante cada escenario de generación eólico y obtiene datos del sistema de potencia donde se implementaron los dos parques de generación eólica.

La fase de mayor importancia de la investigación se fundamenta en este algoritmo desarrollado en lenguaje FORTRAN para ser implementado en el software Power System Simulator for Engineering (PSS/E) versión 28 [17], el cual es un paquete de programas de Power Technologies Internacional (Siemens PTI), haciendo uso de su herramienta de programación IPLAN. En lo sucesivo se hace referencia a este programa bajo el nombre EOLICO.IPL.

EOLICO.IPL fue desarrollado por el autor de esta investigación, implementando rutinas concebidas de forma sencilla en sus primeras etapas, que luego fueron tomando mayor complejidad, hasta convertirse en una herramienta de simulación completa con la que es posible obtener datos importantes del sistema, y simular múltiples estados de operación.

En primera instancia, debieron desarrollarse rutinas que permitieran extraer datos de tensiones y carga de líneas y transformadores de todo el sistema, para ser almacenados en archivos de texto. Todo esto con el fin de obtener el perfil de tensiones y cargabilidad de equipos ante los múltiples escenarios de generación eólica.

Luego se desarrollaron las rutinas que llevan a cabo la lectura de los datos provenientes de la matriz de escenarios de generación eólica obtenida haciendo uso del SEGE. Dichos escenarios serían cargados en la data de los dos parques eólicos, para luego correr el flujo de carga en cada uno de ellos. En otras palabras, esta rutina

permite variar la generación de cada parque, a la vez que simula el flujo de carga en cada iteración.

Así mismo, fue desarrollada una rutina que generara como salida un archivo de datos contentivo de todas las líneas de un nivel de tensión especificado por el usuario, con el fin de llevar a cabo la contingencia de cada uno de estos elementos de manera automática, y bajo esa condición del sistema simular los múltiples escenarios de generación eólica. Por último, fueron añadidas las instrucciones de interacción con el usuario, y las rutinas de chequeo de convergencia de las corridas de flujo de carga.

### **3.1.3.3.- Etapa III – Caso Práctico**

La tercera etapa del proyecto se fundamentó en la modelación del sistema eléctrico del caso de estudio, selección de la ubicación geográfica de los dos emplazamientos eólicos y el análisis de los datos obtenidos del programa EOLICO.IPL

La primera actividad llevada a cabo en esta etapa, fue la consulta de las fuentes que podían suministrar la data del sistema eléctrico de la Isla de Margarita. Se recurrió en este caso al Departamento de Planificación de la empresa SENECA, el cual proporcionó un esquema unifilar detallado de todos los componentes que conforman el sistema eléctrico antes mencionado.

Teniendo la data del sistema, se procedió a obtener los modelos de cada componente que constituye el sistema eléctrico de Margarita, desde su nivel de tensión más alto 115 kV, hasta las barras de 13,8 kV. Para la modelación del sistema fue utilizado el programa PSS/E con el que es posible realizar estudios de flujo de carga en redes de transmisión tanto en estado estacionario como en régimen dinámico, cálculo de niveles de cortocircuito, simulación y análisis de fallas (balanceadas o desbalanceadas) y flujo de carga óptimo, entre otras aplicaciones. Así

mismo, el PSS/E cuenta con una gran variedad de instrumentos para el análisis de sistemas de transmisión, entre ellos, la capacidad de programar rutinas haciendo uso de una herramienta de programación denominada IPLAN.

Es importante destacar que el sistema fue simulado de forma independiente al resto del sistema eléctrico nacional, por lo que debió modelarse un intercambio fijo de potencia con tierra firme, limitado por las condiciones operativas actuales del cable submarino a 115 kV.

Este cable submarino fue puesto en servicio en el año 1979, y fue diseñado para un intercambio de 100 MW estimando una vida útil de 25 años. En los últimos años a estado restringido de 50 a 60 MW de intercambio con tierra firme, dado que ha sufrido múltiples fallas, especialmente en los empalmes de aterramiento.

En esta etapa también se definió la ubicación de los parques de generación eólica dentro del sistema eléctrico, para lo cual debió recurrirse a una matriz de evaluación de posibles emplazamientos [18], con el fin de otorgar una ponderación a las locaciones y seleccionar las dos ubicaciones con mejores características para el aprovechamiento de la energía eólica, con fines de generación de energía eléctrica.

El análisis de los posibles emplazamientos consideró las siguientes características, descritas en detalle en la tabla 1:

- Condicionantes Físicas: Exposición al recurso primario, topografía, áreas peligrosas, afectación por corredores de servicios, potenciales daños por inundaciones e incendios forestales.
- Condicionantes Ambientales: Afectación de áreas ambientalmente sensibles, zonas bajo régimen de administración especial.
- Condicionantes Sociales: Zonificación territorial, afectación de terrenos cercanos, zonas de patrimonio cultural y/o arqueológico, zonas de recreación.



**Tabla 1.- Matriz de evaluación para la selección de emplazamientos eólicos. [18]**

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE EMPLAZAMIENTOS EÓLICOS					
Área de Evaluación	Criterio	Descripción	Métrica	Ponderación	
				Area	Ponderacion
FISICAS	Exposición a Recurso Primario	Mide en forma relativa la importancia de la localización con respecto a la exposición y dirección del viento prevaleciente en la zona	1 menos expuesta , 5 mas expuesta	35%	30%
	Topografía	Mide en forma relativa las condiciones topográficas de la localización con respecto a pendiente del terreno, accidentes orográficos importantes, acceso.	1 topografía complicada, 5 topografía plana y de fácil acceso		25%
	Áreas Peligrosas	Mide en forma relativa las condiciones de peligro que circundan la zona	1 alta exposición o generación de peligros industriales o de seguridad, 5 baja exposición o generación de peligros industriales		10%
	Afectación por corredores de servicios	Mide en forma relativa el grado de afectación de la localización del desarrollo eólico a corredores de líneas de transmisión, gasductos, oleoductos, zonas de corredores aéreos	1 alta afectación 5 baja afectación		20%
	Potenciales daños debidos a inundaciones y/o incendios forestales	Mide en forma relativa el grado de exposición a daños debidos a inundaciones y/o incendios forestales	1 alta exposición 5 baja exposición		15%
AMBIENTALES	Afectación de áreas ambientalmente sensibles	Mide en forma relativa el grado de afectación de la localización del desarrollo eólico a especies de flora y fauna local, corredores de aves migratorias, zonas de desobe, etc.	1 alta afectación 5 baja afectación	35%	60%
	Zonas bajo régimen de administración especial o parques nacionales	Mide en forma relativa el grado de afectación de la localización del desarrollo eólico a áreas bajo régimen especial de administración que puedan complicar la permisología correspondiente	1 alta afectación 5 baja afectación		40%
SOCIALES	Zonificación territorial	Mide en forma relativa el grado de correspondencia de la explotación eólica con la zonificación local	1 baja correspondencia 5 alta correspondencia	30%	20%
	Afectación de terrenos cercanos	Mide en forma relativa el grado de afectación en el valor y uso de los terrenos circundantes la existencia del desarrollo eólico	1 alta afectación 5 baja afectación		20%
	Zonas de patrimonio cultural o arqueológico	Mide en forma relativa el riesgo de afectación a recursos y/o riquezas de orden cultural o arqueológico	1 alto riesgo 5 baja riesgo		30%
	Zonas de Recreación	Mide en forma relativa el riesgo de afectación a zonas de esparcimiento debido a uso del terreno o afectación visual o sonora	1 alto riesgo 5 baja riesgo		30%

Paralelamente al modelado de todos los componentes del sistema incluyendo las fuentes de generación eólica, y habiendo verificado la convergencia del análisis de flujo de carga, fueron creándose las rutinas del programa de flujo de carga iterativo para cada escenario de generación eólica.

La última parte de esta etapa estuvo dirigida a examinar los datos de salida del programa EOLICO.IPL, para lo cual el autor de la investigación desarrolló una

herramienta de análisis usando el software Microsoft Office Excel 2003, que permite manejar el gran volumen de muestras de tensiones y carga de todos los elementos del sistema eléctrico bajo estudio, provenientes de las simulaciones de flujo de carga considerando los múltiples escenarios de generación eólica. En lo sucesivo, se hace mención de esta herramienta bajo el nombre PERFILES.XLS.

En este caso se utilizaron las opciones de importación de datos y mediante la aplicación de múltiples rutinas realizadas en VBA fue posible crear ventanas de interacción con el usuario, que le permiten extraer los datos de cada elemento del sistema que desea estudiar, y obtener de forma automática, los histogramas representativos del perfil de tensión en el caso de las barras, y perfiles de cargabilidad en el caso de líneas y transformadores.

Se implementaron técnicas de análisis de datos para obtener los histogramas, así como los métodos de estadística descriptiva para conocer parámetros característicos importantes de los elementos estudiados.

Una vez desarrollada la herramienta de análisis fue posible evaluar los efectos de la implementación de los parques eólicos con el fin de identificar ampliaciones y/o adecuaciones en el sistema eléctrico de la Isla de Margarita.

### 3.1.3.4.- Metodología de análisis del caso práctico

La herramienta de simulación desarrollada durante las tres etapas descritas anteriormente, permite llevar a cabo el análisis del sistema eléctrico bajo estudio ante la inclusión de parques eólicos. El análisis de la respuesta del sistema, abarca varias etapas contempladas en la siguiente metodología general:

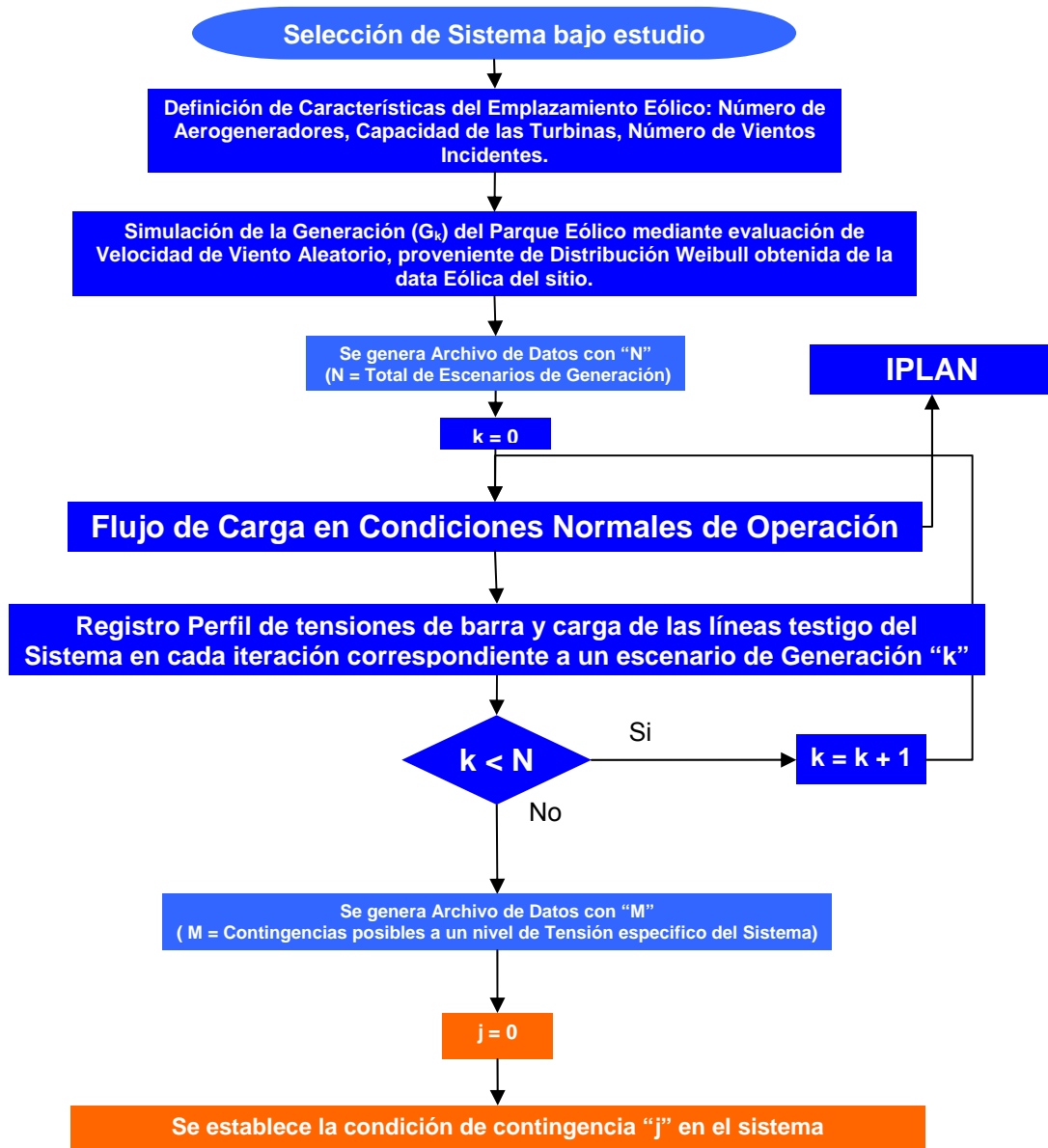


Figura 5.- Flujograma de la herramienta de análisis de sistemas con generación eólica

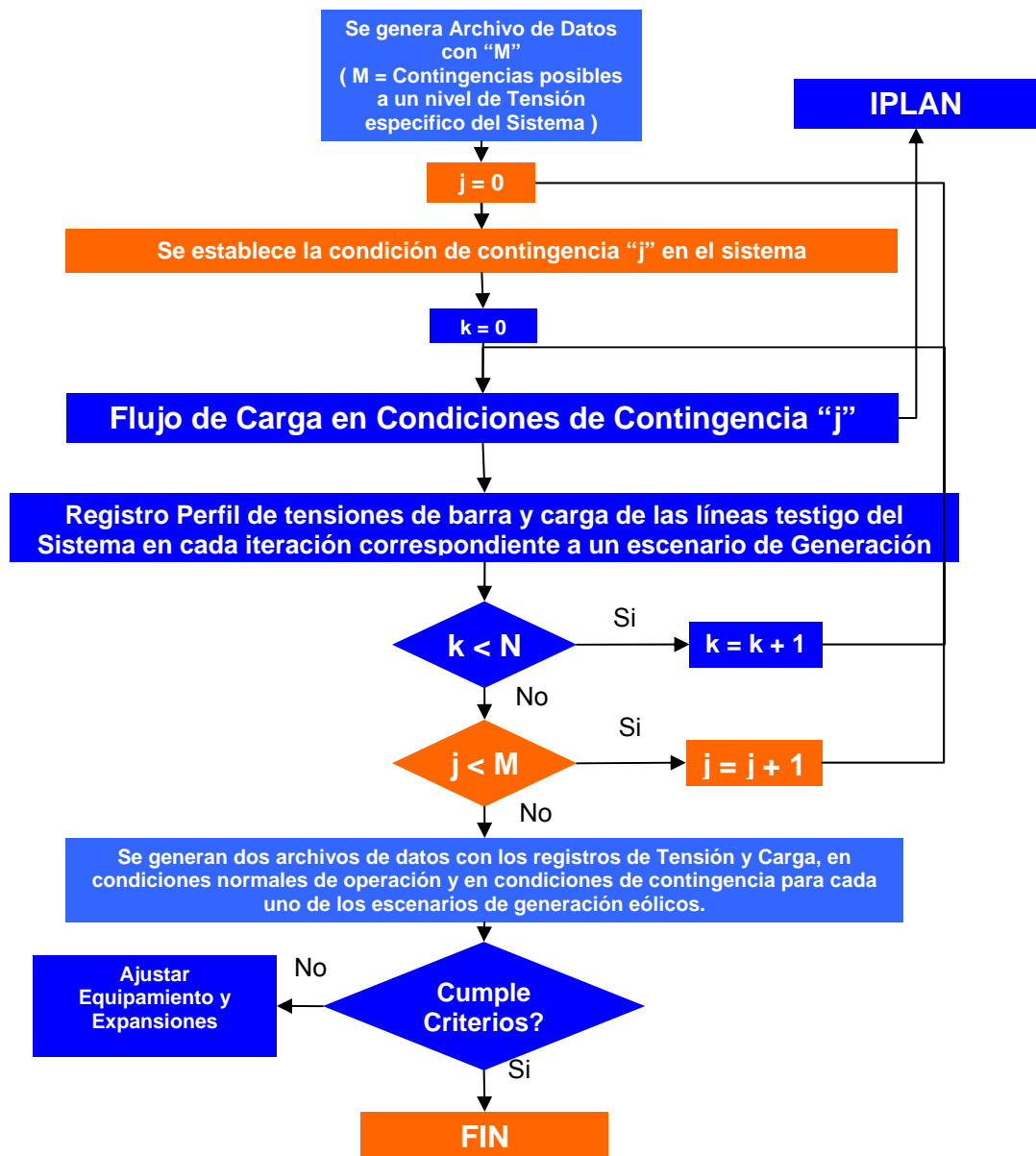


Figura 6.- Flujograma de la herramienta de análisis de sistemas con generación eólica.  
Continuación

1. *Definición de características de los emplazamientos eólicos:* Haciendo uso de la herramienta SEGE se definen las características de los dos emplazamientos eólicos referidas al número de máquinas que lo constituyen, velocidades de viento dentro de un mismo parque (dispersión del viento), potencia nominal de cada aerogenerador y altura del buje del aerogenerador.

2. ***Simulación de los escenarios de generación:*** A continuación se simulan los múltiples escenarios de generación provenientes de la evaluación de velocidades de viento aleatorias, en la curva de potencia del aerogenerador seleccionado. Previamente se define la data de viento proveniente de la zona bajo estudio.
  
3. ***Selección del sistema bajo estudio:*** Se modela el sistema eléctrico en el software de Flujo de Carga PSS/E, con la formulación del caso base contentivo de los principales elementos del sistema y la inclusión de los parques eólicos (máximo dos, por restricciones del programa de simulación de escenarios de generación). Cada parque de generación eólica está modelado como una única máquina equivalente (independientemente del número de máquinas que lo constituyan en la realidad), y acopladas a dos barras del sistema bajo estudio. El usuario define el esquema de conexión al sistema.
  
4. ***Simulación de flujo de carga para cada escenario:*** Ejecuta el programa desarrollado EOLICO.IPL (herramienta del PSS/E) para la simulación de flujo de carga para cada uno de los escenarios de generación obtenidos tanto en condiciones normales de operación, como para condiciones de contingencia (cuyo nivel de tensión es definido por el usuario).
  
5. ***Análisis de la respuesta del sistema:*** Una vez ejecutado el programa en EOLICO.IPL, quedan guardados los archivos contentivos de los perfiles de tensión y cargabilidad de líneas y transformadores, dichos archivos son llamados por herramienta PERFILES.XLS para realizar su análisis, y obtiene los gráficos que describen el comportamiento del sistema.
  
6. ***Ajustar equipamiento del sistema:*** Identificar los elementos del sistema que presentan problemas de cargabilidad y se realizan las ampliaciones requeridas a nivel

de transmisión (Normalización de S/E, aumento de capacidad de transformación, líneas nuevas, cambio de conductor).

7. ***Simulación de flujo de carga:*** Una vez realizados los ajustes del sistema, se ejecuta el programa EOLICO.IPL para la simulación de flujo de carga considerando cada uno de los escenarios de generación obtenidos tanto en condiciones normales de operación, como para condiciones de contingencia generada de forma automática por el programa a un nivel de tensión definido por el usuario.

8. ***Adecuaciones del sistema:*** Identificación de barras del sistema con tensiones fuera de criterio y se añade compensación requerida para mejorar el perfil de tensiones.

9. ***Simulación de flujo de carga:*** Una vez realizados las adecuaciones del sistema, se ejecuta el programa desarrollado EOLICO.IPL para la simulación de flujo de carga considerando cada uno de los escenarios de generación obtenidos, tanto en condiciones normales de operación, como para condiciones de contingencia (definidas por el usuario).

La metodología desarrollada para realizar el análisis del sistema ante la inclusión de parques eólicos puede ser visualizada con más detalle consultando el “Manual de usuario para el programa de análisis probabilístico de sistemas con generación distribuida de origen eólico”. Anexo 2

Los pasos descritos referidos a las ampliaciones y adecuación del sistema enmarcan la acción a seguir luego de que el sistema es analizado y registra un no cumplimiento de los criterios planteados, los pasos contemplados en este proceso se resumen en el siguiente esquema.

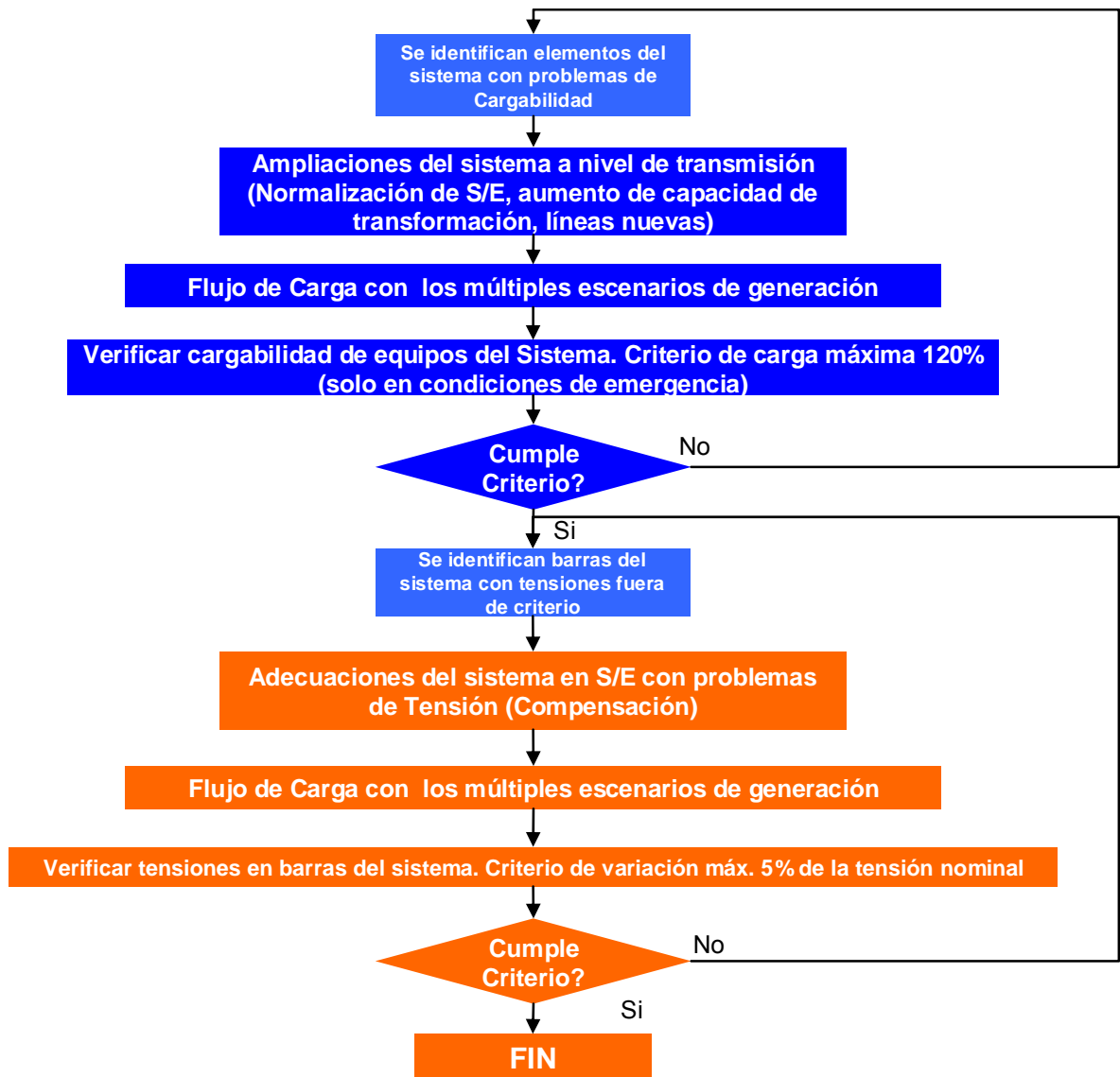


Figura 7.- Flujograma del proceso de identificación de ampliaciones y/o adecuaciones del sistema

## CAPÍTULO IV

### 4.1.- RESULTADOS

En este capítulo se describen los resultados obtenidos durante las tres etapas planteadas en el desarrollo metodológico de la investigación.

#### 4.1.1.- Etapa I – Desarrollo del Simulador de Escenarios de Generación Eólica

##### 4.1.1.1.- Caracterización del recurso eólico

Siguiendo la esquematización planteada en la metodología, la primera actividad llevada a cabo en la presente investigación estuvo dirigida a la caracterización del recurso eólico de la Isla de Margarita.

De acuerdo con la data correspondiente a la estación meteorológica de la Isla de Margarita en el Estado Nueva Esparta localizada a  $10^{\circ}57'$  de latitud Norte y  $63^{\circ}51'$  de longitud Oeste y luego de realizados los cálculos referidos al análisis descriptivo de la muestra se obtuvieron los valores indispensables para la obtención del modelo de la función de distribución Weibull, los cuales son:

**Tabla 2.- Velocidad promedio y desviación de las mediciones de velocidad de viento.**

<b>Velocidad Promedio Anual (m/s) @ 10 m de altura</b>	<b>Desviación Estándar</b>
6,3	2,3

Al mismo tiempo fue posible realizar el escalamiento de las mediciones a la altura de 50, 55 y 60 metros, aplicando los criterios de corrección establecidos en la referencia [2] dando como resultado los siguientes valores:



**Tabla 3.- Velocidad promedio y desviación de las mediciones de velocidad de viento corregidas a 50, 55 y 60 m.**

<b>Altura (m)</b>	<b>Velocidad Promedio Anual (m/s)</b>	<b>Desviación Estándar</b>
50	7.81	2.87
55	7.92	2.91
60	8.01	2.95

Luego de haber obtenido los datos característicos, se procedió a realizar el cálculo de los parámetros que describen la función Weibull, haciendo uso de la aproximación Justus [12]. Los resultados de esta etapa de la metodología se reflejan en la tabla 4:

**Tabla 4.- Parámetros descriptivos función de distribución Weibull**

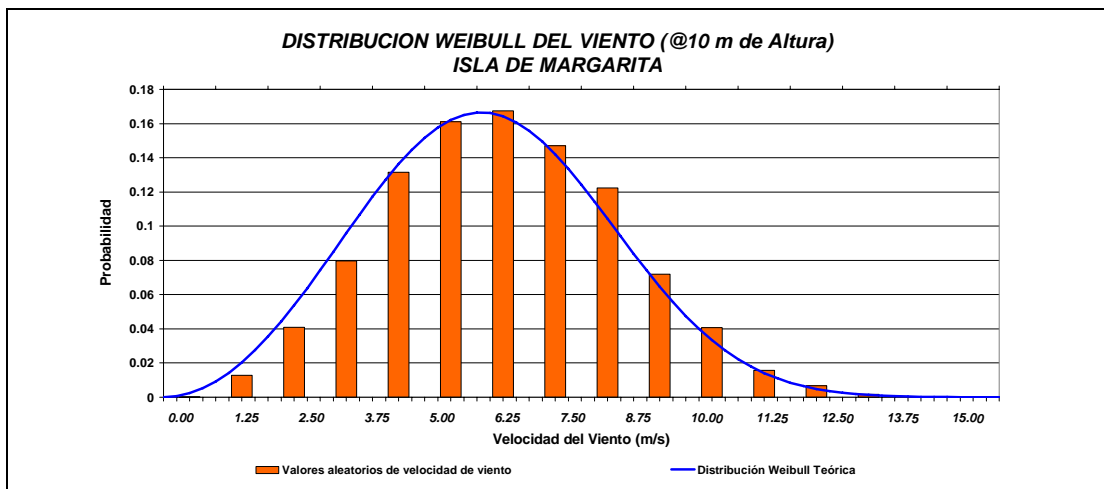
<b>Altura (m)</b>	<b>Factor de Forma (<math>\alpha</math>)</b>	<b>Factor de Escala (<math>\beta</math>)</b>
10	2.96	6.99
50	2.96	8.75
55	2.96	8.87
60	2.96	8.98

#### **4.1.1.2.- Desarrollo del Simulador de Escenarios de Generación (SEGE)**

Con los datos obtenidos en la caracterización del viento fue posible concretar la etapa previa al proceso de simulación Montecarlo. Luego, se procedió a modelar el generador de velocidades de viento aleatorias a partir de la distribución Weibull descrita por los parámetros calculados en el paso previo. Hay que destacar que el programa fue diseñado para simular dos parques eólicos cuyas características pueden ser definidas de forma independiente.

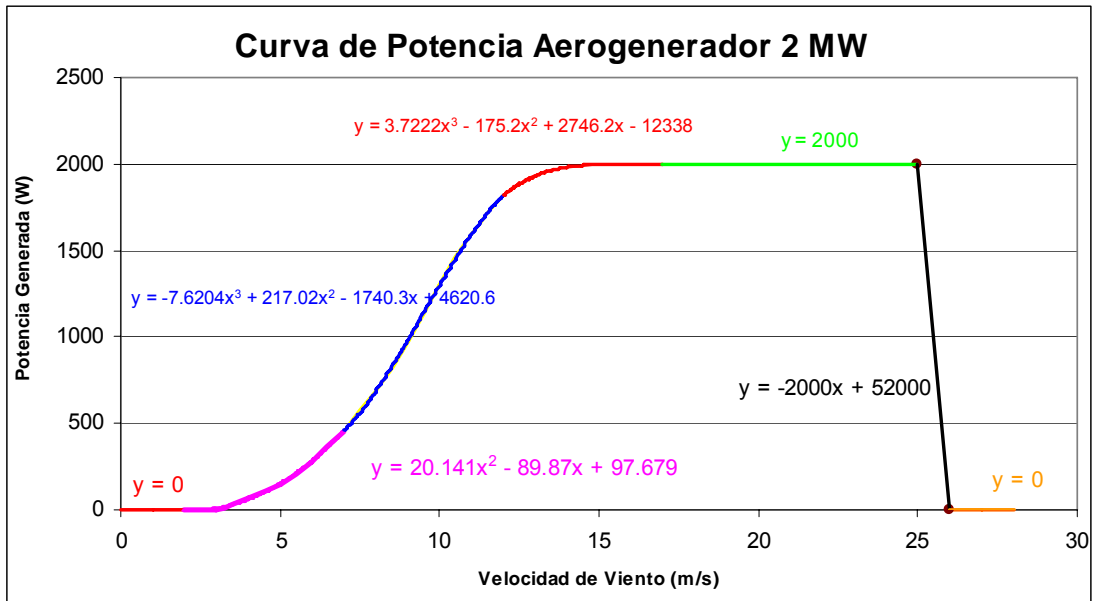
La primera etapa del proceso de simulación Montecarlo, abarcó además de la obtención del generador de velocidades de viento aleatoria, la comprobación de los

resultados obtenidos en dicho modelo. Para ello fue generada una muestra de cuatro mil (4000) valores aleatorios de velocidad de viento, y se elaboró un histograma a efectos de compararlo con la distribución Weibull original de la cual provienen los valores, a continuación se muestra la comprobación realizada para los valores de viento provenientes de las mediciones registradas a 10 metros de altura, el mismo procedimiento fue aplicado para los datos correspondientes a 50, 55 y 60 metros.



**Gráfico 4.- Comparación Distribución Weibull Teórica y Weibull Generada Aleatoriamente**  
Fuente: Diseño Propio. Elaborado a partir del registro de valores de velocidad de viento.

Así mismo, se modelaron las curvas de potencia de cuatro turbinas eólicas comerciales con capacidad de generación comprendida entre 750 kW y 2000 kW. Para tal fin se procedió a realizar una aproximación lineal para ciertos rangos de velocidad de viento y aproximación de segundo y tercer orden en los casos donde la curva posee comportamiento no lineal, haciendo uso de la herramienta de análisis de gráficos, que posee el software Microsoft Office Excel, la cual permite agregar la línea de tendencia de un conjunto de datos.



**Gráfico 5.- Curva de potencia aerogenerador comercial de 2 MW**

Una vez modelados los aerogeneradores y habiendo obtenido el simulador de velocidades de viento, se llevó a cabo la segunda etapa del proceso de simulación Montecarlo, haciendo uso de la herramienta VBA, con la que se programó una rutina que tomara valores de viento y luego de evaluarlos en el modelo del aerogenerador para obtener la potencia de salida, repitiera el proceso de forma iterativa.

Es importante destacar, que fue modelada una matriz dinámica para representar la incidencia de distintas velocidades de viento en un mismo parque, por lo que el proceso de simulación Montecarlo, lleva consigo algunas aplicaciones complejas que le confieren al modelo una característica mas cercana a la realidad, muy superior a la evaluación de un valor de velocidad de viento en la curva de potencia de un aerogenerador.

De igual forma, una vez obtenidos los datos de potencia generada en cada iteración, se llevó a cabo la tercera etapa del proceso de simulación Montecarlo, referido al análisis de los resultados obtenidos. Se pudo constatar que el coeficiente de variación de los valores de potencia, cumplen el criterio establecido por Billinton y

Bai [8] a partir de doscientas (200) iteraciones en la mayoría de las configuraciones de parques eólicos simulados. No obstante, para tener una muestra más precisa de la incidencia de la aleatoriedad del viento en los parques eólicos fueron simulados cuatro mil (4000) escenarios de generación. Los histogramas representativos de la potencia de salida de cada uno de los dos parques eólicos se actualizan de manera automática en cada simulación llevada a cabo.

Para garantizar una interacción sencilla con futuros usuarios del programa, se añadieron ventanas desplegadas contentivas de las características de cada uno de los dos parques eólicos. Las simulaciones se producen mediante la ejecución de botones de acción que orientan al usuario en el proceso de obtención de datos. Como producto de esta investigación, el programa SEGE constituye una herramienta que ilustra el principio de simulación Montecarlo, aplicado a la producción de potencia en fuentes de generación que aprovechan la energía proveniente del viento. Para tener una referencia más precisa consultar el manual de usuario en el anexo 2 de la investigación. De igual forma, el código de las rutinas desarrolladas puede ser consultado en el anexo 7.

#### **4.1.2.- Etapa II – Flujo de Carga Iterativo**

##### **4.1.2.1.- Desarrollo del programa de ejecución de flujo de carga iterativo.**

###### **EOLICO.IPL**

La herramienta de simulación de flujo de carga iterativo se llevó a cabo haciendo uso del IPLAN siguiendo los pasos descritos en la metodología de la investigación. El código fuente del programa fue desarrollado por subrutinas; como resultado general se obtuvo un programa que ejecuta el siguiente diagrama de flujo.

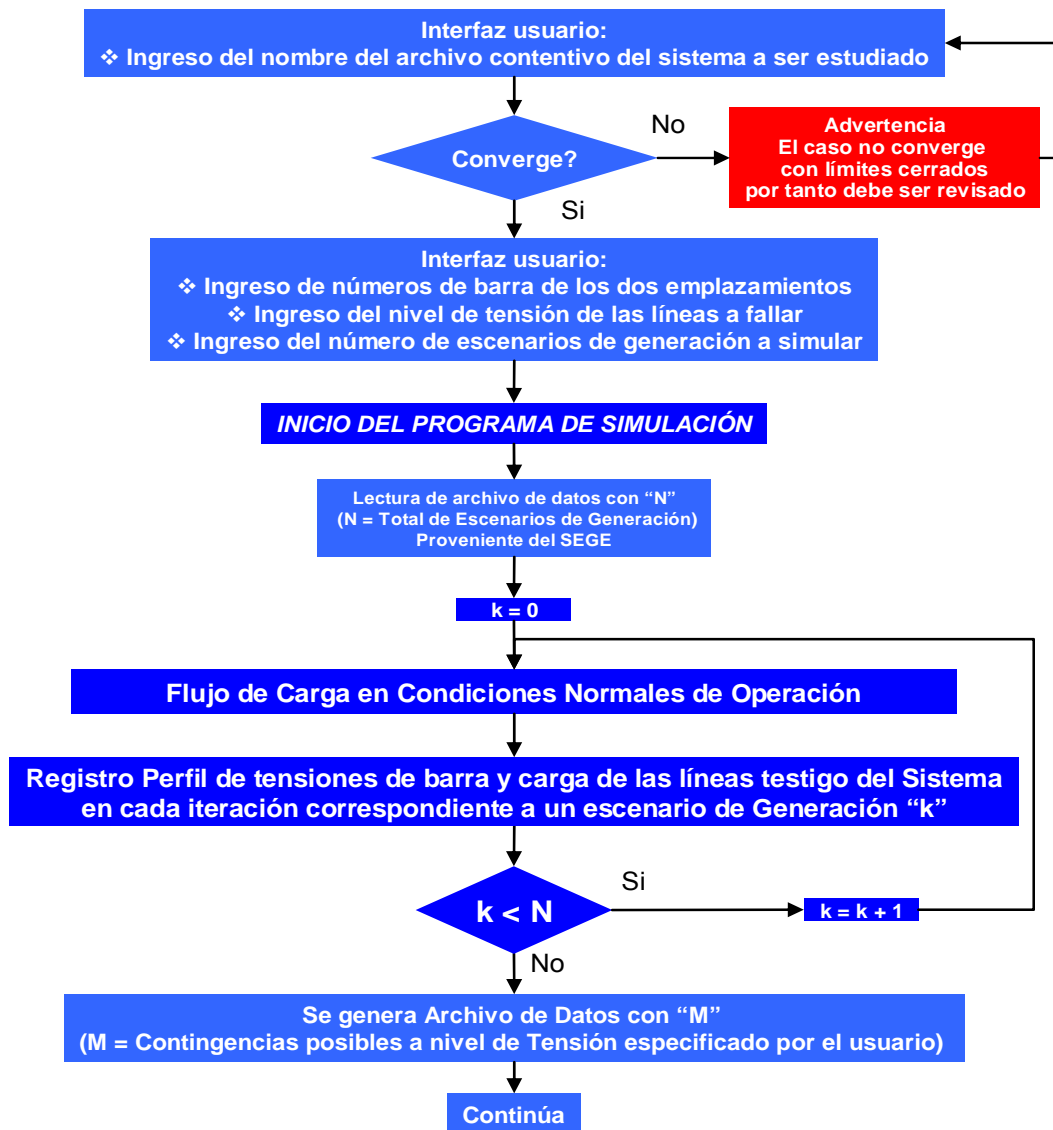


Figura 8.- Diagrama de flujo del programa EOLICO.IPL

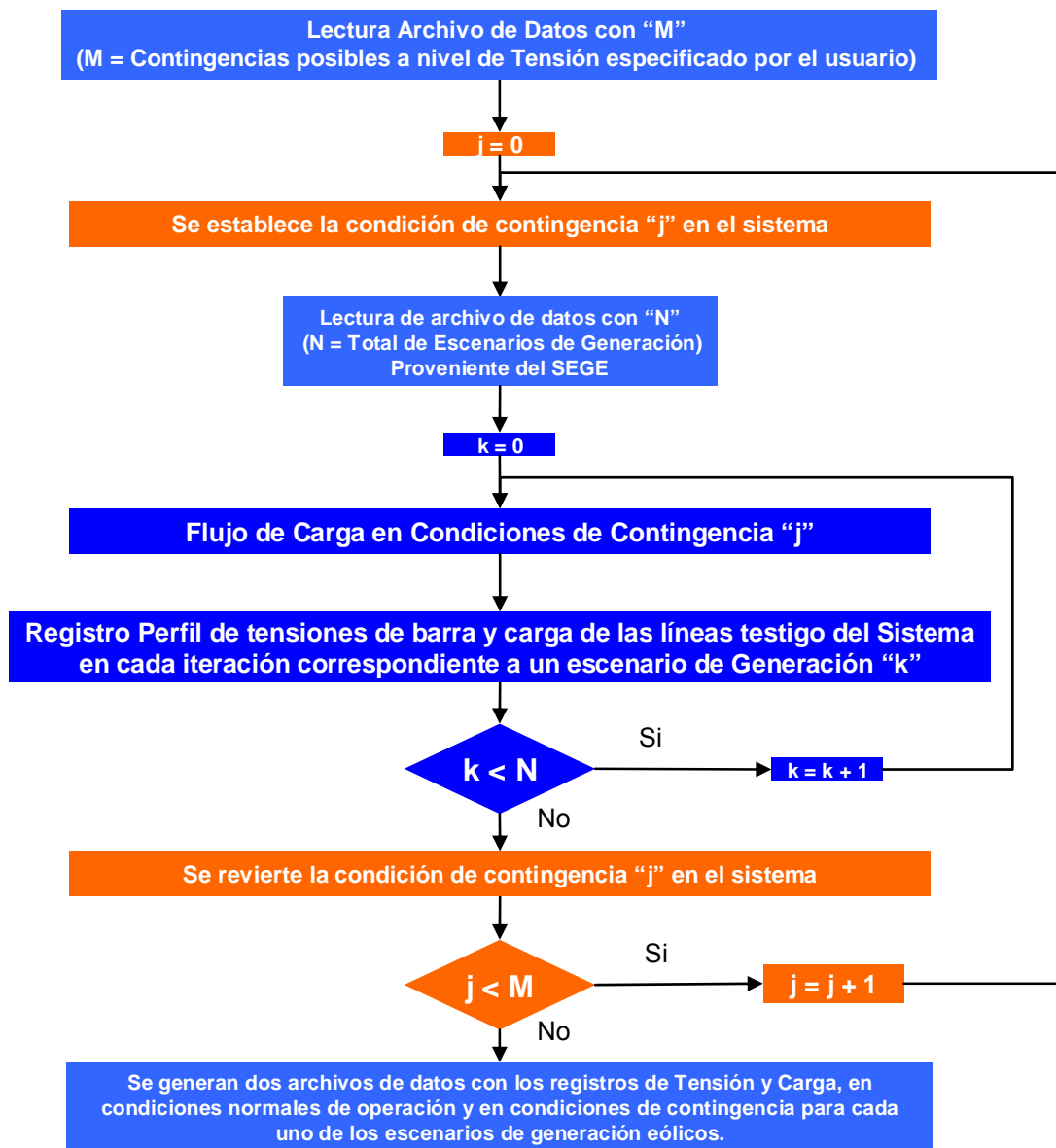


Figura 9.- Diagrama de flujo del programa EOLICO.IPL. Continuación

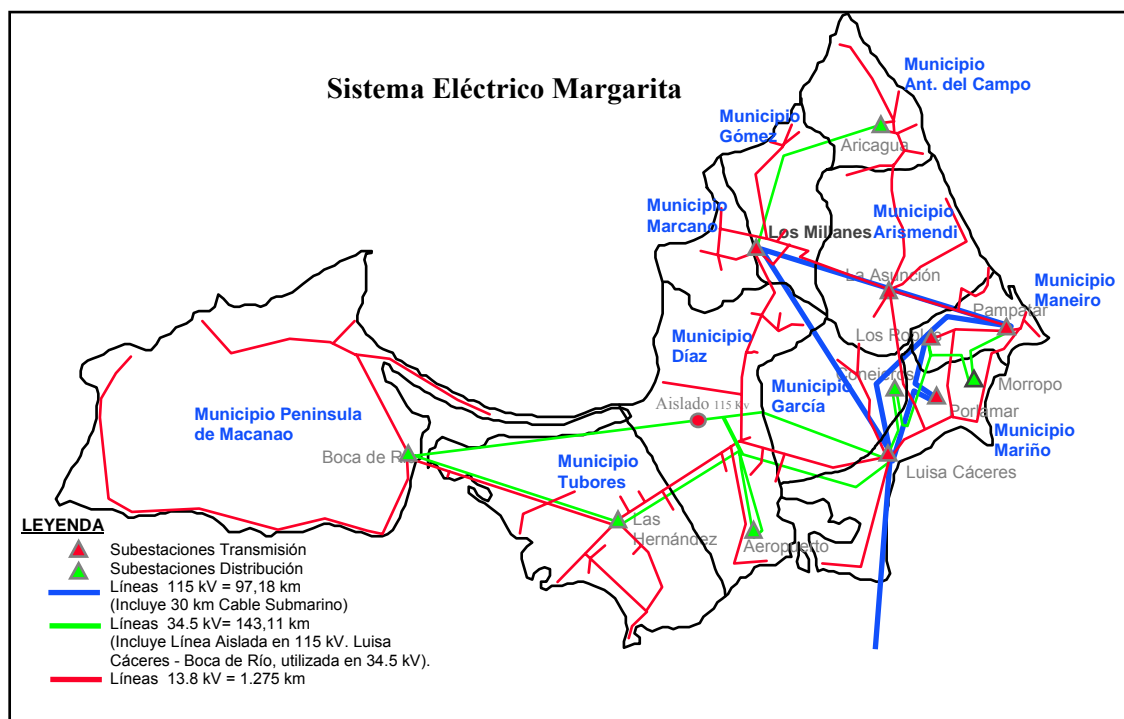
### 4.1.3.- Etapa III –Caso Práctico

#### 4.1.3.1.- Modelación del Sistema Eléctrico Isla de Margarita

Luego de obtener el esquema unifilar contentivo de la data de todos los elementos que componen en la actualidad el sistema eléctrico de la Isla de Margarita, se procedió a modelar cada uno de ellos en el programa de simulación de flujo de carga PSS/E.

Se llevó a cabo la modelación del caso base contentivo de los generadores, transformadores, líneas de transmisión, bancos de condensadores y cargas que conforman el sistema, incluyendo circuitos de distribución a nivel de 34,5 kV hasta llegar a las barras de 13,8 kV donde fueron simuladas las cargas.

A continuación se presenta un mapa eléctrico representativo del sistema modelado en el programa de flujo de carga PSS/E.



**Mapa 2.- Mapa descriptivo del sistema eléctrico SENECA**  
Fuente: Departamento de Planificación SENECA

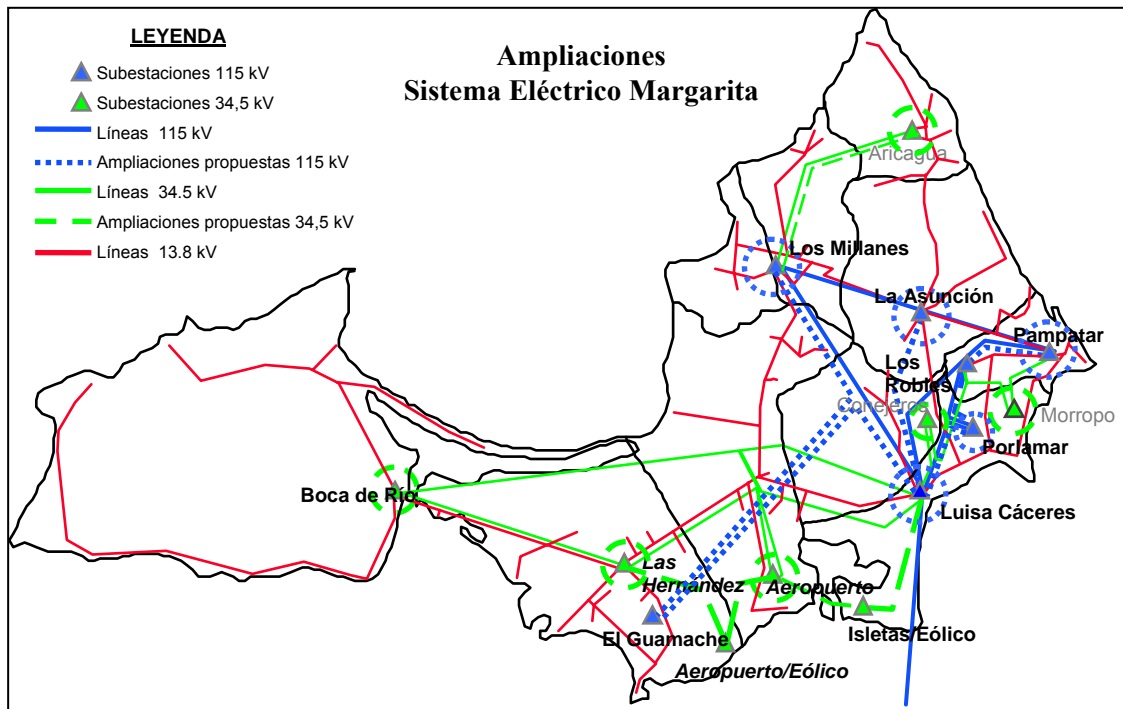
Cabe destacar, que el estudio se llevó a cabo considerando las condiciones de demanda máxima del sistema eléctrico de la Isla de Margarita para el año 2015, correspondiente al estudio “*Pronósticos de Energía y Potencia Eléctrica del Sistema Eléctrico Oriental período 2006-2024. CVG-EDELCA*”. [19]. Los requerimientos estimados por este trabajo referidos al escenario alto, ubican la demanda de SENECA

en 437 MW en el año 2015, razón por la cual debió escalarse de forma incremental la demanda del caso base actual (264 MW).

En lo que respecta a la generación, el sistema eléctrico de la Isla de Margarita está constituido fundamentalmente por la planta Luisa Cáceres de Arismendi, que posee 7 unidades tipo turbina de gas de 22 MW aproximadamente y dos unidades de 40 MW tipo turbina a gas operando con gasoil, para un total de 230 MW; adicionalmente se simuló en el caso base del sistema, las ampliaciones que estipulan la instalación de una planta de generación de 120 MW en el sector “El Guamache”, además de la puesta en servicio de plantas de generación distribuida en el orden de 30 MW; adicionalmente considerando el intercambio con tierra firme a través del cable submarino fijo en 60 MW, se definió la potencia total disponible al año 2015 en 440 MW.

A nivel de transmisión, es importante destacar que producto de esta investigación se elaboró una propuesta de ampliaciones debido a que la data de expansiones futuras no está disponible en la empresa SENECA. El mapa 3 refleja el sistema eléctrico de la Isla de Margarita, incluyendo las ampliaciones propuestas por el autor de la investigación.





**Mapa 3.- Mapa descriptivo de ampliaciones simuladas en el sistema eléctrico Isla de Margarita**

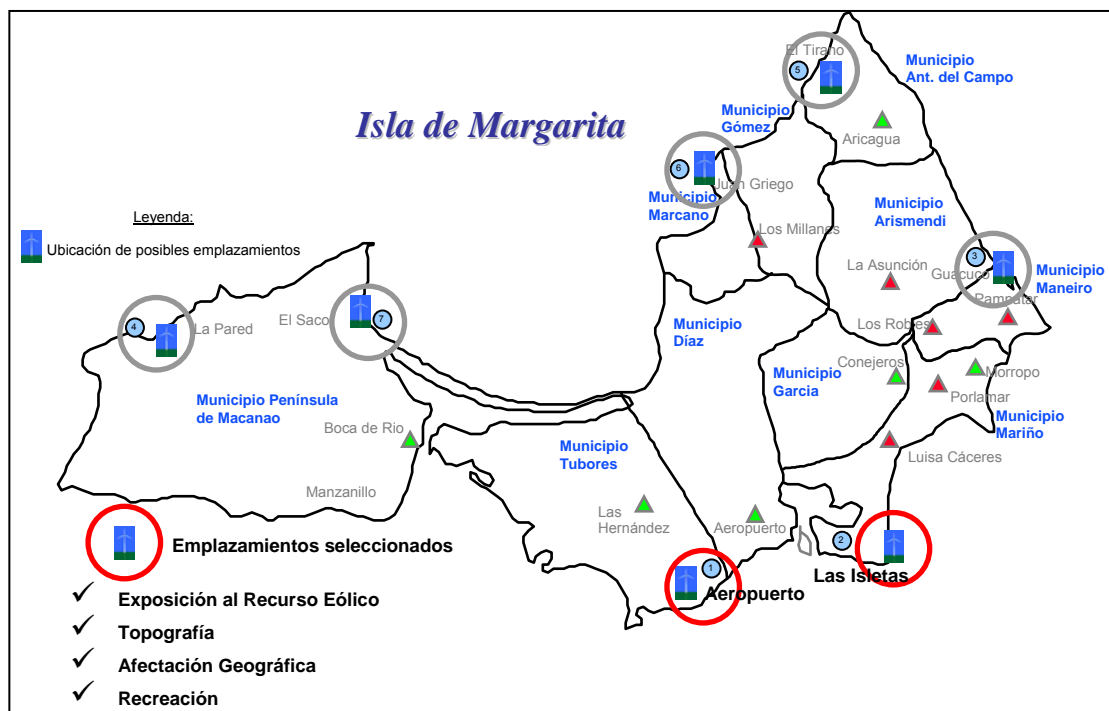
Así mismo, se elaboró un esquema unifilar representativo de los elementos mas importantes del sistema eléctrico haciendo uso de la herramienta DRAW del PSS/E, en la que a través de una representación gráfica del sistema bajo estudio, se puede monitorear el comportamiento del mismo, los niveles de carga, los flujos de potencia, las tensiones en barra y a su vez pueden modificarse los parámetros de los elementos modelados en dicho gráfico. El esquema puede ser consultado en el anexo 3 de la investigación.

#### **4.1.3.2.- Selección de los emplazamientos eólicos**

En esta etapa también se llevó a cabo la selección de la ubicación geográfica de los dos emplazamientos eólicos a modelar, los resultados fueron obtenidos mediante la aplicación de una matriz de ponderación en la que se evalúan principalmente los siguientes criterios:

- Exposición del recurso: Mide la localización con respecto a la exposición y dirección de viento prevaleciente en la zona.
- Topografía: Aspecto referido principalmente a la pendiente del terreno, accidentes orográficos importantes y acceso.
- Afectación geográfica: Evalúa la afectación en el valor y uso de los terrenos.
- Afectación de espacios de recreación: Mide el grado de afectación de las zonas de esparcimiento debido al uso del terreno y la afectación visual y sonora del parque eólico.

Los emplazamientos seleccionados a partir de la aplicación de esta matriz de evaluación fueron los siguientes: “Isletas”, ubicado a 10 km al sur de la planta de generación “Luisa Cáceres de Arismendi”; el segundo emplazamiento seleccionado fue “Aeropuerto”, que se encuentra a 5 km de la subestación “Aeropuerto” y a la misma distancia de la subestación “Las Hernández”. Los resultados se muestran en el mapa 4, y la matriz de evaluación para cada emplazamiento puede ser consultada en el anexo 4.



Mapa 4.- Emplazamientos seleccionados para la simulación de los parques eólicos

#### **4.1.3.3.- Criterios de operación en régimen permanente utilizados para el análisis de los datos obtenidos del flujo de carga iterativo**

En esta etapa del proyecto fue desarrollada una aplicación mediante la cual se importan los datos provenientes de los dos archivos generados en el programa EOLICO.IPL para su posterior análisis. Esta herramienta fue desarrollada haciendo uso de rutinas programadas en VBA. El resultado es un programa con el que los datos se actualizan de forma automática una vez ejecutados los botones de acción referidos a la importación de datos de tensiones y carga de equipos.

Siguiendo los pasos descritos en el manual de usuario correspondiente al manejo del programa PERFILES.XLS, es posible analizar datos característicos referidos a los criterios técnicos utilizados en el estudio, los cuales están definidos con el objetivo de garantizar la calidad del servicio y seguridad del sistema eléctrico.

Los criterios de operación en régimen permanente adoptados fueron los siguientes:

- Sólo se simuló contingencia simple (N-1).
- Se permite una variación máxima de 5% de la tensión nominal, tanto en condiciones normales como en condiciones de contingencia simple.
- No se permite sobrecarga de ningún equipo en condiciones normales de operación.
- Bajo contingencia simple, se permite en los transformadores un 20% de sobrecarga (de la capacidad nominal) y en las líneas solo se permitirá ser cargada hasta su capacidad de emergencia (100 °C).
- El indicador de Frecuencia Equivalente de Desviación de Tensiones (FEDT) [20] referido al número de mediciones fuera de la banda permitida de tensiones no puede ser mayor al 3%.

Del mismo modo, la herramienta PERFILES.XLS permite analizar los histogramas referidos a los perfiles de tensión provenientes de la simulación de todos los escenarios de generación eólica, así como también los perfiles de carga de los equipos de transformación y transmisión. Las rutinas que constituyen la herramienta PERFILES.XLS pueden ser consultadas en el anexo 7.

En el próximo capítulo se presenta el análisis de la implementación de la herramienta en el sistema eléctrico de la Isla de Margarita.

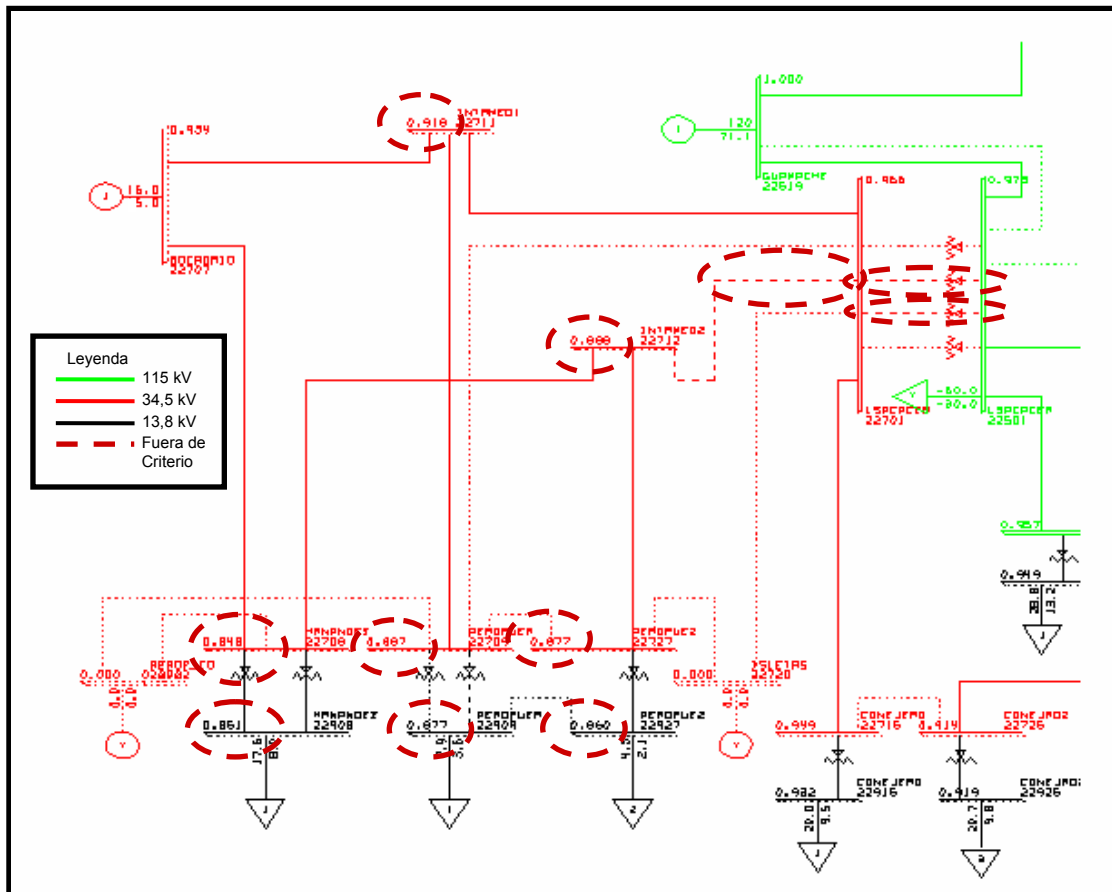
## **CAPÍTULO V**

### **5.1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS**

Uno de los aspectos más importantes de la investigación llevada a cabo, es el análisis de los resultados obtenidos mediante la aplicación de la herramienta desarrollada al caso práctico. En este capítulo se presenta en primer lugar las condiciones del sistema, previas a la inclusión de los dos parques de generación eólica, con el fin de establecer un comparativo con los resultados obtenidos luego de aplicar la herramienta. Posteriormente se muestran los resultados del análisis de los efectos de incidencia de viento dentro de un mismo parque, finalmente se refleja el proceso de identificación de ampliaciones y/o adecuaciones del sistema luego de la inclusión de los emplazamientos eólicos.

#### **5.1.1.- Resultados del análisis del sistema previo a la inclusión de generación eólica**

El gráfico 6, elaborado a partir de las simulaciones de flujo de carga al sistema eléctrico de la Isla de Margarita (año 2015), considerando la condición de demanda prevista en la referencia [19], refleja que la mayoría de las barras que conforman el sistema de subtransmisión en 34,5 kV presentan problemas de tensión, alcanzando niveles de hasta 0,85 p.u. en la S/E Las Hernández. Los resultados señalan también que gran parte del sistema de líneas de transmisión a nivel de 115 kV, y transformación 115/34,5 kV y 115/13,8 kV presenta sobrecarga por encima del 100% en condiciones normales de operación. Con el fin de solventar los problemas de tensiones y carga fuera de criterio, se realizaron ampliaciones al sistema, que pueden ser consultadas en el anexo 6.



**Gráfico 6.- Resultados análisis de flujo de carga previo a la inclusión de ampliaciones. Anillo de subtransmisión al Oeste de la planta Luisa Cáceres de Arismendi.**

Luego de simular la propuesta de ampliaciones, se observó una mejoría significativa en las condiciones de carga del sistema, y en los niveles de tensión de las barras a nivel de 34,5 kV. Sin embargo, aunque se observó un incremento respecto a los valores previos a la inclusión de estas ampliaciones, en algunos casos las tensiones de barra siguieron estando por debajo de los niveles establecidos en los criterios de operación en régimen permanente. Es por ello que debió recurrirse a simular adecuaciones referidas a compensación capacitiva.

El procedimiento descrito anteriormente se llevó a cabo, con el objetivo de obtener un caso base en condiciones de operación dentro de los criterios establecidos, para observar con mayor precisión la afectación del sistema luego de la inclusión de los dos parques eólicos. Los resultados se muestran el gráfico 7.

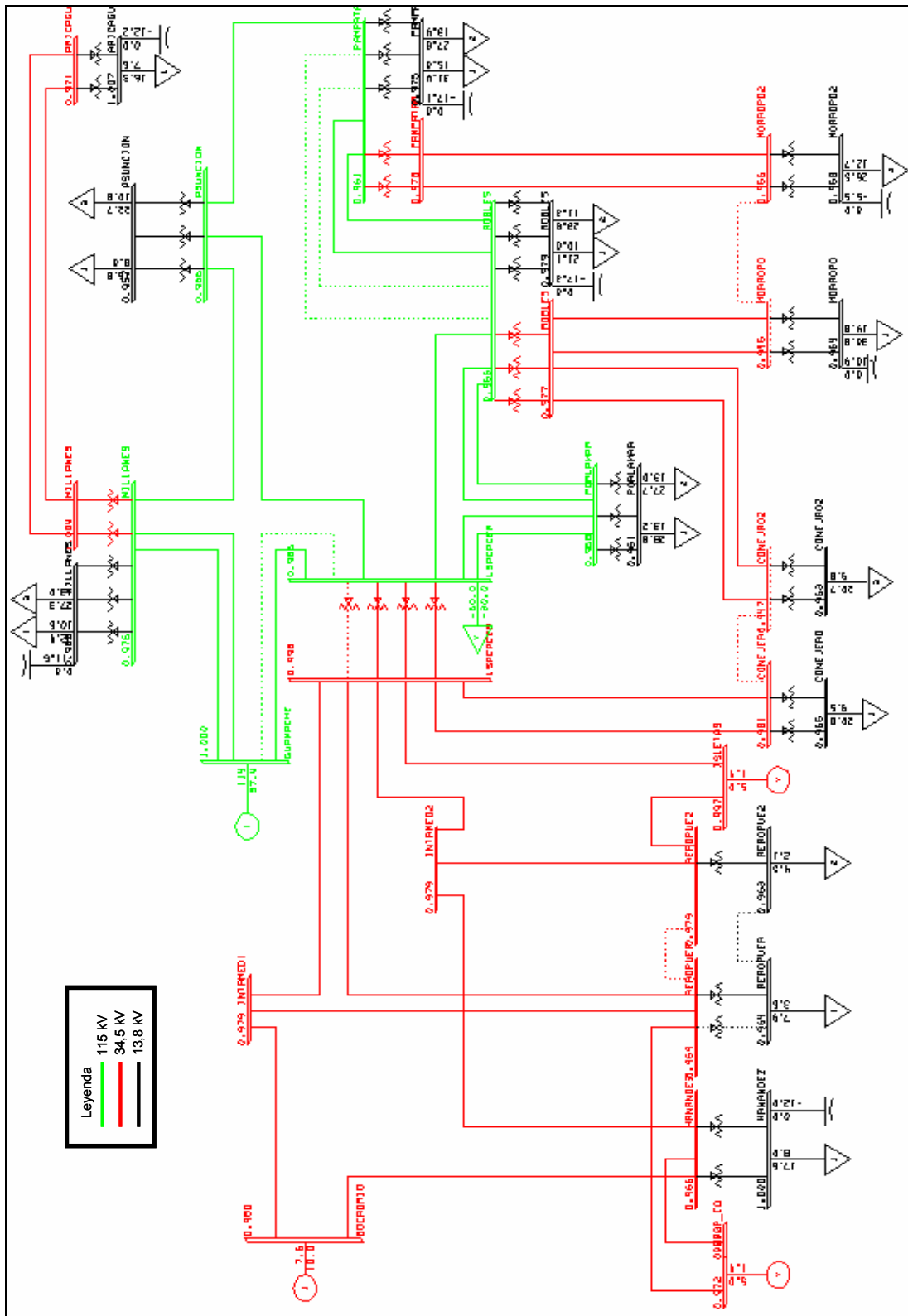


Gráfico 7.- Sistema Eléctrico Isla de Margarita luego de incluir propuesta de ampliaciones

### **5.1.2.- Definición de la capacidad de los emplazamientos eólicos**

Una vez simulado el caso base del sistema eléctrico de la Isla de Margarita, se procedió a definir el grado de penetración de generación de tipo eólica en la red. Según el Consejo Mundial de Energía Eólica [1], los niveles actuales de conexión de aerogeneración con los sistemas de potencia, está demostrando que es factible integrar esta tecnología en un grado significativo, respecto a la capacidad de generación convencional. En tal sentido, mencionan que los métodos de control ya establecidos y la capacidad de respaldo disponible para gestionar los dos elementos variables, demanda y suministros, permiten manejar adecuadamente niveles cercanos al 20% de penetración de otra fuente variable de generación como la energía eólica. Por encima de esos márgenes, se podrían necesitar algunos cambios en los sistemas de energía y en los métodos de operación.

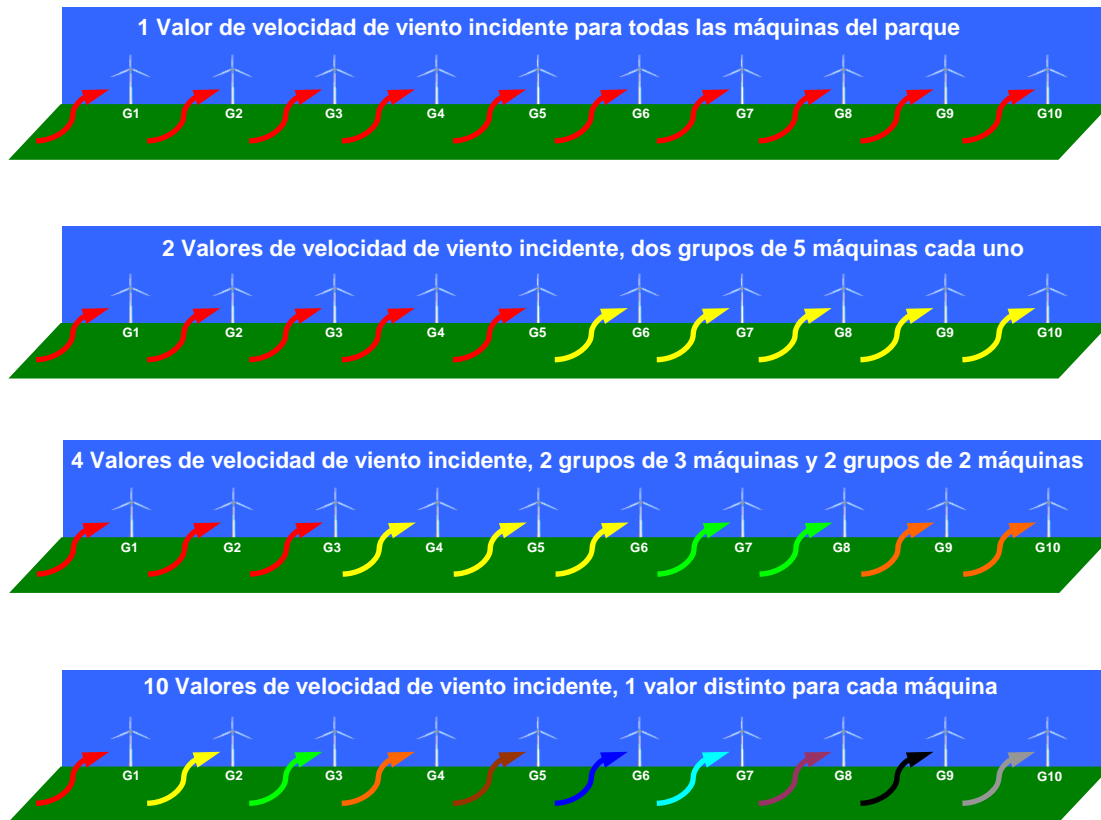
En este sentido, teniendo en cuenta que la capacidad de generación del sistema al año 2015 está en el orden de 380 MW y considerando el intercambio con tierra firme a través del cable submarino restringido a 60 MW, se decidió establecer un grado de penetración cercano al 10% con la implementación en el caso práctico de dos parques de generación eólica compuestos por 10 turbinas de 2 MW cada uno, lo que da un total de 20 MW por emplazamiento, y 40 MW de generación total de los dos parques.

### **5.1.3.- Modelación del número de vientos incidentes dentro de un parque eólico**

Una vez definidas las características de los dos parques eólicos relacionadas con la capacidad de generación, se realizó un estudio comparativo a fin de definir el efecto de la incidencia de los vientos dentro de un mismo emplazamiento. Para ello se simuló la afectación en el perfil de tensiones en una barra testigo del sistema, llevando a cabo el proceso de análisis de flujo de carga iterativo con escenarios de generación eólica provenientes de parques con variaciones en la definición del

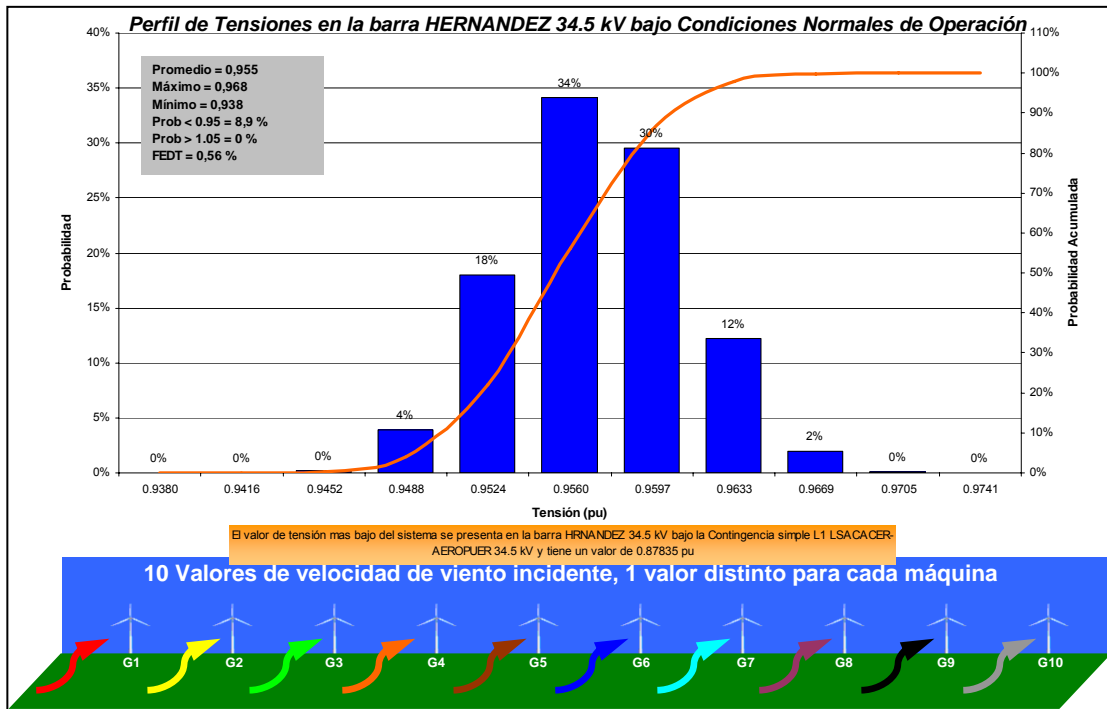


número de vientos incidentes. Dicha variación en cuanto la afectación de vientos dentro de un mismo parque fue establecida en cuatro grupos.



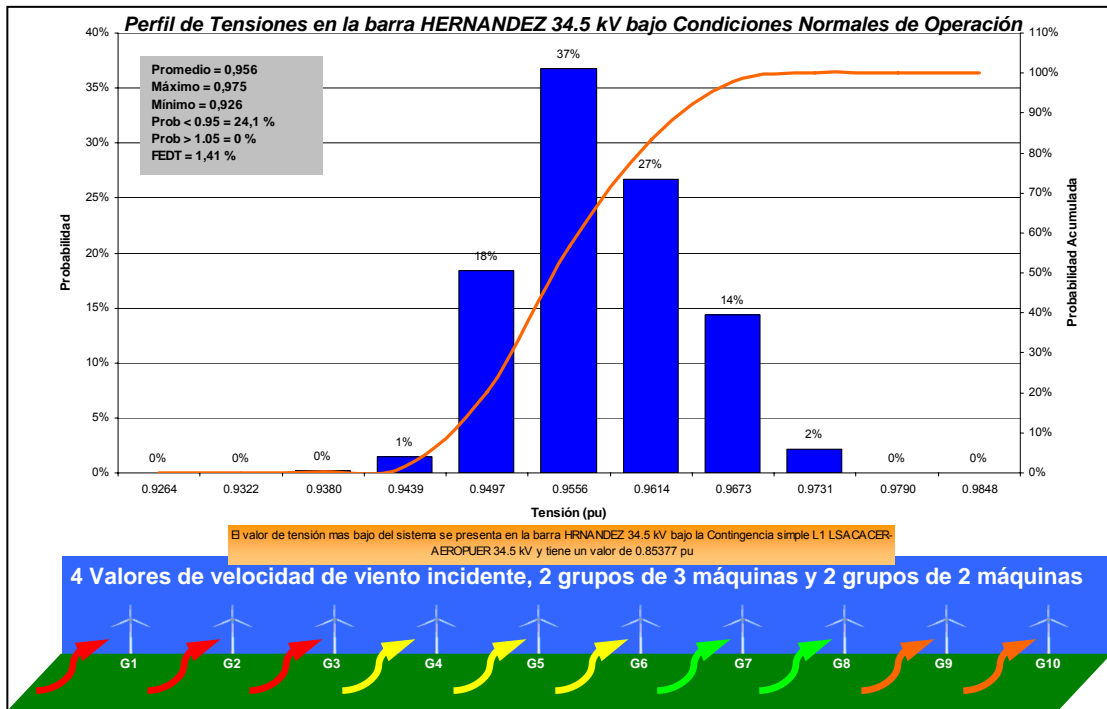
**Figura 10.- Definición en la afectación de vientos dentro de un emplazamiento**

Los perfiles de tensión obtenidos en una de las barras del sistema, a partir de las simulaciones de los múltiples escenarios, considerando los efectos de la definición del número de vientos incidentes dentro de un mismo parque eólico, se muestran a continuación.



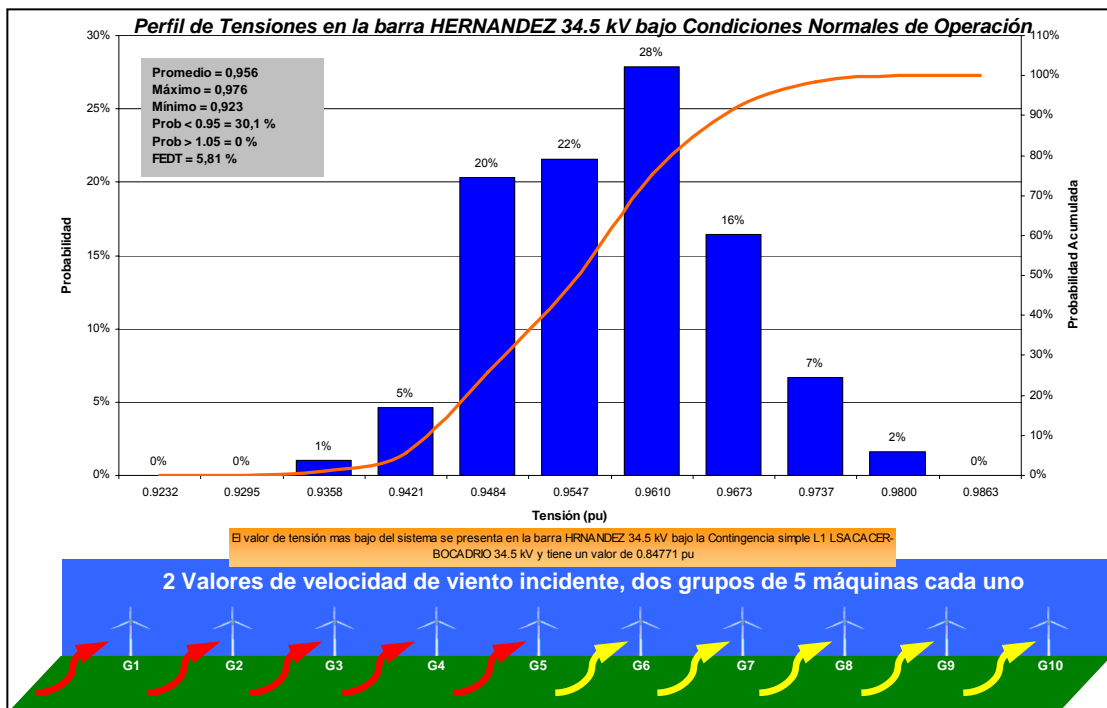
**Gráfico 8.- Perfil de tensión con diez valores de velocidad de viento incidente.**

El gráfico 8, representativo del perfil de tensiones en la barra Las Hernández 34,5 kV, evidencia que más del 90% de las mediciones está por encima del criterio de 0,95 p.u, además se observa que el indicador de Frecuencia Equivalente de Desviación de Tensión (FEDT), que toma en cuenta todos los valores de tensión tanto en condiciones normales de operación, como bajo condiciones de contingencia simple, se ubica por debajo del 3 % establecido en los criterios técnicos de régimen permanente definidos para este estudio.



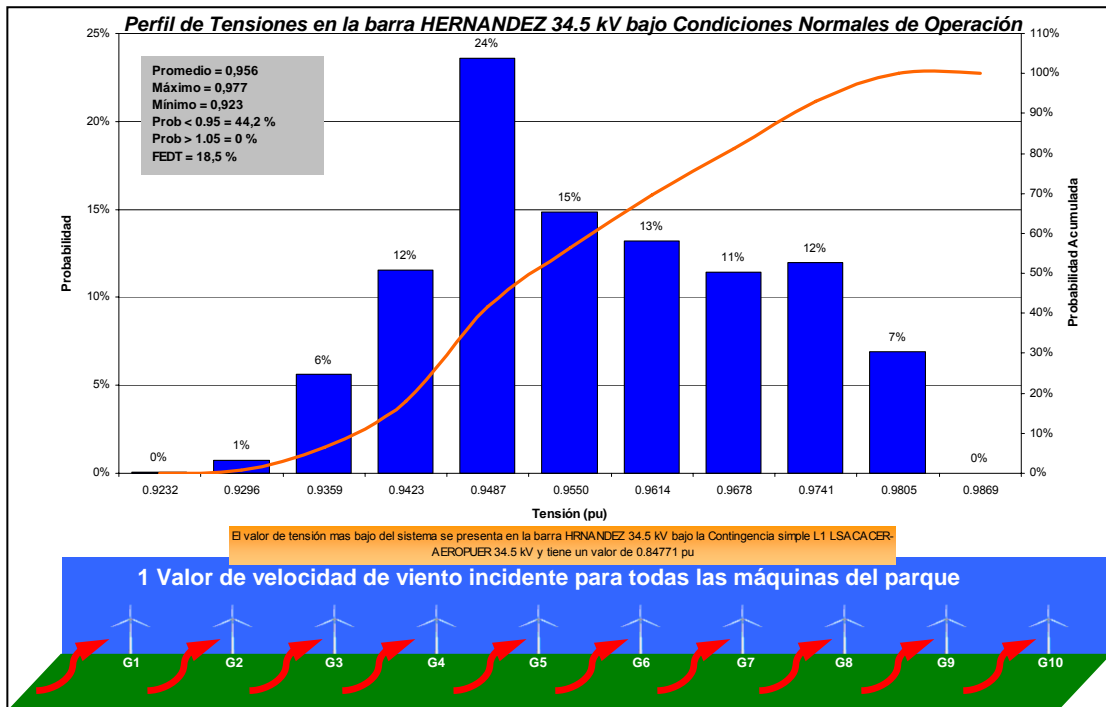
**Gráfico 9.- Perfil de tensión con cuatro valores de velocidad de viento incidente.**

En el gráfico 9, existe incumplimiento del criterio variación máxima de 5% de la tensión nominal, sin embargo, el indicador FEDT está por debajo del 3 %.



**Gráfico 10.- Perfil de tensión con dos valores de velocidad de viento incidente.**

A diferencia de los casos anteriores, el gráfico 10, que representa el perfil de tensiones proveniente de la simulación de dos valores de velocidad de viento incidente, muestra que el indicador de Frecuencia Equivalente de Desviación de Tensión sobrepasa el 3 %, así mismo, es notorio que el rango de valores de tensión aumenta considerablemente, registrándose escenarios que generan tensiones mínimas de 0,923 p.u.



**Gráfico 11.- Perfil de tensión con un valor de velocidad de viento incidente.**

El gráfico 11, representa el escenario menos favorable, ya que se registra un no cumplimiento de los indicadores de variación máxima del 5% de la tensión nominal y la Frecuencia Equivalente de Desviación de Tensión. Teniendo en cuenta lo anterior, es importante mencionar que la independencia de afectación de vientos dentro de un mismo parque eólico, tiene un impacto favorable en el desempeño del sistema.

Como resultado de la investigación, se pudo observar que la producción eléctrica de un parque eólico es mucho más constante en la medida que definimos independencia en la afectación de los vientos, lo que se traduce en una mejoría notoria en el desempeño del sistema. Según la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) [21] en su informe *Conceptos básicos sobre la Inserción de la Generación Eólica en un Sistema Eléctrico de Potencia*, la razón fundamental para que se produzca esta reducción de variabilidad en la generación del parque, es que la estructura del viento, tanto espacial como temporal, se encuentra menos correlacionada a medida que las distancias entre turbinas se hace mayor. Si se tienen diversos parques instalados, puede aplicarse el mismo principio a la potencia generada por todos los emplazamientos debido a la falta de correlación entre las fluctuaciones de los vientos incidentes en las diversas localidades.

Debido a lo anterior, conociendo que el escenario de simulación menos optimista está representado por la afectación de un solo valor de velocidad de viento a cada emplazamiento eólico, se estableció como premisa, el análisis del caso práctico considerando esta condición de incidencia de vientos.

#### **5.1.4.- Identificación de ampliaciones y/o adecuaciones del sistema eléctrico SENECA ante la inclusión de dos parques de generación eólica.**

El proceso llevado a cabo para la identificación de las ampliaciones y/o adecuaciones del sistema, se rigió bajo el esquema metodológico planteado en la figura 7.

Previo al proceso de identificación de ampliaciones, se definieron las características de los dos parques eólicos para la obtención de la matriz de escenarios de generación aleatorios, como se describe a continuación.

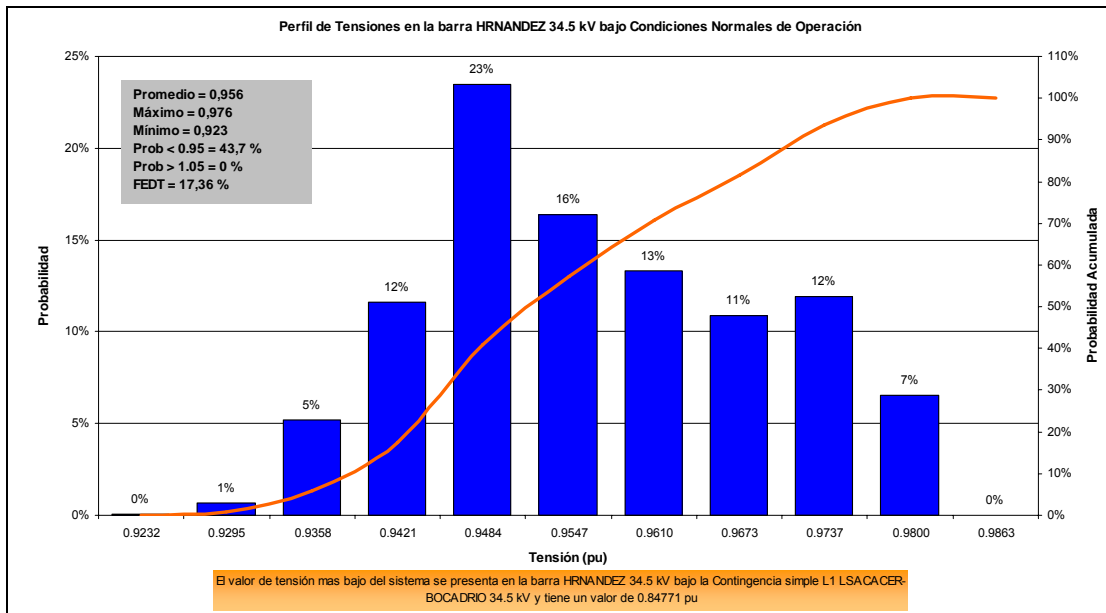
Tabla 5.- Características de los dos emplazamientos eólicos

Parque Eólico Nro. 1	Parque Eólico Nro. 2
Defina el Nro. de Turbinas del Parque	Defina el Nro. de Turbinas del Parque
10	10
Velocidades de Viento en un mismo parque	Velocidades de Viento en un mismo parque
1	1
Potencia Nominal de cada Aerogenerador (kW)	Potencia Nominal de cada Aerogenerador (kW)
2000	2000
Altura de buje del Aerogenerador (m)	Altura de buje del Aerogenerador (m)
60	60
Potencia Total Instalada del Parque (MW)	Potencia Total Instalada del Parque (MW)
20	20

Con estos datos fue posible obtener los escenarios de generación eólica haciendo uso de la herramienta SEGE; luego por intermedio del programa EOLICO.IPL se llevó a cabo el análisis de flujo de carga iterativo para cada uno de estos escenarios de generación en cada parque y se obtuvieron los histogramas correspondientes a los perfiles de tensión y carga de equipos con el objeto de identificar ampliaciones siguiendo la metodología propuesta.

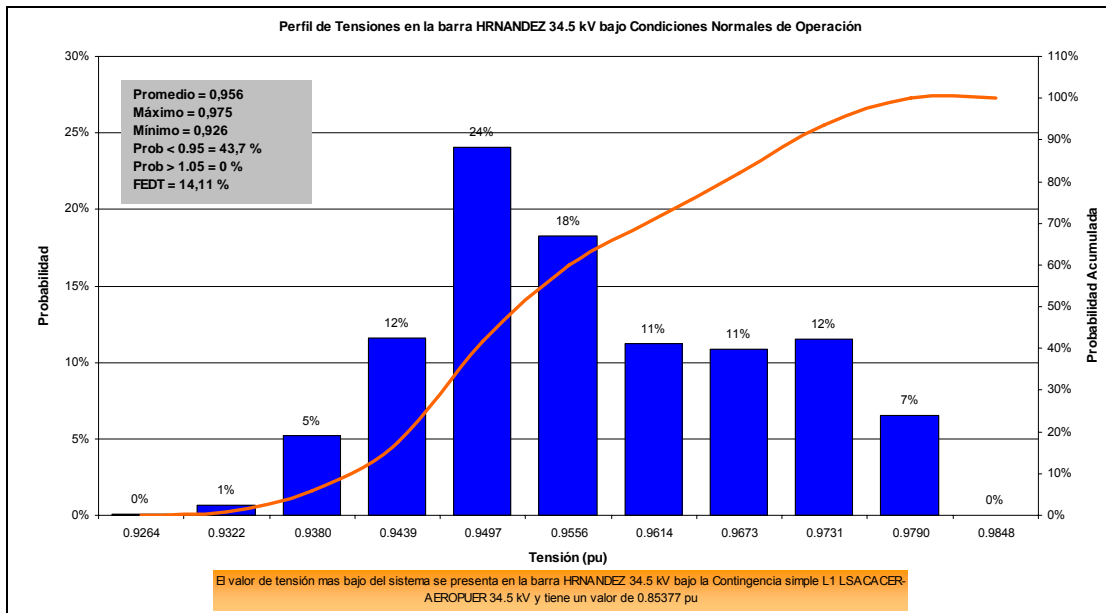
En primer lugar, se identificaron los elementos del sistema con problemas de cargabilidad, en este caso se verificaron los valores de sobrecarga de equipos por encima del 100% en condiciones normales de operación y equipos con carga máxima del 120% bajo condiciones de contingencia. En esta primera iteración se pudo constatar que el transformador 115/13,8 kV ubicado en la S/E Pampatar, presentaba carga promedio de 110,3% en condiciones normales de operación. Es por ello que se decidió añadir una unidad de transformación adicional a la planteada en la propuesta de ampliaciones debidas a las condiciones del sistema para el año 2015.

A continuación se presenta el perfil de tensiones correspondiente a una de las barras testigo del sistema eléctrico luego de la inclusión de la ampliación a la red.



**Gráfico 12.- Perfil de tensión en la barra Hernández 34,5 kV luego de la ampliación Pampatar 115/13,8 kV (20 MVA)**

En la segunda iteración del proceso se identificaron los elementos que seguían presentando problemas de cargabilidad en condiciones normales, se pudo constatar que la línea Luisa Cáceres-Hernández en 34,5 kV presentaba sobrecarga mayor al 100 % bajo condiciones normales de operación por lo que se llevó a cabo la definición de una línea adicional Luisa Cáceres-Aeropuerto en 34,5 kV para descargar el circuito mencionado anteriormente. En el gráfico 13 se muestra el perfil de tensiones en la barra Hernandez 34,5 kV obtenido luego de la inclusión de esta ampliación.

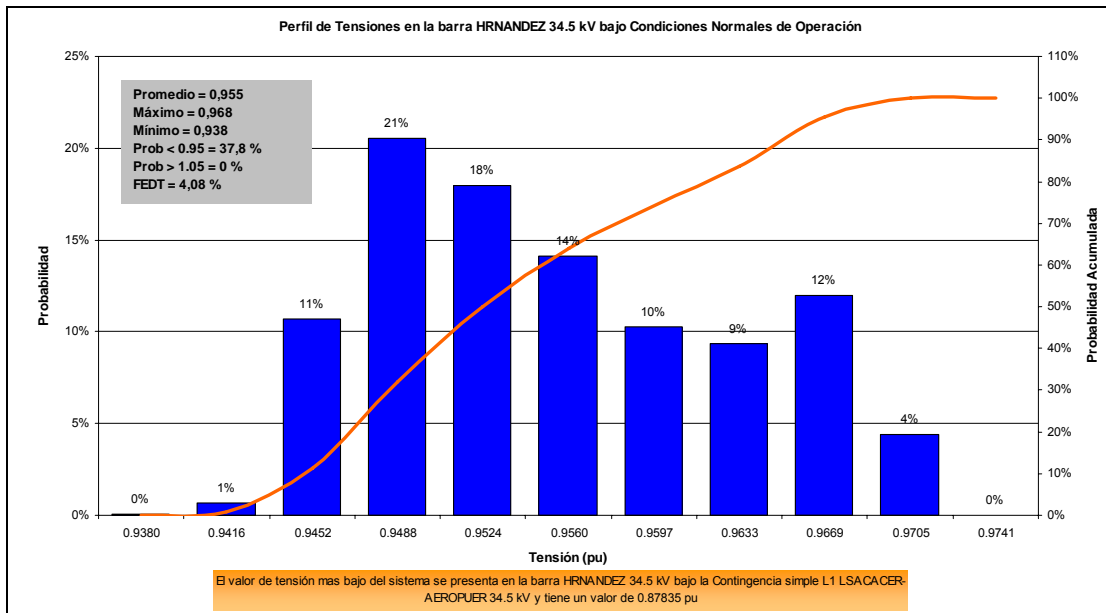


**Gráfico 13.- Perfil de tensión en la barra Hernández 34,5 kV luego de la ampliación Luisa Cáceres-Aeropuerto en 34,5 kV**

En la tercera iteración al igual que las etapas previas, se verificaron las unidades con problemas de cargabilidad, sin embargo en este caso no se identificaron equipos con carga fuera del criterio (mayor al 100% en condiciones normales y máximo 120% en condiciones de contingencia), por lo que se procedió al chequeo de las tensiones del sistema, dando como resultado que el valor de tensión mas bajo del sistema se presenta en la barra Hernández 34,5 kV bajo la contingencia simple Luisa Cáceres – Aeropuerto en 34,5 kV. Debido a lo anterior se procedió a simular un bloque de compensación capacitiva de 6 MVAR.

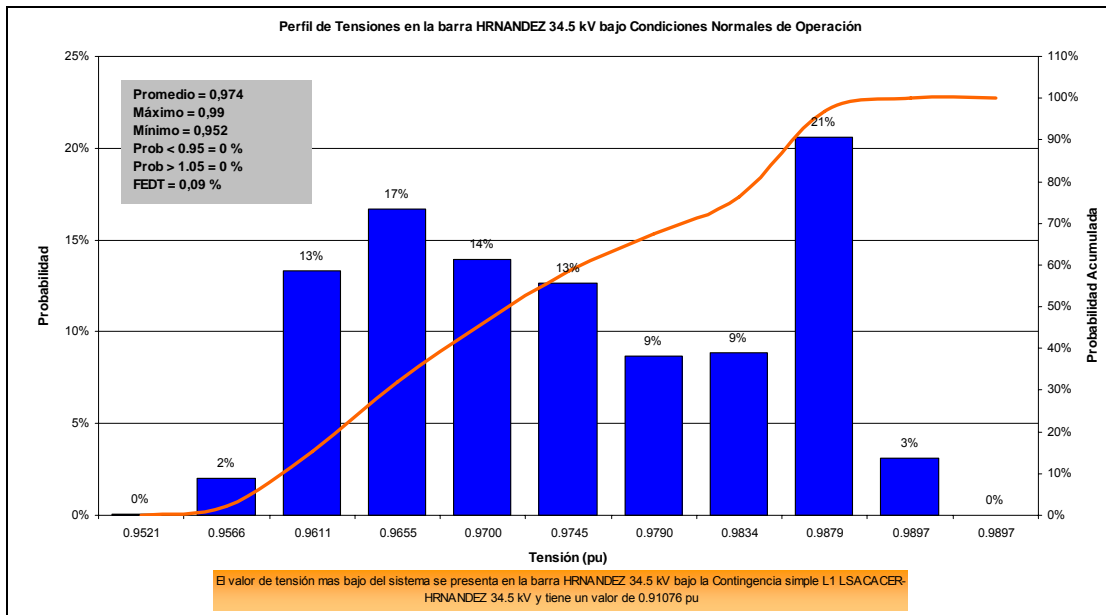
El perfil de tensiones en la barra Hernandez 34,5 kV luego de la adecuación se muestra en el gráfico 14.





**Gráfico 14.- Perfil de tensión en la barra Hernández 34,5 kV luego de la adecuación de tipo capacitiva (6 MVar)**

La cuarta iteración para la identificación de ampliaciones y/o adecuaciones estuvo dirigida a la verificación de la mejora en el perfil de tensiones en la barra Hernández 34,5 kV luego de añadir el bloque de compensación de 6 MVar, sin embargo, se pudo constatar que aunque los valores se vieron incrementados, el indicador FEDT (Frecuencia Equivalente de Desviación de Tensión) sigue estando por encima del criterio de 3%, debido a esto se simuló un bloque de compensación adicional de 6 MVar. Los resultados, luego de simular la compensación de 12 MVar totales en la barra Hernández 34,5 kV se muestran en el gráfico 15.



**Gráfico 15.- Perfil de tensión en la barra Hernández 34,5 kV luego de añadir compensación capacitiva de 12 MVar**

Una vez realizados los análisis respectivos, considerando los criterios expuestos en el capítulo IV, fue posible identificar las ampliaciones debidas a la inclusión de los dos parques de generación eólica, con el objeto de garantizar la obtención de perfiles de tensión y cargabilidad de equipos dentro de los parámetros establecidos de calidad de servicio. En resumen se plantearon las ampliaciones estipuladas en la tabla 6:

**Tabla 6.- Resumen de ampliaciones debidas a la inclusión de los parques de generación eólica**

Resumen Líneas agregadas al Sistema Eléctrico Margarita				
Línea	Id	Tensión (kV)	Longitud (km)	Calibre
Luisa Cáceres- Isletas	L1	34.5	10.00	ACSR #4/0
Isletas- Aeropuerto2	L1	34.5	5.00	ACSR #4/0
Hernandez - Aeropuerto(eólico)	L1	34.5	5.00	ACSR #4/0
Aeropuerto (eólico) - Aeropuerto	L1	34.5	5.00	ACSR #4/0
Luisa Cáceres - Aeropuerto	L1	34.5	17.30	ACSR #4/0

Resumen Compensación agregada al Sistema Eléctrico Margarita		
Barra	MVar	Condición
Las Hernandez	12	Nuevos

Resumen Transformación agregada al Sistema Eléctrico Margarita		
Barra	115/13,8	MVA
Pampatar	1	20



Ampliaciones debidas a la interconexión de los parques eólicos a la Red



Ampliaciones debidas a la operación de los parques eólicos

Así mismo, partiendo de los resultados de la investigación, se pudo apreciar que gran parte del sistema a 34,5 kV de la Isla de Margarita que se encuentra concentrado al oeste de la Planta de Generación Luisa Cáceres de Arismendi, presenta muy baja afectación a las condiciones operativas de la red a 115 kV, desarrollada alrededor del mayor centro de consumo de la región insular ubicado al este. También pudo apreciarse que la inclusión de los dos parques de generación eólica, refuerza el abastecimiento de la demanda de potencia en las localidades cercanas al Aeropuerto Internacional del Caribe Santiago Mariño y contribuye de forma notoria al mejoramiento de los perfiles de tensión en el sistema a 34,5 kV asociado.

Por lo expuesto anteriormente, es importante señalar, que el problema de la variabilidad del recurso eólico, no es una limitante para el análisis de la respuesta de sistemas eléctricos de potencia ante la inclusión de parques eólicos. Sin embargo, es fundamental el desarrollo de herramientas que permitan representar las fluctuaciones intrínsecas en la generación de electricidad a partir de un recurso aleatorio como el viento. En el siguiente apartado se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de la investigación.

## CONCLUSIONES

La determinación de un modelo de generación de velocidades de viento para un posible emplazamiento eólico, es un proceso complejo que requiere del análisis de la data de viento recolectada en el sitio durante un período de tiempo prolongado, tal y como quedó demostrado en el Capítulo IV referido a la elaboración del Simulador de Escenarios de Generación Eólica (SEGE) en el cual, se pudo obtener un modelo general que puede ser aplicado a otras regiones, siempre que se disponga de datos confiables de mediciones de viento del sitio seleccionado. Este modelo permite simular el comportamiento del viento para la obtención de múltiples muestras de forma rápida a través de la aplicación de técnicas de Montecarlo.

Así mismo, es importante destacar que el algoritmo desarrollado en el PSS/E para la ejecución de flujo de carga iterativo constituye un aporte en la realización de estudios futuros que requieran del análisis de sistemas eléctricos ante distintos estados de operación y múltiples escenarios de generación.

Por otro lado, esta investigación demuestra mediante el uso de simulaciones, que la independencia de la incidencia de vientos tiene un impacto positivo en la contribución de potencia de los parques eólicos, y por lo tanto, localizando los emplazamientos en múltiples sitios con baja correlación de vientos se puede mejorar el desempeño del sistema.

La metodología de análisis desarrollada mediante el uso de herramientas computacionales permite obtener una aproximación probabilística en el cálculo de las tensiones y los flujos de potencia, basándose no sólo en el promedio esperado o los valores pico de potencia entregada por las fuentes de generación eólica; sino haciendo uso de los múltiples valores de potencia recreados, para obtener un espectro completo de todos los valores posibles de tensión en el sistema, así como los perfiles de

cargabilidad de los equipos, en conjunto con su respectiva probabilidad de ocurrencia. La metodología de análisis propuesta puede ser utilizada en investigaciones futuras que tengan por objeto modelar la respuesta de un sistema ante fuentes de generación de naturaleza aleatoria.

En cuanto a la validación de los resultados arrojados por la aplicación de la metodología desarrollada, fue posible representar la incidencia de generación de tipo eólica en el caso práctico Sistema Eléctrico de la Isla de Margarita, para el cual se simuló el escenario de demanda del año 2015, dando como resultado que la inclusión de dos emplazamientos eólicos con capacidad nominal de 20 MW cada uno, a ubicar en Las Isletas y Aeropuerto, refuerza el abastecimiento de la demanda de potencia en el sistema de subtransmisión a 34,5 kV ubicado al oeste de la principal planta generadora de la Isla, Luisa Cáceres de Arismendi, y contribuye al mejoramiento de los perfiles de tensión en dicho sistema. Además, es importante destacar que se determinó una propuesta de ampliaciones, previas a la inclusión de los emplazamientos eólicos, ajustada a los criterios de operación en régimen permanente planteados en el estudio.

## RECOMENDACIONES

Para la elaboración de un modelo de generación de velocidades de viento es indispensable contar con una data de mediciones realizadas con equipos adecuados y bajo los estándares establecidos, por lo que se recomienda a los organismos encargados de evaluar el potencial energético del país, realizar campañas de medición de viento en el sitio de los posibles emplazamiento eólicos durante un período de tiempo no menor a un año, a fin de representar el total de las variaciones experimentadas por el viento durante el ciclo anual.

Así mismo, se recomienda profundizar en estudios que implementen nuevas metodologías para el análisis de la respuesta de los sistemas eléctricos ante la inclusión de generación de tipo eólica, acorde con las nuevas tendencias mundiales dirigidas a la utilización de herramientas computacionales y la optimización de los cálculos mediante el desarrollo de algoritmos novedosos.

En cuanto a los resultados obtenidos en el caso práctico, se recomienda evaluar el reforzamiento del sistema eléctrico de la Isla de Margarita, mediante la construcción de nuevas líneas y la implementación de compensación en aquellas barras que presentan niveles de tensión fuera de criterio. En ese orden de ideas, es recomendable llevar cabo el análisis comparativo de la implementación de otro tipo de generación distribuida con el fin de mejorar el desempeño del sistema haciendo uso de la tecnología más eficiente.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Global Wind Energy Council. *Perpectivas Globales de la Energía Eólica*. Edición septiembre, 2006. p.p 5 – 24.

[2] Universidad de Zaragoza. *Apuntes Energía Eólica*, - Zaragoza: España, 2005. Capítulo I: p.p 1 – 17.

[3] Acosta M., Ríos J., Álvarez E. *Análisis de prefactibilidad de generación eólica en la Isla de Margarita considerando desplazamiento de inversiones en transmisión, generación y posibles beneficios derivados de los certificados de emisiones*. – **EN**: Revista Especial VI Jornadas Profesionales CVG-EDELCA. Vol. 1, N°1 (2006), p.p 131 – 135.

[4] Vivas E. *Estudio de factibilidad técnica económica en la implementación de un parque de generación eólica en el Municipio Cristóbal Rojas del Estado Miranda*, - Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2003.

[5] Chitty A. *Inventario Eólico Nacional. Información eólica detallada región oriental de Venezuela*, Caracas: Ministerio de Energía y Minas, 1981.

[6] CVG-EDELCA. *Generación eólica Isla de Coche*.- **EN**: Revista EDELCA, N°3 (2006), p.p 32 – 35.

[7] Karki R., Hu P., Billinton R., *A simplified wind power generation model for reliability evaluation*. **EN**: IEEE Trans. Energy Conversion. – Vol. 21, N°2 (2006), p.p 533 – 540.

- [8] Billinton R., Bai G., *Generating capacity adequacy associated with wind energy.* - **EN:** IEEE Trans. Energy Conversion. – Vol. 19, N°3 (2004), p.p 641 – 646.
- [9] Hatziargyriou N., Karakatsanis T., Papadopoulos M., *Probabilistic load flow in distribution systems containing dispersed wind power generation.* - **EN:** IEEE Trans. Energy Conversion. – Vol. 8, N°1 (1993), p.p 159 – 165.
- [10] Feijóo A., Cidrás J., Dornelas J., *Wind speed simulation in wind farms for steady – state security assessment of electrical power systems.* – **EN:** IEEE Trans. Energy Conversion. – Vol. 14, N°4 (1999), p.p 1582 – 1588.
- [11] Ministerio de Recursos Naturales de Canada. <<http://www.retscreen.com>> [Consulta: 2006]
- [12] Justus C., *Wind and system performance.*- USA: Philadelphia: Franklin Institute Press., 1978.
- [13] Miller I., *Probabilidades y estadística para ingenieros*, México: Prentice Hall Hispanoamericana, 1987.
- [14] Anders G., *Probability concepts in electric power systems*, Canada: Toronto: Wiley – Interscience Publication, 1990.
- [15] Hernández S., Fernández C., Baptista P. *Metodología de la investigación*, México: McGraw – Hill Interamericana, 1991.
- [16] Tarifa E., *Teoría de modelos y simulación. Generación de números aleatorios.* Argentina: Universidad de Jujuy, 2004.
- [17] Siemens PTI, *Program operation manual of PSS/E-28.* USA: PTI, 2001.



[18] Acosta M., Ríos J., *Factibilidad técnico – financiera para el desarrollo de un parque de generación eólica en la Isla de Margarita y evaluación del impacto sobre el sistema eléctrico receptor*. España: Universidad de Zaragoza, 2007.

[19] CVG EDELCA, *Pronósticos de Energía y Potencia Eléctrica del Sistema Eléctrico Oriental período 2006-2024*. División de Planificación de Sistemas Eléctricos, Caracas (2006).

[20] Ministerio de Energía y Petróleo. *Normas de calidad del servicio de distribución de electricidad*. Venezuela (2004).

[21] Compañía administradora del Mercado Mayorista Eléctrico CAMMESA. *Conceptos básicos sobre la inserción de la generación eólica en un sistema eléctrico de potencia*. España (2005).

## BIBLIOGRAFÍAS

Billinton R., Peng W., *Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation*. - **EN:** IEEE Trans. Energy Conversion. – Vol. 14, N°2 (1999), p.p 397 – 403.

Sankarakrishnan A., Billinton R., *Sequential Monte Carlo simulation for composite power system reliability analysis with time varying loads*. - **EN:** IEEE Trans. Energy Conversion. – Vol. 10, N°3 (1995), p.p 1540 – 1545.

Wind Power Denmark, < <http://www.windpower.org> >, [Consulta, 2006]

Gamesa España, < <http://www.gamesa.es>>, [Consulta, 2006]

Nasa World Wind Sourface, < <http://www.nasa.com>>, [Consulta, 2007]