

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO EN ESTADO TRANSITORIO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PENÍNSULA DE PARAGUANÁ CON LA
INCORPORACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE 100 MW DE
GENERACIÓN”**

Realizado por:
ESTEBAN MANUEL PIÑERO LÓPEZ

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para optar al Título de:
Ingeniero Electricista

Barcelona, Octubre del 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO EN ESTADO TRANSITORIO
DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PENÍNSULA DE PARAGUANÁ CON
LA INCORPORACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE 100 MW DE
GENERACIÓN”**

REVISADO Y APROBADO POR:

Ing. Luis Suárez
Asesor Académico

Ing. José Piña
Asesor Industrial

Barcelona, Octubre del 2009

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO EN ESTADO TRANSITORIO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PENÍNSULA DE PARAGUANÁ CON LA
INCORPORACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO DE 100 MW DE
GENERACIÓN”**

JURADO CALIFICADOR

Ing. Luis Suárez
Asesor Académico

Ing. Santiago Escalante
Jurado Principal

Ing. Pedro Rodríguez
Jurado Principal

Barcelona, Octubre del 2009

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 44 del reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente:

“Los Trabajos de Grado son propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de Núcleo respectivo el cual participará al consejo Universitario”

DEDICATORIA

A Ti **Dios**, padre todopoderoso por permitirme una vez más cumplir una de mis metas, en esta escuela tanto profesional como personal y espiritual.

A La **Virgen María** por ser modelo de fe para mi y acompañarme en todo momento incluso ahora que culmina esta etapa de mi vida.

A mis padres, **Susana y Reinaldo**, por ustedes estoy yo aquí y no puedo hacer menos que dedicarles este logro a quienes me han dado la vida.

A mis hermanos **Kory, Tito y Reyam** ustedes también forman parte de este triunfo y a ustedes se los dedico.

A mi madre **Tia Fafa**, te lo dedico, por estar siempre allí como otra madre para mí.

A mis princesas **Koralvis y Kamila** y a mi Principito **Juanpablo** este logro también es para ustedes.

AGRADECIMIENTOS

Una vez más a **Dios** por estar allí en todo momento y darme cada día una esperanza más para vivir.

A **Mis Padres** quienes con su esfuerzo y dedicación han dado todo para que hoy yo pueda culminar esta meta, les estaré eternamente agradecido.

A mi hermano **Tito**, gracias por tu apoyo incondicional y por ser además de mi hermano, un gran amigo.

A **Kory, Elvis, Koralvis y Kamila**. Gracias por abrir las puertas de su hogar y de su corazón para mí y brindarme ese calor humano que tanta falta hace al estar tan lejos.

A ti **Tia Fafa**, una vez más gracias por quererme tanto, madre aquí tienes a tu hijo.

A mis tutores **José Piña y Luis Suárez**, gracias por su apoyo y sus conocimientos.

A la empresa **PDVSA**, especialmente la gerencia de proyectos Mayores, en el proyecto parque eólico Paraguaná. A todo el equipo muchas gracias por compartir sus conocimientos conmigo.

Al **Prof. Celso Fortoul** y al **Ing Julio Cayo**, gracias por su asesoría y por orientarme en el desarrollo de este trabajo de grado

A mi hermano **Ronald** gracias por todos los ratos que compartimos juntos desde el primer semestre. que Dios te bendiga ahora y siempre.

A mis amigos **Freds y María** gracias por hacerme sentir parte de la familia, cuenten conmigo en todo momento.

A todas aquellas personas que me ayudaron a crecer personal y espiritualmente y a quienes considero como mi familia, especialmente a **Andreina, María Milagros, Armando, Anawis, Suri y a mi Madre Eva**. Que el señor les multiplique su generosidad en bendiciones.

A toda mi familia en punto fijo, gracias por estar pendiente de mi y apoyarme en todo momento.

A todos esos amigos que dejo en oriente pero que siempre llevaré en mi corazón, gracias por todo.

RESUMEN

El desarrollo de este trabajo permitió realizar un estudio del sistema eléctrico de la península de Paraguaná ante la integración de un parque eólico de 100MW de generación con generadores asíncronos. Para lograr el objetivo principal, luego de haber descrito en detalle el sistema eléctrico de Paraguaná y el proyecto parque eólico, se realizó una simulación del sistema eléctrico de la península con el software ETAP 5.0.3 incluyendo también los aerogeneradores, todos con los valores reales de la red y los suministrados por los fabricantes de las turbinas de viento. Se realizaron corridas para calcular el flujo de carga analizando diferentes escenarios de operación, de acuerdo a los niveles de producción del parque eólico, se hizo énfasis en los perfiles de tensión, los flujos de potencia y el comportamiento de la energía reactiva en las líneas de transmisión de 115kV asociadas al área de influencia del parque eólico.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	viii
CONTENIDO	ix
LISTA DE TABLAS	xiii
LISTA DE FIGURAS.....	xiv
CAPÍTULO I.....	16
DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA PDVSA E IDENTIFICACION DEL PROBLEMA.....	16
1.1 Reseña Histórica	16
1.2 Centro de Refinación Paraguaná (C.R.P)	19
1.2.1 Refinería Amuay.....	21
1.2.2 Refinería Cardón.....	23
1.2.3 Ubicación Geográfica Del C.R.P.	25
1.2.4 Estructura Organizativa del C.R.P.....	25
1.2.5. Valores del C.R.P.....	26
1.3. Planteamiento del Problema.....	27
1.4. Objetivos.....	29
1.4.1. Objetivo General	29
1.4.2. Objetivos Específicos	29
CAPÍTULO II.....	31
MARCO TEÓRICO	31
2.1 Energías Renovables	31
2.1.1 Energía solar.....	31
2.1.2 Energía Geotérmica	34

2.1.3	Biomasa	35
2.1.4	Hidrógeno.....	36
2.2	Energía Eólica	37
2.2.1	Ventajas de la Energía Eólica.	37
2.2.2	Desventajas de la Energía Eólica.....	38
2.2.3	Comportamiento del Recurso Eólico.	39
2.2.4	Aplicaciones.	39
2.2.5	Sistemas Eléctricos Conectados a la Red.....	41
2.3	Tipos de Generadores Eléctricos.	42
2.3.1	Generador de Corriente Alterna Síncrono	43
2.3.2	Generador de Corriente Alterno Asíncrono o de Inducción	44
2.4	Criterios de Calidad del Sistema Eléctrico Nacional.....	45
2.4.1	Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad	45
2.5	Criterios de Operación del Sistema Eléctrico Nacional	48
Criterio 1	48
Criterio 2	48
Criterio 3	49
Criterio 4	49
Criterio 5	49
Criterio 6	50
Criterio 7	50
Criterio 8	50
Criterio 9	50
Criterio 10	50
2.6	Descripción del Sistema Eléctrico Venezolano.....	51
2.6.1	Descripción del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).....	51
2.6.2	Demanda del Sistema	54

2.6.3	Capacidad de Generación Instalada	54
2.7	Generación Térmica vs Generación Eólica.....	55
CAPITULO III.....		57
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ESTADO FALCÓN.....		57
3.1.	Demanda del Estado Falcón Año 2004	59
3.2.	Características Técnicas del Parque de Generación Térmica Existente.	61
3.3.	Parámetros y Características Eléctricas de las Líneas y Subestaciones Eléctricas	62
3.4.	Punto de Interconexión del Parque Eólico.....	64
CAPITULO IV		65
PROYECTO PARQUE EÓLICO PARAGUANÁ.....		65
4.1.	Introducción	65
4.2.	Objetivo del Proyecto	66
4.3.	Alcance del Proyecto.....	67
4.4.	Justificación	67
4.5.	Localización del Proyecto	68
4.6.	Descripción del Proyecto.....	70
4.7.	Características del aerogenerador seleccionado para el parque eólico Paraguaná (MADE AE-61).....	72
4.7.1.	Descripción general.....	72
4.7.2.	Certificación.....	73
4.7.3.	Componentes principales	75
4.7.4.	Experiencia en el Ámbito Mundial del MADE AE61	80
4.7.5.	Experiencia en el Mercado Latinoamericano y el Caribe	80
4.7.6.	Historial del Aerogenerador MADE AE61.....	81
4.7.7.	Protección Contra la Corrosión Ambiental.....	83
4.8.	Viento	83

CAPÍTULO V	85
COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA INCLUYENDO UN PARQUE EÓLICO DE 100 MW DE GENERACIÓN.	85
5.1. Simulación del sistema eléctrico de Paraguaná, incluyendo un parque eólico de 100MW de generación.....	86
5.2. Caso 1: Estudio de Flujo de Carga con los Aerogeneradores Trabajando al 100% de su Capacidad Nominal.	89
5.3. Caso 2: Estudio de Flujo de Carga con los Aerogeneradores Trabajando al 75% de su Capacidad Nominal.	91
5.4. Caso 3: Estudio de Flujo de Carga con los Aerogeneradores Trabajando al 50% de su Capacidad Nominal.	93
CAPITULO VI	96
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	96
6.1. Conclusiones.....	96
6.2. Recomendaciones.....	97
BIBLIOGRAFIA.....	98
ANEXOS.....	¡Error! Marcador no definido.
Anexo A:.....	¡Error! Marcador no definido.
Anexo B: Reportes de Flujo de Carga.....	¡Error! Marcador no definido.
Anexo B.1: Flujo de Carga con los Aerogeneradores Trabajando al 100% de su Capacidad Nominal.	¡Error! Marcador no definido.
Anexo B.2: Flujo de Carga con los Aerogeneradores Trabajando al 75% de su Capacidad Nominal.....	¡Error! Marcador no definido.
Anexo B.3: Flujo de Carga con los Aerogeneradores Trabajando al 05% de su Capacidad Nominal.....	¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. variaciones Permitidas de los Niveles de Tensión	46
Tabla 3.1. Proyecciones de Demanda Máxima Anual 2006-20015(MW)	60
Tabla 3.2. Proyecciones de Demanda Máxima Anual 2016-2025(MW)	60
Tabla 3.3. Parque de generación térmica existente – Estado Falcón.....	61
Tabla 3.4. Distribución de las Cargas Año 2004 – Área de Servicio: Coro...	63
Tabla 3.5. Distribución de las Cargas Año 2004 – Area de Servicio: Paraguaná	63
Tabla 4.1 Descripción resumida del aerogenerador Made AE-61	72
Tabla 4.2 Comparación del emplazamiento de GL Clase I y las características específicas del emplazamiento	74
Tabla 5.1 Flujo de carga. 100% de la Capacidad Nominal en los Aerogeneradores.	90
Tabla 5.2. Flujo de carga. 75% de la Capacidad Nominal en los Aerogeneradores.	92
Tabla 5.3. Flujo de carga. 100% de la Capacidad Nominal en los Aerogeneradores.	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Estructura Organizativa del Centro de Refinación Paraguaná.....	25
Figura 2.1. Camión Solar Greenpeace [1]	32
Figura 2.2. Calentador de agua solar. [1].....	33
Figura 2.3. Modelo De Planta Geotérmica [1].....	34
Figura 2.4. Esquema De Planta De Producción De Biogas [1].....	35
Figura 2.5. Scénic ZEV H2, Primer Renault movido por hidrógeno. [1]	37
Figura 2.6. Esquema Básico de un Generador Síncrono 2 Polos. [10].....	43
Figura 2.7. Generador Asíncrono o de Inducción [10]	44
Figura2.8. Red de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 765 Kv	52
Figura 2.9. Red de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 400 Kv	52
Figura 2.10 Red de Transmisión Del Sistema Eléctrico Nacional 230 Kv.....	53
Figura 2.11. Red de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 115 Kv	53
Figura 2.12. Capacidad instalada por fuente primaria (%) año 2007	54
Figura 2.13. Distribución Geográfica de la Generación Nacional para el Año 2007	55
Figura 3.1. Sistema Eléctrico del Estado Falcón	59
Figura 4.1. Ubicación del Proyecto	68
Figura 4.2 Área de Implantación del Proyecto	69
Figura 4.3. Generador Asíncrono Multipolo	79
Figura 4.4. Velocidad Media Mensual Del Viento Estación Punto Fijo	84
Figura 4.5. Rosa de los Vientos.....	84
Figura 5.1. Sistema eléctrico actual de la Península de Paraguaná.....	85
Figura 5.2. Sistema eléctrico de la Península de Paraguaná Incluyendo el Parque Eólico.....	86
Figura 5.3. Aplicación de la máquina de inducción como generador.....	¡Error!
Marcador no definido.	

Figura 5.4. Valores nominales del generador ..**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.5. Modelo del aerogenerador.....**¡Error! Marcador no definido.**
Figura 5.6. Esquema Unifilar General del Parque Eólico..... 89

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA PDVSA E IDENTIFICACION DEL PROBLEMA

1.1 Reseña Histórica

El origen de la industria petrolera venezolana se remonta al año 1829, cuando el Libertador dictó, en la ciudad de Quito, Ecuador, un Reglamento sobre minas que hacía al país propietario de toda riqueza mineral.

El potencial petrolífero del país se da a conocer a través de las investigaciones realizadas por el doctor José María Vargas, el cual analizó una muestra de petróleo proveniente de Trujillo en el año 1839.

Es entonces para el año 1865, cuando se otorga la primera concesión para la explotación petrolera, la cual no le fue posible técnicamente llevar a cabo el proyecto de explotación y la concesión le fue otorgada después de un año.

Luego del terremoto que sacudió al Estado Táchira en el año 1875 se produce un brote de petróleo en la hacienda “La Alquitrana” propiedad de Manuel Antonio Pulido. El mismo, da comienzo a la explotación comercial del petróleo en Venezuela a través de la primera compañía petrolera venezolana llamada Petrolia.

Después de Petrolia las concesiones fueron dándose a un ritmo acelerado. La explotación en grande se inicia en 1914, en la cuenca

petrolera del Lago de Maracaibo, en el Estado Zulia, a través de la Caribbean Petroleum Company que pertenecía a la compañía Holandesa-Británica Shell. A partir de 1924 las empresas norteamericanas entraron en el negocio petrolero venezolano con mucha fuerza y la industria petrolera comenzó a abrirse.

En 1975 luego de la nacionalización de la industria petrolera, el Estado Reserva los derechos relacionados a la exploración, explotación, refinación o manufactura, distribución, almacenamiento y venta del petróleo y sus derivados, mediante, la creación de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Propiedad de la República de Venezuela, con sede en Caracas Distrito Federal de donde dirige en forma global todas sus actividades; esta corporación se encarga de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera, y entre sus funciones esta el planificar, coordinar, supervisar y controlar las funciones operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior.

A partir de la nacionalización se crean compañías venezolanas de petróleo, las cuales son administradas bajo un esquema organizacional integradas a lo largo de toda la cadena que va desde la exploración y la producción hasta la comercialización, ellas son las siguientes: AMOVEN, BARIVEN, BOSCAVEN, DELTAVEN, GUARIVEN, LAGOVEN, MARAVEN, MENEVEN, PALMAVEN, ROQUEVEN y TALOVEN.

Para 1985 PDVSA contaba con una organización racional, formada por tres grandes empresas operadoras integradas (LAGOVEN, MARAVEN y CORPOVEN) en cuyas actividades contempla la exploración explotación

transporte, refinación, almacenamiento y comercialización, PEQUIVEN, INTEVEP, INTERVEN, BARIVEN, CEPET, CIED.

En julio de 1997, se llevó a cabo el primer Congreso Ejecutivo de PDVSA y sus empresas filiales, la alta gerencia de la empresa y las juntas directivas de las filiales asumió el compromiso del cambio. Dicho cambio consistió en una reestructuración de la Corporación con el propósito fundamental de reconfigurar el papel de la casa matriz y consolidar la estructura operativa, a través de un plan integral que se llevaría a tener para enero de 1998, una organización caracterizada principalmente por tres empresas funcionales: una de Explotación y Producción, una de Manufactura y Mercadeo y una de Servicios.

La industria petrolera desarrolla cierto número de procesos para satisfacer los mercados de consumo de petróleo y sus derivados, estos procesos van desde la búsqueda del crudo hasta su colocación en el mercado. PDVSA lleva adelante actividades en materia de explotación y producción para el desarrollo de la industria petróleo, gas, bitumen y crudo pesado de la Faja del Orinoco, producción y manufactura de Orimulsión y explotación de los yacimientos de carbón.

PDVSA como corporación de alcance global, maneja sus inversiones de los Estados Unidos a través de las oficinas de la ciudad de Nueva York. Es propietaria en ese país de CITGO Petroleum Corporation, empresa de refinación, mercado y transporte con sede en Tulsa, Oklahoma.

CITGO es el tercer suplidor más grande de gasolina y ocupa el primer lugar en puntos de ventas.

PDVSA cuenta con su propia flota de tanqueros y mantiene un programa de ampliación y modernización de su flota con base en las más altas exigencias de las ingenierías naval y protección del ambiente.

Actualmente, PDVSA posee uno de los planteles refinadores más grandes del mundo con una capacidad total instalada de 3.5 millones de barriles diarios, incluyendo las refinerías que posee en Venezuela, el Caribe, Estados Unidos y Europa.

1.2 Centro de Refinación Paraguaná (C.R.P)

El Centro Refinador Paraguaná, tiene sus orígenes en la estructura organizativa que adoptó PDVSA a partir del 01 de Enero de 1998, al unificar por actividades las antiguas filiales: LAGOVEN, MARAVEN, y CORPOVEN.

Está integrada por la Refinería de Amuay y Cardón; las cuales están ubicadas en Judibana y la Comunidad Cardón de la Península de Paraguaná, Estado Falcón.

Estas fueron puestas en servicio en 1949 y 1950, respectivamente por las concesionarias Creole y Shell, con una capacidad inicial de 50 y 60 mil barriles diarios. Luego con la nacionalización petrolera 1976, estas Refinerías pasan hacer operadas por LAGOVEN S.A. y MARAVEN S.A., Filiales de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA).

Ambas Refinerías, buscando a responder al incremento de producción y las grandes reservas de crudo pesado, realizaron los proyectos de

Refinación más importantes de Venezuela como fueron la Modificación del Patrón de Refinación

Amuay, MPRA (1982) y el Proyecto de Adecuación de la Refinería Cardón, PARC (1996).

A partir de 1991, se inicio un proceso de sinergia entre estas refinerías con el proyecto de Interconexión Amuay – Cardón (IAC – I).

En 1996 con la puesta en servicio de la segunda fase de este proyecto (IAC-II), logrando unirlos mediante seis poliductos para el intercambio de olefinas, naftas y gasóleos. Posteriormente respondiendo al proceso de transformación de la industria petrolera venezolana, la Refinería de Amuay y Cardón, se integraron pasando a formar el Centro de Refinación más grande del mundo.

Producto de la absorción de las Filiales LAGOVEN y MARAVEN por la filial de CORPOVEN. La fusión fue aprobada por el Ministerio de Energía y Minas el 11 de Septiembre de 1997.

El Centro de Refinación Paraguaná inicia sus operaciones de forma integrada a partir de 01 de Enero de 1998, constituyéndose de esta manera en el complejo con 940 barriles de petróleo diarios, lo que equivale al 74 % del total de la capacidad de refinación en el país y el 50 % del circuito internacional de PDVSA.

El Centro de Refinación recibe aproximadamente 860 mil barriles diarios de petróleo, a través de 3 oleoductos y 125 millones de pies estándar

de gas, ambos provenientes de los campos petroleros ubicados en el lago de Maracaibo.

Eventualmente también procesan crudos del Oriente de Venezuela recibidos a través de barcos.

Para sus procesos el CRP. Consume unos 616 litros por segundos de agua a través del acueducto del sistema El Falconiano, que se abastece de los embalses El Isiro, Barrancas y Hueque, ubicados en el Piedemonte de la sierra falconiana.

El Centro de Refinación Paraguaná (CRP), es una empresa dedicada a la refinación manufactura, almacenamiento, comercialización de hidrocarburos, perteneciente a la unidad del negocio de Refinación Suministro y Comercio.

La creación del Centro de Refinación Paraguaná está en línea con el proceso de transformación de PDVSA imponiendo el avance hacia una nueva cultura empresarial en la que prevalecen los valores corporativos, de la búsqueda de la excelencia y el más alto valor agregado para el negocio.

1.2.1 Refinería Amuay.

El 18 de Abril de 1947, mediante contrato firmado con el Gobierno Venezolano, la Creóle Petroleum Corporación, acordó la construcción de la Refinería de Amuay, enclavada en la bahía del mismo nombre.

El 3 de enero de 1950 entró en servicio la torre atmosférica N°1 y la planta de vacío en agosto de 1950.

La primera ampliación de la refinería (proyecto de expansión N°1) comenzó a construirse en octubre de 1953 entrando en servicios nuevas unidades como:

- ◆ Torre Destilación Atmosférico N° 2 (PSAY-2. Septiembre 1954.
- ◆ Fraccionadora de nafta (NFAY- 1) Septiembre 1954.
- ◆ Hidroformadora (HFAY) Abril 1955.
- ◆ Planta de vacío N° 2 (PVAY –2) Abril 1955.

La refinería ha continuado creciendo desde la culminación de este proyecto de expansión N° 1, donde nuevas unidades entraron en servicio.

El 24 de septiembre de 1970 fue inaugurado el complejo de desulfuración HDS, para los requerimientos de calidad del mercado.

El 31 de Mayo de 1972 PSAY y PVAY –5 comenzaron en servicio, que luego incluyó una expansión nafta (NFAY- 4).

En 1973 las plantas de fraccionamientos de nafta se expandieron, NFAY – 1. NFAY – 2 y NRAY. Posteriormente entró en servicio la unidad de livianos de crudo (GLAY), en Abril de 1982.

En Diciembre de 1982 entró en servicio el Flexicoquer (FKAY), el cual convierte fondos de vacío a productos de alto valor, como lo son destilados y nafta.

También se construyó una planta de Nitrógeno, una de aguas agrias y varias unidades Meros para el tratamiento de nafta.

El 1º de enero de 1976 las compañías petroleras extranjeras fueron nacionalizadas y la industria petrolera Nacional fue reorganizada. Bajo la dirección de petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), LAGOVEN S.A. sustituyo a la Creole Petroleum Corporación, formando parte como empresa de estado.

1.2.2 Refinería Cardón.

En el año de 1918, el Departamento Marítimo del Grupo Royal Dutch / Shell inicio un estudio de la Costa Noroccidental de Venezuela, con el propósito de encontrar un puerto que brindara a los Trasatlántico un fondeadero de aguas profundas y que no estuviese expuesto a los fuertes vientos del Noroeste predominantes en esta zona.

Como resultado de este estudio el cual se prolongo hasta 1923, se comprobó un terreno en Chichiriviche (1929) y se adquirió el terreno actual de la refinería (1938), con una extensión total de 1234 hectáreas, pero no fue sino hasta marzo de 1945, cuando se dio inicio a los trabajos de construcción civil.

El primero de enero de 1976, la industria petrolera fue nacionalizada y reorganizada bajo la dirección de Petróleos de Venezuela S.A., MARAVEN asumió las operaciones de la Compañía Shell de Venezuela, tomando en sus manos a la Refinería Cardón.

Como consecuencia de la toma de las riendas de la Refinería por MARAVEN S.A. comienza la Ejecución del Proyecto del cambio de patrón de la Refinería Cardón.

Para el año 1990, se completo la construcción del nuevo edificio sede de MARAVEN y en 1991, se pone en servicio la interconexión Amuay – Cardón.

Debido al aumento del mercado de consumo de “productos blancos” y a la necesidad de modernizar el proceso productivo, durante el periodo 1992 – 1996, se realizo la expansión de la Refinería, desarrollando el proyecto de Adecuación de la Refinería Cardón conocido como PARC. Con la culminación de este proyecto la Refinería se convierten en uno de los mejores centros procesadores de petróleos del mundo, al contar con tecnología probada de avanzada para la producción de combustibles que cumplan con Las nuevas exigencias ambientales de los Países Industrializados.

Los proyectos descritos anteriormente, permiten aumentar el valor agregado de nuestras exportaciones, así como también evitar costosas importaciones de insumos para el funcionamiento de la Refinería.

1.2.3 Ubicación Geográfica Del C.R.P.

El Centro de Refinación Paraguaná esta ubicado al noroeste de Venezuela en la península de Paraguaná, estado Falcón lo que le facilita el intercambio de relaciones con el mercado nacional e internacional. Cuenta con una fuerza laboral de 4.284 empleados y tiene una capacidad instalada de 940 mil barriles diarios de crudo, lo que equivale al 71% de la capacidad de refinación del país y al 33% del circuito internacional de PDVSA.

1.2.4 Estructura Organizativa del C.R.P.

Está conformado un Gerente General, un Sub-Gerente y seis Gerencias Asesoras:

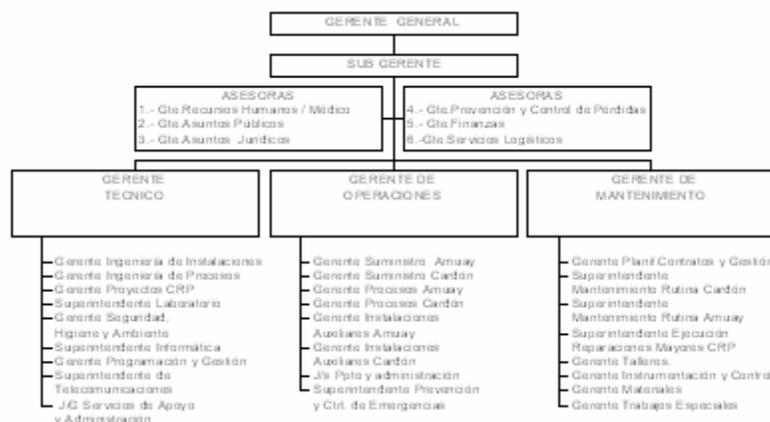


Figura 1.1. Estructura Organizativa del Centro de Refinación Paraguaná.

La Gerencia Técnica contempla dentro de su estructura organizativa la Gerencia de Proyectos Mayores, la cual es la encargada de la visualización, definición, conceptualización, ejecución y puesta en marcha de proyectos dentro o fuera de la refinería que involucran largos tiempos de ejecución y

altos costos de inversión. Sus esfuerzos y conocimientos son aplicados en función del avance tecnológico, el crecimiento de la industria y el beneficio social de todos los venezolanos; Soportado por personal motivado y formado integralmente, para el mejor desenvolvimiento de sus actividades.

1.2.5. Valores del C.R.P.

- ◆ **Respeto y Consideración al Individuo:** Reconocer al trabajador de la Corporación como el recurso más importante, ofreciéndole oportunidades de crecimiento y autorrealización, tanto en lo personal como en lo profesional.
- ◆ **Seguridad y Ambiente:** Prestar especial atención y dedicar esfuerzos permanentes a la protección física del personal propio y contratado, a la prevención de accidentes y a la conservación de las instalaciones y del medio ambiente.
- ◆ **Ética:** Adhesión rigurosa a principios morales que garanticen una conducta ejemplar, asumiendo plenamente las obligaciones con el accionista, sus trabajadores, familia, suplidores y clientes.
- ◆ **Trabajo en Equipo:** Compartir la gestión empresarial con el personal, estimulando el mantenimiento de un ambiente de trabajo que haga factible el aporte de cada cual, según sus capacidades.
- ◆ **Responsabilidad:** Cumplir los compromisos adquiridos sin desviarse del objetivo.

- ◆ **Proyección Social:** Participar en la promoción sociocultural y técnica del país particularmente de nuestro medio circundante, con acciones propiciadas de un desarrollo integral.
- ◆ **Excelencia:** Búsqueda permanente del más alto nivel de calidad en los procesos, productos y servicios.

1.3. Planteamiento del Problema

El uso de los recursos renovables para desarrollar fuentes alternativas de energía como la eólica, es vista por los expertos como una forma de reducir el impacto que causan sobre el ambiente otras fuentes asociadas al uso del carbón, petróleo y sus derivados, así como también la que se produce por efectos de la energía nuclear o la hidráulica.

Actualmente, a escala mundial todos países apoyan el uso de este tipo de energías renovables, entre los principales se encuentran Dinamarca, España, Alemania, Francia, Canadá, La India y China, quienes realizan notables esfuerzos a favor de la energía eólica, contribuyendo así con la preservación del medio ambiente y a su vez ayudando reducir el consumo de aquellas fuentes de energía fósiles que algún día se agotarán, realidad que involucra a Venezuela y a Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA).

Con el objeto de aprovechar la energía renovable generada mediante la utilización del potencial eólico que posee la Península de Paraguaná, localizada al norte de Coro, Estado Falcón, Petróleos de Venezuela S.A. inició un proceso de diseño, instalación y puesta en marcha del Parque

Eólico Paraguaná, con capacidad de generar 100MW de potencia. La factibilidad técnica de la implantación de los aerogeneradores ha sido confirmada con los resultados de los estudios de viento llevados a cabo en la zona desde el año 2002.

Con la ejecución de este proyecto se estima, de forma preliminar, que se puede generar entre 425 y 475 GWh por año, lo cual representa un ahorro de combustible para la producción de electricidad en la región, en el orden de 725.000 a 810.000 barriles de gasoil por año.

Un aspecto importante a considerar en la implantación de parques eólicos es la conexión a la red de transporte y distribución en alta tensión, en estos casos, cualquier modificación de la potencia neta inyectada en un nodo afecta la tensión de éste, pudiendo sentirse sus efectos en otras partes del sistema. Este es el caso de la red eléctrica de Paraguaná, a la que se conectará un parque de elevada potencia instalada.

Cabe destacar que la integración de parques eólicos en un Sistema interconectado debe efectuarse de tal forma, que los parámetros correspondientes a Fiabilidad, Seguridad y Estabilidad resulten los adecuados, en orden de alcanzar los objetivos propuestos.

En consecuencia, se plantea el estudio del comportamiento en estado transitorio del sistema eléctrico de la Península de Paraguaná con la incorporación de un Parque Eólico de 100 MW de generación, con aerogeneradores asincrónicos jaula de ardilla de doble velocidad, prestando especial atención a las variaciones de tensión y de frecuencia, como variables más significativas del estado normal. Este tipo de estudio

proporcionará la información necesaria, relativa a la evolución de las variables del sistema eléctrico, tras una perturbación modificadora del régimen estacionario.

Para lograr los objetivos planteados, se utilizarán herramientas computacionales suministradas por la empresa (PDVSA), entre ellos paquete computacional ETAP 5.5.6 con el cual será simulado el comportamiento del sistema eléctrico de la Península al integrar el parque eólico.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Estudiar el comportamiento en estado transitorio del sistema eléctrico de la Península de Paraguaná con la incorporación de un Parque Eólico de 100 MW de generación, con aerogeneradores asincrónicos jaula de ardilla de doble velocidad.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Describir el proyecto “Parque Eólico Paraguaná” y el sistema eléctrico asociado.
- Simular mediante herramientas computacionales, el sistema eléctrico de Paraguaná incluyendo un parque eólico de 100 Mw de generación, con aerogeneradores asincrónicos jaula de ardilla de doble velocidad.

- Determinar el flujo de potencia y el perfil de tensión en las líneas de transmisión del Sistema para los diferentes escenarios operativos definidos.
- Evaluar el impacto del consumo de energía reactiva en el comportamiento de la generación del parque eólico de Paraguaná.
- Estudiar el efecto de la fluctuación de la potencia del parque eólico sobre la frecuencia del Sistema.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Energías Renovables

Las fuentes renovables de energía se basan en los flujos y ciclos naturales del planeta. Son aquellas que se regeneran y son tan abundantes que perdurarán por cientos o miles de años, las usemos o no; además, usadas con responsabilidad no destruyen el medio ambiente. La electricidad, calefacción o refrigeración generados por las fuentes de energías renovables, consisten en el aprovechamiento de los recursos naturales como el sol, el viento, los residuos agrícolas u orgánicos. Incrementar la participación de las energías renovables, asegura una generación de electricidad sostenible a largo plazo, reduciendo la emisión de CO₂. Aplicadas de manera socialmente responsable, pueden ofrecer oportunidades de empleo en zonas rurales y urbanas y promover el desarrollo de tecnologías locales. [1]

2.1.1 Energía solar

La energía solar que recibe nuestro planeta es resultado de un proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el interior del sol. Esa radiación solar se puede transformar directamente en electricidad (solar eléctrica) o en calor (solar térmica). El calor, a su vez, puede ser utilizado para producir vapor y generar electricidad.

2.1.1.1. Energía solar eléctrica

La energía del sol se transforma en electricidad mediante células fotovoltaicas, aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores. El material base para la fabricación de la mayoría de las células fotovoltaicas es el silicio. La eficiencia de conversión de estos sistemas es de alrededor de 15%. Aun así, un metro cuadrado puede proveer potencia suficiente para operar un televisor mediano.

Para poder proveer de energía eléctrica en las noches, las celdas fotovoltaicas requieren de baterías donde se acumula la energía eléctrica generada durante el día.

En la actualidad se están desarrollando sistemas fotovoltaicos conectados directamente a la red eléctrica, evitando así el uso de baterías, por lo que la energía que generan se usa de inmediato.

En la Figura 2.1 se puede observar el camión solar de Greenpeace, el cual transforma la radiación solar en energía eléctrica. [1]



Figura 2.1. Camión Solar Greenpeace [1]

2.1.1.2. Energía solar térmica

Los sistemas solares térmicos pueden clasificarse en planos o de concentración o enfoque. Los sistemas solares planos son dispositivos que se calientan al ser expuestos a la radiación solar y transmiten el calor a un fluido (agua, por ejemplo). Con el colector solar plano se pueden calentar fluidos a temperaturas de hasta 200 ° C pero, en general, se aprovecha para calentar hasta los 75 ° C.

En la figura 2.2 se observa un equipo sencillo permite demostrar que el agua puede ser calentada con energía solar, en sustitución del gas.



Figura 2.2. Calentador de agua solar. [1]

Los sistemas solares de concentración son aquellos que funcionan enfocando la radiación solar en un área específica, en un punto o a lo largo de una línea. En algunas centrales solares termoeléctricas concentran la radiación solar utilizando para ello espejos, y mediante distintas tecnologías

proporcionan calor a media o alta temperatura. Ese calor se utiliza para generar electricidad, del mismo modo que en una central termoeléctrica. [1]

2.1.2 Energía Geotérmica

La energía geotérmica se obtiene aprovechando el calor que emana de la profundidad de la Tierra. La energía geotérmica se produce cuando el vapor de los yacimientos es conducido por tuberías. Al centrifugarse se obtiene una mezcla de agua y vapor seco, el cual es utilizado para activar turbinas que generan electricidad. Un modelo de planta geotérmica se ve representado en la figura 2.3.

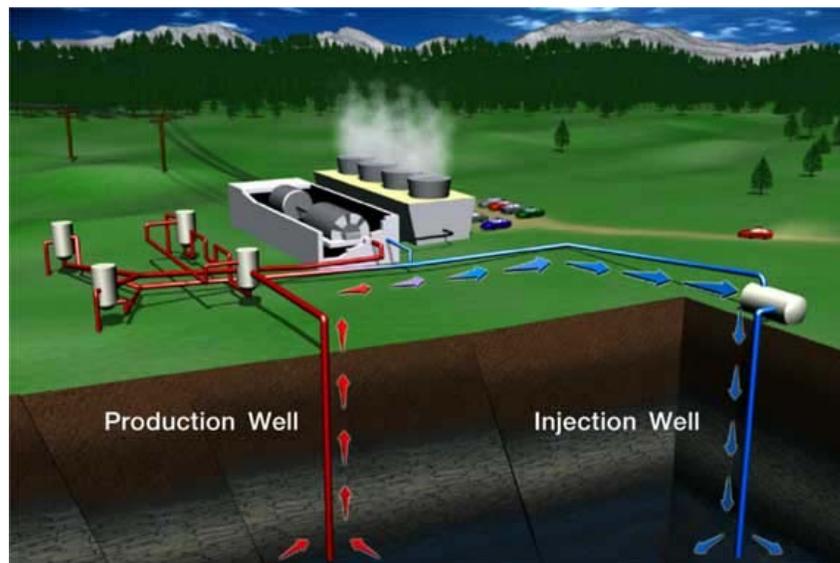


Figura 2.3. Modelo De Planta Geotérmica [1]

En términos estrictos no es una energía renovable, pero se le considera como tal debido a que existe en tan grandes cantidades que el ser humano

no verá su fin y con un mínimo de cuidados es una energía limpia. Este calor también se puede aprovechar para usos térmicos. [1]

2.1.3 Biomasa

La biomasa se refiere a la madera, a las cosechas, a los residuos de la cosecha o a la basura del arbolado urbano que se quema para hacer girar las turbinas y obtener electricidad. Biogás se le llama al metano que se puede extraer de estos residuos en un generador de gas o un digestor.

El biogás se puede también extraer del abono animal y puede ser quemado para producir electricidad. Los combustibles de la biomasa y del biogás se pueden almacenar para producir energía. En la figura 2.4 se observa el esquema de una planta para la producción de biogas.

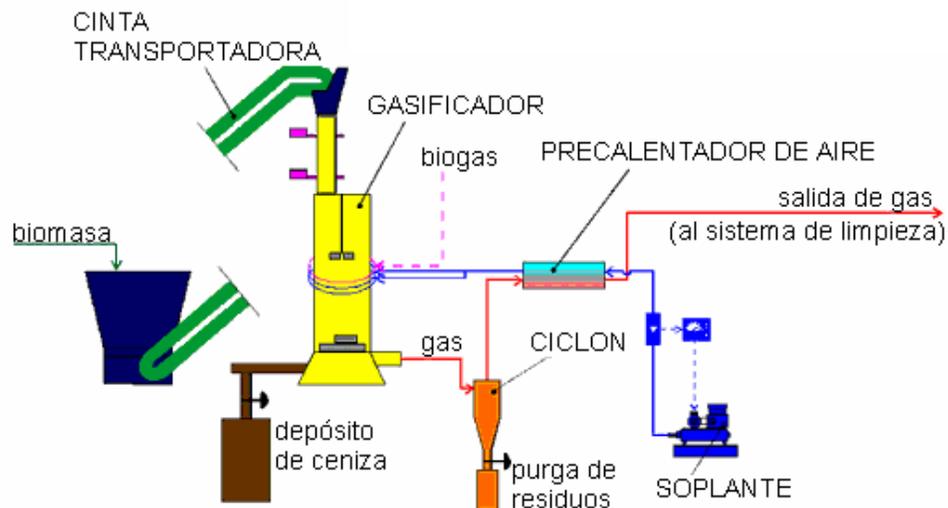


Figura 2.4. Esquema De Planta De Producción De Biogas [1]

La biomasa es potencialmente carbón neutro porque el dióxido de carbono que se emite cuando es quemado es igual a la cantidad que fue absorbida de la atmósfera mientras que la planta creció. Hay bastante biomasa para proporcionar un porcentaje significativo de la electricidad generada. Usar este combustible podría también reducir el consumo del combustible fósil y la contaminación atmosférica.

De ninguna manera se incluyen como biomasa los desechos sólidos, peligrosos, hospitalarios u otro tipo de basura que produzca contaminación atmosférica, como la quema de llantas. De igual forma, por la incertidumbre que rodea el tema, se descartan los residuos de cosechas modificadas genéticamente. [1]

2.1.4 Hidrógeno

En las células de hidrógeno se rompe una molécula de agua (H_2O) para obtener hidrógeno con el cual se produce electricidad. El único subproducto resultante es oxígeno y vapor de agua. Estas células se están utilizando en hogares y negocios de algunos países desarrollados; incluso fabricantes de automóviles ya tienen vehículos que funcionan con este sistema. [1] (figura 2.5)



Figura 2.5. Scénic ZEV H2, Primer Renault movido por hidrógeno. [1]

2.2 Energía Eólica

Se conoce como energía eólica al aprovechamiento por el hombre de la energía del viento. Antiguamente se utilizó para propulsar naves marinas y mover molinos de grano. Hoy se emplea sobre todo para generar energía limpia y segura.

Es la fuente de energía que está creciendo más rápidamente y, si los gobiernos le aseguran el apoyo necesario, podría cubrir en el 2020 el 12% de toda la electricidad mundial. La energía eólica requiere condiciones de intensidad y regularidad en el régimen de vientos para poder aprovecharlos. Se considera que vientos con velocidades promedio entre 5 y 12.5 metros por segundo son los aprovechables. [1]

2.2.1 Ventajas de la Energía Eólica.

- La electricidad producida por un aerogenerador evita que se quemen diariamente 3.150 Kg de lignito negro en una central térmica.

- Ese mismo generador produce idéntica cantidad de energía eléctrica que la obtenida por quemar diariamente 1.000 Kg de petróleo.
- Al no quemarse esos Kg de carbón, se evita la emisión de 4.109 Kg. de CO₂, lográndose un efecto similar al producido por 200 árboles.
- Se impide la emisión de 66 Kg de dióxido de azufre -SO₂- y de 10 Kg de óxido de nitrógeno -NO_x- principales causantes de la lluvia ácida.
- Representan menos polución, menor cantidad de lluvias ácidas y menos emisiones que provocan el efecto invernadero.
- Al depender del calor del sol podemos considerar a este recurso como inagotable.
- Alta adaptabilidad, los sistemas eólicos son construidos de cualquier tamaño adaptándose a las necesidades energéticas.

2.2.2 Desventajas de la Energía Eólica.

- El aire al ser un fluido de pequeño peso específico, implica fabricar máquinas grandes y en consecuencia caras. Su altura puede igualar a la de un edificio de diez o más plantas, en tanto que la envergadura total de sus aspas alcanza la veintena de metros, lo cual encarece su producción.

- Desde el punto de vista estético, la energía eólica produce un impacto visual inevitable, ya que por sus características precisa unos emplazamientos que normalmente resultan ser los que más evidencian la presencia de las máquinas (cerros, colinas, litoral). En este sentido, la implantación de la energía eólica a gran escala, puede producir una alteración clara sobre el paisaje, que deberá ser evaluada en función de la situación previa existente en cada localización.
- Un impacto negativo es el ruido producido por el giro del rotor, pero su efecto no es más acusado que el generado por una instalación de tipo industrial de similar entidad, y siempre que estemos muy próximos a los molinos.
- También ha de tenerse especial cuidado a la hora de seleccionar un parque si en las inmediaciones habitan aves, por el riesgo mortandad al impactar con las palas.

2.2.3 Comportamiento del Recurso Eólico.

Es importante saber la velocidad del viento porque de ella depende la potencia obtenida por la máquina eólica. Por esto antes de instalar una máquina eólica es necesario medir la velocidad y la regularidad del viento en la zona para saber la energía que podremos obtener.

2.2.4 Aplicaciones.

Los usos más comunes de la energía eólica son:

- **Aerogeneradores (pequeñas o medianas potencias eléctricas),** estos serán estudiados con detalle en el capítulo IV.
- **Aerobombas:** estas se encargan de elevar la presión del agua usando energía del viento.
- **Molinos:** Se denomina así cuando un molino emplea la energía obtenida del viento para proporcionar la necesaria para impulsar un equipo de molienda de granos u otros.
- **Extractores:** Son equipos que accionados por el viento renuevan el aire de una habitación sin consumir ningún tipo de energía eléctrica o combustible.
- **Aplicaciones térmicas:** La energía mecánica de una máquina eólica se puede transformar directamente en térmica por dos mecanismos: calentamiento de agua por rozamiento mecánico o compresión del fluido refrigerante de una bomba de calor. En ambos casos, el calor producido se puede enviar, a través de un cambiador de calor, a un sistema de calefacción convencional. Sin embargo, el desarrollo de este tipo de aplicación no ha resultado económicamente factible. Es más costosa y efectivo generar electricidad de alta calidad, pues se puede aplicar en diferentes casos, que construir un sistema eólico sólo para una aplicación térmica.
- **Comunicación:** Resulta de interés el empleo de aerogeneradores para dispositivos de ayuda a la navegación, los repetidores de radio

y televisión y las estaciones meteorológicas. Este tipo de instalaciones generalmente están en lugares con potenciales eólicos aceptables y que suelen distar de la red de distribución eléctrica.

2.2.5 Sistemas Eléctricos Conectados a la Red

2.2.5.1 Parques Eólicos

Un parque eólico usa la misma tecnología básica que un pequeño sistema, aunque a una escala mayor. Generalmente, se coloca una serie de turbinas grandes (desde 100 hasta 5.000 kW), que pueden ser de decenas a centenares, en un sitio con condiciones de viento muy favorable. Aparte de la escala, la otra gran diferencia con sistemas pequeños es la ausencia de baterías, y que se conectan directamente a la red eléctrica existente.

La variabilidad del viento tiene un impacto en la calidad de la electricidad que se pueda suministrar a la red con la energía eólica; la estabilidad del voltaje y la frecuencia. Sin embargo, turbinas modernas son diseñadas específicamente para manejar estas variaciones y producir electricidad de forma constante, con mecanismos que controlan el nivel de aprovechamiento de la energía del viento. El uso de varias turbinas también ayuda a disminuir la fluctuación en la generación, porque la turbulencia de una, cancela la de otra. No necesariamente todo el grupo de turbinas que abastece la red eléctrica tiene que operar de forma simultánea, de forma similar a las plantas térmicas, en un sistema convencional, algunos equipos periódicamente están fuera.

2.2.5.2 Pequeños Sistemas Conectados a la Red

Si la legislación del sector eléctrico lo permite, existe la oportunidad de suministrar energía a la red con pequeños sistemas eólicos. Esto es aplicable en los casos en que exista una red en las proximidades del centro de consumo.

En este esquema, la energía requerida por el usuario sería suministrada por el sistema eólico y por la red eléctrica. Si el aerogenerador produce energía en exceso, se entrega el excedente a la red eléctrica y, si se produce menos energía de la requerida, se toma de la red.

El almacenamiento de la electricidad en baterías es opcional, pero su inclusión exige dispositivos rectificadores de corriente alterna para la carga de las baterías y onduladores de corriente continua (inversores).

2.3 Tipos de Generadores Eléctricos.

Los generadores eléctricos se pueden clasificar básicamente de acuerdo al tipo de señal eléctrica que producen: continua o alterna.

Los aerogeneradores con generador eléctrico de corriente continua o dinamos están totalmente descartados para máquinas de alta potencia, ya que sólo se pueden conectar a la red eléctrica mediante convertidores electrónicos que transformen la corriente continua a alterna.

Dentro de los generadores de corriente alterna se puede establecer una clasificación de acuerdo a los generadores autoexcitados (síncronos) bien

sea con corriente eléctrica continua inyectada en las bobinas del rotor o excitados mediante imanes permanentes y excitados a partir de la red eléctrica conectada a las bobinas del estator de la máquina (asíncronos).

2.3.1 Generador de Corriente Alterna Síncrono

Si mantenemos los conductores o espiras en reposo (estator) y hacemos que sea el campo magnético el que experimente un movimiento giratorio relativo respecto al conductor, mediante el giro de un rotor con múltiples polos, obtenidos mediante espiras por las que pasa una corriente continua de excitación o por imanes permanentes, se produce una fuerza electromotriz inducida en los conductores que están en reposo, cuya amplitud dependerá del nivel de corriente de excitación y su frecuencia de la velocidad mecánica de giro del rotor.

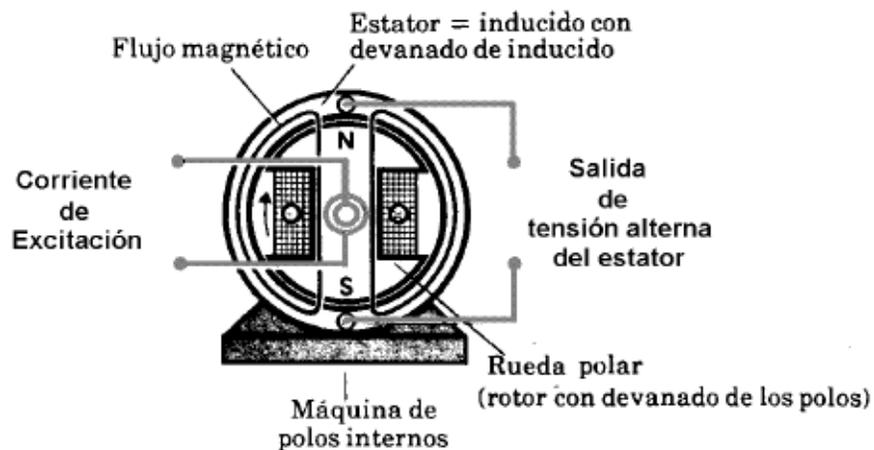


Figura 2.6. Esquema Básico de un Generador Síncrono 2 Polos. [10]

2.3.2 Generador de Corriente Alterno Asíncrono o de Inducción

En este tipo de máquina eléctrica, el campo magnético giratorio se crea a través del estator, cuyos devanados deberán estar conectados a una fuente exterior de tensión alterna. Esta es la razón básica por la que la máquina asíncrona es consumidora de energía reactiva, ya que al ser el bobinado una carga inductiva, para generar el campo magnético consumirá corriente desfasada de la tensión.

Por ser la máquina asíncrona o de inducción la más utilizada en los aerogeneradores, le será dedicado el capítulo V de esta tesis para su estudio en detalle. Como información previa en la figura 2.7 se puede observar un esquema básico de la misma.

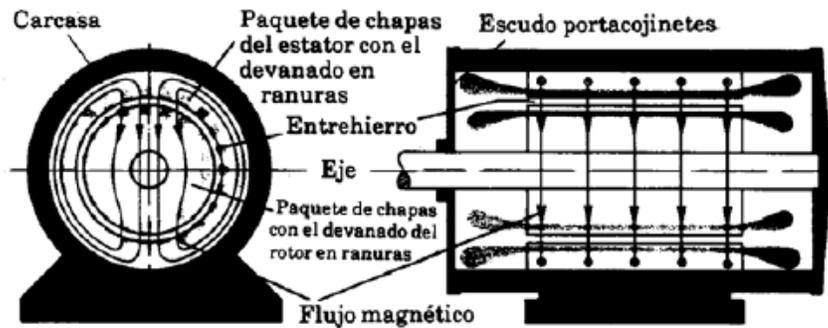


Figura 2.7. Generador Asíncrono o de Inducción [10]

2.4 Criterios de Calidad del Sistema Eléctrico Nacional

2.4.1 Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad

A continuación se copia un extracto de las Normas que se consideran relevantes para los efectos de la participación de los parques eólicos en la prestación del servicio de electricidad. La información completa se puede consultar en el documento en referencia [15]. Como complemento a la información que a continuación se describe, adicionalmente se pueden consultar estudios teórico-académicos realizados en Venezuela donde se analizan y estudian la interconexión de parques de generación eólica en la Isla de Margarita [16], [17].

2.4.1.1 Calidad del Producto Técnico

Artículo 7: Los aspectos de calidad del Producto Técnico considerados son:

Nivel de Tensión

Perturbaciones de onda de tensión

2.4.1.2 Niveles de Tensión

Artículo 8: Para el establecimiento de los valores admisibles de variación de la tensión de suministro se considerarán los siguientes niveles de tensión.

1. Alta Tensión (Tensión > 69 Kv)
2. Media Tensión (1 Kv < Tensión < 69 Kv)
3. Baja Tensión (Tensión < 1 Kv)

2.4.1.3 Variaciones de Tensión Permitidas

Artículo 9: Las variaciones porcentuales permitidas de los niveles de tensión, medidos en los Puntos de Suministro, con respecto al valor de tensión nominal, son los siguientes:

Tabla 2.1. variaciones Permitidas de los Niveles de Tensión

DENSIDAD DEL MUNICIPIO	
Nivel De Tensión	Variaciones
Alta Tensión	+/- 5%
Media Tensión	+/- 6%
Baja Tensión – Muy Alta Densidad	+/- 6%
Baja Tensión – Alta Densidad	+/- 6%
Baja Tensión – Mediana Densidad	+/- 8%
Baja Tensión – Baja Densidad	+/- 10%
Baja Tensión – Muy Baja Densidad	+/- 10%

2.4.1.4 Perturbaciones

Artículo 14: Las perturbaciones de la onda de tensión que serán objeto de control, serán las fluctuaciones rápidas de tensión y la distorsión armónica.

La Distribuidora deberá notificar al Regulador los niveles de perturbación que un usuario del servicio puede generar o inyectar en el sistema de alimentación a través del Punto de Suministro, de acuerdo con

los Artículos 15 y 16 de esta Resolución y a la Norma COVENIN que regule dicha materia.

La Distribuidora podrá interrumpir el servicio a los Usuarios que excedan los límites de emisión fijados, de acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, su Reglamento, en el Reglamento de Servicio y demás Normas Aplicables.

2.4.1.5 Fluctuación Rápida de Tensión

Artículo 15: El nivel de referencia para Fluctuaciones Rápidas de Tensión, se establece mediante el Índice de Severidad (**Pst**) de la fluctuación rápida de tensión de corta duración, el cual no debe sobrepasar el valor ($Pst=1$), definido como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia.

El valor del **Pst** admisible para Puntos de Suministro de redes de Baja, Media y Alta Tensión, no puede exceder el cinco por ciento (5%) del período de medición.

Estas mediciones se realizarán en conjuntamente las de niveles de tensión con las de distorsión armónica.

Para la fiscalización de la fluctuación rápida de tensión en las Campañas de Medición, se medirá el Índice de Severidad presente en los Puntos de Suministro seleccionados de forma aleatoria en el Municipio.

2.5 Criterios de Operación del Sistema Eléctrico Nacional

Estos criterios son extraídos del Contrato de Interconexión contrato de interconexionCADAFE – EDELCA – E.DE C. – ENELVEN por el cual se regían las empresas eléctricas del Sistema Interconectado Nacional antes de la formación del Centro Nacional de Gestión actual (CNG). Los Criterios de Operación siguen vigentes y se pueden obtener en la página web oficial del CNG (<http://opsis.org.ve/>).

Criterio 1

La operación del Sistema Interconectado Nacional se hará de tal forma que garantice la calidad del servicio y la confiabilidad del sistema, en la forma más económica, en condiciones normales o durante contingencias, de acuerdo con la normativa establecida por el Comité de Operación para cumplir con la política energética dictada por el Ejecutivo Nacional.

Criterio 2

Los Sistemas Eléctricos de las PARTES serán operados de tal forma que bajo contingencia sencilla por pérdida de cualquier elemento de la red, no se excedan las capacidades térmicas de los equipos régimen permanente ni las de corto tiempo.

Las tensiones en las barras de las subestaciones de la Red Troncal de Transmisión se mantendrán entre 97 y 102% de la tensión nominal en condiciones normales y entre 95 y 105 % de la tensión nominal en condiciones de emergencia, en operación de máxima y mínima carga.

Los Sistemas, Eléctricos de las PARTES serán operados de tal forma que, en lo posible, un Incidente en el Sistema de una de las PARTES no afecte la Red Troncal de Transmisión ni influya en la prestación del servicio a otra PARTE.

Criterio 3

En caso de una interrupción de servicio de una porción del Sistema Interconectado Nacional, que no afecte la Red Troncal de Transmisión, la PARTE o PARTES afectadas serán responsables por el restablecimiento oportuno y diligente de su Sistema Eléctrico y mantendrán informada constantemente a oficina de operación de sistemas interconectados (OPSIS).

Criterio 4

En el caso de interrupción del servicio en parte o en todo el Sistema Interconectado Nacional se dará prioridad durante el restablecimiento del Sistema a la recuperación de la Red Troncal de Transmisión, con el fin de restablecer el servicio en las principales Áreas de acuerdo con las prioridades establecidas por el Comité Ejecutivo.

Criterio 5

Se proveerá de suficiente Capacidad de Reserva Operativa al Sistema Interconectado Nacional para soportar sin reducción de carga la contingencia sencilla de mayor severidad, permitiendo un error de proyección de demanda máxima diaria del uno (1) por ciento.

Criterio 6

Para la distribución de la Capacidad de la Reserva Rodante y de la Reserva Rápida a través de todas las plantas del Sistema Interconectado Nacional se considerarán los requerimientos de Capacidad de Protección de Área y la utilización económica de la capacidad de generación.

Criterio 7

Cada PARTE deberá operar sus instalaciones de Generación y Transmisión de tal forma que se mantenga una Capacidad de Reserva Operativa equivalente a un porcentaje de la Demanda Eléctrica prevista en la PARTE.

Criterio 8

En caso de emergencia de alguna de las PARTES se proporcionará ayuda a la PARTE necesitada, sin que se ponga en peligro la integridad del Sistema Interconectado Nacional y sin que se afecte la prestación del servicio de las otras PARTES.

Criterio 9

Se preverá la instalación de equipos para racionamiento automático de carga en cada uno de los Sistemas Eléctricos de las PARTES.

Criterio 10

La Capacidad de Generación Hidroeléctrica Firme y la Energía Hidroeléctrica Firme disponibles y no comprometidas podrán ser utilizadas por las PARTES que la solicitaron, proporcionalmente a sus demandas eléctricas máximas previstas.

En casos de emergencia de alguna PARTE o PARTES este intercambio se suspenderá para atender la emergencia, si es necesario.

2.6 Descripción del Sistema Eléctrico Venezolano

2.6.1 Descripción del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Venezuela, es uno de los países de América Latina con mayor nivel de electrificación, prestando servicio eléctrico a un aproximado del 94 % de la población a través de un sistema de transmisión de potencia en los niveles de tensión de (765, 400, 230 y 115) kV. Que sirve para interconectar el mayor centro de producción de energía (embalses de Guri, Caruachi y Macagua) en la zona Sur-Oriental del país, con los grandes centros de cargas ubicados en la zona norte costera del país. En las siguientes figuras se muestra sistema interconectado nacional SIN por niveles de tensión.

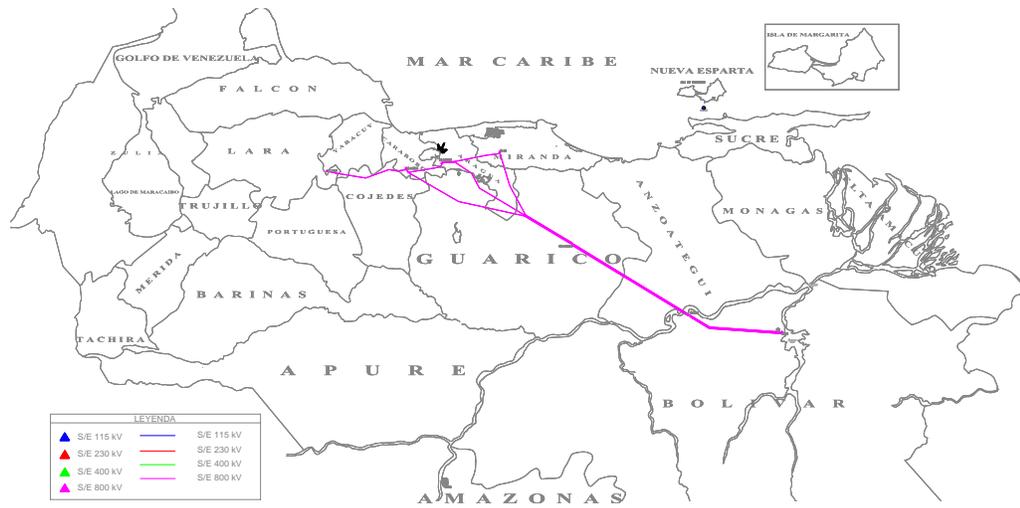


Figura2.8. Red de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 765 Kv

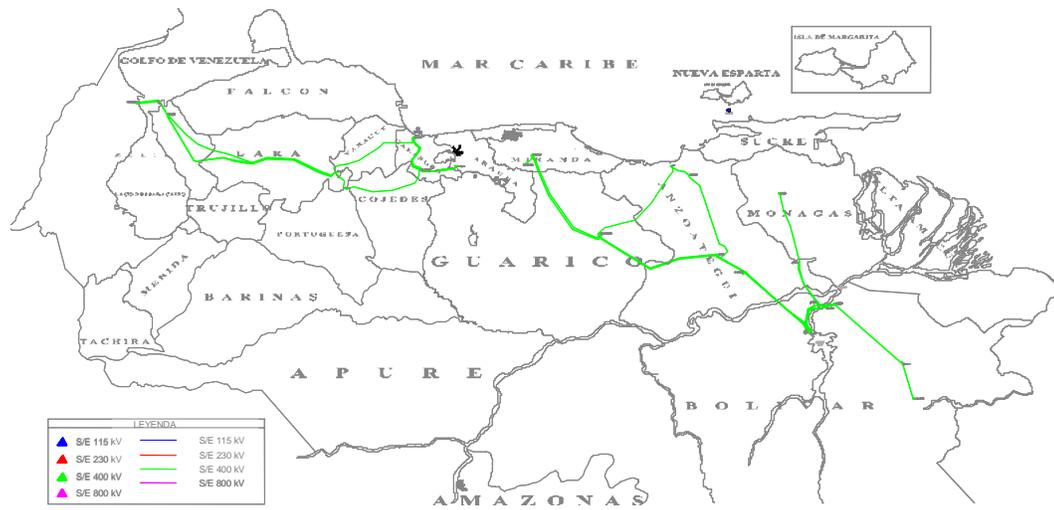


Figura 2.9. Red de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 400 Kv

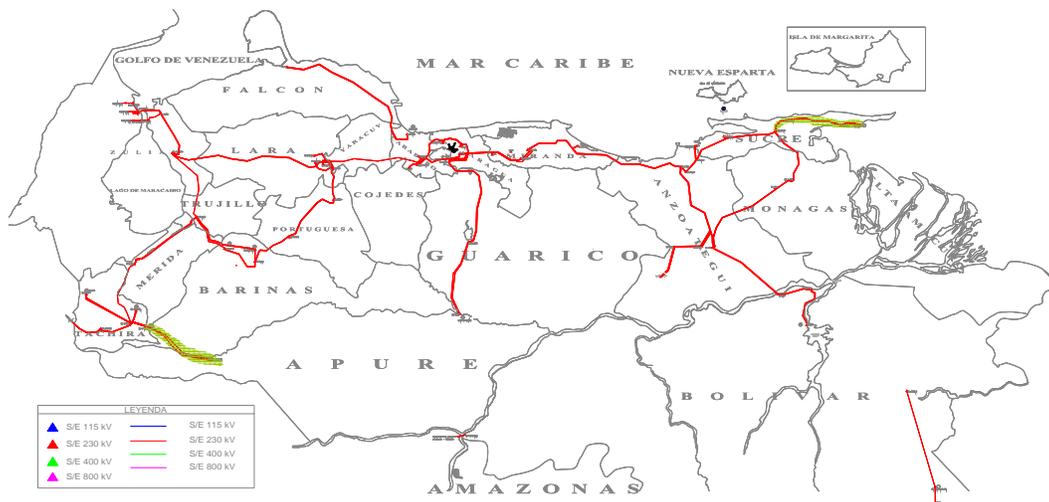


Figura 2.10 Red de Transmisión Del Sistema Eléctrico Nacional 230 Kv

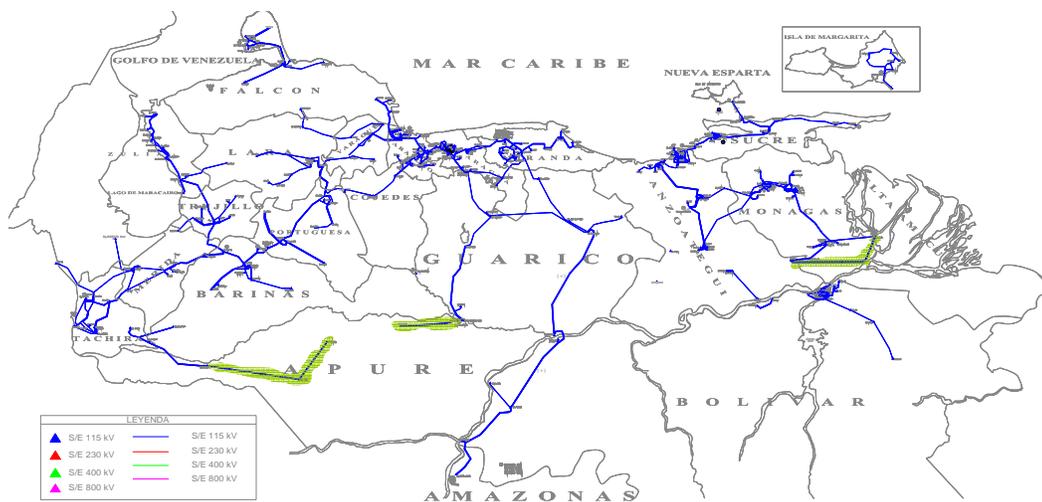


Figura 2.11. Red de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 115 Kv

2.6.2 Demanda del Sistema

En lo que se refiere a la demanda del sistema para el año 2007, el sistema eléctrico nacional (SEN) atendió una demanda máxima de potencia de 15.551 MW, y hasta el mes de Septiembre del 2008 se registró un máximo de algo más de 16.100 MW.

Con respecto a la producción de energía, se generaron 113.319 GWh en el año 2007, de los cuales el 73,3% (83.032 GWh) fue producido con fuentes hidráulicas en su mayoría generado por EDELCA mientras que los 26,7% (30.287 GWh) restantes fueron abastecidos con fuentes térmicas.

2.6.3 Capacidad de Generación Instalada

En el 2008, el SEN tenía una capacidad instalada de 22.400 MW, con una capacidad efectiva de 17.500 MW según datos suministrados por La Corporación Eléctrica Nacional (Corpoelec). En la siguiente gráfica se muestra la distribución porcentual de la capacidad instalada y la fuente primaria de energía, según el informe anual 2007 del centro nacional de gestión (CNG).



Figura 2.12. Capacidad instalada por fuente primaria (%) año 2007

acuerdo con el crecimiento esperado de las cargas servidas en las áreas de servicio especificadas.

Este plan de expansión, en nuestro caso corresponde con el de mínima expansión sin incluir la carga del CRP, no debe ser modificado con la instalación del parque eólico Los Taques, ya que las características de la generación eólica no se comparan con las características de la generación térmica. Esta última proporciona confiabilidad mientras que la primera ahorra consumo de combustible. Son dos dimensiones operativas completamente diferentes y con propósitos totalmente distintos.

La única interacción entre ellas es desde el punto de vista del despacho de la generación, ya que al ahorrar consumo de combustible, siempre se despacha la generación eólica y en forma coordinada la generación térmica. La generación eólica alcanza factores de carga no mayores al 50%, mientras que la generación térmica puede alcanzar los valores máximos exigidos por la demanda de la Península. Es por ello que los MW eólicos nunca reemplazarán los MW térmicos, solo los complementarán.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL ESTADO FALCÓN.

Petróleos de Venezuela (PDVSA) se encuentra en el proceso de instalar un parque eólico en la Península de Paraguaná, Estado Falcón. La capacidad total estimada del parque eólico es de aproximadamente 100 MW, y estará ubicado en el municipio Los Taques con una extensión de 572,85 hectáreas.

La potencia eléctrica producida por los aerogeneradores será entregada al sistema de distribución de la empresa local de electricidad ELEOCCIDENTE, la cual es una filial de la empresa nacional CADAFE, la mayor empresa pública de electricidad del país, cubriendo más del 90% de los subscriptores a nivel nacional. El área de servicio de la empresa ELEOCCIDENTE cubre los usuarios finales comerciales y residenciales del Estado Falcón, así como las cargas residenciales de las principales refinerías del país: Cardón y Amuay, denominado Complejo Refinador Paraguaná (CRP).

En el presente capítulo se resumen las diferentes actividades previstas para la recopilación de las informaciones suministrada por CADAFE respecto al pronóstico de demanda del Estado Falcón para los años considerados, parámetros y características técnicas del parque de generación existente (principalmente Plantas Punto Fijo y Coro), parámetros y características eléctricas de las líneas y subestaciones eléctricas, listas de expansiones consideradas en el período de estudio, así como el estudio del recurso eólico y producción energética del Parque Eólico Paraguaná.

El proceso de recopilación de información se concentró en obtener de CADAFE y ELEOCCIDENTE la mayor cantidad de detalles posibles sobre el sistema eléctrico del Estado Falcón. A continuación se describen los aspectos resaltantes recibidos.

La Figura 3.1 ilustra el sistema eléctrico del Estado Falcón, las principales fuentes de generación son: Planta Coro, Planta Punto Fijo y el Sistema Interconectado Nacional. La Planta eléctrica Coro tiene una capacidad efectiva de 28 MW con dos turbinas de gas operadas con gasoil (diesel) y la Planta Punto Fijo, en la Península de Paraguaná, tiene una capacidad efectiva de 76 MW con tres turbinas de gas operadas con gasoil. Esta planta tiene otras cuatro turbinas de gas de 18 MW, las cuales están en proceso de rehabilitación.

La potencia eléctrica adicional requerida por las áreas de servicio Coro y Paraguaná, es suministrada a través de las subestación Isiro 230/115 kV mediante una línea eléctrica de 230 kV con una longitud aproximada de 230 km que parte de Planta Centro (Sistema Interconectado Nacional). Una segunda línea, la cual entró en servicio recientemente, permite intercambiar un total de 200 MW por dichas líneas.

El resto del sistema de transmisión consta de líneas eléctricas de 115 kV que parten de la S/E Isiro y alimentan las cargas de cada una de las subestaciones de distribución, mediante redes de media tensión a niveles de 34,5 y 13,8 kV.



Figura 3.1. Sistema Eléctrico del Estado Falcón

3.1. Demanda del Estado Falcón Año 2004

CADAFE suministró la Demanda Horaria del Estado Falcón para el año 2004 junto con las Curvas de Carga Típicas, para todo el Estado así como para sus dos principales áreas de servicio (Coro y Paraguaná). La Figura 3.2 muestra las curvas de duración de carga del Estado Falcón y la Península de Paraguaná, mientras que la Tabla 3.1 resume los valores horarios cada 120 horas, junto con los factores de carga correspondientes.

Pronóstico de Demanda del Estado Falcón para los Años Considerados ELEOCCIDENTE suministró las proyecciones de demanda máxima anual (MW) para las subestaciones de 115 kV del Estado Falcón para el período 2006 – 2025, separadas de acuerdo con las áreas de servicio indicadas. Las Tablas 3.1 y 3.2 muestra dichas proyecciones.

Tabla 3.1. Proyecciones de Demanda Máxima Anual 2006-20015(MW)

S/E	AÑOS (MÁXIMAS NO COINCIDENTES)									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
PUNTO FIJO I	116,62	120,25	94,14	97,79	101,44	105,09	108,75	112,41	116,07	119,72
PUEBLO NUEVO	-	-	17,34	17,85	18,36	18,87	19,39	19,90	20,41	20,92
MANAURE	-	-	12,39	12,75	13,12	13,48	13,85	14,21	14,58	14,95
PUNTO FIJO II	45,95	48,01	50,20	52,43	54,70	56,97	59,26	61,55	63,85	66,14
JUDIBANA	29,55	30,95	32,37	33,79	35,22	36,64	38,07	39,49	40,92	42,35
LOS TAQUES	6,07	6,34	6,62	6,91	7,20	7,49	7,77	8,06	8,35	8,63
TOTAL PARAGUANA	198,18	205,55	213,06	221,53	230,03	238,55	247,09	255,63	264,17	272,72
URUMACO	19,42	20,11	20,80	21,49	22,17	22,86	23,55	24,24	24,93	25,61
CORO I	49,15	50,46	51,78	53,10	54,42	55,74	57,05	58,37	59,69	61,01
CORO II	89,11	92,44	47,89	51,22	54,56	57,89	61,22	64,56	67,89	71,22
CORO III	-	-	28,73	29,73	30,73	31,73	32,73	33,73	34,73	35,73
CUMAREBO	-	-	19,16	19,82	20,49	21,16	21,82	22,49	23,16	23,82
TOTAL CORO	157,68	163,02	168,36	175,36	182,37	189,38	196,38	203,39	210,39	217,40
TOTAL FALCÓN	355,85	368,56	381,42	396,89	412,40	427,93	443,47	459,01	474,57	490,12

Tabla 3.2. Proyecciones de Demanda Máxima Anual 2016-2025(MW)

S/E	AÑOS (MÁXIMAS NO COINCIDENTES)									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PUNTO FIJO I	123,38	127,04	130,70	134,36	138,03	141,48	145,01	148,64	152,35	156,16
PUEBLO NUEVO	21,44	21,95	22,46	22,97	23,49	24,07	24,67	25,29	25,92	26,57
MANAURE	15,31	15,68	16,04	16,41	16,78	17,19	17,62	18,07	18,52	18,98
PUNTO FIJO II	68,44	70,74	73,04	75,34	77,64	79,58	81,57	83,61	85,70	87,85
JUDIBANA	43,77	45,20	46,62	48,05	49,48	50,71	51,98	53,28	54,61	55,98
LOS TAQUES	8,92	9,21	9,49	9,78	10,07	10,32	10,58	10,84	11,11	11,39
TOTAL PARAGUANA	281,27	289,82	298,37	306,92	315,47	323,36	331,44	339,73	348,22	356,93
URUMACO	26,30	26,99	27,68	28,36	29,05	29,78	30,52	31,29	32,07	32,87
CORO I	62,33	63,64	64,96	66,28	67,60	69,29	71,02	72,80	74,62	76,48
CORO II	74,56	77,89	81,23	84,56	87,89	90,09	92,34	94,65	97,02	99,44
CORO III	36,73	37,73	38,73	39,73	40,73	41,75	42,80	43,87	44,96	46,09
CUMAREBO	24,49	25,16	25,82	26,49	27,16	27,83	28,53	29,24	29,98	30,72
TOTAL CORO	224,41	231,41	238,42	245,43	252,43	258,74	265,21	271,84	278,64	285,60
TOTAL FALCÓN	505,68	521,23	536,79	552,35	567,91	582,10	596,66	611,57	626,86	642,53

3.2. Características Técnicas del Parque de Generación Térmica Existente.

El parque de generación térmica existente en el Estado Falcón consta de turbinas cuyas capacidades se muestran en la Tabla 3.3. Como se puede apreciar, se incluyen las unidades de generación individuales en cada planta, su capacidad efectiva actual y futura, y los límites de generación de reactivos. Se incluyeron dos plantas adicionales:

Tabla 3.3. Parque de generación térmica existente – Estado Falcón

PLANTA	Capacidad (MW)					
	2005			2006 - 2007		
	MW	MVAr min	MVAr max	MW	MVAr min	MVAr max
*CORO1_4	28	-23	23	46	-37,8	37,8
1	13			13		
2						
3	0			18		
4	15			15		
*DABAJURO	18	-15	15	18	-15	15
1	4,5			4,5		
2	4,5			4,5		
3	4,5			4,5		
4	4,5			4,5		
P_CNTR_1	300	-225	225	300	-225	225
*PFJI_7_13	30	-22	22	108	-80	80
7	15			18		
8	0			18		
9	0			18		
11						
10	0			18		
12	0			18		
13	15			18		
*PFJ_I_14	40	-30	30	40	-30	30
*GENVAP_A	65	-48	48	65	-48	48

Área de Servicio Coro: tiene en servicio cuatro turbinas pequeñas de 4,5 MW operando en la subestación Dabajuro.

Área de Servicio Paraguaná: CADAFE actualmente le compra a la Planta GENEVAPCA (generador privado independiente) aproximadamente 65 MW o más, dependiendo de las necesidades en la zona.

Se incluyó el intercambio de potencia desde el Sistema Interconectado como una unidad de generación equivalente denominada: P_CNTR_1.

3.3. Parámetros y Características Eléctricas de las Líneas y Subestaciones Eléctricas

La distribución de las cargas en las diferentes subestaciones del Estado Falcón, para el año 2004, se muestra en las Tablas 3.4 y 3.5, agrupadas de acuerdo con las áreas de servicio Coro y Paraguaná. Esta distribución de las cargas para este año, se utilizará para determinar el porcentaje de participación que sobre la demanda total del Estado Falcón tienen cada una de las subestaciones señaladas.

Tabla 3.4. Distribución de las Cargas Año 2004 – Área de Servicio: Coro

Distrito Técnico	Subestación				Circuitos			
	Nombre	Tensión (kV/kV)	Trx	Capacidad (MVA)	Nombre	Demanda (MVA)	Tensión (kV)	Longitud (km)
CORO	CORO I	115/13,8	T - II	20				
			T - I	30				
			Subtotal	50		6,57	13,8	
			13,8/24	T - III	10		5,82	24
				Total	60		12,39	
	CORO II	115/34,5	T - III	30	SABANETA-PEDREGAL	0,23	34,5	96,3
			T - IV	30	LA VELA	10,52		12,4
					CUMAREBO	11,05		42
					HUEQUE	1,19		40
					CORO III	19		14,2
			Subtotal	60		41,99		
		115/13,8	T - I	30		17,02	13,8	
			Total	90		59,01		
	CORO III	34,5/13,8	T - I	10				
			T - II	20				
			Total	30		21,47	13,8	
	SABANETA	34,5/13,8	T - I	2,65				
			Total	2,65		1,29	13,8	
	URUMACO II	115/34,5	T - I	16	URUMACO-SABANETA	1,61	34,5	28,5
			T - II	7,5	DABAJURO	10	34,5	52,2
Total			23,5		11,61			
URUMACO I	34,5/13,8	T - I	1,5					
		T - II	2,65					
		Total	4,15		2,92	13,8		
CUMAREBO	34,5/13,8	T - I	10					
		T - II	10					
		Total	20		10,95	13,8		
LA VELA	34,5/13,8	T - I	10					
		T - II	5					
		Total	15		8,14	13,8		
DABAJURO	DABAJURO	34,5/13,8	T - I	10				
			T - II	8				
			Total	18		10,95	13,8	
	MENE MAUROA	34,5/13,8	T - I	10				
		T - II	8					
		Total	18		9,98	13,8		
DABAJURO	13,8	G1 al G4	20					
TOTAL CORO (MVA)						92,33		

Tabla 3.5. Distribución de las Cargas Año 2004 – Area de Servicio: Paraguaná

Distrito Técnico	Subestación				Circuitos			
	Nombre	Tensión (kV/kV)	Trx	Capacidad (MVA)	Nombre	Demanda (MVA)	Tensión (kV)	Longitud (km)
PUNTO FIJO	PUNTO FIJO	115/34,5	T - VI	36	BOLIVARIANA	5,67	34,5	2
					MANAURE	8,07	34,5	3,5
					BASE NAVAL	7,53	34,5	4,5
			Subtotal	36		21,27		
		115/13,8	T - VII	30				
			T - VIII	30				
			T - III	20				
			T - IV	30				
			Subtotal	110		98,63		
			Total	146		119,9		
	PUNTO FIJO	115/34,5	T - II	20	EBLOS	3,35	34,5	42
			T - III	75	TACUATO	3,23		40
					PUEBLO	16,25		40
					MORUY	5,5		20
					MANAURE II	15,83		12
			Total	95		44,16		
	BASE NAVAL	34,5/13,8	T - I	10				
			Total	10		5,93	13,8	
	MANAURE	34,5/13,8	T - I	20				
			T - II	6				
		Total	26		16,79	13,8		
BOLIVARIANA	34,5/13,8	T - I	10					
		Total	10		9,08	13,8		
TACUATO	34,5/13,8	T - I	10					
		Total	10		2,51	13,8		
JUDIBAN	115/13,8	T - I	20					
		T - II	20					
		Total	40		24,87	13,8		
LOS MANAURE	115/13,8	T - I	20					
		Total	20		5,45	13,8		
MORUY	34,5/13,8	T - I	10					
		Total	10		6,48	13,8		
PUEBLO	34,5/13,8	T - I	10					
		T - II	5					
		Total	15		9,3	13,8		
TOTAL PUNTO FIJO (MVA)						194,38		
TOTAL ESTADO FALCON						286,71		

3.4. Punto de Interconexión del Parque Eólico

ELEOCCIDENTE propuso dos alternativas para la interconexión del parque Eólico Los Taques, la primera mediante una línea de transmisión simple terna de aproximadamente 1 km de longitud hasta un punto de interconexión con la línea que une a la subestación Judibana con la subestación Los Taques. La segunda alternativa consiste en vestir una bahía disponible en la subestación Los Taques y construir una línea de transmisión simple terna con una longitud máxima de 2 km hasta el sitio del parque. Como se puede apreciar, esta alternativa es un poco más costosa que la propuesta inicial de ELEOCCIDENTE. En ambos casos, la capacidad de generación del Parque eólico Los Taques está limitada por la capacidad de transporte en condiciones normales de operación de la línea Judibana – Los Taques que es de 89 MVA (80 MW para un factor de potencia de 90%). Por otro lado, desde el punto de vista de la confiabilidad del suministro eléctrico, la generación del parque eólico dependerá de la tasa de salida forzada y programada de dicha línea.

Considerando estos aspectos mencionados, y tomado en cuenta el posible crecimiento futuro de la subestación Los Taques (desarrollos turísticos planificados), se asumió en las simulaciones realizadas, la construcción de la segunda línea Judibana – Los Taques 115 kV de 6 km de longitud, para la fecha de entrada en servicio del Parque Eólico Los Taques.

CAPITULO IV

PROYECTO PARQUE EÓLICO PARAGUANÁ

4.1. Introducción

Entre las fuentes energéticas renovables, el viento es un recurso disponible, ecológico y sostenible. En estos últimos años, especialmente en Europa, han aumentado mucho el número de parques eólicos instalados, en sitios donde las condiciones climáticas, orográficas y ambientales permiten el mejor aprovechamiento del viento a los fines de obtención de energía.

En este sentido y enmarcado dentro del Proyecto Parque Eólico Paraguaná, PDVSA inició un proceso para la construcción e instalación de 100 MW, este será ubicado en las inmediaciones de la población de Los Taques, al oeste de la Península de Paraguaná.

El propósito que se persigue con la instalación y operación del Parque Eólico Paraguaná, es la generación de energía eléctrica aprovechando la energía del viento, la cual es totalmente renovable, limpia y gratuita, utilizando una tecnología novedosa ya comprobada ampliamente en otros parques eólicos alrededor del mundo. De esta forma se podrá reforzar el suministro de electricidad, impulsando así el desarrollo económico y social en la Península de Paraguaná.

4.2. Objetivo del Proyecto

El objetivo general es Generar 100 MW de potencia eléctrica utilizando la energía del viento (energía limpia) a través de la construcción del primer parque eólico en Venezuela, contribuyendo de esta manera a la reducción de las emisiones de CO₂., producido por las plantas convencionales de combustibles.

El mismo tiene como finalidad cumplir con los siguientes objetivos específicos:

- Aprovechar el recurso eólico para la producción de energía eléctrica en la zona de Los Taques.
- Recibir transferencia de tecnología de punta y apoyar a las organizaciones e instituciones venezolanas que hacen investigación y desarrollo en el área de las energías renovables.
- Liberar el combustible líquido, que actualmente está siendo consumido para generar la electricidad equivalente. El cual puede estimarse considerando que 100 Megavatios equivalen a 715.000 barriles anuales de combustible diesel.
- Desarrollar dos (2) actividades complementarias en la misma ubicación, a saber: Siembra y Procesamiento de la Zábila y Atención de Visitantes, mediante Empresas de Producción Social (EPS).

4.3. Alcance del Proyecto

El Proyecto Parque Eólico Paraguaná tiene los siguientes alcances:

- Producir 100MW de potencia eléctrica mediante la utilización del potencial eólico que posee la Península de Paraguaná; generando energía limpia y renovable.
- Desarrollar del potencial agrícola mediante la siembra de zábila, la cual contempla no sólo la cosecha del producto sino también su procesamiento para la producción final de productos elaborados para exportación y consumo local.
- Desarrollar el potencial turístico, centrado en la atención a visitantes, quienes se verán atraídos por los monumentales aerogeneradores, con la posibilidad de disfrutar de las actividades relacionadas con la siembra, procesamiento y aplicación de la zábila, Museo del Viento, Mirador Turístico en lo alto de un aerogenerador y descansar en la posada construida para tal fin.

4.4. Justificación

Con el objeto de aprovechar el potencial eólico que posee la Península de Paraguaná, ubicada en el Estado Falcón, se inició un proceso para la instalación y operación del Parque Eólico Paraguaná con una capacidad de 100 MW.

La superficie total de la parcela es de 572 ha de terreno firme, de los cuales el proyecto plantea la afectación de 200ha; en la figura 4.2 se puede observar el área donde se implantará el proyecto.

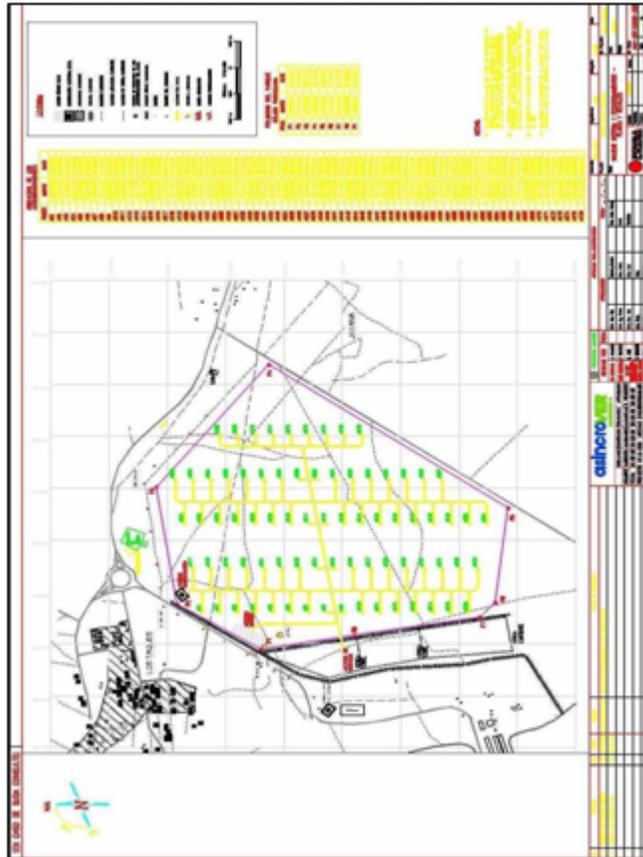


Figura 4.2 Área de Implantación del Proyecto

En cuanto a la localización de los aerogeneradores los mismos estarán colocados según los siguientes aspectos:

Los aerogeneradores estarán ubicados para optimizar la producción energética sin tener en cuenta otros aspectos de la obra civil o eléctrica.

Se han considerado criterios de distancias de 200 metros a vías principales y 100 metros a vías de servicio.

Las distancias mínimas entre aerogeneradores es de cinco (5) veces el diámetro de la pala en la dirección predominante (80 grados aproximadamente) y 3 veces el diámetro de la pala en la perpendicular. La distancia entre los aerogeneradores dispuestos de esta forma está entre 210 y 350 metros.

4.6. Descripción del Proyecto

El Parque Eólico tendrá una capacidad total instalada de 100 MW, para lo cual requerirá de 76 aerogeneradores con capacidad para generar 1320Kw cada uno y ubicados según muestra el anexo 1, para el óptimo aprovechamiento del recurso eólico en el sitio.

Las máquinas eólicas (aerogeneradores) funcionan con la fuerza del viento que acciona las palas de la máquina (en número de una a tres) fijadas a un buje. El conjunto de las palas y el buje constituye el rotor. El buje, a su vez, está conectado a un primer eje (llamado eje de baja velocidad) que gira a la misma velocidad angular que el rotor.

El eje de baja velocidad está conectado a un multiplicador de giros, del que sale un eje de alta velocidad que gira con velocidad mayor (resultante del producto de la del eje de baja velocidad por el multiplicador de giros). En el eje de alta velocidad hay un generador eléctrico que produce la energía eléctrica canalizada por los cables a la red. Todos estos elementos se encuentran en la llamada góndola que a su vez se encuentra sobre un soporte, que se puede orientar según la dirección del viento.

La góndola se completa con un sistema de control de la potencia y otro de control de la orientación. El primero tiene la doble función de regular la potencia en función de la velocidad del viento instantánea (haciendo funcionar la turbina lo más cerca posible de su potencia nominal) y de interrumpir el funcionamiento de la maquina en caso de viento excesivo. El segundo, en cambio, consta de un control continuo del paralelismo entre el eje de la maquina y la dirección del viento.

La góndola se encuentra sobre torres tubulares tronco – cónicas, de 55 metros de altura aproximadamente y de un diámetro de 4 m en la base, las cuales se harán de 3 secciones de acero. Las palas de los aerogeneradores tendrán una longitud de 29 metros y las mismas al girar describen un círculo de aproximadamente 60 metros de diámetro. Con las palas en posición vertical el aerogenerador tendrá una altura total de 85 metros en el punto más alto.

El Voltaje que genera cada máquina es de 690 V, el cual es elevado por un transformador ubicado en la torre del aerogenerador a 34,5 KV para alimentar a través de conductores directamente enterrados en zanjas a las celdas de media tensión de la subestación Parque Eólico, estas celdas son conectadas a los transformadores de potencia que elevan la tensión a 115KV para posteriormente conectarse a la línea de transmisión de CADAFE proveniente de la subestación Judibana y que llega a la subestación Los Taques.

Para lograr el funcionamiento del parque y su interconexión a la red eléctrica, también están asociadas las actividades de Fabricación de las cimentaciones de los aerogeneradores, izamiento e instalación de los aerogeneradores, canalizaciones para el tendido de cables de potencia y

Fibra Óptica, también se deberá contemplar la construcción de la subestación Parque Eólico incluyendo los equipos mayores asociados, (Transformadores de potencia, GIS (Gas Insulated Switchgear) y celdas de media tensión) y los equipos menores para la alimentación de los servicios propios de la subestación.

4.7. Características del aerogenerador seleccionado para el parque eólico Paraguaná (MADE AE-61)

4.7.1. Descripción general

El aerogenerador Made AE-61 es de tres palas, de dos velocidades, regulado por pérdida aerodinámica. En líneas generales, el aerogenerador pertenece al concepto danés tradicional de aerogenerador.

Tabla 4.1 Descripción resumida del aerogenerador Made AE-61

Altura de buje	55 m
Diámetro de rotor	61 m
Potencia nominal	1350 kW @ 1.225Kg/m ²
Clasificación GL	I
Nº. De palas de rotor	3
Orientación del rotor	Barlovento
Inclinación del rotor	5 °
Conicidad del rotor	0 °
Regulación de la potencia	Regulado por pérdida aerodinámica
Velocidad de rotación	18.8 & 12.5 rpm
Fabricante – Palas	LM A/S 29.1

Fabricante – Generador	Siemens -Winergy
Fabricante – Multiplicador	GET
Torre	Tubular

4.7.2. Certificación

El aerogenerador en su versión de 50 Hz se ha diseñado para las condiciones de carga de la Clase I de Germanischer Lloyd (GL). El diseño tiene un Certificado completo válido hasta el 31 de diciembre del 2008.

Hasta la fecha no se han instalados en alguna parte del mundo aerogeneradores en 60 Hz de este modelo, sin embargo, en reuniones con Gamesa sobre este punto, la misma indicó que los cambios mayores para adaptar la máquina de 50 Hz a 60 Hz, lo representan:

Cambio de la caja multiplicadora: esto para lograr que en el lado de alta velocidad de la caja se obtengan velocidades de 1200 r.p.m. y 1800 r.p.m.

Cambio en el generador eléctrico: esto para lograr la frecuencia de 60Hz en la salida del aerogenerador.

Existen otros cambios menores, como cambios de los motoredutores, sistema de control, etc., los cuales no impactan la eficiencia del aerogenerador.

Tabla 4.2 Comparación del emplazamiento de GL Clase I y las características específicas del emplazamiento

Características	GLClase I	Paraguáná
Velocidad media anual de viento (m/s)	10	10,0 ¹
Ráfaga de 3 seg. de periodo de frecuencia de 50 años (m/s)	65,1	25,7
Intensidad de turbulencia (%)	20	10,3% ²
Pendiente del terreno (grados)	10	<10
Densidad del aire (kg/m ³)	1,25	1,165
Temperatura mínima (°C)	-20	+16
Temperatura Máxima (°C)	+50	+39

La evaluación de Germanischer Lloyd asume que la vida del diseño es de 20 años, a menos que el fabricante lo modifique. En la certificación no se hace referencia a un periodo de vida distinto, por lo que se asume que es de 20 años. La empresa fabricante de los aerogeneradores (MADE) también ha presentado un informe de Germanischer Lloyd, detallando los análisis llevados a cabo para el aerogenerador de 60 Hz y confirmando que estas corresponden a la Clase I. La comparación de las condiciones del emplazamiento presentada en la Tabla 4.2 indica que el aerogenerador es adecuado para los emplazamientos propuestos.

4.7.3. Componentes principales

4.7.3.1. Palas

LM, S.A. fabrica las palas, en su planta de construcción de Ponferrada, en León-España, siendo esta empresa la mayor fabricante independiente de palas, la cual cuenta con una buena reputación por su calidad e integridad. Hubo algunos problemas con la pala LM29.1 pero estos estaban asociados con la versión del control de paso variable de palas.

Las palas están fabricadas de fibra de vidrio y resina de poliéster. Llevan incorporado una barra metálica en la punta de la pala, diseñada para actuar como punto de atracción para los rayos, que se conecta al cable controlador del mecanismo de freno aerodinámico de punta de pala.

Las palas reguladas por pérdida aerodinámica deben incluir algún mecanismo de amortiguación para reducir las vibraciones en los bordes. Las palas LM tienen una goma en el borde de salida que proporciona cierta amortiguación. Made afirmó que no se dieron niveles inaceptables de vibración en el prototipo del aerogenerador. Es importante que los aerogeneradores regulados por pérdida aerodinámica incorporen la monitorización de las vibraciones transversales con el nivel de disparo programado para un nivel compatible con el diseño. Si la vibración a lo largo de los bordes de la pala se considera un problema, existen diversas modificaciones que se pueden adoptar para atenuar dicho problema.

4.7.3.2. Tren de potencia

El tren de potencia es un mecanismo relativamente convencional que comprende un buje fundido, un eje forjado, un rodamiento esférico de eje y una conexión rígida a la multiplicadora. La multiplicadora apoya el extremo final del eje.

4.7.3.3. Multiplicadora

La multiplicadora tiene tres etapas. La etapa de baja velocidad o entrada es planetaria, dependiendo de la configuración general. Las otras dos etapas son de ejes paralelos. La multiplicadora está conectada a un eje de accionamiento mediante un acoplamiento rígido de fricción. La multiplicadora está montada en el bastidor de la góndola utilizando pastillas elásticas.

La multiplicadora procede del fabricante Green Energy Transmissions (GET), filial de Gamesa. La certificación de GL especifica una multiplicadora de Echasa en la versión planetaria. Se advierte que se deberá conseguir algún tipo de autorización de GL para utilizar los proveedores alternativos.

Made ha comunicado que el diseño del aerogenerador se ha desarrollado para admitir una multiplicadora de eje planetario. La multiplicadora de eje paralelo será significativamente mayor. La mayor ventaja de la multiplicadora de eje paralelo es que todas las coronas se pueden inspeccionar en el aerogenerador. Con una multiplicadora de eje planetario, las coronas y los rodamientos no se pueden inspeccionar a menos que la multiplicadora se desmonte.

Se recomienda que todas las multiplicadoras de un solo proyecto se obtengan de un solo fabricante o que las unidades sean directamente intercambiables. Mientras que el uso de un solo fabricante aumenta el riesgo

de un fallo de serie que afecte al proyecto completo, esto se compensa por la simplificación de la gestión de las piezas de repuesto y otros procedimientos de mantenimiento.

La lubricación y el sistema de refrigeración son importantes para asegurar el rendimiento satisfactorio y la vida de la multiplicadora. El sistema está acorde con la práctica actual de la industria, no incluyéndose ninguna filtración cuando se da una parada, que está siendo considerada por diversos fabricantes de aerogeneradores. Por lo tanto, el sistema sólo funciona cuando el aerogenerador está en operación.

La multiplicadora cuenta con varios instrumentos de monitoreo, incluyendo sensores de temperatura, detector de flujo y sensor de presión. La temperatura se chequea en el depósito de aceite, en ambos cojinetes de alta velocidad y en la salida del refrigerador de aceite.

4.7.3.4. Frenos

El freno principal es aerodinámico y utiliza las puntas pivotantes de las palas que funcionan hidráulicamente. Se ha informado de fallos producidos en el accionado hidráulico del AE46, pero estos se han atribuido principalmente a su montaje incorrecto durante la puesta en marcha. Los aerofrenos son de seguridad, ya que cuando se produzca la pérdida de potencia del sistema hidráulico, son activados.

El freno secundario, o freno de seguridad, es un freno de disco montado en el eje de salida de alta velocidad de la multiplicadora. Este freno se activa hidráulicamente y sólo se aplica durante una parada de emergencia o de

mando. Un acumulador proporciona una aplicación controlada del freno de disco reduciéndose la magnitud del par transitorio de las paradas.

Antec suministra el freno de disco, siendo un proveedor experimentado en frenos de ejes y frenos de corona de orientación para aerogeneradores.

Esta es una solución estándar, similar al diseño del AE46 y está por lo tanto probada y no es probable que origine paradas importantes. El uso de un elemento activo en la estrategia de frenado reduce la integridad del sistema a menos que se tome el cuidado necesario. El control del efecto del freno requiere las válvulas y/o los orificios que pueden fallar o bloquearse. Sin embargo, se reconoce las ventajas en términos de las cargas de la multiplicadora y también que el freno del eje es el sistema secundario. La entidad de certificación también ha considerado el sistema integral de seguridad.

4.7.3.5. Generador

El generador es una máquina asíncrona de dos velocidades, con potencias nominales de 1400 kW y 300 kW. Las velocidades de funcionamiento nominal son 1.800 y 1.200 rpm, lo que supone un deslizamiento del 1,2 % a potencia nominal. Esto es bastante elevado para un generador de esta potencia, que se refleja en la eficiencia del generador de un 95.9 % a potencia nominal. El generador está refrigerado por aire. Un sistema de refrigeración por aire requiere un menor mantenimiento que el sistema alternativo de refrigeración por agua, pero requiere un generador de tamaño superior.

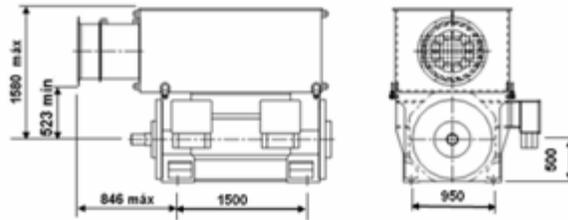


Figura 4.3. Generador Asíncrono Multipolo

4.7.3.6. Sistema de orientación

El rodamiento de orientación es un rodamiento convencional tipo slew. El uso de este tipo de rodamiento evita la necesidad de inspeccionar y ajustar las pastillas del cojinete como ocurre en los diseños alternativos.

Se utilizan para el accionamiento del sistema de orientación tres motores eléctricos con engranajes. El esfuerzo del frenado de orientación lo proporcionan seis frenos hidráulicos actuando sobre un disco. Esta medida evita la transmisión de la fuerza de frenado a través de los piñones del accionamiento como ocurre en otras configuraciones.

4.7.3.7. Electrónica de potencia

El aerogenerador Made AE-61 utiliza tiristores sólo para dos funciones, para limitar la intensidad de arranque del generador en la conexión a la red y para conectar las baterías de condensadores que corrigen el factor de potencia. Ambas funciones son estándares, habiendo sido probadas ya en el AE46 y no se estima que originen paradas importantes en el aerogenerador. Puesto que las baterías de condensadores se instalan en la góndola, en lugar de en la base de la torre, existe un pequeño riesgo de que se

produzcan fallos en los tiristores por causa de las vibraciones. Esto se puede evitar con acciones adecuadas durante el montaje. Sin embargo, puesto que se trata de una innovación en los aerogeneradores de Made, existe un riesgo hasta que el sistema se pruebe.

4.7.4. Experiencia en el Ámbito Mundial del MADE AE61

El prototipo Made AE61 se puso en marcha en Sotavento, en Galicia en Septiembre del 2000. Una segunda unidad de prueba se puso en marcha en Tarifa, también en el 2000. Actualmente existen 153 modelos en 10 parques eólicos, que se han construido entre el 2000 y el 2006. Un parque eólico se encuentra en Túnez, mientras los otros están en España (peninsular).

El aerogenerador AE61/1 tiene un concepto similar al AE46/1. Hay más de 540 unidades del AE46/1 funcionando en España en la actualidad. Hay también 26 unidades funcionando en China.

4.7.5. Experiencia en el Mercado Latinoamericano y el Caribe

El aerogenerador AE61 no se ha instalado en su versión de 60Hz, hasta la fecha, según información disponible, ni se ha instalado en el mercado latinoamericano y del Caribe.

Se han instalado 98 aerogeneradores G52 en la zona de Oaxaca, México, conectado a la red de CFE. Además, se han instalado aerogeneradores en su versión de 60Hz en el parque eólico de Mendota Hills, EEUU. Por lo tanto, existe cierta experiencia con la adaptación de este aerogenerador a una red de 60Hz.

4.7.6. Historial del Aerogenerador MADE AE61

Gamesa ha suministrado algunos datos de disponibilidad de los parques utilizando el aerogenerador Made AE61. Estas cifras indican que se puede alcanzar disponibilidades por encima del 98%. No obstante, Garrad Hassan recomienda caución en la interpretación de estos datos, ya que se trata de cifras reportadas y no contrastadas de manera independiente.

No se han registrados problemas de serie con el AE46/1. Se tiene algunos datos operativos que indican que el aerogenerador puede funcionar a unos niveles competitivos de disponibilidad, por ejemplo del 97%.

Las similitudes entre el AE61/1 y el AE46/1 son tales que el rendimiento de la unidad anterior es un indicador razonable del potencial de la máquina actual. La principal diferencia conceptual es la configuración del accionamiento principal de la multiplicadora. El AE46/1 utiliza una multiplicadora de eje paralelo. El concepto original del AE61/1 utiliza una multiplicadora de eje planetario / paralelo que es el estándar para aerogeneradores de esta potencia. Una multiplicadora de eje paralelo es de tamaño significativamente mayor que una unidad con una etapa de entrada planetaria. Made ha desarrollado posteriormente una versión del aerogenerador utilizando una multiplicadora de eje paralelo y la ofrece como opción.

La AE61/1 cuenta con una medición de la curva de potencia por la organización de ensayo independiente, CRES (Centro para los Recursos de Energía Renovables, Grecia. MADE ha suministrado una copia del informe que presenta la curva de potencia medida.

Al igual que todos los aerogeneradores regulados por pérdida aerodinámica, la potencia varía en función de la densidad del aire y el programa de control del mismo parará el aerogenerador si la potencia excede los límites especificados. En el transcurso de conversaciones mantenidas, MADE afirmó que, para cualquier emplazamiento, las palas se ajustarán para limitar la potencia calculada para la densidad máxima estimada. MADE afirma que el límite es 1300 kW. Esta filosofía de actuación puede tener desventajas en emplazamientos donde se den importantes variaciones en la densidad del aire. Si el paso de palas se ajusta para las condiciones máximas de densidad entonces el rendimiento de la potencia se reducirá en condiciones de verano, lo que puede prevalecer durante largos periodos del año.

El rendimiento de los aerogeneradores regulados por pérdida aerodinámica está determinado fundamentalmente por el montaje inicial del ángulo del paso de palas. Las pruebas de puesta en marcha deben incluir una comprobación de la potencia máxima efectiva de cada aerogenerador para verificar el montaje del ángulo de paso de palas adecuado.

Otro factor que puede afectar al rendimiento del aerogenerador es el ensuciamiento de las palas como resultado del polvo o de la acreción de insectos en verano y el hielo en invierno. Se considera que los primeros pueden resultar un problema en Paraguaná. Dependiendo de la frecuencia de las lluvias, puede ser necesaria la limpieza de las palas para mantener el rendimiento del aerogenerador.

4.7.7. Protección Contra la Corrosión Ambiental

En los documentos de Solicitud de Oferta se valoró la corrosión en el emplazamiento por un técnico especialista en la materia según categoría C4 según la normativa ISO 9223. Dicho emplazamiento está sometido a condiciones marinas debido a la alta humedad y corrosión en el ambiente.

4.8. Viento

El área de estudio está sometida a la presencia de los vientos alisios del Noreste, sin embargo, se observa que durante todo el año prevalecen vientos del Este (Ver figura 4.5 rosas de los vientos), la velocidad del viento medida en la estación Punto Fijo, presenta una media anual de 12,4 m/s, la máxima media mensual es de 14,6 m/s y se presenta en el mes de junio, mientras que la velocidad mínima es de 10,2 m/s y se presenta en el mes de octubre.

Los datos analizados, permiten inferir a través de sus valores, que existen condiciones de fuertes vientos que aunado a la inexistencia de barreras rompevientos naturales o artificiales, asociado a la presencia en las adyacencias de material granular disperso y suelto sobre la superficie de los suelos, así como la cercanía al mar, puede afectarse la dirección momentáneamente durante lapsos cortos del día.

A continuación se presenta la figura 4.4 donde se pueden apreciar los altos valores de la velocidad media de los vientos durante todo el año, pudiéndose observar la presencia de un valor máximo de 14,6 km/h en el mes de junio.

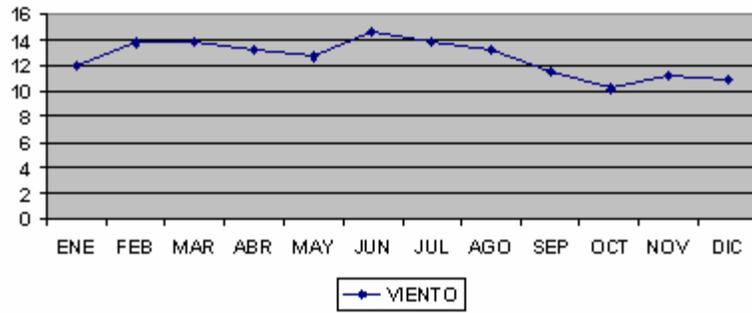


Figura 4.4. Velocidad Media Mensual Del Viento Estación Punto Fijo

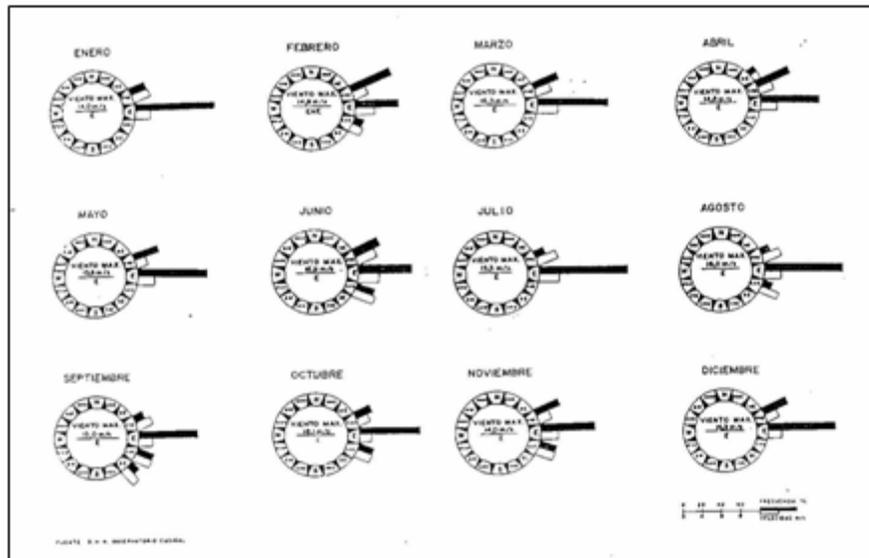


Figura 4.5. Rosa de los Vientos

CAPÍTULO V

COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA INCLUYENDO UN PARQUE EÓLICO DE 100 MW DE GENERACIÓN.

En este capítulo se realizaron simulaciones del sistema eléctrico de la Península de Paraguaná partiendo del sistema actual e incluyendo un parque eólico de 100 MW, en la figura 5.1 se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico actual.

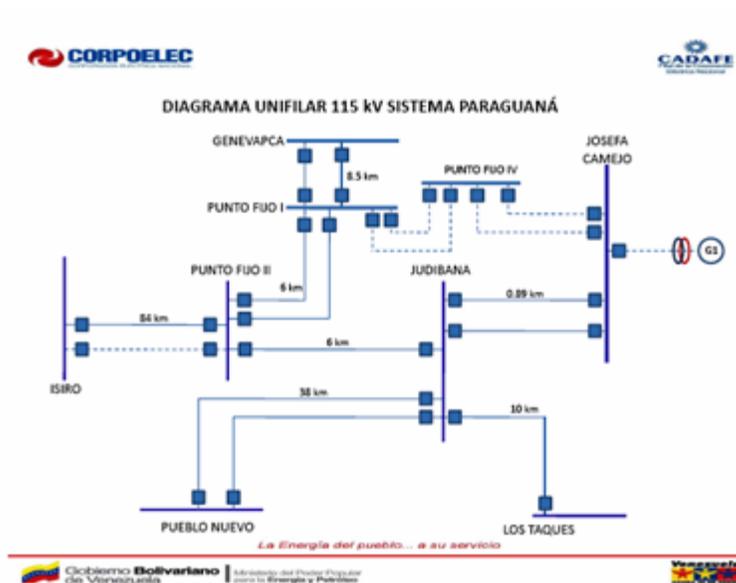


Figura 5.1. Sistema eléctrico actual de la Península de Paraguaná

El parque eólico será interconectado a la red mediante una intervención de la línea de 10 Km, 115KV que va de la SUBESTACIÓN Judibana a la SUBESTACIÓN Los Taques, quedando el nuevo sistema como se muestra en la figura 5.2.

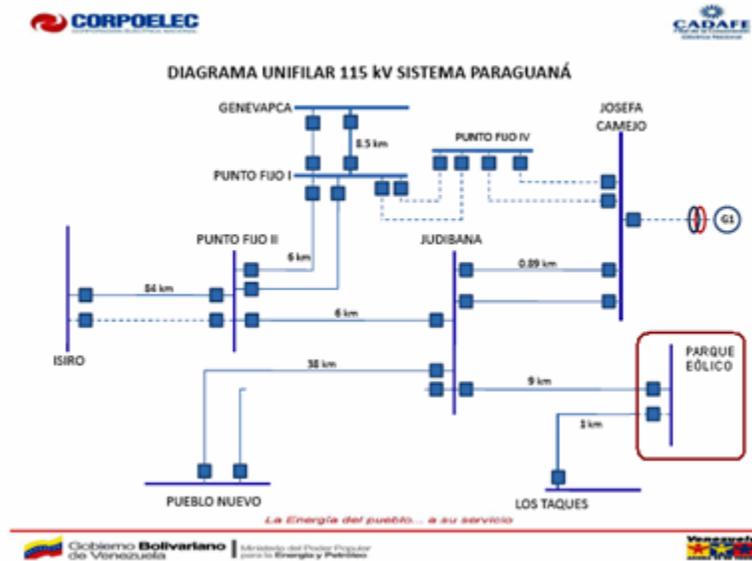


Figura 5.2. Sistema eléctrico de la Península de Paraguaná Incluyendo el Parque Eólico

5.1. Simulación del sistema eléctrico de Paraguaná, incluyendo un parque eólico de 100MW de generación.

El programa utilizado para las simulaciones fue el ETAP 5.0.3, este fue suministrado por la empresa PDVSA, por ser éste el usado por ellos para las simulaciones de sistemas eléctricos de potencia.

En la versión existente no es posible simular un aerogenerador como tal, pero se logró realizar un modelo, utilizando un motor de inducción funcionando como generador, como se muestra en la figura 5.3, e introduciendo los valores reales del generador suministrados por el fabricante así como su circuito equivalente (figura 5.4).



Figura 5.3. Aplicación de la máquina de inducción como generador

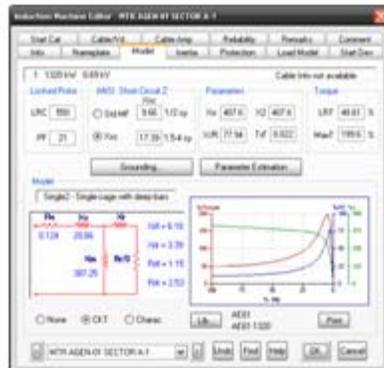


Figura 5.4. Valores nominales del generador

Para completar el modelo del aerogenerador se adicionó al generador una compensación de reactivos de 700KVAR y un transformador 690V/34.5Kv los cuales son suministrados por el fabricante y se encuentran dentro del aerogenerador. Quedando el modelo como se muestra en la figura 5.5.

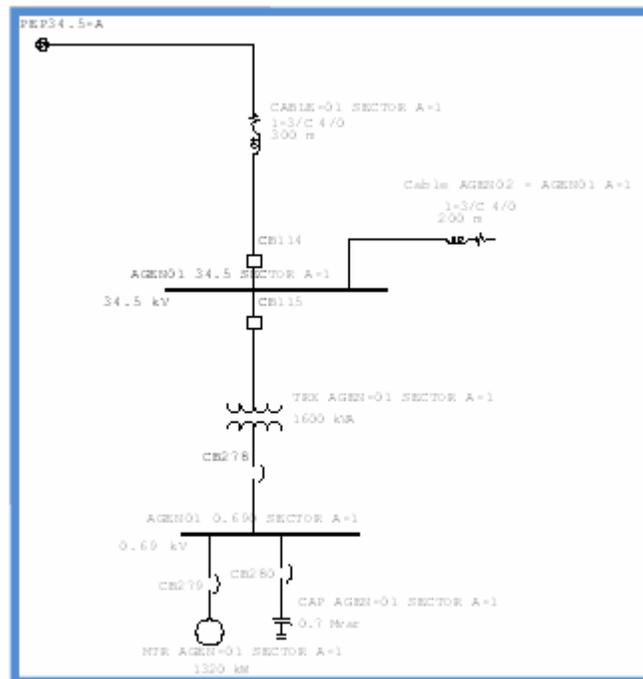


Figura 5.5. Modelo del aerogenerador

Este modelo fue reproducido 76 veces para representar a cada uno de los aerogeneradores que conformarán el parque eólico y fueron separados en 4 sectores cada uno de 19 aerogeneradores como se ve en el anexo A.1 a su vez cada sector fue conectado a la SUBESTACIÓN Parque Eólico, donde la tensión es elevada de 34,5KV a 115KV para su posterior interconexión con el sistema eléctrico de la Península como se muestra en la figura 5.6.

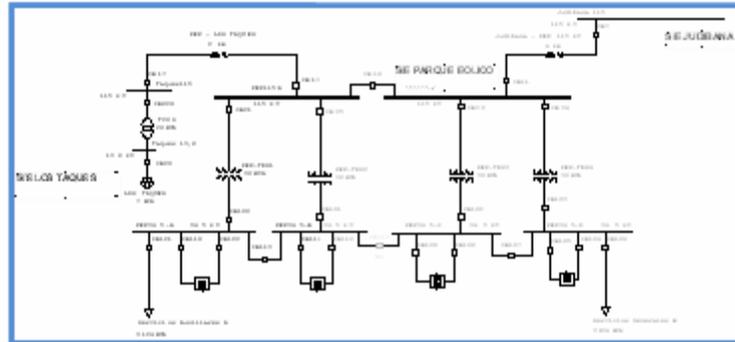


Figura 5.8. Esquema Unifilar General del Parque Eólico.

Teniendo todo el sistema simulado, se plantearon 3 escenarios con condiciones distintas en la generación eólica, al 50, 75 y 100% de la potencia nominal de los aerogeneradores y se analizaron los flujos de potencia, perfiles de tensión, así como el consumo de la energía reactiva en cada una de las máquinas, en cada sector del parque y en la interconexión con la red de 115KV.

A continuación se muestra cada uno de los casos de estudio y el cálculo de flujo de carga, el método utilizado fue Newton Raphson, en este capítulo solo se mostrarán los resultados del primer aerogenerador, el primer sector y la salida del parque eólico hacia la red. Por ser muy extensos el reporte completo de flujo de carga se mostrará en los anexos B.1, B.2 y B.3.

5.2.Caso 1: Estudio de Flujo de Carga con los Aerogeneradores Trabajando al 100% de su Capacidad Nominal.

En este caso se ajusto el factor de demanda del generador en un 100% de su capacidad nominal (modo continuo) y se realizó una corrida de flujo de carga, los resultados más relevantes se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Flujo de carga. 100% de la Capacidad Nominal en los Aerogeneradores.

REPORTE DE FLUJO DE CARGA										
Caso de estudio: Parque eólico generando al 100%										
Barra		Voltaje		Generación		Carga		Flujo de Carga		
ID	kV	kV	MW	MVAR	MW	MVAR	ID	MW	MVAR	
AGEN01 0.690 SECTOR A-1	0.69	0.698	1.265	-0.612	-	-0.716	AGEN01 34.5 SECTOR A-1	1.265	0.183	99.67
AGEN01 34.5 SECTOR A-1	34.5	34.736	-	-	-	-	PEP34.5-A	12.941	-0.772	-99.82
							AGEN02 34.5 SECTOR A-1	11.678	0.796	-99.77
							AGEN01 0.690 SECTOR A-1	1.263	-0.025	99.98
PEP34.5-A	34.5	34.714	-	-	2.847	1.179	PEP115A	23.165	-2.298	-99.51
							AGEN01 34.5 SECTOR A-1	-12.913	0.776	-99.82
							AGEN01 34.5 SECTOR A-2	-11.640	0.777	-99.78
							PEP34.5-B	-1.4394	-0.634	91.53
PEP115A	115	116.866	-	-	-	-	PEP115B	39.475	-11.393	-96.08
							Taqueo115	6.668	2.339	94.36
							PEP34.5-A	-23.071	4.527	-98.13
							PEP34.5-B	-23.071	4.527	-98.13
PEP115B	115	116.866	-	-	-	-	Jarduna 115	85.6012	-26.53177	-97.24
							PEP34.5-C	-23.063	4.569558	-98.09
							PEP34.5-D	-23.063	4.569558	-98.09
							PEP115A	-39.475	11.39265	-96.08

Para este caso se puede observar que el perfil de tensión a la salida del generador es mayor que el voltaje nominal en todas las barras pero siempre con valores que están dentro de lo permitido en el diseño, no más de un 0.8%, lo cual es un valor bastante bueno con relación a las condiciones de diseño en las que se permite un 5% de variación de la tensión.

Se puede apreciar que en el nodo del que representa al generador existe un consumo de energía reactiva, la cual es compensada en ese mismo punto y al observar el punto de conexión **AGEN 34.5 SECTOR A1**, el cual representa la salida del aerogenerador, la maquina está entregando tanto potencia activa como reactiva a la red. Esta condición se repite en todas las máquinas y se puede apreciar en el anexo B.1 del reporte completo de flujo de carga.

La Barra **PEP 34.5-A** representa la contribución del circuito al cual pertenece este aerogenerador en particular, conformado por 19 aerogeneradores con iguales características de diseño, se puede observar

una contribución de 23,165MW hacia el circuito de 115kV con un factor de potencia de 99,51%.

La contribución total del parque eólico a la red de transmisión se obtiene al sumar las potencias de salida que se tienen en la barra **PEP115A** hacia la barra **taques115** con la obtenida en la barra **PEP115B** hacia la barra **Judibana115**. Dando un valor de 92.27MW y un consumo de energía reactiva de 18.19 MVAR.

Esta condición se obtendría con velocidades del viento entre los 12 y 14 m/s, según se puede observar en la curva característica del aerogenerador (ver anexo A.2). En el caso de la península de Paraguaná son los meses de enero a agosto los ideales para estos niveles de producción, con velocidades medias mensuales entre 12 y 14 m/s.

Los resultados presentados en este caso representan solo los flujos de carga más significativos.

5.3.Caso 2: Estudio de Flujo de Carga con los Aerogeneradores Trabajando al 75% de su Capacidad Nominal.

En este caso se ajusto el factor de demanda del generador en un 75% de su capacidad nominal (asignando este valor al modo intermitente de la máquina) y al igual que en el caso anterior se realizó una corrida de flujo de carga. En la tabla 5.2 se muestran resultados más relevantes

Tabla 5.2. Flujo de carga. 75% de la Capacidad Nominal en los Aerogeneradores.

REPORTE DE FLUJO DE CARGA										
Caso de estudio: Parque eólico generando al 75%										
Barra		Voltaje		Generación		Carga		Flujo de Carga		
ID	kV	kV	MW	MVAR	MW	MVAR	ID	MW	MVAR	%
AGEN01 0.690 SECTOR A-1	0.69	0.725	0.948	-0.459	-	-0.773	AGEN01 34.5 SECTOR A-1	0.948	0.334	94.94
AGEN01 34.5 SECTOR A-1	34.5	35.741	-	-	-	-	PEP34.5-A	18.036	1.727	98.55
							AGEN02 34.5 SECTOR A-1	-9.089	-1.458	98.74
							AGEN01 0.690 SECTOR A-1	-0.948	-0.369	96.21
PEP34.5-A	34.5	35.724	-	-	35.724	1.460	PEP115A	17.119	2.770	98.72
							AGEN01 34.5 SECTOR A-1	-10.031	-1.724	98.56
							AGEN01 34.5 SECTOR A-2	-8.744	-1.703	98.15
							PEP34.5-B	-1.3581	-0.803	86.08
PEP115A	115	117.727	-	-	-	-	PEP115B	27.451	0.863	99.95
							Taques115	6.688	2.342	94.38
							PEP34.5-A	-17.070	-1.403	99.56
							PEP34.5-B	-17.070	-1.403	99.56
PEP115B	115	117.727	-	-	-	-	Judibana 115	61.263	4.116	99.75
							PEP34.5-C	-16.906	-1.726	99.48
							PEP34.5-D	-16.906	-1.726	99.48
							PEP115A	-27.451	-0.863	99.95

Para este caso se puede observar que el perfil de tensión a la salida del generador es mayor que el voltaje nominal en todas las barras pero siempre con valores que están dentro de lo permitido en el diseño, no más de un 2,4%, este valor aún se encuentra por debajo del 5% de variación permitido.

Del mismo modo, en la barra del que representa al generador existe un consumo de energía reactiva, la cual es compensada en ese punto y al observar el punto de conexión **AGEN 34.5 SECTOR A1**, la maquina está entregando tanto potencia activa como reactiva a la red.

Para este caso de estudio, en la Barra **PEP 34.5-A** se observa un aporte de 17,12MW hacia el circuito de 115kV con un factor de potencia de 98,72%.

La contribución total del parque eólico a la red de transmisión se obtiene al sumar las potencias de salida que se tienen en la barra **PEP115A** hacia la barra **taques115** con la obtenida en la barra **PEP115B** hacia la barra **Judibana115**. Dando un valor de 67,95MW y un aporte de energía reactiva de 6,66 MVAR.

Los resultados presentados en este caso representan solo los flujos de carga más significativos, si se quiere observar en detalle el comportamiento de algún aerogenerador o de algún circuito específico del sistema para este escenario, se puede revisar el anexo B.2 de este documento.

De acuerdo con las velocidades del viento, esta condición se obtendría a los 11 m/s, según se puede observar en la curva característica del aerogenerador (ver anexo A.2). En el caso de la península de Paraguaná son los meses de septiembre a diciembre los ideales para estos niveles de producción, con velocidades medias mensuales entre 10 y 12 m/s.

5.4.Caso 3: Estudio de Flujo de Carga con los Aerogeneradores Trabajando al 50% de su Capacidad Nominal.

En este caso se ajusto el factor de demanda del generador en un 50% de su capacidad nominal (asignando este valor al modo intermitente de la máquina), siendo esta una de las condiciones mas críticas de operación, y al igual que en el caso anterior se realizó una corrida de flujo de carga. En la tabla 5.3 se muestran resultados más relevantes:

Tabla 5.3. Flujo de carga. 100% de la Capacidad Nominal en los Aerogeneradores.

REPORTE DE FLUJO DE CARGA										
Caso de estudio: Parque eólico generando al 50%										
Barra		Voltaje		Generación		Carga		Flujo de Carga		
ID	kV	kV	MW	MVAR	MW	MVAR	ID	MW	MVAR	%
AGEN01 0.690 SECTOR A-1	0.69	0.748	0.632	-0.306	-	-0.822	AGEN01 34.5 SECTOR A-1	0.632	0.516	77.48
AGEN01 34.5 SECTOR A-1	34.5	36.560	-	-	-	-	PEP945-A	7.125	3.972	87.35
							AGEN01 34.5 SECTOR A-1	-6.493	-3.484	88.12
							AGEN01 0.690 SECTOR A-1	-0.632	-0.488	79.17
PEP945-A	34.5	36.545	-	-	3.160	1.530	PEP115A	11.061	7.331	83.36
							AGEN01 34.5 SECTOR A-1	-7.1225	-3.970	87.35
							AGEN01 34.5 SECTOR A-2	-5.832	-3.934	82.90
PEP115A	115	118.391	-	-	-	-	PEP945-B	-5.2636	-0.954	79.75
							PEP115B	15.363	11.050	81.28
							Taqueros115	6.704	2.345	94.39
							PEP945-A	-11.033	-6.677	85.55
							PEP945-B	-11.033	-6.677	85.55
PEP115B	115	118.391	-	-	-	-	Jadibana 115	36.777	24.856	82.85
							PEP945-C	-10.767	-6.923	83.98
							PEP945-D	-10.767	-6.923	83.98
							PEP115A	-15.363	-11.050	81.28

Para este caso se puede observar que el perfil de tensión a la salida del generador supera el 10% y aunque este valor supera los permitidos por las condiciones de diseño, al sumar todas las contribuciones en la salida **PEP115A** y **PEP115B** los perfiles de tensión entran en un 2,9% lo cual es aceptable para interconectar el parque a la red de 115kV.

En la barra que representa al generador existe un consumo de energía reactiva, la cual es compensada en ese punto y al observar el punto de conexión **AGEN 34.5 SECTOR A1**, la maquina está entregando tanto potencia activa como reactiva a la red.

Para este caso de estudio, en la Barra **PEP 34.5-A** se observa un aporte de 11,06MW hacia el circuito de 115kV con un factor de potencia de 87,35%.

La contribución total del parque eólico a la red de transmisión se obtiene al sumar las potencias de salida que se tienen en la barra **PEP115A** hacia la barra **taques115** con la obtenida en la barra **PEP115B** hacia la barra **Judibana115**. Dando un valor de 43,48MW y un aporte de energía reactiva de 27,21 MVAR.

De acuerdo con las velocidades del viento, esta condición se obtendría a los entre los 9 y 10 m/s, según se puede observar en la curva característica del aerogenerador (ver anexo A.2). En el caso de la península de Paraguaná son casos esporádicos en los que se presentan estas velocidades del viento, podría presentarse eventualmente en el mes de octubre y noviembre.

Los resultados presentados en este caso representan solo los flujos de carga más significativos, si se quiere observar en detalle el comportamiento de algún aerogenerador o de algún circuito específico del sistema para este escenario, se puede revisar el anexo B.3 de este documento.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

La configuración típica de un gran Parque Eólico consiste en grupos de más de 4 aerogeneradores, conectados en centros de Transformación, red de Media Tensión que enlaza los distintos aerogeneradores entre si con barras comunes en una Subestación propia del Parque y línea de Alta Tensión hasta el punto de conexión con la red de transporte.

De acuerdo con el principio de generación los aerogeneradores pueden ser sincrónicos y asíncronos o de inducción, tal es el caso de los seleccionados para ser instalados en el parque eólico Paraguaná por tener estos un menor costo y la posibilidad de mantener un alto nivel de producción de potencia en un amplio rango de velocidades, estos son más simples y más robustos, con un sistema de control menos complicado.

De acuerdo con los estudios realizados en el sistema aún en el nivel más crítico de producción energética los niveles de tensión se mantuvieron dentro de los rangos de diseño permisibles.

Es necesaria la conexión de condensadores para la compensación de la energía reactiva consumida por un aerogenerador asíncrono.

Toda la energía que pueda producir el parque eólico representa un ahorro económico para el estado, puesto que existe una reducción

apreciable del consumo de combustibles en la planta termoeléctrica Josefa Camejo.

6.2. Recomendaciones

Incentivar a los alumnos de la escuela de las diferentes escuelas de ingeniería al estudio de las energías alternativas, con miras hacia las nuevas tendencias sobre la utilización de las llamadas energías verdes.

Promover el uso de energías renovables como complemento de las energías utilizadas actualmente, para disminuir así los daños producidos al medio ambiente.

Por limitaciones de software no se pudo simular el estado de la frecuencia del sistema ante las fluctuaciones de potencia, aunque la máquina está diseñada para controlar y mantener estable la frecuencia antes de entregar la potencia a la red, y las condiciones del viento en la península de Paraguaná son caracterizadas como especiales, por ser constantes durante largos períodos de tiempo, sería bueno simular su comportamiento con herramientas que permitan estudiar las condiciones del sistema ante fluctuaciones de potencia producidas por cambios repentinos de la velocidad del viento.

Realizar el cálculo de un banco de condensadores que se pueda acoplar en la salida del parque eólico para compensar el consumo de energía reactiva sobre todo en los casos de mayor producción energética, pues los capacitores internos de los aerogeneradores no son suficientes para la compensación.

BIBLIOGRAFIA

[1] **Energías Renovables**, www.greenpeace.org/mexico/campaigns/energ-a-y-cambio-climatico/energ-as-renovables, (2009).

[2] Biomass Users Network (BUN-CA). “**Manuales sobre energía renovable: Eólica**”. 1 ed. Biomass Users Network (BUN-CA), San José, Costa Rica, (2002).

[1] MEDINA, JOSÉ. “**Análisis de Sistemas Eléctricos Ante la Integración de Parques Eólicos. Aplicación al Caso de las Islas Canarias**”. Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. España, (1997).

[2] ACOSTA, MANUEL. “**Impacto de la Compensación Reactiva en el comportamiento de la Generación Eólica. Caso de Estudio: Isla de Margarita**”. Universidad Simón Bolívar. Margarita, (2005).

[3] SALAZAR, JOSÉ. “**Diseño Conceptual de un Parque Eólico de Generación Eléctrica. Caso Península de Macanao. Estado Nueva Esparta, 2007**”. Universidad de Oriente, (2008).

[6] Curso RED RIGE-UTE. “**Sistemas de Generación Eléctrica para Aerogeneradores**”. Montevideo Uruguay.

[7] d'Emil Bryan y Jacobsen Morten, “**Curso Acelerado de Energía eólica**”. Ministerio Danés de Educación y la Asociación Danesa de la Industria Eólica. <http://www.windpower.org/es/kids/intro/index.htm>. (2009)

[8] Fortoul, Celso. **“Estudio del Sistema de Transmisión Asociado del Parque Eólico Jurijurebo Península de Paraguaná, Estado Falcón”**. Gerencia Integral Proyecto Eólico Jurijurebo. Consorcio ASINCRO-VER (2006)

[9] Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas. **“Principios de conversión de la energía eólica”**. Madrid, Editorial CIEMAT, (1995).

[10] Feijóo, J. Cidrás y C. Carrillo. **“Modelos de generadores asíncronos para la evaluación de perturbaciones emitidas por parques eólicos”**. X Reunión de Grupos de Investigación en Ingeniería Eléctrica. Santander. (2000).

[11] Made Technologies. **“AEROGENERADOR MADE AE-61, PRINCIPALES SISTEMAS Y COMPONENTES”**. Madrid 03 de febrero de 2009.

[12] Rivera, Ignacio. **“Energía Eólica y Estabilidad de Red”**. Asea Brown Boveri, S.A. (2006).

[13] Florido, Laura. **“Memoria descriptiva del proyecto parque eólico Paraguaná”**. PDVSA Gerencia de Proyectos Mayores, Abril de 2009.

[14] Florido, Laura.” **Estudio de impacto ambiental del proyecto parque eólico Paraguaná”**. PDVSA Gerencia de Proyectos Mayores, Abril de 2009.

[15] REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA, MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETRÓLEO **“Normas de Calidad del servicio de Distribución de Electricidad”**

[16] CADAFE, EDELCA, E. DE C. ENELVEN, **“Contrato de Interconexión”**

[17] Acosta, M; Alves, R.; **Large Scale Wind Power Integration into Power Networks Using SVS and Series Reactance**. WSEAS (World Scientific and Engineering Academy and Society) Transactions on Power Systems 2006. ISSN: 1790-5060, Vol. 1, (pp408-414).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	“Estudio del Comportamiento en Estado Transitorio del Sistema Eléctrico de la Península de Paraguaná con la Incorporación de un Parque Eólico de 100 MW de Generación”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
PIÑERO LÓPEZ ESTEBAN MANUEL	CVLAC: 17.310.678 E MAIL: estebanpinero@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Parque eólico Paraguaná, aerogeneradores, generador asíncrono,
flujos de potencia, compensación de reactivos.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

El desarrollo de este trabajo permitió realizar un estudio de el sistema eléctrico de la península de Paraguaná ante la integración de un parque eólico de 100MW de generación con generadores asíncronos. Para lograr el objetivo principal, luego de haber descrito en detalle el sistema eléctrico de Paraguaná y el proyecto parque eólico, se realizó una simulación del sistema eléctrico de la península con el software ETAP 5.0.3 incluyendo también los aerogeneradores, todos con los valores reales de la red y los suministrados por los fabricantes de las turbinas de viento. Se realizaron corridas para calcular el flujo de carga analizando diferentes escenarios de operación, de acuerdo a los niveles de producción del parque eólico, se hizo énfasis en los perfiles de tensión, los flujos de potencia y el comportamiento de la energía reactiva en las líneas de transmisión de 115kV asociadas al área de influencia del parque eólico.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Suárez Luis	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:	11.644.024			
	E_MAIL	lsuarez@anz.udo.edu.ve			
	E_MAIL				
Piña José	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	pinajm@pdvsa.com			
	E_MAIL				
Escalante Santiago	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Rodríguez Pedro	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	10	22
AÑO	MES	DIA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Esteban.Piñero.doc	application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t
u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ VENEZUELA _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ UNIVERSAL _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniería Eléctrica

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

“Los Trabajos de Grado son propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de Núcleo respectivo el cual participará al consejo Universitario”

Esteban Piñero

AUTOR

Prof. Luis Suárez

TUTOR

Prof. Santiago Escalante

JURADO

Prof. Pedro Rodríguez

JURADO

Verena Mercado

POR LA SUBCOMISION DE TESIS