



REPÚBLICA DE CUBA.

MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO
Dr. Antonio Núñez Jiménez
FACULTAD DE METALURGIA ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA

Trabajo de Diploma en Opción

Al Título De

Ingeniero Eléctrico.

Título: Análisis de penetración eólica del sistema híbrido diésel-eólico de Gibara utilizando Power Factory.

Autor: Aniel Abraham Catalá Hernández

Tutores: Ms. C. Yordan Guerrero Rojas

Dr. C. Orlis Ernesto Torres Bref

Moa – 2018.

“Año 60 de la Revolución”



Declaración de Autoridad.

Yo: Aniel Abraham Catalá Hernández

Autor de este Trabajo de Diploma, certifico su propiedad a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Tutor:

Ms. C. Yordan Guerrero Rojas.

Autor:

*Aniel Abraham Catalá
Hernández*

El conocimiento te hace ver y entender el mundo desde un punto de vista realista y concluyente, donde el inicio es simple pero al interior lo complejo y fascinante de las cosas.

Aniel Catalá Hernández

Solo podemos conquistar el futuro con sudor, con trabajo, con sacrificio...

José Martí

Dedicatoria.

A mis padres: Aniel Catalá, Santiago Pupo y Bárbara Hernández por su guía incondicional, por estar presentes todos los días de mi vida y por haberme formado como un hombre de bien.

A mi novia Isabel Palmero que siempre me apoyo y me dio la fuerza para seguir adelante.

A todos los que me animaron y me dieron fuerza para seguir y a los que me hicieron tropezar pues me ayudaron a superarme.

A mis hermanos de la universidad: Dennis Ferrer, Osmani Peña y Héctor Cruz.

A todas las amistades que de una u otra forma me apoyaron a lograr vencer todos los obstáculos durante toda mi carrera.

Agradecimientos

Deseo expresar mi agradecimiento a aquellos que de una u otra forma hicieron posible la realización de este trabajo:

Al profesor MSc. Yordan Guerrero Rojas por su inestimable labor de dirección y revisión. A los compañeros ya graduados que trabajan actualmente en la Empresa Eléctrica de Holguín por sus estímulos y sugerencias ya que todos me ayudaron en algún momento del desarrollo del trabajo.

A los profesores del departamento de Ing. Eléctrica del ISMMM por compartir conmigo sus conocimientos y porque de una forma o de otra ayudaron en mi superación.

A los amigos de la UEB Empresa eléctrica de Gibara.

A los amigos del PE Gibara 1 y Gibara 2.

A mis amigos los de Eléctrica 5to.

Resumen.

El Límite de Potencia Eólica (LPE) es la cantidad de potencia eólica que soporta un sistema eléctrico sin perder la estabilidad; su importancia está dada por el hecho de que permite un mayor aprovechamiento de la energía del viento. Depende principalmente de las características de los generadores eólicos y de la debilidad del sistema. Conocer el comportamiento del sistema en régimen transitorio, teniendo en cuenta las peores condiciones a las que puede enfrentarse es requisito indispensable para determinar el LPE. Estas condiciones por lo general son un cortocircuito en las líneas de mayor transferencia de potencia y/o en el punto de conexión del parque eólico con el sistema. En el presente trabajo se analiza el comportamiento de generadores eólicos de velocidad fija y variable para diversas condiciones de generación en el microsistema eléctrico de generación diésel-eólico de Gibara. Las simulaciones se implementaron en el software Power Factory. Los resultados obtenidos mostraron que el LPE depende de la tecnología utilizada en los aerogeneradores y las características del microsistema.

Abstract.

Wind power penetration limit (WPL) is the amount of wind power that an electric power system can handle without losing its stability. The importance of knowing WPL is that it allows getting maximum advantage of wind energy. WPL is determined by two main factors: the wind generators technology and the weakness of the power grid. The knowledge of a system's behavior during transitory status, taking into account the worst conditions that the system can work with, is essential to determine WPL. In general, these conditions are a short circuit at main power transference lines and/or at the point of common coupling of the wind farm to the system. In this work is analyzed the behavior of fixed and variable speed wind turbines, studying different transient conditions for an electric diesel and wind generation microsystem. Free software Power Factory was used for analysis and simulations. The results showed that wind power penetration limit is strictly related with the Point of Common Connection location and is higher when variable speed wind turbines are used.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. Fundamentación Teórica.	5
1.1 Generalidades de las Máquinas Eléctricas Generadoras.....	5
1.1.1 Tipos Principales de Máquinas Asíncronas para Aerogeneradores.....	5
1.1.2 Tipos Principales de Máquinas Síncronas para Generadores Diésel.	8
1.2 La Generación Distribuida y las Redes de Distribución.....	9
1.2.1 Ventajas y desventajas de la generación distribuida.....	10
1.2.2 Principales fuentes de energía distribuida.....	10
1.2.3 Operación en modo isla.	11
1.3 Generalidades de los Sistemas Híbridos.....	11
1.3.1 Sistemas híbridos en el mundo.	13
1.3.2 Sistemas Híbridos en Cuba.....	14
1.4 Condiciones para el trabajo en paralelo de los grupos electrógenos diésel.	15
1.5 Aspectos sobre la penetración de energía eólica.....	19
1.6 Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia.	21
1.6.1 Clasificación de la estabilidad en Sistemas Eléctricos.	22
1.7 Método para el cálculo del LPE que utiliza las condiciones en estado dinámico del sistema.	23
1.7.1 Simulaciones en el dominio del tiempo.	23
1.7.2 Normas Técnicas Internacionales de sistemas eléctricos de potencia (SEP) con generación eólica.....	24
1.7.3 Operación Durante Falla.	25
1.8 Valores nominales permisibles en condiciones anormales de operación.....	27
1.9 Programas para la simulación de circuitos eléctricos de potencia.	27
CAPÍTULO 2. Demandas, caracterización y simulación del SHGE de Gibara.	30
2.1 Caracterización del sistema eléctrico de Gibara.	30
2.1.1 Características de las líneas de subtransmisión.	30
2.1.2 Descripción de la S/E La Caridad 110 kV.	32
2.1.3 Batería diésel La Caridad.....	33
2.1.4 Parque Eólico Gibara 1.	34
2.1.5 Parque Eólico Gibara 2.	36
2.2 Estimación de demanda.....	37
2.3 Modelos para la simulación en Power Factory de DIgSILENT.	41
2.3.1 Modelo de la S/E La Caridad 110 kV.	41
2.3.2 Modelos para las LSTE Gibara (6870).	42
2.3.3 Modelo batería diésel La Caridad.....	44
2.3.4 Modelo parque eólico Gibara 1.	48
2.3.5 Modelo parque eólico Gibara 2.	50
2.4 Simulación en Power Factory para distintos escenarios de demandas con distintos niveles de generación eólica.....	53
CAPÍTULO 3. Análisis de los resultados.	56



3.1	Análisis de las simulaciones.....	56
3.1.1	Simulación sin generación eólica.	56
3.1.2	Simulación para distintos niveles de generación del PE Gibara 1.....	57
3.1.3	Simulación para distintos niveles de generación del PE Gibara 2.....	59
3.1.4	Simulación conjunta para distintos niveles de generación de ambos PE.....	62
3.2	Límites de penetración eólica.....	67
3.3	Valoración técnico-económico-ambiental.....	70
Conclusiones.....		72
Recomendaciones.....		73
Bibliografía.....		74
Anexos.		

INTRODUCCIÓN.

En la conformación de un Sistema Híbrido de Generación de Electricidad (SHGE), normalmente intervienen distintos tipos de fuentes generadoras, en ocasiones la red se fundamenta en la generación a partir de Grupos Electrónicos (GE), en los que el consumo de combustible estará en correspondencia directa con la potencia generada y el índice de consumo, lo que indica que el uso de este será proporcional a la carga que se alimenta; el efecto de incorporar sistemas de generación basados en energía renovables (energía eólica, por ejemplo) sería el de reducir la carga que es llevada por los GE, con la consecuente reducción del consumo del combustible utilizado por ellos y al mismo tiempo la reducción de emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

La producción de energía eléctrica a partir del viento es una forma de generación que tiene aspectos muy beneficiosos tanto para el consumidor como para el medio ambiente; por lo general requiere de un tiempo de construcción menor y sus costos son actualmente competitivos con otras fuentes convencionales de generación renovables y/o convencionales, por lo que se ha convertido en una de las fuentes más competitivas de energía utilizadas en los SHGE(Quingatuña, 2009).

En las condiciones de Cuba, la presencia de un sistema eléctrico que funcionará bajo el concepto de la Generación Distribuida (GD), permite la introducción de parques eólicos más pequeños en cuanto a capacidad (desde unos cientos de kW hasta unos 10 - 15 MW máximos), pero que convenientemente ubicados en el sistema pueden disminuir los consumos de combustibles fósiles que utilizan los GE para su trabajo normal supliendo la carga base del sistema; formando así un SHGE(Fuentefría, 2009).

El dimensionamiento y la estrategia de control de estos SHGE son cuestiones fundamentales a resolver en el diseño de los mismos, por lo que el evaluar hasta donde puede penetrarse en un sistema eléctrico con un determinado tipo de energía renovable se convierte en una de las cuestiones esenciales del problema, si se requiere realmente obtener un máximo de eficiencia en el diseño(Rodriguez, 2013).

Cuba en la provincia Holguín tiene las condiciones necesarias para formar un SHGE que ofrezca servicio al municipio de Gibara en régimen aislado durante momentos de emergencias en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) y contingencias climáticas. Posee niveles máximos de carga del orden de los 23.75 MVA, con los que se puede conformar una Micro-red con características muy particulares.

Es importante resaltar la reducción de gases contaminantes expulsados al medio ambiente producto a la reducción de combustibles fósiles y consigo el ahorro a la economía en el uso de los sistemas híbridos.

Situación problemática

Durante la operación aislada del SHGE formado por la batería diésel “La Caridad” y los parques eólicos Gibara 1 y Gibara 2 existen limitaciones en cuanto al nivel de utilización de la energía eólica, que suceden sin ser estudiadas a fondo por la carencia de herramientas que determinen el comportamiento de la micro-red alimentada con el sistema híbrido local, lo que conlleva a experimentar por el método de prueba y error.

Problema científico

¿Cuál es el límite de potencia eólica que se puede permitir en el SHGE diésel-eólico de Gibara para asumir la mayor parte de la demanda posible sin afectar la estabilidad del microsistema en régimen isla?

Objeto de estudio

SHGE diésel-eólico de Gibara en régimen isla.

Campo de acción

Niveles permisibles de penetración eólica en el SHGE diésel-eólico de Gibara.

Hipótesis

Si se simula en Power Factory el comportamiento del SHGE diésel-eólico de Gibara ante la asimilación de carga, se puede determinar la potencia eólica límite que puede aportarse sin afectar la estabilidad del microsistema en régimen isla.

Objetivo general

Determinar mediante simulación en Power Factory, la potencia eólica límite que puede asimilar el SHGE diésel-eólico de Gibara en funcionamiento aislado.



Objetivos específicos

1. Caracterizar los elementos que componen el SHGE de Gibara.
2. Adecuar y crear modelos en Power Factory para la conformación del SHGE diésel-eólico de Gibara y simular el comportamiento como microsisistema.
3. Proponer el nivel de penetración eólica límite para la operación fiable del SHGE diésel-eólico de Gibara.

CAPÍTULO 1. Fundamentación Teórica.

1.1 Generalidades de las Máquinas Eléctricas Generadoras.

La base para la generación de corriente la conforma la “inducción electromagnética”. Si un conductor eléctrico corta las líneas de fuerza de un campo magnético, se origina en dicho conductor una tensión eléctrica careciendo de importancia el que el campo magnético este fijo y el conductor se mueva, o por el contrario sea el conductor el que esté fijo y el campo magnético el que se mueva. Si los extremos de una espira conductora que gire entre los polos Norte y Sur se conectan mediante anillos deslizantes y escobillas de carbón a un voltímetro, puede leerse una tensión alterna, condicionada por la situación constantemente variable respecto a los polos(Chapman, 2012).

En caso de un giro uniforme del rotor, la curva de tensión es senoidal, apareciendo los valores máximos después de cada media vuelta. Si el circuito de corriente es cerrado, fluye por él una “corriente alterna”.

Por principio, existen dos tipos principales de Generadores Eléctricos:

- Sincrónicos
- Inducción o Asíncrono

1.1.1 Tipos Principales de Máquinas Asíncronas para Aerogeneradores.

La utilización de la máquina asíncrona o de inducción en generación de energía eléctrica mediante aerogeneradores es actualmente mayoritaria. La gran ventaja del generador de inducción es su simplicidad. Un generador de inducción no requiere de un circuito de campo separado y no tiene que operar continuamente a una velocidad fija. Siempre y cuando la velocidad del rotor de la máquina sea mayor a la velocidad del campo magnético del sistema de

potencia al que está conectado, funcionará como generador. Mientras más grande sea el par aplicado a su eje (hasta cierto punto), mayor será la potencia de salida resultante. Todas estas ventajas hacen de este generador una buena opción para utilizarlo en aerogeneradores, siendo conectados a un sistema de potencia existente(Chapman, 2012).

Existen varios tipos de aerogeneradores, pero los usados en nuestro país son:

- Aerogenerador de velocidad fija

Este tipo de aerogenerador es considerado de velocidad fija debido a que durante su operación el rango de variación del deslizamiento del generador es de 2 a 3 %. Posee un generador de inducción con rotor jaula de ardilla acoplado a las hélices a través de una caja multiplicadora de velocidad. Este aerogenerador está conectado directamente a la red eléctrica, la misma que le impone la frecuencia de generación. La potencia reactiva necesaria para mantener el campo magnético entre el estator y el rotor es proporcionada por un banco de condensadores o absorbida de la misma red(Michalke, 2008). La figura 1.1 muestra el esquema de este aerogenerador:

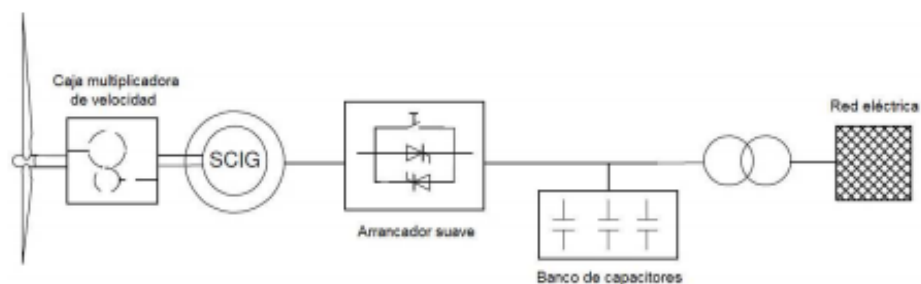


Figura 1.1 Aerogenerador de velocidad fija con generador de inducción de jaula de ardilla(Michalke, 2008).

- Aerogenerador de velocidad variable con resistencia de rotor ajustable.

Este aerogenerador contiene los mismos componentes que el anterior, solo que, en este el rotor del generador de inducción es de tipo bobinado con una resistencia externa, como se aprecia en la figura 1.2. El valor de dicha resistencia es controlada con equipos electrónicos para permitir que el rango de velocidad del generador se incremente hasta máximo 10% por arriba de la velocidad sincrónica(Michalke, 2008).

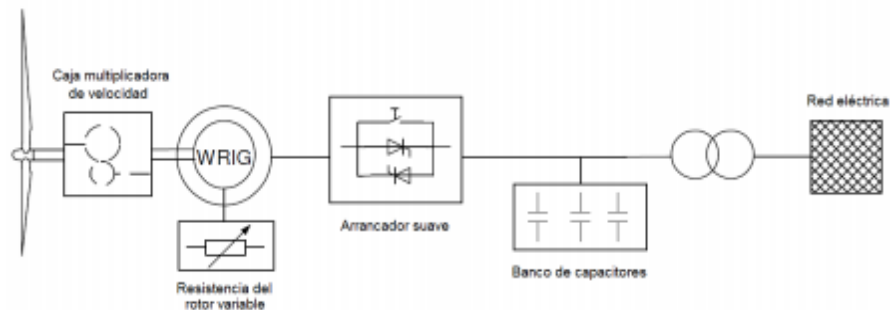


Figura 1.2 Aerogenerador de velocidad variable con generador de inducción de rotor bobinado(Michalke, 2008).

- Aerogenerador con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) por sus siglas en inglés.

Conectado directamente a la red eléctrica, puede operar a velocidad variable ya que posee un convertidor estático de frecuencia de corriente alterna-corriente directa- corriente alterna CA/CD/CA bidireccional, que suministra un voltaje de magnitud y frecuencia variable a los devanados trifásicos del rotor del generador de inducción, logrando ampliar así su rango de velocidad(G.Todeshini, 2010). En la figura 1.3 se observa el esquema de este tipo de aerogenerador.

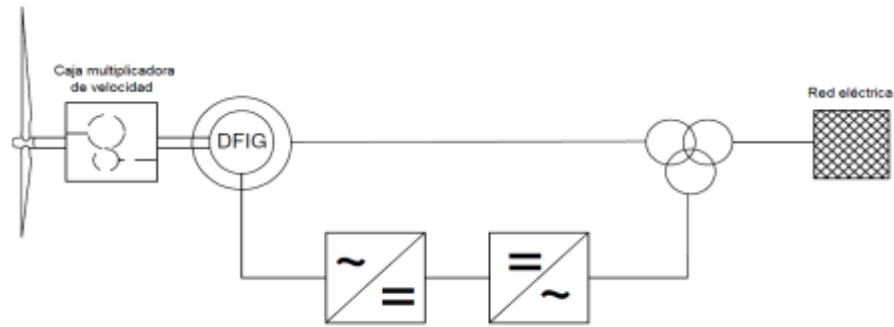


Figura 1.3 Aerogenerador de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado(Michalke, 2008).

1.1.2 Tipos Principales de Máquinas Sincrónicas para Generadores Diésel.

Para los Grupos Electrógenos se utilizan los Generadores Sincrónicos (GS) de baja velocidad. Estos generadores con un gran número de polos ($2p > 4$) tienen rotores hechos de polos salientes con excitación de corriente directa (CD). Los polos de los rotores se hacen de laminaciones para reducir la pérdida adicional del rotor pero el cuerpo del rotor y el núcleo están hechos de acero sólido magnético(UNE, 2004). Con un gran número de polos el devanado del estator se construye para un menor número de acoplamientos de ranura/polo, en muchos casos entre 6 y 12. El número de ranuras por polos y fase está entonces entre 2 y 4. La figura 1.4 muestra un generador sincrónico al cual se le ha realizado un corte transversal para visualizar mejor los elementos que lo componen:

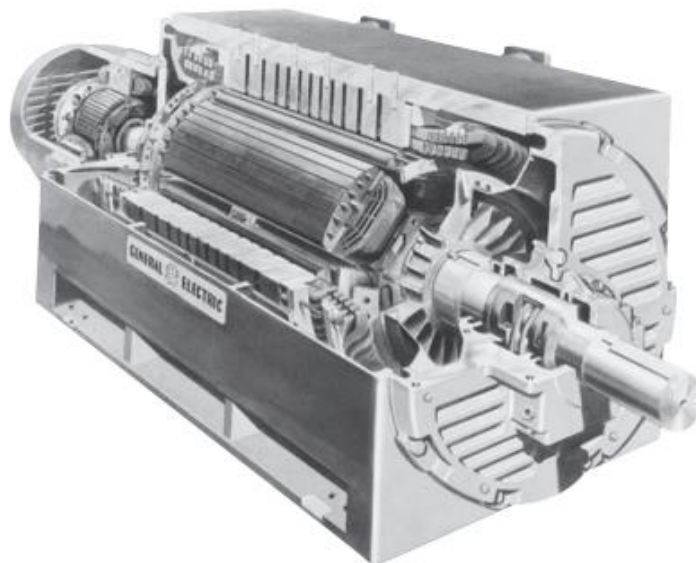


Figura 1.4 Diagrama en corte de una máquina síncrona grande(Chapman, 2012).

1.2 La Generación Distribuida y las Redes de Distribución.

Debido a que la Generación Distribuida (GD) se conecta a la red de distribución, cada vez se están dedicando más esfuerzos al estudio de los impactos que ocasiona esta en las redes de distribución a las cuales se conecta. Los estudios que se realizan son muy diversos y variados(Marsdon, 2014). Los más importantes se centran en:

1. Incentivos a las tecnologías de GD para su desarrollo (mecanismos regulatorios: primas, tarifas, certificados verdes etc.).
2. Las nuevas inversiones y la planificación de la Distribución teniendo en cuenta la GD.
3. Las potencias de cortocircuito en la red con GD.
4. Los servicios complementarios en la red con GD (regulación de frecuencia -, control tensión - potencia reactiva).
5. Las pérdidas en la red con GD.
6. La operación y explotación de red con GD.
7. La seguridad del personal de mantenimiento con GD.

1.2.1 Ventajas y desventajas de la generación distribuida.

Ventajas:

- Ayuda a la conservación del medio ambiente al utilizar fuentes de energía renovables.
- Descongestionan los sistemas de transporte de energía.
- Aplazan la necesidad de readecuación de los sistemas de transmisión.
- Ayuda al suministro de energía en periodos de gran demanda.
- Mejora la fiabilidad del sistema.
- Mejora la calidad del servicio eléctrico.
- Evita costos de inversión en transmisión y distribución.

Desventajas:

- Existe aspectos relacionados con las fluctuaciones de voltaje que afecta a los consumidores vecinos
- Requiere un sistema de adquisición de datos más complejo.
- Alto costo de inversión inicial.
- La falta de estándares para la conexión de pequeños generadores impide su desarrollo.

1.2.2 Principales fuentes de energía distribuida.

Los sistemas empleados como fuentes de energía distribuida (FED) son plantas de generación de energía a pequeña escala (normalmente entre el rango de 3 kW a 10 MW)(Marsdon, 2014).

Los sistemas FED pueden incluir los siguientes dispositivos o tecnologías:

- Energía solar fotovoltaica.
- Energía geotérmica.

- Energía eólica.
- Pila de combustible.
- Cogeneración.
- Microturbinas.

1.2.3 Operación en modo isla.

La operación en isla es la expresión que representa un escenario donde una parte del sistema de distribución, incluyendo generación y carga, opera permanentemente o transitoriamente aislado de la red. La operación en isla puede ser de forma intencional o no intencional.

La de tipo “no intencional” se produce por la no detección de una falla por parte del sistema de protecciones de la GD lo que provoca que esta siga operando y alimentando a la falla. Este hecho debe evitarse por el riesgo a personas o daños a equipos de las centrales generadoras(Rogers, 1999).

Por otro lado, la operación “intencional” en isla se lleva a cabo solo si el sistema de distribución está diseñado para ello. Se ha convertido en un reto la operación en isla intencional, por la complejidad del diseño del sistema de protecciones o por determinar qué potencia se debe generar en función de la carga conectada en isla, además es necesario un sistema de control de voltaje y frecuencia y que existan esquemas de deslastre de cargas con saltos de desconexión que no provoquen daños al sistema de generación(Rogers, 1999).

1.3 Generalidades de los Sistemas Híbridos.

Existen localidades que por sus condiciones geográficas no pueden ser alimentadas por las redes eléctricas convencionales, es por ello, que a estos sitios se les garantiza el suministro de energía eléctrica con sistemas autónomos de generación, principalmente constituidos por alternadores diésel, aunque resuelven el problema de la falta de energía, representan un costo elevado debido al precio del combustible, su transportación y mantenimiento.

Por lo que existiendo las condiciones, la instalación de turbinas eólicas pasa a ser una propuesta interesante por la gratuidad del viento. Si se combinan ambas tecnologías se puede formar un sistema híbrido, que no es más que la combinación de dos o más fuentes de energía para producir electricidad (Fé-Domínguez, 2011).

Estos sistemas pueden además de alimentar cargas autónomas en comunidades aisladas, funcionar en estados de emergencia por diferentes situaciones excepcional y presentan como objetivos fundamentales:

- La reducción del consumo de combustibles fósiles.
- Reducir los costos de operación del sistema.
- La reducción de los impactos medioambientales.
- La reducción del tiempo de interrupción por falta de la RED principal.

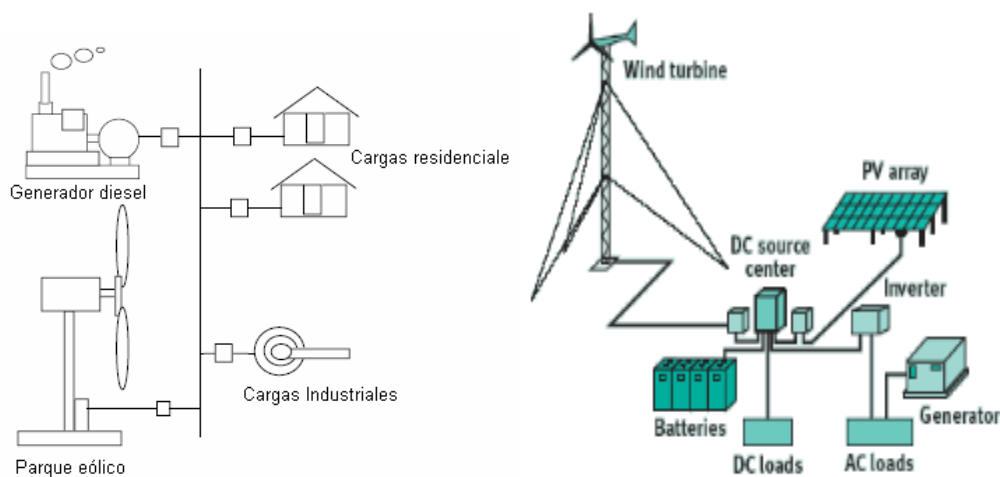


Figura 1.5 Diagrama físico de Sistemas Híbridos a) Eólico-Diésel y b) Eólico-Diésel-Fotovoltaico (Fé-Domínguez, 2011).

En la figura 1.5 a) se muestra un sistema híbrido compuesto por generadores diésel y parques eólicos. Los generadores diésel impondrán la frecuencia, considerando que el rendimiento del aerogenerador depende de la velocidad del viento. La velocidad del viento se refleja en la generación de energía mediante la curva de potencia propia de cada aerogenerador. Si el viento

cambia fácilmente o hay turbulencias, el rendimiento de la turbina también cambia muy fácilmente.

Las cargas que componen los sistemas híbridos puede ser dividida en tres tipos diferentes: residencial, industrial y de servicios. Aunque la naturaleza de estas cargas es de origen diferente, todas en mayor o menor medida se ven afectadas por el deterioro de la estabilidad, como la variación del voltaje y de la frecuencia.

1.3.1 Sistemas híbridos en el mundo.

La utilización de los sistemas híbridos eólico-diésel en el mundo está aumentando acorde a la intención de reducir la dependencia sobre el consumo de combustibles fósiles para la producción de electricidad.

Por ejemplo, FUNDELEC instaló el primer sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diésel en Venezuela, se encuentra en la comunidad de Jacuque, una población ubicada al norte del municipio Falcón. Consta de un aerogenerador de 3 kilowatt (kW), un conjunto de paneles fotovoltaicos de 3 kilowatts pico (kWp), y un equipo electrógeno de respaldo de 10 kilowatts (kW), que suministrará energía a nueve viviendas y la escuela de la comunidad. El impacto social de este proyecto en la comunidad es bastante importante, en vista de que se les otorgará una mejor calidad de vida a sus habitantes(Walatus, 2014).

En Cabo Verde se instalaron dos sistemas, uno en Isla Sal formado por cinco generadores diésel que entregan una potencia de 2 820 kW y dos turbinas eólicas de 300 kW cada una, el otro sistema se ubica en la localidad de Mindelo, formado por cuatro generadores diésel de 300 kW que entregan una potencia de 1 200 kW y tres turbinas eólicas de 300 kW cada una, comenzó a operar en noviembre de 1994 logrando grandes ahorros a la economía, fundamentalmente reduciendo la compra de combustibles(Walatus, 2014).

Aunque existen muchos más, estos sistemas pueden servir como referencia en cuanto a la factibilidad con respecto al ahorro de combustible, así como la fiabilidad de los consumidores en cuanto a la calidad de la energía. Es importante resaltar la reducción de gases contaminantes expulsados al medio ambiente producto a la reducción de combustibles fósiles y consigo el ahorro a la economía en el uso de los sistemas híbridos.

1.3.2 Sistemas Híbridos en Cuba.

En Cuba, como en muchas otras partes del mundo, existen lugares donde la red nacional eléctrica no puede llegar por las características geográficas del terreno. La Revolución ha hecho un gran esfuerzo por llevar la energía eléctrica hacia los lugares más recónditos del país. Para hacer esto se ha recurrido a las energías alternativas y de fuentes renovables con sistemas de generación solar y eólico, que también se han implementado en la generación distribuida.

Por ejemplo:

- El microsistema híbrido diésel-eólico La Caridad–Gibara con sus dos parques los cuales se conectan para ayudar a la red nacional y en caso de mantenimiento, reparación de las subestaciones que les suministra o la desconexión del SEN se establece en modo isla para abastecer a sus circuitos(Bachai, 2009).
- El sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diésel en el puesto de Guarda Fronteras de Bahía de Cádiz, Corralillo, Villa Clara, constituido por un aerogenerador tipo Inclín 1500, paneles solares fotovoltaicos con una potencia de 2.40 kWp y una planta diésel(Aranda, 2014).
- El sistema híbrido Nuevo Mundo-CTE Moa (Central Eléctrica FUEL de Moa). Lo conforman dos unidades hidrogeneradoras de la Pequeña Central Hidroeléctrica Nuevo Mundo (PCHE) y la Central FUEL Oíl. En situaciones excepcionales este sistema ha posibilitado crear una micro red alimentando con la PCHE los circuitos 3 y 6 del reparto Rolando

Monterrey y el resto de los clientes con la CTE Moa, con la posibilidad de enlace entre todas las subestaciones de distribución (Aranda, 2014).

Aunque existen más como estos ejemplos se puede ver claramente que en Cuba ya se han aplicado variantes de sistemas híbridos demostrando la factibilidad y rentabilidad de éstos.

1.4 Condiciones para el trabajo en paralelo de los grupos electrógenos diésel.

El esquema de conexión del generador sincrónico trifásico para el funcionamiento en paralelo con el sistema está mostrado en la figura 1.6.

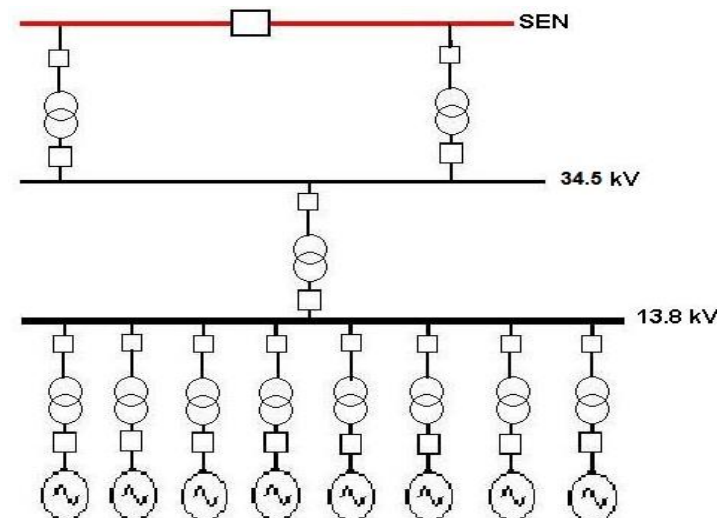


Figura 1.6 Esquema de conexión de generadores sincrónicos para el funcionamiento en paralelo con el sistema.

Cuando un generador opera en paralelo con una barra infinita, este determina que la frecuencia y el voltaje en los terminales sean constantes, y las potencias Activa (P) y Reactiva (Q) varían de acuerdo con los puntos de ajuste del gobernador (mecanismo regulador que controla la frecuencia de operación del sistema de potencia) y la corriente de campo (mecanismo que controla el voltaje en las terminales del sistema de potencia) (Eléctrica, 2010).

Si un generador se conecta en paralelo con otro de igual tamaño, el sistema resultante se muestra en la figura 1.7 a). La frecuencia del sistema y la potencia de un generador no están restringidas a ser constantes. El diagrama potencia-frecuencia para tal sistema, inmediatamente después que el segundo generador G_2 ha sido puesto en paralelo con la línea, se muestra en la figura 1.7 b). En este sistema, la restricción básica es que la suma de las potencias P y Q suministradas por los dos generadores debe ser igual a las potencias P y Q demandadas por la carga, las cuales están dadas por:

$$P_{tot} = P_{carga} = PG_1 + PG_2 \quad (1.1)$$

$$Q_{tot} = Q_{carga} = QG_1 + QG_2 \quad (1.2)$$

Donde:

- P_{tot} = potencia activa total en kW.
- P_{carga} = potencia activa demandada por la carga en kW.
- PG_1 = potencia activa generador 1 en kW.
- PG_2 = potencia activa generador 2 en kW.
- Q_{tot} = potencia reactiva total en kVA.
- Q_{carga} = potencia reactiva demandada por la carga en kVA.
- QG_1 = potencia reactiva generador 1 en kVA.
- QG_2 = potencia reactiva generador 2 en kVA.

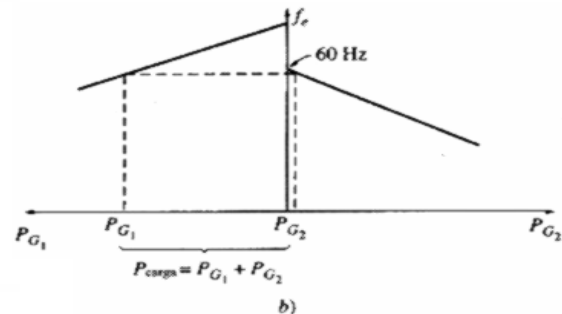
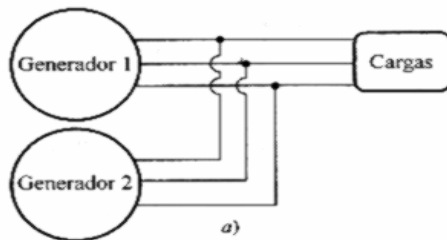


Figura 1.7 a) Generador conectado en paralelo con otra máquina de igual tamaño. b) Diagrama de casa correspondiente, en el momento en el que el generador 2 es puesto en paralelo con el sistema (Chapman, 2012).

Cuando dos generadores operan conjuntamente, un ajuste que incremente los puntos de calibración del gobernador en uno de ellos:

1. Incrementa la frecuencia del sistema.
2. Incrementa la potencia suministrada por ese generador mientras reduce la potencia suministrada por el otro.

Cuando dos generadores operan conjuntamente y se incrementa la corriente de campo de G_2 :

1. Se incrementa el voltaje en los terminales del sistema.
2. Se incrementa la potencia reactiva Q suministrada por ese generador, mientras que disminuye la potencia reactiva suministrada por el otro generador.

Cuando dos generadores de tamaño similar están operando en paralelo, un cambio en los puntos de ajuste en el gobernador de uno de ellos cambia tanto la frecuencia del sistema como la repartición de potencia entre ellos. Sería deseable ajustar solo una de estas cantidades a la vez.

Entonces en el caso de dos generadores que operan conjuntamente:

1. El sistema está restringido porque la potencia total suministrada conjuntamente por los dos generadores debe ser igual a la cantidad consumida por la carga. No están forzados a permanecer constantes.
2. Para ajustar la repartición de potencia real entre los generadores sin cambiar f_{sist} , se incrementan los puntos de ajuste del gobernador de uno de los generadores mientras se disminuyen los del otro generador. La máquina cuyos puntos de ajuste en el gobernador fueron aumentados, tomará más cantidad de carga (véase en la figura 1.8 a).

3. Para ajustar f_{sist} sin cambiar la repartición de potencia real, se aumentan o se disminuyen simultáneamente los puntos de ajuste del gobernador en ambos (véase en la figura 1.8 b).
4. Para ajustar la distribución de potencia reactiva entre generadores sin cambiar V_T , aumenta la corriente de campo de uno de los generadores mientras se disminuye la corriente de campo del otro. La máquina cuya corriente de campo fue aumentada tomara más cantidad de la carga reactiva (véase en la figura 1.8 c).
5. Para ajustar V_T sin cambiar la repartición de potencia reactiva, simultáneamente se aumenta o se disminuyen las corrientes de campo de los dos generadores. (véase en la figura 1.8 d).

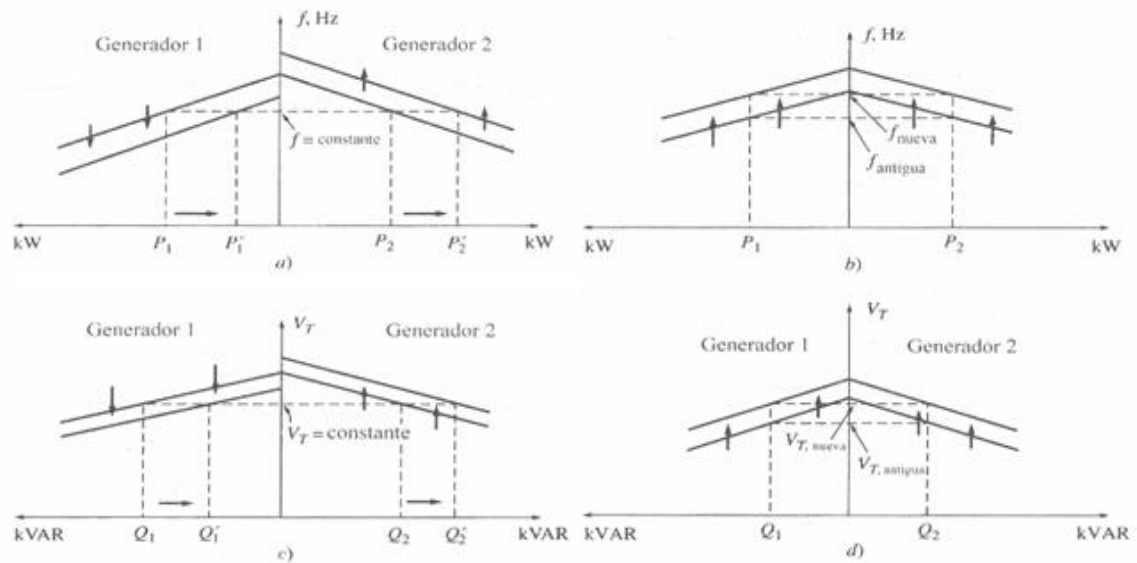


Figura 1.8 a) Cambio en la distribución de potencia sin afectar la frecuencia del sistema. b) Cambio en la frecuencia del sistema sin afectar la distribución de potencia. c) Cambio en la distribución de potencia reactiva sin afectar el voltaje en los terminales. d) Cambio en el voltaje en terminales sin afectar la distribución de potencia reactiva(Chapman, 2012).

Es muy importante que cualquier generador sincrónico que opere en paralelo con otros generadores tenga una característica descendente de frecuencia-

potencia. Si dos generadores tienen características planas o casi planas, la repartición de potencia entre ellos puede variar.

Ampliamente con los más mínimos cambios en la velocidad de vacío, así sean muy pequeños los cambios f_{nl} en uno de los generadores, se podrían causar fuertes diferencias en la distribución de potencia. Para asegurar un buen control de la distribución de potencia entre los generadores, estos deberán tener caídas de velocidad dentro de un rango de 2 a 5%(Chapman, 2012).

1.5 Aspectos sobre la penetración de energía eólica.

Uno de los principales problemas del uso de la energía eólica es que, debido a la variación aleatoria del viento, la potencia generada puede variar de manera brusca, lo que puede provocar cambios no deseados en la tensión y la frecuencia del sistema que pueden llevar al mismo a perder la estabilidad. Es por eso que resulta sumamente importante conocer el límite de penetración eólica que puede ser introducido en un sistema determinado sin que esta afecte las características de estabilidad del sistema(Montiel, 2008).

1. Existen tres conceptos fundamentales para calcular el porcentaje que representa la generación eólica en un sistema eléctrico determinado(Montiel, 2008). Penetración de capacidad instalada (PCI): Es la relación entre la capacidad total de los generadores eólicos instalados y la capacidad total de todo el sistema eléctrico del cual forma parte.

$$PCI = \frac{\text{Capacidad total de generación eólica}}{\text{Capacidad total del sistema eléctrico}} \quad (1.3)$$

2. Penetración de Potencia (PP): Es la relación entre la potencia total entregada en un instante al sistema y la demanda total del sistema en ese mismo instante.

$$PP = \frac{\text{Potencia entregada por generación eólica en el tiempo}}{\text{Demanda total del sistema en el mismo tiempo}} \quad (1.4)$$

Esta expresión ofrece una variable dinámica y define, en cada instante, qué por ciento de la potencia demandada por los consumidores es entregada a partir del viento.

3. Penetración de Energía (PE). Es la relación entre toda la energía eléctrica suministrada por los generadores eólicos en un año y el consumo total de energía del sistema en ese mismo año.

$$PE = \frac{\text{Energía entregada por generación eólica en un año}}{\text{Energía total consumida por el sistema en ese mismo año}} \quad (1.5)$$

Esta expresión es la definición más importante desde el punto de vista económico, si se tiene en cuenta que el objetivo de la generación eólica, por lo general, no es cubrir la demanda total (lo cual resulta muy difícil por la aleatoriedad del viento), sino ahorrar energía.

Niveles permisibles de penetración eólica.

No existe una norma que clasifique, de forma precisa, los niveles de penetración eólica en un sistema eléctrico X. Una posible guía puede ser la clasificación propuesta y utilizada por el Laboratorio de Energía Renovables de los Estados Unidos (*NREL, National Renewable Energy Laboratory*) para los sistemas híbridos diésel-eólicos. Esta clasificación se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Nivel de penetración eólica según el NREL

NIVEL DE PENETRACIÓN	PP máximo	PE
Bajo	<50 %	<20 %
Medio	50-100 %	20-50 %
Alto	100-400 %	50-150 %

Los niveles de penetración eólica están relacionada con la complejidad del sistema de potencia y el nivel requerido de control para mantener una calidad de potencia aceptable(Report, 2004).

Los sistemas de potencia con baja penetración eólica requieren control adicional limitado. El control del sistema lo proporcionan dispositivos integrados en el generador diésel. Cuando se incrementa la penetración instantánea, se requiere más cuidado debido a la variación en la salida de la turbina eólica, que es consecuencia de las variaciones en el recurso eólico, y puede superar las capacidades del *hardware* de control diésel. A niveles muy altos de penetración instantánea, donde la producción eólica está a la par o incluso excede los requerimientos de energía del sistema, deben colocarse controles adicionales para maximizar el rendimiento y estabilidad del sistema.

En algunos ejemplos, las turbinas eólicas pueden apagarse para reducir la cantidad de energía eólica del viento para prevenir la inestabilidad de la red debido a la falta de funciones de control en sistemas de penetración bajos. Sin embargo, esto raramente ocurre en sistemas bien diseñados.

1.6 Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia.

La estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia consiste en su capacidad, dado un punto de operación inicial, seguir en funcionamiento luego de ser sujeto a una perturbación, manteniendo todas las variables del sistema dentro de un rango aceptable(Kundur, 2010).

La estabilidad del sistema se clasifica según las tres variables de interés que la determinan, y a la vez están subdivididas según la magnitud de la perturbación y sus constantes de tiempo. Las variables de interés para el estudio de estabilidad del sistema eléctrico son; las excursiones angulares de los rotores

de los generadores sincrónicos conectados al sistema (Estabilidad angular), la tensión en las barras (Estabilidad de Tensión) y la frecuencia (Estabilidad de Frecuencia). En la figura 1.9 se muestra un diagrama que clasifica la estabilidad de los sistemas eléctricos(Kundur, 1994).

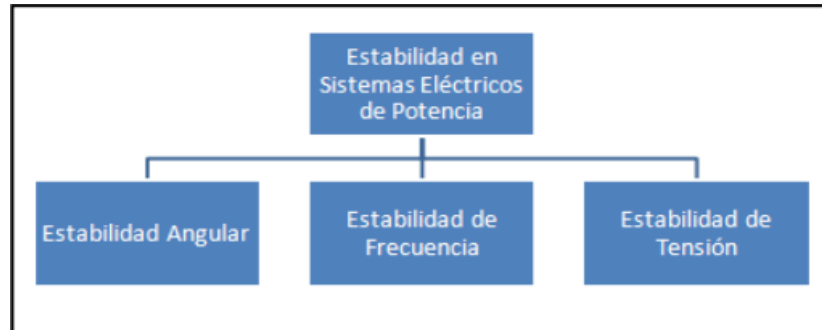


Figura 1.9 Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia(Kundur, 1994).

1.6.1 Clasificación de la estabilidad en Sistemas Eléctricos.

✓ Estabilidad Angular

La estabilidad angular se refiere a la capacidad de mantener el sincronismo de todas las máquinas síncronas conectadas a una misma red, luego de una perturbación. Esto corresponde a mantener el balance entre el torque electromagnético y el torque mecánico de la máquina síncrona. La inestabilidad angular se debe entonces a un desequilibrio entre las fuerzas electromagnéticas y las mecánicas aplicadas a la máquina. La estabilidad angular se subdivide en dos fenómenos: Estabilidad de pequeña señal y Estabilidad transitoria.

✓ Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia corresponde a la capacidad del sistema de mantener la frecuencia dentro de un rango cercano a la frecuencia nominal de 60 Hz en el caso del Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Esto se logra manteniendo el balance entre la potencia activa generada y consumida. La

inestabilidad se puede producir debido a oscilaciones no amortiguadas de la frecuencia lo cual puede terminar en las desconexiones de centrales o cargas del sistema. La estabilidad de frecuencia a corto plazo está asociada a salidas intempestivas de centrales generadoras o cambios bruscos en la demanda, lo cual puede causar desequilibrios inestables para el sistema provocando la desconexión de más elementos. En cambio, la estabilidad de frecuencia en el largo plazo se debe a descoordinaciones de control y protecciones, o falta de reservas de potencia activa en el sistema para realizar la regulación secundaria de frecuencia y así restablecer el equilibrio.

✓ **Estabilidad de Tensión**

Es la capacidad del sistema de mantener la tensión dentro de un rango preestablecido en todas las barras del sistema, luego de sucedida una falla. La inestabilidad de tensión ocurre cuando existe una constante reducción o aumento descontrolado de la tensión en las barras de un área. El principal factor causante de la inestabilidad de tensión es el desequilibrio de los reactivos en el sistema.

1.7 Método para el cálculo del LPE que utiliza las condiciones en estado dinámico del sistema.

Para aprovechar al máximo la generación eólica sin afectar la red a la que se conecta es de vital importancia saber cuál es el límite máximo de potencia eólica que un sistema eléctrico admite sin perder su estabilidad, y aún más cuando es un sistema débil o aislado.

1.7.1 Simulaciones en el dominio del tiempo.

Este método se utiliza para estudiar el estado de un sistema antes y después de la conexión de aerogeneradores. Las simulaciones son realizadas para las condiciones más críticas a las que puede estar sometido un sistema eléctrico, o sea, la ocurrencia de una falla. En las simulaciones se va incrementando la

potencia total instalada hasta que se violan los parámetros de tensión y/o frecuencia establecidos para dicho sistema, el último valor para el que se cumplieran las normas es el valor de LPE buscado.

En (IEEE, 2009) se calcula el LPE basándose en simulaciones en el dominio del tiempo para dos islas griegas que cuentan con sistemas eléctricos autónomos: Rodas y Creta. Para ello se utilizan tres tipos de aerogeneradores: de velocidad fija, de velocidad variable doblemente alimentado y de velocidad variable con generador sincrónico y convertidor a escala total. Además, se estudiaron diferentes escenarios y fallas. Entre sus resultados destaca que el factor que más afecta la estabilidad de tensión cuando se tienen altos niveles de penetración eólica es la sensibilidad de los aerogeneradores a las contingencias, especialmente las relacionadas con la tensión. Además, plantean que el LPE alcanzado depende de una gran variedad de parámetros, y que no recae solamente en el tipo de turbina utilizada, sino también en las características del sistema, en el tipo de generación que (IEEE, 2009) utiliza, en la tecnología utilizada en las protecciones, y en la compensación de potencia reactiva, entre los aspectos más importantes.

1.7.2 Normas Técnicas Internacionales de sistemas eléctricos de potencia (SEP) con generación eólica.

Debido al gran auge de generación eólica que se ha visto alrededor del mundo, y sus propiedades con respecto a la estabilidad de tensión y frecuencia, varios sistemas interconectados en el mundo han desarrollado normas técnicas en los cuales se detallan los márgenes y estándares que deben cumplir estos medios de generación para poder interconectarse a sus respectivos sistemas (Montalvo, 2014).

1.7.3 Operación Durante Falla.

Las normas internacionales para la conexión de parques eólicos a un sistema interconectado detallan los márgenes de recuperación dinámica de la tensión que estos parques deben obedecer durante cualquier perturbación o falla, lo cual en inglés se denomina Fault Ride Through (FRT). A continuación, se muestran estos criterios para tres normas, la alemana, escocesa e irlandesa(Montalvo, 2014).

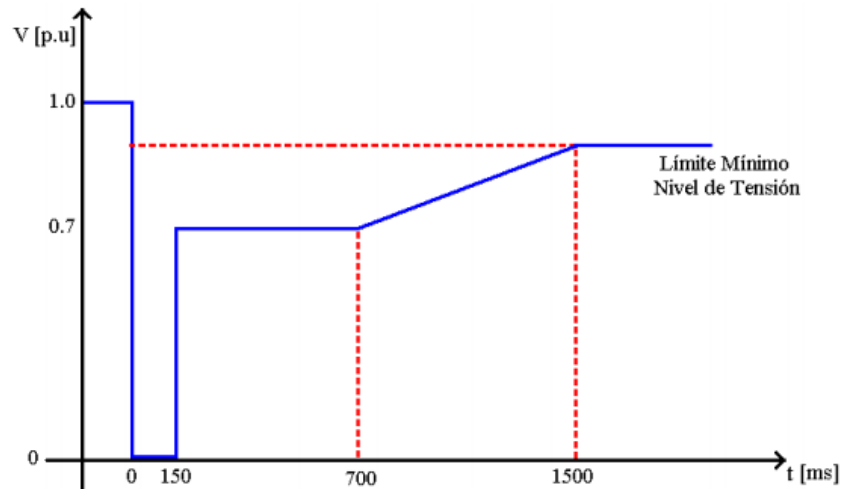


Figura 1.10 Requerimientos Durante Falla Norma Alemana EON(Montalvo, 2014).

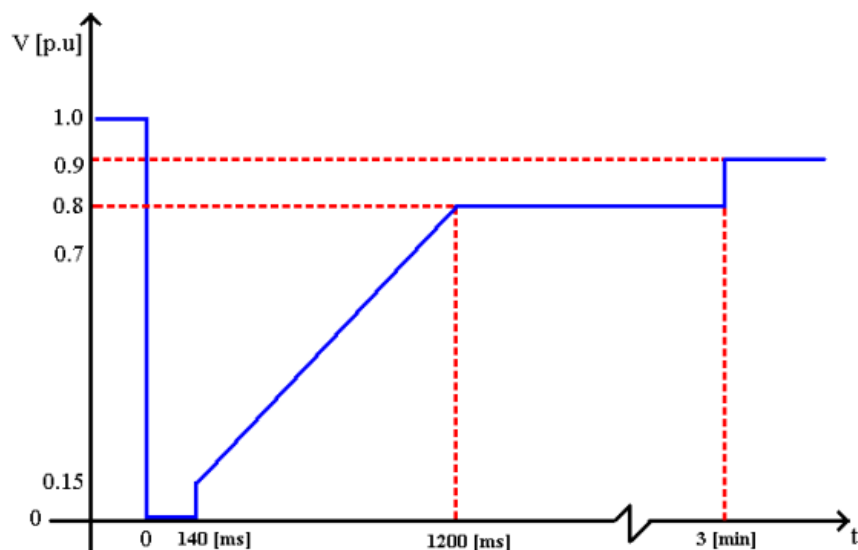


Figura 1.11 Requerimientos Durante Falla Norma Escocesa(Montalvo, 2014).

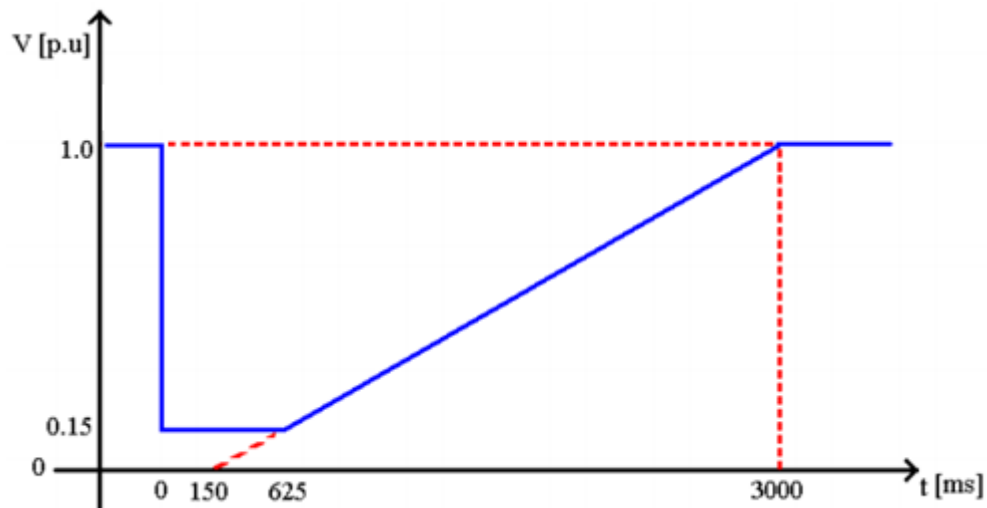


Figura 1.12 Requerimiento Durante Falla Norma Irlandesa(Montalvo, 2014).

De las figuras anteriores se puede entender que existen diversos requerimientos para la operación durante falla de parques eólicos, y estos dependen de las características del sistema. La figura 1.10 muestra un requerimiento bastante exigente para el parque en el cual se deben mantener niveles de tensión superiores a los 0,7 (pu) luego de ser despejada la falla, en cambio la norma Irlandesa (figura 1.12) es menos exigente en este aspecto ya que se le permite una mayor área de operación antes de la desconexión del sistema.

Esta diferencia entre las normas nace del enfoque principal de estabilidad del sistema. En un sistema grande y muy enmallado como el alemán, la estabilidad de frecuencia no es mayor problema, razón por la cual la desconexión de los parques eólicos se puede realizar, para así evitar inestabilidades de tensión producto del consumo de reactivos por parte de los parques durante la falla. En cambio en un sistema pequeño o isla como es el irlandés, la estabilidad de frecuencia se vuelve una prioridad ante la posible desconexión masiva de varias

turbinas eólicas, razón por la cual se le exige a los parques un mayor tiempo de conexión durante falla.

1.8 Valores nominales permisibles en condiciones anormales de operación.

Norma UNE 2005 debe

1.9 Programas para la simulación de circuitos eléctricos de potencia.

Existen varios programas que permiten simular el comportamiento tanto de Circuitos específicos como de sistemas más complejos, facilitando el cálculo y simulación de los procesos que se desarrollan en los sistemas eléctricos de potencia, entre los de mayor prestigio se encuentran: PCI, Radial, Matlab y PowerFactory.

✓ PowerFactory de DIgSILENT

Este *software* fue creado como una poderosa herramienta para el análisis de sistemas eléctricos de transmisión, subtransmisión, distribución e industriales. Ha sido diseñada como un avanzado paquete del *software* integrado e interactivo, dedicado al análisis y control de sistemas eléctricos de potencia para lograr los objetivos principales de optimización de planificación y de operación.

"*DIgSILENT*" es un acrónimo para "*Digital Simulation of Electrical Networks*". *DIgSILENT* versión 7 fue el primer *software* de análisis de sistemas de potencia del mundo integrado con un interfaz de gráfica monolineal. Ese diagrama incluyó la edición de funciones, revisar capacidades y todo lo que el pertinente cálculo estático y dinámico presenta. Power Factory fue diseñado y desarrollado por programadores e ingenieros capacitados con muchos años de experiencia en análisis de sistemas eléctrico de potencia y en los campos de la programación. La exactitud y la validez de resultados obtenidos con Power

Factory han sido confirmadas en un gran número de implementaciones, por organizaciones involucradas en planificación y la operación de sistemas de potencia en todo el mundo(PowerFactory, 2014).

Para ocuparse de los requisitos que exige el ingeniero de análisis de sistemas de potencia, Power Factory fue diseñado como una herramienta integrada de ingeniería para proveer una suite asimilativa de análisis de sistemas de potencia, incluido todo dentro de este solo programa. Estas características incluyen:

1. Las funciones de fondo Power Factory son: La definición, la modificación y la organización de casos; Las rutinas numéricas de fondo; La salida y las funciones de la documentación.
2. La interfaz gráfica, solo interactivo, de forma monolineal y manejo de caso de datos.
3. Los elementos de sistemas de potencia y la base de caso de datos.
4. El cálculo integrado funciona, por ejemplo, para las líneas eléctricas y el cálculo de parámetro de la máquina basado en información geométrica o de los datos de chapas.
5. La configuración de la red de sistema de potencia con acceso interactivo SCADA o en línea.

El uso de una sola base datos, con los datos requeridos para todo equipo dentro de un sistema de potencia (por ejemplo: los datos de las líneas, de los grupos electrógenos, de las protección, armónicos, de los controladores), quiere decir que Power Factory fácilmente puede ejecutar todas las funciones de simulación dentro del programa, las funciones como flujo de carga, cálculo de cortocircuito, análisis de armónico, coordinación de protecciones, cálculo de estabilidad y análisis modal(PowerFactory, 2014).

Aunque Power Factory incluye algunas funciones muy complejas de análisis de sistemas de potencia, la interfaz de usuario intuitiva hace posible que para



usuarios nuevos permita aprender a usarlo, logrando en corto tiempo realizar actividades comunes como cálculos de flujo de carga y de cortocircuito.

CAPÍTULO 2. Demandas, caracterización y simulación del SHGE de Gibara.

2.1 Caracterización del sistema eléctrico de Gibara.

El suministro de energía del SEN llega al territorio de Gibara a través de la subestación eléctrica (S/E) Holguín 220 kV, con un nivel de tensión de 110 kV hasta la S/E ubicada en La Caridad, donde se reduce la tensión a 34.5 kV. Esta cuenta con tres salidas para Rafael Freyre (6860), Gibara (6870) y Velasco (6880). Dentro de sus límites existe una batería de 8 grupos electrógenos, con una capacidad máxima de 18.8 MVA.

Aprovechando la riquezas de los vientos de esta zona, este sistema eléctrico cuenta además con dos parques eólicos: Gibara 1 y Gibara 2, con una generación nominal de 5.1 MW y 4.6 MW respectivamente. Logrando con la utilización de la energía cinética del viento ahorrar combustible y a su vez una generación de electricidad más limpia.

Posee una red de líneas eléctricas con 87.465 km de subtransmisión y más 88 km de distribución. Cuenta con 13 subestaciones de distribución que suplen a 10 circuitos residenciales, abasteciendo a más de 25336 consumidores. El sistema eléctrico de Gibara brinda servicio a importantes objetivos económicos tales como la zona turística del plan Atlántico Norte y Gibara(Fé-Domínguez, 2011).

2.1.1 Características de las líneas de subtransmisión.

Las líneas de subtransmisión que parten de la S/E La Caridad 110 kV tienen las siguientes características mostradas en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Características de las líneas de subtransmisión

Circuitos	Tipo de	Long	Calibre	Diámetro	Peso	R (Ω /km)	I max
-----------	---------	------	---------	----------	------	-------------------	-------

	Conductor	(km)	(mm ²)	(mm)	(kg/km)	20°C	70°C	(A)
6860 (Freyre)	3x ACSR-150	12.557	150	17	518	0.198	0.227	299
	3x Cu 3/0	11.520	85.03	11.79	771	0.21	0.24	360
6870 (Gibara)	3x AAAC-158	10.480	158.5	16.31	434	0.211	0.242	460
	3x AAAC-199	2.996	199.9	18.31	543	0.168	0.193	532
	3x Cu 3/0	10.52	85.03	11.79	771	0.21	0.24	360
6880 (Velazco)	3x ACSR-150	28.798	150	17	518	0.198	0.227	299
	ACSR-78	1.430	78.65	11.34	272	0.426	0.500	275

De estas tres líneas de subtransmisión eléctricas (LSTE) se derivan las subestaciones encargadas de la distribución hacia los circuitos residenciales, las que cuentan con los datos que se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Subestaciones de distribución

S/E de distribución	Voltaje (kV)	Capacidad (kVA)	Conectado al LSTE
La Caridad	34.5/13.8	1000	6860
Fray Benito	34.5/13.8	1000	6860
Rafael Freyre 1	34.5/13.8	4000	6860
Rafael Freyre 2	34.5/13.8	4000	6860
Don Lino	34.5/13.8	1600	6860
Granja Militar	34.5/0.480	1000	6860
Santa María	34.5/13.8	1000	6870
Gibara 1	34.5/4.33	4000	6870
Gibara 2	34.5/4.33	1600	6870
Hilandería	34.5/0.480	2 x 750	6870
Molino 200 mil	34.5/0.480	1000	6880
La Sirena	34.5/13.8	1000	6880
Iberia	34.5/13.8	2500	6880

Todas estas subestaciones cuentan con dispositivos modernos de protección, cuyo módulo comprende la instalación de interruptores de Hexafluoruro de

Azufre (SF₆) y analizadores Nulec, acción que ha permitido mejorar los índices de protección de las instalaciones del territorio y de sus 10 circuitos de distribución, logrando una operación del sistema más rápida y eficiente.

2.1.2 Descripción de la S/E La Caridad 110 kV.

La S/E La Caridad 110 kV está situada en la cercanía del poblado La Caridad al norte de Holguín. Se alimenta a través de la línea de 110 kV, doble circuito, proveniente de la S/E Holguín 220 kV. Está compuesta por el lado de 110 kV por dos juegos de cuchillas de operación manual y conjunta, No. CD1025 y CD1015, estas cuchillas a su vez tienen un juego de cuchillas de tierras No.CD1029-T y CD1019-T que son también de operación manual y conjunta. Consta de tres salidas de 34,5 kV para Freyre (6860), Gibara (6870) y Velasco (6880).

Posee un transformador de capacidad de 25 MVA, integrado con regulación de tensión bajo carga. Esto se logra con una manivela localmente y mediante el control de un motor eléctrico desde el panel central, en la casa de control. Este tiene un sistema de enfriamiento con circulación natural de aceite a través de 14 radiadores que a la vez poseen 2 bancos de ventiladores de 12 unidades cada uno. Los datos de chapa del transformador se pueden observar en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Datos de chapa del transformador de la S/E La Caridad

Potencia Aparente (MVA)	25
Voltaje primario (V)	110000 (+/-) 8x2%
Voltaje secundario (V)	34500
Voltaje terciario (V)	6300
Corriente por alta (A)	131 A
Corriente por baja (A)	418 A
Corriente por el terciario (A)	733 A
Grupo de conexión	Yn/yn/d1

Frecuencia (Hz)	60 Hz
Disp. conmutación	RS-9 400 A, 19 Taps-100kV

2.1.3 Batería diésel La Caridad.

La Batería de grupos electrógenos diésel (GED) se encuentra ubicada dentro de los límites de la S/E La Caridad. Posee 8 Grupos electrógenos, cada uno de 2.36 MVA de capacidad y factor de potencia (fp) de 0.8.

En los Motores de Combustión Interna (MCI) se quema el combustible centrifugado previamente, el combustible que se quema se convierte en energía mecánica útil, la que es transmitida a al generador eléctrico que compone el grupo electrógeno, sincrónicos, trifásicos, de 4 polos, con una potencia activa unitaria al 75% de 1.416 MW y nominal de 1.888 MW, que hacen en conjunto, los 8 GED, una capacidad instalada total de 15.104 MW(Fé-Domínguez, 2011).

Una vez garantizada la velocidad sincrónica y teniendo como referencia el voltaje, frecuencia, y la secuencia de fases, los generadores se sincronizan (presentan dos modos de sincronización en paralelo o en isla) cerrando los interruptores que los enlazan a los transformadores de 0,48/13,8 kV, con una potencia de 2,5 MVA, alimentan a través de un sistema trifásico de barras ocho paneles (K02 a K09), que se encuentran dentro del contenedor de media tensión (MT) de 13.8 kV. La sincronización, entradas y salidas de generadores es controlada por el AGC (*Automatic Governor Controller*).

En la figura 2.1 se muestra el esquema monolineal de la instalación, como se puede apreciar cada unidad está acompañada del transformador elevador de 480 V/13.8 kV y todos los módulos van hasta la barra de 13.8 kV dentro del panel de operaciones, desde ahí se calienta el transformador de fuerza de 20 MVA que se encarga de alimentar la barra de 34.5 kV de la S/E La Caridad al cerrar el interruptor O-220.

La operación de esta instalación se realiza manteniendo a las máquinas al 75 %, 85% o potencia nominal, esto responde al tipo de potencia que presentan estos grupos electrógenos, (PRP) o *Principal Power* por sus siglas en inglés, para la que se especifica que se opera a plena capacidad por tiempo limitado y a potencia limitada por tiempo ilimitado. Es posible modularmente cambiar el por ciento de explotación de cada máquina (Michalke, 2008).

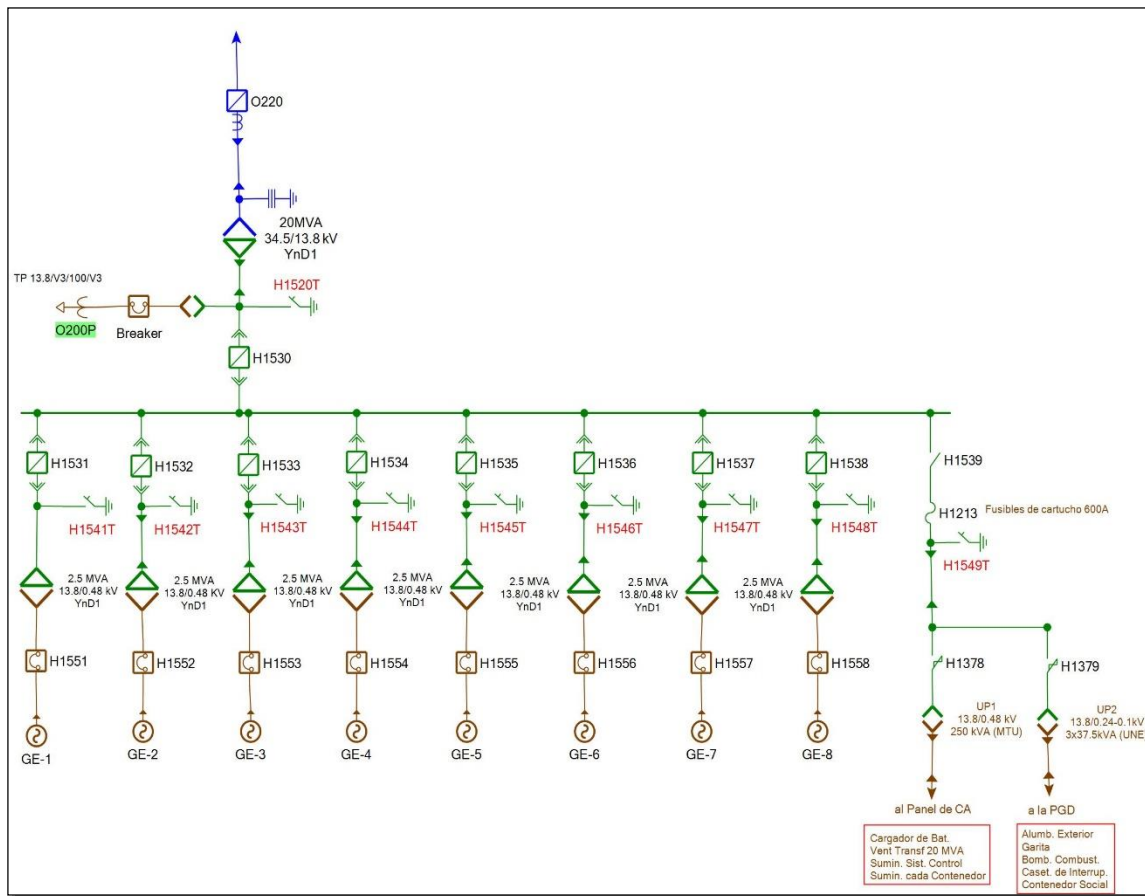


Figura 2.1 Monolineal de la Batería de Grupos Electr6genos Di6sel.

2.1.4 Parque Eólico Gibara 1.

El Parque Eólico emplazado en el municipio de Gibara ubicado al norte de la provincia de Holguín, comenzó su funcionamiento a mediados de febrero de 2008. Según cálculos conservadores, debe ahorrar 7 toneladas de crudo diario, que suman un total 2500 toneladas al año, logrando un considerable ahorro de

divisas y reduciendo el impacto al medio ambiente. Este parque lo integran 6 aerogeneradores de 850 kW cada uno, suman una capacidad total de generación de 5.1 MW.

Estos aerogeneradores son de modelo G52-850 de la firma Gamesa Eólica procedente de España. Son de aspa tripala a barlovento, regulado por sistema de cambio de paso y con sistema de orientación activo. Tiene un aspa de 52 m de diámetro y utiliza el sistema de control Ingecon-W capaz de adaptar el aerogenerador para operar en grandes intervalos de velocidad de rotor.

El sistema de cambio de paso del rotor se equipa con un sistema especial que proporciona en todo momento un ajuste muy fino del ángulo de operación de la pala con respecto a la producción de potencia y emisión de ruido. A altas velocidades de viento, el sistema Ingecon -W y el sistema de cambio de paso mantienen la potencia en su valor nominal, independientemente de la temperatura del aire y su densidad(IMB, 2003).

La curva de potencia de salida frente a la velocidad del viento para este tipo de aerogenerador se observa en la figura 2.2:

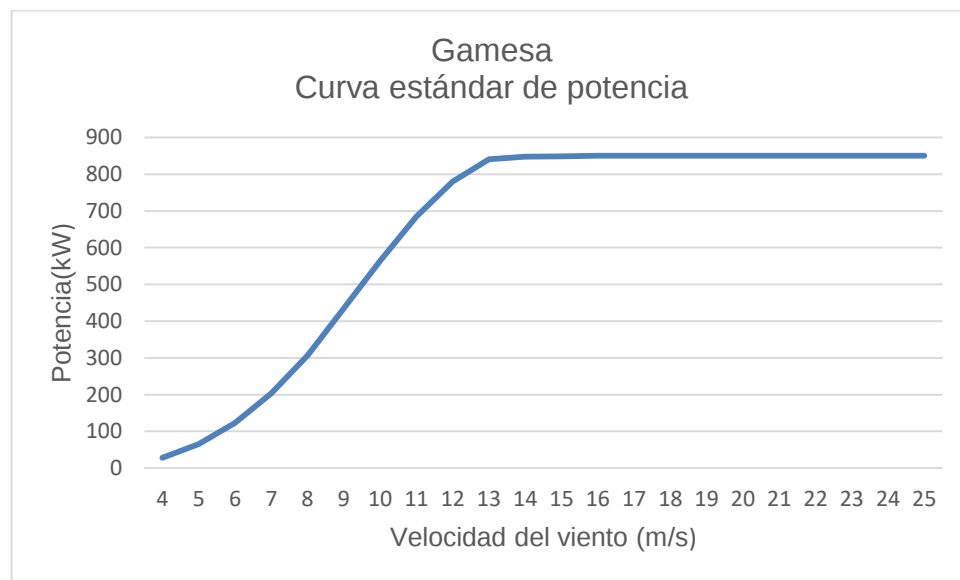


Figura 2.2 Curva estándar de potencia del aerogenerador Gamesa.

El generador eléctrico del aerogenerador es altamente eficiente, de 4 polos, doblemente alimentado con rotor devanado y anillos deslizantes. Todas las funciones del aerogenerador son monitorizadas y controladas por varias unidades de control basadas en microprocesadores. El monolineal de este parque eólico y las especificaciones técnicas se pueden observar en el anexo 1.

2.1.5 Parque Eólico Gibara 2.

El parque eólico Gibara 2 consta de 6 aerogeneradores de 750 kW cada uno, sumando en total una capacidad de 4,5 MW. Estos tienen un factor de potencia de 0.9, siendo corregido próximo a la unidad por bancos de condensadores ubicados en su interior. Emplazado en el municipio de Gibara, ubicado al norte de la provincia de Holguín. La electricidad producida está destinada a la sustitución de parte de la energía generada a partir de la quema de combustibles fósiles por las plantas que aportan al SEN, cual logra una disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero.

Los aerogeneradores son de la firma Goldwind modelo S50/750(60Hz) de fabricación China, basados en el modelo RE 48/750, con aspa de 48 metros de diámetro y generador asíncrono de doble enrollado, certificado por *Germanischer Lloyd* como Clase I-a según IEC 61400-1 Edición 2, 1999.

Posee un diámetro de aspa extendido a 50 m, rotor a barlovento (viento arriba) y orientación activa, regulación de potencia “*stall*” o por pérdida de sustentación aerodinámica, con generador asíncrono jaula de ardilla de un solo enrollado conectado a la red a través de un transformador. Estos aerogeneradores son capaces de soportar una velocidad extrema de 59.5 m/s (214 km/h), que se define como la racha máxima con duración de 3 segundos, estimada para la altura del buje y con recurrencia de 50 años(Goldwind, 2006). El monolineal de este parque y las especificaciones técnicas se encuentran en el anexo 3.

La curva de potencia de salida frente a la velocidad del viento para este tipo de aerogenerador se muestra en la figura 2.3:

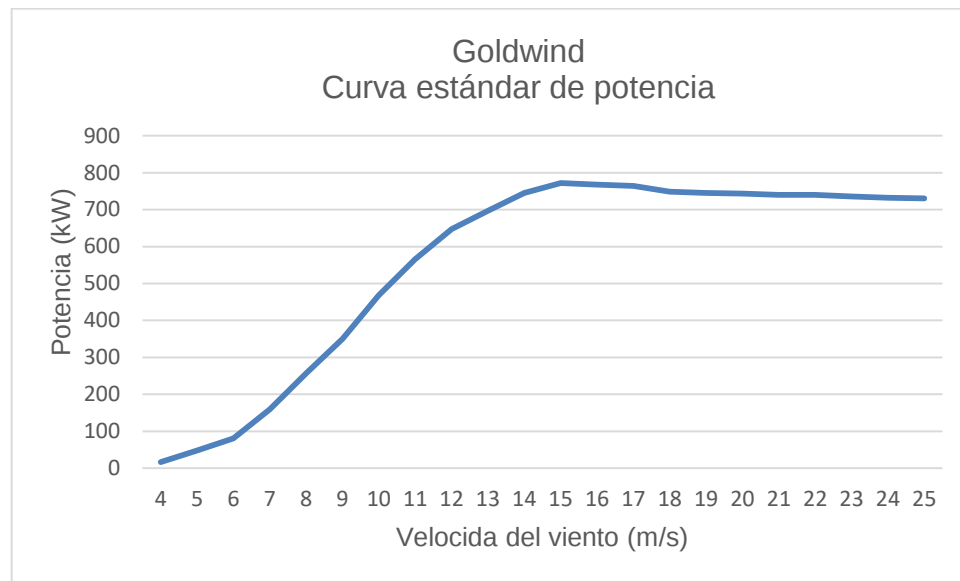
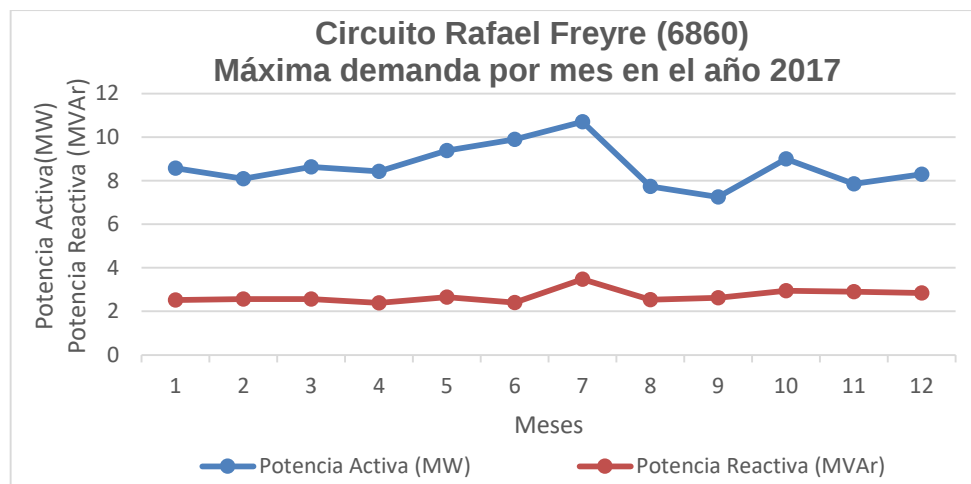


Figura 2.3 Curva estándar de potencia del aerogenerador Goldwind.

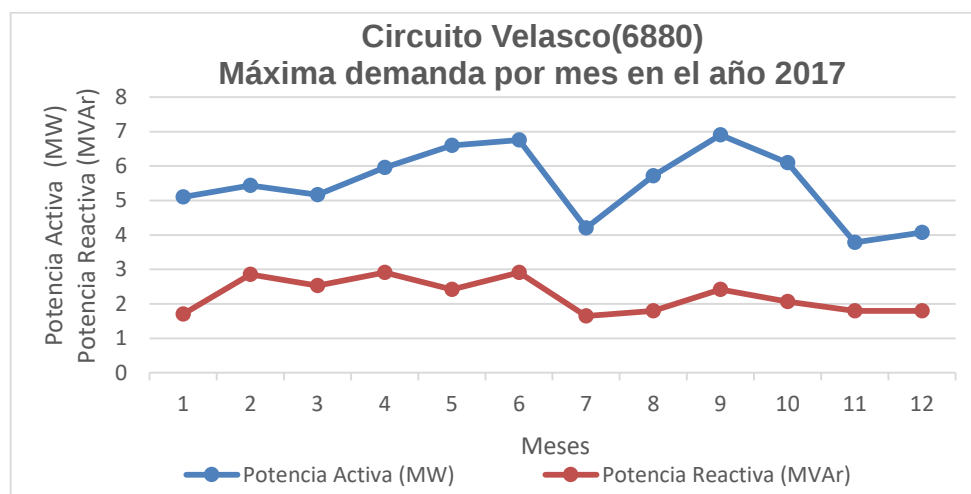
2.2 Estimación de demanda.

En el transcurso de los años los picos de demanda en el municipio se ha ido incrementando en los horarios picos de la mañana, el mediodía y la tarde, así como promedio de demanda, que ha sufrido moderados cambios en los últimos 3 años por la creciente inversión del turismo.

En las gráfica 2.4 a) y 2.4 b) se representan las demandas máximas en potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) de los circuitos Rafael Freyre (6860) y Velasco (6880), correspondientes al año 2017, registrados en la S/E La Caridad.



a)



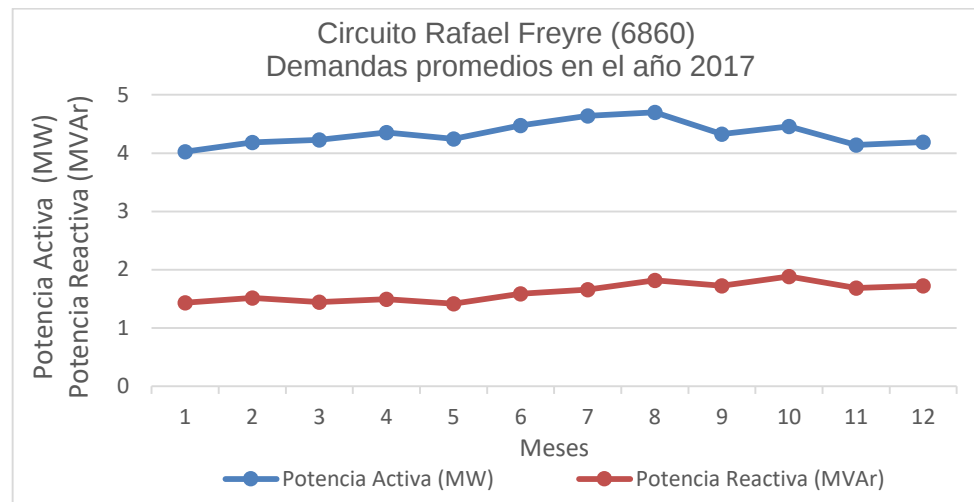
b)

Figura. 2.4 a) circuito 6860 y b) circuito 6880, comportamiento de las demandas máximas en el año 2017.

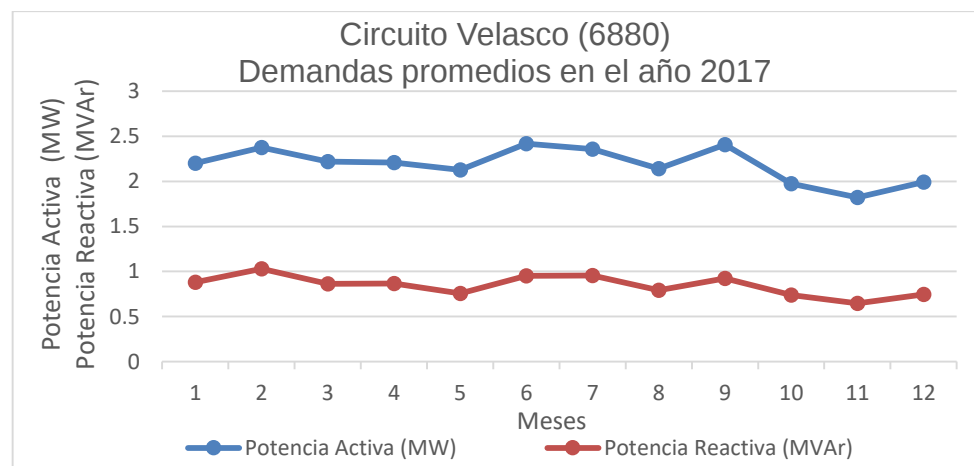
Se puede observar que:

- ✓ En el circuito 6860 llega alcanzar valores picos de hasta 10.7 MW potencia activa y 3.48 MVar de potencia reactiva.
- ✓ Y en el circuito 6880 llegan a valores máximos registrados de 6.9 MW de potencia activa y 2.91 MVar de potencia reactiva.

En las figuras 2.5 a) y 2.5 b) se muestran las demandas promedios para los circuitos Rafael Freyre (6860) y Velasco (6880) obtenidas en el año 2017.



a)



b)

Figura 2.5 a) circuito 6860 y b) circuito 6880, comportamiento de las demandas promedios en el año 2017.

Se puede observar que:

- ✓ En ambos circuitos las demandas promedios en todo el año se mantienen sin mucha variación.

- ✓ El consumo promedio tiende al aumentar un poco en los meses de verano.

Para el circuito de Gibara (6870)

Se describen los valores de las demandas registrados, por los NULEC de las subestaciones de distribución, para poder ver el consumo real total de las cargas que lo integran, ya que existe en este circuito generación eléctrica a partir del viento por los parques eólicos antes mencionados. En la figura 2.6 se observan las demandas máximas registradas en el 2017.

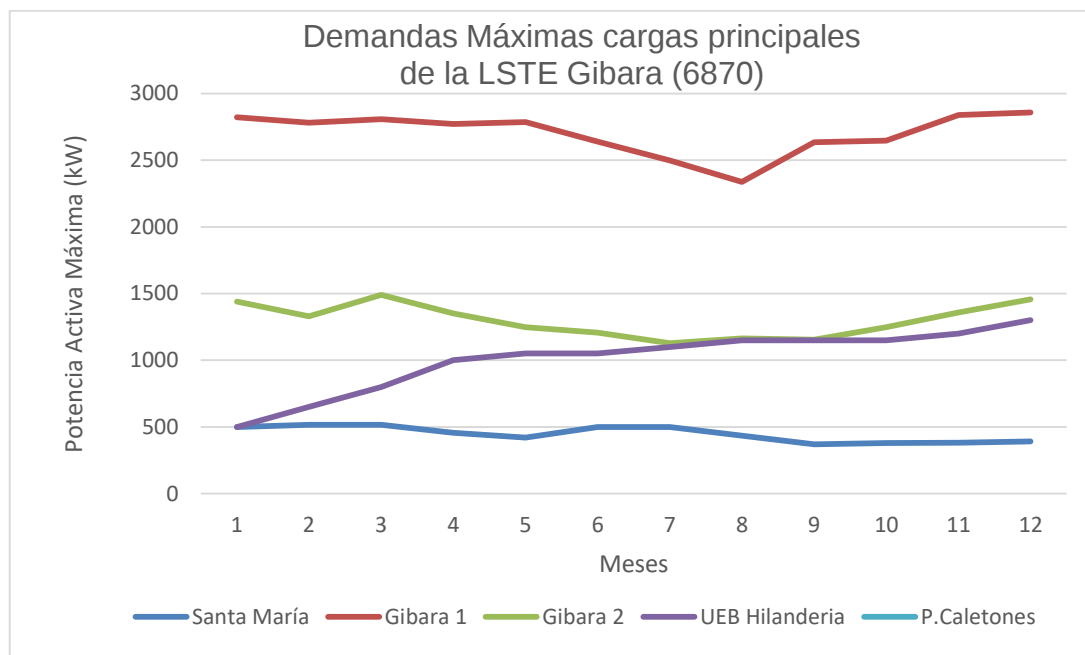


Figura 2.6 Demandas máximas registradas en las S/E de distribución pertenecientes al circuito Gibara (6870) en el año 2017.

Se puede observar que:

- ✓ Existen 4 S/E de distribución, 3 pertenecientes a circuitos residenciales y una perteneciente a la UEB Textil Hilandería Inejiro Asanuma. Además posee una carga puntual nombrada Poblado Caletones.

- ✓ La demanda máxima de la UEB Textil Hilandería Inejiro Asanuma se ha ido incrementando a medida que pasan los meses, a consecuencia de un proceso de inversión capital que se ha ido implementado.
- ✓ En los circuitos de distribución Gibara 1 y Gibara 2 disminuye un poco el consumo en los meses de verano por ser estos la etapa de temporada baja del turismo.
- ✓ En el Poblado Playa Caletones aumenta considerablemente el consumo en los meses de verano, lugar en el cual se desarrolla en gran medida un turismo nacional.

2.3 Modelos para la simulación en Power Factory de DIgSILENT.

Para la exitosa simulación del proceso de asimilación de demanda, en modo isla, del SHGE diésel-eólico de Gibara es necesario confeccionar modelos que respondan a las condiciones reales de los dispositivos que intervienen en el mismo. Las necesidades de acceso a todos los parámetros eléctricos, mecánicos y de control de los generadores, las posibilidades de crear de una forma más próxima a la realidad los elementos que componen las redes eléctricas, hacen que Power Factory sea el software apropiado para el desarrollo de estos modelos.

2.3.1 Modelo de la S/E La Caridad 110 kV.

Para esta simulación se ha modelado la S/E La Caridad (figura 2.7) a partir de una fuente externa (SEN 110kV) la cual alimenta, por el lado de alta, al transformador de 25 MVA de tres devanados (Y/y/d1), este reduce los niveles de tensión a 34.5kV destinados a la barra principal de esta S/E. Para esta simulación la alimentación por el SEN se encuentra desconectada, para poder establecer el modo de operación en isla.

En la barra de 34.5 kV se encuentran conectados: la batería diésel, las LSTE Rafael Freyre (6860) y Velasco (6880), declaradas como cargas puntuales

equivalentes a toda la energía eléctrica demanda por estos circuitos, obtenidas en esta barra. También se encuentra conectada las LSTE Gibara (6870), en esta si se modela sus líneas y principales cargas, ya que cuenta con dos parques eólicos y es necesario analizar el comportamiento de los niveles de potencia reactiva, tensión y flujo de potencia que circulan por estas.

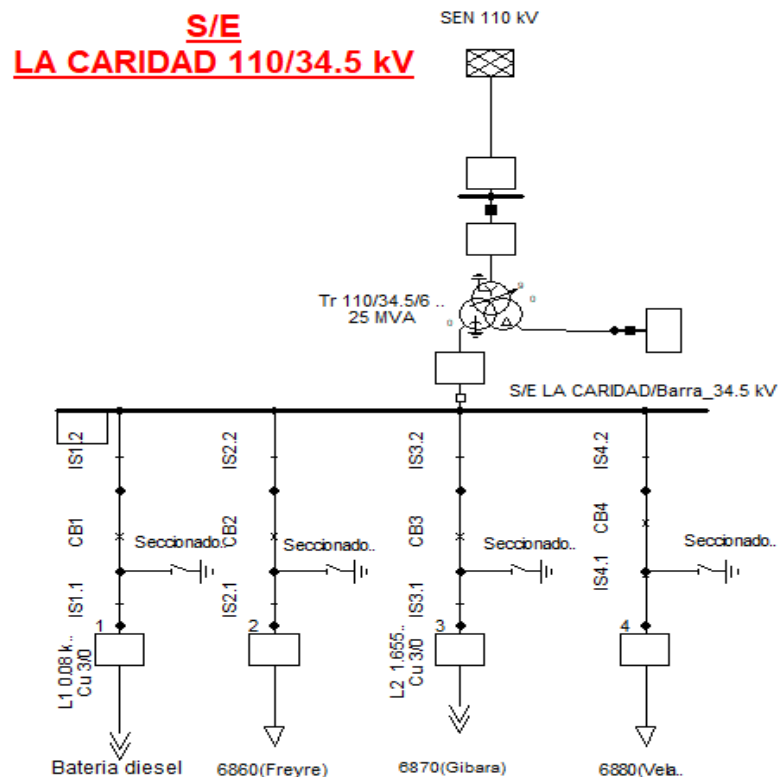


Figura 2.7 Modelo en Power Factory de la S/E La Caridad 110 kV.

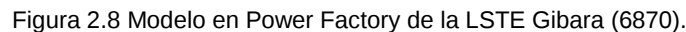
2.3.2 Modelos para las LSTE Gibara (6870).

El modelo creado para el circuito de subtransmisión 6870 (Figura 2.8) tiene como valor de tensión nominal 34.5 kV, cuenta con 19 líneas tipo torres de subtransmisión y 29 barras y nodos. Posee 4 S/E de distribución, las cuales alimentan las cargas puntuales equivalentes a los circuitos de distribución: Gibara 1, Gibara 2, Santa María y UEB Textil Hilandería Inejiro Asanuma. Existe otra carga definida como el equivalente a las cargas del poblado de Playa

Caletones que se encuentra conectado directamente a estas LSTE, las características fundamentales usadas para modelar los transformadores se muestran en la tabla 2.4.

Tabla 2.4 Datos básicos usados para la simulación de los transformadores en Power Factory

Transformador de S/E	Tensión nominal (kV)	Grupo de conexión	Potencia nominal (kVA)
Gibara 1	33/4.33	D/yn1	4000
Gibara 2	33/4.33	D/yn1	1600
Santa María	33/13.8	D/yn1	1000
Hilandería	33/0.48	D/yn1	2x 750



El modelo de batería diésel creado en esta simulación consta de 8 generadores diésel (GD) marca MTU de 2.36 MVA de potencia nominal cada uno. Estos se conectan, independientemente, a transformadores elevadores de 0.48/13.8 kV, luego todos estos están conectados mediante una barra al transformador de salida de 13.8/34.5 kV, llevando la energía eléctrica generada a la S/E La Caridad como muestra la figura 2.9.

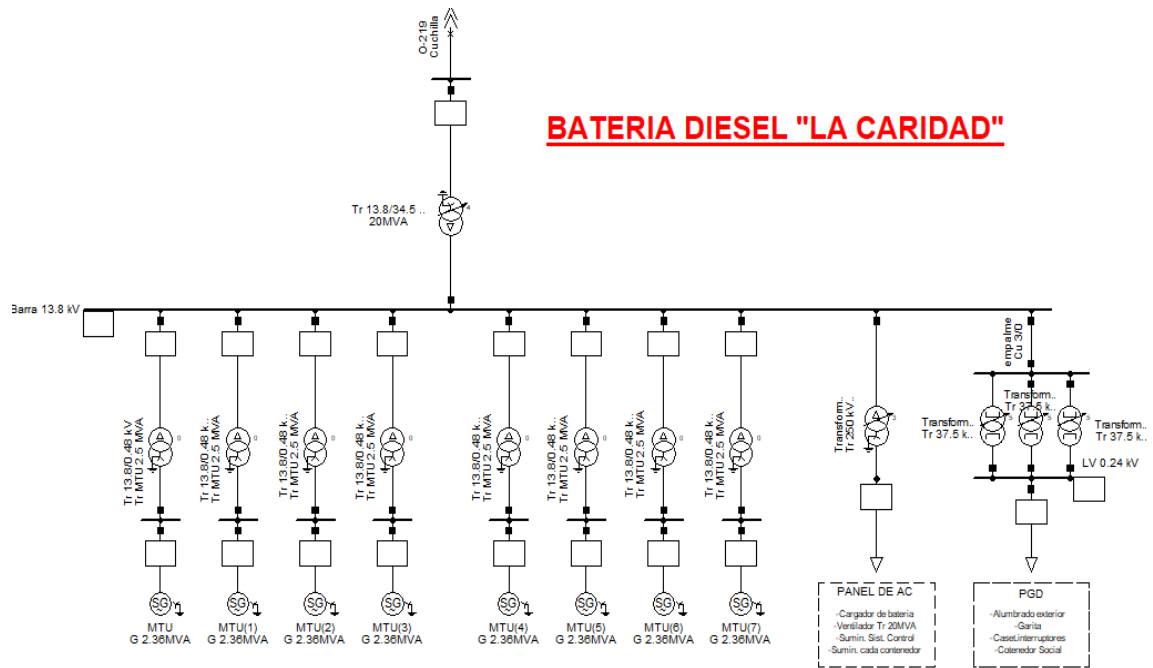


Figura 2.9 Modelo en Power Factory de la batería diésel La Caridad.

Los datos definidos para estos GD se pueden observar en la figura 2.10 y las características de los controles del gobernador (GOV) y regulador automático

de tensión (AVR) se muestran en las figuras 2.11 a) y 2.5 b).

Equipment Type Library\G 2.36MVA.TypSym

Nombre: G 2.36MVA

Potencia Aparente Nominal: 2.36 MVA

Tensión Nominal: 0.48 kV

Factor de Potencia: 0.8

Conexión: YN

Inercia: Const. Tiempo de Inercia (ref a Sgn) H: 4. s

Resistencia del Estator/Reactancia de Fuga

rstr: 0.001 p.u.

xl: 0.1 p.u.

xrl: 0.15 p.u.

Tipo de Rotor

☒ Polos Salientes

☐ Rotor Liso

Reactancias Sincrónicas

xd: 3.05 p.u.

xq: 1.75 p.u.

Constantes de Tiempo Transitorio

Td0': 36.7224 s

Reactancias Transitorias

xd': 0.299 p.u.

Constantes de Tiempo Subtransitorio

Td0'': 0.09966 s

Tq0'': 0.52083 s

Reactancias Subtransitorias

xd'': 0.15 p.u.

xq'': 0.168 p.u.

Datos de Secuencia Cero

Reactancia x0: 0.035 p.u.

Resistencia r0: 0. p.u.

eria diesel LA CARIDAD

Figura 2.10 Datos principales definidos en Power Factory para los GD MTU

Nombre	AVR_MTU 2.36MVA
►Tr Retardo de la medición [s]	0.02
KP Ganancia del proporcional PID [pu]	7.
Ka Ganancia del amplificador [pu]	1000.
Ta Cte_tiempo del amplificador [s]	0.2
Ke Ganancia de la excitatriz_rotatoria [pu]	1.
Kf Ganancia de Retroalimentacion [p.u.]	0.5
Tf Cte_tiempo de retroalimentacion [s]	3.
KI Ganancia del integral PID [pu]	0.8
Te Cte_tiempo excitatriz_rotatoria [s]	0.555
A Saturacion excitatriz [cte]	0.0000863
B Saturacion excitatriz [cte]	1.897
KD Ganancia del derivador PID [pu]	0.1
TD Cte de tiempo derivador PID [s]	0.01
Tc Numerador de Lead_lag_retro [s]	0.2
Tb Denominador de Lead_lag_retro [s]	0.555
Tc1 Numerador de Lead_lag_voel [s]	1.
Tb1 Denominador de Lead_lag_voel [s]	1.
Tc1 Numerador de Lead_lag_voel [s]	1.
Tb1 Denominador de Lead_lag_voel [s]	1.
Tc2 Numerador de Lead_lag_vuel [s]	1.
Tb2 Denominador de Lead_lag_vuel [s]	25.
VRMIN Limite de tension minima [pu]	-8.88
VRMAX Limite de tension maxima [pu]	10.44

a)

Nombre	GOV_MTU_2.36MVA
►K Ganancia del cortro_proporcional [pu/pu]	25.
celta Cte regulacion secundaria [s]	0.
T Cte del gobernador [s]	0.15
Tc1 Num_leadLag_1 [s]	2.77
Tb1 Den_leadLag_1 [s]	3.45
Tc Num_leadLag [s]	0.5
Tb Den_leadLag [s]	0.82
y_min Limite inferior [pu]	0.
y_max Limite superior [pu]	1.05

b)

Figura 2.11 a) Características de los GOV y b) AVR definidas para los GD MTU para la simulación.

2.3.4 Modelo parque eólico Gibara 1.

Este parque eólico Gibara 1 modelado en esta investigación está constituido por 6 aerogeneradores, estos poseen generadores inducción doblemente alimentados (DFIG) de 850 kW de potencia máxima por cada uno de tensión nominal 0.69 kV, por lo que tienen internamente un transformador elevador de 0.69/34.5 kV para conectarse a las LSTE de Gibara como muestra la figura 2.12.

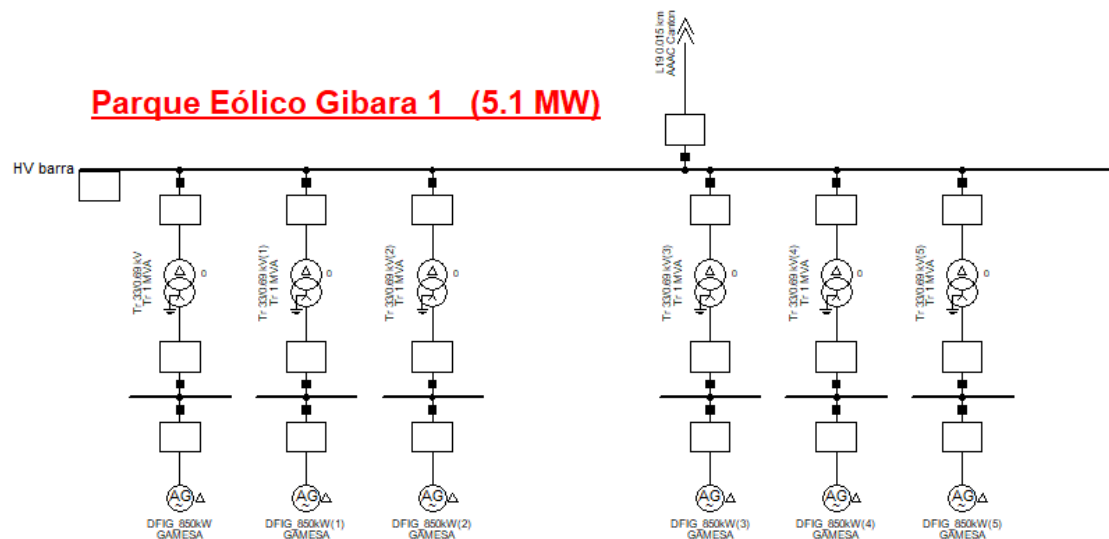


Figura 2.12 Modelo en Power Factory del parque eólico Gibara 1.

- ✓ Las características definidas para las turbinas eólicas de este parque y el modelo de planta que la conforman se muestran en las figuras 2.13 y 2.14 respectivamente.

Nombre
GAMESA

Tensión Nominal
0.69
kV

Modo de entrada

☐ Caract. Deslizamiento-Torque/Corriente
☒ Parámetros Eléctricos

Potencia Nominal

☒ Potencia Aparente Nominal
850.
kVA
☐ Potencia Mecánica Nominal
773.6335
kW

Factor de Potencia Nominal
0.9377808

Eficiencia en operación nominal
97.05435
%

Generador/Motor

☒ Generador
☐ Motor

☒ Wind Generator

Frecuencia Nominal
60.
Hz
Velocidad Nominal
1777.301
rpm
No. de Pares de Polos
2
Conexión
D

Rotor

☒ Jaula simple
☐ Jaula doble

Corr Rotor Bloqueado (I_{rb}/I_n)
5.382723
p.u.
Torque a Rotor Bloqueado
0.376888
p.u.
Rel. R/X Rotor Bloqueado
0.1524047
Torque Punto Atascamiento
2.624459
p.u.
Desliz. Punto Atascamiento
0.066

Resistencia del Estator R_s
0.016
p.u.
Reactancia del Estator X_s
0.071
p.u.
Reactancia Magnet. X_m
5.47
p.u.

Modelo de la Planta
Parque Eolico Gibara 1\DFIG Control

Machine Type

☐ Standard Asynchronous Machine
☒ Máquina de inducción doblemente alimentada
☐ with variable Rotor Resistance

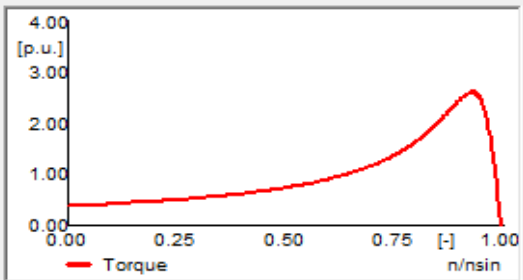


Figura 2.13 Datos principales definidos en Power Factory para los aerogeneradores eólicos Gamesa.

AUTOR: ANIEL CATALÁ HERNÁNDEZ

TUTOR: Ms. C. YORDAN GUERRERO ROJAS

49

Marco ▼ ► ... \Generic DFIG-Turbine_resync

☐ Fuera de Servicio

Definición del Slot:

	Slots Blk Slot	Elementos de Red Elm*,Sta*,IntRef
► 1	DFIG	✓ DFIG_850kW(5)
2	Compensation	✓ Compensation
3	Current Measurement	✓ Current Measurement
4	PQ Control	✓ PQ Control & synch
5	PQ_tot	✓ PQ_tot
6	MPT	▢ MPT
7	Turbine	✓ Turbine
8	Protection	✓ Protection & synch
9	Vac_bus	✓ V grid side
10	Theta meas.	✓ PLL WT1
11	Vac_gen	✓ V generator side
12	SlowFrequMeas	✓ SlowFrequ Measurement
13	Pitch Control	✓ Pitch Control
14	Shaft	✓ Shaft
15	Speed-Ctrl	✓ Speed-Controller
16	Ir_ctrl	✓ Irot-Ctrl
17	SpeedRef	✓ SpeedRef
18	OverFrequ Pwr Reduction	✓ OverFrequPwr Reductiom

Figura 2.14 Elementos que componen el modelo de planta de los aerogeneradores DFIG Gamesa.

2.3.5 Modelo parque eólico Gibara 2.

El parque eólico Gibara 2 simulado en esta investigación implementa generadores de inducción de jaula de ardilla. Estos generadores solo presentan un control primario sobre la potencia de la turbina, mediante la regulación del ángulo de incidencia del viento en las aspas, con lo cual se logra maximizar la generación eléctrica. El parque eólico modelado está compuesto por aerogeneradores de 750 kW, sus bancos de condensadores de 299.2 kVAr y sus transformadores elevadores de 0.69/34.5 kV que son conectados al punto de interconexión del parque al sistema de LSTE de Gibara. Lo anterior se puede observar en la figura 2.15.

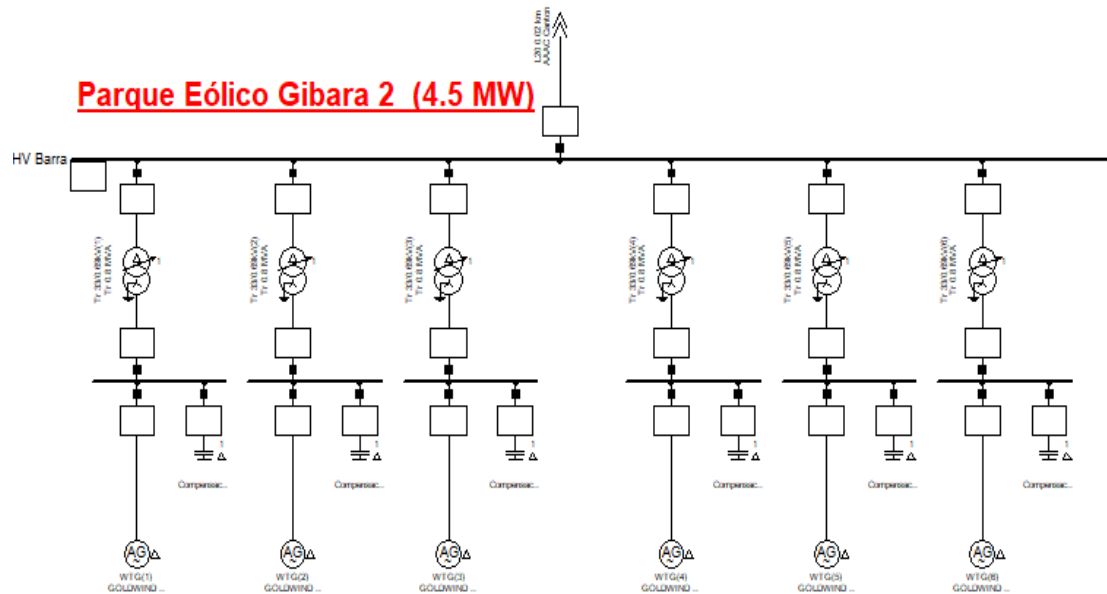


Figura 2.15 Modelo en Power Factory del parque eólico Gibara 2.

- ✓ Las configuraciones declaradas para las turbinas eólicas de este parque y el modelo de planta que la conforman se muestran en la figura 2.16 y 2.17 respectivamente.

Nombre: **GOLDWIND 750kW**

Tensión Nominal: **0.69** kV

Modo de entrada:

- ☐ Caract. Deslizamiento-Torque/Corriente
- ☒ Parámetros Eléctricos

Potencia Nominal:

- ☐ Potencia Aparente Nominal: **849.9999** kVA
- ☒ Potencia Mecánica Nominal: **773.6335** kW

Factor de Potencia Nominal: **0.9035826**

Eficiencia en operación nominal: **96.5265** %

Frecuencia Nominal: **60.** Hz

Velocidad Nominal: **1758.693** rpm

No. de Pares de Polos: **2**

Conexión: **D**

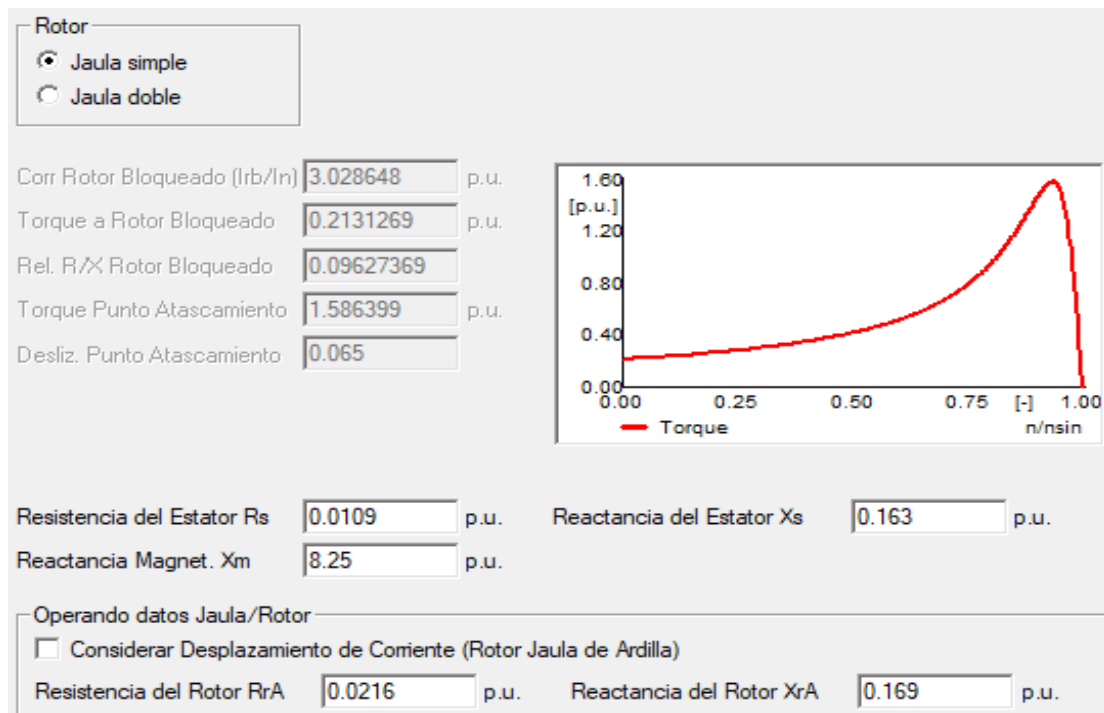


Figura 2.16 Datos principales definidos en Power Factory para los aerogeneradores eólicos Goldwind.

Marco ... Res\Frames\Generic Rvar-Turbine

☐ Fuera de Servicio

Definición del Slot:

	Slots BlkSlot	Elementos de Red Elm*,Sta*,IntRef
▶ 1	IG	✓ WTG(3)
2	P-Control	✓ P Control
3	PQ_Stator	✓ Stator PQ
4	v_Stator	✓ Vt
5	Turbine	✓ Turbine
6	Pitch Control	✓ Pitch Control
7	Shaft	✓ Shaft
8	Speed-Ctrl	✓ Speed-Controller
9	ActivePowerReduction	✓ OverFrequ Pwr Reduction
10	FrequencyMeasurement	✓ Frequency Measurement

Figura 2.17 Elementos que componen el modelo de planta de los aerogeneradores de velocidad fija Goldwind.

2.4 Simulación en Power Factory para distintos escenarios de demandas con distintos niveles de generación eólica.

La simulación se realizó a través de la opción tipo RMS/EMT simulation (raíz media cuadrática/transitorios electromagnéticos). Se calcularon las condiciones iniciales, con el método de valores rms y con un previo flujo de carga desbalanceado. Luego se ejecutaron las simulaciones para un tiempo definido de 10 segundos en cada escenario de operación para cada nivel de generación eólica.

Para la realización de estas simulaciones se definieron las siguientes configuraciones:

✓ Los valores de cargas se obtuvieron de un estudio estadístico realizado previamente con los registros de demandas y generación de la UNE en el año 2017, como se observan en la tabla 2.5:

Tabla 2.5 Demandas resumen en el año 2017

Demandas Cargas	Dem. Máximas		Dem. Promedios		Dem. Mínimas	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Gibara 1	2.702	0.981	1.351	0.490	0.432	0.171
Gibara 2	1.490	0.541	0.745	0.270	0.238	0.086
Santa María	0.516	0.204	0.258	0.105	0.0826	0.0351
P. Caletones	0.813	0.267	0.406	0.134	0.130	0.043
UEB Hilandería	1.3	0.212	0.650	0.165	0.400	0.117
LSTE 6860	8.650	3.100	4.341	1.610	1.471	0.598
LSTE 6880	5.480	2.498	2.185	0.801	0.375	0.184
TOTAL	20.951	7.803	9.936	3.575	3.1286	1.2341

✓ Se definieron las cargas un 20 % dinámica y con los valores correspondientes a las demandas medias, valor que más prevalecen durante todo el año.

✓ Para el grupo electrógeno diésel se estableció una generación en régimen autónomo mediante los controladores del GOV y el AVR.

✓ Se estableció una reserva rodante de 2 MVA en la batería diésel.

✓ Para obtener un acertado resultado de los niveles permisibles de penetración eólica en el SHGE diésel-eólico de Gibara se declararon 4 escenarios de operación:

1. Simulación sin generación eólica.
2. Simulación para distintos niveles de generación del PE Gibara 1.
3. Simulación para distintos niveles de generación del PE Gibara 2.
4. Simulación para distintos niveles de generación para ambos PE.

✓ Para cada escenario se fue introduciendo generación eólica como muestra en la tabla 2.6.

Tabla 2.6 Porcientos de generación definidos para cada parque eólico

PE	Capacidad (MW)				
	20%	40%	60%	80%	100%
Gibara 1	1.02	2.04	3.06	4.08	5.1
Gibara 2	0.9	1.8	2.7	3.6	4.5

✓ Cada aumento de la potencia eólica trae consigo la necesidad de realizar un flujo de carga antes de realizar el análisis dinámico, para comprobar que todos los parámetros del sistema se encuentran dentro de los límites establecidos por las normas y así garantizar que el sistema se comporta de forma estable antes de la simulación en el dominio del tiempo.

✓ Se generó cortocircuitos trifásicos a tierra de duración de 150 ms en la barra principal del parque eólico Gibara 1 y Gibara 2 como evento de contingencia.

✓ Para obtener el límite de penetración eólica se siguió una secuencia de trabajo como se observa en la figura 2.18.

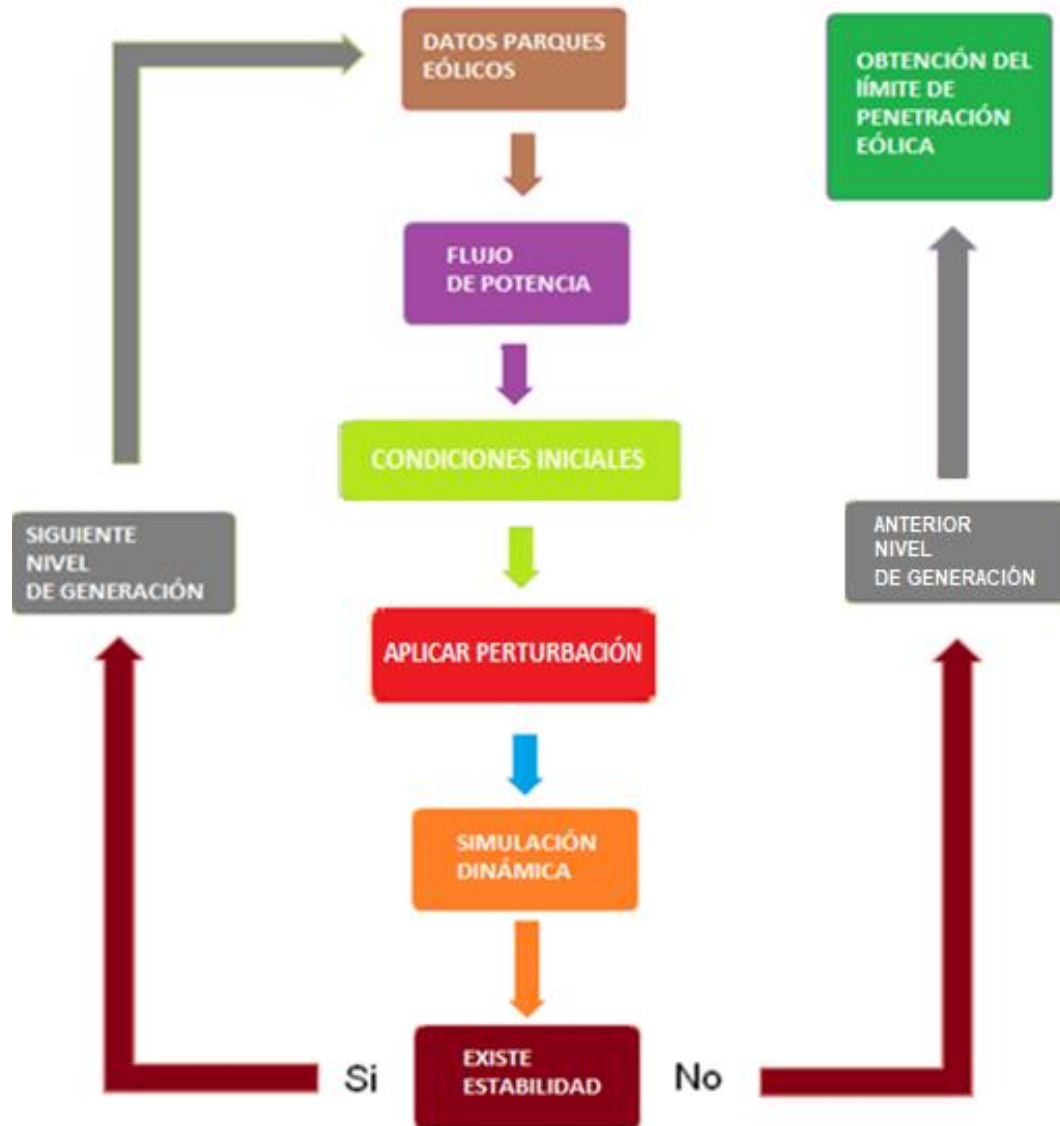


Figura 2.18 Pasos a seguir para obtener el límite de penetración eólica.

CAPÍTULO 3. Análisis de los resultados.

3.1 Análisis de las simulaciones.

Para la correcta obtención de los resultados se declara, de las normas técnicas internacionales de sistemas eléctricos de potencia con generación eólica, la norma establecida por Irlanda. Ya que contamos con un sistema aislado de poca potencia, donde la estabilidad de frecuencia y tensión se vuelve prioridad ante la desconexión masiva de turbinas eólicas, razón por la cual se le exige a los parques un mayor tiempo de conexión durante falla.

Las simulaciones se realizan en un tiempo de 10 segundos, con condiciones iniciales muy estables hasta el primer segundo. A partir de este instante se genera la falla (cortocircuito trifásico a tierra) con una duración de 150 ms a razón de sacar el sistema de estabilidad para ver como responde. Si en el transcurso de 3 segundos máximos desde el comienzo de la falla, el sistema recupera la estabilidad, y se mantiene la tensión y frecuencia dentro de los límites establecidos en la norma UNE 2005, se puede asegurar que es estable para el correspondiente nivel de penetración eólica.

3.1.1 Simulación sin generación eólica.

Cuando en este SHGE no se cuenta con el aporte de los aerogeneradores se opera solo con la generación de la batería diésel. Se puede observar en las figuras 3.1 y 3.2 como los niveles de tensión y frecuencia vuelven a sus niveles nominales antes de que pasara un segundo de ocurrida la contingencia. Demostrando en esta simulación que los controles automáticos de estos GE son capaces de responden muy rápido ante eventos de grandes variaciones, recuperando y manteniendo la estabilidad del microsistema para estas condiciones de operación.

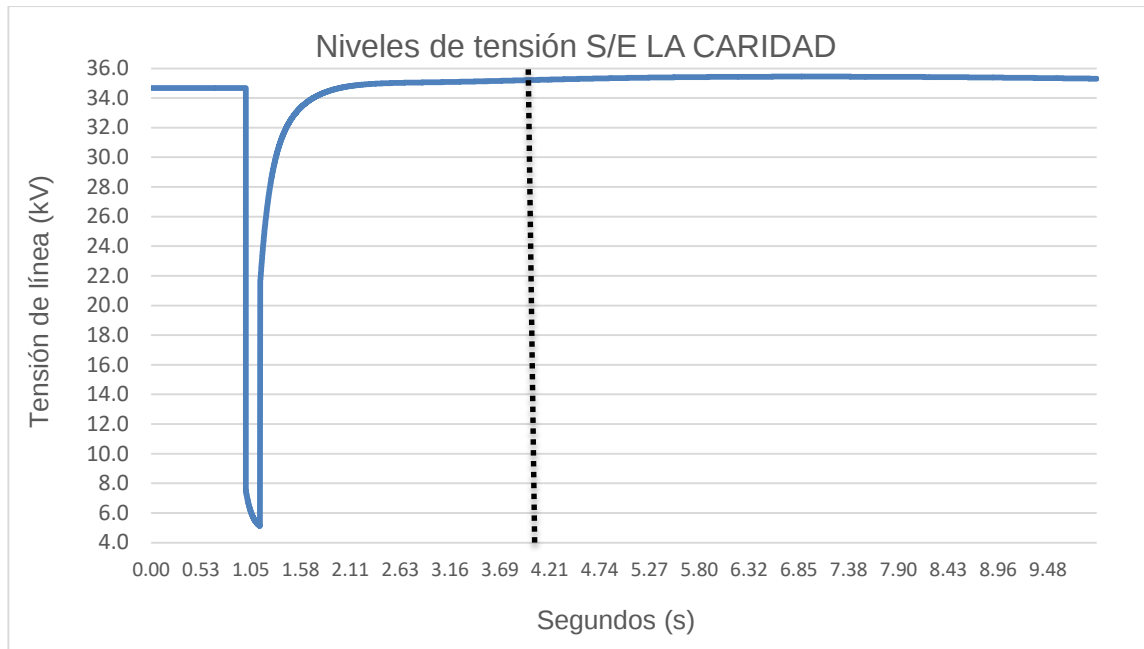


Figura 3.1 Escenario de operación 1: Tensión de línea en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

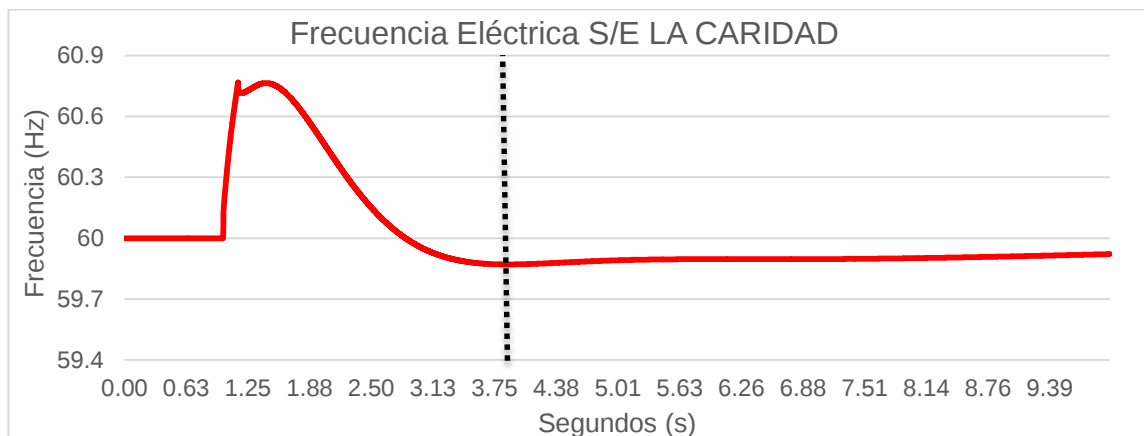


Figura 3.2 Escenario de operación 1: Frecuencia eléctrica en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

3.1.2 Simulación para distintos niveles de generación del PE Gibara 1.

En las figuras 3.3 y 3.4 se observan el comportamiento de los valores de tensión y frecuencia de este escenario de operación para los distintos nivel de generación del PE Gibara 1. Para todos los niveles generación de este parque la respuesta de tensión y frecuencia fue similar en todos los casos analizados

recuperándose la estabilidad del sistema antes de 3 segundos de ocurrida la falla.

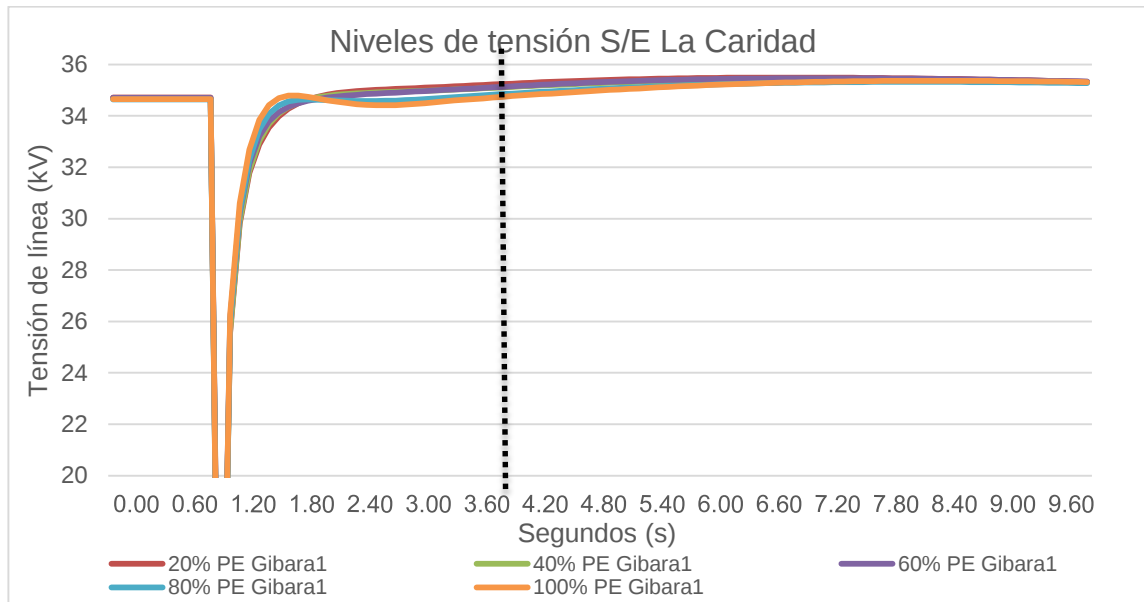


Figura 3.3 Escenario de operación 2: Tensión de línea en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

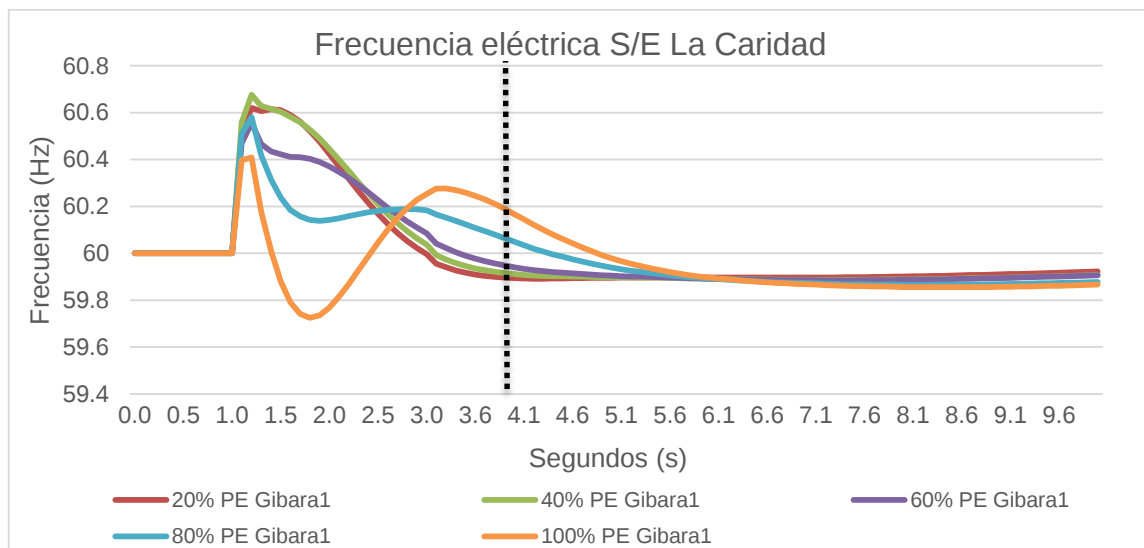


Figura 3.4 Escenario de operación 2: Frecuencia eléctrica en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

La pérdida de estabilidad de frecuencia y tensión luego de ocurrida la perturbación no limitó el LPE en este estudio. Esto es debido a la tecnología analizada, ya que los AGVV se encuentran trabajando a factor de potencia unitario y no necesitan reactivo de la red. Además, debido al convertidor “back

to back” los aerogeneradores DFIG son capaces de ayudar al sistema a sobrepasar la falla, entregando potencia reactiva al sistema durante el cortocircuito, tal y como se muestra en la figura 3.5. Lo único que limita el nivel de penetración eólica para la tecnología DFIG es la tensión de operación y el fp de los generadores diésel.

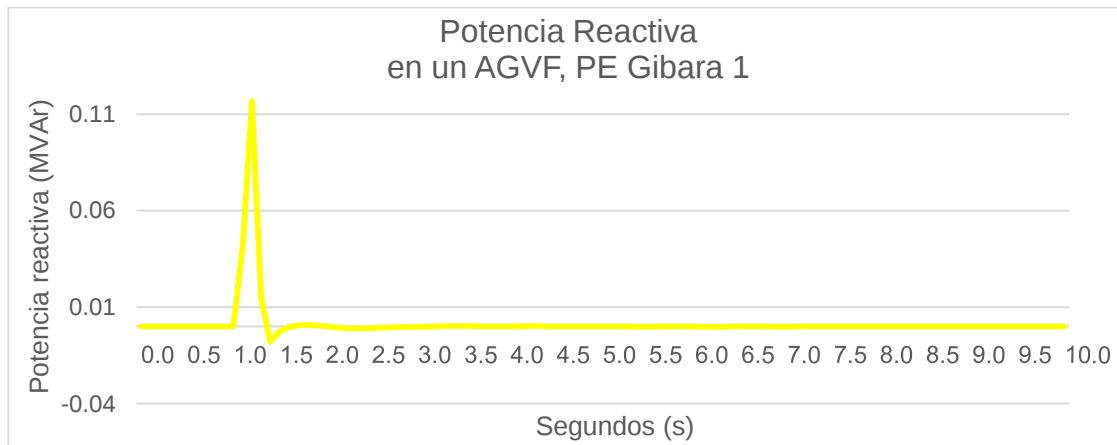


Figura 3.5 Escenario de operación 2: Potencia reactiva entregada por un aerogenerador del PE Gibara 1.

3.1.3 Simulación para distintos niveles de generación del PE Gibara 2.

En las figuras 3.6 y 3.7 se muestran los niveles de tensión y frecuencia obtenidos en la barra principal de la S/E La Caridad, para un 20, 40, 60 y 80% de la capacidad de generación del PE Gibara 2. Se puede observar que luego de despejada la falla el sistema logra recuperar la estabilidad cumpliendo con todo los requerimientos definidos anteriormente.

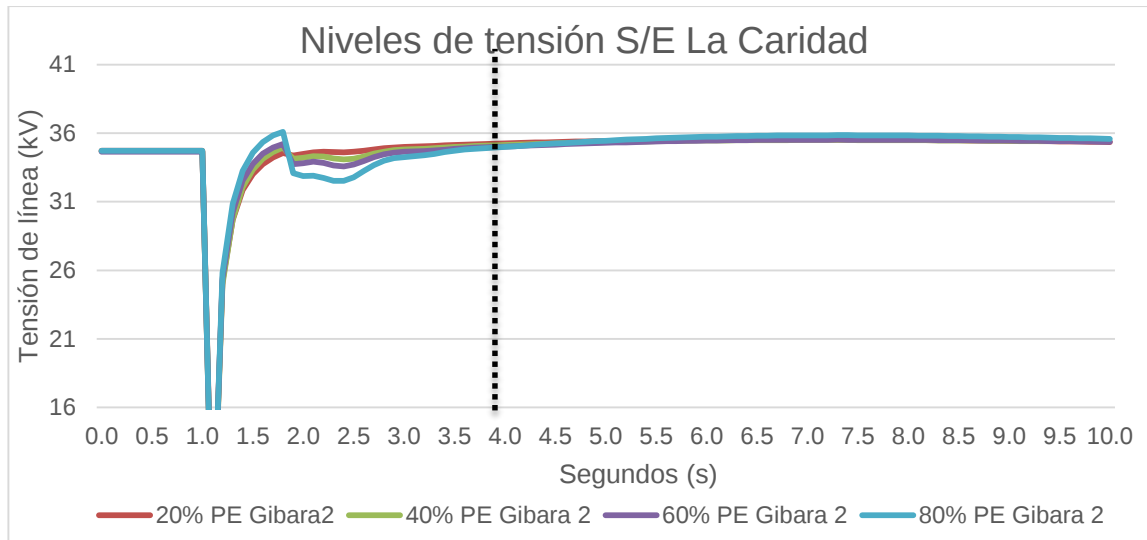


Figura 3.6 Escenario de operación 3: Tensión de línea en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

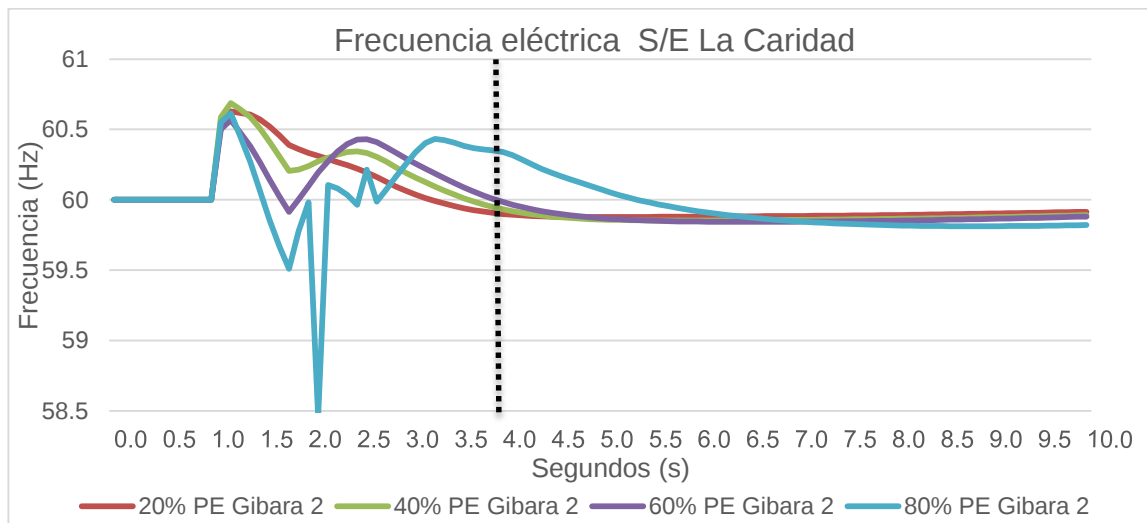


Figura 3.7 Escenario de operación 3: Frecuencia eléctrica en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

No siendo así para los niveles de generación de este PE correspondientes 100% de su capacidad. Como se observan en las figuras 3.8 y 3.9 para este nivel aparecen fluctuaciones de tensión y frecuencia luego de ocurrida la falla, superando el tiempo máximo de 3 segundos establecidos para recuperar la estabilidad del sistema y luego superando los niveles de desviación permisibles establecidos por la norma UNE 2005. Estos llegan a valores de tensión de 36.74 kV máximos y 31.43 kV mínimos representando un +6.4% y -8.9% respectivamente de su valor nominal. En la frecuencia llegan a valores mínimos de 59.1 Hz representando 9.8% de su valor nominal.

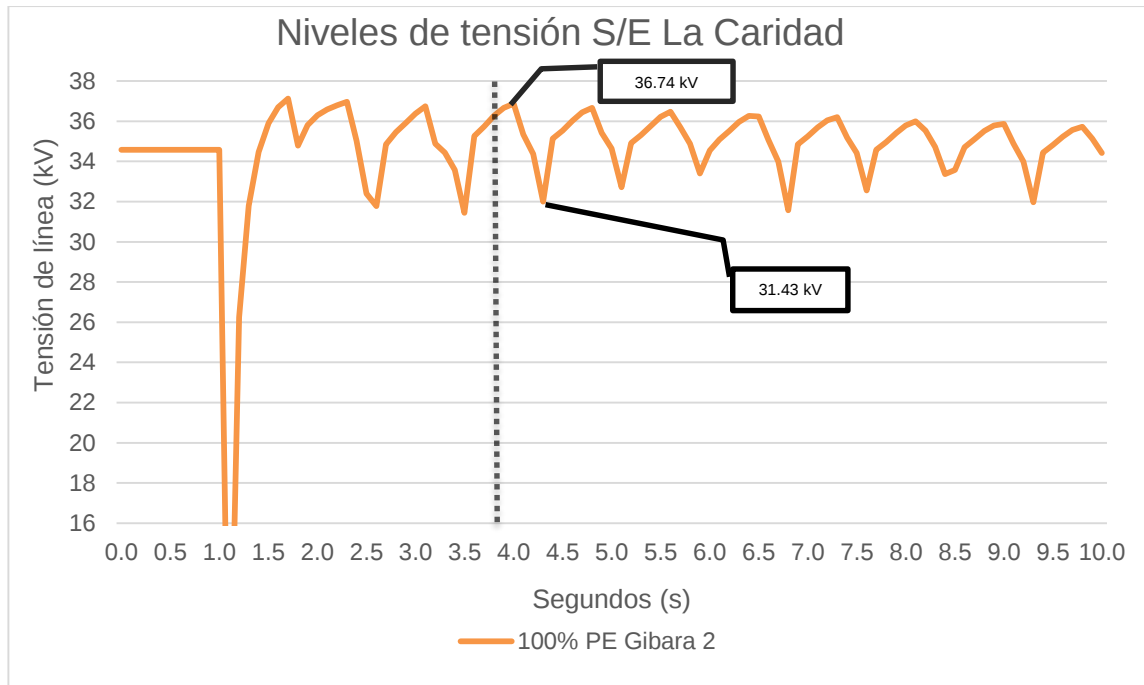


Figura 3.8 Escenario de operación 3: Tensión de línea en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

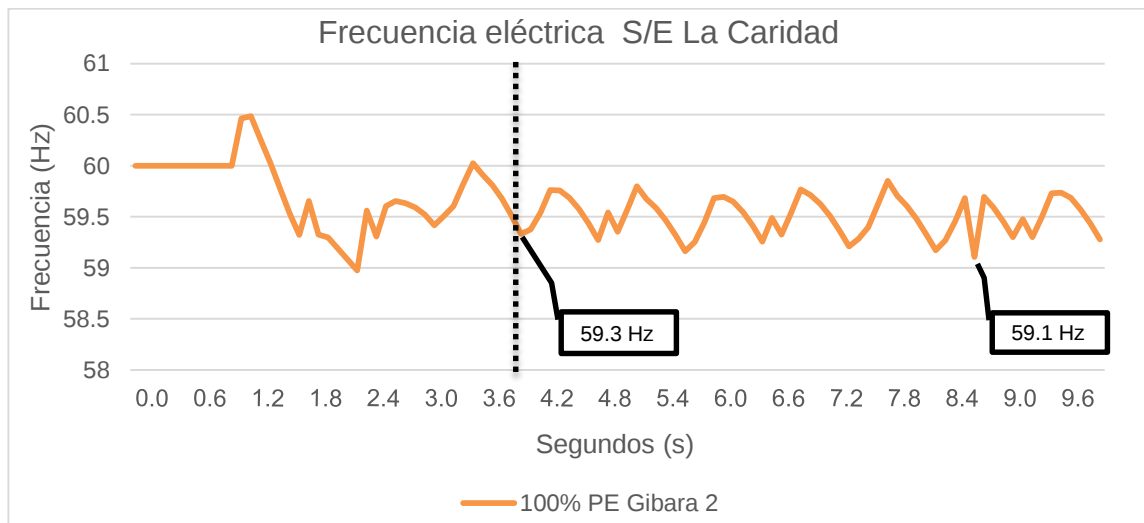


Figura 3.9 Escenario de operación 3: Frecuencia eléctrica en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

Esto se debe a que producto de la contingencia estuvieron trabajando en vacío y necesitaban una gran corriente de excitación para asumir la carga una vez limpiada la falla. Esta corriente de excitación se traduce en potencia reactiva que al PE necesita de este microsistema para reiniciar su operación como muestra la figura 3.10.

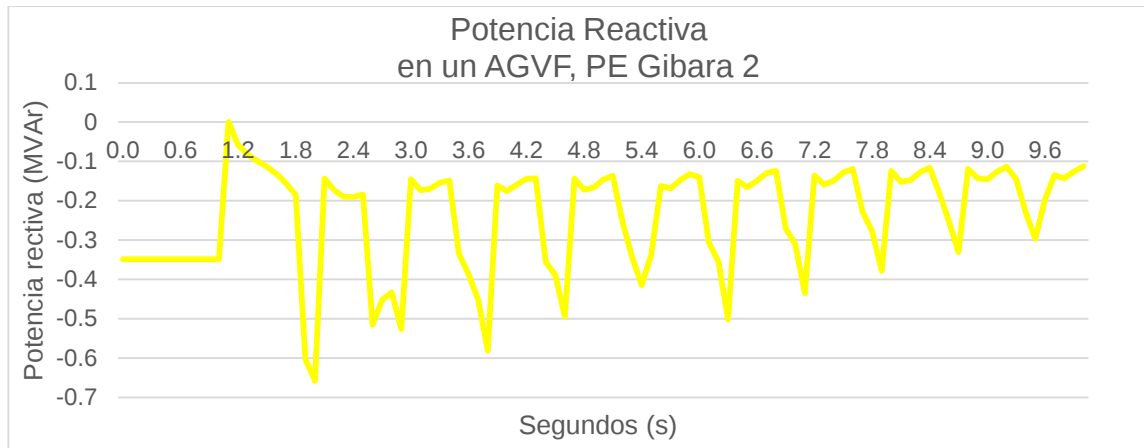


Figura 3.10 Escenario de operación 3: Potencia reactiva de un aerogenerador del PE Gibara 2.

Ocasionando un desequilibrio entre las potencias mecánica y eléctrica haciendo que el generador se acelere y cuando el sistema limpia la falla el aerogenerador no puede desacelerar, imposibilitándolo a tomar la velocidad de trabajo que tenía antes de la falla como se verifica en la figura 3.11.

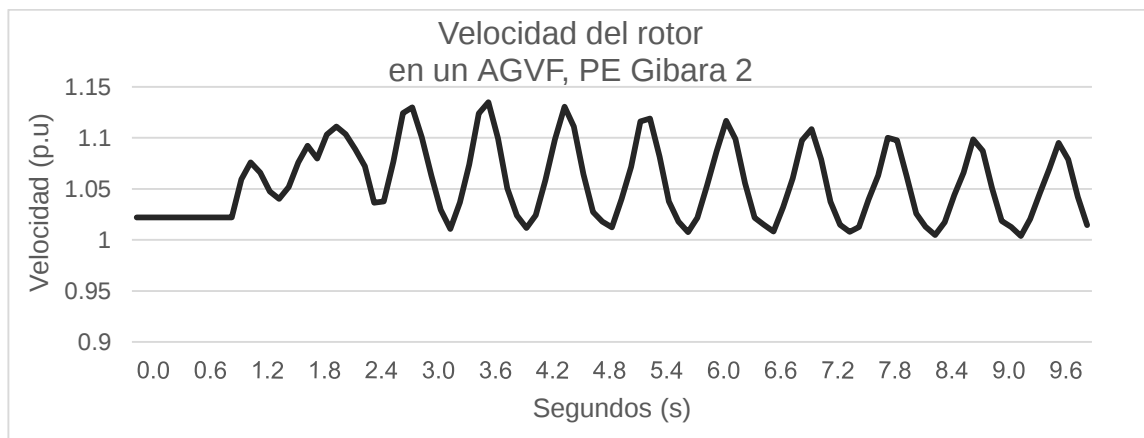


Figura 3.10 Escenario de operación 3: Velocidad del rotor de un aerogenerador del parque Gibara 2.

3.1.4 Simulación conjunta para distintos niveles de generación de ambos PE.

La forma más común del trabajo de este microsistema es a través de la generación conjunta entre todos los generadores disponibles por lo que en este estudio también se tuvo en cuenta generación simultánea de ambos PE. Se puede observar en las figuras 3.11 y 3.12 los valores de tensión y frecuencias

obtenidos para una generación eólica de ambos parques equivalentes a un 20, 40 y 60 %. Como en casos anteriores el microsistema logra recuperar la estabilidad cumpliendo con las normas establecidas.

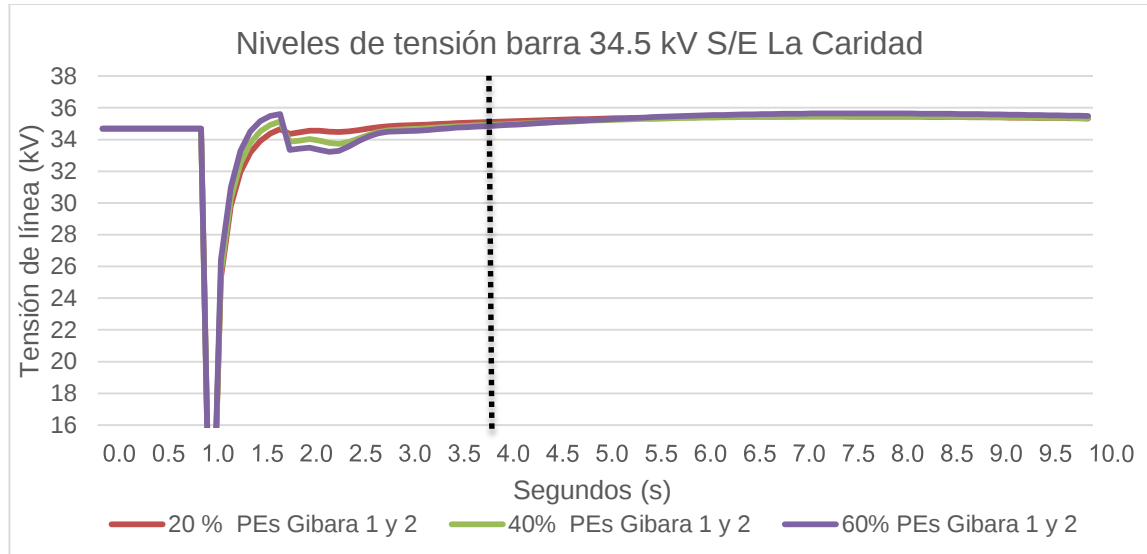


Figura 3.11 Escenario de operación 4: Tensión de línea en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

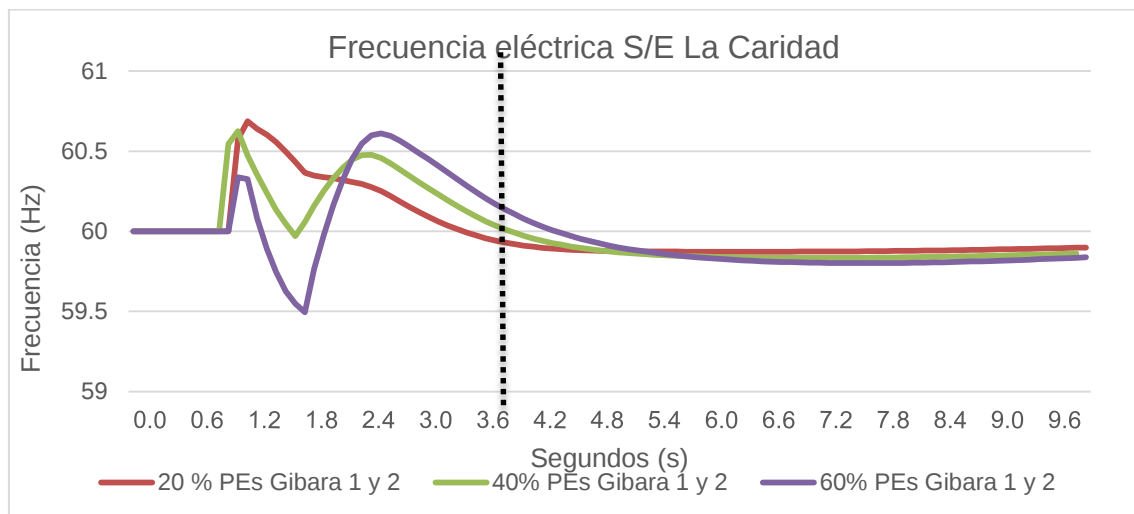


Figura 3.12 Escenario de operación 4: Frecuencia eléctrica en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

No comportándose así para los niveles de generación correspondientes al 80 y 100% de ambos PE ya que:

Para el 80 % de la generación no se recupera la estabilidad del sistema antes del tiempo establecido, los valores de tensión llegan a máximos de 36.2 kV y mínimos de 31.6 kV, representando un +6.4% y -8.9% respectivamente de su valor nominal. Para el 100 % de la generación no se recupera la estabilidad del sistema llegan a valores de tensión de 36.2 kV máximos y 31.6 kV mínimos, representando un +6.4% y -8.9% respectivamente de su valor nominal como se observa en la figura 3.13.

En la frecuencia para el 80% de la generación no se presentan grandes variaciones de esta variable, aunque llegan a valores mínimos de 59.5 Hz. No siendo así para el comportamiento de la frecuencia para el 100% de generación llegando a valores mínimos de 59.1 Hz representando 9.8% de su valor nominal como se observa en la figura 3.14.

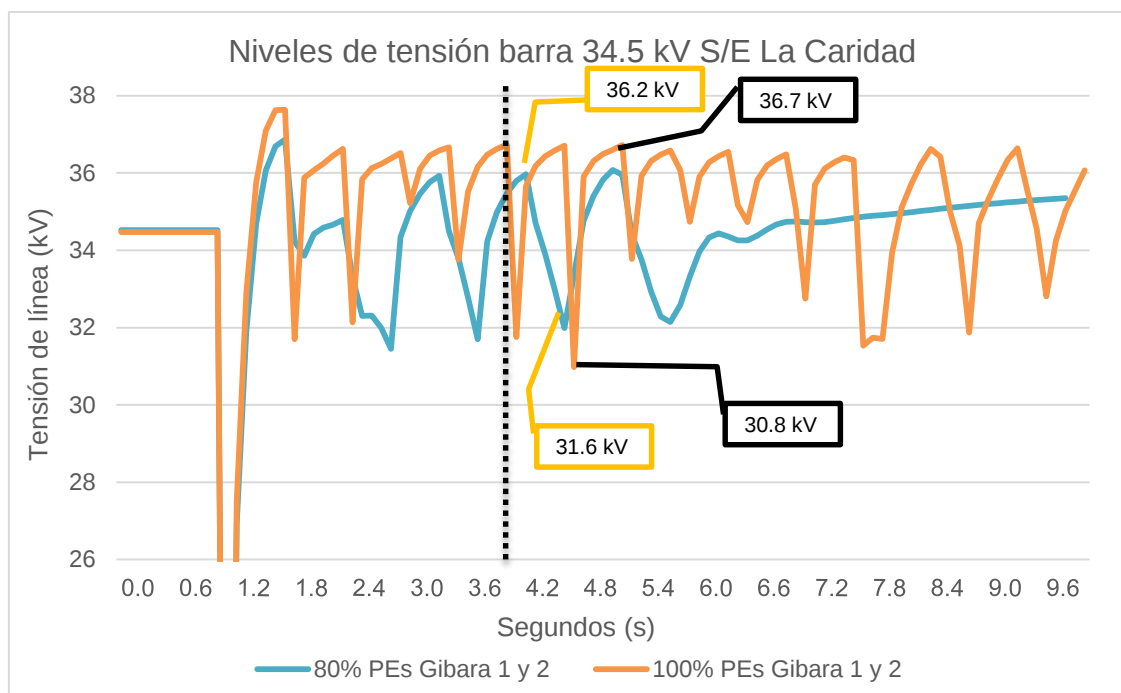


Figura 3.13 Escenario de operación 4: Tensión de línea en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

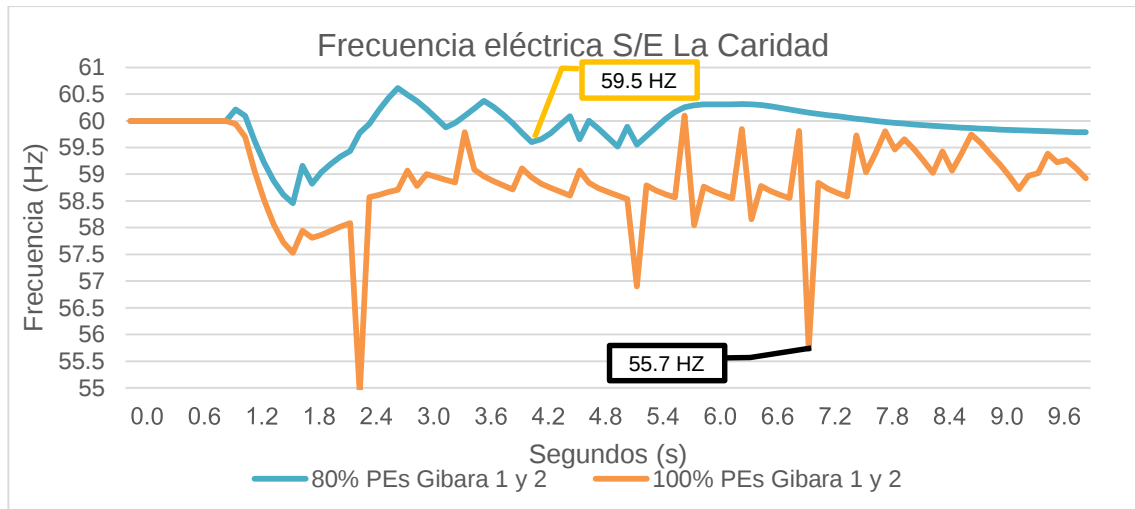


Figura 3.14 Escenario de operación 4: Frecuencia eléctrica en la barra de 34.5 kV, S/E La Caridad.

Esto fue provocado por:

1. El PE Gibara 2 (AGVF) necesita una gran corriente de excitación para asumir la carga una vez limpiada la falla (Consumo de potencia reactiva) como muestra la figura 3.15.

2. El PE Gibara 1 (AGVV) estos son capaces de ayudar al sistema a sobrepasar la falla, entregando potencia reactiva al sistema durante el cortocircuito, pero producto a la inestabilidad que existe provocado por el otro PE, sale de sus límites de control y comienza a consumir y aportar constantemente potencia reactiva agravando la inestabilidad de este microsisistema tal y como se muestra en la figura 3.16.

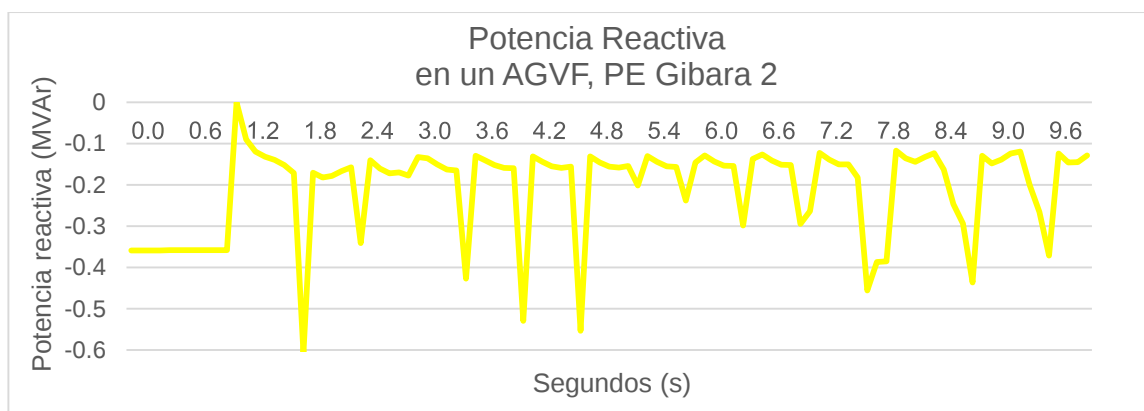


Figura 3.10 Escenario de operación 4: Potencia reactiva de un aerogenerador del PE Gibara 2.

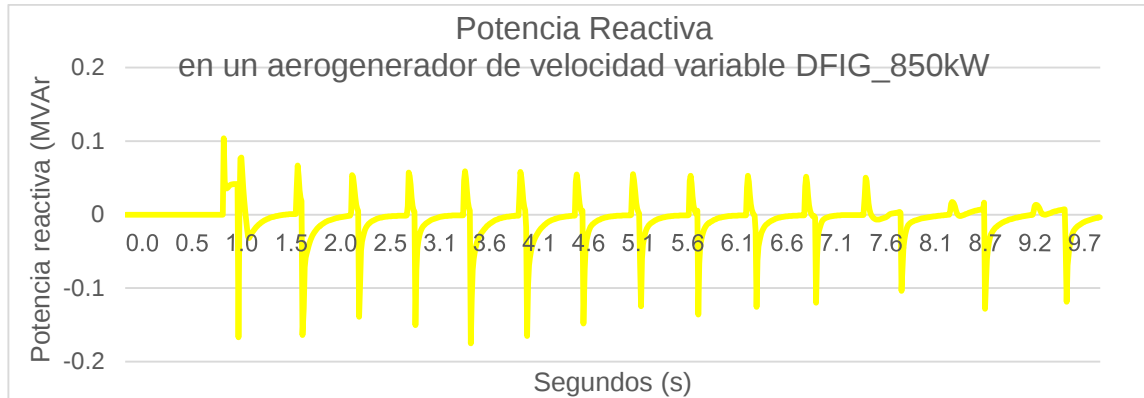


Figura 3.10 Escenario de operación 4: Potencia reactiva de un aerogenerador del PE Gibara1.

Esto trae consigo en ambos PE un desequilibrio entre las potencias mecánica y eléctrica haciendo que los aerogeneradores se acelere y no pudiéndose recuperar luego de despejada la falla como muestran las figuras 3.17 y 3.18.

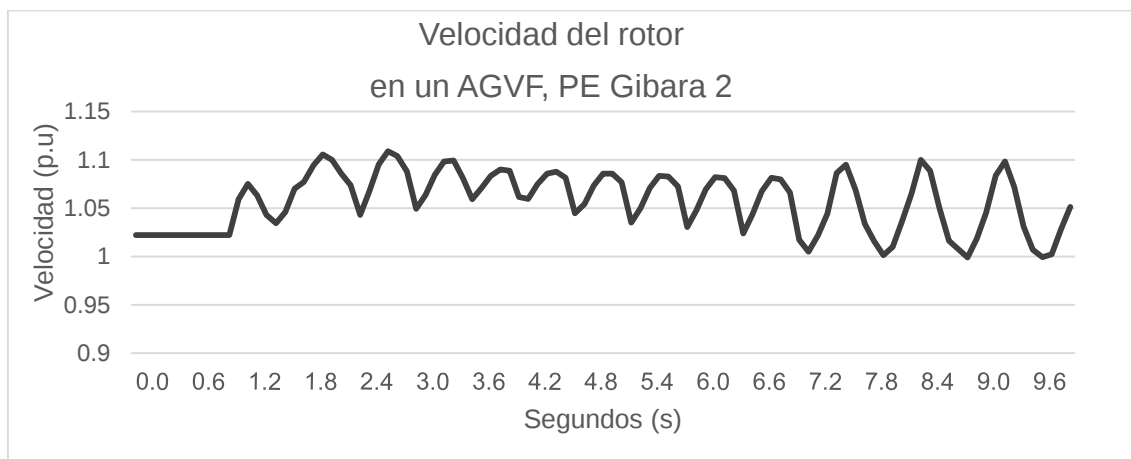


Figura 3.17 Escenario de operación 4: Velocidad del rotor de un aerogenerador del parque Gibara 2.

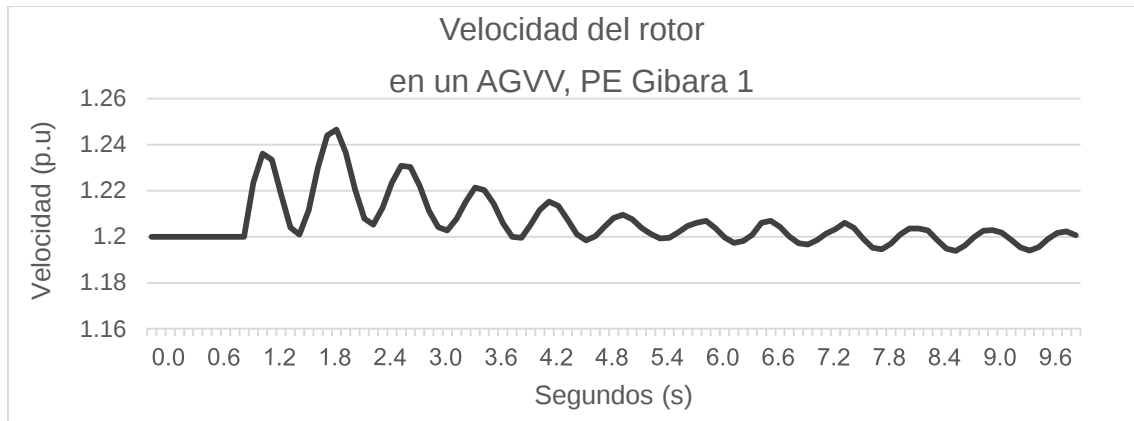


Figura 3.18 Escenario de operación 4: Velocidad del rotor de un aerogenerador del parque Gibara 2.

3.2 Límites de penetración eólica.

Uno de los principales problemas del uso de la energía eólica es que, debido a la variación aleatoria del viento, la potencia generada puede variar de manera brusca, lo que puede provocar cambios no deseados en la tensión y la frecuencia del sistema, que pueden llevar al mismo a perder la estabilidad. Es por eso que resulta sumamente importante conocer el límite de penetración eólica que puede ser introducido en un sistema determinado, sin que esta afecte las características de estabilidad del sistema. LPE está relacionado con el tipo de aerogenerador utilizado, las características del microsistema, el tipo de generación diésel utilizada y la compensación de potencia reactiva.

Penetración de Potencia (PP): La ecuación 1.2 establece la relación entre la potencia eólica total entregada en un instante al sistema y la demanda total del sistema en ese mismo instante, manteniendo la estabilidad. Es decir, nos brinda qué por ciento de la potencia demandada por los consumidores es entregada a partir del viento.

$$PP = \frac{\text{Potencia entregada por generación eólica en un instante de tiempo}}{\text{Demanda total en el mismo instante de tiempo}}$$

En la tabla 3.1 se observan los niveles de penetración de potencia obtenidos en este estudio y el LPE final para este SHGE para los diferentes escenarios de simulación:

Tabla 3.1 Límites de penetración eólica para el SHGE diésel-eólico de Gibara

LPE para los distintos escenarios de operación					
Escenarios de operación del SHGE	PE G1 (MW)	PE G2 (MW)	Demandas (MW)	PP (%)	LPE (%)
2) Batería diésel y parque eólico Gibara 1	5.1		9.96	51.2	51.2
3) Batería diésel y parque eólico Gibara 2		3.6	9.96	35.8	35.8
4) Batería diésel ambos parques eólicos	3.06	2.7	9.96	57.8	51.2

✓ Se puede observar que el nivel de penetración eólica para el escenario de operación 4 se reduce a 51.2 % por corresponder con el mínimo fp permisible en los generadores diésel, para las características descritas en este microsisistema. Esto indica que a medida que la generación eólica aumenta, el fp de los generadores diésel disminuye a razón de una menor necesidad de generación de potencia activa y la misma generación de potencia reactiva en este como muestra la figura 3.15:

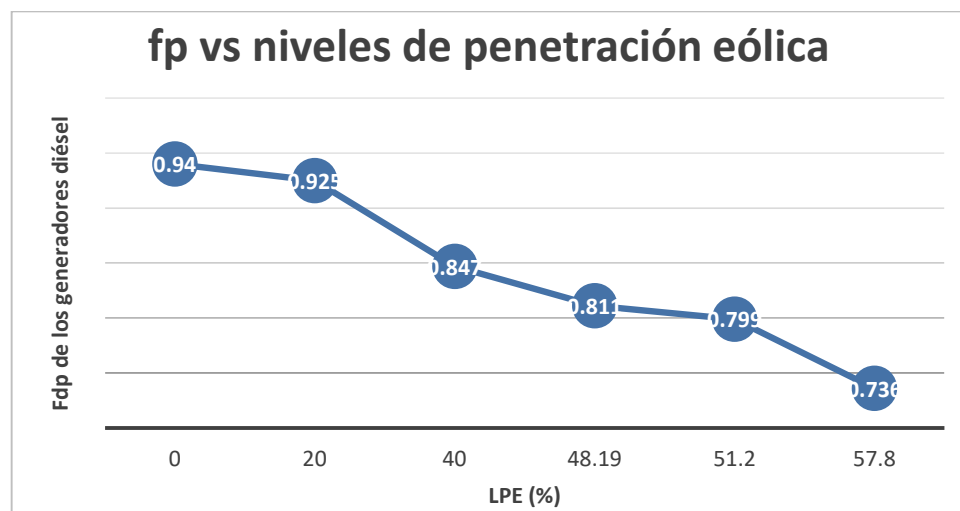


Figura 3.15 Factor de potencia de los generadores diésel vs niveles de penetración eólica.

De los resultados anteriores se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- ✓ Los AGVF, restringen la penetración eólica en el microsistema.
- ✓ Los AGVV, tecnología *DFIG*, contribuye al soporte de los AGVF durante las condiciones de falla ayudándolos a recuperar sus valores de operación.
- ✓ Los AGVV, tecnología *DFIG*, posibilita una mayor inserción de generación eólica.
- ✓ Tensión de operación del microsistema (34.5 kV): A medida que aumenta los niveles de generación eólica, frente a contingencias, la recuperación de los niveles de tensión tiende a ser más lenta, pudiéndose salir de los valores nominales para grandes niveles de generación eólica.
- ✓ El límite del Fp de los generadores diésel restringen la penetración eólica en el microsistema. Por tanto para mayores niveles de penetración eólica es necesario utilizar dispositivos automáticos como bancos de compensadores (Dispositivos capaces de controlar los valores de potencia reactiva).

3.3 Valoración técnico-económico-ambiental.

Considerando que los grupos electrógenos son máquinas de emergencia, con limitaciones de tiempo de operación, la sobreexplotación reduce considerablemente su vida útil, con este trabajo se demuestra mediante simulaciones que en la asimilación de demanda el por ciento de generación de la batería diésel junto a los parques eólicos de Gibara pueden llegar a una penetración de generación eólica, usando ambos parques, de 51.2 % sin comprometer el sistema, logrando así reducir el uso y la posible sobreexplotación de la batería diésel.

El aporte de la generación eólica posibilitaría a un ahorro significativo de diésel, muy costoso y de gran necesidad para el país, aún más en situaciones de catástrofes que es la forma más común de poner en funcionamiento este SHGE. En la tabla 3.2 se muestra las toneladas de combustible ahorrado para diferentes intervalos de tiempo:

Tabla 3.2 Ahorro de combustible por cada MW generado por los Parques Eólicos

Ahorro de combustible por cada MW generado por los Parques Eólicos			
Generación eólica promedio (MW)	Ahorro por hora (T/MWh)	Por día (T/MWd)	Por año (T/MW año)
3.41	0.95	22.87	274.39

Además es importante resaltar la reducción de gases contaminantes expulsados al medio ambiente producto a la reducción de combustibles fósiles. En la tabla 3.3 se observa las toneladas de CO₂ que se dejan de emitir al medio ambiente al utilizar los parques eólicos.

Tabla 3.3 Reducción de CO₂ emitidos a la atmosfera por cada MW generado por los parques eólicos

Reducción de toneladas de CO₂ emitidos a la atmósfera por cada MW generado por los parques eólicos

Generación eólica promedio (MW)	Reducción de CO ₂ por hora (T/h)	Reducción de CO ₂ por día(T/día)	Reducción de CO ₂ por año (T/año)
3.41	2.6	62.6	751.3

Conclusiones.

1. De la caracterización del SHGE diésel-eólico de Gibara se obtuvieron las demandas por subestaciones (destacándose que existen ligeros incrementos) y se determinaron las características de todos los elementos que la conforman.
2. De las simulaciones en Power Factory se modeló el SHGE diésel-eólico en operación aislada, teniendo en cuenta todas sus características y regímenes de trabajos reales.
3. Los límites de penetración eólica quedan establecidos en el SHGE diésel-eólico de Gibara, en régimen aislado, en valores:
 - ✓ Utilizando la batería diésel y el parque eólico Gibara 1 de 51.2 %.
 - ✓ Utilizando la batería diésel y el parque eólico Gibara 2 de 35.8 %.
 - ✓ Utilizando la batería diésel y ambos parques eólicos de 51.2 %.



Recomendaciones.

1. Considerar lo establecido en este trabajo como material de consulta en el Dpto de Generación de la UEB Holguín.
2. Extender a esta investigación a otros sistemas híbridos de generación eléctrica.
3. Para lograr mayores niveles de penetración eólica insertar en el microsistema reguladores automáticos de compensación de reactivos.
4. Para futuras inversiones en el campo de las energías renovables proponer la compra en mayor medida de aerogeneradores de velocidad variable.

Bibliografía.

- Aguilera, D. A. B. (2010). *Control de la frecuencia en una red con generación eólica*. Universidad de Chile, Santiago de Chile.
- Aranda, R. (2014). *Energía y medio ambiente. Brasil*.
- Arnaud, K. W. (2008). *Simulación dinámica para distintos escenarios de alta penetración eólica en el SIC*. Universidad de Chile, Chile.
- Bachai, D. (2009). *Estudio de la interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1*. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, Santa Clara.
- Bergen, A. R. (1996). *Power Systems Analysis*: Englewood Cliffs NJ
- Clavel, A. R. R. (2010). *Disño de una estrategia de control de tensión para minimizar el impacto derivado de la conexión masiva de generadores eólicos al SIC*. Universidad de Chile, Snatiago de Chile.
- Crary, S. B. (2003). *Power System Stability. Wiley&Sons, Inc, Vol. II*.
- Chapman, S. J. (2012). *Maquinas Eléctricas*. Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey.
- Días, S. R. (2016). *Calidad de onda y huecos de tensión. Unión Fenosa*.
- Eléctrica, U. N. (2010). *Base de datos energéticos en las Baterías de Grupos Electrógenos Diesel*. Dirección de Generación Distribuida.
- Fé-Domínguez, S. d. I. (2011). *Implementación del sistema híbrido batería La Caridad y PE Gibara 1*. UNE. Santiago deCuba.
- Fuentefría, S. (2009). *Evaluación Del sistema híbrido de generación diésel – eólica en La Isla de La Juventud. La Habana*.
- G.Todeshini. (2010). *Wind Energy Conversion Sistems based on DFIG Technology Used as Active Filters. Massachusetts, Steady State and Transient Analysis*.
- Goldwind. (2006). *Goldwind S48/750/60Hz wind turbine Technical parameter and product description*. China.
- Gonzalez-Longatt, F. M. (2014). *Power Factory Aplications for Power Sistems Analysis*: Springer.
- IEEE, F. M. (2009). *Methods for evaluating penetration levels of wind generation in autonomous systems. 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference*.

- IMB. (2003). *Aerogenerador Gamesa52-850 kW. Características y funcionamiento general*.
- Ishchenko. (2001). Transient Stability Analysis of Distribution Network with Dispersed Generation. *Universities Power Engineering Conference*.
- Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. *McGraw-Hill*.
- Kundur, P. (2010). *Power System Stability in the New Industry Environment*. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Marsdon, J. (2014). Distributed Generation Systems. *A New Paradigm for Sustainable Energy*.
- Michalke, G. (2008). Variable Speed Wind Turbines-Modelling, Control and, Impact on Power Systems. *Darmstadt*.
- Montalvo, C. G. M. (2014). *Cálculo del límite de potencia eólica para grandes perturbaciones en un microsistema eléctrico*. CUJAE, Habana.
- Montanvo, P. X. (2015). *Influencia de la penetración eólica en la estabilidad de voltaje y frecuencia en el sistema nacional interconectado*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Montiel, C. (2008). Definiciones diferentes con respecto al concepto de penetración eólica.
- Paserba, J. (1996). Analysis and Control of Power System Oscillations. *CIGRÉ technical brochure*.
- PowerFactory. (2014). *Power Factory 15 User Manual* (Online Edition ed.). DlgSILENT GmbH: Gmaringen, Germany.
- Pozueta, M. A. R. (2016). *Máquina asíncrona doblemente alimentada*. Universidad de Canbria, España.
- Quingatuña, C. F. G. (2009). *Estabilidad y amortiguamiento de oscilaciones en sistemas eléctricos con alta penetración eólica*. Universidad Carlos III de Madrid, Repositorio institucional e-Archivo.
- Report, I. C. (2004). *Definition and Classification of Power System Stability*.
- Rodriguez, D. C. (2013). Análisis preliminar del Límite de Potencia Eólica para grandes perturbaciones utilizando aerogeneradores de velocidad fija. *Ingeniería Energética*, xxxv.
- Rogers, G. (1999). Power system structure and oscillations. *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 12, 14-25.
- Sluis, L. V. d. (2001). *Transients in Power Systems*: John Wiley & Sons.
- UNE. (2004). *Manual de construcción de líneas*. Unión Nacional Eléctrica.



Walatus, L. A. (2014). *Análisis de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia con inserción de fuentes renovables*. Universidad Federal Río do Sul, Porto alegre.

Anexos.

Anexo # 1 Parque eólico Gibara 1 monolineal y especificaciones técnicas.

Diámetro 52 m

Área de barrido 2.124 m²

Velocidad de giro Variable 14,6 - 30,8 rpm, torres 55 y 65m

Variable 16,2 - 30,8 rpm, torre 44m

Sentido de giro Agujas del reloj (vista frontal)

Peso (incl. Buje) Aprox. 10 T

Peso (incl. Buje y Nacelle) Aprox. 33 T

Número de palas 3

Longitud 25,3 m

Perfil NACA 63.XXX + FFA-W3

Material Fibra de vidrio preimpregnada
de resina epoxi

Peso pala completa 1.900 kg

Tipo 1 etapa planetaria/

2 etapas de ejes paralelos

Ratio 1:61,74 (50 Hz)

1:74,5 (60 Hz)

Refrigeración Bomba de aceite con radiador de aceite

Calentamiento aceite 1,5 kW

Tipo modular Altura Peso

2 secciones 44 m 45 T **2 secciones** 49 m 53 T

3 secciones 55 m 62 T **3 secciones** 65 m 79 T

secciones 74 m 91 T

Tipo Generador doblemente alimentado

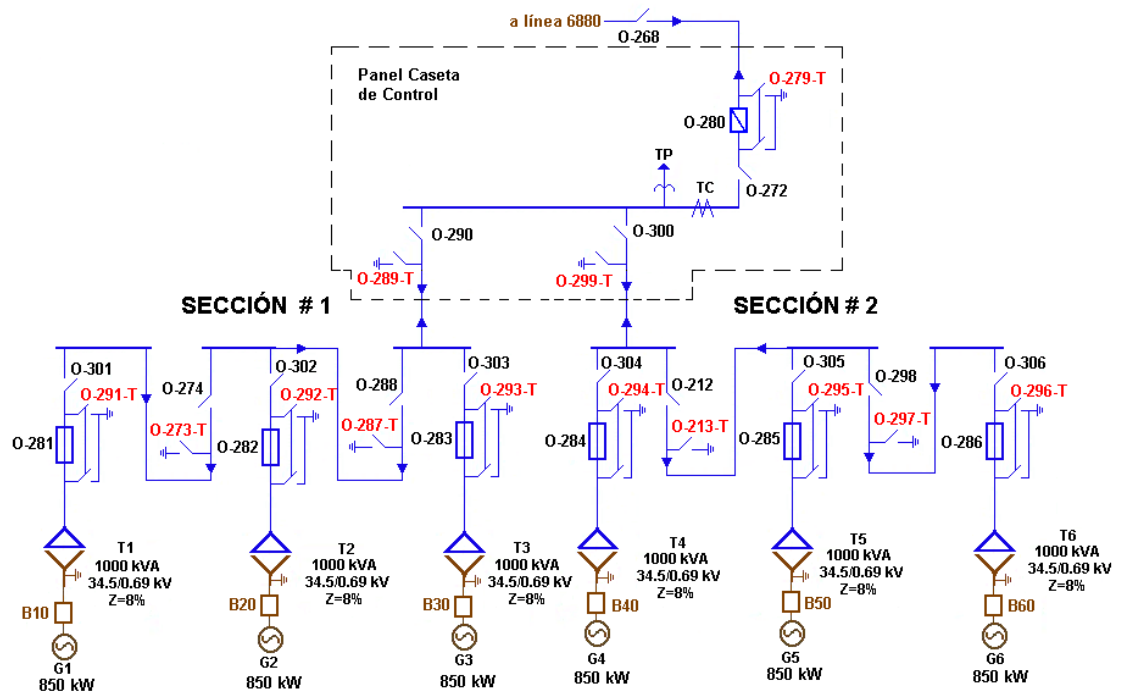
Potencia nominal 850 kW

Tensión 690 V AC

3 Frecuencia 50 Hz / 60 Hz



Parque Eolico #1 Gibara # 419



Anexo # 2 Parque eólico Gibara 1 monolineal y especificaciones técnicas.

Tabla Goldwind S48/750/60Hz wind turbine technical parameter

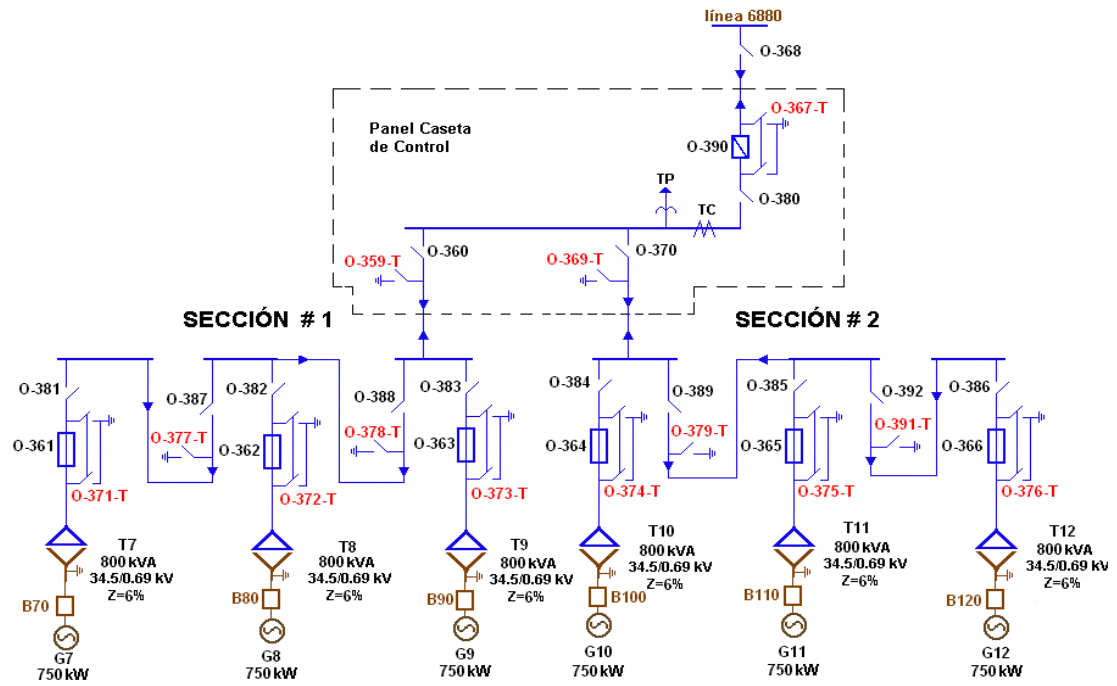
Item		Unit	Specification
Wind turbine	Manufacturer		Goldwind science & technology Co., Ltd
	Safety class		IEC Class I
	Type		Goldwind S48/750(60Hz)
	Rated power	kW	750
	Power adjustable type		Stall
	Rotor diameter	m	49
	Hub height (suggest)	m	50
	Cut-in wind speed	m/s	4
	Rated wind speed	m/s	15
	Cut-out wind speed (10 minutes average)	m/s	25
	Life	Y	20
Wind resource	Annual average wind speed	m/s	10
	Reference wind speed	m/s	50
	Survival wind speed (3 seconds average)	m/s	70
	Turbulence intensity I15	%	18
	Flow inclination	°	±15
Grid	Voltage	V	690±10%
	Frequency	Hz	60±2%
	Voltage unstable extent		<=2%
	Max grid interruptive duration	Day	7
	Interruptive time	time/year	20
Rotor	Type		HT/FD48-750
	Blade material		Reinforced Fiber Glass Resin
	Number		3
	Direction		Horizontal axis
	Rotational	r/min	22.55

Item		Unit	Specification
	Inclination angle	°	5
	Cone angle	°	0
	Wind direction		Upwind
	Direction (upwind)		Clock-wise
Gearbox	Type		FDG-00R1
	Steps		Two stage with planetary and spur gear
	Transmission ratio		1:80.93
	Rated power	kW	825
	Rated torque (input)	kN.m	380
	Lubricants		Mobil SHGEC XMP 320
	Lubrication		Pressure-Forced
Generator	Type		3 phase Asynchronous Generator
	Rated power	kW	750
	Rated voltage	V	690
	Rated current	A	690
	Rated rotational speed	r/min	1822
	Rated power coefficient		0.90
	Connection		Δ
	Insulation level		H
	Protection level		IP54
	Cooling system		IC411
	Center height	mm	450
	Work style		S1
Yawing System	Type		Active yawing
	Driving system		1.5kW four stage planetary gearbox generator
	Bearing		External Gear Ring Four Points Ball Bearing
	Yaw generator	Rated power	kW 1.5
		Rated voltage	V 400/690
		Rated current	A 4.25/2.46
		Rated rotational	r/min 835

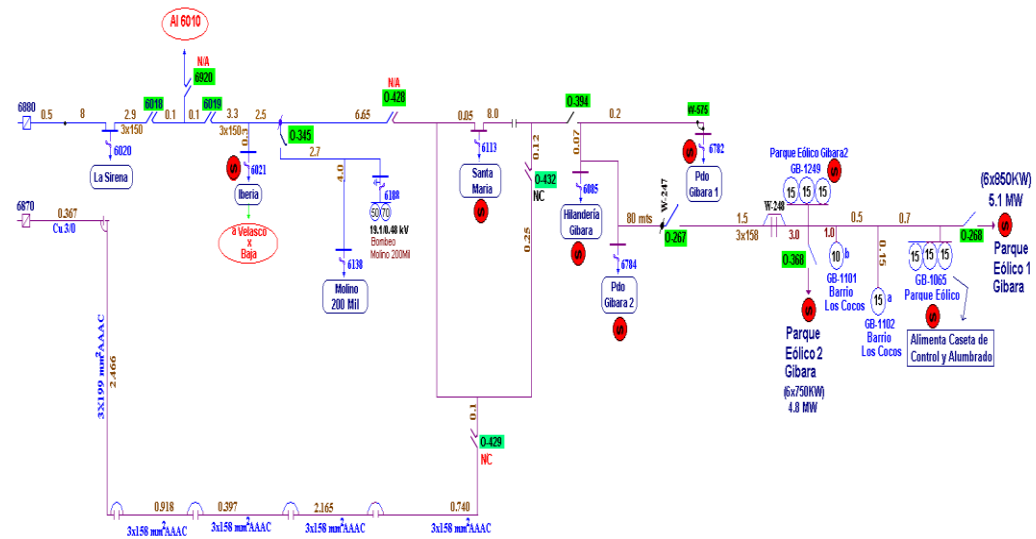
Item			Unit	Specification
		speed		
		Power factor		0.68
		Connection		Δ/ Y
		Insulation level		F
		Protection level		IP55
		Work style		S4
		Electromagnetic brake moment	N.m	30
	Reducer	Rated input power	kW	1.5
		Rated input rotational speed	r/min	835
		Rated output rotational speed	r/min	1.116
		Transmission ratio		748
		Rated input torque	N.m	17.15
	Brake	Pressure range	bar	140~160
		Urn diameter	mm	80
		Frictional coefficient		≥0.4
Control system	Type			Computer control
Tower	Type			Conical tubular steel tower、three segments
	Height		m	47.28
Brake and lighting protection	Primary Brake System			3 Aerodynamic Tip
	Secondary Brake System			2 Brake Discs on High-Speed SHGEaft
	Lighting protection design standard			IEC61024/61312/61400,GB50057-1994
	Lighting protection			Blade tip arrester, nacelle arrester, electric element
High speed brake	Brake moment		N.m	6283.2
	Rated moment on high speed end of gearbox		N.m	3927

Item		Unit	Specification
Hydraulic pump generator	Rated power	kW	1.1
	Rated voltage	V	690
	Rated current	A	1.6
	Rated rotate speed	r/min	1680
	System flux	L/min	3.7
Lubricant pump generator	Rated power	kW	4
	Rated voltage	V	690
	Rated current	A	5.65
	Rated rotational speed	r/min	1150
Radiator generator	Rated power	kW	1.1
	Rated voltage	V	690
	Rated current	A	1.7
	Rated rotational speed	r/min	1100
Weight	Blade	kg/piece	3200
	Hub	kg	4500
	Rotor	kg	14100
	Gearbox	kg	6400
	Generator	kg	4450
	Nacell	kg	22500

Parque Eolico #2 Gibara # 420



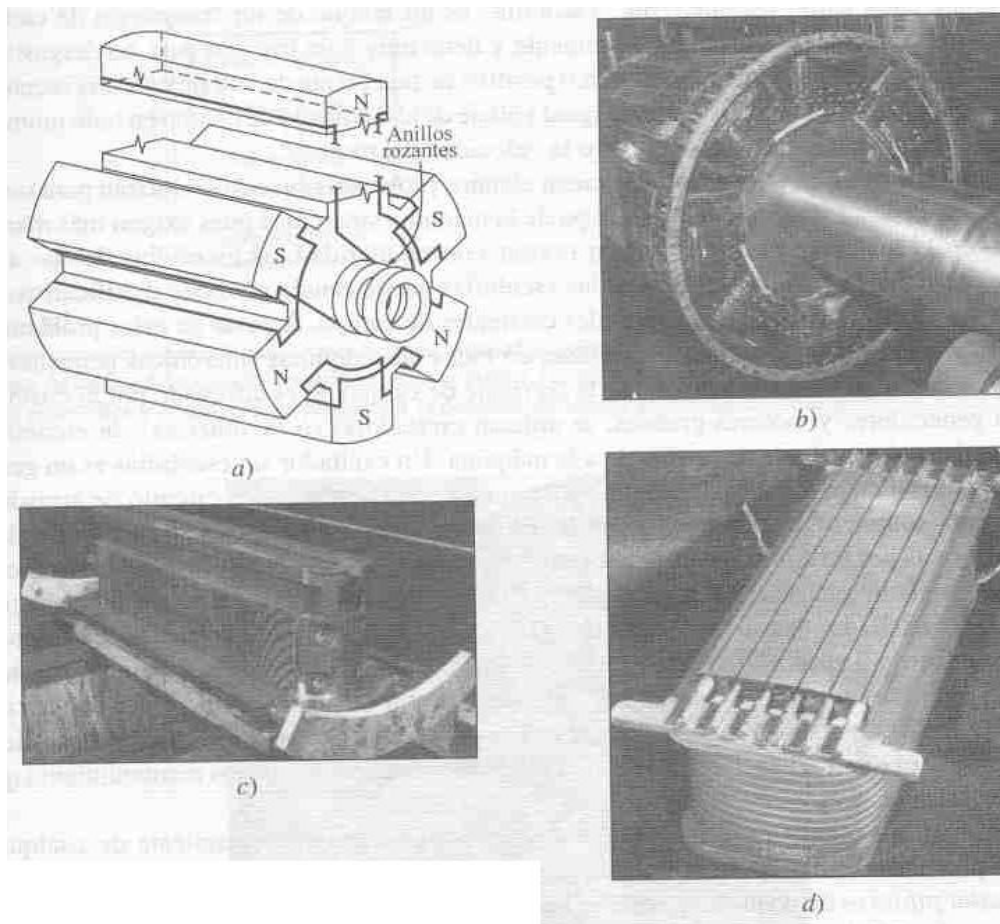
Anexo #3 Monolineal de LSTE 6870.



Anexo #4 Imagen de la Batería de Grupos Electr6genos Di6sel.



Anexo #5 a) Rotor de seis polos salientes en maquina sincrónica. **b)** Fotografía de un rotor de maquina sincrónica de ocho polos salientes que muestra los devanados en los polos individuales del rotor (cortesía de General Electric Company). **c)** Fotografía de un polo saliente individual de un rotor en el cual no se han colocado aun los devanados de campo (cortesía de General Electric Company). **d)** Polo saliente individual mostrado después que se ha instalado el devanado de campo, pero antes de ser instalado en el rotor (cortesía de General Electric Company).



Anexo 5 Microsistema híbrido diésel-eólico de Gibara.



UEB DESPACHO (REGIMENES)

Carretera Central No. 15 e/ Martí y Holguín, Holguín. CP. 80100

parra@elechol.une.cu; regimenes@elechol.une.cu

Jueves 21 de Junio del 2011

Ref: Microsistema Caridad–Canela con aporte de Parque Eólico.

	Duration	Magnitude Phase1	Magnitude Phase2	Magnitude Phase3	Cause	timestamp
1	1.046.26001	0	0	0	SagSwell	21/06/2011 14:40:27.856
2	0.202	113	112	111	SagSwell	21/06/2011 14:23:00.367
3	1.138	39	38	41	SagSwell	21/06/2011 14:23:00.031
4	0.535	82	82	81	SagSwell	21/06/2011 08:50:34.330
5	982.294006	0	0	0	SagSwell	21/06/2011 08:47:17.864
6	0.333	94	102	86	SagSwell	19/06/2011 15:06:16.677

Microsistema Caridad –Canela a las 16:00 del 21 de Junio del 2011 vista en Scada ION.

Ref: Isla La Caridad Parque Eólico Gibara 1

Condiciones para realizar la Isla

Las 7 Máquinas de la Batería La Caridad.

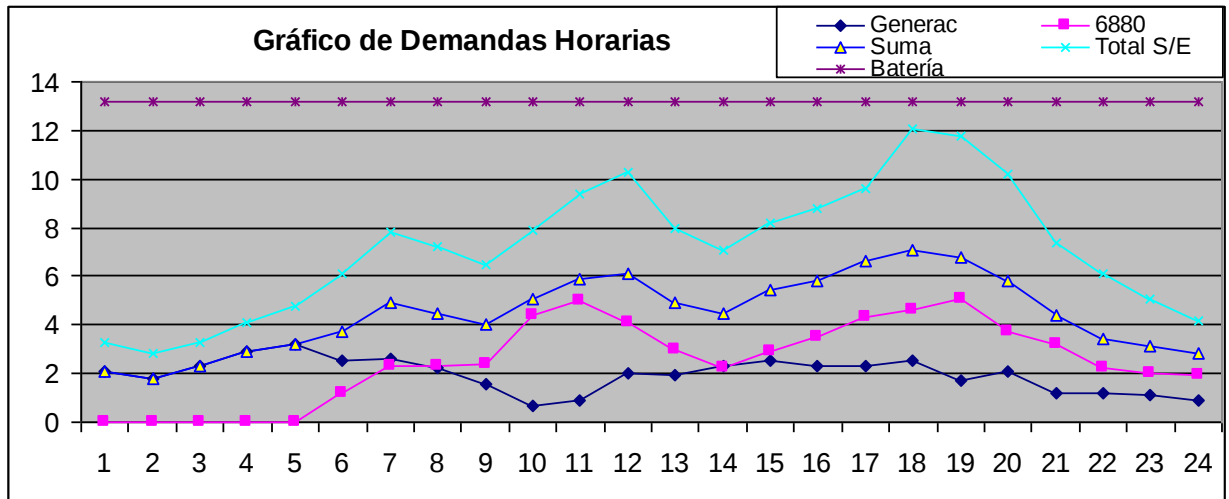
Generando el parque Eólico de Gibara.

Como Proceder

Sincronizar la Batería y una vez hecha la Isla regular de 34.3 a 34.1 kV en la Barra de 33 kV.

Luego de forma automática si existe aire suficiente el parque Eólico debe comenzar a generar provocando una disminución de la carga que tendría que entregar la Batería, por esta causa se recomienda trabajar la barra de 33 kV lo

más cerca posible de 34.0 kV para disminuir el efecto de subida de tensión que puede provocar el aumento de Generación del Parque Eólico.



Resultados del estudio.

Sin generar el Parque Eólico

Voltaje en los GE entre 490-493 V

Voltaje en barra de 13.8 kV de la Batería de 13.87 kV

Voltaje en barra de 33 kV de La Caridad de 33.99 kV

Voltaje en Parque Eólico 1 de 32.29 kV

Generando hasta 2.5 MW el Parque Eolico

Voltaje en los GE entre 493-495 V

Voltaje en barra de 13.8 kV de la Batería de 13.91 kV

Voltaje en barra de 33 kV de La Caridad de 34.15 kV

Voltaje en Parque Eolico 1 de 33.06 kV

Ing. Orlando E. Parra Infante

Espec. Princ. Dto Regímenes DTON

Empresa Eléctrica Holguín