



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

TESIS EN OPCIÓN AL TÍTULO DE MÁSTER EN ELECTROMECAÁNICA

MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DE SISTEMA HÍBRIDO PARA LA CIUDAD DE MOA.

Autor: Ing. Yordan Guerrero Rojas.

Tutor (es): Dr. C. Reynaldo Laborde Brown.

Instituto Superior Minero Metalúrgico “Dr. Antonio Núñez Jiménez”
Facultad Metalurgia Electromecánica
Departamento de Eléctrica

M Sc. Ignacio Romero Rueda.

Instituto Superior Minero Metalúrgico “Dr. Antonio Núñez Jiménez”
Facultad Metalurgia Electromecánica
Departamento de Eléctrica

Moa 2012

Pensamiento

“Debemos preocuparnos por prestar servicios con eficiencia y óptima calidad, y simultáneamente producir el nuevo hombre que constituye y crea la nueva sociedad socialista, que es el hombre que produce, sirve, dirige, controla y supervisa. Hace falta tener control y supervisión para prestar servicios con eficiencia...”

Ernesto “Che” Guevara

Declaración de autoría

Certifico la propiedad intelectual del presente trabajo, a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente. Para que así conste firman:

Dr. Reynaldo Laborde Brown (Tutor)

MSc. Ignacio Romero Rueda (Tutor)

Ing. Yordan Guerrero Rojas (Maestrante)

Dedicatoria

Por mis Hijos.

A mi Madre.

A mi Padre.

A mi Hermanita.

A mi Esposa.

A mi segunda Madre.

A todos mis Colegas que respeto por su trabajo y ejemplo.

A mis alumnos.

A mis amigos.

Agradecimientos

Agradezco a todos los que me han motivado y dado fuerzas para cumplir esta meta.

A mis tutores Dr. C Reynaldo Laborde Brown e MSc. Ignacio Romero Rueda por su ayuda desinteresada, por guiarme en la realización de este trabajo. Por ser ejemplo para mí de entrega al conocimiento y por brindar su experiencia incondicionalmente.

Al Dr. Luis Rojas Purón por su confianza, y por alentarme.

A los MSc. Oscar Peña Guilarte y Wilber Acuña Rodríguez por sus consejos y amistad.

A mis colegas del Departamento de Eléctrica por apoyarme, presionarme y ayudarme en lo que necesité.

Al Dr. Enrique Torres por su ejemplo y por inculcar disciplina en esta tarea.

A mis amigos.

A todas aquellas personas que de una forma u otra me han apoyado.

A todos, muchas gracias.

Síntesis.

El presente trabajo consiste en la simulación en el ambiente del Simulink de Matlab, de un sistema híbrido compuesto por motor de combustión, una pequeña central hidroeléctrica y un parque eólico en el municipio Moa. La aplicación es útil para el análisis y simulación de un sistema real conectado a una red pública. Para facilitar el estudio de la influencia de cada módulo independiente, la aplicación se realiza en arquitectura modular. Se implementan los bloques de los modelos del aerogenerador, grupos electrógenos, hidroeléctrica y carga, además se presentan los resultados de la simulación. Se determina el potencial eólico de una estación anemométrica y se establece un procedimiento para el garantizar el trabajo estable del sistema híbrido. Una de las aplicaciones más importantes es el estudio del comportamiento del sistema híbrido lo que permite el empleo de energías renovables y fuentes variables en tiempo alimentando continuamente las cargas en régimen autónomo. El trabajo es una útil herramienta para la investigación y la docencia.

Palabras clave: Modelación y simulación, sistemas híbridos, Matlab.

Abstract:

The paper presents the modeling of a: gen set-hydroelectric-wind farm, hybrid system in Matlab/Simulink environment. The application is useful for analysis and simulation of a real hybrid system connected to a public grid. Application is built on modular architecture to facilitate easy study of each component module influence. Blocks like wind model, gen set model, hydroelectric model, and load are implemented and the results of simulation are also presented. The wind potential of an anemometric station is calculated and a procedure to guarantee the stable operation of the hybrid system is established. One of the most important applications is the studies of the behavior of hybrid system which allows employing renewable and variable in time energy sources while providing a continuous supply in islanding conditions. Application represents a useful tool in research activity and also in teaching.

Key words: Modeling and simulation, hybrid systems, Matlab.

Índice.

Introducción General.	1
Situación Problemática.....	4
Problema.....	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos	4
Objeto de estudio	5
Campo de acción	5
Hipótesis:.....	5
Tareas.....	5
Factibilidad de la investigación	6
Aportes	6
Capítulo 1. Marco teórico.	7
Introducción.....	7
1.1 Sistemas híbridos.....	7
1.1.1 Aplicaciones híbridas.	13
1.2 Fundamentación teórica.	14
1.2.1 Transformadores trifásicos. Modelos.	14
1.2.2 Generadores sincrónicos.....	16
1.2.3 Aerogeneradores.....	22
1.2.4 Minihidroeléctrica.	25
1.2.5 Cargas.	26
1.3 Modelación y simulación.....	30
1.4 Conclusiones del capítulo.	34
Capítulo 2. Materiales y métodos.	35
Introducción.....	35
2.1 Diseño de la investigación.....	35
2.2 Caracterización del sistema de distribución de Moa.	36
2.2.1 Subestación Moa Nueva.	37
2.2.2 Subestación Vivienda Checa.	39
2.2.3 Circuitos residenciales de Moa.....	40
2.2.4 Batería de grupos electrógenos diesel Moa.	41
2.2.5 Pequeña Central Hidroeléctrica Nuevo Mundo.....	42
2.3 Procedimiento para el estudio del comportamiento de la demanda.	44
2.4 Procedimiento para la determinación de la velocidad y dirección del viento.	45
2.5 Procedimiento para la confección de los modelos.....	46
2.5.1 Modelo de la Batería de grupos electrógenos diesel Moa.	46
2.5.2 Modelo de la pequeña central hidroeléctrica.	50
2.5.3 Modelo del parque eólico.	50
2.6 Potencial eólico de la estación UMilitar.....	51
2.7 Conclusiones del capítulo.....	52
Capítulo 3. Resultados y discusión.	53
Introducción.....	53
3.1 Resultado del análisis de la demanda	53
3.2 Modelos para la simulación.....	55

3.3 Simulación del sistema híbrido.	62
3.4 Procedimiento para operación en isla.	72
3.5 Valoración económica.	80
3.6 Conclusiones del capítulo.	83
Conclusiones	84
Recomendaciones	85
Bibliografía	86
Anexos	

Introducción General.

Gran parte de la población del mundo vive todavía sin los beneficios de la energía eléctrica. Más de mil millones de personas en países en vías de desarrollo no cuentan con un suministro de electricidad o este no satisface sus requerimientos. Generalmente, es el resultado de lo aislado y fragmentado de la geografía, del alto costo de la instalación y del mantenimiento de una red convencional de gran escala [Newnham y Baldsing, 2002], a estas causas se le adiciona el elevado costo de los combustibles fósiles destinados a la generación de electricidad.

El aprovisionamiento de energía en las condiciones actuales, requiere de una solución diferente a las tradicionales formas de electrificación [Lagunas Mendoza, 2004]. Las dimensiones de las redes convencionales pueden reducirse en micro redes, donde el uso de las energías renovables, resulta atractivo por sus aportes como una vía para reducir el consumo de combustible fósil y el impacto positivo en el medio ambiente.

El empleo de las fuentes renovables de energía conectadas directamente a la red o con almacenamiento, ha conllevado a una descentralización de la producción de electricidad, dando paso a la Generación Distribuida (GD). La energía eólica, plantas solares y de biomasa, mini hidroeléctricas y celdas de combustible, son ejemplos de la consolidación de las fuentes renovables de energía dentro de los sistemas de potencia distribuidos. [González, 2008]

La combinación de dos o más de estas fuentes entre sí o con fuentes convencionales, forma lo que se denomina Sistemas Híbridos de Generación de Electricidad (SHGE), considerados por los especialistas como la tecnología clave para solucionar el problema del futuro suministro eléctrico global ante las crecientes demandas de la población y la industria, aventajando a los sistemas convencionales por su menor costo, inversión, menor impacto ambiental negativo, proximidad a la carga e impacto positivo en los clientes. [Task Force, 2007]. Con una adecuada red de distribución pueden funcionar como la alimentación de una micro red ante desastres naturales, guerras u otras situaciones de emergencia, lo que constituye una solución prometedora por entregar beneficios significativos a corto plazo, tanto en régimen autónomo como conectados a la red principal. [Caire, IEEE 2002].

Las estrategias para obtener la energía dependen de cada caso particular y pueden proceder de fuentes renovables, generación de energía a partir de procesos o energía residual, utilizar sistemas de generación distribuida convencionales, como los grupos diesel u obtener energía parcial de las redes principales durante la operación en paralelo. En [Wies *et al.*, 2004] se muestra la reducción que se produce en los costes de operación y de emisiones contaminantes en los sistemas fotovoltaicos-diesel frente a los sistemas que únicamente poseen generador Diesel.

En Hawai se desarrolló un plan para la instalación y funcionamiento de dos sistemas híbridos eólico-diesel. Los momentos culminantes del funcionamiento a lo largo de varios años demostraron el beneficio en la producción de electricidad, dado por los beneficios económicos y ambientales de este recurso. Esta tecnología permite una contribución de energía renovable anual combinada de un 80%. [Batista Fernández, 2008]

Además se instalaron en Grecia, Australia, Brasil, España, Canadá, Estados Unidos y otros muchos países, tanto desarrollados como en vías de desarrollo. Existe una tendencia creciente en los países latinoamericanos a introducir en sus sistemas de potencia, los híbridos de generación, a partir de la ayuda de organizaciones internacionales para el desarrollo de las energías renovables como la Asociación Latino Americana para la Energía Eólica, LAWEA por sus siglas en inglés (Latin-American Wind Energy Association).

En Cuba, antes de la contingencia energética experimentada en el año 2006, se utilizaban a pequeña escala los grupos de emergencia diesel, principalmente en zonas de difícil acceso, puestos de Guardafronteras y estaciones meteorológicas, existían además, instalaciones que aprovechaban la energía eólica con máquinas de baja potencia.

En el año 2001, se ejecuta por EcoSol la instalación de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos en tres escuelas primarias en Maisí, constituidos por un aerogenerador, tipo AirMarine con una potencia de 0,40 kW, y paneles solares fotovoltaicos con una potencia de 0,17 kW.

En la Escuela Secundaria Básica Agustín Gómez en Santo Domingo, Villa Clara, EcoSol Solar instala un sistema híbrido eólico-fotovoltaico, constituido por un aerogenerador tipo AirMarine con una potencia de 0,40 kW y paneles solares fotovoltaicos con una potencia de 0,10 kW.

Se realiza en el 2002 el montaje de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico en Cayo Cruz, Esmeralda, Camagüey, constituido por un aerogenerador tipo AirMarine con una potencia de 0,40 kW y paneles solares fotovoltaicos con una potencia de 0,17 kW.

Se instaló un sistema híbrido eólico-fotovoltaico en Áreas Protegidas La Salina en la Ciénaga de Zapata, Matanzas, constituido por un aerogenerador tipo AirMarine con una potencia de 0,40 kW y paneles solares fotovoltaicos con una potencia de 0,80 kW. El sistema funciona satisfactoriamente en ambiente agresivo. Instalación ejecutada por Eco Sol Solar.

En marzo de 2003 se instala un sistema híbrido eólico-fotovoltaico en el Consejo Popular de Viento Frío en San Antonio del Sur, Guantánamo, constituido por un aerogenerador tipo Inclín con una potencia de 3,0 kW y paneles solares fotovoltaicos con una potencia de 2,0 kW. El sistema se sustituyó por sistemas fotovoltaicos independientes.

En diciembre de 2004 se ejecuta el montaje de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diesel en el puesto de Guardafronteras de Bahía de Cádiz, Corralillo, Villa Clara, constituido por un aerogenerador tipo Inclín 1500, paneles solares fotovoltaicos con una potencia de 2,40 kW y una planta diesel. [Moreno *et al*, 2008]

Para el análisis de estos sistemas es importante el monitoreo de la tensión en los puntos de conexión, las potencias activas y reactivas, así como el factor de potencia. Con la conexión de las cargas para una generación fija, la tensión en los bornes debe mantenerse constante hasta tanto la carga no supere la capacidad instalada del sistema híbrido.

En Cuba, se introduce la GD en el año 2006, inicialmente conectada al Sistema Electroenergético Nacional (SEN), sustentada en la instalación y explotación de centrales eléctricas de grupos electrógenos que utilizan como combustible el fuel y el diesel; complementando la generación de electricidad con las centrales termoeléctricas principales y el uso de fuentes de energía renovables. [UNE. Dirección de Generación Distribuida, 2007].

La instalación de 3 parques eólicos conectados a la red (Los Canarreos, Gibara 1, Gibara 2), paneles solares, pequeñas centrales hidroeléctricas y baterías de grupos electrógenos diesel y fuel, han potenciado el sistema de potencia garantizando estabilidad en la generación. La distribución de estas

fuentes generadoras permite la creación de micro redes. En el municipio Moa se cuenta con una batería diesel de 15.104 MW y una pequeña central hidroeléctrica de 2 MW, además, velocidades promedios del viento superiores a 6 m/s, propician la instalación de parques eólicos.

Situación Problemática

En el municipio Moa las fuentes de generación de energía eléctrica existentes operan de forma independiente entre ellas y en paralelo con la red nacional, los procesos de asimilación de demanda, respuesta ante fallas, sincronización y en planes futuros la penetración eólica, suceden sin ser estudiados por carecer de un modelo que simule el comportamiento de la micro-red de Moa alimentada con el sistema híbrido que se forma al enlazar las fuentes de generación propia.

De donde se deriva el siguiente

Problema

No se ha elaborado un modelo que permita la simulación del funcionamiento estable del sistema híbrido formado por motor de combustión interna-pequeña central hidroeléctrica-parque eólico en la ciudad de Moa.

De este se establece como:

Objetivo General

Elaborar un modelo que permita la simulación del sistema híbrido motor de combustión interna-pequeña central hidroeléctrica-parque eólico en condiciones de funcionamiento estable.

Objetivos Específicos

1. Determinar las posibilidades del establecimiento de un sistema híbrido para el municipio Moa en condiciones especiales.
2. Conformar los modelos de los componentes del posible sistema híbrido y simular el comportamiento como microsistema.

3. Establecer procedimiento para la sincronización del sistema híbrido con fuentes de energía renovables y no renovables.
4. Proponer una metodología para la operación estable del microsistema Moa.

Objeto de estudio

Sistema híbrido motor de combustión interna-pequeña central hidroeléctrica-parque eólico de la ciudad de Moa.

Campo de acción

Modelación y simulación del sistema híbrido motor de combustión interna- pequeña central hidroeléctrica con propuesta de ampliación con energía eólica en la ciudad de Moa.

Hipótesis:

Si se toman en consideración los parámetros de operación individuales de las fuentes generadoras distribuidas, es posible elaborar un modelo que permita la simulación de un sistema híbrido integrado por estas fuentes.

La investigación se guía por las siguientes,

Tareas

1. Revisión bibliográfica.
2. Recopilación del comportamiento de la carga residencial del municipio Moa.
3. Cálculo de potencial eólico de la región.
4. Elaboración de los modelos matemáticos de los componentes del sistema y de su integración.
5. Elaboración del programa para la simulación.
6. Procesamiento de la información.
7. Valoración económica.

Factibilidad de la investigación

En algunos trabajos se ha demostrado la viabilidad económica de los sistemas híbridos para el suministro de energía eléctrica a núcleos aislados de la red, especialmente en zonas remotas de difícil acceso. En [Gutiérrez Vera, 1992] se estudian y comparan diferentes opciones para electrificar comunidades aisladas de México, considerando tanto sistemas centralizados como distribuidos, que hacen uso de generadores Diesel, fotovoltaicos, eólicos y de sistemas híbridos. Obteniendo como resultado que los sistemas más apropiados técnica y económicamente, para las comunidades típicas aisladas de México, son los sistemas híbridos Fotovoltaico-Diesel con almacenamiento en baterías y, en algunos casos, incluyendo también aerogeneradores.

En otro trabajo [Wichert, 1997] se estudian los sistemas híbridos de generación de energía eléctrica basados en fuentes renovables, concluyendo que estos son una alternativa viable a la red eléctrica convencional y al suministro de energía basado en combustibles fósiles en zonas alejadas de la red eléctrica por la reducción de los costos de inversión y mantenimiento.

Aportes

Metodológico:

Herramienta para el análisis de procesos de asimilación de demanda, sincronización, respuesta ante fallas, penetración eólica, control con inteligencia artificial, calidad de energía.

Práctico:

Herramienta para el apoyo en la planificación y toma de decisiones. (Distribución de la generación en función de las cargas de primera y segunda categorías). Procedimiento para la sincronización del sistema híbrido en régimen estable.

Capítulo 1. Marco teórico.

Introducción

En este capítulo se analizan las particularidades de las micro redes como nuevo concepto en la producción de electricidad, sus ventajas y desventajas, además de su implementación con sistemas híbridos de generación tanto en Cuba como en diferentes partes del mundo. Además se tratan los principales programas empleados en la simulación de la operación de estos sistemas de generación.

1.1 Sistemas híbridos.

Se cuenta con tres definiciones de **Sistemas híbridos**:

El Sistema Híbrido de Generación de Electricidad (SHGE) incorpora más de un tipo de generador eléctrico. En suma a un arreglo fotovoltaico, este puede incluir aerogeneradores, generadores microhidráulicos, generadores termoeléctricos y generadores basados en combustibles fósiles [IEA PVPS, 1998].

Un Sistema Híbrido de Generación de Electricidad está integrado por diferentes tecnologías de energías renovables con generadores diesel, inversores y baterías para proveer energía eléctrica similar a la red convencional [Ashari y Nayar, 1999].

El Sistema Híbrido de Generación de Electricidad se define como la integración de dos o más tecnologías (solar, eólica, biomasa, microhidráulica, etc.) con la finalidad de satisfacer los requerimientos energéticos a un costo competitivo (Mejía et al, 2001).

La conexión próxima a las cargas incrementa la calidad y confiabilidad desde la perspectiva de los clientes y ayuda a enfrentar el incremento de carga en las líneas de transmisión. Además, los pequeños sistemas de generación híbridos, requieren de menores inversiones y menos autorizaciones para ser instalados. Los sistemas híbridos utilizando energías renovables se fortalece gracias a su bajo impacto ambiental negativo. [Losi Arturo, IEEE 2005]

Desde el punto de vista de la estructura, los sistemas híbridos de generación de electricidad se

pueden clasificar dentro de dos topologías: serie y paralelo [Nayar *et al*, 1993] y estos últimos a su vez se pueden clasificar como topología paralelo con acoplamiento en CD (corriente directa) o topología paralelo con acoplamiento en CA (corriente alterna) [Dehbonei *et al*, 2003].

Topología serie [Nayar *et al*, 1993]

En los sistemas híbridos de generación de electricidad de topología serie (figura 1.1), el generador diesel y las fuentes de energía renovable se utilizan para cargar el banco de baterías. El generador diesel está conectado en serie con el inversor para alimentar la carga y, de hecho, el generador diesel no puede alimentar a la carga directamente ya que su salida es rectificadora. El inversor convierte la energía del banco de baterías y del generador diesel a corriente alterna. Esta corriente se suministra a la carga. La capacidad del banco de baterías y del inversor debe ser suficiente para cubrir la demanda pico de la carga, mientras que la capacidad del generador diesel debe ser adecuada para soportar el pico de demanda y cargar el banco de baterías en forma simultánea.

La potencia entregada a la batería se puede controlar de dos formas, controlando la excitación del alternador o incorporando un regulador de carga en las fuentes de energía renovables.

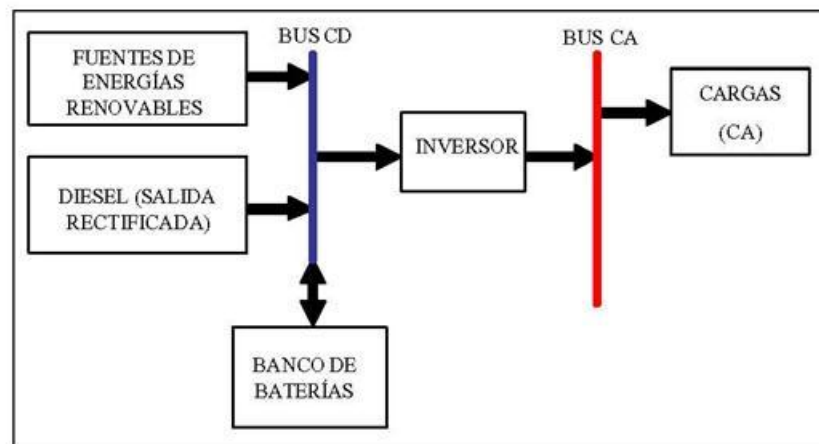


Figura 1.1 Topología serie de un sistema híbrido. Fuente: Nayar *et al*, 2003.

Esta topología permite suministrar la energía a la carga sin ninguna interrupción cuando se lleva el cambio del generador diesel o el arreglo fotovoltaico (FV) para cargar el banco de baterías.

Los principios de diseño de este sistema son relativamente sencillos de implementar, pero se tienen

las siguientes desventajas:

- Baja eficiencia de todo el sistema debido a la configuración serie de los elementos; una cierta cantidad de energía se pierde debido a la baja eficiencia de la batería y del inversor.
- Debe utilizarse un inversor de gran tamaño de manera que su capacidad sea sustancialmente más grande que el pico de demanda máxima.
- Cuando las fuentes de energía renovable están generando en el sistema, éste lleva a un control limitado del generador diesel.

Topología paralelo con acoplamiento en CD [Nayar et al, 1993]

El diagrama a bloques de un sistema híbrido de generación de electricidad con topología paralelo con acoplamiento en CD se muestra en la figura 1.2. Los sistemas híbridos de generación de electricidad con esta topología tienen un funcionamiento mejor que los sistemas con topología serie. En este esquema, las fuentes de energía renovables y el generador diesel suministran una porción de la demanda de la carga directamente, lo que resulta en una mayor eficiencia de todo el sistema.

El generador diesel y el inversor pueden operar en modo separado (*stand-alone*) o paralelo. Esto ofrece diferentes combinaciones de componentes para alimentar a la carga. Cuando la carga es baja, ya sea el generador diesel o el inversor en modo *stand-alone* pueden alimentarla. Sin embargo, durante la demanda pico, ambos elementos se operan en modo paralelo. Debido a esta operación en paralelo, la capacidad del inversor y del generador diesel puede ser menor que si operaran en modo separado.

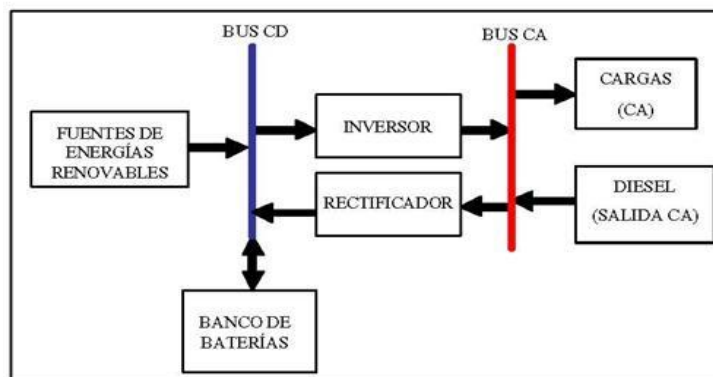


Figura 1.2 Topología paralelo con acoplamiento en corriente directa. Fuente: Dehbonei *et al*, 2003.

Los principios de diseño de este sistema son relativamente complicados de implementar debido a la operación paralelo, pero se tienen algunas ventajas:

- La carga del sistema se puede alimentar en forma óptima.
- La eficiencia del generador diesel se puede maximizar debido a que tiene una potencia de operación promedio más alta.
- El mantenimiento del generador diesel se puede minimizar debido a la reducción del tiempo de operación.
- Con esta configuración es posible reducir las capacidades del generador diesel, la batería y las fuentes renovables garantizando el suministro de la demanda pico del sistema.

El rectificador y el inversor que se muestran en forma separada en la figura 1.2 se pueden combinar en un inversor o convertidor bidireccional. Éste puede alimentar a la carga junto con el generador diesel o aceptar potencia de éste y operar como un cargador de batería. Para ello se requiere un controlador que supervise la operación del sistema y que seleccione el modo de operación más apropiado para alimentar una cierta carga sin interrumpir la potencia entregada a ésta.

Esta topología tiene las siguientes desventajas [Dehbonei *et al*, 2003]:

- La integración en CD de las fuentes renovables de energía resulta en una solución “a la medida”, es decir, la solución es para una determinada aplicación en particular.
- Se requieren altos costos de ingeniería, hardware, reparaciones y mantenimiento.
- Es difícil hacer una ampliación de la capacidad de generación y de demanda del sistema. Para ello, es necesario cambiar la capacidad del inversor bidireccional y del banco de baterías, entre otras cosas.

Topología paralelo con acoplamiento en CA

Esta topología se presenta en la figura 1.3, la cual tiene las siguientes ventajas:

- Se puede aumentar fácilmente la carga demandada del sistema y la capacidad de las fuentes de generación sin mayores cambios en la configuración eléctrica del sistema, debido a que la topología funciona en forma similar a una red eléctrica de gran escala.
- En esta topología se tienen también las ventajas enumeradas para la topología en paralelo con

acoplamiento en CD.

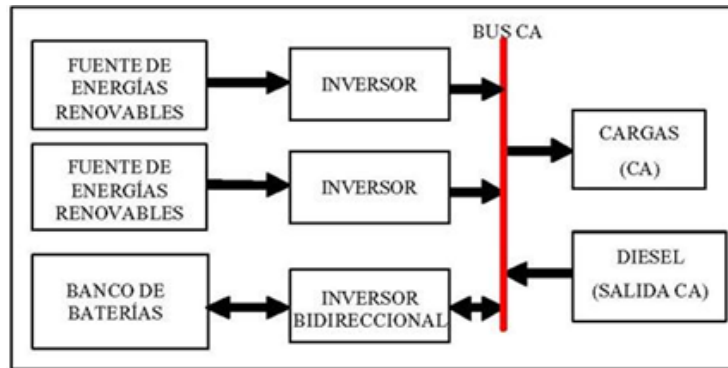


Figura 1.3 Topología paralelo con acoplamiento en corriente alterna de un sistema híbrido. Fuente: Dehbonei *et al*, 2003.

Esta topología requiere de un control que debe cubrir dos aspectos diferentes [Lemos, 2000] un control dinámico, que funcione en segundos o milisegundos, que tome en cuenta el control del voltaje y la frecuencia de la red, su estabilidad y su protección y el control de la estrategia de operación. El control involucra decisiones acerca del flujo de energía (en un tiempo de algunos segundos a horas) y acciones para mejorar la operación del sistema.

Esta topología puede tener las siguientes desventajas:

- El sistema requiere de un controlador más sofisticado enfocado a los dos puntos mencionados.
- Cada fuente de generación renovable requiere de un inversor para acoplar su voltaje y frecuencia a los de la red eléctrica del sistema y además éste debe garantizar la adecuada sincronización de éstos para no desestabilizar o meter ruido a la red.
- Existe un incremento en el costo del sistema debido al control y a los inversores requeridos por cada una de las fuentes de generación renovable.
- Por tratarse de un sistema en CA, se requiere realizar el control de la potencia reactiva en el sistema.

En varios trabajos se ha demostrado la viabilidad económica de los sistemas híbridos para el suministro de energía eléctrica a clientes aislados de la red, especialmente en zonas remotas de

difícil acceso y como parte de micro sistemas creados por causa de fallas en las redes principales o eventos naturales.

En [Gutiérrez Vera, 1992] se estudian y comparan diferentes opciones para electrificar comunidades aisladas de México, considerando tanto sistemas centralizados como distribuidos, que hacen uso de generadores diesel, fotovoltaicos, eólicos y de sistemas híbridos. Obteniendo como resultado que los sistemas más apropiados técnica y económicamente, para las comunidades típicas aisladas de México, son los sistemas híbridos Fotovoltaico-Diesel con almacenamiento en baterías y, en algunos casos, incluyendo también aerogeneradores.

En otro trabajo [Wichert, 1997] se estudian los sistemas híbridos de generación de energía eléctrica basados en fuentes renovables, concluyendo que éstos son una alternativa viable a la red eléctrica convencional y al suministro de energía basado en combustibles fósiles en zonas alejadas de la red eléctrica.

Otros autores [Manwell and McGowan, 1999] exponen los avances en sistemas híbridos Fotovoltaico-Eólico-Diesel (PV-Eólico-Diesel) en cuanto a sistemas de control electrónicos (reguladores de tensión y frecuencia de generadores Diesel y de los aerogeneradores), diversas experiencias de sistemas híbridos en varios lugares del mundo, así como las herramientas de simulación de estos sistemas.

Varios autores han estudiado el comportamiento de los sistemas PV-Eólico-Diesel. En [Elhadidy, 2000, 2002] se analiza el comportamiento de diversas variantes de sistemas PV-Eólico-Diesel.

La utilización de los sistemas híbridos como fuente de generación en microsisemas está aumentando acorde a la intención de reducir la dependencia sobre el consumo de combustibles fósiles para la producción de electricidad y las ventajas del uso la GD con fuentes de energía renovable.[Costa A.C.A e Feitosa, 2010]

A partir de varias fuentes de generación un sistema híbrido obtiene en cada momento la energía de la fuente donde es más barata. [Costa A.C.A e Feitosa, 2010] El objetivo de este tipo de generación es integrar en un mismo sistema, todas las opciones de energía potencialmente utilizables en un determinado lugar. Se pueden diseñar sistemas con y sin almacenamiento de energía.

1.1.1 Aplicaciones híbridas.

Cada territorio adapta las tecnologías a sus potenciales. En el mundo existen sistemas híbridos de generación de electricidad para diversas aplicaciones, entre las que cabe destacar las siguientes.

El Proyecto Eólico San Cristóbal instala un sistema híbrido eólico-diesel en la isla de San Cristóbal, Ecuador, para reducir la cantidad de diesel como combustible utilizado en la generación de electricidad, y para promover la introducción de energía renovable en las Islas Galápagos.

La Corporación de Tanadgusix (TDX), en Alaska, seleccionó el campo Poss cerca del aeropuerto de la Isla bajo su propiedad, para un sistema híbrido eólico-diesel, de esta forma buscó una manera de utilizar la energía del viento eficazmente en su sistema de energía. También quiso reducir el consumo de combustible de diesel por razones medioambientales. [Batista Fernández, 2008]

En Cabo Verde se instalaron dos sistemas, uno en Sal, formado por cinco generadores diesel que entregan una potencia de 2 820 kW y dos turbinas eólicas de 300 kW cada una. Esta instalación comenzó a operar en 1994. El sistema híbrido logró grandes ahorros a la economía y también tiene reducido significativamente la compra anual de combustible. El otro sistema se ubica en la localidad de Mindelo, formado por cuatro generadores diesel de 300 kW que entregan una potencia de 1 200 kW y tres turbinas eólicas de 300 kW cada una.

En Guadalupe cuatro generadores diesel, para una capacidad instalada de 400 kW y doce turbinas eólicas de 12 kW cada una, forman un sistema híbrido. [Batista Fernández, 2008]

También se instalaron en Grecia, Australia, Brasil, España, Canadá, Estados Unidos y otros como:

Sistema híbrido eólico-diesel en Hawái.

Sistema híbrido eólico-diesel en la localidad de Sal en Cabo Verde.

Sistema híbrido eólico-diesel en la localidad de Mindelo en Cabo Verde.

Sistema híbrido eólico-diesel en el Fuerte Ventura en las Islas Canarias.

Sistema híbrido eólico-diesel en la Isla Foula en Shetland Island.

Sistema híbrido eólico-diesel en La Desirade en Guadalupe.

Sistema híbrido eólico-diesel en Marsabit en Kenia.

Sistema híbrido eólico-diesel en la Isla Kythnos en Grecia.

Sistema híbrido eólico-diesel en Denham en Australia.

Sistema híbrido eólico-diesel en la Isla Lemnos en Grecia.

Sistema híbrido eólico-diesel en la Isla Fernando de Noroña en Brasil.

1.2 Fundamentación teórica.

1.2.1 Transformadores trifásicos. Modelos.

Con el objeto de simplificar los modelos de estos dispositivos, normalmente se ha supuesto que el transformador trifásico opera bajo condiciones de balance, lo cual en la mayoría de situaciones prácticas se justifica, permitiendo el uso de modelos matemáticos en función de sus componentes de secuencia desacopladas entre sí.

El transformador es un dispositivo que convierte energía eléctrica de un cierto nivel de voltaje, en energía eléctrica de otro nivel de voltaje, por medio de la acción de un campo magnético, basado en el principio de interacción electromagnética de Faraday. Está constituido por dos o más bobinas de alambre, aisladas entre si eléctricamente por lo general y arrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético.

Matriz de admitancias primitivas del transformador trifásico.

La matriz de admitancias primitiva, usada como base para el modelo del transformador en coordenadas de fase, se obtiene de la red desconectada y utilizando el procedimiento de transformación lineal descrito anteriormente, se calcula la matriz de admitancias nodal.

En general, un transformador trifásico de dos devanados consistirá de 6 admitancias acopladas magnéticamente entre sí, tal como lo muestra la Figura 1.4.

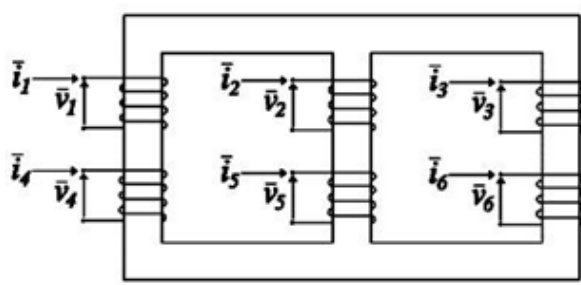


Figura 1.4 Transformador trifásico de dos devanados. Fuente: Tovar, 2006.

El conjunto de ecuaciones relacionando voltajes y corrientes de rama es el siguiente:

$$\begin{bmatrix} \bar{i}_1 \\ \bar{i}_2 \\ \bar{i}_3 \\ \bar{i}_4 \\ \bar{i}_5 \\ \bar{i}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}_{11} & \bar{y}_{12} & \bar{y}_{13} & \bar{y}_{14} & \bar{y}_{15} & \bar{y}_{16} \\ \bar{y}_{21} & \bar{y}_{22} & \bar{y}_{23} & \bar{y}_{24} & \bar{y}_{25} & \bar{y}_{26} \\ \bar{y}_{31} & \bar{y}_{32} & \bar{y}_{33} & \bar{y}_{34} & \bar{y}_{35} & \bar{y}_{36} \\ \bar{y}_{41} & \bar{y}_{42} & \bar{y}_{43} & \bar{y}_{44} & \bar{y}_{45} & \bar{y}_{46} \\ \bar{y}_{51} & \bar{y}_{52} & \bar{y}_{53} & \bar{y}_{54} & \bar{y}_{55} & \bar{y}_{56} \\ \bar{y}_{61} & \bar{y}_{62} & \bar{y}_{63} & \bar{y}_{64} & \bar{y}_{65} & \bar{y}_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{v}_1 \\ \bar{v}_2 \\ \bar{v}_3 \\ \bar{v}_4 \\ \bar{v}_5 \\ \bar{v}_6 \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

Donde los elementos de la matriz de admitancias primitiva (y) pueden medirse directamente. Por ejemplo, mediante la energización del devanado i y cortocircuitando todos los demás devanados, se determina la i -ésima columna de la matriz, mediante la expresión 1.2 [Tovar, 2006]:

$$\bar{y}_{ki} = \frac{\bar{i}_k}{\bar{v}_i} \quad (1.2)$$

En unidades de transformación trifásicas, las admitancias: $\bar{y}_m'$, $\bar{y}_m''$ y $\bar{y}_m'''$, representando acoplamientos entre fases distintas no pueden despreciarse. Si el acoplamiento entre fases distintas puede despreciarse, el acoplamiento entre devanados primarios y secundarios de la misma fase puede modelarse, con la red desconectada que se muestra en la Figura 1.5.

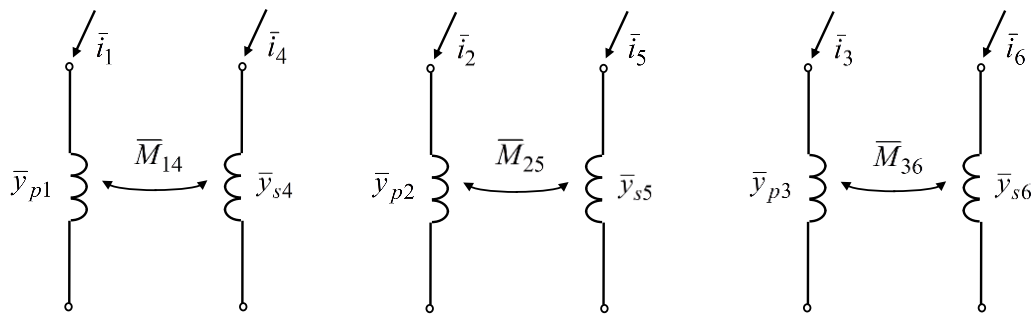


Figura 1.5 Red primitiva de un transformador trifásico despreciando los acoplamiento mutuos entre fases distintas.

Fuente: Tovar, 2006.

Los transformadores tienen una relación de transformación por devanado (k , a o N), se puede generalizar el caso de la Figura 1.5 de la forma siguiente:

$$\bar{y}_{pi} = \frac{\bar{y}}{\alpha_i^2}; \quad \bar{y}_{sj} = \frac{\bar{y}}{\beta_j^2}; \quad \bar{M}_{ij} = \frac{\bar{y}}{\alpha_i \beta_j} \quad \text{para } i = 1, 2, 3 \text{ y } j = 4, 5, 6. \quad (1.3)$$

La nueva ecuación matricial relacionando corrientes y voltajes de rama es:

$$\begin{bmatrix} \bar{i}_1 \\ \bar{i}_2 \\ \bar{i}_3 \\ \bar{i}_4 \\ \bar{i}_5 \\ \bar{i}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{y}_{p1} & & & & & \\ & \bar{y}_{p2} & & & & \\ & & \bar{y}_{p3} & & & \\ \bar{M}_{41} & & & \bar{y}_{s4} & & \\ & \bar{M}_{52} & & & \bar{y}_{s5} & \\ & & \bar{M}_{63} & & & \bar{y}_{s6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{v}_1 \\ \bar{v}_2 \\ \bar{v}_3 \\ \bar{v}_4 \\ \bar{v}_5 \\ \bar{v}_6 \end{bmatrix} \quad (1.4)$$

Modelos de transformadores con conexiones comunes.

La matriz de admitancias nodal para cualquier transformador trifásico de dos devanados puede formarse usando la transformación lineal de coordenadas de fase. [Kostenko, 1992]

Transformador Estrella-Aterrizada/Estrella-Aterrizada

Este tipo de transformador puede representarse por el circuito de la Figura 1.6.

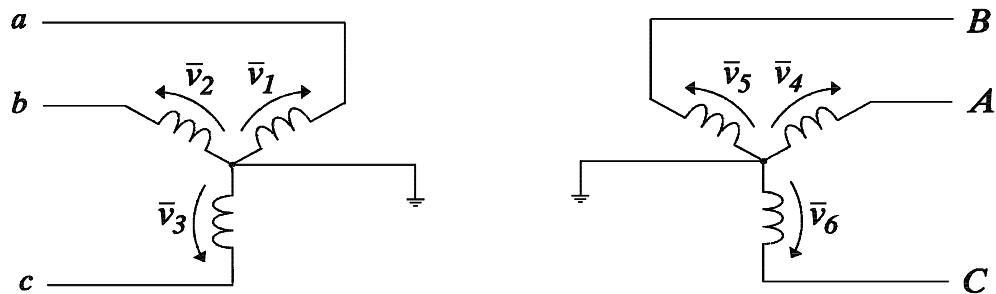


Figura 1.6 Circuito de un transformador estrella-aterrizada/estrella-aterrizada. Fuente: Ruiz, 2006.

1.2.2 Generadores sincrónicos.

Se llama sincrónica, la máquina eléctrica de corriente alterna de dos devanados, uno de los cuales se conecta a la red eléctrica de frecuencia fija ω_1 , mientras que el otro es excitado con corriente directa $\omega_2=0$.

En la revisión que se hizo de los modelos matemáticos que representan la operación de la máquina de combustión interna o motogenerador, se vio que algunos de ellos indican la potencia de salida en función del consumo de combustible [Manwell *et al*, 1998; Lemos, 2000]. Considerando esta situación se revisó la operación de los motogeneradores dentro del SHGE, observándose que sus estrategias de despacho pueden dividirse en alguno de los siguientes dos casos [Manwell *et al*, 1998; Wichert y Lawrence, 1997]: seguimiento de la carga, esto es, alimentando únicamente la carga demandada en el sistema y, operando a potencia nominal, de manera que la potencia generada por el motogenerador alimenta a la carga y la potencia excedente la utiliza para recargar el banco de baterías.

En el SHGE no se incluye el análisis del factor de potencia, porque se considera que la potencia demandada es real.

Criterios para la selección del modelo

Los criterios considerados para la selección del modelo de la máquina de combustión interna son los siguientes:

- La salida del modelo deberá indicar la potencia generada por el motogenerador.
- El modelo no deberá ser dinámico

Ecuaciones en el marco de referencia de fases

Para estudios en estado estacionario, la máquina síncrona puede modelarse considerándola ideal, esto es, suponiendo que la corriente de campo es constante. La Figura 1.7 muestra un circuito equivalente donde el devanado de campo está girando a la velocidad síncrona o de sincronismo, ω_s , del sistema eléctrico de potencia.

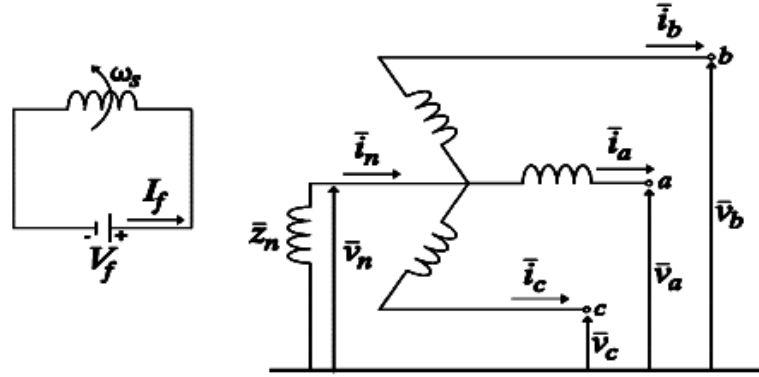


Figura 1.7 Circuito equivalente de la máquina síncrona. Fuente: Ruiz, 2006.

Definiendo:

r_i = Resistencia en la fase i de armadura.

L_{ii} = Inductancia propia de la fase i de armadura.

r_f = Resistencia del devanado de campo.

L_{ff} = Inductancia propia del devanado de campo.

L_{if} = Inductancia mutua entre la fase i y el devanado de campo.

L_{ifm} = Inductancia máxima mutua entre la fase i y el devanado de campo.

L_{ij} = Inductancia mutua entre las fases i y j de armadura.

i, j = a, b, c .

El voltaje instantáneo generado en cada una de las fases es:

$$v_a = \frac{d\lambda}{dt} - i_a r_a + v_n$$

$$v_b = \frac{d\lambda}{dt} - i_b r_b + v_n \quad (1.5)$$

$$v_c = \frac{d\lambda}{dt} - i_c r_c + v_n$$

Desarrollando los encadenamientos de flujo magnético de la ecuación (1.13):

$$\begin{aligned}v_a &= \frac{d}{dt} \left(L_{af} I_f \cos \theta - L_{aa} i_a - L_{ab} i_b - L_{ac} i_c \right) - i_a r_a + v_n \\v_b &= \frac{d}{dt} \left[L_{bf} I_f \cos(\theta - 120^\circ) - L_{ba} i_a - L_{bb} i_b - L_{bc} i_c \right] - i_b r_b + v_n \\v_c &= \frac{d}{dt} \left[L_{cf} I_f \cos(\theta - 240^\circ) - L_{ca} i_a - L_{cb} i_b - L_{cc} i_c \right] - i_c r_c + v_n\end{aligned} \quad (1.6)$$

Además,

$$\begin{aligned}v_f &= -r_f I_f + \frac{d}{dt} \lambda_f \\v_f &= -r_f I_f + \frac{d}{dt} \left(L_{ff} I_f - L_{af} i_a - L_{bf} i_b - L_{cf} i_c \right)\end{aligned} \quad (1.7)$$

$$\begin{aligned}\bar{V}_a &= \bar{E}_a - j\omega \left(L \bar{I}_a - L' \bar{I}_b - L' \bar{I}_c \right) - r \bar{I}_a - \bar{z}_n \bar{I}_n \\ \bar{V}_b &= \bar{E}_b - j\omega \left(-L' \bar{I}_a + L \bar{I}_b - L' \bar{I}_c \right) - r \bar{I}_b - \bar{z}_n \bar{I}_n \\ \bar{V}_c &= \bar{E}_c - j\omega \left(-L' \bar{I}_a - L' \bar{I}_b + L \bar{I}_c \right) - r \bar{I}_c - \bar{z}_n \bar{I}_n\end{aligned} \quad (1.8)$$

Expresando las ecuaciones (1.17) en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{E}_a \\ \bar{E}_b \\ \bar{E}_c \end{bmatrix} - j\omega \begin{bmatrix} L & -L' & -L' \\ -L' & L & -L' \\ -L' & -L' & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} r & & \\ & r & \\ & & r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} - \bar{z}_n \begin{bmatrix} \bar{I}_n \\ \bar{I}_n \\ \bar{I}_n \end{bmatrix} \quad (1.9)$$

donde:

$$\bar{I}_n = -(\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c) \quad (1.10)$$

$$\bar{V}_n = -\bar{z}_n \bar{I}_n = -\bar{z}_n (\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c) \quad (1.11)$$

Los circuitos equivalentes de las ecuaciones anteriores son mostrados en la Figura 1.8, donde puede observarse el efecto de la impedancia de neutro a tierra en la red de secuencia cero, el cual no está presente en las redes de secuencia positiva y negativa.

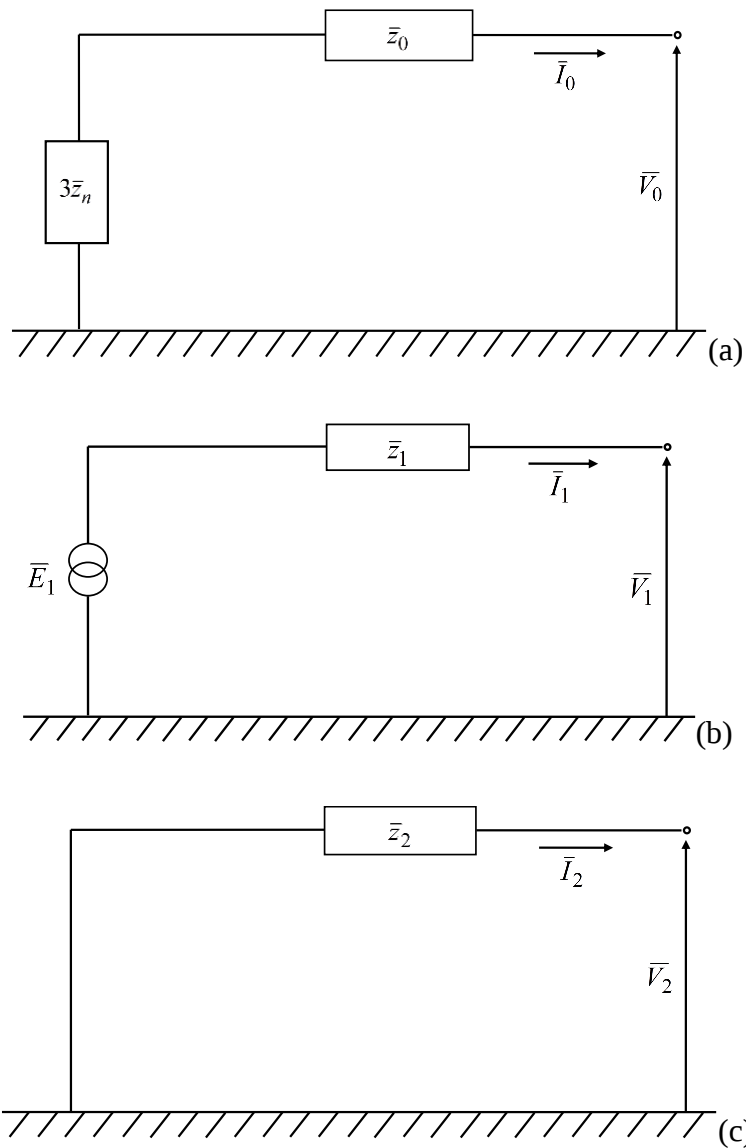


Figura 1.8 Circuitos de secuencia cero (a), positiva (b) y negativa (c), de la máquina sincrónica.

Condiciones de sincronización.

Para poder efectuar el acoplamiento de un alternador a una red o de dos alternadores entre sí, se debe respetar la condición básica para la conexión en paralelo de dos fuentes de tensión a saber, que las tensiones en vacío de cada uno de los alternadores (o del alternador y la red), antes de la conexión, sean idénticas. Además deben tener la misma frecuencia y desfase nulo. En la figura 1.9 se muestra el acople de dos generadores en paralelo.

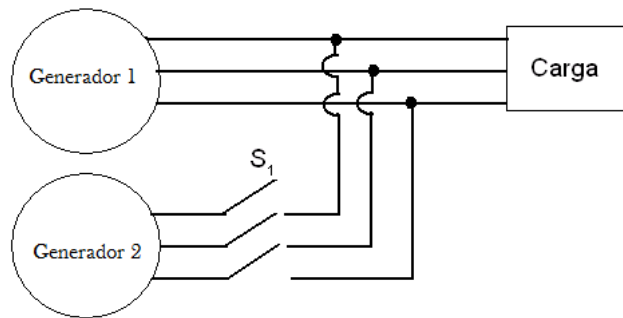


Figura 1.9 Acople de generadores en paralelo.

Si se cierra arbitrariamente el interruptor S_1 en cualquier momento, los generadores están sujetos a daños severos y la carga puede perder la alimentación. Si los voltajes no son exactamente iguales en los conductores conectados conjuntamente, habrá un flujo de corriente muy grande cuando el interruptor se cierre. Precisamente para evitar este problema, es que *la magnitud y el ángulo de fase del voltaje* de cada una de las tres fases deben ser exactamente iguales a las del conductor al cual se está conectando. Para llevar a cabo este emparejamiento, deben cumplirse las siguientes *condiciones de puesta en paralelo*:

1. Los *voltajes rms* de línea de los dos generadores deben ser iguales.
2. Los dos generadores deben tener la misma *secuencia de fases*.
3. Los ángulos de fase de las dos fases a deben ser iguales.
4. La frecuencia del nuevo generador, llamado *en aproximación*, debe ser ligeramente mayor que la frecuencia del sistema en operación.

1.2.3 Aerogeneradores

Un aerogenerador está compuesto por varios elementos mecánicos y eléctricos. Al conjunto buje - palas se le denomina rotor, y es el elemento que capta la energía del viento transmitiéndola al generador eléctrico a través de los ejes (es posible que además exista una multiplicadora de velocidad). Al conjunto rotor, multiplicadora y generador eléctrico se le suele denominar como tren de potencia.

Los generadores eléctricos utilizados pueden ser asíncronos o síncronos.

Generadores asíncronos.

Los aerogeneradores asíncronos son los más utilizados en conexión a red, y también se utilizan en sistemas híbridos donde la onda de tensión es fijada por otro elemento, como:

Los generadores asíncronos de jaula de ardilla normales (1 único bobinado estatórico) se denominan de velocidad constante y sólo se utilizan en máquinas pequeñas. El rotor debe funcionar a una velocidad prácticamente constante, disminuyendo por este motivo la energía extraída del viento.

Los generadores asíncronos de jaula de ardilla a velocidad variable disponen de un convertidor electrónico AC-DC-AC (rectificador-inversor) en la conexión a la red, por lo que pueden funcionar a cualquier velocidad, aprovechando al máximo la energía del viento.

Los generadores asíncronos de rotor bobinado permiten insertar resistencias en serie con el rotor para así poder aumentar el deslizamiento hasta valores del 10%, siendo así posible extraer más energía del viento, aunque las pérdidas por efecto Joule en dichas resistencias hacen que el rendimiento disminuya. Si en lugar de utilizar resistencias se utiliza la cascada hipersíncrona (convertor AC-DC-AC desde el rotor hasta la red eléctrica) se tiene la ventaja de que la energía, en lugar de disiparse en las resistencias, se envía a la red eléctrica aumentando el rendimiento.

Los generadores asíncronos requieren una fuente externa de potencia reactiva, por lo que cuando se colocan en sistemas híbridos aislados necesitan funcionar simultáneamente con un generador convencional Diesel síncrono o estar conectados a la red eléctrica, o estar acoplados a baterías de condensadores [Stavarakakis and Kariniotakis (1995)].

En sistemas aislados, además de una fuente externa de energía reactiva, necesitan una fuente que fije la frecuencia del sistema (que puede ser el propio generador Diesel síncrono o el inversor).

También existe la posibilidad de que incorporen un convertidor electrónico AC-DC-AC (rectificador-inversor), denominándose entonces aerogeneradores a velocidad variable, siendo capaces de adecuar la tensión y la frecuencia, evitar transitorios de picos de potencia (la energía de las ráfagas de viento se pueden almacenar en forma de energía rotacional), evitar fluctuaciones de tensión, reducir el par torsor y las cargas de fatiga en la torre y las palas (aunque pueden generar problemas de inyección de armónicos).

Generadores síncronos.

Los generadores síncronos presentan la ventaja de que pueden operar independientemente de una fuente externa y pueden generar energía reactiva.

El inconveniente que tienen es que la frecuencia de la tensión generada depende de la velocidad, por lo que es necesario llevar a cabo un control muy preciso de la velocidad para que la frecuencia no fluctúe. Como esto es muy complicado, suelen utilizar convertidores AC-DC-AC para generar la tensión de salida a la frecuencia deseada y además evitar así transitorios y fluctuaciones.

Los generadores síncronos son más complejos y más caros que los asíncronos. Suelen utilizarse para funcionamiento en isla, aunque también se utilizan en algunos casos en conexión a red. En aerogeneradores de baja potencia el rotor del alternador suele ser de imanes permanentes.

Generadores doblemente alimentados.

Son generadores asíncronos con rotor bobinado que funcionan como generadores síncronos. El funcionamiento como generador síncrono se consigue conectando el estator a través de un rectificador-inversor al rotor. Si se aplica al rotor una tensión trifásica tal que cree un campo giratorio que gire a la misma velocidad que el del estator, se conseguirá el funcionamiento como generador síncrono. Tiene las ventajas del funcionamiento como generador síncrono y de la robustez, sencillez y precio del generador asíncrono.

Por los problemas de transitorios y fluctuaciones de tensión que pueden provocar los aerogeneradores debidos a ráfagas de viento, en sistemas en isla de elevada potencia sin almacenamiento en baterías se recomienda no pasar de un índice de penetración eólica del orden del 30% (potencia suministrada por los aerogeneradores con respecto a la total) [Weisser and García, 2005], [García and Weisser, 2006], [Lundsager et al, 2001], [Ebert and Zimmermann, 1999].

Sin embargo, con aerogeneradores de velocidad variable (con convertidores AC-DC-AC) se puede aumentar dicho límite hasta el 50%.

En algunos aerogeneradores que se colocan en sistemas híbridos de mediana potencia existe asociada una carga adicional cuyo fin es el de disipar la sobreproducción de energía, que no puede ser absorbida por la carga ni almacenada, evitando así fluctuaciones en la frecuencia de generación.

Curva de potencia y parámetros.

La curva de potencia de un aerogenerador indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador para diferentes velocidades del viento.

La potencia P (W) contenida en una masa de aire en movimiento (ecuación 1.34) puede calcularse dependiendo de la densidad del aire ρ (kg/m^3), del área del rotor A_r (m^2) y de la velocidad del viento v (m/s). Es importante notar que la potencia tiene una relación cúbica con la velocidad del viento por lo que pequeños cambios en el viento dan lugar a cambios importantes en la potencia.

$$\frac{P}{A_r} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_m^3 \quad (1.12)$$

Si la expresión 1.34 se multiplica por el factor de capacidad C_p , entonces se puede construir la curva de potencia de la figura 1.10. Destacándose las velocidades de arranque (3 m/s) y de corte (25 m/s).

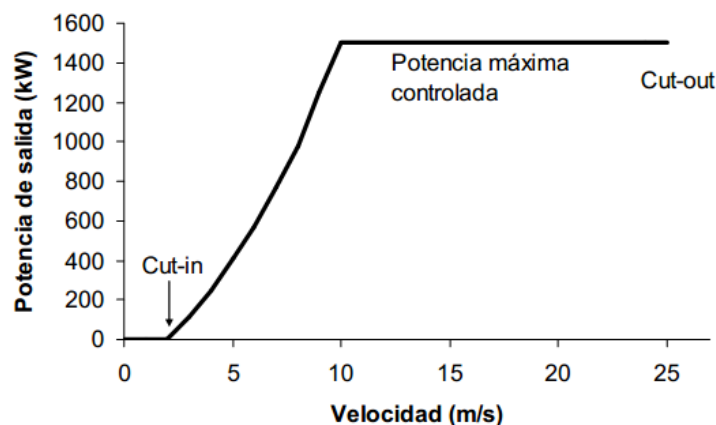


Figura 1.10 Curva de potencia de un aerogenerador con potencia elevada.

1.2.4 Minihidroeléctrica.

Una turbina hidráulica convierte la energía del agua en movimiento rotacional, que es convertido en electricidad a través del generador eléctrico. La energía hidroeléctrica se considera renovable sólo si es obtenida en minicentrales hidráulicas (se consideran así las de menos de 10 MW), ya que las grandes centrales tienen un impacto enorme en los ríos y ecosistemas.

De forma esquemática puede decirse que una minicentral hidráulica se compone de los siguientes elementos:

- Presa. En ella se acumula el agua. Se trata de un elemento fundamental, dependiendo su configuración de las características del terreno y del curso del agua. Se puede hablar de dos grandes tipos, las de gravedad y las de bóveda. En las de gravedad la contención del agua se lleva a cabo por medio del peso del muro de la presa. En las de bóveda se realiza la contención del agua gracias al empuje que ejercen los extremos del arco formado por la presa sobre las paredes laterales de la roca sobre la que se sitúa la presa.
 - Tubería forzada o tubería de presión. Lleva el caudal de agua a presión desde la presa hasta la turbina. Normalmente es de acero con uniones soldadas.
 - Turbina. Las más utilizadas son la Pelton, Francis y Kaplan. Las turbinas Pelton se utilizan en centrales con gran salto y caudal bajo. Las turbinas Francis en centrales con saltos intermedios y
- Tesis de Maestría en Electromecánica.

caudal variable. Las turbinas Kaplan se utilizan en aquellas que presentan poca altura de salto y un caudal con grandes variaciones.

- Generador eléctrico. Suele ser un alternador (generador síncrono) de eje vertical aunque también existen horizontales. El alternador puede suministrar una potencia máxima nominal, pero la potencia real que suministra una central hidroeléctrica depende básicamente del caudal y de la presión del agua para los que se ha diseñado la turbina. Suele existir un multiplicador de velocidad para adecuar la velocidad de la turbina a la del alternador. En sistemas de conexión a red suele existir un centro de transformación o una subestación (sin embargo en microcentrales de sistemas aislados en los que la energía generada se consume junto a la central no suele haber transformador).

Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: de acción y de reacción.

- Las turbinas de acción son aquellas en las que para impulsar el rodete sólo se aprovecha la velocidad del fluido, por lo que previamente se debe transformar toda la energía de presión del flujo en energía cinética. Los tipos más importantes son: Pelton (para salto grande), Banki-Michel (para salto medio y bajo) y Turgo (para salto medio)
- Las turbinas de reacción, además de aprovechar la energía cinética del fluido, absorben en el rodete la energía de presión del mismo. Los tipos más importantes son: Francis, Kaplan (variantes Kaplan, Semikaplan y hélice), y Deriaz (intermedio entre Francis y Kaplan).

El modelo de esta instalación responde a las condiciones del modelo de los generadores sincrónicos abordado en el 1.2.2.

1.2.5 Cargas.

Comúnmente, las cargas están dispersas a través de los sistemas de distribución, de modo que un modelado estricto de estos componentes requiere de modelar la red de distribución, además de considerar su naturaleza aleatoria para conectarse y desconectarse del sistema y que pueden ser monofásicas o trifásicas. Esto sin duda, haría más difícil el análisis de los sistemas eléctricos. Para evitar esta situación, se ha optado por modelar las cargas suponiendo que se concentran en el nodo ya sea de alta o de baja tensión en la subestación del sistema de distribución.

Adicionalmente, para sistemas eléctricos de potencia pueden modelarse de acuerdo al tipo de estudio que se desea analizar. Por ejemplo, si se pretende realizar estudios del comportamiento dinámico del sistema, entonces un modelo de carga dependiente de la frecuencia es adecuado o si el estudio es acerca de la inestabilidad de voltaje, entonces debe emplearse modelos de carga dependientes del voltaje.

Para propósitos de este curso, se muestra el desarrollo de modelos de carga más comunes, iniciando por el modelado trifásico de cargas y la obtención de sus equivalentes en el marco de referencia de componentes de secuencia.

Representación de cargas en componentes de fase y secuencia

Si se representa una carga pasivamente, por medio de la impedancia que presenta, se tiene dos maneras generales en que puede conectarse, ya sea en estrella o en delta.

Carga Conectada en Estrella

La Figura 1.11 muestra el circuito equivalente de una carga conectada en estrella aterrizada a través de una impedancia.

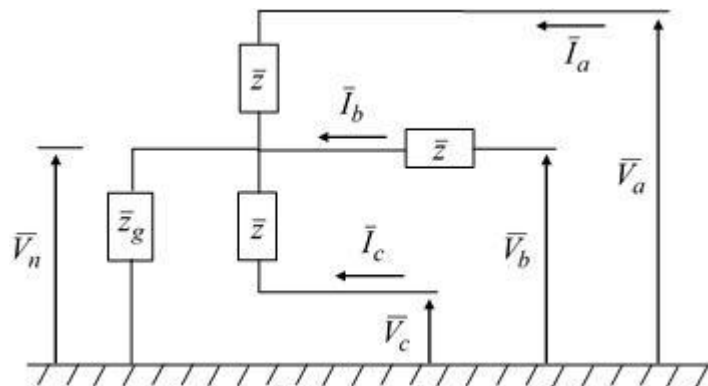


Figura 1.11 Carga conectada en delta y aterrizada a través de una impedancia. Fuente: Tovar, 2006.

Del circuito de la figura 1.11:

$$\bar{V}_a = \bar{z} \bar{I}_a + \bar{z}_g \bar{I}_n = \bar{z} \bar{I}_a + \bar{z}_g (\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c)$$

donde:

$$\bar{V}_a = \bar{z} \bar{I}_a + \bar{z}_g \bar{I}_n = (\bar{z} + \bar{z}_g) \bar{I}_a + \bar{z}_g (\bar{I}_b + \bar{I}_c)$$

De la misma manera,

$$\bar{V}_b = (\bar{z} + \bar{z}_g) \bar{I}_b + \bar{z}_g (\bar{I}_a + \bar{I}_c)$$

$$\bar{V}_b = \bar{z}_g (\bar{I}_a + \bar{I}_b) + (\bar{z} + \bar{z}_g) \bar{I}_c$$

Escribiendo las ecuaciones anteriores en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{z} + \bar{z}_g & \bar{z}_g & \bar{z}_g \\ \bar{z}_g & \bar{z} + \bar{z}_g & \bar{z}_g \\ \bar{z}_g & \bar{z}_g & \bar{z} + \bar{z}_g \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} \quad (1.13)$$

La matriz de impedancias representa a un circuito trifásico perfectamente balanceado, de modo que la aplicación de la transformación de componentes simétricas resulta como sigue:

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_0 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{z} + 3\bar{z}_g & & \\ & \bar{z} & \\ & & \bar{z} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} \quad (1.14)$$

Carga Conectada en Delta

En el marco de referencia de fases, una carga conectada en delta está representada por el circuito de la Figura 1.12, donde, por facilidad de análisis, la carga está en función de admitancias.

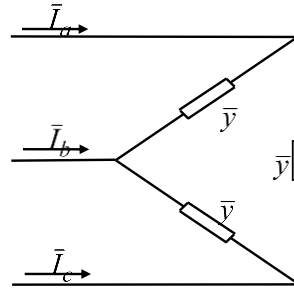


Figura 1.12 Carga conectada en delta.

Ahora, la relación de voltajes y corrientes está dada por la ecuación matricial siguiente:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_a \\ \bar{I}_b \\ \bar{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2\bar{y} & -\bar{y} & -\bar{y} \\ -\bar{y} & 2\bar{y} & -\bar{y} \\ -\bar{y} & -\bar{y} & 2\bar{y} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_a \\ \bar{V}_b \\ \bar{V}_c \end{bmatrix} \quad (1.15)$$

En el marco de referencia de secuencias, esto resulta en:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & \\ & 3\bar{y} & \\ & & 3\bar{y} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_0 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} \quad (1.16)$$

El resultado anterior permite observar nuevamente que, ante la ausencia de conexiones a tierra, la red de secuencia cero será un circuito abierto.

Modelos típicos de cargas

De acuerdo a las características físicas propias de cada carga, estas pueden modelarse como sigue:

- Impedancia constante
- Potencia constante
- Corriente constante
- Una combinación de las anteriores

1.3 Modelación y simulación.

La modelación y simulación de las diferentes particularidades de redes eléctricas a diferentes niveles de tensión, es importante para conocer de antemano el comportamiento de los parámetros eléctricos ante diferentes condiciones de operación, sin el riesgo de gastos materiales y económicos.

Se propone en [Gavanidou *et al.*, 1993] un modelo probabilístico de simulación de sistemas híbridos Eólico-Diesel (sin baterías) basado en el uso de datos estadísticos de las cargas y de la velocidad del viento. Se calcula la producción anual de energía eléctrica de los aerogeneradores, el coste anual del gas oil, la probabilidad de pérdida de carga y la energía no suministrada, proponiendo un máximo de penetración eólica (% de energía suministrada por los aerogeneradores) para que el sistema cubra la demanda esperada.

El lenguaje de modelación de sistemas híbridos, se diseña para soportar una extensa definición de sistemas híbridos, los cuales se pueden expresar informalmente como una interconexión arbitraria de componentes que son instancias arbitrarias de sistemas continuos y discretos en el tiempo. [Taylor, 1994].

Se han propuesto numerosas herramientas para la simulación, verificación e implementación de los sistemas híbridos. [Henzinger y Ho, 1995] propusieron HYTECH como una herramienta automática para analizar sistemas híbridos.

[Taylor y Kebede, 1995] describen la segunda fase de implementación de las ideas y construcción de un algoritmo de lenguaje de modelación para sistemas híbridos para tratar con eventos de estado y cambios estructurales de modelo en sistemas de tiempo continuo.

En [Daws *et al.*, 1996] desarrollaron KRONOS como plataforma de verificación para sistemas complejos en tiempo real.

[Taylor y Kebede, 1996] desarrollaron herramientas en MATLAB para el modelado y simulación de sistemas híbridos.

En [Inihov *et al.*, 1997] desarrollaron el programa *Model Vision Studium* como una herramienta para la investigación numérica de sistemas híbridos utilizando la tecnología de programación orientada a

objetos. SHIFT, que es un lenguaje de programación para describir redes dinámicas de autómatas híbridos.

En [Karaki *et al.*, 1999] se presentan unos algoritmos de simulación de sistemas PV-Eólico con baterías evaluando económicamente los sistemas híbridos y obteniendo un límite en la capacidad de las baterías en función del tiempo de ciclado de carga/descarga deseado.

Otros autores [Muselli *et al.*, 1999 y 2000] simulan un sistema híbrido PV-Diesel con cargas únicamente DC, de forma que toda la energía del generador Diesel pasa por las baterías, consistiendo la estrategia de control en que el generador Diesel funcione a la potencia nominal siempre que las baterías se encuentren entre unos límites SDM y SAR (en % de la capacidad de las baterías). Realizan diversas simulaciones hasta que obtienen los valores de SDM y SAR que permiten obtener el sistema óptimo (30 y 70% de la capacidad nominal). La reducción de costes del sistema frente al fotovoltaico tradicional es como mínimo del 20 ó 30 %. Además concluyen que el sistema híbrido PV-Diesel presenta mayor flexibilidad y eficiencia que el únicamente fotovoltaico.

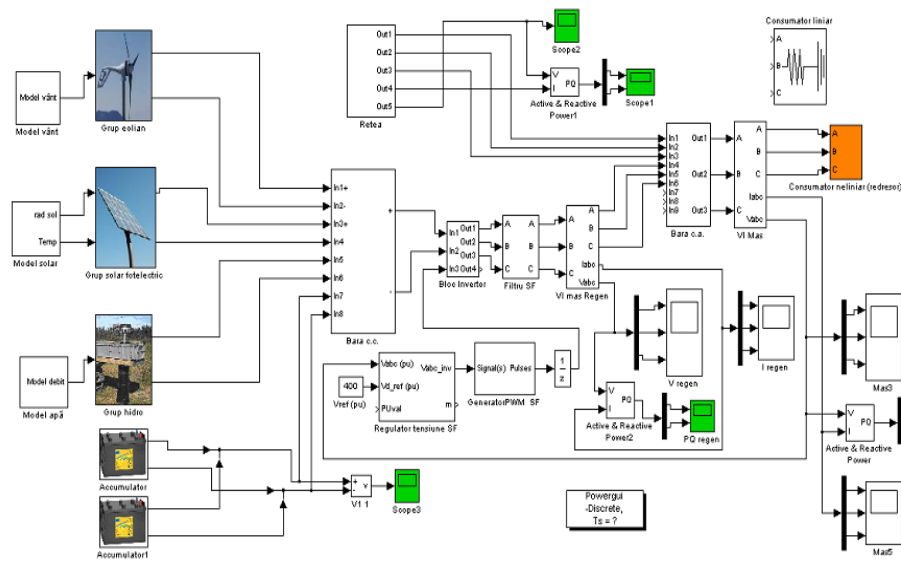
La simulación del comportamiento de sistemas híbridos en la generación distribuida, potencialmente incrementa la eficiencia del uso de estas fuentes de energía primaria y consecuentemente proporciona ganancias sustanciales en la implementación futura de estos sistemas, según. [Guttromson Ross T, IEEE 2002].

[Foullas *et al.*, 2004] propone un marco de referencia para el modelado de sistemas de potencia usando sistemas híbridos. El sistema se construye y simula en el ambiente SimulinkTM y StateflowTM de MatLabTM.

Una vez que se cuenta con los modelos matemáticos adecuados y aplicables, la simulación, desempeña un papel clave en los trabajos de control, optimización y diseño de las instalaciones, plantean: [Rajamani *et al.*, 1999]; [Mc Kee y Napier, 1990]; [Castro y Finch, 1980], [Herbst y Potapov, 2004]; [Reyes, 2004] y [Laborde, 2005].

En [Wies *et al.* (2005)] se presenta una simulación, utilizando Simulink, de un sistema real híbrido PV-Diesel con baterías situado en Alaska, y se compara con un sistema que posee sólo generador Diesel y con otro sistema Diesel-Batería para suministrar energía a las mismas cargas. Se evalúan

En [Dragos *et al*, 2010] se desarrolla un sistema híbrido en bloques del Simulink de Matlab diseñado para una aplicación con almacenamiento de energía, régimen aislado y con cargas de baja potencia. El modelo utilizado emplea generación solar, eólica e hídrica, además de un banco de baterías, como se muestra en la figura 1.13.



Dragoş et al, 2010.

Radial: Es un programa que se utiliza para la simulación de los sistemas de distribución, es decir desde la subestación de distribución hasta los consumidores, pero tiene un inconveniente a la hora de obtener las gráficas lo más cerca de la realidad, ya que, cuando se inserta la generación al sistema de distribución no es posible acceder a la excitación y otros parámetros de los generadores para observar el comportamiento lo más próximo a lo real.

Matlab: Es un programa interactivo para computación numérica y visualización de datos. Es ampliamente usado por Ingenieros de Control en el análisis y diseño, posee además una extraordinaria versatilidad y capacidad para resolver problemas en matemática aplicada, física, química, ingeniería, finanzas y muchas otras aplicaciones. Está basado en un sofisticado software de matrices para el análisis de sistemas de ecuaciones. Permite resolver complicados problemas numéricos sin necesidad de escribir un programa. Es un entorno de computación y desarrollo de aplicaciones totalmente integrado orientado para llevar a cabo proyectos en donde se encuentren implicados elevados cálculos matemáticos y la visualización gráfica de los mismos.

Permite acceder a cada elemento de las máquinas eléctricas para su configuración, es un programa que está en constante cambio y aumentando su librería para la simulación y modelación de distintos tipos de sistemas, casi en cualquier rama de la ciencia y obteniendo resultados reales.

Una de las ventajas del programa Matlab es que las librerías ofrecen un amplio rango de componentes básicos para modelar los consumidores. Así, se pueden simular tanto los consumidores trifásicos como monofásicos con diferentes potencias, naturaleza y tipo. (e.g.: consumidores resistivos, capacitivos o inductivos). [Dragoş et al, 2010]

Homer: El software Homer es preliminarmente un modelo económico. Se emplea para comparar diferentes combinaciones de cantidades y tamaños de componentes y recursos. Calcula y despliega los resultados permitiendo examinar los resultados en tablas y gráficos. Ayuda en la toma de decisiones al optimizar las opciones de diseño para el costo de efectividad o para realizar un análisis de sensibilidad sobre factores como recurso de utilidad y el sistema de costos.

1.4 Conclusiones del capítulo.

1. En las bibliografías consultadas se constata que los sistemas híbridos constituyen una opción viable en diferentes partes del mundo y en Cuba para garantizar el suministro de energía eléctrica.
2. Los sistemas híbridos con almacenamiento de energía muestran ser una solución fiable para las redes aisladas.
3. La modelación y simulación de los sistemas híbridos dentro de micro redes aisladas posibilita el estudio del comportamiento durante y después de la sincronización y la asimilación de demanda.

Capítulo 2. Materiales y métodos.

Introducción.

Para garantizar el desarrollo eficaz y la veracidad de los resultados de toda investigación es importante la adecuada selección de los métodos y de los materiales. En este capítulo se describe el objeto de estudio y los parámetros que se introducen en los modelos.

2.1 Diseño de la investigación.

Para el desarrollo de este trabajo se caracterizó el sistema de distribución del municipio, conformado por la Batería Moa, así como por la Pequeña Central Hidroeléctrica Nuevo Mundo, además se tuvo en cuenta la estadística sobre los regímenes de operación de sus unidades generadoras y de los transformadores de las subestaciones principales del sistema de distribución del territorio. Se realizó la síntesis y análisis de datos e información detallada sobre la demanda residencial y pequeña estatal durante 4 años, determinando el comportamiento mensual y la demanda promedio. Se gestionó y recopiló la información histórica sobre la velocidad y dirección del viento en la estación anemométrica UMilitar por el período de un año, con el método estadístico se obtuvieron la velocidad media y el rango de dirección predominante del viento, se elaboró la rosa de los vientos y las distribuciones de frecuencia. Esto permitió la determinación del potencial eoloenergético de la zona adyacente a la estación anemométrica del campo de tiro para la propuesta de ampliación del sistema híbrido con un parque eólico a emplazar en esa zona. Además se realizó la simulación en Matlab del sistema híbrido de Moa como parte de la micro red local, para lo que se crearon los modelos reales a partir de los modelos propios e independientes de Simulink de Matlab, creando finalmente un modelo global. Esto fue posible introduciendo los parámetros propios de cada fuente y elemento, así como por la interconexión entre ellos. Se confeccionó un procedimiento para establecer el orden y las condiciones iniciales en la sincronización de las fuentes generadoras para la operación estable del modelo. La evaluación del impacto económico y ambiental del uso de la generación limpia en el territorio.

2.2 Caracterización del sistema de distribución de Moa.

El suministro de energía al municipio Moa, proviene de la subestación de Cueto (a una distancia de 125 km), a un nivel de tensión de 220 kV hasta la subestación ubicada en Punta Gorda, donde la tensión se reduce a 110 kV. Desde allí se alimentan las Empresas Cmdte Ernesto Che Guevara (110 kV) y la Moa Nickel SA (110 kV), parten además dos líneas, por los interruptores PG 109 y PG 112, hasta la subestación Moa 110 kV de Centeno. La Batería Moa se conecta a la barra II de 34,5 kV, desde la cual parte la distribución a las subestaciones del municipio. [Guerrero, 2007].

El principal tipo de conductor es el ACSR (Aluminio cableado desnudo, reforzado con alma de acero), aunque además se emplea el AAAC (Aleación de Aluminio Cableado Desnudo). En los ramales de los circuitos existen enlaces que permiten garantizar la alimentación desde diferentes subestaciones.

Se atienden 38 grupos electrógenos de emergencia instalados en objetivos importantes del territorio moense, los cuales solo entran en funcionamiento cuando el sistema es incapaz de satisfacer la demanda y se procede a la desconexión de los circuitos donde se encuentren estos grupos de emergencia. [Noa, 2009]

Por los interruptores 8200 y 8205 se energizan los devanados primarios de los transformadores de fuerza T1 y T2 respectivamente, ambos de 25 MVA encargados de reducir el voltaje a 110 kV a 34.5 kV. T1 alimenta la barra 1, que cuenta con tres interruptores incluyendo el totalizador 6165, todos de Hexafluoruro de Azufre (SF₆), dentro de los cuales se encuentran el 6150 alimentando el Combinado Mecánico y el 6160 a la subestación Moa Nueva.

El T2 se encarga de la barra 2, la cual cuenta con tres interruptores de SF₆: 6510 como totalizador, el 6515 alimenta al Combinado Mecánico y el Combinado Lácteo, la subestación Vivienda Checa está energizada a través del 6520 y el 6525 se encarga de los municipios de Sagua y Frank País, el 6530 alimenta la barra auxiliar que es utilizada como enlace o desvío permitiendo las manipulaciones y reparaciones en uno de los transformadores. En su totalidad esta subestación eléctrica alimenta once circuitos residenciales, para un total de 21 920 núcleos, con 76589 consumidores. En la figura 2.1 se muestra su monolineal.

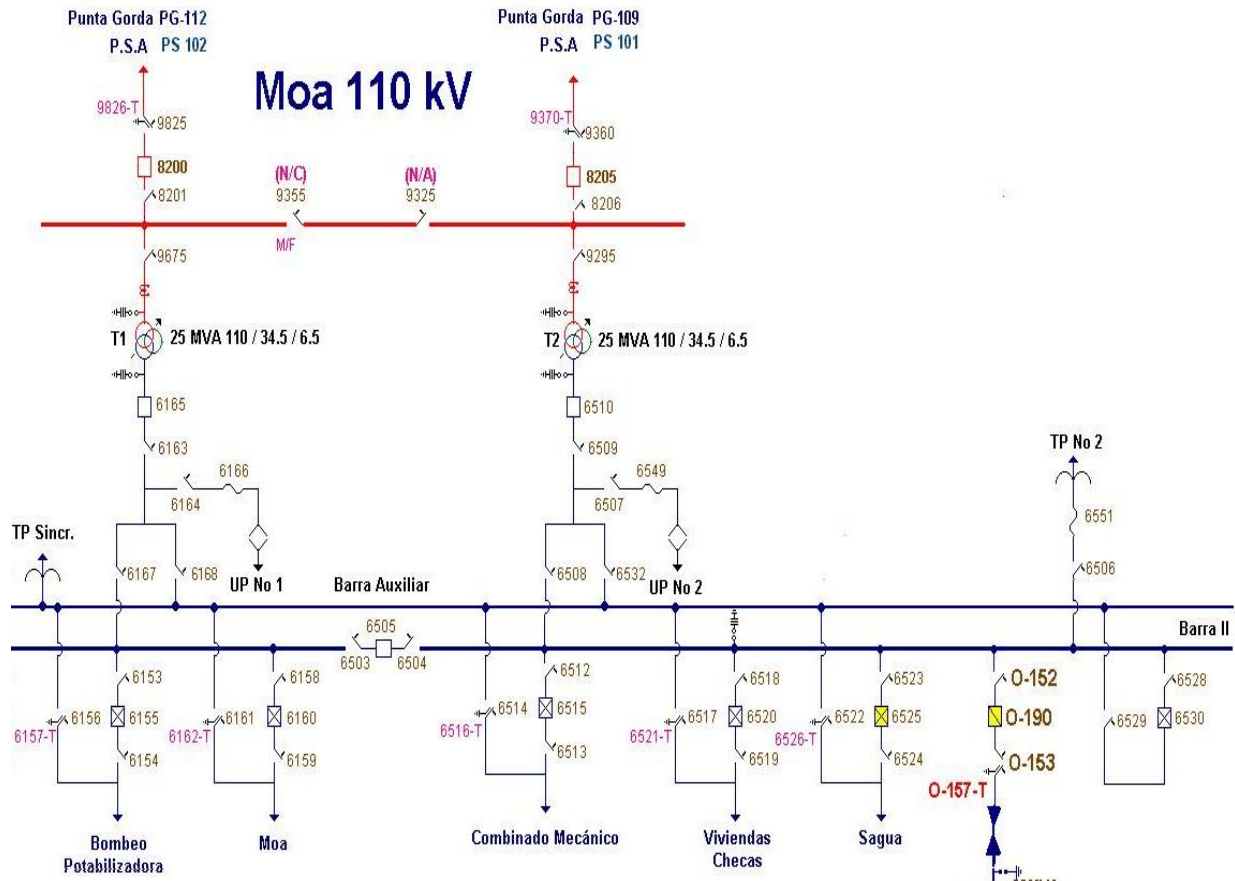


Figura 2.1. Monolineal Subestación Moa 110 kV. Fuente: Pupo, 2011.

2.2.1 Subestación Moa Nueva.

Al sureste de la Unidad Empresarial Básica (UEB) Moa se ubica la subestación Moa Nueva, tiene la posibilidad de doble alimentación a través de dos líneas de 34 kV por los interruptores 6160 y 6515, prestando servicio a los circuitos residenciales: 1, 2, 4 y 11, mediante 2 transformadores de 4 000 kVA, además por medio de enlaces se alimenta el circuito 6.

Esquema.

La alimentación principal proviene de la línea del interruptor 6160 y tiene como reserva la línea proveniente del 6515. En la figura 2.2 se muestra el esquema de barra simple de esta subestación.

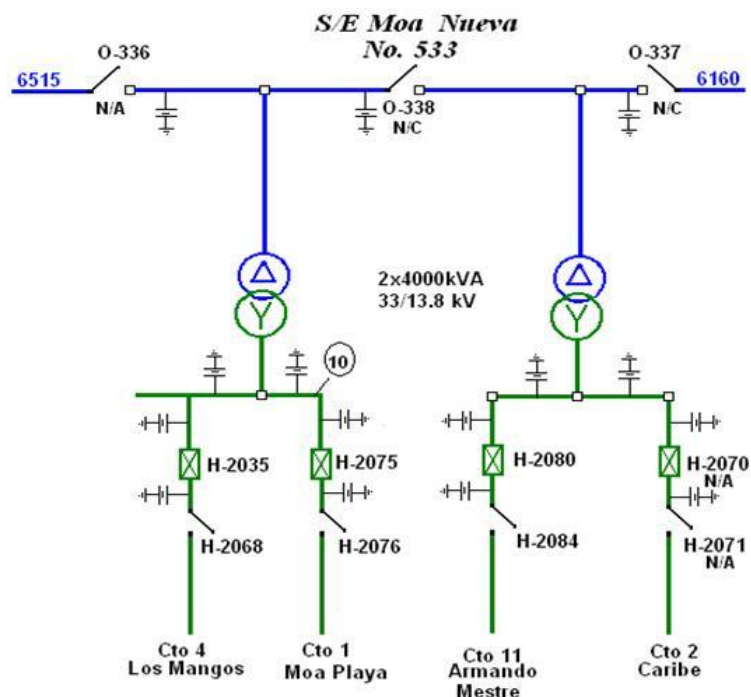


Figura 2.2 Monolineal de la Subestación Moa Nueva.

Transformadores.

Los dos transformadores de esta subestación son de fabricación China, sus principales datos se detallan en la tabla 2.1. Ambos poseen cambia taps que son operados de forma manual.

Tabla 2.1 Características generales de los transformadores de la subestación Moa Nueva.

Parámetros	Transformador T1	Transformador T2
Potencia nominal (S)	4000 kVA	4000 kVA
Tensión nominal del primario (Up)	34,5 kV	34,5 kV
Tensión nominal del secundario (Us)	13,8 kV	13,8 kV
Corriente nominal del primario (Ip)	70,0A	70,0A
Corriente nominal del secundario (Is)	167,3 A	167,3 A
Impedancia (Z)	7,3 Ω	7,3 Ω
Fabricante	China.	China.

Protecciones.

Se encuentran protegidos por el lado de alta con un interruptor en Moa 110 kV de SF₆ (360 A), en el lado de baja poseen cuchillas y recerradores en el inicio de las líneas de los circuitos que alimentan.

Sistema de aterramiento.

Los transformadores de esta subestación se encuentran con el neutro sólidamente aterrado. Todas las partes metálicas de instrumentos y dispositivos también se encuentran aterradas sólidamente. La subestación Moa Nueva posee un sistema de pararrayos conectado a una malla a tierra la cual posee una resistencia de 0.36 Ω .

2.2.2 Subestación Vivienda Checa.

Los circuitos 9 y 21 del municipio Moa se alimentan desde esta subestación que se ubica detrás del Hotel Miraflores. Se alimenta de una sola línea de subtransmisión por el interruptor 6520, y posee un transformador de 4 000 kVA.

Esquema.

En la figura 2.3 se muestra el esquema de esta subestación.

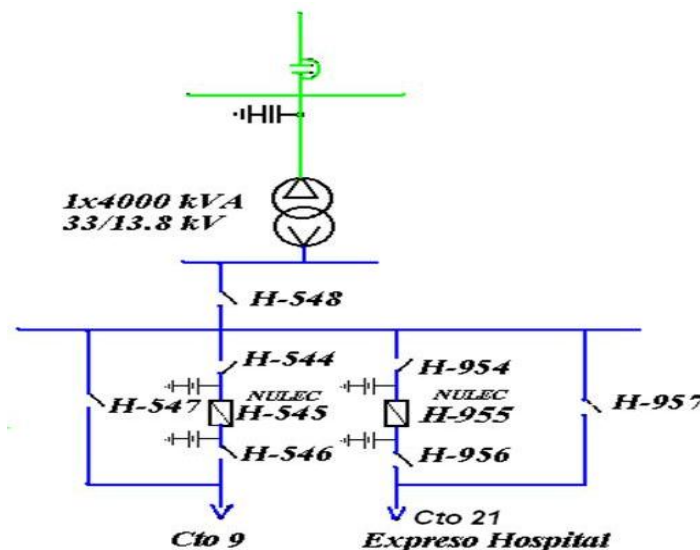


Figura 2.3 Monolineal Subestación Vivienda Checa.

Transformador.

Posee también cambia taps que es operado de forma manual.

Las principales características de este transformador se detallan en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Características generales del transformador de la subestación.

	Transformador
Potencia nominal (S)	4000 kVA
Tensión nominal del primario (Up)	34,5 kV
Tensión nominal del secundario (Us)	13,8 kV
Corriente nominal del primario (Ip)	70,2 A
Corriente nominal del secundario (Is)	167 A
Impedancia (Z)	7,23 Ω
Fabricante	Rusia

Protecciones.

Se protege de la misma forma que los transformadores de la subestación Moa Nueva.

Sistema de aterramiento.

Transformador con el neutro sólidamente aterrado, así como las partes metálicas de instrumentos y dispositivos de la subestación, posee además un sistema de pararrayos conectado a una malla a tierra.

2.2.3 Circuitos residenciales de Moa.

El municipio cuenta con 11 circuitos de distribución para el sector residencial. En la red de distribución actual se han creado las condiciones para enlazar a la mayor parte de los circuitos residenciales, para ello se han instalado cuchillas en diferentes secciones de los circuitos y un interruptor NuLec para la conexión de la Pequeña Central Hidroeléctrica con el circuito 6. En el

Anexo 1. La alimentación de gran parte de estos circuitos puede ser proporcionada en caso de aislamiento de la red nacional, por medio de la batería de grupos electrógenos Moa y la Pequeña Central Hidroeléctrica, instalaciones que se describen a continuación.

2.2.4 Batería de grupos electrógenos diesel Moa.

La batería de grupos electrógenos diesel (GED) del municipio Moa, fue construida entre noviembre del 2005 y enero del año 2006. La instalación ocupa un área de 9450 m², ubicada al sur de la carretera Moa–Sagua de Tánamo, a 1.5 km del poblado Los Pinos de Centeno. Limita al este con la Subestación Moa 110 kV, al sur con una zona despoblada conocida como barrio Nengón, y al oeste con un afluente del río Cabaña.

En los Motores de Combustión Interna (MCI) de 1 990 kW, se quema el combustible centrifugado previamente, el combustible que se quema se convierte en energía mecánica útil, la que es transmitida a los ocho generadores que componen la Batería, sincrónicos, trifásicos, tetrapolares, con una potencia activa unitaria al 75% de 1,416 MW y nominal de 1,888 MW, que hacen en conjunto una capacidad instalada de 15. 104 MW.

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 2.4 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 II de la subestación Moa 110 kV al cerrar el interruptor O-190.

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.[González, 2008].

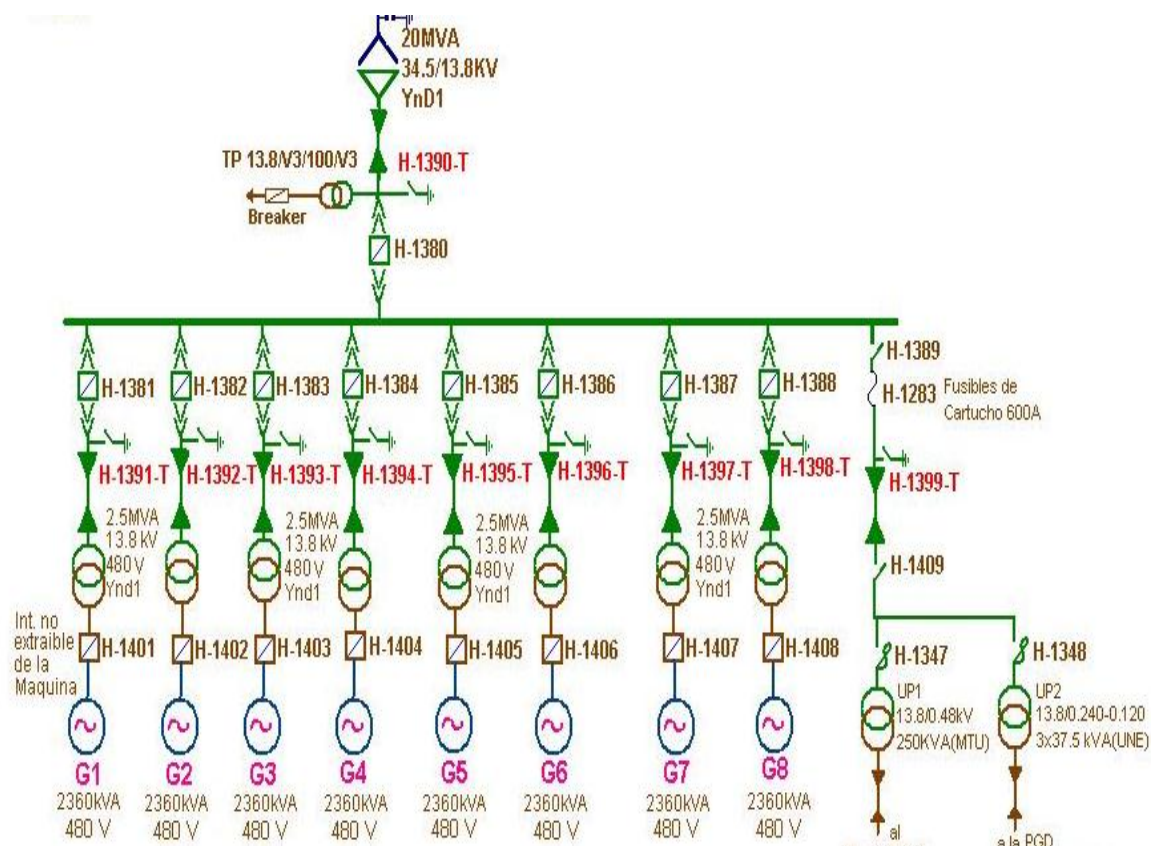


Figura 2.4 Monolineal de la Batería de Grupos Electrógenos Diesel de Moa.

Partiendo de lo que plantean [Manwell *et al*, 1998; Wichert y Lawrence, 1997]: la batería funciona para el primer caso, es decir, en seguimiento de la carga, (alimentando únicamente la carga demandada en el sistema) y a potencia limitada.

Además de la Batería Moa, el municipio cuenta con otra fuente de generación, la Pequeña Central Hidroeléctrica Nuevo Mundo.

2.2.5 Pequeña Central Hidroeléctrica Nuevo Mundo.

La Pequeña Central Hidroeléctrica Nuevo Mundo cuenta con 2 MW de capacidad instalada, esta planta generadora de electricidad se encuentra a 44 m por debajo del dique de salida de la presa del mismo nombre, la que tiene una capacidad nominal de 141 millones de m^3 y se mantiene relativamente constante a través del año, lo que asegura el recurso hídrico para que las turbinas trabajen de forma continua.

Esto es debido al magnífico régimen de lluvias que prevalece en la región montañosa donde se encuentra. La instalación cuenta con dos turbinas de caudal de $2,8 m^3/s$ cada una, para un chorro total de $5,6 m^3/s$.

La tensión de los generadores es de 6,3 kV, la que posteriormente se eleva a 13,8 kV en la subestación de salida con un transformador de 2 500 kVA, como se muestra en la figura 2.5. Esta central se conecta con el circuito residencial 6 del reparto Rolando Monterrey y alimentando las facilidades temporales de Ferroníquel.

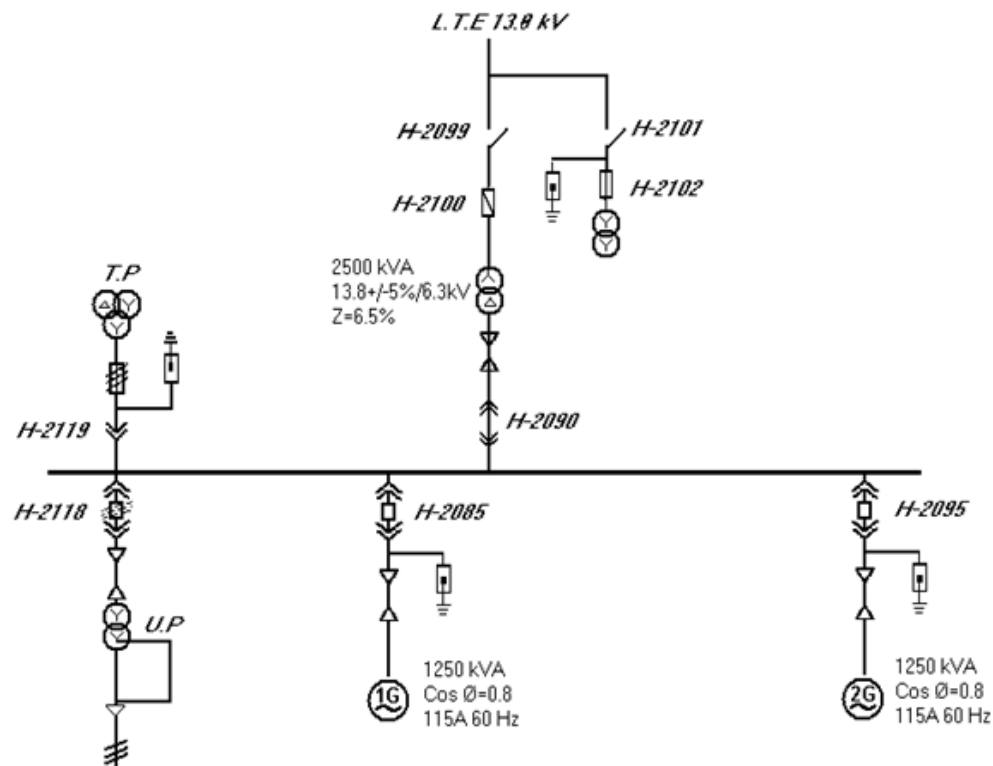


Figura 2.5 Circuito monolineal de la Pequeña Central Hidroeléctrica Nuevo Mundo.

Las principales características de los generadores y turbinas hidráulicas se detallan en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Datos nominales del conjunto Turbina-Generador.

Turbina:	Generador:
Tipo HLA244-WJ-60	Tipo: SFW100-8/1430.
Altura de diseño o carga nominal: 44,2 m	Corriente nominal: 114,55 A.
Carga máxima: 57 m.	Tensión nominal: 6,3 kV.
Carga mínima: 25 m.	Potencia activa nominal: 1 MW.
Gasto: 2,8 m ³ /s.	Potencia aparente nominal: 1,25 MVA.
Potencia: 1,0515 MW.	Factor de potencia: 0,8.
Velocidad: 900 rpm.	Corriente de excitación: 171 A.
Salida: 64 kW.	Tensión de excitación: 67 V.
Altura de succión: 1,8 m.	Tipo de conexión: Y.
Velocidad de envalamiento: 1940 rpm.	Número de fases: 3.
Presión mínima del caracol: 1,24 MPa.	Eficiencia: 95 %.
Peso: 12,93 t.	Clase de aislamiento del rotor: F.
Peso: 11,8 t.	Clase de aislamiento del estator: B.

2.3 Procedimiento para el estudio del comportamiento de la demanda.

A partir del 2007, en las subestaciones del municipio, se instalaron interruptores de SF₆ (NuLec) con registradores Dataloggers que mediante el software Windows Switchgear Operating System (WSOS), se visualizan online los parámetros eléctricos o se exportan los datos registrados. Para el tratamiento estadístico de los registros de demanda se tomaron las descargas de los NuLec del año 2007 hasta la actualidad. Se exportaron para Microsoft Excel de Windows organizándose por año, identificando los meses de mayor consumo y los valores de demanda máxima y promedio.

Empleando los métodos histórico-lógico y de síntesis fue posible el estudio de las herramientas utilizadas, así como el análisis de las datas registradas por los analizadores de las subestaciones y datalogger de la estación anemométrica estudiada.

2.4 Procedimiento para la determinación de la velocidad y dirección del viento.

Los registros de velocidad y dirección del viento fueron obtenidos por autorización de INEL, a cuyos especialistas se les entrevistó y consultó en el tema del potencial eólico del territorio. Mediante el método estadístico y con el apoyo del software Statistic se obtienen las distribuciones de frecuencia de velocidad y dirección que se muestran en las tablas 2.4 y 2.5, respectivamente. En este trabajo se utilizó la media aritmética, porque en ella se basan otros estadísticos y es mejor estimador de su parámetro que la mediana y la moda. La media es el índice de tendencia central más utilizado.

Se define como la suma de los valores observados dividido por el número de ellas. [Mendoza, 2008].

Se elaboró la rosa de los vientos con las columnas de rangos de velocidades y porcentajes las distribuciones de frecuencia. Esto permitió la determinación del potencial eólico de la zona adyacente a la estación anemométrica del campo de tiro para la propuesta de ampliación del sistema híbrido con un parque eólico a emplazar en esa zona.

Tabla 2.4 Frecuencia de la velocidad del viento por categorías. Estación Unidad Militar.

Velocidad del viento para Estación Umilitar Ene10/Dic10					
	Conteo	Conteo Acumulado	%	% Acumulado	Horas
$V1 \geq 0,5$ and $v1 \leq 1,5$	3429	3429	6,50614754	6,50614754	570
$v1 > 1,5$ and $v1 \leq 2,5$	4244	7673	8,05251973	14,5586673	705
$v1 > 2,5$ and $v1 \leq 3,5$	5283	12956	10,0239071	24,5825744	878
$v1 > 3,5$ and $v1 \leq 4,5$	6296	19252	11,9459624	36,5285367	1046
$v1 > 4,5$ and $v1 \leq 5,5$	5990	25242	11,3653613	47,893898	996
$v1 > 5,5$ and $v1 \leq 6,5$	4808	30050	9,12264724	57,0165452	799
$v1 > 6,5$ and $v1 \leq 7,5$	4253	34303	8,06959624	65,0861415	707
$v1 > 7,5$ and $v1 \leq 8,5$	4307	38610	8,17205525	73,2581967	716
$v1 > 8,5$ and $v1 \leq 9,5$	4924	43534	9,34274438	82,6009411	818
$V1 > 9,5$ and $v1 \leq 10,5$	4203	47737	7,97472678	90,5756679	699
$v1 > 10,5$ and $v1 \leq 11,5$	2716	50453	5,15330905	95,7289769	451
$v1 > 11,5$ and $v1 \leq 12,5$	1272	51725	2,41347905	98,142456	211
$v1 > 12,5$ and $v1 \leq 13,5$	477	52202	0,90505464	99,0475106	79
Not Selected	502	52704	0,95248937	100	83
				Total	8760

Tabla 2.5 Frecuencia de dirección del viento. Unidad Militar.

			Conteo	%	% Acumulado	Horas
		Conteo	acumulado			
$v2 \geq 281,25$ and $v2 < 303,75$	WNW	788	52704	1,495143	1,495142684	131
$v2 \geq 303,75$ and $v2 < 326,25$	NW	876	876	1,662113	3,157255616	146
$v2 \geq 326,25$ and $v2 < 348,75$	NNW	674	1550	1,27884	4,436095932	112
$v2 \geq 348,75$ and $v2 < 11,25$	N	918	2468	1,741803	6,177899211	153
$v2 \geq 11,25$ and $v2 < 33,75$	NNE	3245	5713	6,157028	12,33492714	539
$v2 \geq 33,75$ and $v2 < 56,25$	NE	11166	16879	21,18625	33,52117486	1856
$v2 \geq 56,25$ and $v2 < 78,75$	ENE	16049	32928	30,4512	63,97237401	2668
$v2 \geq 78,75$ and $v2 < 101,25$	E	9363	42291	17,76526	81,73762902	1556
$v2 \geq 101,25$ and $v2 < 123,75$	ESE	3391	45682	6,434047	88,17167577	564
$v2 \geq 123,75$ and $v2 < 146,25$	SE	1200	46882	2,276867	90,44854281	199
$v2 \geq 146,25$ and $v2 < 168,75$	SSE	879	47761	1,667805	92,11634791	146
$v2 \geq 168,75$ and $v2 < 191,25$	S	998	48759	1,893594	94,00994232	166
$v2 \geq 191,25$ and $v2 < 213,75$	SSW	797	49556	1,512219	95,52216151	132
$v2 \geq 213,75$ and $v2 < 236,25$	SW	989	50545	1,876518	97,39867942	164
$v2 \geq 236,25$ and $v2 < 258,75$	WSW	839	51384	1,59191	98,99058895	139
$v2 \geq 258,75$ and $v2 < 281,25$	W	532	51916	1,009411	100	88
		52704		100		8760

2.5 Procedimiento para la confección de los modelos.

Para el desarrollo del trabajo se emplea la simulación partiendo de modelos que responden a las condiciones reales de los dispositivos que conforman el sistema híbrido. Del Toolbox SimPowerSystem de la herramienta Simulink del Matlab 7.7, se utilizan cada uno de los modelos raíces existentes y se adaptan a los reales ubicados en el sistema de distribución de Moa, se simulan por separado y luego se interconectan.

Cada uno de estos componentes fue modelado en estudios de modelos matemáticos y tienen asociados parámetros específicos tales como los que aparecen en [D. Bică et al. 2009].

Cada uno de los componentes tiene como parámetros de entrada, la fuente primaria específica, bloques de medición y visualización de Matlab, voltaje, factor de potencia, potencia activa, reactiva y forma de onda.

2.5.1 Modelo de la Batería de grupos electrógenos diesel Moa.

Para crear el modelo de una batería se parte del bloque del generador sincrónico de SimPowerSystem de simulink: Synchronous Generator SI Fundamental y se combina con el bloque del motor de combustión de SimMechanics, también de simulink. Con ambos se crea el subsistema (Grupo electrógeno), el cual repetido 8 veces permite conformar una batería.

La velocidad y la excitación de referencia se prefijan mediante los bloques de constantes a un valor unitario en por unidad (pu), correspondiente a los parámetros nominales.

Los datos nominales principales del motor de combustión son:

- a) Velocidad nominal.
- b) Tensión de excitación nominal para el generador.

Para el generador:

- a) Potencia nominal (VA).
- b) Tensión nominal (V).
- c) Frecuencia (Hz).
- d) Reactancias transientes y subtransientes (Ω).
- e) Pares de polos y,
- f) Condiciones iniciales.

Los grupos electrógenos en la generación distribuida pueden presentarse de dos formas, en emplazamientos cuando se instalan 1 o 2 grupos y en baterías cuando se conectan en una misma instalación 8, 16 o 32 máquinas. De forma general en los emplazamientos las máquinas pueden ser de diferentes potencias, no siendo así en las baterías. Por lo que en estas el modelo puede considerarse como la replicación de la conexión directa del grupo electrógeno con su transformador elevador, el cual se conecta a la barra de 13.8 kV por medio de un interruptor.

Los datos nominales del generador ya se mencionaron anteriormente, para el transformador elevador los datos nominales que se deben introducir son los siguientes:

- a) Potencia nominal (VA).
- b) Frecuencia (Hz).

- c) Tensión nominal del devanado primario fase a fase (V).
- d) Tensión nominal del devanado secundario fase a fase (V).
- e) Resistencias del primario y del secundario (Ω).
- f) Reactancias del primario y secundario (H)
- g) Tipo de conexión

Datos del interruptor:

- a) Estado inicial (Open/Close).
- b) Tiempo de transición (s).
- c) Resistencia (Ω).
- d) Capacitancia (F).

En este trabajo los parámetros del generador desde a) hasta c) son asignados a la variable Pg, como se muestra en la figura 2.6.

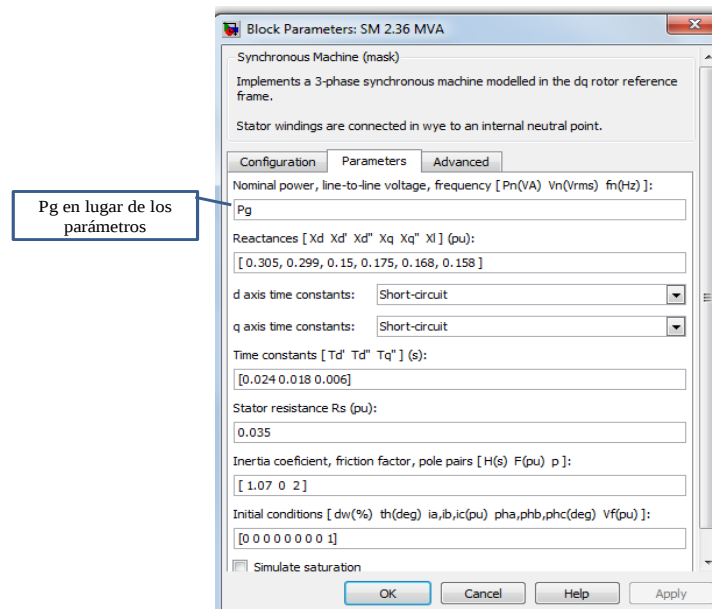


Figura 2.6 Asignación de parámetros a la variable Pg.

Una vez que se crea la máscara de la batería, (al crearse el subsistema con los 8 grupos electrógenos) se puede editar para configurar las variables que sean necesarias, teniendo en cuenta aquellas que cambiarán su valor en dependencia del experimento a realizar. En la figura 2.7, la asignación está

enmarcada en la fem de excitación (E_{fmx}) de los generadores, el tiempo de transición (T_s) de los interruptores de cada grupo electrógeno y la potencia aparente, tensión y frecuencia de cada máquina (P_g).

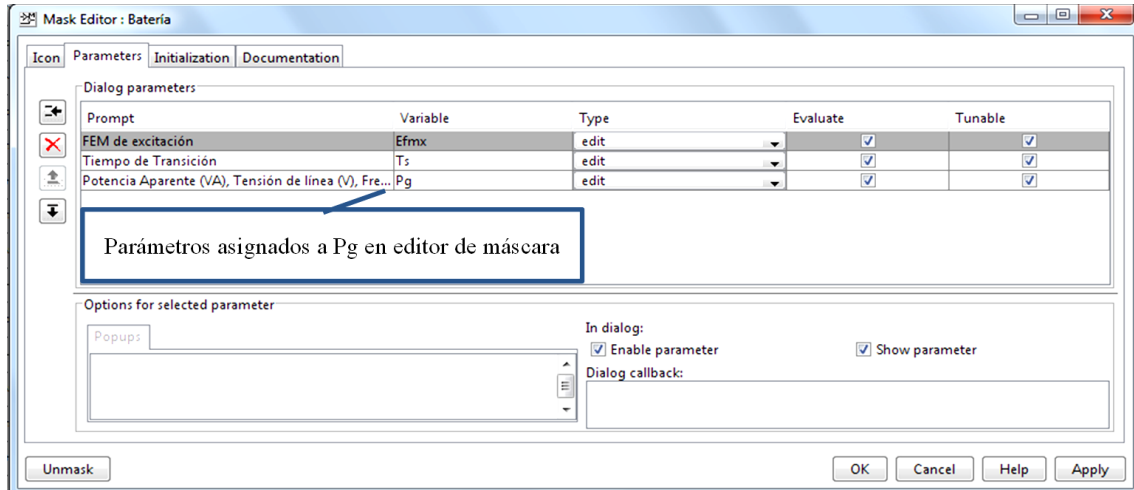


Figura 2.7 Edición de la máscara de la batería. Asignación de variables.

Esto permite que antes de la simulación puedan cambiarse estos parámetros en función del experimento a desarrollar, tal y como se muestra en la figura 2.8.

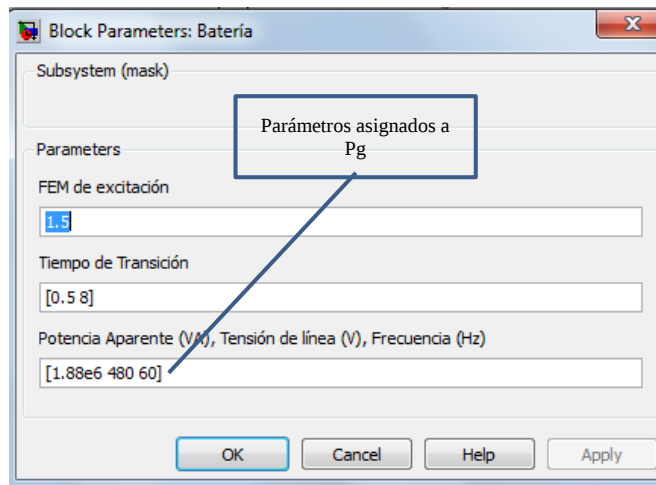


Figura 2.8 Solicitud de parámetros para el modelo de la batería.

2.5.2 Modelo de la pequeña central hidroeléctrica.

El modelo de la pequeña central hidroeléctrica está constituido por dos unidades. Los datos nominales que se le suministran al generador ya se mencionaron anteriormente, para las turbinas hidráulicas los datos nominales que se deben introducir son los que se muestran en la figura 2.9.

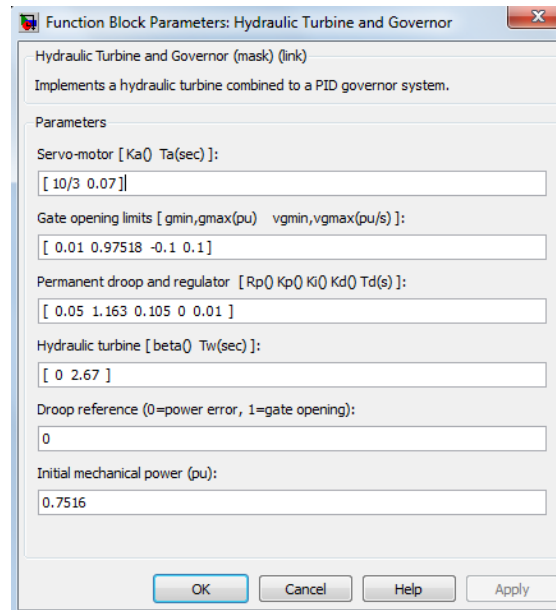


Figura 2.9 Parámetros nominales de la turbina hidráulica y su gobernador.

2.5.3 Modelo del parque eólico.

El modelo del parque se forma a partir de un generador asincrónico que se conecta a su transformador elevador para su posterior conexión a barra. El valor de la velocidad o el torque debe ser negativo para régimen generador, de lo contrario el modelo anterior se comporta en régimen motor.

En el modelo de la turbina eólica la velocidad del viento se introduce con valores dentro del rango de velocidades registradas en la estación anemométrica estudiada. Se declara además el tiempo de transición de una velocidad a otra, así como el límite de velocidad o velocidad de corte (25 m/s).

Los parámetros del transformador corresponden a los mismos mencionados anteriormente.

Se coloca una capacitancia que permita obtener el reactivo necesario para el funcionamiento de la instalación. El modelo se enmascara en un subsistema para su posterior interconexión. Las líneas de salida del parque pasan por un bloque de mediciones trifásicas.

2.6 Potencial eólico de la estación UMilitar.

En los últimos años, el SEN ha cambiado progresivamente la estructura del consumo de fuel oil, sobre la base de quemar directamente el petróleo crudo nacional, cuya refinación es difícil y cara. Se prevé que este combustible cubrirá más del 90 % de las necesidades de generación en los próximos años. A pesar de ser mucho más barato el uso del fuel oil y que permite reducir los costos de generación por kWh, este cambio produce un incremento de los costos de mantenimiento por el alto contenido de sulfuros, y a la vez causa la emisión de miles de toneladas de sustancias contaminantes a la atmósfera, suelos y aguas.

Las condiciones anteriormente descritas son favorables para promover la instalación de un parque eólico en la zona donde está enclavada la estación anemométrica UMilitar, para lo que se determina el potencial de la zona, considerando la instalación de máquinas de potencia unitaria de 750 kW y diámetro 47 m, que tienen posibilidades de instalarse en el territorio nacional por facilidades de mercado. El área donde es posible el montaje, adyacente a la estación anemométrica, es de 20 km². En el anexo 2 se determina el potencial eoloenergético de esta zona siendo este de 23 MW, de los cuales en este trabajo se propone utilizar 5 MW.

2.7 Conclusiones del capítulo.

1. El diseño de la investigación, garantiza adecuadamente el tratamiento del problema planteado.
2. Los modelos elaborados responden a las exigencias de los dispositivos reales.
3. El potencial eoloenergético de la zona estudiada es de 23.04 MW.

Capítulo 3. Resultados y discusión.

Introducción.

El suministro de energía eléctrica, a nivel residencial juega un papel fundamental en el desempeño de la Organización Básica Eléctrica de todo territorio. Planificar, en este sentido, significa el establecimiento de procedimientos con un basamento técnico que mediante la experimentación en las condiciones concretas de explotación demuestren su valía. La simulación es una opción importante pre experimental que apoya la toma de decisiones para determinar con precisión las causas que originan la sincronización deficiente y un funcionamiento errático del conjunto sistema híbrido carga. Este capítulo se destina al análisis de la demanda del territorio, la presentación de la simulación, el procedimiento para la operación estable del microsistema y la valoración económica.

3.1 Resultado del análisis de la demanda

Ante situaciones de emergencia está orientado crear el microsistema Moa-Sagua y asumir la demanda de este municipio, que se alimenta por el interruptor 6525 y alcanza un valor promedio de 5.6 MW y máximo de 7.17 MW. De la demanda residencial de los municipios Moa y Sagua se estudió el comportamiento del año 2006 en adelante. Estas lecturas fueron tomadas de los históricos de los analizadores de los Nulec, previa coordinación con la OBE municipal y provincial. Se procesó en Excel para obtener: promedio y máxima demanda mensual.

Como se puede apreciar en la tabla 3.1 y corroborar en la figura 3.1, la demanda promedio del microsistema Moa-Sagua en el 2010, se mantuvo superior a los 17 MW.

Tabla 3.1 Promedio de demanda mensual del municipio Moa. Período 2007-2011.

Meses	Año 2007	Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2011
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	Moa (MW)
Abril	10,07	8,93	9,03	13,53	18,22
Mayo	8,67	9,76	9,40	13,73	18,63
Junio	7,45	10,26	10,71	13,96	18,96
Julio	8,61	10,31	10,89	13,54	18,55
Agosto	8,97	10,40	10,96	13,6	18,60
Septiembre	11,01	11,32	11,54	13,96	18,76
Octubre	12,30	10,09	10,70	13,68	18,52
Noviembre	13,84	9,22	10	13,02	17,85
Diciembre	14,40	9,39	9,06	12,55	17,32

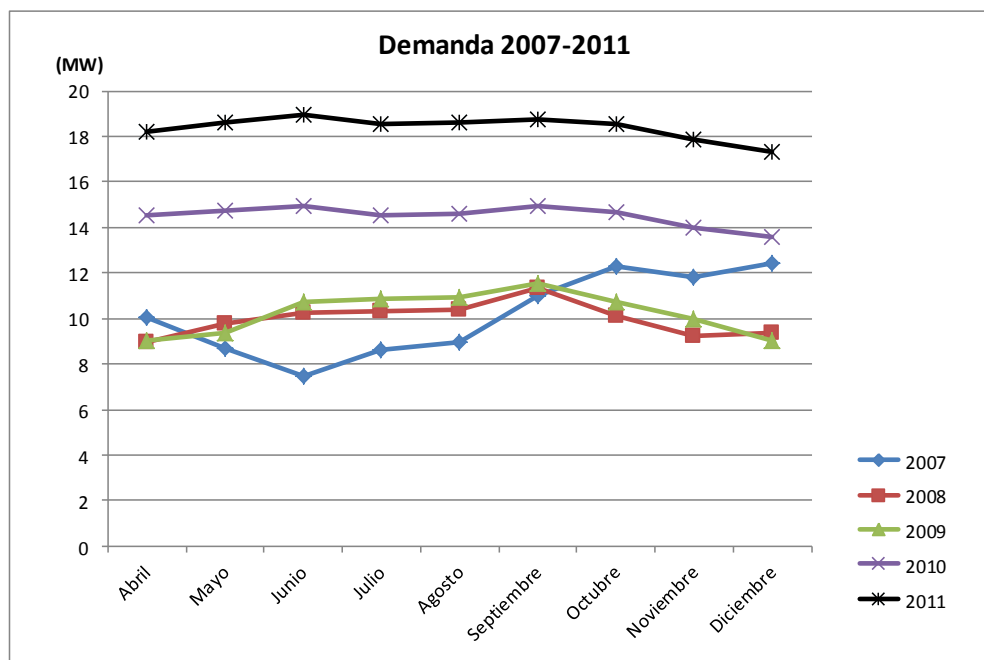


Figura 3.1 Comportamiento de la demanda de Moa. Período 2007-2011.

La capacidad de la Batería operando al 75 % es de 11. 328 MW, si a esta potencia se le restan los 3 MW de reserva que ha de tener la instalación durante la operación aislada, quedan 8.328 MW

inferior al 50 % de la demanda, si se le adicionan los 2 MW de la pequeña central hidroeléctrica a plena capacidad, se tendría una capacidad instalada de 10.328 MW, inferior a lo demandado por el microsisistema Moa-Sagua.

Si se eleva in situ al 85% la explotación de las máquinas en la Batería, la capacidad del sistema híbrido es de 11.839 MW, dejando de suplir 6.4 MW. Este valor representa un poco más del promedio demandado por el municipio Sagua. Bajo estas condiciones se puede explotar la Batería al 100 % por tiempo limitado, teniendo una potencia disponible en conjunto con la pequeña central hidroeléctrica de 14.104 MW, dejando de suplir 4.2 MW, que en las condiciones actuales se desconectaría de forma planificada. Si se considera el aporte de la generación propia o de emergencia que en su totalidad suman 3.44 MW, ver la tabla 3.5, la demanda por cubrir disminuye a 0.76 MW. Si se instala un parque eólico en la zona de la estación anemométrica UMilitar, con capacidad instalada de 5.2 MW, se cubre la demanda sin el uso de la generación de emergencia y se mantiene la reserva rodante.

3.2 Modelos para la simulación.

En la Figura 3. se muestra el modelo de la máquina sincrónica y el motor de combustión, este bloque constituye el grupo electrógeno diesel, en el que se han interconectado los dos tipos de máquinas y se han colocado constantes y terminales

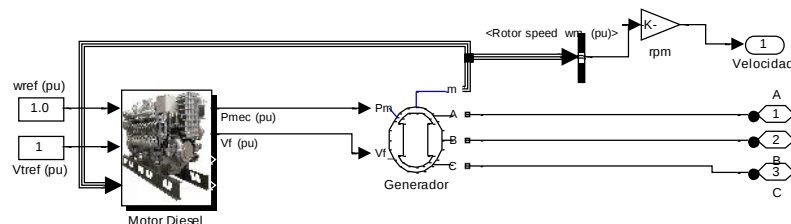


Figura 3.2 Modelo de la máquina sincrónica y el motor de combustión. Grupo electrógeno diesel.

La retroalimentación m, representa el sistema de medición de referencia del que se toman la velocidad del motor diesel, la tensión de salida del generador, potencias y factor de potencia.

- Grupo electrógeno diesel conectado a barra

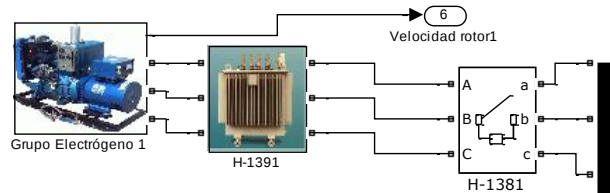


Figura 3.3 Modelo del grupo electrógeno diesel conectado a barra de 13.8 kV.

En la figura 3.4, a continuación de la barra de 13.8 kV, se coloca un bloque de medición de tensión, potencia activa, reactiva y aparente, con el objetivo de monitorear estas variables durante el estudio de sincronización y asimilación de demanda por parte del microsisistema, también se mide la velocidad de los rotores de las máquinas.

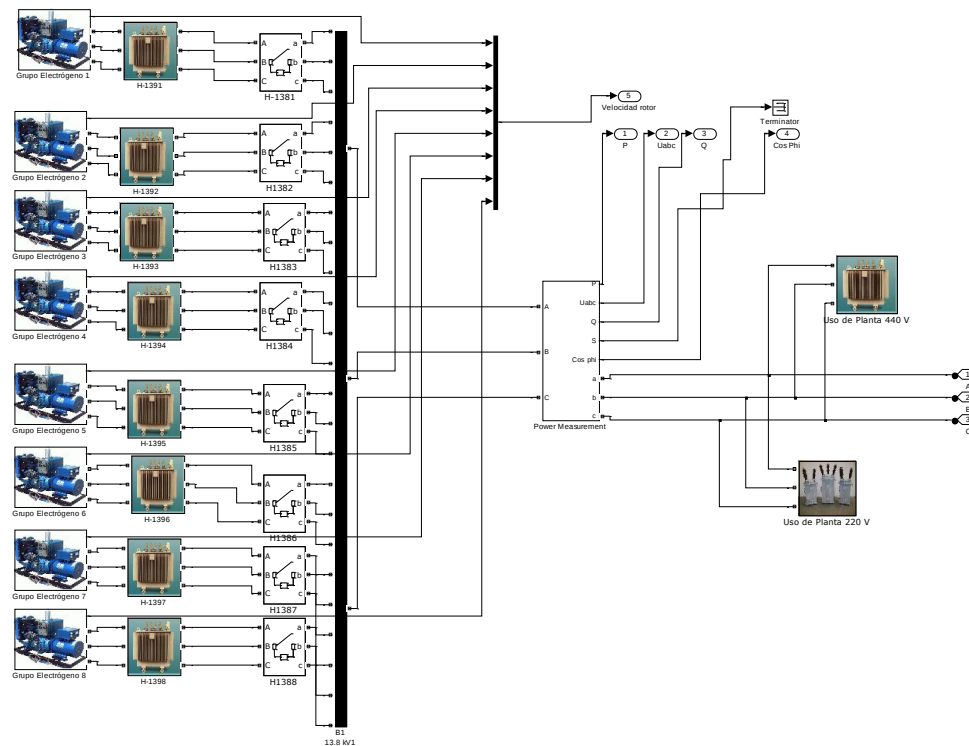


Figura 3.4 Modelo una Batería de 8 GED.

Los grupos electrógenos y sus transformadores una vez unificados en la barra de 13.8 kV, se conectan por medio de un interruptor totalizador, a un transformador de fuerza de 25 MVA que

eleva la tensión a 34.5 kV, a partir del cual se alimentan las barras de salida de la subestación, que suministra la energía a los clientes residenciales y pequeños industriales. En la figura 3.5 se muestra el modelo completo de una Batería de GED hasta la barra de salida.

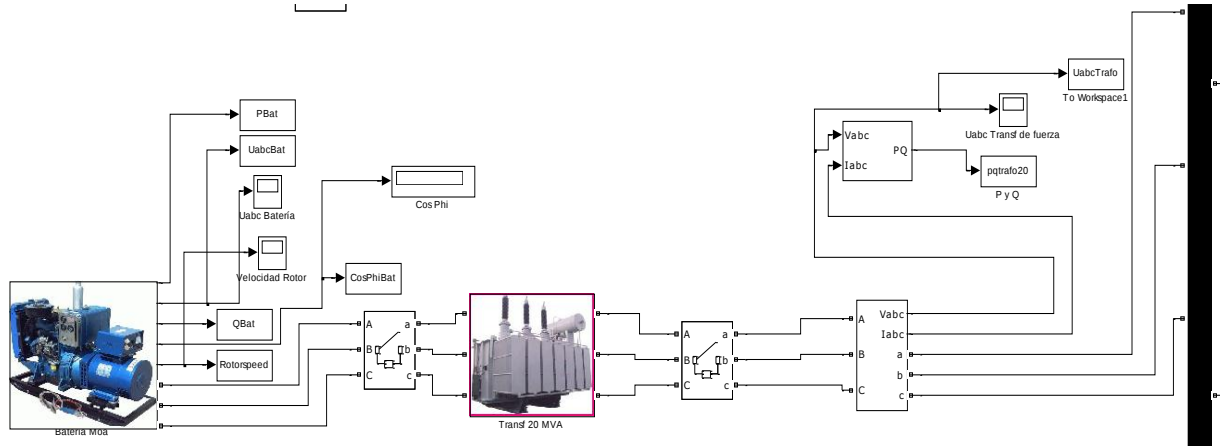


Figura 3.5 Modelo una Batería de 8 GED y su transformador de fuerza.

En las partes fundamentales del modelo de la figura 3.5 se han colocado registradores para tomar el comportamiento de las variables principales durante la explotación del microsistema. Potencias y tensiones en batería, transformador de fuerza y barra de 34.5 kV.

- **Pequeña Central Hidroeléctrica**

Otra fuente utilizada en el sistema híbrido de la micro red en estudio, es la hídrica. En la figura 3.6 se muestra el modelo de la hidroeléctrica, partiendo de dos turbinas hidráulicas unidas al modelo de la máquina sincrónica. En este caso se cuenta con dos generadores y turbinas de las mismas características constructivas e igual fabricante.

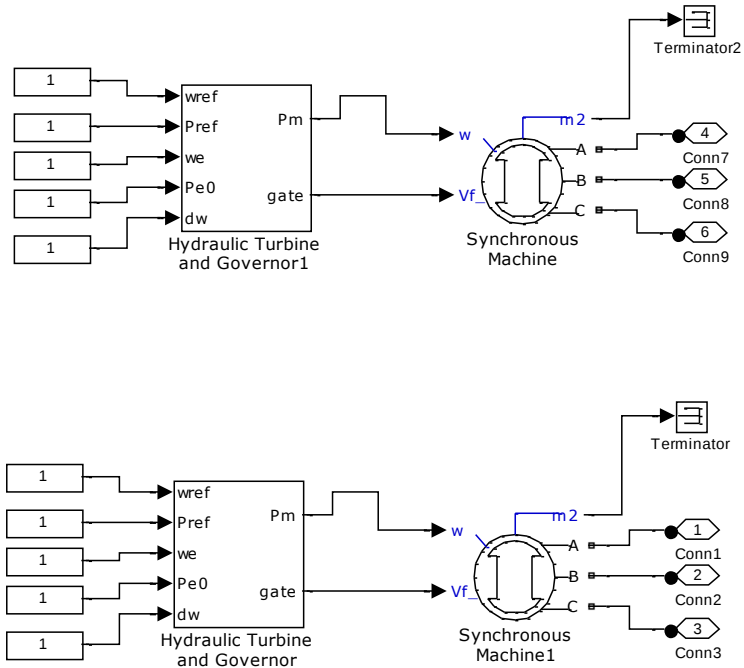


Figura. 3.6 Modelo de Hidrogeneradores.

La medición de potencias, tensión y factor de potencia es necesaria para el análisis durante la sincronización y después de esta. En la figura 3.7 se muestran los parámetros que se miden en el modelo de la pequeña central a la salida de ambas máquinas y a la salida del transformador elevador de 6.3 kV a 13.8 kV. Tensión de línea, potencias activa y reactiva, factor de potencia.

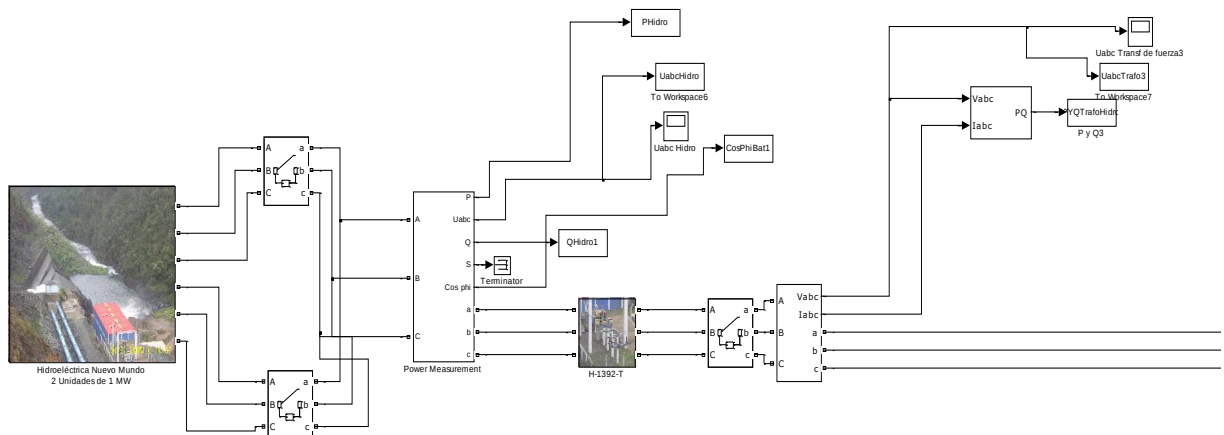


Figura. 3.7 Modelo de pequeña central hidroeléctrica y transformador de salida.

Además de las fuentes de generación ya mencionadas, se propone el empleo de la energía eólica. Para ello se construye el modelo del parque partiendo del generador asincrónico. El torque mecánico es dado por el viento, tal como se muestra en la figura 3.8.

- **Parque eólico**

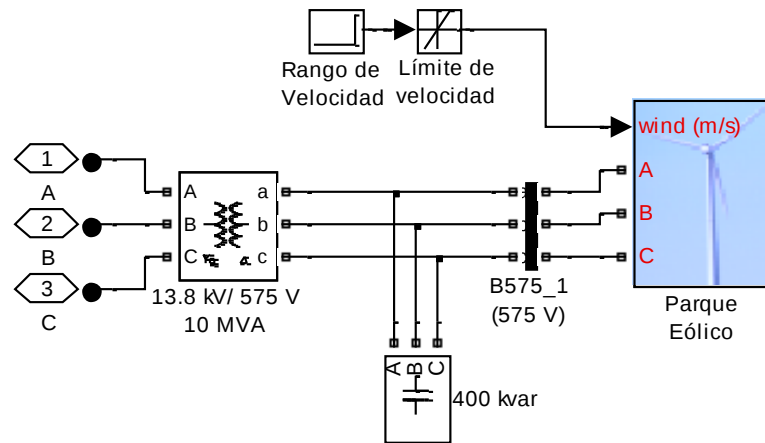


Figura. 3.8 Modelo de aerogenerador y su transformador.

El modelo anterior se enmascara en un subsistema como se muestra en la figura 3.9. Las líneas de salida del parque pasan por un bloque de mediciones trifásicas de corriente y tensión antes de conectarse al transformador de fuerza de la instalación, en el cual también se realizan mediciones.

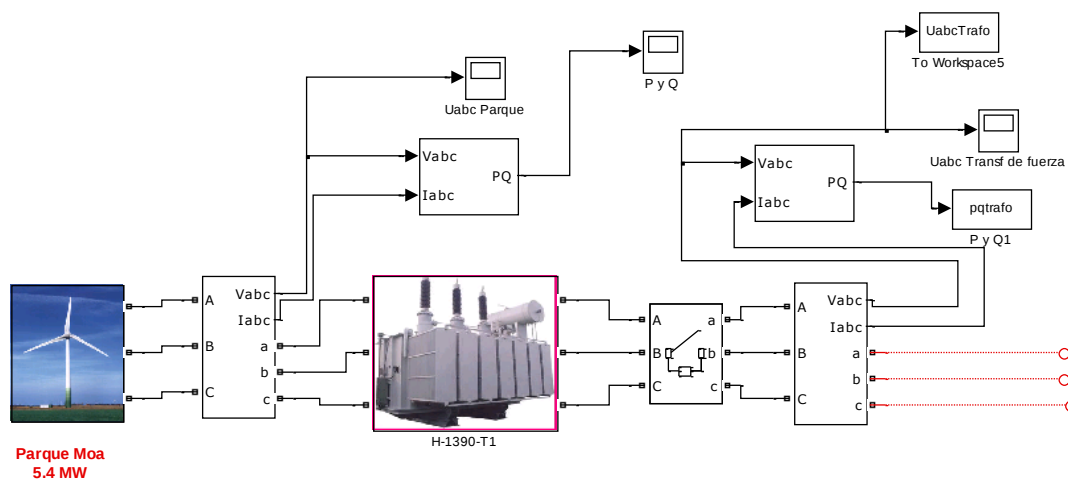


Figura. 3.9 Modelo del parque eólico y su transformador de fuerza.

- **Cargas**

La conexión de las tres subestaciones que alimentan las cargas, se realiza a la barra de 34.5 kV, en la figura 3.10 se muestra el modelo a utilizar en una subestación con 2 transformadores en paralelo. Los parámetros nominales que se les introducen a los modelos son:

En el transformador:

- a) Potencia nominal (VA).
- b) Frecuencia (Hz).
- c) Tensión nominal del devanado primario fase a fase (V).
- d) Tensión nominal del devanado secundario fase a fase (V).
- e) Resistencias del primario y del secundario (Ω).
- f) Reactancias del primario y secundario (H)
- g) Tipo de conexión

En las cargas:

- a) Potencia activa (W).
- b) Frecuencia (Hz).
- c) Tensión nominal (V).
- d) Tipo de conexión.

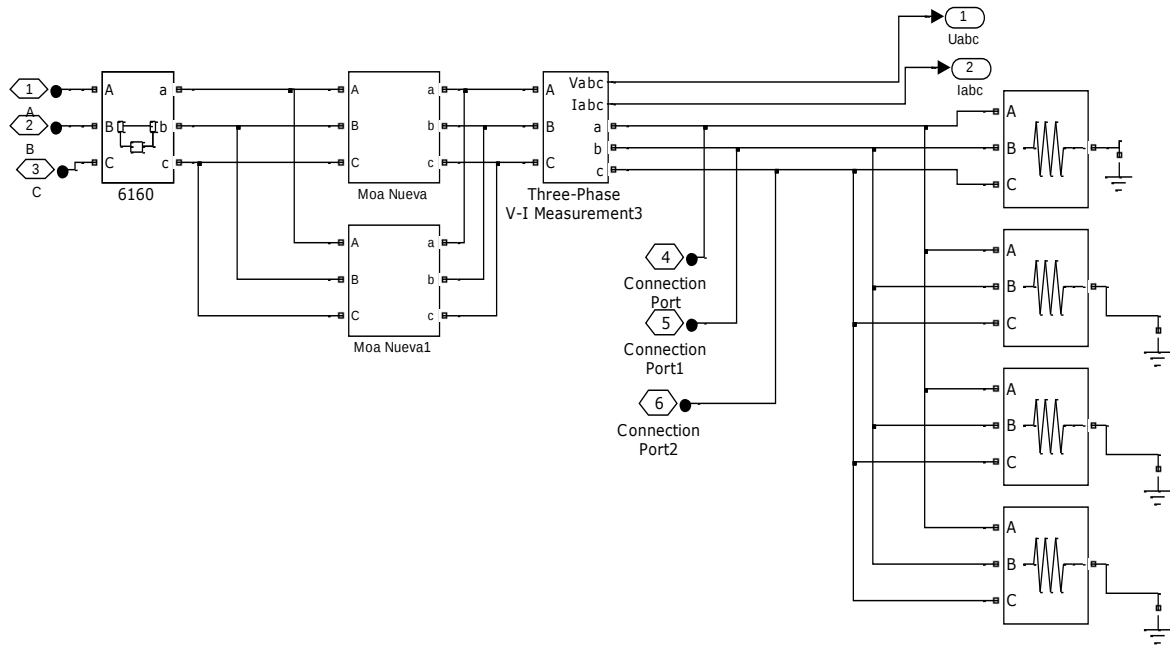


Figura. 3.10 Modelo de subestación con transformadores en paralelo.

Las figuras anteriores se unifican en el modelo general del microsistema, donde como se aprecia en la figura 3.11, la generación del parque y la batería se unifican en la barra de 34.5 kV y la generación de la pequeña central hidroeléctrica se conecta directamente a uno de los circuitos de distribución.

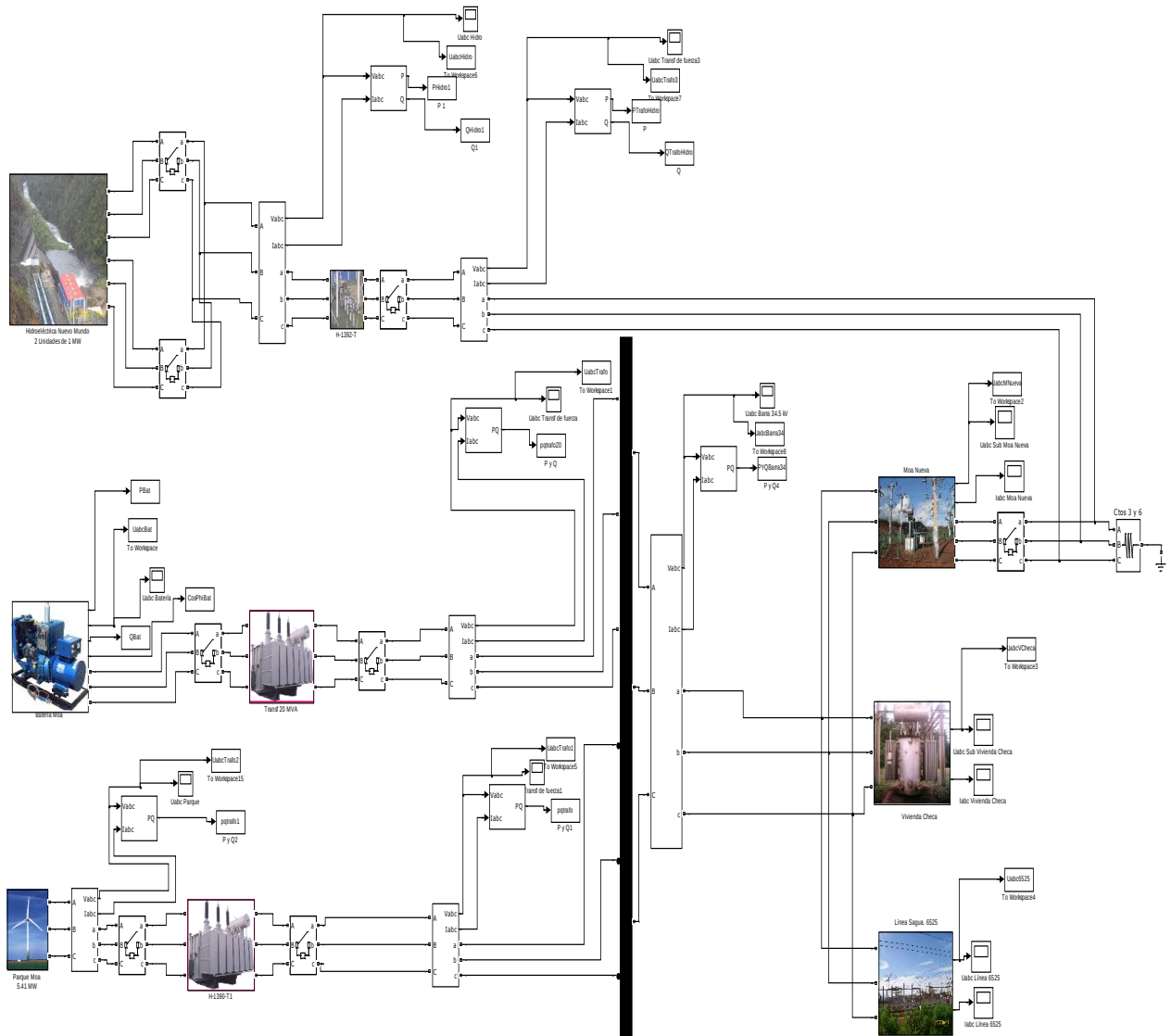


Figura 3.11 Modelo de sistema híbrido diesel-hídrico-eólico.

3.3 Simulación del sistema híbrido.

En ocasiones durante el desarrollo de ejercicios Meteoro y días de la defensa, se llega a realizar una sincronización ordinaria asumiendo solo una pequeña porción de la demanda residencial, aunque este tipo de sincronización trae problemas a la máquina de menor potencia que se sincroniza, la pequeña central hidroeléctrica.

Ha sucedido que durante el funcionamiento, ya sincronizados los dos sistemas de generación, se dificulta la entrega de energía, pequeñas variaciones en la carga provocan disparos en el microsistema. Las causas de este comportamiento pueden estar dadas por el nivel de excitación de la planta principal, la reserva rodante y la conexión de carga imprevista. Para ello se realiza una simulación con varias corridas para corroborar estas situaciones.

El sistema híbrido está compuesto por 8 grupos electrógenos diesel que forman la Batería Moa, las dos unidades de la pequeña central hidroeléctrica Nuevo Mundo y un parque eólico cuya instalación es posible, pero depende de las posibilidades de inversión de nuestro país. Los ocho grupos electrógenos se combinan para formar un subsistema que representa a la Batería Moa, las dos unidades de la pequeña central hidroeléctrica se unen en el subsistema pequeña central hidroeléctrica, y el parque eólico compuesto por 7 máquinas de 750 W, hace una potencia unitaria de 5.25 MW.

Como se pueden presentar situaciones extremas ante una situación excepcional que obligue a explotar la Batería por más de 12 horas, es necesario realizar la planificación de la generación. En este trabajo se considera el total de las máquinas diesel disponibles y la plena generación de la pequeña central hidroeléctrica (basado en la capacidad volumétrica de la presa Nuevo Mundo y los históricos de explotación de dos años) y el parque al 50% de su capacidad para una velocidad de 6.04 m/s (velocidad promedio en la estación anemométrica estudiada).

- **Simulación antes de la sincronización.**

Batería en vacío.

Siguiendo el procedimiento establecido por la norma [NEMA MG1-22] para la explotación de una batería en régimen isla, se inicia el funcionamiento de la instalación con una máquina y se van sincronizando automáticamente las demás, una vez sincronizadas entre sí todas las unidades disponibles se cierra el totalizador de la barra de 13.8 kV que alimenta al transformador de 20 MVA, el que se encarga de entregar los 34.5 kV a la barra 2 de la subestación Moa 110 kV, esta se encuentra aislada del sistema por medio de la apertura de los interruptores de las dos líneas 220 kV provenientes de la subestación Punta Gorda. El proceso real demora alrededor de 8 minutos.

En la figura 3.12 se muestra el comportamiento de la tensión en la barra de 13.8 kV una vez sincronizadas todas las unidades de la Batería operando en vacío. Es apreciable el correcto comportamiento de esta variable a nivel de tensión nominal.

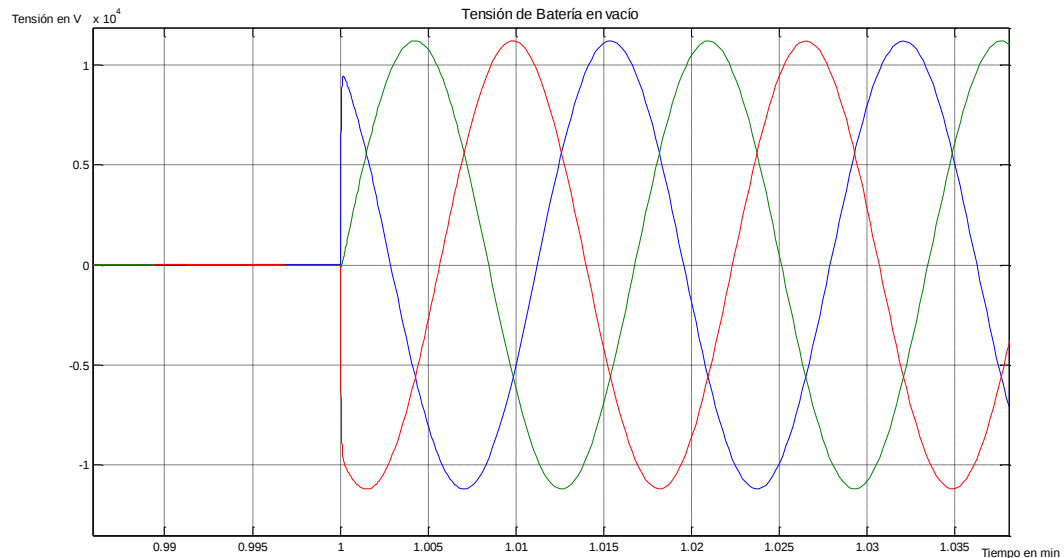


Figura 3.12 Tensión en Batería Moa durante la marcha en vacío.

La operación con la carga residencial asociada está estrechamente vinculada al porcentaje de explotación de la instalación. Ha quedado demostrado en trabajos anteriores que al 75% no se satisface el 50% de la demanda, en este trabajo se simula el microsistema considerando las máquinas al 85 %. La simulación al 100 % es única por ser este porcentaje limitado por las características de potencia de los grupos electrógenos diesel Marelli (Principal Power-PRP), que estipula que solo se deben operar a potencia máxima por tiempo limitado.

Batería aislada con carga residencial.

Una vez establecida la demanda que se alimentará por la batería se procede al cierre de los interruptores en las subestaciones distribuidoras. La carga a conectar no debe superar el 50% de la reserva rodante que va quedando en el sistema. En la figura 3.13 se muestra como los niveles de tensión para la capacidad instalada en la Batería Moa cuando opera al 85 % (12.83 MW), no se mantiene en los niveles de nominales ante la conexión de la carga residencial en su totalidad, es apreciable las caídas de tensión cada vez que se conecta una subestación de distribución. El sistema

luego de la conexión de la última subestación, trata de recuperarse sin llegar a los 7 kV, cuando deberían existir 13.8 kV. Con la explotación al 85% solo se puede cubrir el 53% de la demanda sin que existan caídas significativas de voltaje.

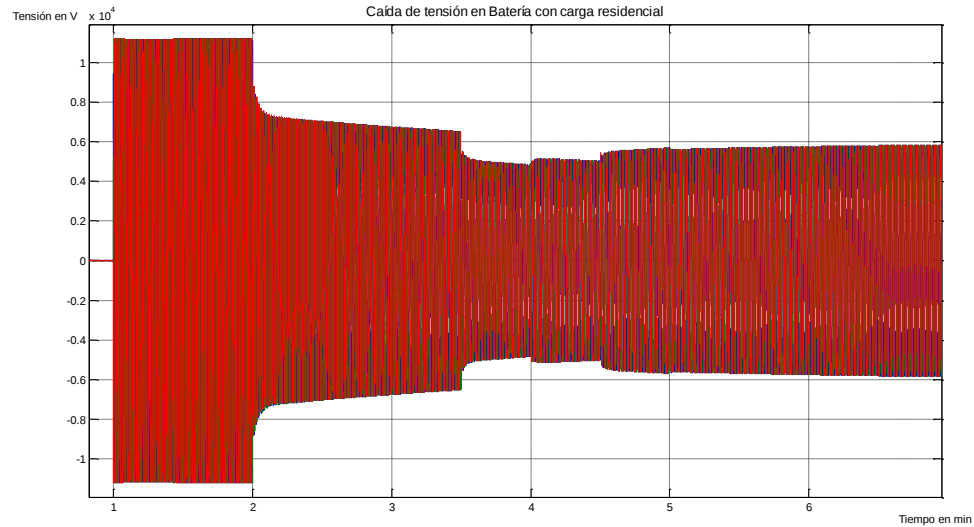


Figura 3.13 Caídas de tensión en barra de 13.8 kV en Batería Moa ante la conexión de las 3 subestaciones.

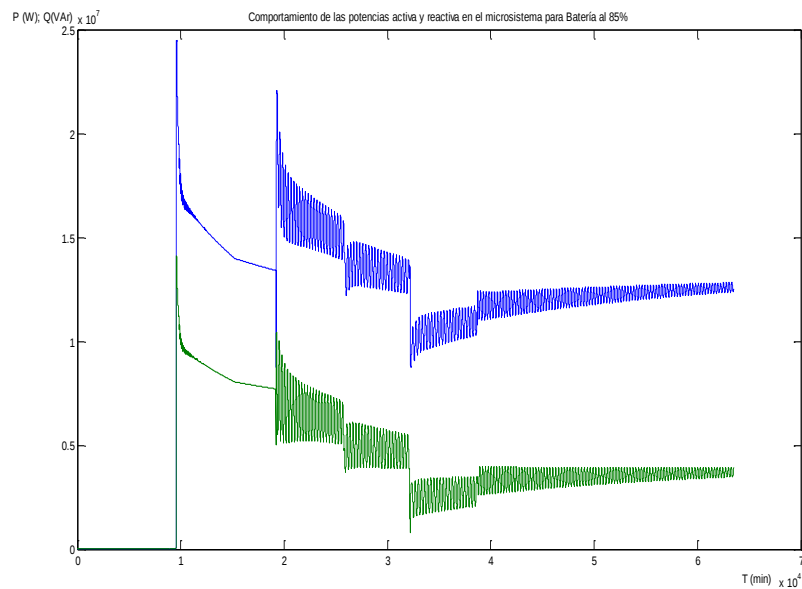


Figura 3.14 Potencias activa y reactiva del microsisistema.

En la figura 3.14 se muestra el comportamiento de la potencia activa en los momentos de conexión de las cargas con la Batería al 85%, es apreciable que después de conectada el 75% de la carga a los 3 minutos, es necesario la entrada de las demás fuentes generadoras del sistema híbrido para suplirla y dejar intacta la reserva rodante.

Además de la simulación del modelo de la Batería se cuenta con la simulación de la pequeña central hidroeléctrica de forma aislada.

Pequeña Central Hidroeléctrica en vacío.

Se introducen en el modelo los parámetros nominales de las turbinas y los generadores, fijando la excitación a 225 V, 50 A y 900 rpm se inician las operaciones con una de las unidades de la instalación y seguidamente la otra unidad.

En la figura 3.15 se aprecia que a los 960 s ocurre la entrada o sincronización de la segunda unidad de la pequeña central hidroeléctrica, la sincronización se realiza con el sistema por solo contar la instalación con un panel de sincronización. La tensión durante la marcha en vacío se mantiene en los valores nominales. (6.3 kV)

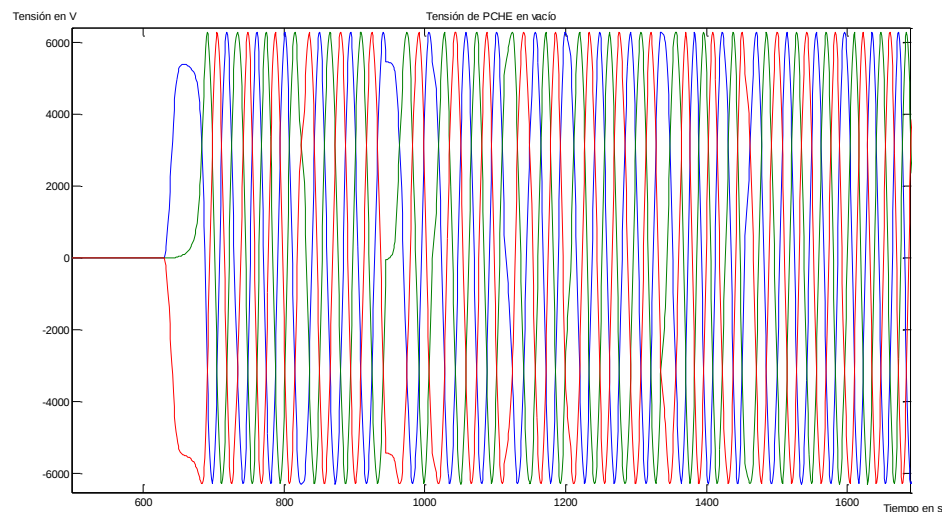


Figura 3.15 Tensión de 6.3 kV en pequeña central hidroeléctrica Nuevo Mundo durante la marcha en vacío.

La potencia de la instalación es de 2.5 MVA, durante la simulación se considera la capacidad plena de la pequeña central hidroeléctrica, bajo el criterio que el volumen de agua almacenada y la periodicidad de las lluvias en el territorio permiten el régimen de explotación propuesto.

Se realiza además la corrida de la pequeña central hidroeléctrica aislada alimentando al circuito 6 con 1.5 MW de potencia instalada.

Pequeña Central Hidroeléctrica aislada con carga residencial del circuito 6.

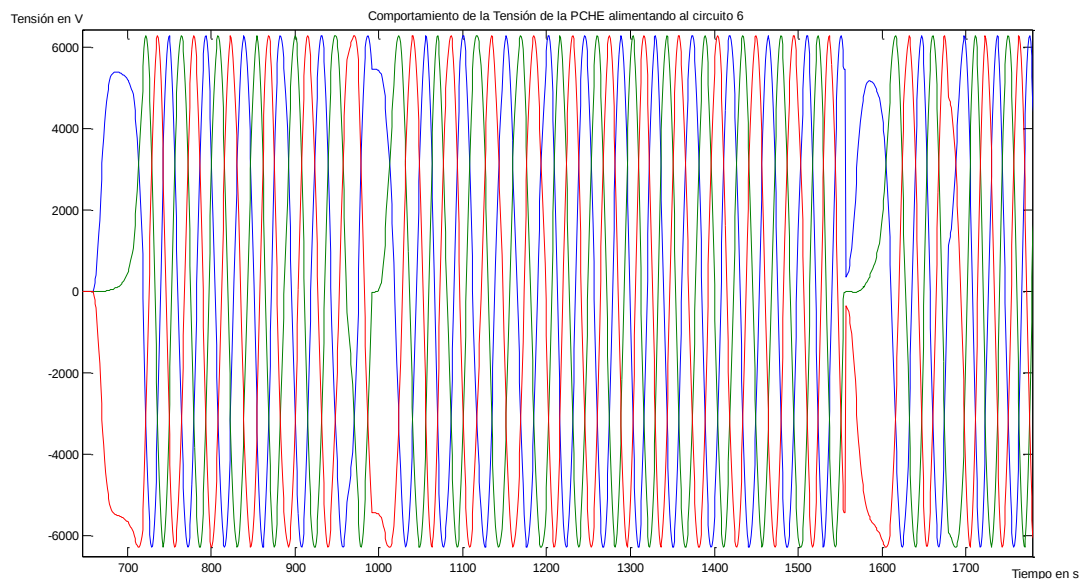


Figura 3.16 Comportamiento de tensión en barra ante la conexión del circuito 6.

En la figura 3.16 se observa que a los 6.6 minutos (1000 s) después de iniciar las operaciones la primera unidad se sincroniza la segunda, manteniendo la tensión en su valor nominal, a los 26.16 minutos (1570 s) se conecta la carga residencial del circuito 6, es apreciable la caída de tensión en el momento del cierre del interruptor y su posterior restablecimiento a 6.2 kV. Si la demanda supera la capacidad instalada en la pequeña central hidroeléctrica, se experimentará un comportamiento errático con la consecuente caída de tensión y desconexión de las unidades generadoras.

Parque en vacío.

La tensión unitaria del parque es elevada a 13.8 kV por medio de transformadores de 2.5 MW y mediante un transformador de 20 MVA se eleva a 34.5 kV. En la figura 3.17 se muestra el comportamiento de la tensión en barra a 13.8 kV durante la marcha en vacío.

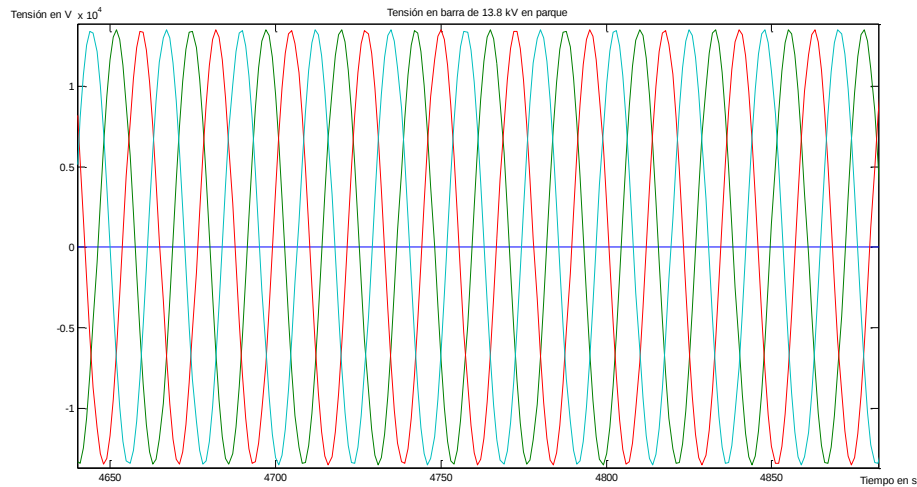


Figura 3.17 Comportamiento de tensión en barra de 13.8 kV en parque.

Parque con carga residencial de la subestación Vivienda Checa.

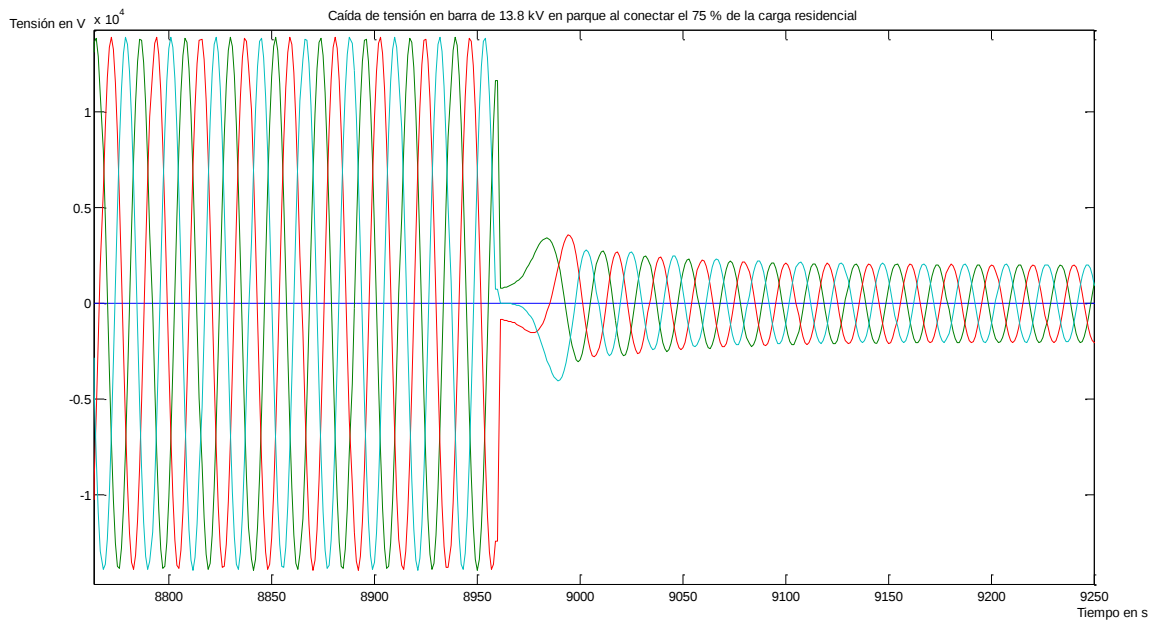


Figura 3.18 Comportamiento de tensión en barra de 13.8 kV con carga residencial. Parque en isla.

En la figura 3.18 se observa como la conexión de la carga de la subestación Vivienda Checa con 6.3 MW provoca una caída significativa de tensión que progresivamente se recupera.

- **Simulación durante la sincronización**

Para agilizar la entrada de los datos a los modelos, se han editado los subsistemas para que sean solicitados los parámetros de los componentes del microsistema. De esta forma es posible introducir diferentes valores de potencia en las subestaciones de distribución para observar el comportamiento de las variables que se miden en los generadores, transformadores de fuerza, barras y subestaciones.

En la figura 3.11 se muestra el modelo utilizado en la simulación en Matlab.

Tomando la demanda de la carga desde las subestaciones principales en la tabla 3.2, se tiene que entre Moa Nueva y Vivienda Checa, alcanzan a las 8:00 am, un total de 13.8 MW, superior a la capacidad instalada en la Batería Moa cuando opera al 85 % que es de 12.83 MW, a esta se le une la pequeña central hidroeléctrica con sus 2 MW y un parque eólico con 5.2 MW, para un total de 20.03 MW, a esta generación total se le restan los 3 MW de reserva rodante establecidas para la operación en isla, quedando capacidad suficiente para asumir la demanda fuera del horario pico. Al iniciarse el horario pico del mediodía la demanda aumenta y la generación disponible se mantiene constante, al superar los 15.2 MW es necesaria la desconexión de los clientes para evitar caídas de voltaje considerables. A este por ciento no se mantiene la reserva rodante necesaria para régimen isla.

Si se contase solo con la generación de Batería y la pequeña central hidroeléctrica la situación empeora. La presencia del parque eólico influye de manera positiva para garantizar la reserva rodante, de lo contrario la potencia disponible es aún menor. En los horarios picos principales del mediodía y la noche se impone la desconexión de carga.

En la tabla 3.2 la capacidad instalada es superior a la demanda excepto en los horarios pico del mediodía y la tarde. En estos intervalos la demanda aumenta y se reduce la reserva rodante.

Tabla 3.2 Generación de Batería Moa al 85 %, Pequeña Central Hidroeléctrica y Parque con demanda de subestaciones principales

Hora	Demanda de la carga (MW)			Capacidad Instalada (MW)			Gen Tot	Gen Tot-reserv	Reserv
	Moa Nueva	Vivienda Checa	Demanda Total	Bat Moa 85%	PCHE	P,Eól	(MW)	(MW)	(MW)
8:00	7,5	6,3	13,8	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	3,4384
8:30	7,7	6,3	13,95	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	3,2884
9:00	7,9	6,2	14,1	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	3,1384
9:30	8,2	6,5	14,65	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	2,5884
10:00	8,4	6,8	15,2	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	2,0384
10:30	8,5	7,7	16,2	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	1,0384
11:00	8,6	8,6	17,2	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	0,0384
11:30	8,8	8,9	17,7	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	-0,4616
12:00	9,0	9,2	18,2	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	-0,9616
12:30	8,8	8,5	17,25	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	-0,0116
13:00	8,6	7,7	16,3	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	0,9384
13:30	8,6	7,2	15,75	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	1,4884

Tabla 3.2 Generación de Batería Moa al 85 %, Pequeña Central Hidroeléctrica y Parque con demanda de subestaciones principales. (Continuación)

Hora	Demanda de la carga (MW)			Capacidad Instalada (MW)			Gen Tot	Gen Tot-reseva	Reserv
	Moa Nueva	Vivienda Checa	Demanda Total	Bat Moa 85%	PCHE	P,Eól	(MW)	(MW)	(MW)
14:00	8,6	6,6	15,2	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	2,0384
14:30	8,6	7,2	15,75	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	1,4884
15:00	8,6	7,7	16,3	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	0,9384
15:30	8,9	8,1	16,95	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	0,2884
16:00	9,2	8,4	17,6	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	-0,3616
16:30	9,1	9,2	18,25	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	-1,0116
17:00	8,9	10,0	18,9	12,8384	2	5,4	20,2384	17,2384	-1,6616

Es apreciable en la tabla 3.2, como la reserva rodante es superior a los 3 MW mientras no se entra a los horarios picos, posibilitando la desconexión de grupos electrógenos de la Batería Moa, con la consecuente disminución de consumo de combustible diesel y las emisiones de gases a la atmósfera.

En la figura 3.19 se puede apreciar la relación que se establece entre los diferentes por cientos de generación (diesel al 85 %, pequeña central hidroeléctrica 100%, parque 100%) y la demanda residencial.

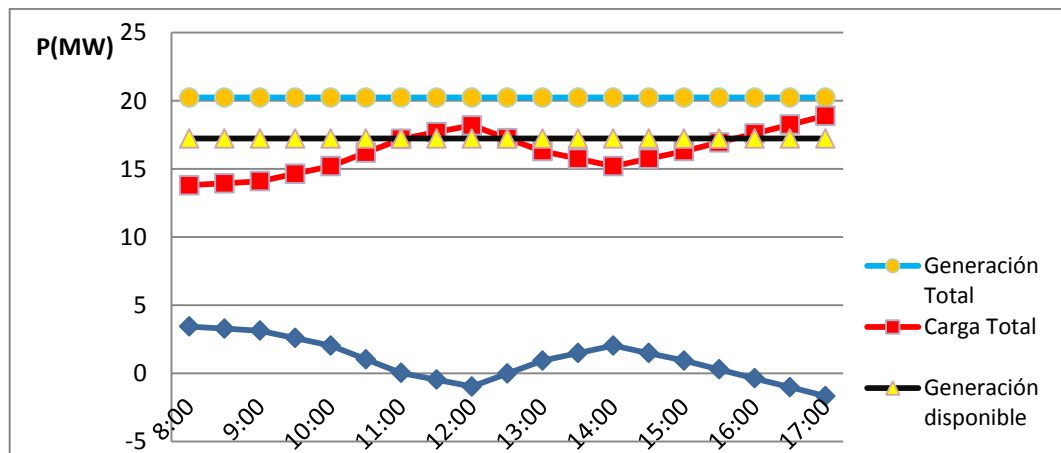


Figura. 3.19 Comportamiento de la demanda y generación disponible.

Cuando la demanda es del 85 %, es decir, 15.6 MW, aún es superior a la capacidad de la Batería al 85% y la pequeña central hidroeléctrica a potencia nominal.

En los bornes de los generadores existe un déficit de tensión de 90 V (390 V en lugar de 480 V) y que en los terminales de los transformadores de las subestaciones de distribución sea de 1,6 kV. (12.219 kV, en lugar de 13.8 kV).

Cuando se conecta el total de la carga residencial y pequeña estatal del municipio es apreciable la caída de tensión tanto en los bornes de los generadores como en el transformador de fuerza de la Batería Moa, donde la tensión se reduce a 260 V.

Al conectar las cargas existe para la demanda promedio una caída de tensión de 120 V en los bornes de los generadores y en los bornes del transformador de fuerza de la Batería Moa es de 8,2 kV.

Para estos niveles de carga la explotación de la Batería Moa y la pequeña central hidroeléctrica no es recomendable, la tensión en generadores descienda aproximadamente al 50 % y el consumo de combustible aumenta por el trabajo de los motores por restablecer la potencia. Ante la experiencia de sobrecarga se ha de realizar la desconexión de las cargas necesarias, tal y como se ha realizado en las dos pruebas en isla al microsistema.

3.4 Procedimiento para operación en isla.

En el microsistema la fuente primaria será la batería de grupos electrógenos diesel, la que regulará frecuencia y garantizará la estabilidad de la tensión en barra. La pequeña central hidroeléctrica se sincroniza una vez que la batería con las máquinas disponibles a comienza a suplir la demanda previamente establecida para el arranque del microsistema, a partir de este momento se podrá aumentar la demanda, siempre manteniendo la reserva rodante de 3 MW. La conexión del parque estará limitada por la velocidad del viento, si existen condiciones favorables, su sincronización posibilitará la desconexión de hasta 3 grupos electrógenos, permitiendo el ahorro del combustible diesel de estas máquinas.

Los clientes de primera categoría con generación propia serán alimentados por el microsistema hasta tanto no se requiera su desconexión por incapacidad en el sistema híbrido.

Los enlaces existentes entre los circuitos residenciales urbanos permiten la alimentación de todos los circuitos desde las diferentes subestaciones distribuidoras en correspondencia con la potencia de sus transformadores.

Para que funcione exitosamente el microsistema se necesita:

1. Personal capacitado en las plantas y en los despachos de carga.
2. Existencia de un estudio preliminar de las redes, cargas y variantes a aplicar.
3. Buena y efectiva comunicación con las plantas generadoras.
4. Evaluar la situación operativa en el momento de su implementación.
5. Definir qué carga se va a alimentar.
6. Definir qué emplazamiento es más conveniente para entrar como isla inicialmente (será quien llevará la reserva rodante y la frecuencia). Se recomienda que sea la batería.

7. Evitar que la carga que se vaya adicionando al microsisistema sobrepase el por ciento de carga súbita de la batería que es quien lleva la reserva rodante de 3 MW.
8. Definir si es necesario o no introducir más generación en paralelo para asumir la totalidad de la carga.
9. Velar en cada momento (entrada y salida de carga y generación) que la reserva rodante se mantenga en los valores correspondientes para la tecnología escogida.
10. Mantener chequeo estricto de los parámetros del microsisistema y tomar medidas rápidas ante cualquier variación que ponga en riesgo la vitalidad del microsisistema.

Partiendo del monolineal de la subestación Moa 110 kV se debe considerar la variante de explotación en lazo del microsisistema, para ello las subestaciones se mantienen con los circuitos de salida correspondientes, se proponen transformadores de iguales características para trabajar en paralelo así como los de la subestación Vivienda Checa para unirse en paralelo en la distribución.

Consideraciones previas.

A los circuitos de distribución se propone reconfigurarlos de la forma siguiente:

Propuestas de reconfiguración para el Circuito 1

En este circuito se propone:

- Cambiar el calibre del conductor y completar las fases en la línea primaria de la calle N. Van Troy, desde la funeraria hasta la Avenida Lenin. Con esta acción se disminuye la distancia en 2.3 km para alimentar las cargas de las calles Pedro Soto Alba y Nguyen Van Troy, influyendo esto directamente en la reducción de los niveles de pérdidas por efecto Joule.
- Instalar un desconectivo, el cual funcionará normalmente abierto (N/A), en el final de la calle N. Van Troy, para enlazar a este circuito con el circuito #4.

Este circuito tendrá enlace con los circuitos: #9 (H 2075), #11 (H 2077) y # 4 (Desconectivo nuevo a instalar en la calle N. Van Troy) y (H 2082) a la salida de la subestación.

Propuestas de reconfiguración para el Circuito 2.

Para este circuito se propone:

- Convertir el voltaje de operación, de 13,8 kV a 19 kV, a 860 kVA instalados en bancos de transformadores del ramal Servi-Cupet a partir del desconectivo H-2079. Con esta conversión se retirarán 2.8 km de líneas en uso conjunto con las líneas de 34,5 kV del 6160 y 6515.
- Pasar 1575 kVA instalados en el reparto Caribe para la subestación Vivienda Checa, instalando un desconectivo que funcionará N/A (proponemos un Nulec) frente al Edificio #20 del Caribe, dejando los ramales Parcelación Caribe y Aserrió para que pasen al circuito #11, siendo esta la segunda alimentación para el Hospital.

Este circuito tendrá enlace con el circuito #11 (H 2278) y la posibilidad de operar con el transformador de reserva de la subestación Vivienda Checa, además el esquema de garantizar la seguridad del servicio al Hospital Guillermo Luís de la siguiente manera:

- a) En caso de avería en la subestación Vivienda Checa o en el tronco del circuito se abrirá el desconectivo H 2174 y se cerrará el H 2278.
- b) Cuando la falla es en el Reparto Caribe y el tronco no sufre daño alguno, se abrirá el desconectivo H 2174 y se cambiará la alimentación dentro del Hospital.

Propuestas de reconfiguración para el Circuito 3

Para este circuito se propone convertir el voltaje de operación a 19 kV, (445 kVA).

Propuestas de reconfiguración y mejora para el Circuito 4

- Completar las tres fases primarias en la calle Antonio Boizán para alimentar al Reparto 26 de Junio e instalar un seccionalizador en este ramal, instalar otro desconectivo en la Avenida Lenin (ramal Joselillo) y el otro en la calle N. Van Troy para enlazar con el circuito 1.
- Cambiar sección del conductor en el ramal de Joselillo 1.7 km de cobre 6 y 8 por aluminio AAAC 78mm².

Este circuito tendrá enlace con el circuitos 1 (H 2082), con el circuito 6 (H 1801) y con el circuito 1 al final de este en la calle N. Van Troy (nuevo a instalar).

Propuestas de reconfiguración para el Circuito 6

Para este circuito se propone:

- Convertir a 19 kV los transformadores de la Fábrica de Bloque (87.5 kVA) eliminando 1.2 km de líneas primarias a 13.8 kV e instalar un Nulec en el Estado Mayor para enlazar con la generación de la hidroeléctrica de la presa Nuevo Mundo (pequeña central hidroeléctrica).
- Alimentar a este circuito a través de la subestación Moa Nueva por la avenida 1^{ro} de Mayo, acercando la fuente al centro de carga, disminuyendo la distancia de la línea en 1.1 km; se reducen los niveles de pérdidas y la caída de voltaje.
- Reubicar el desconectivo H 2078 para el reparto 5 de Diciembre y eliminar el desconectivo H 1953 (ramal pequeña central hidroeléctrica).

Este circuito tendrá enlace con el circuito #11 (H 2077), con el circuito #4 (H 1801), con la línea OH-2 de la fábrica Pedro Soto Alba a través del 6080 y por último puede ser asumido por la generación de la pequeña central hidroeléctrica por el interruptor NuLec H 2285.

Propuestas de reconfiguración para el Circuito 11

Para este circuito se propone:

- Asumir 1 285 kVA del ramal Aserrío – Parcelación Caribe y mantenerse con la carga del ramal Armando Mestre, con seccionalizador para ambos ramales.

El enlace será a través del circuito #6 (H 2077), con el circuito #2 (H 2278) y con el circuito #1 (H 2177).

Propuestas de reconfiguración y mejora para el Circuito 21

Para este circuito se propone:

- Cambiar la sección del conductor a 2.4 km en el tronco del circuito (Miraflones) de ACSR 35mm² por AAAC 78mm².
- Alimentar a los repartos Miraflones y Vivienda Checa, con un desconectivo para el enlace con el circuito #9 en la Avenida 7 Diciembre.
- Cambiar la sección del conductor ACSR 35mm² por AAAC 152mm² en el ramal Teatro del Pueblo (0.84 km), asumiendo esta sección el circuito #2.
- Convertir de 13.8 kV a 19 kV el ramal de Comunales y el ISMM Moa (400 kVA).

Se propone enlazar con el circuito #9 (desconectivo nuevo a instalar en la Avenida 7 Diciembre).

Además se les adicionarán recerradores automáticos NULEC con el objetivo de hacer paralelo y poder hacer traspaso de carga ya sea, entre subestaciones o entre circuitos, sin afectar a todos los clientes.

En los circuitos radiales se propone instalar 5 recerradores Nulec:

- En el circuito #2 desconectivo H 2278, enlace con el circuito #11; y en el H 2174 para garantizar la doble alimentación automática del Hospital Guillermo Luis.
- En el desconectivo H 2175 de la calle Ángel Romero para enlazar los circuitos #9 y #1 y a la vez los transformadores de las dos subestaciones.
- En el desconectivo a instalar en la calle N. Van Troy para enlazar al final de los circuitos #1 y #4, además posibilidad de traspaso de carga del circuito #4 para el #9 de la otra subestación o viceversa.
- En el desconectivo H 1801 de la EMA con el propósito de continuar con los enlaces al final de los circuitos #6 y el #4, además la posibilidad de aprovechamiento de la generación de la pequeña central hidroeléctrica en la entrega de carga.

Manipulaciones a realizar.

Creación del microsisistema MOA - El Carmen – Sagua 2, ante la pérdida de la alimentación del SEN. Consideraciones.

- Todos los pasos aquí reflejados serán ordenados por el Despachador de Generación Distribuida del Despacho Territorial o un despachador evaluado en la generación, quien radicará en la Batería.
- Controlar en todo momento el voltaje y la frecuencia en barra, así como, la reserva de la Batería.

Orden de las operaciones.

1. Fijar el parámetro **7512** hasta 900 segundos (15 minutos). Tiempo de desconexión de los grupos sin carga.
2. Seleccionar 1000 kW por encima del primer escalón de carga esperada. Este parámetro se fija en el AGC del panel **K01** del contenedor de media tensión por el canal **7621**, este es el valor al cual se cerrará el interruptor totalizador de la batería. Ej. el 6525 tiene 5400 kW de demanda, el 7621 se fijaría en 6400 kW.
3. Fijar el parámetro **7501** en 2000 kW.
4. Fijar el parámetro **7511** en 2200 kW.
5. Tomar la demanda de los circuitos radiales antes del disparo o apertura.
6. Abrir los interruptores totalizadores 6510 y 6165.
7. Cerrar el interruptor 6505.
8. Poner interruptor de llave en la posición de trabajo en ISLA.
9. Arrancar la batería y esperar el cierre del totalizador de 13.8 kV (H-1380).
10. Iniciar el cierre de los circuitos comenzando por el de mayor demanda.
 - 6160 LTE 33 kV Centeno - Moa.
 - 6525 LTE 33 kV Centeno - Sagua.
11. Sincronizar los GEA cumpliendo con las condiciones de sincronización.
12. Continuar el cierre de los circuitos
 - 6155 LTE 33 kV Centeno – Bombeo - Potabilizadora.
 - 6520LTE 33 kV Centeno – Vivienda Checa.
 - 6515LTE 33 kV Centeno – Combinado Mecánico – Potabilizadora.
 - 6150LTE 33 kV Centeno – Combinado Mecánico.

13. Ajustar el parámetro **7511**, reserva rodante, en 1 200 kW. Reserva de regulación primaria.
14. Fijar el parámetro **7512** hasta 300 segundos (5 min). Tiempo de desconexión de los grupos sin carga.
15. Abrir los desconectivos 9675 y 9295.
16. Cerrar el O190. (Calentar barra con Batería Moa)
17. Ajustar parámetros para sincronización de la pequeña central hidroeléctrica (Tensión, frecuencia, secuencia y polaridad).
18. Bajar a 34.2 kV en barra para la entrada de la pequeña central hidroeléctrica.
19. Cerrar H2085. (Energiza subestación pequeña central hidroeléctrica)
20. Cerrar desconectivo H2099 (Sincroniza Unidad 1).
21. Ajustar de parámetros en Unidad 2.
22. Cerrar H2095.
23. Ajustar parámetros del parque eólico.
24. Reducir el voltaje en barra a 33.8 kV en Moa 110 kV
25. Entrada del parque.
26. Conectar resto de carga determinada para caso isla mientras se mantenga reserva rodante.

1. Medios de comunicación.

Despacho Territorial:

Teléfono: 423813, 463201, 423702 extensiones: 811, Despachador Jefe de Turno.

815, Despachador de Redes y Subestaciones.

812, Despachador de Generación.

813, Auxiliar.

Trun King: 3906 – 242 Despachador Jefe de Turno.

 3906 – 243 Despachador de Redes y Subestaciones.

 3306 – 487 Despachador de Generación Distribuida.

3306 – 601 Auxiliar.

FM: Despacho Territorial F-1, F-2 y F-3. Con tono selectivo.

Batería de Moa.

Teléfono: 6-5233

Trun King: 206-3306-622

FM: Batería de Moa, F-2.

Pequeña Central Hidroeléctrica:

Trunking: 3803 – 235 Jefe de Turno.

Ajustes de sincronización.

Sincronizar la Batería y una vez hecha la Isla regular a 34.2 en la Barra II para la entrada de la pequeña central hidroeléctrica. Luego de forma automática si existe 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 34.5 kV lo más cerca posible de 33.8 kV para disminuir el efecto de subida de tensión que puede provocar el aumento de Generación del Parque Eólico.

Primeramente se debe fijar los parámetros tensión, frecuencia y secuencia de fases.

- 1 El sistema estará restringido porque la potencia total suministrada por el sistema híbrido debe ser igual a la cantidad consumida por la carga. Ni la frecuencia ni la tensión están forzados a permanecer constantes.
- 2 Para ajustar la repartición de potencia entre los generadores sin cambiar la frecuencia del sistema, se incrementan los puntos de ajuste del gobernador de unos generadores mientras se disminuyen los de otros. Las máquinas cuyos puntos de ajuste en el gobernador fueron aumentados, tomaran más cantidad de carga.
- 3 Para ajustar la frecuencia sin cambiar la repartición de potencia, se aumentan o se disminuyen simultáneamente los puntos de ajuste del gobernador en los generadores de la

Batería y la pequeña central hidroeléctrica. La recuperación de la tensión en el caso del generador asincrónico es más lenta que en el sincrónico, por esta razón no se regula con el parque eólico.

- 4 Para ajustar la distribución de potencia reactiva entre generadores sin cambiar la tensión, se 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 tomará más cantidad de carga reactiva.
- 5 Para ajustar la tensión sin cambiar la repartición de potencia reactiva, simultáneamente se aumenta o se disminuyen las corrientes de campo de los generadores.
- 6 La Reserva de regulación primaria(1200 kW) está disponible con carácter inmediato (menos de 15 s) y se realiza modificando la frecuencia del sistema. La Reserva de regulación secundaria está formada por centrales que varían su producción, y actuarán hasta los 15 minutos, donde entraran a funcionar las plantas de reserva (regulación terciaria), para que la regulación secundaria esté de nuevo disponible (3 000 kW).
- 7 Producto de que la fuente primaria de energía en el parque, es el viento (muy variable y no se puede controlar ni predecir) la interconexión de este con la red eléctrica trae consigo problemas técnicos, que afectan al sistema eléctrico al cual se conectan, creando dificultades con la estabilidad transitoria, la regulación de tensión y la gestión de reservas. Cada vez que un parque es desconectado, cesa su consumo de potencia reactiva, trayendo como consecuencia un ascenso de la tensión en los nodos vecinos.
- 8 Como el parque está conectado a una red débil, se producen fluctuaciones elevadas de frecuencia, por lo que es aconsejable usar aerogeneradores de velocidad variable.

3.5 Valoración económica.

Si se usa la GD como reserva, se puede aliviar la carga de la red en horas de máxima demanda y ante situaciones de emergencia, pero se debe tener en cuenta que el consumo específico de combustible aumenta cuando disminuye la carga, por lo que el uso de fuentes energéticas renovables conectadas directamente a la red de distribución, permite incrementar la eficiencia del sistema y reducir los gastos por compra de combustible, al sustituir grupos electrógenos parcialmente cargados.

En la operación aislada en la GD juegan un papel fundamental las plantas generadoras con fuentes de energía renovables. El consumo de combustible de los grupos electrógenos diesel Serie 4000 presenta una media de 220g/kWh, esto significa que para generar el promedio de la energía consumida en el municipio Moa, son necesarias 837.904 toneladas de diesel. Utilizado el valor promedio de la energía que entrega la pequeña central hidroeléctrica el consumo de combustible se disminuye a 591.152 toneladas, es decir, se desplazan 246.751 toneladas de combustible.

Pequeña Central Hidroeléctrica

$$\text{barriles de crudo} = 7.4 \cdot 246.751 = 1825.95$$

$$\text{Ahorro en divisas} = \text{precio barril} \cdot \text{Ahorro de combustible}$$

$$\text{Ahorro en divisas} = 105.62 \cdot 1825.95 = \$192\,856.8 \text{ USD.}$$

Parque

Teniendo en cuenta la producción anual de energía del parque:

$$\text{Ahorro de combustible} = PEA \cdot 1000 \cdot C_g / 1000\,00$$

$$\text{Ahorro de combustible} = 47\,391.6 \cdot 1000 \cdot 220 / 1000\,00 = 10\,426.15 \text{ t de petróleo.}$$

Dado que una tonelada de petróleo equivale a 7.4 barriles se obtiene que:

$$\text{barriles de crudo} = 7.4 \cdot 10\,426.15 = 77\,153.66$$

Donde:

C_g – Consumo específico de combustible. (g/kWh)

$$\text{Ahorro en divisas} = \text{precio barril} \cdot \text{Ahorro de combustible}$$

$$\text{Ahorro en divisas} = 105.62 \cdot 77\,153.66 = \$814\,928 \text{ USD.}$$

Basado en la cantidad de petróleo que se dejaría de quemar con la puesta en funcionamiento del parque y la operación de la pequeña central hidroeléctrica, se procede a calcular la cantidad de gases de efecto invernadero que evitarían expulsar a la atmósfera.

Gases de efecto invernadero evitados = $0.75 \cdot \text{PEA} = 0.75 \cdot 47\,391.6 = 35\,543.7 \text{ t de CO}_2$

Debido a la crisis energética actual y a la amenaza del cambio climático, cada vez van a tener más importancia sistemas aislados de la red eléctrica como estos, donde se trata de optimizar a la vez los costes, las emisiones contaminantes y la energía no servida.

3.6 Conclusiones del capítulo.

1. Se confeccionó el modelo para la simulación del sistema híbrido diesel-hídrico-eólico.
2. Las sobrecargas en el microsistema provocan la caída de tensión en los bornes de transformadores de fuerza y generadores.
3. Los 3 MW de reserva rodante cuando la Batería opera al 75% no se garantizan.
4. La operación de un parque eólico permite desplazar generación proveniente de la Batería.

Conclusiones

1. Los modelos independientes de los elementos del sistema híbrido de Moa responden a los componentes reales existentes en el circuito de distribución.
2. El modelo general confeccionado se puede aplicar a sistemas híbridos autónomos.
3. Es factible la creación del sistema híbrido de Moa con una capacidad de 20.23 MW para suplir la demanda residencial promedio de 18.63 MW.
4. El procedimiento realizado garantiza el funcionamiento estable del microsistema.
5. Con el uso de la generación híbrida se ahorran 12 526 409. 8 USD al año.



Recomendaciones

Utilizar los modelos desarrollados para el apoyo en la toma de decisiones.

Utilizar los modelos desarrollados en la docencia como entrenamiento.

Simular la conexión de una estación solar conectada a la barra de 34.5 kV de Moa 110 kV.

Bibliografía

- [1]. Ashari M. y Nayar, C. V. “ An Optimum Dispatch Strategy using set points for a Photovoltaic (PV)–Diesel-Battery Hybrid Power System ”; *Solar Energy Vol. 66* No. 1, pp1-9; Elsevier Science Ltd. 1999
- [2]. Batista Fernández, Daniel. Estudio del comportamiento de un sistema híbrido aerogenerador – generador diesel. Trabajo de Diploma. ISMM, 2008.
- [3]. Bică D, Dumitru C. D, Gligor A., A.-V. Duka – Renewable energy.Isolated hybrid solar-wind hydro renewable energy systems, Ed. Intech, Vukovar, Croația, 2009, p.297-316;
- [4]. Caire, R. N. Retiere, S. Martino, C. Andrieu, and N. Hadjsaid, “Impact assessment of LV distributed generation on MV distribution network,” in Proc. IEEE PES Summer Meeting, vol. 3, pp. 1423–1428 July 2002.
- [5]. Castro, J.R., y J. A. Finch. Simulation of a grinding circuit charge to reduce lead sliming. Mineral Processing. April 1980.
- [6]. Costa A.C.A e Feitosa, E.A.N. Sistema Híbrido Eólico-Solar-Batería para la geração de electricidade no Nordeste do Brasil, Centro Brasileiro de Energía Eólica-CBEE, XVII.
- [7]. Dehbonei H., Nayar C. V. y Chang L. “A New Modular Hybrid Power System”; IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2003; Volume: 2,; pp 985 – 990.
- [8]. Dragoş Cristian Dumitru, Adrian Gligor. Modeling and simulation of renewable hybrid Ower system using matlab/simulink environment. 2010, ISSN 1841-9267.
- [9]. Dulfo López Rodolfo. Tesis Doctoral. Universidad de Zaragoza, 2007.
- [10]. Dumitru C.D., A. Gligor - Software Development For Analysis Of Solar-Wind Hybrid Systems Supplying Local Distribution Networks, Acta Electrotehnica, Special Issue: Proceedings of the 2nd International Conference on Modern Power Systems MPS 2008, 12-14 nov. 2008, Cluj Napoca, Romania.
- [11]. Ebert PR, Zimmermann J. “Successful high wind penetration into a medium sized diesel grid without energy storage using variable speed wind turbine technology”. EWEC - CONFERENCE- 903-906, 1999.
- [12]. Elhadidy M.A, Shaahid S.M. “Parametric study of hybrid (wind + solar + diesel) power generating systems”. Renewable Energy 21(2), pp. 129-39. 2000.
- [13]. Elhadidy M.A. “Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems”.

- Renewable Energy 26(3), pp. 401-13. 2002.
- [14]. García, R.S., Weisser, D. “A Wind–diesel system with hydrogen storage: Joint optimisation of design and dispatch”. Renewable Energy 31(14), pp. 2297-2320. 2006.
- [15]. Gavanidou, E.S., Bakirtsis, A.G., Dokopoulos, P.S. “A probabilistic method for the evaluation of the performance and the reliability of wind-diesel energy systems” IEEE Trans. on Energy Conversion 8(2), pp. 197-206. 1993
- [16]. González Fuentes, Yasel Alfonso. Impacto de la introducción de la Generación Distribuida en el Sistema Eléctrico de Potencia. Trabajo de diploma. 2008.
- [17]. González-Longatt, F. Fortoul, C. Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification. Abril, 2008
- [18]. Guerrero Rojas, Y. Gómez Domínguez, R. Noa Ramírez, A Suministro Eléctrico mediante grupos electrógenos al municipio Moa para Situaciones Excepcionales. Tesis de Grado. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. 2007.
- [19]. Gutiérrez Vera, J. “Options for rural electrification in Mexico”. IEEE Transactions on Energy Conversion, 7(3). 1992.
- [20]. Guttromson, Ross T. Modeling Distributed Energy Resource Dynamics on the Transmission System. IEEE, 2002.
- [21]. Henzinger TA, Ho PH, H Wong-Toi. HyTech: A model checker for hybrid systems. International Journal on Software Tools for Technology Transfer. 1997.
- [22]. Herbst, J. A., Potapov, A. V. Radical innovations in mineral, processing simulation. Minerals and Metallurgical Processing, Vol 21; mayo 2004.
- [23]. IEA PVPS T3-05. *Recommended Practices for Charge Controllers*; Photovoltaic Power System Programme, International Energy Agency, Implementing Agreement on Photovoltaic Power System, Task III: Use of PV Systems in Stand Alone and Island Applications. 1998.
- [24]. Inihov D, Kolesov YB, Senichenkov, Y. Diseño de un controlador basado en el modelo del autómatas híbrido. Decision and Control, Proceedings of the 31st IEE conferenceon. volume: 4, pp.3748-3751. 1997.
- [25]. Karaki, S.H., Chedid, R.B., Ramadan, R. (1999) “Probabilistic Performance Assessment of Autonomous Solar-Wind Energy Conversion Systems”. IEEE Transactions on Energy Conversion 14(3).

- [26]. Kostenko M, Protrovski L.M. Máquinas Eléctricas. Tomo I. 1992.
- [27]. Laborde Brown, Reynaldo. Modelación y simulación del proceso de molienda del mineral laterítico, con composición sustancial variable. Tesis Doctoral. 2005.
- [28]. Lagunas Mendoza, Javier. Tesis de Maestría. Control supervisorio difuso para sistema híbrido de generación de electricidad. México, 2004.
- [29]. Lemos de Pereira A. Modular supervisory controller for hybrid systems; PhD Thesis; RISØ National Laboratory; Roskilde, Denmark. 2000.
- [30]. Losi, Arturo. Russo, Mario. Dispersed Generation Modeling for Object-Oriented Distribution Load Flow. IEEE, 2005.
- [31]. Lundsager P. *et al.* “Isolated systems with wind power”. Technical report, Riso-R-1256. Riso National Laboratory, 2001.
- [32]. Manwell, J.F., McGowan, J.G. “Lead acid battery storage model for hybrid energy systems”, *Solar Energy* 50(5), pp. 399–405. 1993.
- [33]. Manwell J.F, Rogers, A, Hayman, G, Avelar, C.T., McGowan, J.G. “Hybrid2- a hybrid system simulation model, Theory manual”, National Renewable Energy Laboratory, Subcontract No. XL-11126-1-1. 1998.
- [34]. Mejía F. *et al.*; (2001); Informe del proyecto 11692 “Estudio Experimental para la Caracterización del Sistema Híbrido Solar-Eólico de Pachuca, Hidalgo” realizado por la Gerencia de Energías No Convencionales del Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- [35]. Moreno Conrado, Colectivo de Autores. Diez Preguntas y Diez Respuestas Sobre Energía Eólica. La Habana, 2006.
- [36]. Nayar C. V., Philips S. J., James W. L., Prior T. L. y Remmer D.; (1993); “Novel wind/diesel/battery hybrid energy system”; *Solar Energy*; Vol. 51, No. 1; pp 65-78.
- [37]. NEMA MG1-22. Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets part 22: application and performance. 2009.
- [38]. Newnham R. H. y Baldsing, W. G. A.; (2002); “Benefits of partial-state-of-charge operation in remote-area-power-supply systems ”; *Journal of Power Systems*; Vol. 107; pp 273-279.
- [39]. Noa Ramírez, Aliniuska. Tesis de Maestría. 2009.
- [40]. Pupo Mariño, Eliosmar. Reconfiguración de las Redes de Distribución del Municipio Moa en la zona urbana. 2011.
- [41]. Rajamani R. K; B. K. Mishra; P. Songfack and R. Venugopal. Millsoft- simulation software

- for tumbling-mill design and trouble shooting. Minerals Engineering. December, 1999.
- [42]. Reyes - Bahena, Juan L. Modelling and Simulation of the grinding circuit at El Pilon Mine. Mineral Processing, feb 2004.
- [43]. Stavrakakis, G.S. Kariniotakis, G.N., (1995) "A general simulation algorithm for the accurate assessment of isolated diesel-wind turbines systems interaction. Part I: A general multimachine power system model" IEEE Trans on Energy Conversion 10(3), pp. 577-583.
- [44]. Taylor J. H. A Rigorous Modeling and Simulation Package for Hybrid Systems, US National Science Foundation SBIR Report, Award No. III-9361232, Odyssey Research Associates, Inc., June 1994.
- [45]. Taylor James H, Kebede Dawit. Modeling and simulation of hybrid systems. 34th IEEE Conference on Decision and Control, New Orleans, LA, December 1995.
- [46]. Taylor James H, Kebede Dawit. Modeling and simulation of hybrid systems in Matlab. IFAC World Congress, San Francisco, CA, July 1996.
- [47]. Tovar Hernández, José Horacio, Ruiz Paredes, Héctor Francisco. Modelado y análisis de sistemas eléctricos de potencia en estado estacionario. 2006.
- [48]. Unión Nacional Eléctrica. Dirección de Generación Distribuida. Generación Distribuida en Cuba julio 2007. PPT. Julio, 2007. p 11.
- [49]. Weisser, D., Garcia, R.S., (2005) "Instantaneous wind energy penetration in isolated electricity grids: concepts and review". Renewable Energy 30, pp. 1299-1308.
- [50]. Wichert, B. "PV-Diesel hybrid energy systems for remote area power generation-a review of current practice and future developments". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 1(3), pp. 209-228. 1997.
- [51]. Wies, R. W., Johnson, R. A., Agrawal, A. N. and Chubb, T. J., (2004) "Economic Analysis and Environmental Impacts of a PV with Diesel-Battery System for Remote Villages". IEEE General meeting of Power Engineering. June 2004. Denver, Colorado (USA).

Anexos

Anexo 1. Descripción de los circuitos residenciales

Circuito 1

El circuito 1 alimenta en su mayoría clientes residenciales distribuidos en los repartos de la Playa, Pueblo Nuevo, Vista Alegre y la calle Ángel Romero de las Coloradas Viejas.

Posee un total de 4 238 consumidores, con una extensión de 10.670 km de líneas primarias a 13.8 kV, además posee 89 transformadores de distribución, para un total de 3 167 kVA instalados.

El conductor predominante es de 78 mm² en los ramales y de 150 mm² de Aluminio en el tronco del circuito. Existe la posibilidad de enlace con el circuito 2 y 9.

Circuito 2

La mayoría de los consumidores conectados en este circuito son residenciales, los cuales se encuentran en los repartos Caribe, calle Mariana Grajales, Aserrío y parte de las Coloradas Nuevas, sólo se destacan algunas cargas trifásicas mencionadas a continuación.

- Almacenes Universales
- Hotel del Níquel Caribe
- Servicupet
- Talleres de la ECRIN y ESUNI.

Este circuito posee 3 118 consumidores, con una extensión de 11.190 km de líneas primarias a 13.8 kV, además posee 99 transformadores de distribución, para un total de 3 845 kVA instalados. Se enlaza con los circuitos 1 y 9

El conductor predominante es de 78 mm², de 35 mm² en los ramales y de 150 mm² de Aluminio en el tronco del circuito.

Circuito 3

Tesis de Maestría en Electromecánica.

El circuito 3 brinda servicio a los consumidores residenciales distribuidos en el reparto de la Veguita y los Posos de Agua.

Este circuito posee 480 consumidores, con una extensión de 5.441 km de líneas primarias a 13.8 kV, además posee 15 transformadores de distribución, para un total de 207.5 kVA instalados. Se enlaza con el circuito 6.

El conductor predominante es de 78 mm^2 de Aluminio en todo el circuito.

Circuito 4

El circuito 4 brinda servicio a un gran número de consumidores residenciales distribuidos en los repartos: Los Mangos, Joselillo, La Laguna, 26 de Junio, Orestes Acosta y Brisas del Mar, además de clientes de la Avenida Lenin y Moa Centro.

Este circuito posee 2 936 consumidores, con una extensión de 9.665 km de líneas primarias a 13.8 kV, además posee 109 transformadores de distribución, para un total de 3 117.5.5 kVA instalados. Se enlaza con el circuito 6 en la Avenida 1ro de Mayo.

El conductor predominante es de 78 mm^2 de Aluminio en el tronco del circuito, en el ramal de Joselillo el conductor es número 8 de cobre y en los otros ramales es de 35 mm^2 de Aluminio.

Circuito 6

El circuito 6 brinda servicio a los consumidores residenciales distribuidos en los repartos Rolando Monterrey, Pedro Soto Alba y Cabaña. Este circuito posee 2 125 consumidores, con una extensión de 24.750 km de líneas primarias a 13.8 kV, con 85 transformadores de distribución, para un total de 2 603 kVA instalados.

El conductor predominante es de 78 mm^2 de Aluminio en el tronco del circuito, menos el ramal de la PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA que es de 158 mm^2 , este circuito permite el enlace con los circuitos 4 en la Avenida 1ro de Mayo y con el OH2 de la industria del Níquel (P.S.A.), sin dejar de mencionar que a través de este circuito es que la Pequeña Central Hidroeléctrica de Nuevo

Mundo le entrega la energía al S.E.N.

El conductor predominante es de 150 mm^2 de Aluminio. Una vez enlazado con el circuito 1 permite el enlace con los circuitos 9 en la Pesca y con el circuito 2 en el puente “Los Loros”.

Circuito 7

Alimentado por la Subestación Miraflores, le suministra energía eléctrica a los poblados de Centeno y Pueblo Nuevo mediante 72 transformadores para un total de 2 747.5 kVA. Alimenta la Torre de comunicaciones de Miraflores. Toma su energía del interruptor 6525 en la subestación Moa 110 kV.

Circuito 8

Se alimenta por medio de la Subestación de Punta Gorda Nueva, cercana al Comando 30, la que está encargada de hacer llegar la energía eléctrica a los pueblos de Punta Gorda y de Yamanigüey, a través de 83 transformadores para una potencia de 4 079 kVA.

Circuito 9

La mayoría de la carga alimentada por este circuito es de carácter residencial. Este circuito alimenta los repartos Atlántico, Vivienda Checa y parte de Coloradas Nuevas, en su conjunto 2 341 consumidores, con una extensión de 7.805 km de líneas primarias a 13.8 kV, además posee 87 transformadores de distribución, para un total de 2 313 kVA instalados.

Circuito 10

Comprende los territorios de Cayo Grande y Farallones, se alimenta desde la Subestación de Farallones, para lo cual emplea 9 transformadores que suman un total de 220.0 kVA. Toma su energía del interruptor 6525 en la subestación Moa 110 kV.

Circuito 11

El circuito 11 alimenta en su mayoría clientes residenciales distribuidos en el reparto de Armando Mestre y algunos clientes del reparto Caribe.

Posee un total de 953 consumidores, con una extensión de 4.010 km de líneas primarias a 13.8 kV, además posee 40 transformadores de distribución, para un total de 1290 kVA instalados.

El conductor predominante es de 150 mm² de Aluminio en el tronco del circuito y de 78 mm² en los ramales, permitiendo el enlace con los circuitos 2 y 1 a la salida de la subestación Moa Nueva.

Circuito 5

La mayoría de la carga alimentada por este circuito es de carácter residencial, sólo se destacan algunas cargas trifásicas como el Hotel Miraflores y la Universidad, Este circuito alimenta los repartos de Miraflores y la parte alta de las Coloradas Nuevas, posee 3 262 consumidores, con una extensión de 7.070 km de líneas primarias a 13.8 kV, además posee 99 transformadores de distribución, para un total de 4 623 kVA instalados.

El conductor predominante es de 70 mm² de Aluminio en la salida de la S/Estación, el resto es de 35 mm², este circuito permite el enlace con el circuito 2 en el Hospital.

La red de distribución actual aún es radial, sin embargo poco a poco se ha trabajado logrando crear las condiciones para enlazar a la mayor parte de los circuitos residenciales, para ello se han instalado cuchillas en diferentes partes de los circuitos.

Anexo 2 Determinación del potencial eólico de la estación Umilitar.

De la data de velocidad y dirección del viento de la estación UMilitar se extrajeron los valores promedio mensuales, los máximos, mínimos y la velocidad media del conjunto. La totalidad de la data consta de 52 704 valores anuales, data mínima necesaria para el estudio del potencial eólico de cualquier zona, en este caso la velocidad promedio es de 6.039 m/s. Una vez organizada la data en Microsoft Excel, se importan los datos al software Statistic, el cual posibilita la obtención de la frecuencia de velocidad y dirección del viento en el período evaluado, los rangos de velocidades están establecidos desde 0.5 m/s hasta 13.5 m/s y dirección desde 0° hasta 360°. Tal como se muestra en las tablas A2.1 y A2.2 para el caso de la estación Unidad Militar, donde prevalecen las velocidades entre 2.5 m/s y 9.5 m/s, con un total de 5 096 horas y los vientos del estenordeste al noreste.

Tabla A2.1 Frecuencia de la velocidad del viento por categorías. Estación Unidad Militar.

Tabla	Velocidad del viento para Estación Umilitar Ene09/Dic09					A2.2
		Conteo	Conteo Acumulado	%	% Acumulado	
	V1>=0,5 and v1 <=1,5	3429	3429	6,50614754	6,50614754	570
	v1 >1,5 and v1<=2,5	4244	7673	8,05251973	14,5586673	705
	v1 >2,5 and v1<=3,5	5283	12956	10,0239071	24,5825744	878
	v1 >3,5 and v1<=4,5	6296	19252	11,9459624	36,5285367	1046
	v1 >4,5 and v1<=5,5	5990	25242	11,3653613	47,893898	996
	v1 >5,5 and v1<=6,5	4808	30050	9,12264724	57,0165452	799
	v1 >6,5 and v1<=7,5	4253	34303	8,06959624	65,0861415	707
	v1 >7,5 and v1<=8,5	4307	38610	8,17205525	73,2581967	716
	v1 >8,5 and v1<=9,5	4924	43534	9,34274438	82,6009411	818
	V1 >9,5 and v1<=10,5	4203	47737	7,97472678	90,5756679	699
	v1 >10,5 and v1<=11,5	2716	50453	5,15330905	95,7289769	451
	v1 >11,5 and v1<=12,5	1272	51725	2,41347905	98,142456	211
	v1 >12,5 and v1<=13,5	477	52202	0,90505464	99,0475106	79
	Not Selected	502	52704	0,95248937	100	83
					Total	8760

Dirección del viento. Unidad Militar.

			Conteo	%	% Acumulado	Horas
		Conteo	acumulado			
$v_2 \geq 281,25$ and $v_2 < 303,75$	WNW	788	52704	1,495143	1,495142684	131
$v_2 \geq 303,75$ and $v_2 < 326,25$	NW	876	876	1,662113	3,157255616	146
$v_2 \geq 326,25$ and $v_2 < 348,75$	NNW	674	1550	1,27884	4,436095932	112
$v_2 \geq 348,75$ and $v_2 < 11,25$	N	918	2468	1,741803	6,177899211	153
$v_2 \geq 11,25$ and $v_2 < 33,75$	NNE	3245	5713	6,157028	12,33492714	539
$v_2 \geq 33,75$ and $v_2 < 56,25$	NE	11166	16879	21,18625	33,52117486	1856
$v_2 \geq 56,25$ and $v_2 < 78,75$	ENE	16049	32928	30,4512	63,97237401	2668
$v_2 \geq 78,75$ and $v_2 < 101,25$	E	9363	42291	17,76526	81,73762902	1556
$v_2 \geq 101,25$ and $v_2 < 123,75$	ESE	3391	45682	6,434047	88,17167577	564
$v_2 \geq 123,75$ and $v_2 < 146,25$	SE	1200	46882	2,276867	90,44854281	199
$v_2 \geq 146,25$ and $v_2 < 168,75$	SSE	879	47761	1,667805	92,11634791	146
$v_2 \geq 168,75$ and $v_2 < 191,25$	S	998	48759	1,893594	94,00994232	166
$v_2 \geq 191,25$ and $v_2 < 213,75$	SSW	797	49556	1,512219	95,52216151	132
$v_2 \geq 213,75$ and $v_2 < 236,25$	SW	989	50545	1,876518	97,39867942	164
$v_2 \geq 236,25$ and $v_2 < 258,75$	WSW	839	51384	1,59191	98,99058895	139
$v_2 \geq 258,75$ and $v_2 < 281,25$	W	532	51916	1,009411	100	88
		52704		100		8760

La velocidad media durante los meses de invierno es estable y en este mismo período se alcanzan los picos de velocidades. Las velocidades registradas durante la etapa invernal supera el valor de la velocidad media. Tal como se muestra en la tabla A2.3

Tabla A2.3 Velocidad del viento. Estación Unidad Militar.

Mes	Velocidad promedio m/s	Velocidad máxima m/s
Septiembre	4,09	12,5
Octubre	4,3	15,4
Noviembre	6,73	15,5
Diciembre	6,78	17,3
Enero	6,98	13,7
Febrero	6,96	14,7
Marzo	6,62	13,9

Abril	5,67	15,7
Mayo	4,66	12,5
Junio	6,78	13,8
Julio	7,3	15
Agosto	5,74	17,3

Distribuciones de frecuencia.

Las distribuciones de Rayleigh $P_R(V_0)$ (2.1) y de Weibull $p(v)$ (2.2), son las más utilizadas para describir la ley de probabilidad de las velocidades del viento sobre un intervalo de tiempo prolongado.

$$P_R(V_0) = 1 - \exp \left[-\pi \left(\frac{V_0}{2 * V_{ave}} \right)^2 \right] \quad V_{ave} = \begin{cases} C \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \\ C \sqrt{\pi/2}, \text{ si } k = 2 \end{cases} \quad (2.1)$$

$$p(v) = \left(\frac{K}{C} \right) \cdot \left(\frac{V}{C} \right)^{K-1} \cdot \exp \left(- \left(\frac{V}{C} \right)^K \right) \quad (2.2)$$

Donde:

$P(V_0)$ es la función de probabilidad acumulada. La probabilidad de que $V < V_0$.

V_0 es la velocidad del viento. (m/s)

V_{ave} es el valor medio. (m/s)

C es el parámetro de escala de la función de Weibull. (m/s)

La figura A2.1 muestra la distribución de frecuencias de velocidades tomando los por cientos de frecuencia y como rango de clases los intervalos de velocidades, se obtiene la figura siguiente donde existe un importante por ciento de frecuencias en las que las velocidades se mantienen entre los 3.5 m/s y los 11.5 m/s. (37 497 valores del total 52 704), lo que representa el 71.15 %.

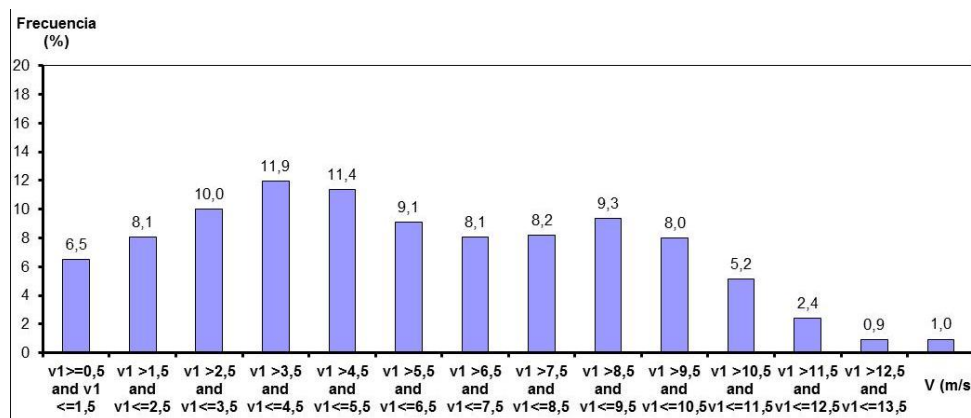


Figura A2.1 Distribución de frecuencias. Unidad Militar.

Para una mejor comprensión de la sostenibilidad de la dirección del viento al año por puntos cardinales, se realiza con los datos obtenidos, la rosa de los vientos. De esta se obtiene que prevalecen los vientos del estenordeste hasta el noreste, tal como se muestra en la figura A2.2.

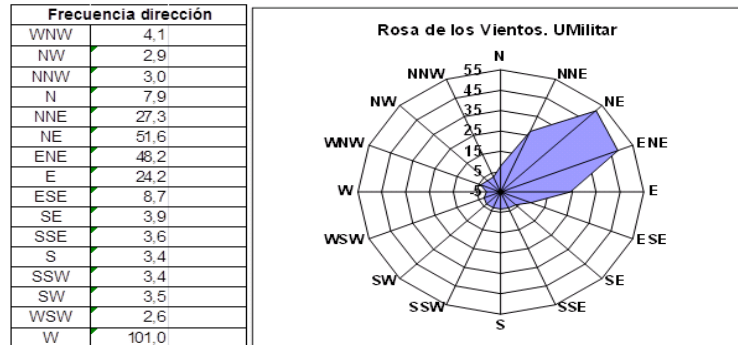


Figura A2.2 Rosa de los vientos para la estación Unidad Militar.

Una vez obtenida la distribución de frecuencias, la rosa de los vientos y el rumbo horario, mediante el método de los mínimos cuadrados se obtienen los valores de x_i , y_i que se muestran en la tabla A2.4, para determinar la recta que mejor se ajusta al conjunto de datos. Partiendo de que:

$$\ln[-\ln(1-P_i)] = -k \cdot \ln c + k \cdot \ln v_i \quad (2.3)$$

$$y_i = \ln[-\ln(1-P_i)]$$

$$x_i = \ln v_i \quad y_i = a + bx_i$$

$$a = -k \ln c \quad b = k \quad c = \exp\left(\frac{-a}{b}\right)$$

Donde:

a es el intercepto.

b es la pendiente de la recta.

k es el parámetro de forma de la función de Weibull. Adimensional.

Tabla A2.4 Valores de x_i ; y_i . Estación Unidad Militar.

x_i	y_i
-0,6931	-4,9165
0,4055	-2,3868
0,9163	-1,5686
1,2528	-1,0011
1,5041	-0,6038
1,7047	-0,3309
1,8718	-0,1063

2,0149	0,1163
2,1401	0,3799
2,2513	0,6333
2,3514	0,8320
2,4423	0,9449
2,5257	0,9928

Mediante el programa en Matlab que se muestra a continuación, es posible plotear y determinar la distribución de Weibull, así como los valores k , a , c .

% Programa en Matlab para graficar la Distribución de Weibull y la curva de ajuste.

% valores de x_i y y_i de la data registrada.

clear

x=[-0.6931 0.4055 0.9163 1.2528 1.5041 1.7047 1.8718 2.0149 2.1401 2.2513 2.3514 2.4423 2.5257];

y=[-4.9165 -2.3868 -1.5686 -1.0011 -0.6038 -0.3309 -0.1063 0.1163 0.3799 0.6333 0.8320 0.9449 0.9928];

% Ploteo de x_i y y_i

plot(x,y)

hold on

% Función para determinar la ecuación de la recta de una serie de puntos por el método de los mínimos cuadrados.

B=polyfit(x,y,1);

k=B(1);

% Curva de ajuste.

title('Curva de Ajuste')

x1=[0:1:3];

*y1=B(1)*x1+B(2);*

xlabel('ln[V]')

ylabel('ln[-ln[1-P]]')

plot(x1,y1)

b=k

text(1.5,-2.5,'b=1.7799 a=-3.3721 c=6.6494')

grid

% Histograma de probabilidades

phis=[0.0651 0.0805 0.1002 0.1195 0.1137 0.0912 0.0807 0.0817 0.0934 0.0797 0.0515 0.0241 0.0091];

vhis=[0.5 1.5 2.5 3.5 4.5 5.5 6.5 7.5 8.5 9.5 10.5 11.5 12.5];

% Ploteo de la distribución de Weibull

c=exp(-B(2)/k)

*a=-k*log(c)*

v=[0:0.01:25];

% Distribución de Weibull

p=(k/c).(v/c).^(k-1).*exp(-(v/c).^k);*

figure(2)

bar(vhis,phis,'c')

Tesis de Maestría en Electromecánica.

```
hold on
plot(v,p,'r')
title('Distribución de Weibull. Estación Colina')
xlabel('v (m/s)')
ylabel('Probabilidad')
```

Después de corrido el programa se obtiene que $b=1.7799$, $C=6.6494$ y $a=-3.3721$.

Con estos valores y utilizando el software Matlab y su función **polyfit**, que ajusta la curva para el mínimo error cuadrático, se obtuvo la Distribución de Weibull que se muestra en la figura A2.3, que es la función estadística que mejor caracteriza el comportamiento del viento mediante los parámetros mencionados anteriormente: el factor de escala c en m/s y el factor de forma k , adimensional, los cuales permiten determinar la probabilidad de ocurrencia de valores altos de velocidad, que son los que más energía aportan, y la duración de las calmas, donde se muestran con la curva roja los puntos x_i y y_i , en azul la ecuación ajustada y los valores de k y C .

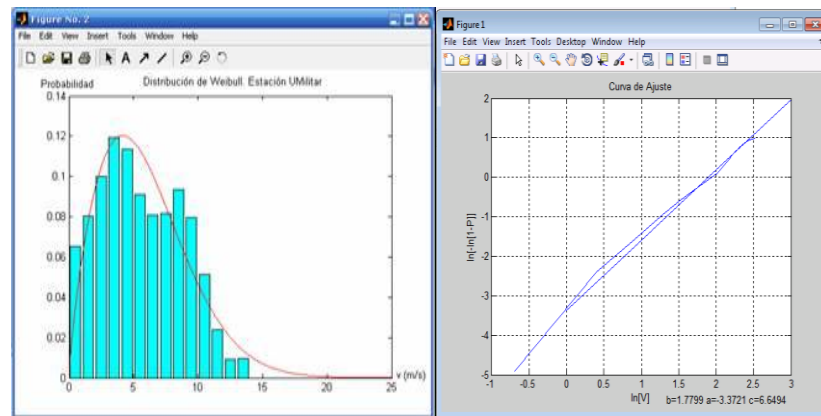


Figura. A2.3 Distribución de Weibull y curva de ajuste. Estación Unidad Militar.

Con la aplicación de las herramientas estadísticas del Excel se obtiene para la estación Unidad Militar la tabla con los valores correspondientes de desviación estándar, valor medio de la data (mediana), el valor que más se repite (moda), entre otros parámetros útiles para el estudio estadístico, todo esto para una velocidad media de 6.04m/s. Ver tabla A2.5

Tabla A2.5 Resumen estadístico.

Resumen Estadístico de velocidades	
Media	6,039671366
Error típico	0,013737534
Mediana	5,7
Moda	4,1
Desviación estándar	3,153744086
Varianza de la muestra	9,946101763
Curtosis	-0,895991759

Coeficiente de asimetría	0,202788547
Rango	17,3
Mínimo	0
Máximo	17,3
Suma	318308,8
Cuenta	52703
Mayor (1)	17,3
Menor(1)	0
Nivel de confianza(95,0%)	0,02692569

En la figura A2.4 aparece el mapa eólico de la provincia Holguín donde se corrobora que la velocidad media obtenida en el tratamiento estadístico de los datos se corresponde con las proyecciones ya existentes, considerándose de carácter marginal por estar en el rango de 5.6 m/s a 6.2 m/s.

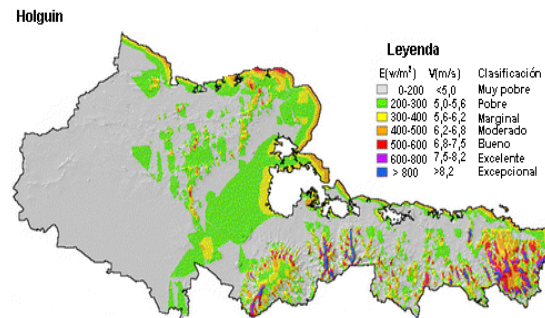


Figura A2.4 Mapa eólico de la provincia.

Calculando la representación de las probabilidades del viento mediante la distribución de Weibull (función de densidad de probabilidad ecuación 2.2), se tiene:

$$p(v) = \exp\left(-\left(\frac{6.04}{6.65}\right)^{1.78}\right) = 0.4306$$

Probabilidad estadística para velocidad media de 6.04 m/s. A la izquierda de la velocidad media se encuentra el 56.94 % de las velocidades y a la derecha el 43.06%, es decir, el 43.06 % del tiempo las velocidades son superiores a la velocidad media.

Obteniendo el índice de turbulencia dado por la expresión:

$$I_0 = \frac{\sigma}{V_m} = \frac{3.154}{6.04} = 0.522$$

La razón entre la desviación estándar y la velocidad media arroja que existe una media variabilidad de velocidad de $(\sigma/V_m) \sim 0.5$.

Los elementos más importantes para la evaluación del recurso lo constituyen:

Tesis de Maestría en Electromecánica.

- La serie temporal de rapidez y dirección del viento.
- Condiciones físicas-geográficas.

La energía máxima teórica que puede ser extraída de una masa de aire en movimiento por unidad de tiempo se denomina Potencia Total y está dada por la expresión:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_m^3 \quad (2.4)$$

Donde:

P es la Potencia Total por área (Watt/m^2).

ρ es la densidad del aire (1.25 kg/m^3)

V_m = velocidad media del viento (m/s)

Para la evaluación del recurso eólico es necesario tener en cuenta la frecuencia relativa de las velocidades registradas por causa de las variaciones en el comportamiento de este recurso con las estaciones y con los años.

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \sum_i f_i \cdot V_i^3 \quad i=1, \dots, n \quad (2.5)$$

Con f_i como la frecuencia relativa de las velocidades registradas. Este efecto de las frecuencias relativas y las características del terreno transforman esta expresión en la llamada Densidad de Potencia.

La potencia disponible por unidad de área se determina considerando el Factor Patrón de Energía.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_m^3 \cdot FPE$$
$$FPE = \frac{\overline{v^3}}{v^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

Donde:

A es el área del terreno.

Γ es la función gamma.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot 1.2 \cdot 6.04^3 \cdot 2.1675 = 286.56 \text{ W / m}^2$$

Evaluando el potencial eoloenergético del lugar teniendo en cuenta que el terreno con velocidades aprovechables es de 20 km^2 y escogiendo el espaciamiento entre aerogeneradores por columnas y filas: $n=5$ y $m=8$ respectivamente se tiene que:

Tesis de Maestría en Electromecánica.

$$L_1 = N_1 \cdot d \cdot (n+1) \quad L_2 = N_2 \cdot d \cdot m$$
$$L_1 = 8 \cdot 47 \cdot 6 = 2256 \text{ m} \quad L_2 = 3 \cdot 47 \cdot 8 = 1128 \text{ m}$$

Donde:

N_1 - es el número de columnas del parque.

N_2 -es el número de filas del parque.

L_1 - representa el ancho del parque.

L_2 - representa la profundidad del parque.

Determinando número de aerogeneradores del parque:

$$N = N_1 \cdot N_2$$
$$N = 8 \cdot 3 = 24$$

Calculando área ocupada por un parque eólico: esta será el área total capaz de ocupar un parque con dichas características.

$$AP = L_1 \cdot L_2$$
$$AP = 2256 \cdot 1128 = 2.5 \text{ km}^2$$

Determinando número de aerogeneradores por unidad de área: cantidad de aerogeneradores que será posible instalar por km^2 .

$$N / AP = 24 / 2.5 = 9.6 / \text{km}^2$$

El área total barrida por los rotores del parque se determina por la expresión:

$$AB = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot N = 41.638 \text{ km}^2$$

Determinando coeficiente de aprovechamiento de la superficie:

$$CA = AB / AP = 41.639 / 2.5 = 16.65 \% \text{ Lo que resultaría ser } 0.16.$$

Determinando el valor extremo del potencial eoloenergético aprovechable en el territorio: Este es el valor de potencia máximo que se puede alcanzar para el área estudiada.

$$PEEA = (N / AP) \cdot AT \cdot PU \cdot CA$$
$$PEEA = 9.6 \cdot 20 \cdot 0.75 \cdot 0.16 = 23.04 \text{ MW}$$

Donde:

AT-área de terreno sujeta a este régimen de viento.

PU-potencia unitaria de cada aerogenerador.

La potencia obtenida anteriormente representa un estimado de la capacidad instalable en la zona.

Tesis de Maestría en Electromecánica.

El potencial eoloenergético técnico debe considerar el factor de capacidad y el coeficiente de disponibilidad. El factor de capacidad está en un rango de 25% a 35%, en este trabajo se toma 25% y 97 % para el coeficiente de disponibilidad.

Considerando un buen diseño la eficiencia aerodinámica es de 97%.

$$EA=0.97$$

Determinando potencial eoloenergético del terreno: Este es un estimado de la potencia media anual de generación que puede llegar a brindar el parque instalable en dicho terreno.

$$PEET = PEEA \cdot FC \cdot CD \cdot EA$$

$$PEET = 23.04 \cdot 0.25 \cdot 0.97 \cdot 0.97 = 5.41 \text{ MW}$$

Teniendo en cuenta que un año tiene:

$$TA=8760 \text{ h/a}$$

Producción anual de energía eólica del terreno: Estimado de la energía media anual generada que puede llegar a brindar el parque instalable en dicho terreno.

$$PEA = PEET \cdot TA$$

$$PEA = 5.41 \cdot 8760 = 47\,391.6 \text{ MWh / a}$$