



República de Cuba
Ministerio de Educación Superior
Facultad de Metalurgia y Electromecánica

**INFLUENCIA DE LAS VARIABLES OPERACIONALES EN LA CENTRAL
ELÉCTRICA FUEL OÍL DE MOA**

Tesis en opción al título de Máster en Electromecánica

Autor: Ing. Hector Linares Suárez

Moa - 2018



República de Cuba
Ministerio de Educación Superior
Facultad de Metalurgia y Electromecánica

**INFLUENCIA DE LAS VARIABLES OPERACIONALES EN LA CENTRAL
ELÉCTRICA FUEL OÍL DE MOA**

Tesis en opción al título de Máster en Electromecánica

Autor: Ing. Hector Linares Suárez

Tutor: Prof. Asist. Reineris Montero Laurencio, Dr. C.
Prof. Tit. Tomás Hernaldo Fernández Columbié, Dr. C.

Moa - 2018

Declaración de autoridad

Yo: Hector Linares Suárez

Autor de esta tesis de maestría, certifico su propiedad intelectual 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.

Autor: Ing. Hector Linares Suárez

Tutor: Dr. C. Reineris Montero Laurencio

Tutor: Dr. C. Tomás Hernaldo Fernández Columbié

Pensamiento

“Nunca consideres el estudio como una obligación, sino, como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber. “

A. Einstein

Agradecimientos

Especialmente a Dios, por darme perseverancia, fuerzas y fe para completar estos estudios, por poner personas imprescindibles en mi camino, que me alentaron, apoyaron y dirigieron durante el cumplimiento de este reto profesional.

A mi familia, por haberme apoyado siempre, así como por los esfuerzos que han realizado en todas las esferas de mi vida.

A mis tutores por su apoyo y guía durante la investigación y confección del trabajo.

A la profesora Aliniuská Noa Ramírez por toda su dedicación, dirección y ayuda para lograr el desarrollo de esta investigación.

Al profesor Marcos Mediana Arce por su ayuda desinteresada en los análisis estadísticos en la investigación.

A la Revolución, por darme la oportunidad de estudiar e investigar hasta este nivel académico.

A mis amigos que siempre creyeron en mí.

A los que de una forma u otra me apoyaron y ayudaron.

¡A todos, muchas gracias!

Dedicatoria

*A mi madre **Amarilis Suárez Hernández**, que con todo su esfuerzo y empeño supo guiarme por los caminos del bien, enseñándome que los estudios, la superación y el trabajo, son una fuente de realización personal y una forma honrada de cumplir con las metas trazadas en el transcurso de la vida.*

RESUMEN

El objetivo del trabajo es determinar la influencia de las variables operacionales en el emplazamiento de grupos electrógenos *fuel oil* de Moa, que permita garantizar una mejor distribución de energía, así como de un sistema de mantenimiento basado en la confiabilidad. Se realizó un monitoreo en el sistema del SCADA, determinando que las variables operacionales a considerar son: el consumo de combustible, consumo específico de combustible, potencia activa y reactiva. Se determinó que con una generación bruta de 491 912 y 496325,7 MW en los años 2015 y 2016, se generó un consumo de combustible de 103 717,20 teq y 106 327,95 teq; con índice de 210,8 y 214,2 g/kW·h respectivamente, se determinó que estas variables tienen una influencia de un 90,72 % en el comportamiento operacional del grupo electrógeno. El mantenimiento analizado en los 10 MG para los años 2015 y 2016 se presentó un total de 207 fallas, distribuidos en 138 para el primero y 69 para el segundo, propiciado por los motogeneradores 7 y 8. En la estimación de la caída en la característica de generación (Kg), se determinó que el emplazamiento debe operarse al 80 o el 85 %, con un factor de potencia de 0,97, ya que se obtienen las mejores características de generación. Por último, se realiza la valoración económica, así como el impacto ambiental producido por los grupos electrógenos.

SUMMARY

The objective of the work is to determine the influence of the operational variables in the location of Moa fuel oil generator sets, which allows to guarantee a better distribution of energy, as well as a maintenance system based on reliability.

A monitoring was carried out in the SCADA system, determining that the operational variables to be considered are: fuel consumption, specific fuel consumption, active and reactive power. It was determined that with a gross generation of 491 912 and 496325.7 MW in the years 2015 and 2016, a fuel consumption of 103 717.20 teq and 106 327.95 teq was generated; with an index of 210.8 and 214.2 g / kW • h respectively, it was determined that these variables have an influence of 90.72% on the operational behavior of the generator set.

The maintenance analyzed in the 10 MG for the years 2015 and 2016 presented a total of 207 faults, distributed in 138 for the first year and 69 for the second one, caused by the motor generators 7 and 8. In the estimation of the fall in the generation (Kg) characteristic, it was determined that the site should be operated at 80 or 85%, with a power factor of 0.97, since the best generation characteristics are obtained. Finally, the economic assessment is carried out, as well as the environmental impact produced by the generators.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Datos técnicos	28
Tabla 2.2. Parámetros monitoreados	32
Tabla 3.2. Índices de operatividad de la fiabilidad	58
Tabla 3.3. Valor de los coeficientes del consumo de combustible vs variables operacionales	59
Tabla 3.4. Valor de los coeficientes del por ciento de carga vs variables operacionales	60
Tabla 3.5. Valor de los coeficientes de la potencia activa vs variables operacionales	60
Tabla 3.6. Valor de los coeficientes por atributos para la potencia reactiva vs variables operacionales .	61
Tabla 3.7. Resultados del análisis de la varianza para MG 2.....	62
Tabla 3.8. Resultados del análisis de la varianza para MG 7.....	63
Tabla 3.9. Valores obtenidos para Kg	64
Tabla 3.10. Costo del consumo de combustible	70

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL	5
1.1. Introducción.....	5
1.2. Generación distribuida de la energía eléctrica.....	5
1.2.1. Beneficios de la generación distribuida.....	8
1.2.2. Generación distribuida en Cuba.....	9
1.3. Generalidades sobre los grupos electrógenos.....	12
1.3.1. Índice de consumo en los grupos electrógenos	15
1.3.2. Generación de energía con los grupos electrógenos.....	16
1.3.3. Monitorización para mejorar los servicios de los grupos electrógenos	18
1.4. Generador eléctrico para fuente de energía	19
1.4.1. Operación en paralelo de generadores de corriente alterna	22
1.5. Regulación de la tensión.....	24
1.6. Conclusiones del capítulo.....	25
CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS	26
2.1. Introducción.....	26
2.2. Descripción general del grupo electrógeno <i>fuel oil</i> Moa	26
2.2.1. Características técnicas del grupo electrógeno.....	28
2.3. Flujo tecnológico del grupo electrógeno.....	29
2.3.1. Parámetros monitoreados	31
2.3.2. Descripción del sistema de taps.....	34
2.6.2. Reguladores de tensión en el generador y el transformador elevador.....	34
2.4. Método estadístico para el análisis de los portadores energéticos	36
2.5. Metodología para el cálculo de los índices de mantenimiento y explotación.....	38
2.5.1. Metodología para el cálculo del índice de consumo de combustible	40
2.6. Determinación del comportamiento de la tensión.....	41
2.7. Selección de variables	42
2.8. Diseño de experimentos.....	43
2.8.1. Cálculo de la varianza.....	45
2.9. Conclusiones del capítulo.....	47

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	48
3.1. Introducción.....	48
3.2. Comportamiento de las variables que caracterizan la CE <i>Fuel Oil</i> de Moa.....	48
3.2.1. Comportamiento de la generación bruta	49
3.2.2. Comportamiento del insumo eléctrico	51
3.2.3. Índice de consumo específico de combustible	52
3.3. Indicadores para el mantenimiento de la central	54
3.3.1. Análisis de la fiabilidad en la CE Moa	57
3.4. Influencia del sistema de variables en la generación del motogenerador	58
3.4.1. Analisis de la Varianza	61
3.5. Estimación de la caída en la característica de generación.....	64
3.6. Variaciones de tensión en el sistema y de disparos de las barras de salida de la planta	65
3.7. Propuesta de regulación automática de la tensión en los transformadores de salida de la central	67
3.8. Costos de operación para la generación de energía en la CE Fuel Oil de Moa	70
3.9. Valoración del impacto ambiental.....	71
3.10. Conclusiones del capítulo.....	73

CONCLUSIONES GENERALES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS BIBLOGRÁFICAS

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ANEXOS

INTRODUCCIÓN

El mundo actual globalizado depende en gran medida de la electricidad, por ello la generación de la misma y la búsqueda de nuevas formas de energía y su ahorro se ha vuelto un tema de prioridad mundial.

La implantación de la generación distribuida de las energías compuestas por fuentes renovables como lo es, la solar fotovoltaica que ha avanzado considerablemente en los últimos años, donde, Alemania es, junto a Japón, China y Estados Unidos, uno de los países donde la fotovoltaica está experimentando un crecimiento más vertiginoso y las fuentes no renovables, como las utilizadas en termoeléctricas y grupos electrógenos realizándose con combustibles fósiles, han tenido un aumento de su utilización debido a la alta demanda de energía y a los beneficios que brinda.

Según la *Statistical Review of World Energy* (2017), en ese año se generó en el mundo el 64,8 % de la energía eléctrica con combustibles fósiles, de esta el 3,5 % se realizó con petróleo aumentando el costo de generación dado a los altos precios de este combustible. Debido al alto consumo de combustibles fósiles según la *Center of Climate and Energy Solutions* (2017), el sector energético es el de mayor emisor de gases de efecto invernadero con un 72 % del total emitido a la atmósfera y dentro de este la generación eléctrica aporta el 31 %.

Debido al aumento de las demandas de energía en el mundo y costo de los combustibles, se está llevando a cabo una reforma de la matriz de generación mundial a la cual Cuba no se encuentra exenta. En el V Congreso del Partido Comunista de Cuba celebrado en (1997) se discutió el problema energético cubano, llegándose a la conclusión de que lo más importante es lograr una alta eficiencia en los procesos con un máximo ahorro (De La Fé, Dotres, 2007). En ese mismo año en la Asamblea Nacional del Poder Popular se aprueba la Ley para la Protección del Medio Ambiente. Se inicia el Programa de Ahorro de Electricidad en Cuba (PAEC) (Batista-Marrero, 2004), como parte de la estrategia de desarrollo de la industria eléctrica; entre sus objetivos está la promoción y realización de proyectos para el aseguramiento técnico, la motivación al ahorro de energía, la actividad docente - educativa y la implantación de normas y precios.

Según De La Fé-Dotres (2007) la crisis energética que enfrentó Cuba en el período 2004-2005 no dejó mucho margen a la búsqueda de soluciones. La Revolución Energética liderada por el Comandante en Jefe Fidel Castro Ruz, potenció a partir de enero del 2006 la toma de medidas de carácter estratégico, implementada a través de los 28 programas del Ministerio de la Industria Básica (MINBAS), actualmente

MINEM y 16 del Ministerio de la Industria Sideromecánica (SIME), con estos se analizaría la demanda y el consumo de todos los portadores energéticos en los diferentes sectores de la economía. El alcance de todas estas estrategias hasta el 2008 dieron paso a la introducción del modelo de la Generación Distribuida (GD), constituyendo la de mayor capacidad en el país, los Grupos Electrónicos (GE) que queman combustibles fósiles (diesel o fuel oil), sin embargo, actualmente solucionan el problema del déficit de generación (Noa-Ramírez, 2009).

Según los datos de la Oficina Nacional de Estadísticas e Información (ONEI) Cuba finalizó el 2017 con una potencia instalada de grupos electrónicos diesel y fuel oil de 1 221 y 1 378,46 GW respectivamente, de estos en la provincia Holguín se tienen 173 y 253,5 GW respectivamente. Siendo la generación con combustible fuel oil la de segunda mayor incidencia en el país.

Dentro de todas las provincias en Cuba, Holguín se caracteriza por tener instalados 100 grupos electrónicos de consumo de combustible diesel, los cuales se distribuyen en los municipios de Sagua de Tánamo (El Carmen), Frank País (Barredera), Mayarí (Levisa), todos ellos de la firma MTU, de la serie 2 000 y 4 000. En el caso de estos emplazamientos que generan mediante el uso del *fuel oil* suman un total de 34, entre los que se encuentran el emplazamiento del municipio de Moa con una potencia instalada de 184 MW y en la Termoeléctrica de Felton con 60 MW (ONEI, 2017).

El incremento de la GD en Cuba ha impuesto un gran reto en referencia al uso eficiente de estos emplazamientos, los cuales cuentan con algunos años de explotación. Uno de los aspectos de vital importancia resulta el índice de consumo, referido a la cantidad de energía por unidad de producción o servicios, medidos en términos físicos (productos o servicios prestados), en este caso la relación entre el consumo de combustible y la generación bruta (g/kW•h).

Dentro de la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se consideran diferentes variables operacionales. Un sistema de potencia bien diseñado debe ser capaz de entregar un servicio confiable y de calidad. Los grupos electrónicos son fuentes de generación, por ello, deben tener un control de estas variables en todo momento para lograr una mejor entrega de energía. Existen varias formas de realizar este control, pero una de ellas es a través de los transformadores de salida de estos emplazamientos. Los transformadores con taps bajo carga permiten una adecuada regulación de tensión manteniendo los niveles de tensión dentro de límites razonables, aspecto que caracteriza una buena calidad del servicio.

En el municipio de Moa, opera un Central Eléctrica *Fuel Oil* de Moa, empleando la tecnología MAN B&W (fabricación alemana) con un total de diez unidades con una capacidad instaladas de 18,4 MW cada una, esta planta es la más grande de su tipo en Cuba, lograr y mantener su correcto funcionamiento y la calidad de su servicio es de vital importancia. Esta Central Eléctrica *Fuel Oil* del municipio de Moa es utilizado, junto con la Central Termoeléctrica "Lidio Ramón Pérez" de Felton para regular frecuencia en el Sistema Electroenergético Nacional (SEN).

Situación problémica:

La propia dinámica de operación de esta planta, ha conllevado a que solo se lleve un sistema de información y registro de determinados indicadores de eficiencia, sin embargo, aunque existe un sistema en la aplicación de las herramientas de la gestión energética, en ocasiones, se dificulta la toma de decisiones que favorezca determinar la influencia de las diferentes variables operacionales que garantizan su funcionamiento. Estas irregularidades conllevan a un consumo excesivo del portador energético combustible, mala calidad en el suministro de la energía, demora en el mantenimiento del emplazamiento, aspectos todos que en su conjunto afecta el medio ambiente.

Por lo antes expuesto se plantea como **problema** de la investigación: los estudios relacionados con la influencia de las diferentes variables que inciden en el funcionamiento de la CE *Fuel Oil* del municipio de Moa, así como el comportamiento del sistema de mantenimiento implementado en el mismo, aún son insuficientes.

Hipótesis

Si se analiza la influencia de las variables operacionales y del sistema de mantenimiento de la CE *Fuel Oil* del municipio Moa en la generación de electricidad, se puede garantizar un funcionamiento más eficiente.

Como objeto de estudio: Central Eléctrica de Grupo Electrógeno *Fuel Oil* del municipio de Moa.

Y su campo de acción: producción de eficiente de energía y sistema de mantenimiento.

En correspondencia con el problema científico declarado se define como **objetivo** del trabajo:

Establecer la influencia de las diferentes variables operacionales y del sistema de mantenimiento relacionada con el sistema de generación de energía eléctrica de la CE *Fuel Oil* de Moa.

Para dar cumplimiento al objetivo general de la investigación se establecen los siguientes **objetivos específicos**:

1. Definir los elementos fundamentales relacionados con el sistema de la gestión energética aplicado a los grupos electrógenos a partir de los principales indicadores energéticos del sistema, así como las generalidades relacionadas con el sistema de mantenimiento en estos emplazamientos.
2. Establecer el procedimiento metodológico relacionado con las diferentes variables que influyen en la generación de energía en la central eléctrica *fuel oil* del municipio de Moa, así como del sistema de mantenimiento basado en la confiabilidad.
3. Analizar los resultados obtenidos de las variables involucradas, así como el sistema de mantenimiento basado en la confiabilidad en la CE *Fuel Oil* de Moa.

Para lograr el cumplimiento de los objetivos propuestos se plantean como tareas de la investigación

1. Establecimiento del estado del arte relacionado con el objeto de estudio.
2. Planificación y realización experimental.
3. Análisis de resultados y obtención de la influencia de las variables y del sistema de mantenimiento basado en la confiabilidad aplicada a los motogeneradores de la Central Eléctrica *Fuel Oil* de Moa.
4. Planteamiento de los efectos económicos, sociales y ambientales que se derivan del proceso de generación de electricidad en los grupos electrógenos.

Capítulo 1

MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL

1.1. Introducción

Desde el origen de la industria eléctrica, la investigación y el perfeccionamiento tecnológico han sido factores decisivos en el aprovechamiento de la energía contenida en los combustibles fósiles. A pesar de los esfuerzos en el desarrollo de las fuentes de energía renovable éstas sólo satisfacen requerimientos locales y su aprovechamiento no ha sido explotado en gran escala. Un factor decisivo en la evolución de las tecnologías de generación eléctrica en el mediano y largo plazo son los problemas locales, regionales y globales derivados de las emisiones producto de la combustión, destacando las emisiones de gases de efecto invernadero en el calentamiento global y sus efectos inherentes.

El objetivo del capítulo es realizar el análisis de las bibliografías relacionadas con el proceso de generación distribuida de la energía eléctrica, así como las características a tener en cuenta en una central de grupos electrógenos para su funcionamiento dadas las particularidades de Cuba.

1.2. Generación distribuida de la energía eléctrica

Jeremy Rifkin en su obra *The Hydrogen Economy* plantea: “La energía es la fuerza elemental y el medio sobre los cuales se construye toda la cultura humana” (Barrera, 2004). La generación distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

Sobre los inicios de la generación distribuida se ha planteado que tiene sus orígenes en los inicios de la generación eléctrica con las tres primeras centrales, diseñadas y construidas por Edison en Londres, Nueva York y Wisconsin en 1882, en las mismas se había seguido la estrategia que hoy se denomina generación distribuida, es decir, instalar la generación eléctrica dentro de la zona donde se encuentran los consumidores, esto se cumplió hasta 1891, cuando se realizó la instalación de transporte de energía eléctrica, entre la central de *Lauffen* y la Exposición Internacional Electrotécnica en *Fráncfort* a una distancia de 175 km con un rendimiento del 83 %, dando inicio al primer sistema de generación centralizada, bajo estas condiciones, desapareció el concepto de generación distribuida (Noa, 2009).

Actualmente, los sistemas de generación centralizada según el criterio de Valencia (2008), abastecen la demanda de energía eléctrica en la mayoría de los países, se caracterizan por la existencia de enormes

generadores ubicados cerca de las fuentes de energía naturales y lejos de los centros de consumo, caracterizado por cuatro niveles esenciales: generación, transmisión, distribución y consumo.

De acuerdo con Fazalet *al.* (2011); Vega y batista (2004), si hoy el problema se analiza fundamentándose en las tecnologías disponibles, los costos ambientales de la generación de energía eléctrica, las inversiones y los gastos asociados a las grandes centrales, sus líneas de transmisión y distribución, las pérdidas en éstas, que en los mejores casos se encuentran entre 6 y 9 % de toda la energía transmitida, la vulnerabilidad de estos sistemas ante fenómenos climáticos, el impacto de la salida de una de estas grandes unidades generadoras, la disponibilidad y confiabilidad que exigen las cargas de las tecnologías informáticas y los sistemas de control computarizados, se puede predecir un cambio en la dirección de descentralizar los sistemas energéticos, producir la energía cerca o en los propios centros de consumo, e integrar las oportunidades a un sistema donde concurren diversas fuentes: la cogeneración a pequeña y mediana escala, la producción independiente y las fuentes renovables de energía.

En este escenario, la industria eléctrica centralizada, que desperdicia 2/3 del combustible primario sin considerar las pérdidas en transmisión y distribución, envejece al menos en sus formas tradicionales (Blanco-Orozco, 2018). Por otra parte, con la introducción de productos y programas de equipos de alta eficiencia, la industria moderna reduce la demanda de energía y con las remodelaciones, el mejoramiento o la sustitución de las tecnologías de un proceso se dilata la necesidad de invertir en grandes centrales. Este nuevo tipo de sistema, con un carácter también descentralizado, debe satisfacer la demanda de las concentraciones urbanas e industriales y, debido a la presencia del resto de las fuentes distribuidas en las redes, cumplirá funciones especiales de control, regulación y estabilidad estática y transitoria (Fazal *et al.*, 2011).

Debido a la existencia de niveles más altos de crecimiento económico y mejoras anticipadas en la calidad de vida en los últimos años, los países en desarrollo experimentarán un rápido incremento en la demanda de electricidad. La India, por ejemplo, está lista para ver incrementos del consumo anual de hasta un 3,2% entre el 2012 y el 2040, mientras que se pronostica que la demanda anual de China crecerá en un 2,1%, para el mismo periodo de tiempo. El aumento de las tasas anuales de la demanda de electricidad permanecerá bajo para las regiones como lo Estados Unidos (0,2%), mientras que en la Unión Europea dichas tasas pueden caer en 0,1% (Álvarez, C.Á. *et al.*, 2014) y (WEOIEA, 2018)

En el año 2016, se obtuvo en el mundo un nuevo récord de generación con fuentes renovables de energía con 161 GW instalados, lo que representa un crecimiento de un 9 % con respecto al 2015. De estos, el 47 % lo representa la energía fotovoltaica, el 34 % la eólica y la hidráulica un 15,5 % (Romero *et al.*, 2017). Aunque se obtuvieron avances en ese año, falta mucho por hacer, por ejemplo, las fuentes de energía alternativas, como la eólica, la solar y la geotérmica, sólo representan el 2 % de la generación de electricidad en América Latina (EEALC, 2018), en los países desarrollados como los Estados Unidos, la energía solar fotovoltaica equivale al 1 % de toda la electricidad generada en el país y solo el 13 % de toda la energía generada proviene de fuentes renovables (ROCA, 2017).

Aunque se han obtenido avances, se puede observar en la figura 1.1 que la producción de energía en el mundo a partir de fuentes renovables solo representa el 24,3 % y la proveniente de fuentes no renovables el 75,1 %, de esta la proveniente de combustibles fósiles representa el 64,8 % y el 3,5 % lo representa el petróleo, por lo que la búsqueda de la eficiencia en las plantas que usan este tipo de combustible es de vital importancia.

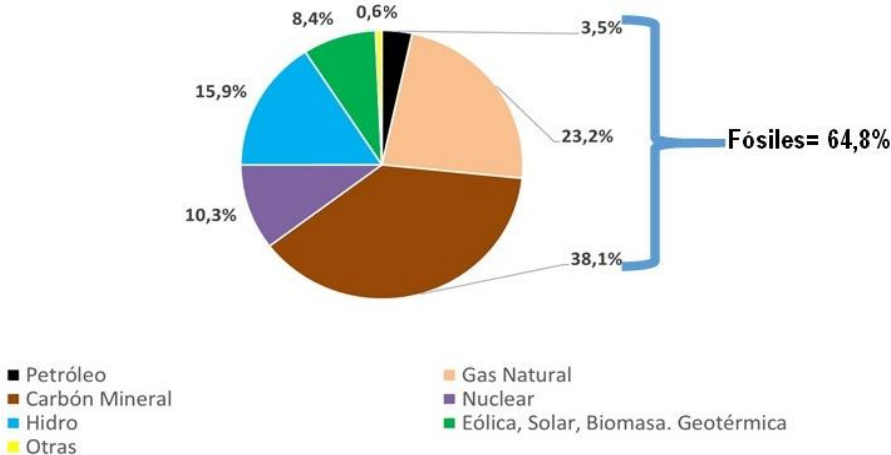


Figura 1.1 . Generación eléctrica mundial por tipo de energía (2017).

Fuente: : BP Statistical Review of World Energy June 2017

De acuerdo con los pronósticos actuales y el EEALC (2018) y WEOIEA (2018), más de 2,5 gigavatio s (GW) de capacidad de energía se instalarán en todo el mundo durante los próximos 25 años, mientras que la capacidad total de energía renovable aumentará a 3,930 GW para el 2035, para producir 11,573 TW·h, representando el 31,2 % de la generación total de electricidad en el mundo. Las tecnologías más comunes serán hidráulica a 1,731 GW representando el 40-65 % de incremento de la generación, eólica a 1,130 GW y solar fotovoltaica a 690 GW.

La generación distribuida de acuerdo con De La Fé-Dotres (2007); Noa (2009) es la generación dispersa, generación in-situ o generación descentralizada, varía de una institución a otra. Otros criterios relacionados con esta definición es que la generación distribuida es no planeada centralmente, es un despacho diario no centralizado, está conectado usualmente a la red de distribución, menores que 50 ó 100 MW.

1.2.1. Beneficios de la generación distribuida

La generación distribuida responde a los problemas de la generación tradicional. Por lo tanto, las ventajas se catalogan en cinco tipos: (1) en la producción y en la construcción, (2) en el funcionamiento, (3) en el servicio, (4) en el ambiente y (5) en lo social.

La tecnología de la generación distribuida es modular y puede ser producida en masa por la industria, esto significa que sus costos bajarán con la producción masiva, además, una estandarización de los componentes, de la interconexión y de los permisos de instalación facilitará su producción e implementación. La producción en masa hará las unidades de la generación distribuida disponibles para comprarlas e instalarlas en un tiempo muy corto (Valencia, 2008).

El auge de los sistemas de generación distribuida se debe a los beneficios inherentes a la aplicación de esta tecnología, tanto para el usuario como para la red eléctrica. Algunos de los beneficios considerados por Álvarez-Álvarez y Serna-Alzate (2014) son los beneficios para el usuario, el incremento en la confiabilidad, el aumento en la calidad de la energía, la reducción del número de interrupciones, el uso eficiente de la energía, menor costo de la energía (en ambos casos, es decir, cuando se utilizan los vapores de desecho, o por el costo de la energía eléctrica en horas pico), el uso de energías renovables, la facilidad de adaptación a las condiciones del sitio y la disminución de emisiones contaminantes.

Esta generación distribuida brinda beneficios para el suministrador como la reducción de pérdidas en transmisión y distribución, el abasto en zonas remotas, la liberación de capacidad del sistema, proporciona mayor control de energía reactiva, mayor regulación de tensión, la disminución de inversión, menor saturación en las redes y la reducción del índice de fallas (Duncan, 2004).

La oportunidad de que los consumidores se vuelvan productores, provocará un cambio en el sistema social. La toma de decisión se trasladará a grupos sociales más amplios convirtiendo todo el proceso de la producción de energía, en más transparente y democrático. La repercusión de este cambio será un sistema eléctrico en que las inquietudes culturales, ambientales o económicas de los diferentes grupos

sociales se tomarán en cuenta, convergiendo a las soluciones más adecuadas y ampliamente aceptadas. Además, la GD favorece el desarrollo de localidades o de áreas rurales, creando puestos de trabajo (Puttgen, 2001 y Moon *et al.*, 2011). En cuanto al punto de vista social, la GD puede hacer de la producción de la energía un asunto de toda la sociedad y redistribuir los grandes ingresos de la industria eléctrica, promoviendo la igualdad social.

Según Sileret *al.* (2012), la GD aparece como un nuevo paradigma para la producción de electricidad por todo el mundo. Los países menos desarrollados tienen la oportunidad de adaptar este modelo sin pasar previamente por el tradicional. En los países desarrollados los beneficios de la GD se distribuyen tanto a las empresas eléctricas como a los consumidores. La primera puede evitar inversiones para mejorar la red de transporte y de distribución, en cuanto a los segundos tienen la capacidad de convertirse en productores. Esto provocará grandes cambios en el sistema social, ampliando el número de las personas que tomen decisiones sobre la producción de energía y el reparto de una parte de los ingresos del sector a más personas.

Hoy día y cada vez más, parte de la vida cotidiana afirma Valencia (2008), se basa en mecanismos electrónicos u ordenadores, por lo tanto, la fiabilidad del suministro de la electricidad es un requisito imprescindible. Las pérdidas debidas a cortes en el suministro provocados por los desastres naturales tienden a aumentar por la conjunción de dos factores: la agudización de los fenómenos provocados por el cambio climático y el desarrollo de una sociedad crecientemente informatizada, en la que incluso una leve caída de tensión puede causar grandes costos económicos.

1.2.2. Generación distribuida en Cuba

La denominación de la generación distribuida (GD) en Cuba ha sido un concepto basado en el acercamiento de la generación a los consumidores. Surgió con motivos de la crisis energética que tuvo lugar en el año 2004.

Plantea Cobos-Castro (2011) que, durante el periodo 2004-2005, las centrales termoeléctricas a base de petróleo Lidio Ramón Pérez y Antonio Guiteras, con tecnologías de más de 25 años de explotación y que sólo garantizaban una disponibilidad promedio del 60 %, ocurrían frecuentes interrupciones, incluyendo la avería de una de ellas que se extendió por 6 meses y causó severas afectaciones a la economía nacional al tener que parar su producción, más de 120 industrias, unidos a prolongados apagones sufridos en el sector residencial (Pardo-Llosas *et al.* 2015). Esa situación se agravó aún más

con el impacto del huracán Charlie en las líneas de transmisión de alta tensión. Todos los problemas antes mencionados afectaron a la economía cubana y dieron lugar a una crisis energética.

La introducción del modelo de Generación Distribuida resolvió la situación energética a corto plazo, además posibilitó el incremento de la electrificación del país de un 95,6 % en el 2004 a un 99,6 % en el 2016 (ONEI, 2018), la figura 1.2 muestra la matriz de generación actual en el país.

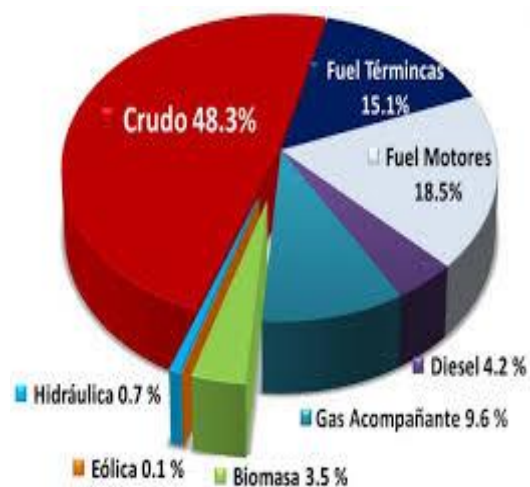


Figura 1.2. Matriz de generación actual de Cuba

Fuente: Oficina Nacional de Estadísticas e Información y Unión Eléctrica (2017).

La mayoría de las nuevas instalaciones de GD en el país son generadores y motores que queman combustibles fósiles (diesel y *fuel oil*), así como pequeños generadores de emergencia. En Cuba se cuenta con una potencia instalada de grupos electrógenos de 2 599,4 GW, de estos se encuentran concentrados en la provincia de Holguín 426,5 GW y 184,4 MW en el Municipio de Moa (ONEI, 2018). Estas tecnologías han tenido un impacto positivo en el medio ambiente, ya que tienen menores tasas de consumo específico (220 g/kW·h), frente a las plantas termoeléctricas basadas en la quema de petróleo crudo (284 g/kW·h en promedio), además, debido a la dispersión de las centrales eléctricas, había un alto porcentaje de pérdidas técnicas en la transmisión de la electricidad.

La generación distribuida ha tenido una fortaleza en el sistema eléctrico cubano, gracias a su existencia puede reducirse significativamente el tiempo de interrupción en los circuitos ante las afectaciones provocadas por los fuertes vientos y la persistente lluvia. En tal sentido, el servicio eléctrico cuenta hoy con una fortaleza: la generación distribuida.

Plantea López (2012), en la central provincia de Cienfuegos, una de las de menor extensión territorial, están en funcionamiento 20 microsistemas formados por los emplazamientos de grupos electrógenos y

las mini hidroeléctricas ubicadas en el macizo montañoso Guamuhaya. En conjunto garantizan el servicio estable a cerca de 120 mil clientes en condiciones normales. Las “mini” del Escambray cienfueguero abastecen a más de dos mil personas en trece comunidades rurales. En el lomerío funcionan 16 plantas generadoras, tres de ellas conectadas al SEN.

De acuerdo con López (2012), con la entrada en funcionamiento, en 1973, de las dos primeras líneas de transmisión a 220 kilovoltios, con una longitud total de 275 km, se inauguró el Sistema electroenergético Nacional (SEN). Estaba destinado a interconectar la generalidad de las plantas eléctricas importantes del país, entre ellas, las de todos los centrales azucareros de la isla. La capacidad total interconectada llegó en 1980 a 2 212 MW y en 1992 a 3 676 MW. En el 2004 el SEN tenía una capacidad instalada de 4 048 MW, de estos, el 79 % era generado por unidades de la UNE, aumentando el % de energía eléctrica obtenida por cogeneración.

De estos 4 048 MW, solo el 1,58 % era aportado por generación distribuida, el 10,12 % por ENERGAS y el resto por las centrales térmicas del país. Dada la situación crítica que se llegó en los años 2004 y 2005 con relación al servicio eléctrico, las continuas interrupciones del servicio eléctrico (falta del fluido eléctrico) y la mala calidad del servicio, en el marco de la Revolución Energética se decidió realizar una importante inversión para poner freno a esta situación y rescatar los niveles de generación de forma rápida, sustituyendo las grandes centrales térmicas por Grupos Electrógenos (GE) (López, 2012).

La 1ra etapa consistió en la instalación de baterías de grupos electrógenos, de alta calidad y eficiencia suministrados por firmas prestigiosas. En menos de dos años de intenso trabajo, se instalaron más de 1400 MW que son generados de forma distribuida por Grupos Electrógenos Diesel MTU en 116 de los 156 municipios del país, además de los instalados en puestos claves como hospitales y fábricas. Posteriormente se dio paso a la 2da etapa del proceso con la instalación de grupos de mayores potencias de *fuel oil*, tecnologías HYUNDAI y MAN, hasta cubrir una capacidad instalada de alrededor 1752 MW (*fuel oil*) (López, 2012).

Maresma-Laurencio y Reyes (2007) hacen referencia a las causas por las cuales se comenzó a utilizar en Cuba la generación distribuida. Se expone el crecimiento ascendente de la potencia instalada de esta tecnología en su primer año de explotación, aparece la estructura de los emplazamientos diesel, así como las variantes para realizar su mantenimiento capital. A partir del emplazamiento Diesel de Moa, determinaron los índices de consumo de diesel para los regímenes de carga del 75, 80, 90 y 100 %, variables de presión y temperatura en el aceite, el aire, el diesel y líquido refrigerante. A partir de

esas mediciones se identificaron modelos matemáticos multivariantes para los distintos niveles de cargas de un grupo electrógeno y se caracterizó el ciclo de vida útil de los filtros de combustible.

1.3. Generalidades sobre los grupos electrógenos

Plantea González-Valdés (2010) que la existencia de tecnologías que permiten el aprovechamiento del crudo nacional en la generación de electricidad para la generación distribuida, ha sido un aspecto de importantes análisis. Partiendo de las deficiencias de la generación con grupos electrógenos de consumo de combustible diesel se tiene como perspectiva lograr más sistemas estables de generación de energía eléctrica a partir de unidades con consumo de combustible *fuel oil* e intervalos de mantenimientos con cantidad de horas superiores a los grupos electrógenos diesel.

Los grupos *fuel oil* están constituidos por un motor de combustión interna, un generador sincrónico trifásico y un transformador de potencia, además de una serie de dispositivos que son los encargados del suministro de las materias primas necesarias en el proceso de combustión y generación de electricidad, así como una serie de equipos secundarios necesarios para el funcionamiento eficiente del equipamiento y la distribución de la energía. Estas formas de generación de energía surgen a raíz del desarrollo de la GD y las investigaciones realizadas para su desarrollo paulatino, de ahí que sea necesario conocer sus principales aspectos y parámetros a tener en cuenta para la realización de investigaciones en el futuro con el objetivo de lograr una mejor eficacia en la generación de la energía eléctrica (Santiago-Matos, 2016).

Las investigaciones desarrolladas anteriormente relacionadas con los grupos electrógenos como objeto de estudio, abordan las tendencias y particularidades de estos sistemas que pertenecen al área de conocimiento definida como Generación Distribuida (GD). Este es un paradigma a tener en cuenta para disminuir las pérdidas por efecto Joule, aumentar la capacidad de generación y el ahorro de combustible debido a la utilización de nuevas tecnologías renovables y no renovables. Dentro de esta última se encuentran los grupos electrógenos, los cuales conectados a un sistema Electroenergético contribuyen a aumentar la confiabilidad del mismo y ante situaciones excepcionales, que conlleven a la operación aislada y garantizar el suministro eléctrico.

Velázquez-Planche (2008) realizó un análisis estadístico sobre los distintos valores obtenidos de consumo de combustible con el principal objetivo de establecer un rango de variación del índice de consumo de acuerdo las densidades en el combustible, que caracterice el trabajo de la Batería de Grupos Electrógenos Diesel de Moa. Desarrolla una descripción general y una valoración

técnico-económica del proceso, así como las afectaciones provocadas al medio ambiente; sin embargo, no hace ninguna referencia sobre el comportamiento de las variables eléctricas a la salida del generador, ni de fundamentos importantes como son la compensación de la potencia reactiva (Q) y el control del factor de potencia (FP) para una mejor eficiencia.

González-Valdés *et al.* (2010) analizan los resultados de investigaciones realizadas sobre el consumo de combustibles de motores de combustión interna (MCI) de consumo diesel y gasolina y su variación en función de la masa y la potencia desarrollada. Se establecen correlaciones entre los índices y la influencia de las características de diseño mediante el programa STATGRAPHICS Plus 5.0, obteniéndose las ecuaciones de los modelos ajustados.

Cobos-Castro (2011) expone que durante el proceso montaje y puesta en marcha de Grupos Electrónicos *Fuel Oil* de tecnología HYUNDAI de 2,5 MW se detectaron deficiencias que presentaba el proyecto del sistema de supervisión y adquisición de datos (SCADA). Aporta elementos que permiten la implementación de cambios en el sistema de monitoreo y adquisición de datos como base para mejorar la gestión energética y operacional de estas plantas, basado en la incorporación de nuevos grupos de variables, programación de scripts, mejoras en la interfaz hombre-máquina (HMI), rediseñando el SCADA de tecnología HYUNDAI de 2,5 MW, posibilitando dotar al operador de una herramienta de software que le permita una mayor visualización de los parámetros del motor para elevar la eficiencia de estas plantas. No hace referencia ni análisis de las variables eléctricas en el generador ni en el suministro que brinda la planta.

Castro-Álvarez *et al.* (2015) evaluaron la eficiencia central eléctrica (*fuel*) de Sancti Espíritus a partir de analizar el comportamiento de los índices de consumo de combustible y la disponibilidad, utilizando herramientas de gestión de la calidad de los procesos. Se demostró el rango de operación más eficiente y se valoró la influencia determinante que tiene en estos parámetros el cumplimiento de los planes de mantenimientos, diagnósticos y seguimiento de averías, pero no hace referencia al comportamiento de las variables eléctricas en el grupo electrógeno.

Santiago-Matos (2016) realiza un estudio sobre las variaciones de tensión durante la operación de los Grupos Electrónicos *fuel oil* de Moa; en el mismo, caracteriza los elementos principales que contribuyen a una adecuada regulación de tensión en la central, evalúa el comportamiento de la variación de tensión en los transformadores, expone las ocurrencias de disparos por alto voltaje en las barras de salidas de la planta. Además, hace mención a las principales variables eléctricas a tener en

cuenta para el correcto funcionamiento de los mismos, sin embargo, no determinó la energía de las máquinas a distintos por cientos de explotación, ni el comportamiento de las principales variables eléctricas para distintos factores de potencia. Las pruebas realizadas al generador fueron hechas en condiciones normales de operación, lo cual impidió la realización de un estudio en el emplazamiento, relacionado con el comportamiento de estas máquinas a distintos por cientos de explotación.

En el trabajo de Almaguer-Guerra (2017) se realiza un análisis del comportamiento de tensión a la salida de los generadores en la Central Eléctrica *fuel oil* de Moa, con el objetivo de mejorar el nivel de tensión (U ; kV) y la potencia reactiva (Q ; MVAR) requerida a la salida de los grupos electrógenos que conforman esta planta, sin embargo, no determinó la eficacia de las máquinas a distintos por cientos de explotación, ni tuvo en cuenta la influencia de las variables operacionales sobre las variables de producción de la planta.

En el trabajo de Soto-Ramos (2017), se evalúa el comportamiento de un generador diesel, específicamente se estima el uso de combustible de un grupo electrógeno para variados niveles de penetración de energías renovables, modificando su magnitud, cantidad y tiempo de retardo que existe entre una fluctuación. Esto se ejecuta a través de un modelo en *Simulink*, elaborando distintos escenarios de variabilidad por medio de escalones de carga controlados, mantuvo constante la producción de energía del generador. Se pudo determinar la diferencia en el consumo de combustible del grupo electrógeno ante las variaciones de carga simuladas, donde el mayor incremento está al aumentar el valor de la magnitud de los escalones. Demuestra que la eficiencia en el uso de combustible depende primordialmente de la magnitud de las variaciones de potencia.

Urbina-Muñoz (2017) realizó una evaluación operacional de los motores de combustión interna para verificar su comportamiento durante la explotación a la que son sometidos. Tuvieron en cuenta ecuaciones teóricas y empíricas, relacionadas con los métodos de selección y ajuste de motores de combustión interna en condiciones ambientales específicas según norma ISO 3046-1. Se estableció el procedimiento de análisis del índice de consumo y la potencia de servicio del grupo electrógeno bajo condiciones climatológicas del sitio de instalación. Se determina que en condiciones normales atmosféricas las variables climatológicas no tienen gran influencia en la variación de la potencia de servicio y el índice de consumo de combustible, no siendo así en las condiciones de elevada humedad y altura de referencia sobre el nivel del mar. El objetivo se basa en las condiciones de referencias

estándar y método de declaración de potencia y consumo de combustible. Pero no hace un análisis del comportamiento de los parámetros eléctricos de los motogeneradores (MG).

1.3.1. Índice de consumo en los grupos electrógenos

La determinación del índice de consumo de las máquinas de los grupos electrógenos es una tarea que se realiza en todos los grupos existentes en el país diariamente y se resume por provincias mensualmente, resultando un parámetro fundamental para medir la eficiencia del proceso de generación de energía eléctrica en esta modalidad (Dorta-Herrera, 2009; Alonso-Preciado *et al.*, 2011).

El índice de consumo (Gonzalez-Longatt, *et al.* 2006) o consumo específico de combustible en los motores de combustión interna se define como la cantidad de energía por unidad de producción o servicios, medidos en términos físicos (productos o servicios prestados). Relacionan la energía consumida (kW·h, litros de combustible, toneladas de *fuel oil*, toneladas equivalentes de petróleo) con indicadores de la actividad expresados en unidades físicas.

Noa-Ramírez *et al.* (2018) analizaron el método de cálculo del índice de consumo de combustible de Grupos Electrógenos Diesel; se caracterizó esta tecnología, considerando los distintos niveles de carga. En el proceso de combustión se caracterizó el comportamiento de las temperaturas y presiones del diesel, del lubricante, del aire y del líquido refrigerante con respecto al índice de consumo. Mediante el método de estimación UPD se modelaron matemáticamente estos comportamientos, asumiendo que dependen de los niveles de carga y el tiempo de operación del punto donde se estima. Mediante un estudio experimental se definieron las regularidades del comportamiento operacional de los grupos durante su trabajo al 75, 80, 90 y 100 %.

Según Haug-Ramírez (1987) la característica consumo-entrega es una función $F = f(P)$ con una derivada de primer orden positiva y creciente; es una curva con una convexidad hacia abajo. Se puede puntualizar que esta característica nos da el consumo de combustible por unidad de energía entregada en barra con estas características obtenidas por catálogos o pruebas de explotación, podemos entonces planteamos que el punto de carga más económico será aquel en que tengamos el valor mínimo de consumo específico. Este punto coincide con el punto de la tangente a la curva partiendo desde el origen de coordenadas.

1.3.2. Generación de energía con los grupos electrógenos

El mercado de la electricidad en el mundo está de cara a la competencia global causada por la privatización y la desregulación, de éste modo cada productor de energía debe tener plantas e eléctricas competitivas para darse abasto en el suministro energético del país. Las plantas generadoras nacionales han sido operadas por años y el deterioro de cada componente por envejecimiento procede gradualmente. Para evitar éstos problemas por adelantado, es importante establecer la estrategia de mantenimiento y mantener la confiabilidad y disponibilidad de las plantas termoeléctricas (Roemer *et al.*, 2000; Loboda *et al.*, 2009).

De acuerdo con Villarreal-González (2009) y Rodríguez-Rodríguez (2017), la energía eléctrica se produce fundamentalmente mediante el uso de turbinas de vapor, turbinas de gas, turbinas hidráulicas, motores diesel. Siendo este último, la fuente que se utiliza en los grupos electrógenos.

Plantea Karim (2015) que el motor de combustión interna (MCI), como se muestra en la figura 1.3 es una máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química producida por un combustible que arde dentro de una cámara de combustión. La eficiencia del motor depende de parámetros como la calidad del combustible, el tiempo de mantenimiento, la sobreexplotación de las máquinas y la vigilancia constante de los principales parámetros técnicos-productivos además de requerir un sistema de control seguro y robusto que pueda dotar al motor de un sistema de seguridad confiable que responda ante posibles eventualidades.



Figura 1.3. Motor de combustión interna de una central eléctrica fuel oíl. Fuente: MAN (2012).

Los motores diesel aplicados a la generación eléctrica se han convertido en uno de las más eficientes y prácticas formas de convertir la energía del combustible en electricidad, con una eficiencia global que se

acerca cada vez más la marca del 50 %, sin embargo, el precio del combustible hace que estas eficiencias se vean mermadas desde el punto de vista económico (Vásquez, 2011).

Plantea Vásquez (2011) referente a los grupos electrógenos (GE), también llamados plantas eléctricas, son fuentes importantes de suministro de energía utilizadas como una alternativa a la red convencional de suministro de energía eléctrica. Estos grupos electrógenos emplean como fuerza motriz la energía mecánica generada por motores de combustión interna adaptados a un generador eléctrico. Igualmente existe un gran interés en optimizar el funcionamiento de los motores de combustión, con el fin de reducir su impacto medioambiental, y para ello se estudia la incorporación de combustibles alternativos como el gas producido a partir de biomasa (Bedoya *et al.*, 2007; Pérez *et al.*, 2012).

En estos estudios es importante disponer de la instrumentación conveniente que permita conocer el funcionamiento de los motores de combustión, de modo que se puedan identificar las estrategias de control más adecuadas para adaptar los mismos como fuentes de energía que garanticen el correcto funcionamiento de los GE (Lapuerta *et al.*, 2006; López *et al.*, 2011; Reyes *et al.*, 2012).

Los grupos electrógenos (GE) son fuente importante de suministro de energía eléctrica y, dependiendo de la función que cumplen, pueden utilizarse de tres formas: como fuente primaria, en cuyo caso son la única fuente disponible de energía y operan de manera continua; como fuente de cogeneración, en cuyo caso el GE interviene para reducir los picos de máxima demanda y como fuente de emergencia, en cuyo caso el grupo es utilizado únicamente cuando hay interrupción de la red de suministro principal (Francisco-Fernández *et al.*, 2007).

Es posible encontrar GE con potencias entre 500 VA y 500 KVA e incluso superiores, los cuales incorporan automatismos de complejidad creciente, dependiendo de la potencia de operación (Giangrandi, 2011). En equipos con potencias de entre 10 y 50 KVA se integran automatismos básicos, compuestos por relés, temporizadores y contactores, los cuales permiten el arranque y apagado del motor, junto con la conexión y desconexión del grupo electrógeno y de la red a la carga.

En los GE de alta potencia o combinación de grupos electrógenos conectados en paralelo para grandes suministros de energía, se dispone de sistemas de control basados en controladores lógicos programables, computadores personales, buses de campo y sistemas de supervisión y adquisición de datos (SCADA) (Marino *et al.*, 2004; Cobos-Castro, 2011; Manacero *et al.*, 2011; Pardo-Llosas *et al.*, 2015). La ventaja de estos automatismos es que permiten una óptima operación de los GE, realizan el monitoreo de las variables asociadas al proceso de conversión de energía y brindan la información

necesaria para desarrollar el mantenimiento de los equipos (Corrales Barrios y Ramírez Vásquez, 2013; Pardo-Llosas *et al.*, 2015). Sin embargo, en los GE de baja y media potencia no es posible acceder a estas herramientas debido al costo de los sistemas SCADA y del hardware requerido para su funcionamiento.

1.3.3. Monitorización para mejorar los servicios de los grupos electrógenos

En estudios realizados por Montero (2008) y Pardo-Llosas *et al.* (2015); son del criterio que en la actualidad se ha tratado de eliminar las anomalías que surgen en las unidades de generación eléctrica, que a pesar de presentar menores índices de consumos, las mismas se vuelven complejas en su operación, al salir del sistema por conceptos de roturas o mantenimiento, provocan dificultades en la oferta de energía respecto a la demanda normalmente existente.

Los denominados sistemas SCADA ayudan al personal técnico durante su interacción con los procesos de producción (Kruz, 2006). Por ejemplo, *WinCC* constituye un entorno de desarrollo propietario de *Siemens* en el marco de los SCADA, para visualización y control de procesos industriales. Contiene plantillas dibujos para diseñar representaciones de plantas, generador de informes sobre los datos solicitados y administración de datos para definir y recopilar información (Forcade-Gómez y Torres-Lorenzo, 2010).

De acuerdo con Angays (2013) dentro de las funciones que realizan los grupos electrógenos está relacionada con la seguridad y la continuidad de la operación o funcionamiento normal en caso de interrupción del suministro eléctrico y teniendo en cuenta la exigencia de los hospitales donde los requisitos son muy exigentes desde el punto de vista del control y la monitorización (Patel, 2011). Para resolver esta situación, ha sido planteado por Moreno-Sánchez *et al.* (2012), que una de las líneas más activas es la detección y monitorización de anomalías transitorias eléctricas.

En el trabajo de Bests *et al.* (2011) se pudo constatar que las recomendaciones para mejorar el funcionamiento en régimen transitorio, serán clave para mejorar el funcionamiento de los grupos electrógenos. Sin embargo, considera Pardo-Llosas *et al.* (2015), es el modelado una de las líneas de investigación más activa, ya que los modelos suelen utilizarse en la predicción de situaciones anormales y para la simulación y supervisión. No obstante, se pudo constatar en Hill *et al.* (2012) quien considera que el modelado suele ser una tarea muy compleja cuando se trata de grupos electrógenos debido a la complejidad computacional ocasionado por las dinámicas eléctricas muy rápidas con constantes de tiempo de las partes mecánicas muy grandes.

Se han desarrollado investigaciones para la gestión energética inteligente de micro-redes, han sido también propuestas en el trabajo de Jimeno-Huarte *et al.* (2009), el desarrollo de nuevos modelos lo que ha permitido el diseño de nuevos controles digitales para convertidores de potencia dc-dc y dc-ac (Hoyos-Velasco *et al.*, 2010). También se han diseñado controladores borrosos robustos para los lazos de control de velocidad en los motores diésel (Rashed *et al.*, 2008) y sistemas avanzados de monitorización (Jarrett, 2007).

1.4. Generador eléctrico para fuente de energía

Los generadores trifásicos son máquinas ampliamente utilizadas como fuentes de energía eléctrica. Es común encontrarlos asociados a sistemas de alimentación alternativos como grupos electrógenos, microcentrales hidráulicas y turbinas eólicas, los cuales han dado origen en el sector eléctrico a una tendencia conocida como generación distribuida (Di Prátula *et al.*, 2012; Carvajal y Marín, 2013; Vargas *et al.*, 2014).

Según Aliprantis *et al.* (2000) y Chapman (2012), un generador sincrónico (GS) es un dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (F.E.M.).

Las máquinas sincrónicas son máquinas de corriente alterna que se caracterizan por tener una frecuencia de las variables eléctricas dependiente directamente de la velocidad del eje de la máquina motriz (O'Kelly y Simmons, 1968; Vanfretti, 2005; Chapman, 2012). Pueden ser monofásicas o polifásicas, y preferentemente trifásicas, especialmente en aplicaciones de potencia. Pueden trabajar como generador, como motor, e incluso como condensador. Los generadores sincrónicos trifásicos son los más importantes por su aplicación en sistemas eléctricos de potencia; constituyen el dispositivo fundamental en cualquier central generadora.

Los generadores sincrónicos, son máquinas sincrónicas utilizadas para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica (figura 1.4. En un generador sincrónico se aplica una corriente directa al devanado del rotor, el cual produce un campo estático. Entonces el rotor del generador gira mediante un motor primario y produce un campo magnético rotacional dentro de la máquina. Este campo induce un grupo trifásico de tensiones en los devanados del estator del generador. Para los Grupos Electrógenos se

utilizan GS de más baja velocidad. Estos generadores con un gran número de polos tienen rotores hechos de polos salientes con excitación de corriente directa (CD) (Pereira *et al.*, 2002).

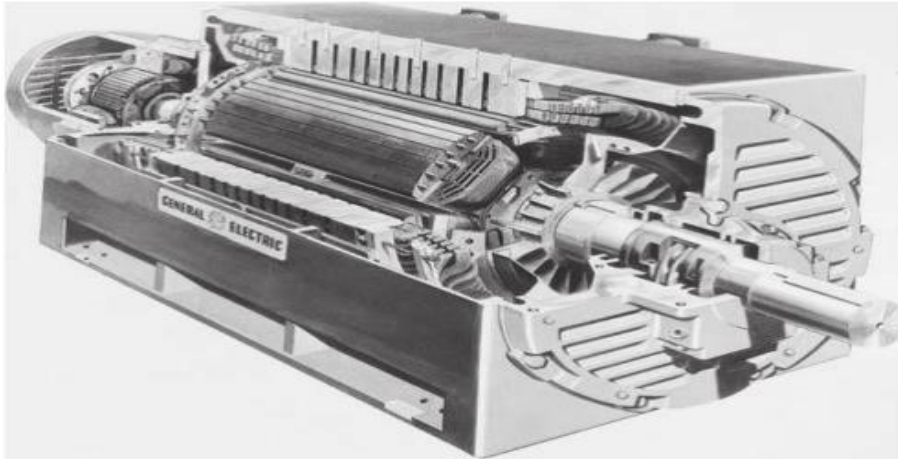


Figura 1.4. Diagrama en corte de una máquina síncrona. Fuente: Chapman (2012).

Los polos de los rotores se hacen de laminaciones para reducir la pérdida adicional del rotor, pero el cuerpo de este y el núcleo, están hechos de acero sólido magnético. Con un gran número de polos el devanado del estator se construye para un menor número de acoplamientos de ranura/polo, en muchos casos entre 6 y 12 (Chapman, 2012).

Para establecer su correcto funcionamiento es necesario adaptar instrumentos de medida como voltímetros y amperímetros, los cuales hoy en día pueden ser reemplazados por sistemas de adquisición de datos que permiten el monitoreo de las variables relacionadas (Osorio *et al.*, 2010). Los dispositivos de carga eléctrica, como motores, luminarias, computadores, aparatos de audio y video, están diseñados para trabajar en óptimas condiciones a un nivel de tensión fijo (Cruz *et al.*, 2013). De subir o bajar los niveles de tensión se perturbará el correcto funcionamiento de los elementos de carga, pudiendo llegar incluso a sufrir daños graves. Por esta razón es conveniente controlar que los niveles de tensión se mantengan en un rango determinado (Bravo y Yáñez, 2009).

Además, cuando se trata de cargas trifásicas es necesario garantizar la secuencia correcta de fases ya que, en procesos donde existan motores trifásicos, una secuencia de fase incorrecta puede ocasionar pérdidas o daños en el proceso debido a la inversión de giro de los motores.

Según Ruiz (2006) para estudios en estado estacionario, la máquina síncrona o sincrónica puede modelarse considerándola ideal, esto es, suponiendo que la corriente de campo es constante.

En la figura 1.5 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.

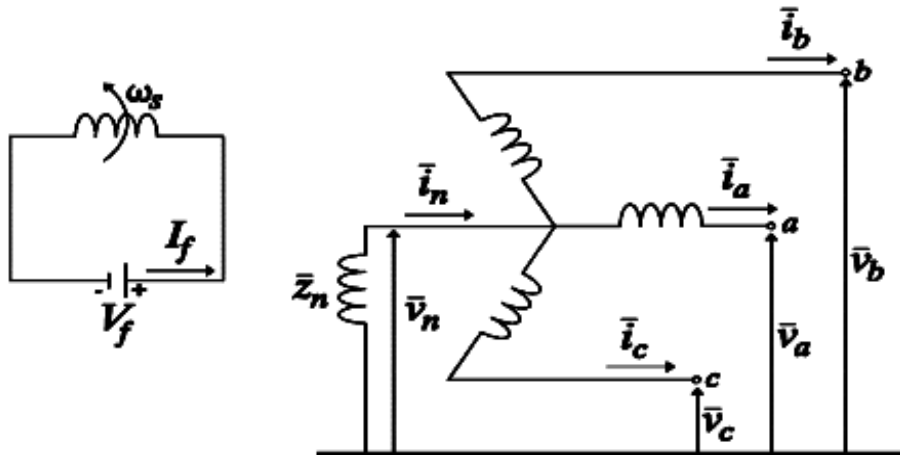


Figura 1.5. Circuito equivalente de la máquina síncrona. Fuente: Ruiz (2006).

Merced a que los generadores, conectados al sistema en paralelo, están acoplados unos con otros eléctricamente o por medio de transformadores, sus tensiones varían con una misma frecuencia, en este caso las velocidades angulares eléctricas de sus rotores también son iguales entre sí, mientras que las velocidades angulares reales son inversamente proporcionales al número de períodos de estos generadores. Por eso se suele decir que los generadores conectados en paralelo funcionan de manera síncrona uno con respecto a otro o están en sincronismo y la conexión para el funcionamiento se denomina sincronización (Fernández-Morales *et al.*, 2014).

Los generadores trifásicos están diseñados para producir una potencia determinada a un voltaje fijo. Teniendo en cuenta que la potencia entregada es directamente proporcional a la corriente, cuando se supera un límite de corriente el generador se encontrará en sobrecarga, situación que no se debe permitir debido a que sus bobinados se recalientan, se daña el aislamiento de los conductores del devanado y se puede quemar el generador (Flores y Asiain, 2011; Trebilcock *et al.*, 2014). En caso de que el generador se accione a través de un motor de combustión, se pueden presentar daños mecánicos en el mismo ya que el motor tratará de entregar toda la potencia requerida por el generador. Debido a esto, se debe monitorear la corriente que entrega el generador para identificar la posible ocurrencia de una sobrecarga generando una señal de alarma con el fin de tomar las medidas correctivas a que haya lugar.

Podemos concluir que, el grupo generador diesel, también conocido como grupo electrógeno, es una máquina que mueve un generador de electricidad (en este caso un generador síncrono) a través de un

motor de combustión interna (motor diesel). El modelo del generador sincrónico se concentra en un bloque subsistema del tipo *Subsystem* (Fernández-Morales *et al.*, 2014), en este caso el bloque recibe el nombre de generador sincrónico. Con este bloque se consigue diferenciar y ordenar los distintos bloques de funciones que forman parte de un modelo más amplio. Este bloque, a su vez contiene en su interior otros cinco bloques subsistemas que se interconectan.

1.4.1. Operación en paralelo de generadores de corriente alterna

En el mundo actual los generadores se pueden encontrar suministrando su propia carga (aislados) en comunidades rurales que no estén electrificadas, en ciudades y pueblos donde existe mala calidad de energía y déficit de generación tanto para viviendas como para negocios y empresas. En todas las demás aplicaciones de generadores hay más de uno que opera en paralelo (figura 1.6) para suministrar la potencia que requieren las cargas (Fernández-Morales *et al.*, 2014).

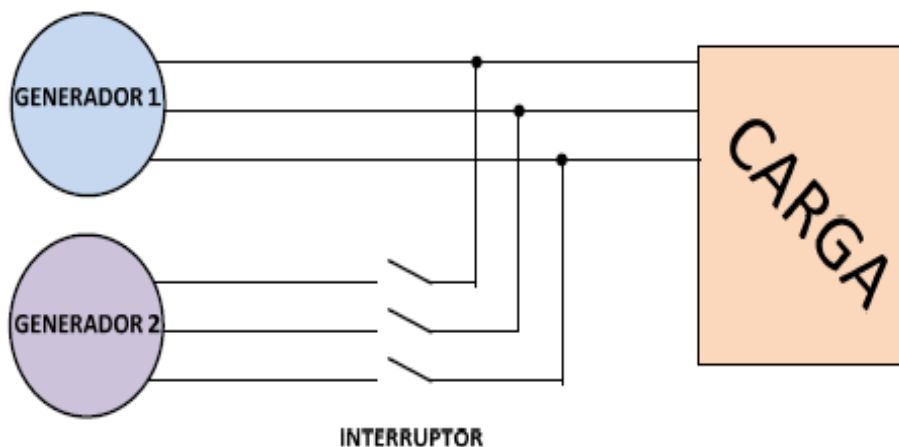


Figura 1.6. Paralelo de generadores. Fuente: Fernández-Morales *et al.* (2014).

Cuando se requiere suministrar más potencia a una carga es necesario la inclusión de generadores en el sistema eléctrico, si existe el cierre arbitrario del interruptor del generador a ser conectado, los generadores expuestos en la conexión se verán seriamente afectados. Las condiciones necesarias para entrar en paralelo generadores eléctricos son: el voltaje del generador entrante debe ser igual al voltaje del otro generador, la frecuencia de los dos generadores debe ser igual, los dos generadores deben tener la misma secuencia y se debe conseguir igualdad de ángulos de fase (Osorio *et al.*, 2010).

Refiere Smolenski (1988) que, en caso de condiciones de sincronización exacta en el devanado del inducido, no surgen corrientes transitorias; después de conectar el generador para el trabajo en paralelo con el sistema, la corriente del inducido queda igual a cero y el generador sigue funcionando en el

régimen de marcha en vacío. Dicho procedimiento de conexión de un generador para el funcionamiento en paralelo con el sistema, se denomina sincronización precisa.

Si las frecuencias de los generadores no son muy parecidas cuando se conectan juntos, se presentarán grandes potencias transitorias hasta que se establezcan los generadores en una frecuencia común. Las frecuencias de las dos máquinas deben ser casi iguales, pero no pueden ser exactamente iguales. Deben diferir por una pequeña cantidad para que los ángulos de fase de la máquina en aproximación cambien en forma lenta con respecto a los ángulos de fase del sistema en operación. De esta manera se pueden observar los ángulos entre las tensiones y se puede cerrar el interruptor cuando los sistemas estén exactamente en fase (Corrales-Barrios y Ramírez-Vásquez, 2013).

Sin que importe la fuente original de potencia, todos los motores primarios tienden a comportarse de manera similar; a medida que la potencia que se toma de ellos se incrementa, la velocidad a la que giran disminuye. Por lo general, este decremento de velocidad es no lineal, pero se incluye algún tipo de mecanismo regulador para que la disminución de la velocidad sea lineal con el incremento de la demanda de potencia. Cualquiera que sea el mecanismo regulador presente en el motor primario, siempre se ajusta para suministrar una característica de caída suave con el incremento en la carga. La potencia de salida de un generador síncrono está relacionada con su frecuencia (Vanfretti, 2005).

En la generación de potencia reactiva, el sistema de excitación de un generador síncrono está en general provisto de un regulador que, ante variaciones de tensión terminal, hará variar la corriente del sistema de excitación del rotor de la máquina generadora; por ende, variará también la potencia reactiva producida. Las posibilidades de generación de reactivo están relacionadas con la carga activa de la máquina dentro de los límites de la potencia aparente del generador. La acción del regulador de tensión puede, según su influencia, variar la característica de potencia reactiva generada y su inclinación. Cuanto más efectivo y rápido sea un regulador más elevado y pendiente será la característica de generación (Haug-Ramírez, 1987; Reyes *et al.*, 2012).

Plantea Haug-Ramírez (1987) que otro factor que afecta la forma de la característica son las posibilidades o límites de corrientes del rotor y el estator, cuando se quiere contrarrestar las disminuciones de tensión nominal de los generadores. Otro de los elementos importantes mediante los cuales se puede realizar la regulación de tensión es con los transformadores con *taps* bajo carga.

1.5. Regulación de la tensión

La necesidad de la regulación de la tensión es similar a la del parámetro frecuencia, pues ambos son los indicadores básicos que determinan la calidad del suministro de energía eléctrica, esta se basa en principios básicos que podemos enmarcarlos en: asegurar un adecuado nivel de voltaje o voltaje promedio en el sistema y la limitación de las alteraciones locales del voltaje relativas al normal (Haug-Ramírez, 1987).

Plantea Haug-Ramírez (1987) que, respecto al primer principio, se logra mediante el adecuado balance de la potencia reactiva de la carga. Un balance total de potencia reactiva no garantiza que no se presenten dificultades locales, las cuales deberán ser resueltas si hay reservas aumentando la excitación de las máquinas sincrónicas o cambiando la derivación de los transformadores. El segundo principio es necesario, pues el establecimiento de voltajes adecuados nos permite crear las cartas de voltajes, es decir los máximos y mínimos voltajes para los consumidores del sistema.

Una solución a este problema es usar un transformador especial llamado transformador conmutador de tomas bajo la carga (TCUL, por sus siglas en inglés) o regulador de voltaje. Básicamente, un transformador TCUL es un transformador con la habilidad de cambiar la toma mientras se suministra potencia. Un regulador de voltaje es un transformador TCUL con un circuito sensor de voltaje que cambia automáticamente la toma para mantener constante el voltaje del sistema. Estos transformadores especiales son muy comunes en los sistemas de potencia modernos (Chapman, 2012).

Puede decirse (Haug-Ramírez, 1987) que existe la tendencia a operar el sistema eléctrico con el voltaje lo más elevado posible en las barras de las plantas, pues ello contribuye a reducir las pérdidas activas y reactivas en las redes y crece también el efecto compensador de las líneas de alto voltaje.

1.6. Conclusiones del capítulo

- Debido a la existencia de niveles altos de crecimiento económico y mejoras anticipadas en la calidad de vida se ha impuesto nuevos récords de generación en el mundo y aunque se nota un gran avance en el desarrollo de las fuentes de energía renovables en la generación distribuida, su desarrollo aún es insuficiente, dado que la mayor cantidad de generación en el mundo se hace a través de fuentes no renovables y entre estas las que se hacen con combustibles fósiles.
- El empleo de grupos electrógenos en Cuba, permiten el aprovechamiento del combustible nacional en la generación de electricidad para la generación distribuida, partiendo de las deficiencias de la generación con consumo de combustible diesel, sin embargo, el país tiene como perspectiva lograr más sistemas estables de generación de energía eléctrica a partir de unidades con consumo de combustible *fuel oil*. Además de la importancia que tienen estos grupos en la generación y la estabilización de la tensión en las redes eléctricas.
- Se determinó que el índice de consumo o consumo específico de combustible en los motores de combustión interna se define como la cantidad de energía por unidad de producción o servicios en la generación de energía eléctrica, siendo una tarea que se realiza en todos los grupos electrógenos a nivel de país y que caracteriza la eficiencia de estos emplazamientos.

Capítulo 2

MATERIALES Y MÉTODOS

CAPÍTULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Introducción

El sistema eléctrico de potencia conformado por subsistemas parciales como la generación, transmisión, subtransmisión y distribución, necesita expandirse con el tiempo a medida que aumenta la demanda progresivamente por parte de los consumidores, distintas exigencias son requeridas para proveer de energía lo suficientemente económica, confiable, de bajo consumo de energía primaria y que sean ecológicamente aceptables. Este sistema de generación está conformado por uno o varios grupos electrógenos, formados por una unidad motriz (motor de combustión interna), un alternador eléctrico acoplado al eje de la unidad y un transformador de potencia. Estos grupos electrógenos operan con combustibles diesel o *fuel oil*.

El objetivo del capítulo es caracterizar el comportamiento de las variables operacionales, así como el establecimiento del sistema de mantenimiento basado en la fiabilidad de los grupos electrógenos para diferentes regímenes de operación que permita la toma de decisiones en la explotación de dicho grupo.

2.2. Descripción general del grupo electrógeno *fuel oil* Moa

Esta central, es de su tipo, actualmente la de mayor capacidad de generación en Cuba, concebida partiendo de que la GD consiste en producir electricidad in situ con las cargas, diseñada y construida para satisfacer la demanda de la empresa Ferroníquel que tendrá una demanda máxima de 120 MW, ya que operarán dos hornos que consumirán 45 MW cada uno, necesitando de un suministro estable de energía, con una confiabilidad de 98,5 % y aportar al SEN. En la figura 2.1 se observan los motores de la central de grupo electrógeno de Moa.



Figura 2.1. Motores de la central eléctrica.

Este emplazamiento contribuye con la regulación de la tensión en la región oriental, ya que está interconectada al SEN en forma sincronizada, siendo el control de frecuencia ajustado a 60 Hz impuesta por el sistema, asegurando un servicio ininterrumpido y con la posibilidad de generar por sí misma en isla para los municipios de Moa, Sagua y Baracoa. Está compuesto por 10 motores de combustión interna modelo 18 V 48/60B de construcción alemana, de 18 cilindros en V, con 480 mm de diámetro del cilindro y 600 mm la carrera de recorrido del pistón con una potencia de 18 900 kW, acoplados a 10 generadores marca ABB-1600 (G1 hasta G10) de 18 465 kW de potencia nominal cada uno (ver figura 2.2), a una tensión de generación de 13,8 kV y 60 Hz de frecuencia, distribuidos en cuatro barras de media tensión (MV1, MV2, MV3 y MV4).

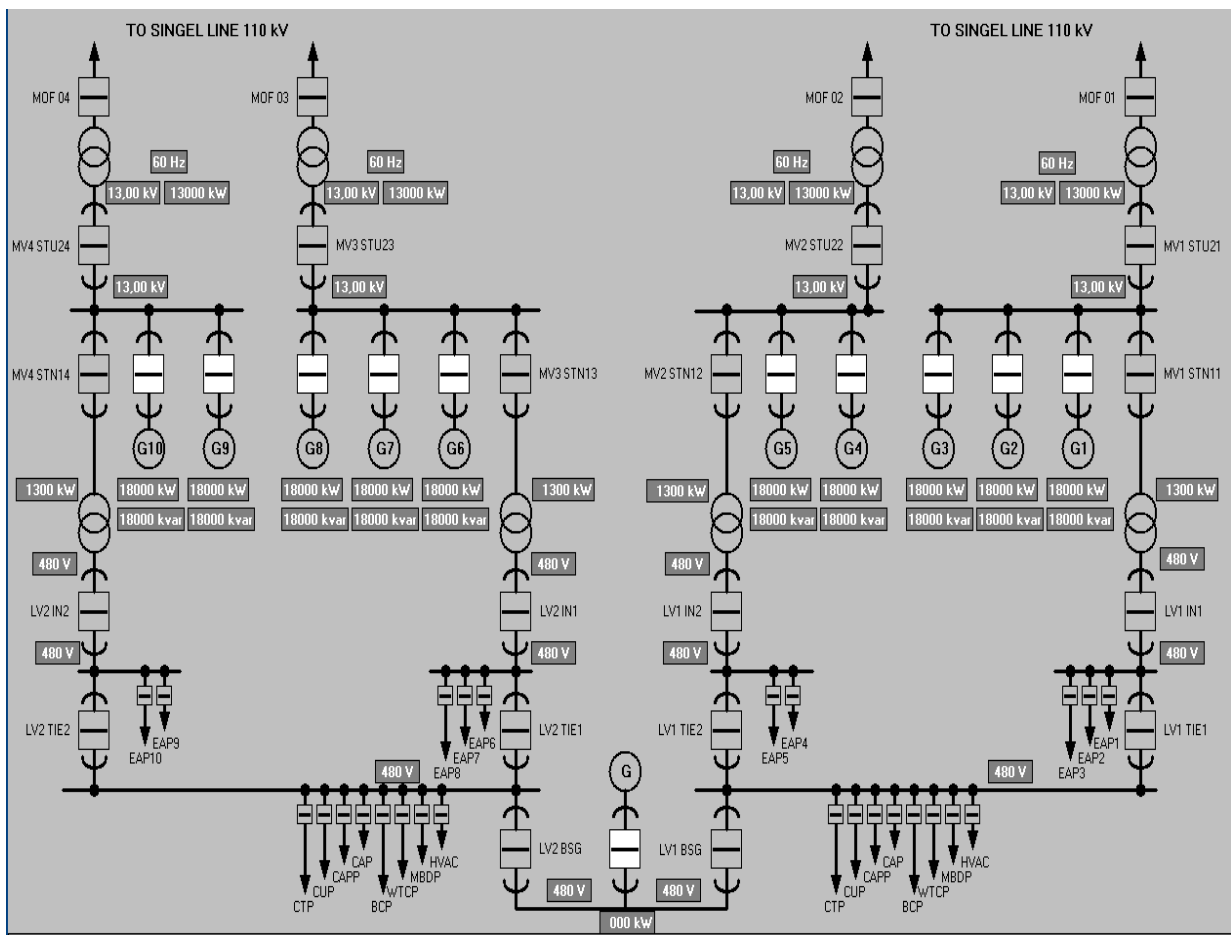


Figura 2.2. Monolineal del emplazamiento expuesto en la pantalla del SCADA.

En las barras de media tensión están conectados los cuatro transformadores de salidas (STU21, STU22, STU23 y STU24) con una potencia de 70 000 kVA cada uno, son los encargados de elevar el nivel de voltaje de 13,8 kV/110 kV para garantizar la interconexión de la central con el Sistema Electroenergético Nacional (SEN) mediante las cuatro líneas aéreas existentes hacia la subestación y los interruptores

MOF01, MOF02 MOF03 y MOF04. Se encuentran conectados los cuatro transformadores de uso de planta (STN11, STN12, STN13 y STN14) con una potencia individual de 3 150 kVA, los cuales reducen el nivel de voltaje de 13,8 kV/0,48 kV, alimentando las dos barras de bajo voltaje (LV1 y LV2) que son las encargadas de brindar alimentación a las demás plantas auxiliares. Además, a estas barras se encuentra conectado un 11^{no} generador llamado *Black Start* de una potencia de 250 kVA que es el encargado del arranque de la planta en modo isla.

Además está compuesto por diferentes paneles eléctricos de las plantas auxiliares como son: panel de control de torres de enfriamiento (CTP), panel de control del descargadero de combustible (CUP), casa bomba contra incendios, panel de control de casa de bombas de combustible (CAPP), panel de control auxiliar (CAP), panel de control de calderas (BCP), panel de control de planta de tratamiento de agua (WTCP), panel de alimentación de iluminación y tomas corrientes (MBDP) y panel de control de climatización (HVAC).

2.2.1. Características técnicas del grupo electrógeno

Presenta una estructura rígida en el bastidor, el interior del mismo forma un depósito para el aceite lubricante del motor. Es un motor diesel de 18 cilindros, cuatro tiempos, para la instalación estacionaria. En la tabla 2.1 se muestran los datos técnicos del mismo.

Tabla 2.1. Datos técnicos

Motor de combustión interna		Transformadores de salida	
Denominación del motor	18V 48/60B	Potencia nominal; MVA	70
Temperatura de aire de admisión; °C	máximo 45	Grupo de conexión	Ynd1
Temperatura del agua refrigerante; °C	≥ 60	Línea alta tensión; kV	LI/AC 550/230
Revoluciones del motor; r/min	514	Línea de baja tensión; kV	LI/AC 110/38
Peso; t	265	Tipo de Enfriamiento	ONAF
Generador sincrónico		Transformadores de uso de planta	
Modelo: AMG 1 600 UU14 LSE		Potencia nominal; MVA	3,15
Potencia nominal; MW	18,465	Conexión interna de devanados	Δ-Y
Potencia reactiva; MVA _r	3,8	Voltaje del primario; kV	13,8
Tensión; V	13 800	Voltaje del secundario; kV	0,48
Factor de potencia	0,80	Corriente nominal; A	132/3789
Frecuencia; Hz.	60	Tipo de enfriamiento	ONAN
Corriente nominal; A	965	Líquido aislante	FR3
Velocidad nominal; r/min	514		
Método de enfriamiento:	IC 8A1 W7		

Independientemente de que un grupo electrógeno todos los parámetros son de importancia, dentro de los mismos se considera la selección de la potencia como el de mayor importancia, de esta depende la vida útil del sistema, debiéndose de considerar los proyectos de crecimiento a futuro. La selección de un grupo electrógeno no debe estar por debajo del 40 % de su capacidad ni sobre el 80 % de la potencia, considerando que es un generador de tipo *Stand-By*. En ambos casos estas condiciones afectan en el futuro al sistema motriz con la carbonización de cabezotes y el dilatamiento de los empaques, respectivamente.

2.3. Flujo tecnológico del grupo electrógeno

El grupo electrógeno está ubicado en la costa norte del municipio de Moa, limitando con la costa del mar y a 5 km de la localidad, por lo que algunos aspectos ambientales que se generan en estas instalaciones, no dañan a los habitantes. En la figura 2.3 se muestra el flujo tecnológico del mismo.

El combustible a la central se entrega por dos vías un carro cisterna a través del descargadero o por la línea del oleoducto desde el puerto hasta los tanques de recepción 50-T-059, luego comienza el proceso de centrifugado de HFO a una temperatura entre 60 y 70 °C que se logra por la existencia de calentadores de boca a vapor en la toma de salida de los tanques de recepción, y lo eleva a temperatura de entre 85 y 98 °C a través de calentadores propio, procesa y envía el combustible para los tanques de servicio de HFO, 50-T-022, estos tanques poseen calentadores de boca en su salida y elevan la temperatura del combustible a valores entre 80 y 90 °C.

De los tanques de servicio es succionado a través de las bombas de impulso de HFO 50- P-018 que están en el local de casa de bombas de combustible, a la salida de la descarga de las bombas están conectados filtros automáticos de HFO que limpian el combustible de partículas en suspensión superiores a 0,34 mm, luego pasa a la nave de motores en donde se distribuye a cada MCI a través de un cabezal común con una presión mínima de trabajo de 4,5 bar.

Igualmente existe un esquema de alimentación de combustible diésel que primeramente es recepcionado en el tanque de servicio 50-T-003 se succiona del tanque a través de bombas de impulso de diésel 50-P-008, lo pasan por un juego de filtro que descargan a una línea que llega a la nave de motores a través de un cabezal de distribución. Este combustible tiene dos consumidores, la caldera auxiliar de vapor y los motores de combustión interna.

En la nave de motor cada conjunto motogenerador posee un módulo acondicionador del combustible mod.-008 (*Bosster*) que está conectado a los cabezales de diésel (LFO) y a los de *fuel oil* (HFO), este

módulo se encarga de crear las condiciones óptimas de explotación del combustible, elevando la presión de entrada del combustible al motor a valores aproximado a los 9 bar, por medio de bombas de impulso, al igual disminuye la viscosidad del HFO a valores de trabajo de 11 a 14 cts, para esto utiliza temperatura que se obtiene producto al vapor a presión producido por las calderas.

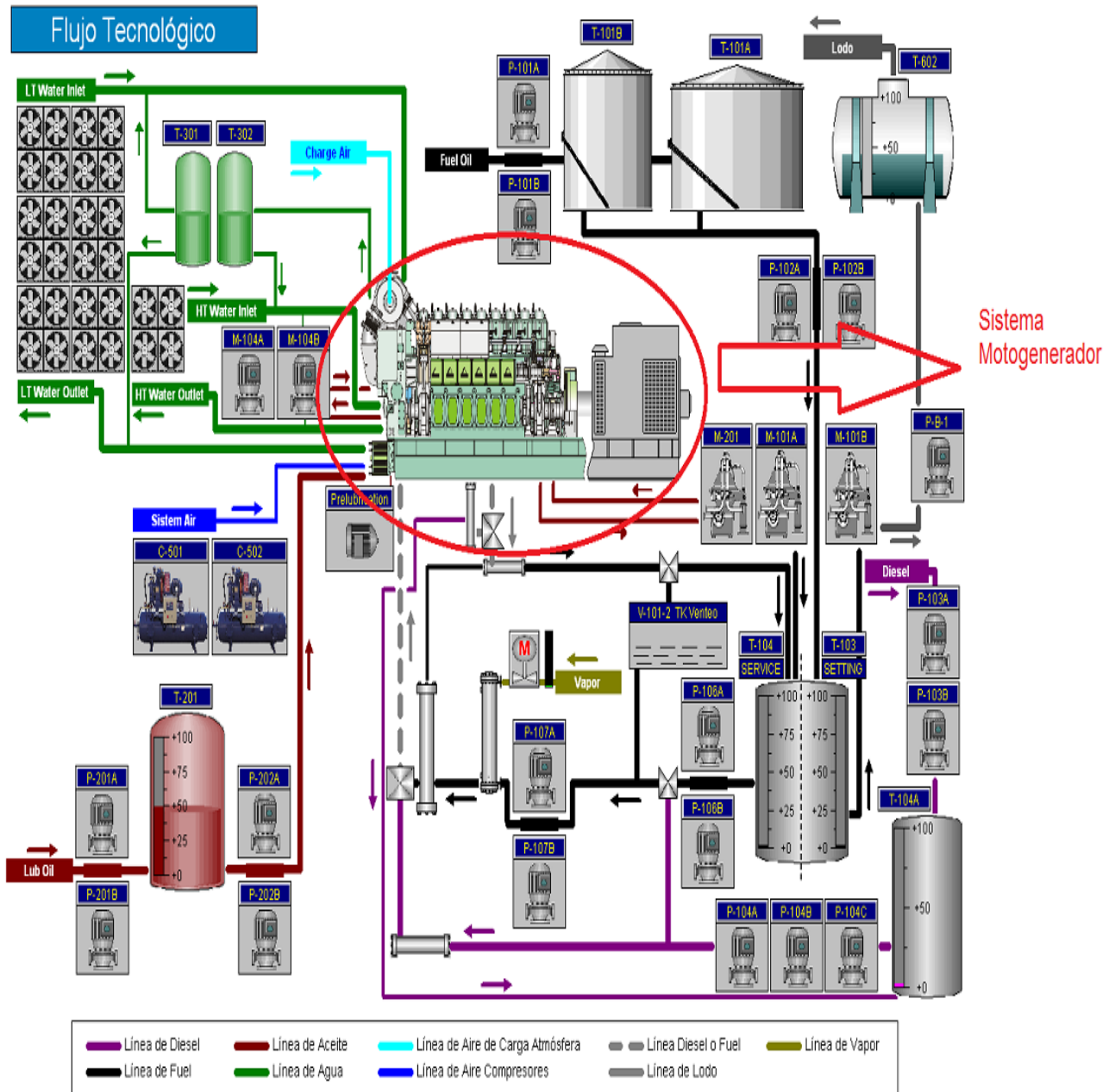


Figura 2.3. Flujo tecnológico del grupo electrógeno

Estos motores poseen un módulo de filtro automático del aceite (mod.006), el cual posee una bomba de pre lubricación de aceite que inicialmente es la encargada de mejorar las condiciones de trabajo exigida por la automática de funcionamiento del motor ante del arranque del mismo. Estos parámetros de

funcionamiento son presión de lubricación a valores igual a superior a 0,8 bar y temperatura del aceite mayor e igual a 40°C para velocidad menor de 400 r/min; una vez en condiciones de funcionamiento normal del motor, estos valores son de aproximadamente 5,5 bar de presión de aceite y una temperatura promedio de 55°C.

Poseen además dos circuitos de enfriamiento con agua, uno a alta temperatura y el otro a baja temperatura, al igual que en el circuito de aceite, están para mantener los parámetros de funcionamiento del motor en valores permisibles, estos parámetros son presión y temperatura, que para el circuito de agua de HT el valor mínimo de presión es de 0,9 bar en el momento de arranque del motor, luego superadas las 400 r/min y en las condiciones normales de funcionamiento 514 r/min y potencia nominal del motor, éstos valores se incrementan.

Para el circuito de baja temperatura (LT), la temperatura baja no constituye una limitante. Importante decir que el agua de LT se enfría en las torres de enfriamiento. Posee también un circuito de enfriamiento de tobera que como su nombre lo indica enfría las puntas de tobera de los inyectores de combustible, es un circuito cerrado de pequeño volumen de agua, esta agua tiene además función de limpieza de las puntas de toberas.

En la nave de motores existen dos módulos de compresores que se encargan de mantener el volumen y presión de aire de arranque y del aire de trabajo para la herramienta e instrumentación. Estos valores de presión de aire a 30 bar en los circuitos de arranque y parada de emergencia de los motores y 7 bar en el circuito de trabajo para las herramientas e instrumentación y otros como bombas de diafragma.

2.3.1. Parámetros monitoreados

Detectar los cambios que se presenten en los parámetros eléctricos en cualquier tipo de fuente de energía es trabajo de los controladores, estos verifican que se cumplan las condiciones de seguridad evitando así algún posible daño, de esta forma estos elementos se convierten en un agente de vigilancia del funcionamiento del sistema. En la tabla 2.2 se muestran los parámetros monitoreados en el grupo electrógeno.

Tabla 2.2. Parámetros monitoreados

Parámetros	Rangos
Velocidad del MCI; r/min	511- 514
Velocidad del turbocompresor; r/min	9 000 - 11 000
Temperatura del combustible a la entrada del MCI; °C	135- 160
Temperatura del aceite a la entrada del MCI; °C	50 - 55
Temperatura del aceite de drenaje del Turbocompresor; °C	70 - 75
Temperatura del circuito de agua de enfriamiento de baja temperatura del aire de carga; °C	40
Temperatura circuito agua enfriamiento de baja temperatura, salida enfriador de aceite; °C	45 - 55
Temperatura circuito de agua de baja temperatura, salida del intercambiador de calor; °C	55 - 70
Temperatura del circuito de agua de baja temperatura a la entrada del MCI; °C	40 - 45
Temperatura circuito de agua alta temperatura a la salida del intercambiador de calor; °C	45 - 60
Temperatura circuito de agua alta temperatura a la entrada del intercambiador de calor; °C	85 - 95
Temperatura del circuito de agua de alta temperatura de enfriamiento del aire de carga; °C	65 - 80
Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la entrada del MCI; °C	≥60
Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la salida del MCI; °C	85 - 95
Temperatura del agua de enfriamiento a tobera; °C	80 - 85
Temperatura del aire de entrada; °C	9 - 45
Temperatura del aire a la salida del enfriador de aire de carga A; °C	45 - 58
Temperatura del aire a la salida del enfriador de aire de carga B; °C	45 - 58
Presión del combustible a la entrada del MCI; bar	4 - 8
Presión del aceite a la entrada del MCI; bar	5 - 5,5
Presión de aceite a la entrada del Turbocompresor; bar	1,5 - 1,7
Presión circuito agua de baja temperatura a la entrada del enfriador del aire de carga; bar	2 - 4
Presión del circuito de agua de alta temperatura a la entrada del MCI; bar	3 - 4
Potencia activa del generador; MW	18,465
Potencia reactiva del generador; MVA _r	3,8

Para la constante vigilancia y chequeo de las variables es necesario contar con un sistema de supervisión y adquisición de datos capaz de procesar y guardar todos los sucesos ocurridos durante la operación de los motogeneradores. El grupo electrógeno queda definido a nivel nominal con sus características de potencia, voltaje, factor de potencia, velocidad y frecuencia. Parámetros básicos que se consideraron para la etapa de diseño de la planta. El logro del proceso del flujo tecnológico depende de los medios y el aseguramiento necesarios con que se cuenta desde el punto de vista eléctrico y automático.

La función de pertenencia elaborada para las variables posee las características siguientes: el máximo grado de pertenencia de los valores de las variables se obtienen en el conjunto cuando las variables toman los valores normales definidos por el explotador, el menor grado de pertenencia se toma, cuando los valores de las variables llegan o pasan el límite superior de cada una de ellas y cuando los valores

de las variables se sitúan entre el límite superior y el mayor valor del límite, definido por el explotador como de trabajo normal de la variable se logran grados de pertenencia. Teniendo en cuenta esto se consideró la pantalla principal del SCADA como se observa en la figura 2.4 con una lista de chequeo y parámetros para el arranque y funcionamiento de la máquina.



Figura 2.4. Pantalla principal del SCADA.

Los pasos desarrollados anteriormente permitirán determinar el comportamiento de los valores, en los intervalos calculados para las variables, así como para dar a conocer al operario, técnico y directivos cercanos a los motores de combustión interna diésel de los grupos electrógenos el surgimiento de algunos de los fallos procesados y que elemento del equipo puede estar relacionado con el fallo potencial, este conocimiento permitirá tomar decisiones oportunas en la corrección de los fallos surgidas durante el trabajo de los equipos.

Si durante el proceso de diagnóstico existen variables que puedan indicar el surgimiento de un fallo, esta condición puede dificultar la evaluación del estado técnico del equipo y su desempeño, debido al desconocimiento de cuál de ellas pudiera indicar este error, por eso la necesidad de conocer la interrelación entre ellas y la avería para facilitar la valoración del estado técnico.

2.3.2. Descripción del sistema de taps

Los transformadores de salida de los grupos electrógenos fuel oil Moa poseen un intercambiador de taps bajo carga lo que permite realizar operaciones sin la necesidad de desconectar la carga, está compuesto por 11 posiciones, lo que brinda una mejor regulación de voltaje al tener un menor rango entre sus escalones, existe una variación entre una toma y otra de un 1,5 % de tensión. En la figura 2.5 se muestra la estructura física del taps empleado en dicho grupo electrógeno.

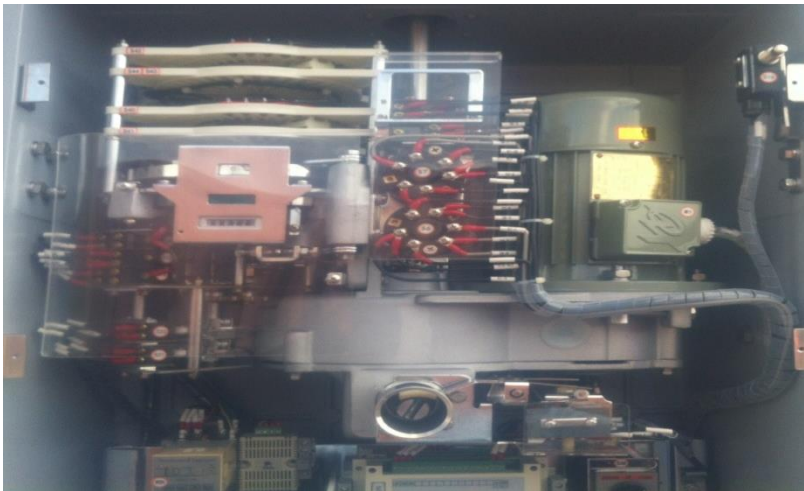


Figura 2.5. Cambiador de tomas bajo carga del transformador.

Como el cambiador de taps o derivaciones puede ser girado manualmente o de forma eléctrica, se tiene en cuenta el mismo a partir del uso del AVR del transformador, quien, durante el momento de regulación del voltaje, enviará una señal para que cambie de posición, incrementando o disminuyendo el voltaje a la salida del transformador elevador.

2.6.2. Reguladores de tensión en el generador y el transformador elevador

Con objetivo de mantener la tensión en bornes del generador constante e igual a la tensión de consigna, independientemente de las variaciones de demanda de potencia activa y reactiva y demás factores externos que pudieran alterarla se empleó un regulador automático de tensión (AVR). En la figura 2.6 se muestra el lazo de control del regulador PID del UNITROL 1000-15.

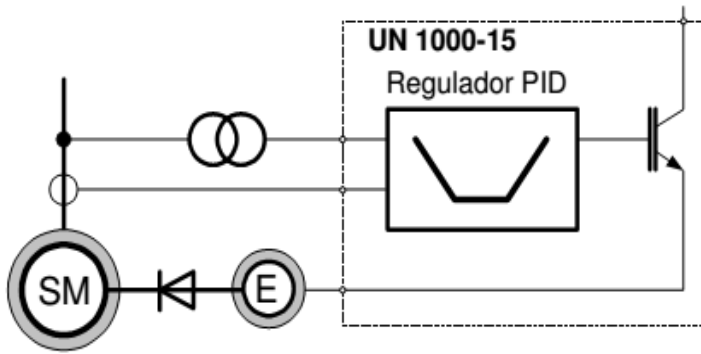


Figura 2.6. Esquema del lazo de control del regulador PID del UNITROL 1000-15. Fuente: ABB (2009).

Este regulador se empleó con el objetivo de recibir del transformador corriente (3CT) y de potencial (1PT) existente en el generador, a través de una señal de 110V CA que es censada a la salida del devanado de la máquina síncronica, este calculará los valores de potencia activa y reactiva, las señales medidas se comparan con el valor de referencia fijado en la programación y si se encuentra fuera de los límites establecidos se incrementa o disminuye la corriente de excitación, de esta forma se suministra una tensión continua de alimentación a la excitatriz, el cual se encarga de producir una tensión de salida que luego es rectificad e inyectada al circuito de campo del generador con un rango de 0-15 A y una tensión de 0-300V CD.

Para regular la tensión en los transformadores elevadores, se empleó un regulador automático de tensión del tipo AVR ET-SZ6 (figura 2.7), teniendo en cuenta que el voltaje de estos transformadores es de 110 kV, como el mismo usa una interconexión de pantalla cristal líquido (LCD) de gran dimensión. Teniendo en cuenta que permite realizar el control manual, automático y remoto, en nuestro trabajo se empleó el sistema automático.



Figura 2.7. Regulador de tensión AVR ET-SZ.

Se consideró este tipo de regulador ya que, al no estar las teclas, acopladas a la fuente, se puede manipular manualmente. Entre las características de este equipo se encuentra que puede trabajar en paralelo con tres controladores más, presenta una salida analógica de cuatro a 20 mV, con salida del interruptor en código decimal binario. Emplea la función comunicada de RS- 485 a RS-232, la sensibilidad junto con la tensión de muestreo puede ajustarse, permitiéndole trabajar automáticamente (HM, 2006).

2.4. Método estadístico para el análisis de los portadores energéticos

Como los métodos estadísticos se permiten contar con una serie de herramientas que posibilitan determinar dónde radican las principales deficiencias y parámetros fuera de control, dar seguimiento a variables en el tiempo y caracterización de los procesos, se emplea el gráfico de control (diagramas lineales) de *Microsoft Excel*, para observar el comportamiento de las variables: consumo de combustible, generación bruta, insumo eléctrico y consumo específico de combustible.

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (2.1)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (2.2)$$

Donde:

n – cantidad de muestra

x – variable analizada; Cc, GB, IE Cec

σ – desviación estándar

\bar{x} – la media de las variables.

Con el empleo de este método y herramienta informática, se determina si el grupo electrógeno tiene un comportamiento denominado normal, se determina el valor medio (M) del parámetro de salida, si no aparecen causas externas que alteren el proceso, hasta hacerse prácticamente cero para desviaciones superiores a tres veces la desviación estándar (3σ) del valor medio. Este comportamiento permite detectar síntomas anormales actuando en alguna fase del proceso y que influya en desviaciones del parámetro de salida controlado.

Con el gráfico de control se determina si la variable está dentro de los parámetros establecidos, es decir, dentro de los límites de control, se comprueban los límites máximos que puede alcanzar la variable controlada, además de conocer la influencia de las medidas aplicadas sobre la variable

controlada. Para la realización de los gráficos de control se construye la tabla con los datos seleccionados del histórico (ver en el anexo 1), se calculan las líneas de control, es decir, el valor medio y el límite de control superior e inferior respectivamente para luego aplicar los criterios para evaluar la estabilidad durante la producción de energía. Esto es aplicable a la Central Fuel en su totalidad.

Para determinar el límite de control superior e inferior con el empleo del gráfico de control se emplean las ecuaciones 2.3 y 2.4 que permiten predecir este comportamiento en la planta.

$$LCS = \bar{x} + 3\sigma \text{ Límite de control superior de } \bar{x} \quad (2.3)$$

$$LCI = \bar{x} - 3\sigma \text{ Límite de control inferior de } \bar{x} \quad (2.4)$$

Con el empleo del diagrama de dispersión se establece la correlación entre las variables, generación bruta (eje X) y el consumo de combustible (eje y), luego se determina el comportamiento entre la variable, generación bruta (eje X) y el insumo eléctrico (eje y). Para determinar el coeficiente de correlación entre ambas variables y probar matemáticamente su validez se establece la ecuación del modelo $Y = f(x)$.

Con el método de regresión se establece la dependencia de la variable, consumo específico de combustible (variable dependiente). El objetivo del análisis es estimar el valor (poblacional) medio o promedio de la primera en términos de valores conocidos o fijos (en muestreo repetidos) de las segundas. Las variables independientes consideradas para el análisis son: consumo de combustible y generación bruta, la misma brinda un modelo del tipo:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_k X_k \quad (2.5)$$

Donde:

β – coeficiente de las variables

x – variables independientes

k – número de variables independientes

Teniendo en cuenta las variables consideradas en la tabla 2.2, se emplea el método de correlación (R) en este caso se tiene en cuenta si, al correlacionar las variables, si en las misma al aumentar los valores de X aumentan los de Y o viceversa, será positivo y si aumentan los valores de X disminuyen los de Y o viceversa, entonces será negativo. La eficiencia del empleo de los equipos que conforman el grupo electrógeno, en gran medida, depende de los gastos invertidos en los trabajos y medios para la

explotación, mantenimiento y reparaciones de los mismos, por lo que la necesidad de conocer los índices que lo caracterizan es de vital importancia.

2.5. Metodología para el cálculo de los índices de mantenimiento y explotación

Inicialmente se analizaron los índices de mantenimiento de la CE. Para el estudio de mantenimiento se tuvo acceso a los datos a partir de marzo del 2015 hasta diciembre del 2016.

Los grupos electrógenos tienen un tiempo promedio determinado para cada tipo de mantenimiento (*TPPM*), esta relación entre el tiempo total de la intervención preventiva y el número total de la intervención preventiva en esos elementos, en el período observado, se determina según Dorta-Herrera (2009) como:

$$TPPM = \frac{\sum HTMP}{NTMC} \quad (2.6)$$

Donde:

$\sum HTMP$ -tiempo total de la intervención

NTMC-número de intervenciones ejecutadas en el período

Para establecer el tiempo promedio para fallar (*TPPF*) según el tiempo total de operación de los elementos del grupo electrógeno y el número total de fallas detectadas en esos elementos Dorta-Herrera (2009) propone determinarlo como:

$$TPPF = \frac{\sum HROP}{NTMC} \quad (2.7)$$

Siendo $\sum HROP$, la suma del tiempo transcurrido desde que el equipo sale fuera de servicio por falla hasta que es devuelto a la operación y *NTMC*, es el número total de fallas detectadas en el período.

El tiempo promedio para solución de averías (*TPSA*) según el tiempo transcurrido desde que el grupo electrógeno sale en el período evaluado, Palomino-Marín (2011) y Dorta-Herrera (2009) consideran determinar dicho tiempo por la ecuación siguiente:

$$TPSA = \frac{\sum HTMC}{NTMC} \quad (2.8)$$

Donde $\sum HTMC$, es la suma del tiempo

Con el objetivo de garantizar una tecnología orientada a la determinación de los requerimientos de mantenimiento del grupo electrógeno se empleó el sistema de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad (RAM). El tiempo medio de funcionamiento entre fallos, como los tiempos de

funcionamiento entre fallos UNE-EN 15341 (2008); Miño-Ormaza (2015) y Cortez-Méndez (2017) se determina como:

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total de funcionamiento}}{\text{Número de fallas}} = \frac{(T5+T6+T7)}{\text{Número de paradas}} \quad (2.9)$$

La medida de la confiabilidad de un equipo es la frecuencia con la cual ocurren las fallas, si no existen fallas, el equipo sería 100% confiable, si la frecuencia de fallas es muy baja, entonces la confiabilidad del equipo es aún aceptable, pero si es muy alta, el equipo es poco confiables, consideraciones expuestas por Cortez-Méndez (2017) y es aplicable al objeto de estudio.

En la figura 2.8 se muestra el diagrama para establecer los tiempos de operaciones y falla de un equipo. El modelo es aplicable a los grupos electrógeno, por lo que se considera este procedimiento.

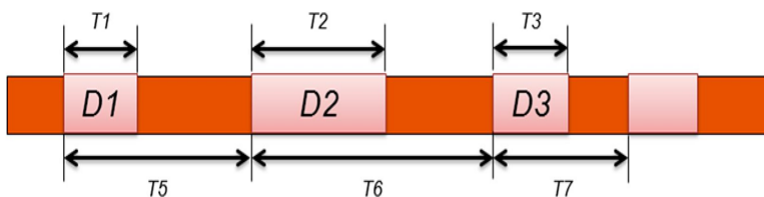


Figura 2.8. Procedimiento para la detención de falla en un equipo.

Fuente: Placencia-Sebastián (2014).

Teniendo en cuenta el modelo del diagrama anterior se determina la tasa de fallos, como una función que describe el número de fallos en el grupo electrógeno, que, al ocurrir en un cierto tiempo, puede interpretarse como la “velocidad” a la cual se producen los fallos, y puede ser considerada como una medida de lo propenso de un dispositivo a fallar en función de su edad, Cortez-Méndez (2017) y Miño-Ormaza (2015), consideran determinarlo por la ecuación siguiente:

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Tiempo de operación}} = \frac{1}{MTBF} \quad (2.10)$$

Siendo λ la tasa de fallo.

Se considera el tiempo medio hasta la recuperación (MTTR), del grupo electrógeno. Por la ecuación 2.11 se determina este tiempo, según las consideraciones de Cortez-Méndez (2017); Miño-Ormaza (2015) y UNE-EN 15341 (2008).

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo total de recuperación}}{\text{Número de fallas}} = \frac{(T1+T2+T3)}{\text{Número de paradas}} \quad (2.11)$$

Donde T1, T2 y T3 son los tiempos de recuperación asignados al número de fallas.

Por la ecuación 2.12 se determina la tasa de reparaciones teniendo en cuenta las veces que el GE se somete a reparación exitosa realizada por horas, Cortez-Méndez (2017) y Miño-Ormaza (2015) proponen determinar esta tasa como:

$$\mu = \frac{\text{Número de reparaciones}}{\text{Tiempo}} = \frac{1}{MTTR} \quad (2.12)$$

Donde:

μ - tasa de reparaciones

Para determinar la disponibilidad (D) del grupo electrógeno se tuvo en cuenta la ecuación 2.13 según consideraciones de Cortez-Méndez (2017); Miño-Ormaza (2015) y Sexto (2015), para ello se consideró: la aptitud de los elementos del GE para realizar su función, se asumió que se dispone de los recursos externos necesarios, de la frecuencia con que se producen los fallos en determinado tiempo y condiciones (fiabilidad) y de la capacidad y el tiempo requeridos para mantener la funcionalidad (mantenibilidad).

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (2.13)$$

La probabilidad de fallos $F(t)$ o que falle el GE en un tiempo de trabajo sin fallo, que resulte inferior a un tiempo dado t , o sea, que en un intervalo prefijado de tiempo se produce aunque sea un fallo según Navarrete-Pérez *et al.* (1986); Nachlas (1995) e Hidalgo-Batista *et al.* (2011) se calcula como:

$$F(t) = 1 - R(t) \quad (2.14)$$

Siendo $R(t)$, la probabilidad de trabajo sin fallas.

Esta probabilidad de trabajo sin fallas $R(t)$, según Nachlas (1995) e Hidalgo-Batista *et al.* (2011) proponen determinarlo como:

$$R(t) = 1 - F(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.15)$$

Siendo e , el número de Euler y t es el tiempo.

La probabilidad de trabajo sin fallas se considera una función de distribución acumulada inversa de probabilidad de que no ocurra el fallo, también conocida como la expresión de confiabilidad.

2.5.1. Metodología para el cálculo del índice de consumo de combustible

El índice de consumo de combustible (C_{ec}), en los grupos electrógenos, es una tarea que se realiza diariamente en todos ellos a nivel de país y se resume por provincias mensualmente, resultando un parámetro fundamental para medir la eficiencia del proceso de generación de energía eléctrica en esta

modalidad. Alonso-Preciado *et al.* (2011) y Dorta-Herrera (2009), proponen determinarlo por la ecuación siguiente.

$$Cc_{(tf)} = Cc_{(m^3)} \cdot densidad \quad (2.16)$$

Donde:

$Cc_{(tf)}$ – consumo de combustible en toneladas físicas consumidas; tf

$Cc_{(m^3)}$ – consumo de combustible en metros cúbicos consumidos; en m^3 , que se obtiene de las mediciones del flujómetro instalado en cada máquina o por mediciones directa en el tanque común si se trata del consumo total de la planta.

El consumo de combustible en toneladas equivalentes se determina como:

$$Cc_{(teq)} = \frac{Cc_{(tf)} \cdot valor\ calórico}{10\ 000} \quad (2.17)$$

Y el índice de consumo de combustible o consumo específico bruto se determina por la ecuación 2.18.

$$Ce_c = \frac{Cc_{(teq)}}{GB} \cdot 1\ 000 \quad (2.18)$$

Donde:

$Cc_{(teq)}$ – consumo de combustible en toneladas equivalentes consumidas, teq

Ce_c – índice de consumo de combustible

GB – generación bruta

2.6. Determinación del comportamiento de la tensión

Para determinar el comportamiento de la tensión se tienen en cuenta dos momentos; primeramente el histórico para determinar la ocurrencia de fallas en el suministro eléctrico de los grupos electrógenos, debido a que en el momento que se realiza la regulación del voltaje de salida del emplazamiento, a través de los generadores, se varía el factor de potencia, lo que trae consigo un aumento de potencia reactiva y con ella el aumento de la tensión, desconectándose los interruptores de la barra de salida de la planta por alto voltaje, lo que limita las operaciones de regulación y estabilización de tensión que se pueda realizar por ellos.

Y el segundo momento es el análisis de la tensión en los bornes del generador que permita estimar la caída de la característica de generación (Kg) para cada por ciento de carga y factor de potencia. Si se supone cierta linealidad en una zona de voltajes relativamente cercanos al nominal, entonces

Haug-Ramírez (1987) propone calcular la caída de la característica de generación de la manera siguiente:

$$k_g = \frac{\Delta Q_g}{Q_n} / \frac{\Delta V}{V_n} \quad (2.19)$$

Donde:

ΔQ_g - variación de potencia reactiva generada en el sistema; MVAR.

Q_n - potencia reactiva nominal; MVAR.

ΔV - variación de tensión; V.

V_n -tensión nominal; V

En las condiciones de determinación de la caída de la variación de la tensión, la ΔQ_g será positiva y la ΔV será negativa para disminuciones de tensión, por lo que k_g será un valor negativo. La ΔQ_g será como el incremento de capacidad de generación de potencia reactiva, ante disminuciones de la tensión en el sistema, por lo que k_g debe tomar un valor grande de acuerdo con el criterio de Haug-Ramírez (1987).

Dentro de los elementos en un grupo electrógeno, que nos brinda la posibilidad de realizar regulación de tensión, se encuentran los transformadores de potencia con tap bajo carga, mediante los cuales puedes estabilizar la tensión en nodos del sistema sin la necesidad de interrumpir el servicio eléctrico.

2.7. Selección de variables

Del estudio del histórico de los años 2015 y 2016 se consideró el consumo específico de combustible (Cec) y el consumo de combustible, así como el número de fallas a los que están expuestos durante el régimen de operación todos los GE de la planta.

A partir del estudio del histórico (resultados del modelo de regresión múltiple) se seleccionaron las variables a analizar en el experimento: el Cc, el Cec y las potencias a la salida del generador sincrónico, o sea, la potencia activa (P, MW) y la reactiva (Q, MVAR). Respecto a las variables de mantenimiento (VM) de los MG 2 y MG 7, en los cuales el MG 7 fue el de mayor Cc y que MG 2 el de mayor Ce_c; del análisis de fiabilidad el MG 7 fue uno de los que presentó mayor cantidad de fallas y MG 2 la menor cantidad de fallas y una disponibilidad mayor. Las VM a analizar para el análisis de la operación de los MG son R(t), λ , MTBF y D, son las que caracterizan las fallas y la disponibilidad tecnológica de estos sistemas.

En la selección de las variables, se analizó una primera base de datos del histórico del MG 2 con 73 440 datos y 56 variables operativas organizados en una hoja de cálculo electrónica de *Microsoft Excell* exportadas desde el SCADA. Para el análisis y selección de las VO se determinaron los valores máximos, mínimo, media y la moda y se compararon estos resultados con los rangos permisibles de cada VO según la norma ISO 3046-1 y del fabricante MAN (2012)

Se identificaron 8 variables con datos fuera de rango, los datos corresponden a las mediciones que fueron realizadas cada un minuto de las VO los cuales fueron eliminados de la tabla, así como los datos nulos o vacíos, seguidamente se hizo una interpolación y se obtuvo otra tabla modificada.

También se identificó que los subsistemas del MG afectados por la desviación de las VO son: combustible *fuel oil*, el aceite y el agua, este último fue donde se encontraron mayor cantidad de los datos con errores o anómalos. En relación con el aire no se determinó ningún dato fuera de rango. Luego de analizadas las desviaciones estándar en las VO y para establecer la independencia y seleccionar las VO se utiliza la técnica de análisis correlacional. El siguiente paso es crear un modelo a través de un Análisis de Regresión Lineal, con el objetivo de describir las relaciones de dependencia de las variables.

Luego del análisis de correlación, regresión lineal y determinadas las variables, se procede a realizar el estudio experimental obteniéndose una segunda base de datos con 1 536 datos y 32 variables. Para el procesamiento estadístico de los datos se utilizó el *software Statgraphics Centurion XV* y el tabulador Microsoft Excel 2016, lo que permitió establecer la necesaria correspondencia entre las observaciones teóricas y las experimentales.

2.8. Diseño de experimentos

Para el diseño de experimentos se deben tener en cuenta las condiciones iniciales siguientes:

- ✚ Se trabaja con la potencia reactiva y la tensión sin tener en cuenta la frecuencia, pues se fija como valor constante (establecida por el SEN para una frecuencia de 60Hz).
- ✚ Se utiliza un diseño de experimento bifactorial (Gutiérrez y De la Vara, 2003), con 4 niveles de generación (80, 85, 90 y 100 %) y cuatro de factor de potencia (94, 95, 97 y 98 %) y se realizan mediciones cada 10 minutos durante 30 min para determinar el consumo de combustible en cada escenario.

Este método de planificación estadístico, establece el número de ensayos a realizar (48).

Al analizar el aspecto de la reproducción para decidir cuantas réplicas realizar en cada experimento, se tiene en cuenta que en los posibles modelos que pudieran obtenerse a partir de la matriz experimental, se consideran los que incluyen las relaciones lineales entre las variables y sus interacciones, por lo que sería necesario examinar el error experimental de cada variable y de sus interacciones, cosa que sólo puede hacerse si se tienen tres o más réplicas (X_i), ya que con una réplica la media μ de los valores para un experimento coincide con el valor de la réplica y el error experimental $e_e = \frac{\sum |X_i - \mu|}{q}$,

donde q , el número de réplicas es nulo; con dos réplicas los resultados de la media y del error experimental pueden estar influenciados por una medición anómala y además la varianza $J^2 = \frac{\sum (X_i - \mu)^2}{q-1}$; tendría una dificultad semejante.

Se desarrolla un experimento que duró 8 horas, se seleccionaron el MG 2 para experimentar y el MG 7 para validar. Para la fase de experimentación se utiliza el motogenerador 2 sin regular la frecuencia durante 8 h y considerando que ha recibido el mantenimiento correspondiente a las 6000 h de operación recientemente. Durante el experimento la temperatura ambiente fue de 28,7 °C y presión atmosférica de 136,3 P, según la norma ISO 3046-1, se inició a las 12:49 horas y terminó a las 20:39 horas.

Como condiciones iniciales para el diseño del experimento se decidió analizar el comportamiento de las variables de salida y se manipularon las variables de entrada: los puntos de operación del porcentaje de carga y factor de potencia se prefijaron a los valores descritos anteriormente.

Asignación del sistema de variables operacionales

Las variables de entrada manipuladas:

- el nivel de carga (K, %)
- el factor de potencia (FP, p.u)

Las variables operacionales relacionadas con el proceso de operación:

- la temperatura (t, °C) y presión (p, bar (10^5 Pascal)) del: combustible fuel oil (C), el aceite lubricante (LO), el agua de enfriamiento (HT y LT) y del aire (A) en los subsistemas del MCI y el turbocompresor.
- la velocidad del turbocompresor (VTc, r/min),
- la velocidad del eje del MCI (VMCI, r/min),

- la potencia efectiva (P_{MCI} , kW) en el MCI,
- la potencia activa (P; MW) y reactiva (Q; MVar) en el GS
- el voltaje de línea (U, v)

De las 3 réplicas del experimento las variables operacionales:

- el consumo de combustible (C_c , Teq),
- la viscosidad del combustible ($VisC$, cst)
- la temperatura del combustible (T_c , °C)

Como restricciones las variables operacionales:

- presión barométrica (p_r , 100 kPa),
- la temperatura del aire (TA , 50 °C) y 9
- la concentración de agua en el combustible fuel oil (% H₂O; 0,2 a 0,5 %)

Los datos del experimento relacionados con el consumo de combustible fueron: el consumo de combustible equivalente *fuel oil* (C_{ec} , m³/h), densidad promedio del combustible fuel oil (ρ_f , t/m³), insumo eléctrico (IE, MW·h) y generación bruta (GB, MW·h). En el laboratorio químico de la CE Moa, del combustible *fuel oil* se obtuvo el: valor calórico superior (V_{cs} , kcal/kg) y el valor calórico equivalente (V_{cec} , 10 000 kcal/kg), datos que son necesarios para el cálculo del C_{ec} .

2.8.1. Cálculo de la varianza

Ostle (1975) y Sarache (2004), consideran que el ANOVA, como técnica estadística, permite el estudio de las características medidas u observadas, cuyos valores dependen de varias clases de efectos que operan simultáneamente, esta técnica se basa en la división de la variabilidad total de una característica medible en la variabilidad causada por diferentes factores que intervienen en el problema.

Después de calcular los coeficientes de regresión se realiza el procesamiento estadístico de los datos, determinando la varianza por la siguiente ecuación:

$$J_y^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n_o} J_{yi}^2}{N_o} \quad (2.20)$$

La significación de los coeficientes de regresión se comprueba por el criterio de t de *Student* para una probabilidad de un 95 % o un intervalo de confianza de 0,05.

Posteriormente se calcula la varianza por la siguiente ecuación:

$$J_{aj}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{n_o} (y - y^{\text{mod}f})^2}{N_o - K_o - 1} \quad (2.21)$$

Donde $N_o = j$ y K_o , son el número de coeficientes significativos.

Por la ecuación 2.22 se calcula el coeficiente de *fisher* (F_{cal}) y se compara con el *fisher* tabulado (F_{tab}) según los grados de libertad del numerador y del denominador:

$$F_{cal} = \frac{J_{aj}^2}{J_y^2} \quad (2.22)$$

Si el $F_{cal} > F_{tab}$, entonces la ecuación describe adecuadamente el campo de la experimentación.

2.9. Conclusiones del capítulo

- ✚ El diseño de la investigación, garantiza adecuadamente el tratamiento del problema planteado.
- ✚ La selección de las variables: índice de consumo de combustible, consumo de combustible, potencia activa y potencia reactiva, evaluadas en cuatro niveles, permiten establecer el funcionamiento del grupo electrógeno en distintos escenarios permitiendo evaluar las variables involucradas en el proceso.
- ✚ Se establecen los métodos y procedimientos para determinar los índices de mantenimiento y explotación, así como de la fiabilidad para el grupo electrógeno objeto de estudio, teniendo en cuenta el funcionamiento de estos motores de combustión interna, así como el tiempo de trabajo dedicado a la generación eléctrica.

Capítulo 3

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

3.1. Introducción

Los grupos electrógenos se encuentran sometidos a duras condiciones de trabajo y mantenimiento irregular, las cuales aumentan la probabilidad de fallas en cualquiera de las numerosas partes del sistema. El tratamiento adecuado de las variables que intervienen en el proceso productivo garantiza el funcionamiento eficiente del conjunto motor-generator. El presente capítulo tiene como objetivo establecer las condiciones de operación de la CE a partir de los parámetros monitoreados, así como el sistema de mantenimiento en correspondencia con el funcionamiento del mismo durante la generación eléctrica tomando como caso de estudio los motogeneradores 2 y 7.

3.2. Comportamiento de las variables que caracterizan la CE *Fuel Oil* de Moa.

Para establecer el comportamiento de las variables de la CE de Moa, se parte del histórico que se lleva en la empresa como se explica en el capítulo anterior que tiene como objetivo monitorear el funcionamiento de los motogeneradores durante la generación de electricidad. En la figura 3.1 se muestra el consumo de combustible en el período analizado.

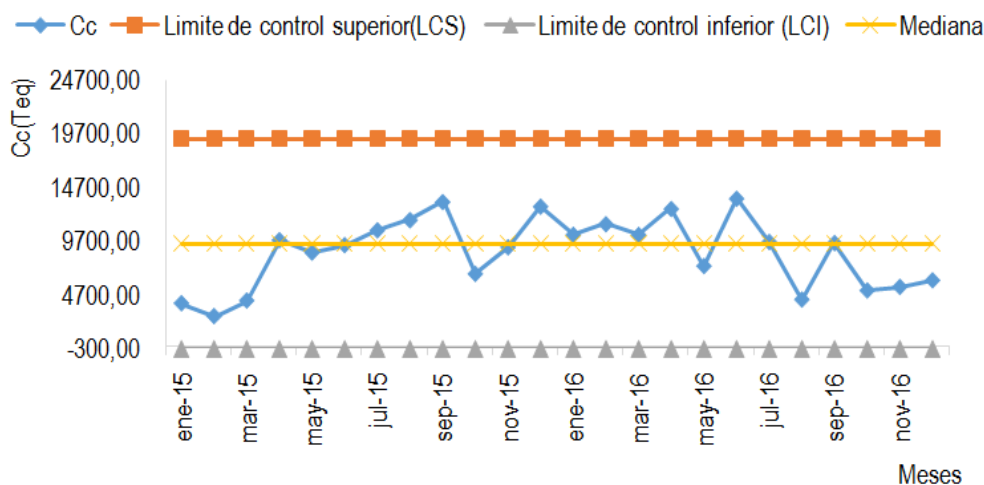


Figura 3.1. Consumo de combustible del grupo electrógeno.

Según los resultados del histórico realizado en el grupo electrógeno, relacionado con el consumo de combustible, se pudo determinar que el mayor consumo se corresponde al mes de junio del 2016 con 13 719,96 toneladas equivalentes (teq), presumiblemente esté asociado a que en este mes, por estar dedicado al período vacacional, va existir una mayor generación de electricidad, de igual manera se observa una disminución a 2 763,29 teq en el mes de febrero del 2015, considerado un mes invernal y

se rige por el horario normal. Los rangos del límite de control (línea roja y gris) establecidos para este consumo es 279,84 hasta 19 261 teq y la mediana es de 9 490,48 teq. De los 10 motogeneradores por los cuales está constituida la central, el motogenerador siete, fue el de mayor consumo, con 1 881,86 teq en el mes de julio del 2015 (ver anexo 2).

3.2.1. Comportamiento de la generación bruta

La generación bruta medida a la salida de la central, está en correspondencia con la demanda requerida por el sistema electroenergético nacional, y se subordina directamente al despacho nacional de carga. En la figura 3.2 se muestra el comportamiento de esta generación.

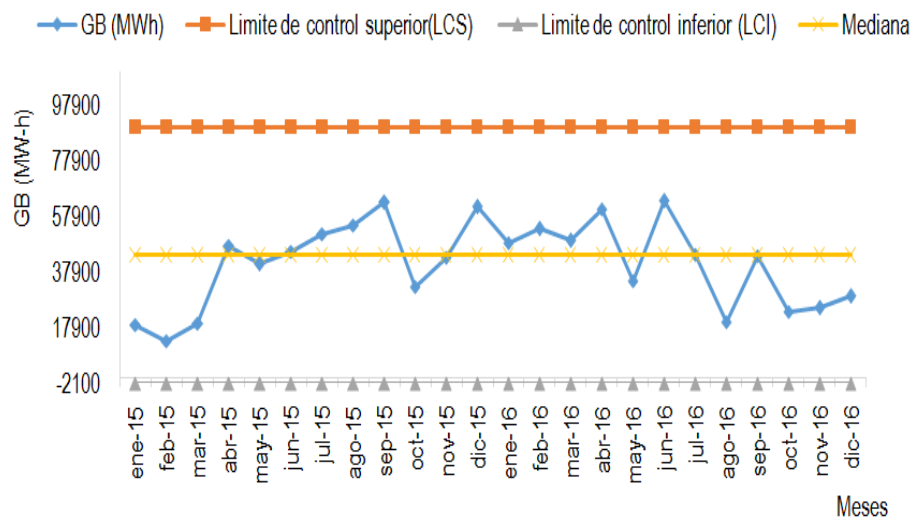


Figura 3.2. Comportamiento de la generación bruta.

La generación bruta en el emplazamiento tuvo fluctuaciones para diferentes meses del año, de 63 486,7 MW·h en el mes de junio del 2016, mes más representativo, en el mes de febrero del 2015, fue de 13 035,3 MW·h, con límites de 2 056,59 hasta 90 037,39 MW·h y mediana de 43 990,4 MW·h, resultados que coincide con los meses donde se obtuvo el máximo y el mínimo del Cc.

Para determinar el comportamiento de la generación bruta vs consumo de combustible, se establece un gráfico de dispersión. En la figura 3.3 se muestra dicho comportamiento.

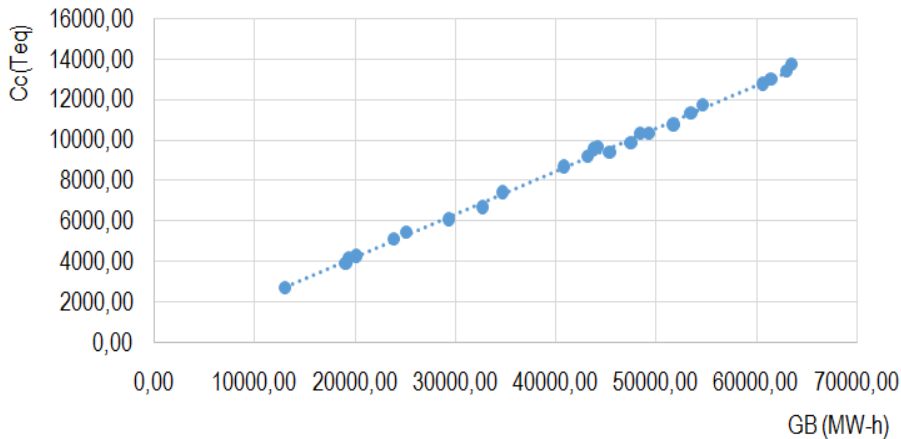


Figura 3.3. Comportamiento de la generación bruta vs. consumo de combustible.

Se observa que el consumo de combustible incrementa en la misma medida que lo hace la generación bruta, demostrándose que ambas variables son linealmente dependientes. El modelo ajustado es:

$$Cc = 0,2119 \cdot \text{Generación Bruta} + 24,98 \quad (3.1)$$

El coeficiente de determinación (R^2) es de 97 %, este resultado es consistente en la linealidad de las dos variables productivas. El resultado obtenido del coeficiente de determinación, presumiblemente esté asociado al sistema de ajuste del motor de combustión interna, salideros de combustible.

Estas fallas se manifiestan como un comportamiento irregular en el funcionamiento de los parámetros tanto eléctrico, como mecánico del grupo, por estos motivos, surge la necesidad de crear un sistema que permita acceder a dichos parámetros, para poseer no solo una respuesta rápida y eficiente en el caso que se presente una falla, sino que nos permita ver las condiciones a las cuales está operando dicho grupo electrógeno y así darle el correcto mantenimiento, cuando llegue el caso, criterio reportado por Hidalgo-Batista *et al.* (2015).

Los resultados obtenidos demuestran la importancia de hacer un uso eficiente de la energía eléctrica para disminuir el consumo de combustibles fósiles necesarios para la generación, debido a la escasez de los combustibles utilizados para la generación de la energía, el costo para los sistemas productivos será muy alto y esto se ve reflejado en la economía de los mismos, de ahí que se debe tomar medidas de mayor impacto para el control del desperdicio o la mala utilización de la energía eléctrica y así, crear una cultura para su cuidado (Álvarez, 2008).

3.2.2. Comportamiento del insumo eléctrico

Uno de los insumos de producción más importantes es la energía eléctrica, la cual es indispensable para cualquier actividad, sin embargo, uno de los recursos menos cuidados por todos. Se analiza el insumo eléctrico como una variable productiva. La importancia de este recurso se toma a la ligera pues no se tiene en cuenta la relevancia que tiene su uso eficiente en cualquier proceso productivo. En la figura 3.4 se muestra el comportamiento.

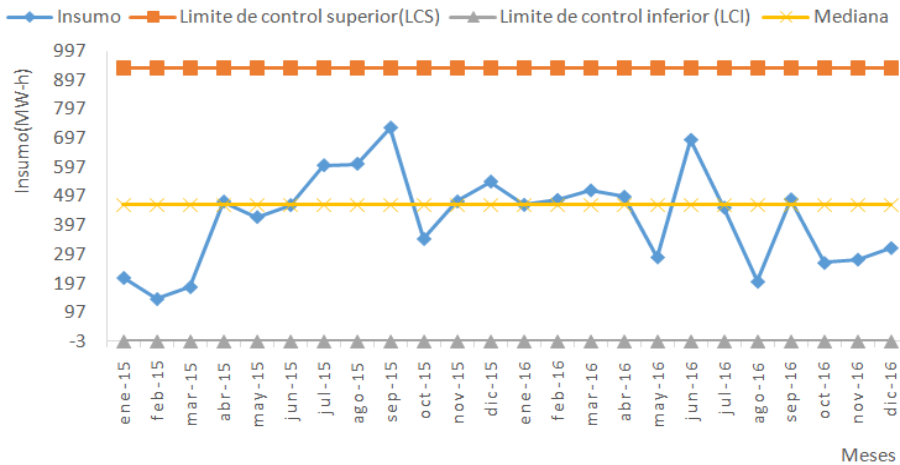


Figura 3.4. Comportamiento del insumo eléctrico.

El insumo eléctrico (IE) como variable productiva y como la energía utilizada en el uso de la planta para el proceso de generación de electricidad, obtuvo su máximo valor en el mes de septiembre del 2015 con 732,98 MW·h, el menor fue en febrero del 2015 con un valor de 145,31 MW·h, los límites de este insumo va desde 2,21 hasta 938,64 MW·h y la mediana es de 468,22 MW·h. El modelo ajustado es:

$$IE = 0,0099 \cdot \text{Generación Bruta} + 15,79 \quad (3.2)$$

El coeficiente de determinación (R^2) es de un 91 % con la generación bruta (ver anexo 3). Este insumo es el necesario para el uso de planta y se obtiene de la propia generación, que es la potencia máxima o máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener la unidad generadora, en un período de tiempo determinado, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación, por lo tanto, entre menor sea el insumo más eficiente es el proceso de generación de electricidad.

Por lo tanto, no hacer un uso eficiente de la energía eléctrica, tiene un peso significativo, debido a la gran crisis energética que se vive en estos últimos años, ya que el costo de producción de la

electricidad es muy elevado y por lo tanto, también será elevado para el consumidor final, tanto industrias, como hogares, comercios, servicios, según lo reporta Romero *et al.* (2017).

3.2.3. Índice de consumo específico de combustible

El grupo electrógeno de Moa se encuentra con varios desafíos respecto a sus fuentes de energía, en particular los costos, competencia cada vez más intensa en el mercado, costos mayores en la provisión de energías primarias entre ellas, la electricidad, necesidad de mayor eficiencia. Para enfrentar estos desafíos, ha sido necesario aumentar al máximo, la eficiencia de los procesos, reducir su consumo de energía, reducir los costos operacionales de las máquinas y contribuir al mismo tiempo a un mundo más limpio y ecológico, un aspecto relacionado con lo anterior es el índice de consumo específico de combustible, el cual se analizó como se muestra en la figura 3.5.

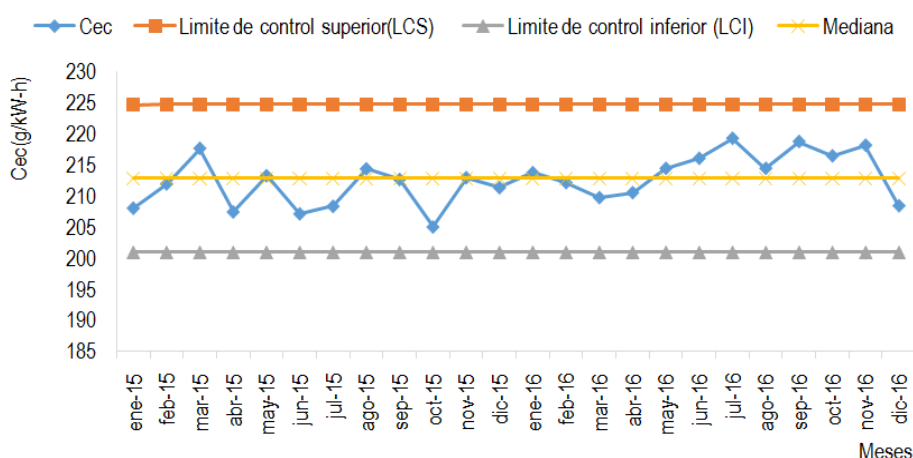


Figura 3.5. Comportamiento del índice de consumo específico de combustible (Ce_c)

Del análisis del Ce_c se determinó que el mes de mayor incidencia fue julio del año 2016 con 219,3 g/kW·h, con un menor índice en octubre del 2015 con 205,1 g/kW·h. Los límites fueron de 200,97 hasta 224,81 g/kW·h, con una mediana de 212,58 g/kW·h. Se puede plantear que existen irregularidades entre los máximos y los mínimos que se utilizan en el cálculo del Ce_c . Se considera que en este resultado influyen significativamente el deterioro técnico que los motogeneradores puedan presentar, es decir, que el comportamiento del Ce_c no se puede describir o explicar únicamente con las variables productivas, sino que también inciden otros aspectos como el mantenimiento, la selección y la operación adecuada de estos equipos.

Se observa además que en el mes de marzo, en el motogenerador número cuatro, fue donde se obtuvo un mayor índice con 261,9 g/kW·h, superior en 70,5 g/kW·h al normado por ISO 3046-1. También se identificó que el motogenerador número dos, alcanzó un valor anómalo de 303,94 g/kW·h en el mes de

octubre del 2016. Este valor del Ce_c no se consideró teniendo en cuenta que solo trabajó cuatro horas en ese mes y en días alternos, además se constató que el combustible utilizado en esos días fue diésel, aspectos que influyen negativamente en este índice, dado que, el poder calórico y la densidad del *fuel oil* son mayores que la del diésel, por lo tanto, en el proceso de combustión del MCI se necesita mayor cantidad de este último combustible, para generar los mismos kW·h, criterio expuesto por Urbina-Muñoz (2017).

Con el objetivo de corroborar o ajustar los límites del consumo específico de combustible (Ce_c), obtenidos en el gráfico de control y ayude a entender mejor la relación de este índice con la generación bruta y el consumo de combustible, se realizó un modelo de regresión múltiple. En la tabla 3.1 se muestran los resultados obtenidos de esta regresión.

Tabla 3.1. Resultados de la regresión múltiple

Estadística de la regresión						
Coefficiente de correlación múltiple	0,95248					
Coefficiente de determinación R^2	0,9072					
R^2 ajustado	0,8983					
Error típico	1,2830					
Observaciones	24					
Análisis de Varianza						
	Grados de libertad	Suma de cuadrado	Promedio de los cuadrados	F	Probabilidad	
Regresión	2	338,06	169,03	102,67	1,44E-11	
Residuos	21	34,57	1,64			
Total	23	372,63				
	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	213,21	0,76	278,62	5,39E-39	211,62	214,80
GB (MW·h)	-0,00518	0,0003	-14,30	2,68E-12	-0,0059	-0,0044
Cc (Teq)	0,02433	0,0017	14,24	2,90E-12	0,0207	0,0278

Se observa que, para las variables, índice de consumo específico de combustible vs generación bruta consumo de combustible, cadauna por sí solas no influyen significativamente en el consumo específico de combustible, sin embargo, en su conjunto la influencia es significativa. El modelo ajustado es:

$$Ce_c = 213,21 - 0,005 \text{ Generación Bruta} + 0,024 \text{ Consumo de combustible} \quad (3.3)$$

El coeficiente de correlación lineal múltiple (r) es de 95 % y el coeficiente de determinación (R^2) es de 90,72 %, lo que significa que el 90,72 % de las variaciones del consumo específico de combustible son explicadas por las variaciones de la generación bruta y el consumo de combustible.

La posibilidad de que el modelo no sea significativo (falso) es de $1,44 \cdot 10^{-11}$; es decir, es menor que 0,05 y 0,01; por lo que, se puede decir que es válida la regresión y la probabilidad de que las variables generación bruta y el consumo de combustible no se incluyan en el modelo es de $2,68 \cdot 10^{-12}$ y $2,91 \cdot 10^{-12}$ respectivamente.

En la prueba de *T-Student* todas las probabilidades son menores que $0,025 = \frac{0,05}{2}$ y $0,005 = \frac{0,01}{2}$, lo que significa que los coeficientes de regresión son significativamente diferentes de 0 y, por lo tanto, la variabilidad de generación bruta y el consumo de combustible influyen en el consumo específico de combustible.

Intervalos de confianzas para un 95 % del modelo son:

$$\text{Límite de control inferior}(LCI_{Cec}) = 211,62 - 0,005 GB + 0,021 Cc \quad (3.4)$$

$$\text{Límite de control superior}(LCS_{Cec}) = 214,80 - 0,004 GB + 0,028 Cc \quad (3.5)$$

Consideramos que con el índice normado por la ISO de 191,4 g/kW·h, presumiblemente no permita que se cumpla para las condiciones actuales de operación de los motogeneradores. Los límites obtenidos en el modelo, aunque son menores a los obtenidos en la figura 3.5 del gráfico de control, el valor obtenido del LCL_{Cec} es mayor que el que está normado.

3.3. Indicadores para el mantenimiento de la central

Las actividades de operación y mantenimiento en la CE *Fuel Oil* de Moa se mide con parámetros que, enfocados a la toma de decisiones, son señales del monitoreo de su administración (ver anexo 4), de esa manera se verifica que las actividades vayan en el sentido correcto y permitir evaluar los resultados. En la figura 3.6 se muestra el comportamiento relacionado con el estado de los indicadores del mantenimiento.

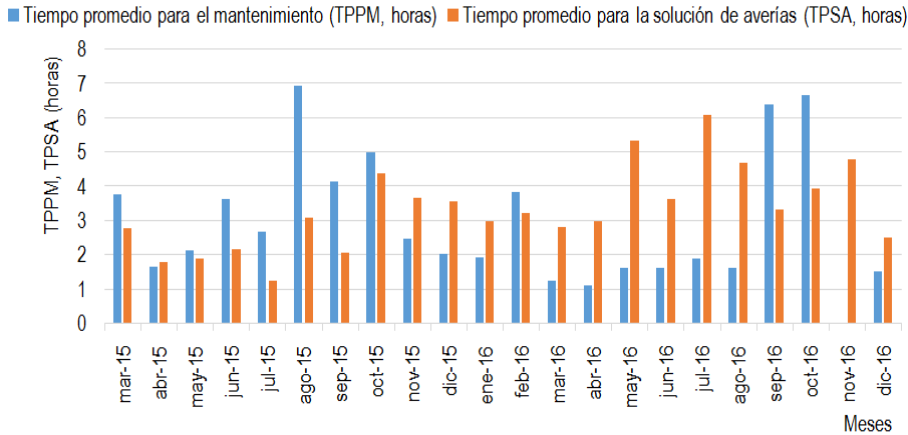


Figura 3.7. Estado de los indicadores de mantenimiento TPPM y TPSA de la CE *Fuel Oil* de Moa.

Se observa que en el periodo analizado el mes de mayor tiempo promedio para mantenimiento (TPPM) fue el mes de noviembre del 2016 con 799 horas, debido a que en esta fecha se realizó un mantenimiento correspondiente a las 6 000 horas (mantenimiento planificado) en los motogeneradores, sin considerar las afectaciones ocurridas en este mes, los mantenimientos duran 3,18 horas. El nivel de respuesta de solución de las fallas en promedio, o sea, el tiempo promedio solución de avería (TPSA) fue 3,31 horas y en el mes de julio del 2016, este tiempo alcanzó una cantidad de 6,1 horas.

Según los resultados expuestos, relacionados con estas dos variables, se puede plantear que la operación y el mantenimiento de los motores de combustión interna en centrales de generación de energía eléctrica es un trabajo de sumo cuidado, manteniendo las reglas de seguridad tanto para el personal como para los equipos, si hubiera algún elemento dañado debe de reportarse inmediatamente para ser sustituido. Seguir las instrucciones y recomendaciones dadas por el fabricante en los manuales de operación y mantenimiento, es la base para asegurar una larga vida del equipo, correcto desempeño y economía del grupo electrógeno, según ha sido reportado por Cortez-Méndez (2017).

Se analizó el estado del indicador de mantenimiento, tiempo promedio para fallar (TPPF) de la CE *Fuel Oil* de Moa. En la figura 3.8 se muestra este estado.

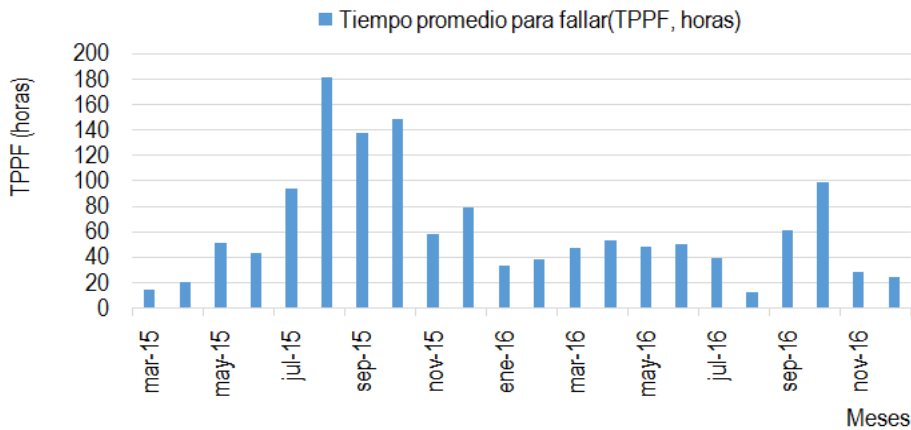


Figura 3.8. Estado del indicador de mantenimiento TPPF de la CE *Fuel Oil* de Moa.

En el análisis de este indicador el mejor comportamiento se obtuvo en el mes de agosto del 2015 con 180,74 horas y el menor rendimiento se obtuvo en el mes de agosto del 2016 con 12,93 horas, se presume que la causa de la variación en la cantidad de horas, está asociada al tiempo dedicado a la actividad del mantenimiento planificado de los motogeneradores, ya que en el mes de agosto, correspondía el mantenimiento y aún no se había aplicado, en promedio, las fallas ocurrieron en 62,19 horas. Además se constató que el año 2016 fue donde los equipos presentaron mayor cantidad de fallas, teniendo como dato que el TPPF mínimo fue de 12,93 horas menor en 2,30 horas respecto al 2015.

Según se observa y durante el periodo analizado, los equipos que más fallas presentaron fueron los motogeneradores, con 207 fallos, de los 10 instalados, la mayor cantidad de fallos ocurrieron en el 2016 con 138 fallas, lo cual representa un 66,5 % del total de los fallos, por otro lado, los motogeneradores 7 y 8 presentaron 33 fallas cada uno (ver anexo 5), que equivale a un 31,88 % del total de las fallas ocurridas, el que menos incidencias tuvo en estas averías fue el número 2 con un total de 7 fallas (ver anexo 6). El resto fue del 2015 (69).

Se identificó que las causas que inciden en este indicador son las horas de trabajo acumuladas, la cantidad de arranque y paradas de los motogeneradores. Al analizar las causas se determinó que el fallo más repetitivo estuvo influenciado por la rotura de los conductores eléctricos, con 38 fallos, que representa el 18,36 % del total, esto se debe a que, durante el proceso de operación, arranque y parada de los MG, por efecto de las vibraciones, suelen desconectarse o aflojarse algunas de las conexiones del sistema eléctrico del control y medición.

Según las anomalías determinadas en la CE Moa, el interés principal para el mantenimiento deberá ser la identificación de las amplitudes predominantes de las vibraciones detectadas en el elemento o máquina, la determinación de las causas de la vibración y la corrección del problema que ellas representan. Las consecuencias de las vibraciones mecánicas son el aumento de los esfuerzos y las tensiones, pérdidas de energía, desgaste de materiales y las más temidas: daños por fatiga de los materiales, además de ruidos en el ambiente, criterio que ha sido expuesto por Del Valle (2009); Miño-Ormaza (2015) y Cortez-Méndez (2017).

3.3.1. Análisis de la fiabilidad en la CE Moa

A partir del criterio que, durante una intervención, sea reparación por sustitución o restauración, no tiene que necesariamente devolver al activo, o sistema, a un nivel de confiabilidad igual, o presumiblemente superior, al que tenía cuando nuevo, se consideró un análisis de confiabilidad a la Central. En la figura 3.9 se el estado de los indicadores de esta confiabilidad

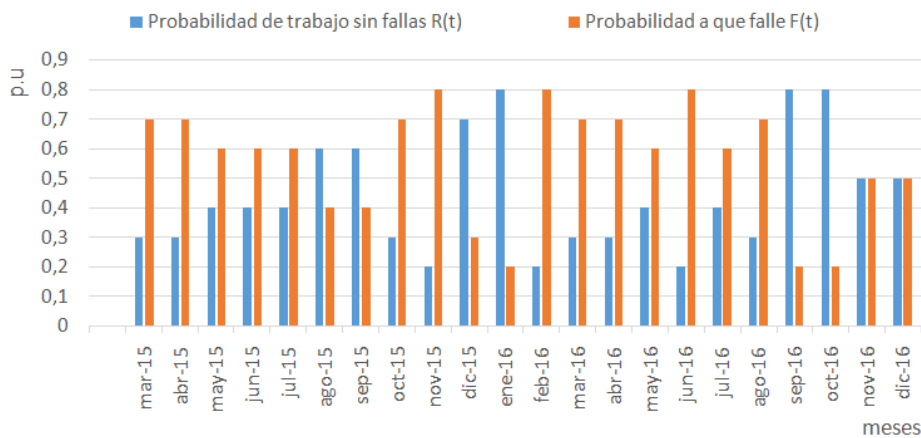


Figura 3.9. Estado de los indicadores de fiabilidad R(t) y F(t).

Al efectuar el análisis de la fiabilidad y considerando la ecuación 2.15, se determinó que en los motogeneradores de la central *fuel oil* de Moa, este indicador es de un 44,1 % de probabilidad de trabajo sin fallo, (R, %) y un 55,9 %, de probabilidad de fallo, (F, %), es decir, existe una mayor posibilidad de que los equipos presenten fallas en el transcurso de la operación a que trabajen sin fallar, se considera que la causa probable está en que, los motores que constituyen el grupo electrógenos, están diseñados por el fabricante para trabajar 20 horas diarias según lo reporta MAN (2012), criterio que no se cumple debido a que generalmente se opera en los horarios picos, lo que trae consigo varios procesos de arranque y parada, irregularidad que afecta el estado técnico de los motogeneradores por efecto de las vibraciones, criterio que coincide con Palomino-Marín (2011).

Las regularidades de los resultados de los cálculos se puede observar en la figura 3.9 donde generalmente la $F(t)$ es mayor que $R(t)$, este último indicador mejora en los últimos cuatro meses del año 2016. La causa principal es que se inició el mantenimientos correspondientes a las 6000 horas de operación.

Tomando como referencia el análisis de la cantidad de fallo en los MG, se muestra en la tabla 3.2 los resultados para los cálculos en el MG2 y MG7 del tiempo medio entre fallas (MTBF, horas), tiempo medio de reparación (MTTR, horas), la tasa de fallo (λ , %), la tasa de reparaciones (μ , %) y la disponibilidad (D, %) para el periodo analizado.

Tabla 3.2. Índices de operatividad de la fiabilidad

Equipo	MTBF (horas)	MTTR (horas)	λ	μ	D (%)
MG2	1160,714	1,857	0,001	0,538	99,8
MG7	202,758	2,091	0,005	0,478	99,0

Se seleccionaron los motogeneradores 2 y 7, teniendo en cuenta que, el primero presentó un mayor índice de consumo, así como menor cantidad de fallas y el segundo presentó mayor fallas y consumo de combustible. La cantidad de horas trabajadas fueron de 8 125 y 6 691 horas respectivamente.

Al comparar los índices de fiabilidad de ambos equipos, se confirma que el número 2, presenta mayor cantidad de tiempo de trabajo sin fallar, requiere de un menor tiempo para reparación, que la probabilidad de que falle es menor ya que presenta una disponibilidad de un 99,8 % para el periodo analizado y según estos resultados, el mismo está en mejor estado técnico que el MG 7.

El funcionamiento de los grupos electrógenos de Moa, está basado en un sistema de fiabilidad. Esta propiedad compleja está compuesta por cuatro propiedades, la funcionabilidad, la durabilidad, la mantenibilidad (reparabilidad) y la conservabilidad, aspectos que van a permitir obtener una valoración cuantitativa de las máquinas, necesaria la ayuda que nos ofrecen los índices de fiabilidad, criterio que ha sido reportado por Hidalgo-Batista y Villavicencio-Proenza (2011); Miño-Ormaza (2015) y Cortez-Méndez (2017).

3.4. Influencia del sistema de variables en la generación del motogenerador

La información que se obtuvo de la matriz de correlación de la base de datos del experimento, se utilizó para identificar qué variables están más estrechamente asociadas y qué variables son aparentemente independientes. Se seleccionaron aquellas variables que presentaron una dependencia por encima del

50% (ver anexo 7). El resultado obtenido de las variables operativas analizadas, que forman parte de cada subsistema y se correlacionan con el nivel de carga y el factor de potencia son las siguientes:

- ✚ Nivel de carga del MG se correlacionó: con la temperatura del aceite de drenaje del turbocargador en un 97 %, temperatura del aire de carga a la entrada del enfriador del aire de carga A en un 97 %, temperatura del circuito de agua de alta temperatura de enfriamiento del aire de carga con un 96 % y la temperatura del aceite a la entrada del MCI con un 94 %,
- ✚ El factor de potencia en el generador sincrónico (GS) se correlacionó únicamente con: la potencia reactiva a un 79 % y con el voltaje a un 52 %.

En el análisis se identificó que el C_{ec} las relaciones de dependencia con las VO fueron por debajo del 50%, pero el consumo de combustible y la potencia activa presentó una correlación con las VO como se muestra a continuación:

- ✚ El consumo de combustible en el MCI presentó correlación con el nivel de carga del MCI con un 99 %, temperatura del aire de carga a la entrada del enfriador del aire de carga A con un 99 % y la temperatura del circuito de agua de alta temperatura de enfriamiento del aire de carga con un 98 % y
- ✚ La potencia activa en el GS presentó correlación con el nivel de carga con un 91 %, con la temperatura de aceite de entrada al MCI con un 91 % y con la temperatura del aire de carga a la entrada del enfriador del aire de carga A con un 94 %.
- ✚ La potencia reactiva en el GS presentó correlación con el factor de potencia en un 79 % y con el nivel de tensión en un 74 %.

La información obtenida permite establecer la influencia de las variables electroenergéticas, lo cual permite predecir el comportamiento del C_{ec} , por tanto determinar a través de un Análisis de Regresión Lineal, con el objetivo de describir las relaciones de dependencia de las VO: C_c , P y C_{ec} a partir de todas las variables operacionales analizadas. En la tabla 3.3 se muestran los resultados del consumo de combustible.

Tabla 3.3. Valor de los coeficientes del consumo de combustible vs variables operacionales

	VO				
	K	VTc	TC _e MCI	VisC	TLO _e MCI
C_c	0,015	0,0	0,019	0,064	-0,069
	TLO _d Tc	PLO _e MCI	TLT _{enf} A	TLT _{s,enf} LO	TLT _s int.cal
	0,062	0,062	0,030	-0,005	0,003
	TLT _e MCI	THT _s int.cal	THT _{enf} A	THT _e MCI	TA _{e,enf} A
	-0,010	0,0	-0,089	0,089	-0,008

Según los resultados obtenidos, la variable que más influye en el consumo de combustible (C_c) es la temperatura en el circuito de agua de alta temperatura a la entrada del motor de combustión interna (THT_eMCI) y las que menos incidencias tienen son la velocidad del turbocompresor (VT_c) y la temperatura en el circuito de agua de alta temperatura a la salida del intercambiador de calor ($THT_{sint.cal}$).

En la tabla 3.4 se muestran los resultados obtenidos de los coeficientes del por ciento de carga vs variables operacionales del motogenerador.

Tabla 3.4. Valor de los coeficientes del por ciento de carga vs variables operacionales

	VO				
	VT_c	TC_eMCI	$VisC$	TLO_eMCI	TLO_dTc
K	0,002	0,019	0,232	-2,805	2,961
	PLO_eMCI	PLO_eTc	TLT_{enfA}	$TLT_{s.enfLO}$	$TLT_{sint.cal}$
	-4,094	-20,591	-3,313	1,709	1,242
	TLT_eMCI	$THT_{sint.cal}$	THT_{enfA}	TA_e	$TA_{e.enfA}$
	2,704	-2,130	0,103	0,184	0,231

En el comportamiento obtenido en relación a estas dos variables, se observa que el que mayor incidencia presenta en el porcentaje de carga (K) es la presión de aceite a la entrada del turbocompresor (PLO_eTc) y la que menos influye es la velocidad del turbocompresor (VT_c).

Los valores obtenidos de los coeficientes de la potencia activa vs variables operacionales, se muestran en la tabla 3.5.

Tabla 3.5. Valor de los coeficientes de la potencia activa vs variables operacionales

	VO					
	K	VT_c	TLO_eMCI	TLO_dTc	PLO_eMCI	UL
P	-0,002	0,001	-0,488	-0,931	4,328	-0,34
	TLT_{enfA}	$TLT_{s.enfLO}$	$TLT_{sint.cal}$	TLT_eMCI	$TA_{e.enfA}$	$THT_{sint.cal}$
	0,152	1,156	-0,675	-0,486	0,250	0,948
	THT_{enfA}	THT_eMCI	TW_{enfTob}	TA_e		
	0,399	-0,317	-0,049	-0,533		

Al evaluar el comportamiento de estas dos variables se puede plantear que la influencia en la potencia activa (P) es la presión de aceite a la entrada del motor de combustión interna (PLO_eMCI) y la que menos influye es la velocidad del turbo compresor (VT_c).

En la tabla 3.6 se muestran los resultados de las variables potencia reactiva vs variables operacionales.

Tabla 3.6. Valor de los coeficientes por atributos para la potencia reactiva vs variables operacionales .

Q	VO		
	FP	UL	K
	-39,52	2,71	0,03

De igual manera se tuvo en cuenta el factor de potencia vs variables operacionales. En los modelos obtenidos se observa que las variables dependientes se compensan unas con otras y aunque el porcentaje de carga (K) y la velocidad en el turbocompresor (VTc) se pudieran correlacionar con las VO seleccionadas, los modelos lineales destacan que la influencia se puede extraer de otras VO.

Para estimar el Ce_c se considera el estado del consumo de combustible (Cc) y la potencia activa (P), así como el grado de dependencia con las VO y las VM, por lo tanto, se seleccionó para predecir el comportamiento del Ce_c de los MG como variables de entrada (VE): el nivel de carga (K, %) y el factor de potencia (FP, p.u) y de salida (VS) la: potencia activa (P, MW) y la reactiva (Q, MVar) y el consumo de combustible (Cc_f , teq).

3.4.1. Analisis de la Varianza

Se modeló estadísticamente a través del análisis de regresión, la influencia de las diferentes variables operacionales consideradas en el funcionamiento del grupo electrógeno fuel oil de Moa. Se realizó el análisis de varianza, según el método de Fisher, para evaluar el nivel de significación de las variaciones provocadas por los diferentes experimentos. El procesamiento estadístico se realizó con el *software Statgraphics Centurion XV*, se obtuvo los modelos paramétricos siguientes:

Para el motogenerador 2:

$$Cc = 0,0166411 + 0,0361581 \cdot K \quad (3.6)$$

$$P = -24,3116 + 0,157615 \cdot K + 1,87755 \cdot UL \quad (3.7)$$

$$Q = -15,6095 + 3,92625 \cdot UL - 39,4985 \cdot FP + 0,0288511 \cdot K \quad (3.8)$$

$$Ce_c = 198,642 + 62,1371 \cdot Cc - 12,3397 \cdot P \quad (3.9)$$

Límites establecidos para el Ce_c

$$LCI: Ce_c = 196,63 + 60,5061 \cdot Cc - 12,6678 \cdot P \quad (3.10)$$

$$LCS: Ce_c = 200,653 + 63,7681 \cdot Cc - 12,0117 \cdot P \quad (3.11)$$

En la tabla 3.7 se muestran los resultados del análisis de la varianza.

Tabla 3.7. Resultados del análisis de la varianza para MG 2.

VO	R-Cuadrado R ² (%)	T-Students Nivel de confianza (%)	Durbin-Watson valor-P	Error estándar
Cc (teq)	98,07	99	0,3376	0,037
P (MW)	87,04	95	0,7763	0,481
Q (MVAr)	82,80	95	0,3286	0,443
Ce _c (g/kW·h)	99,24	99	0,1359	0,548

Se puede observar en la prueba de *T-Students* que las variables son significativas, puesto que el valor-P en la tabla ANOVA en todos los modelos es menor que 0,05 y 0,01; existe una relación estadísticamente significativa entre las variables con un nivel de confianza entre el 95 % y 99 %. El estadístico R-Cuadrado (R²) indica que los modelos explican desde un 82,80 % hasta 99,24 % de la variabilidad en las variables dependientes. El estadístico de Durbin-Watson examina los residuos para determinar si hay alguna correlación (r). Puesto que el valor-P es mayor que 0,05 (valor-P varía entre 0,1359 y 0,7763), no hay indicación de una autocorrelación serial en los residuos de los modelos para los niveles de confianza mencionados anteriormente.

También se obtuvieron las curvas que determinan el comportamiento de las diferentes variables en el motogenerador 2. En la figura 3.10 se muestra el comportamiento.

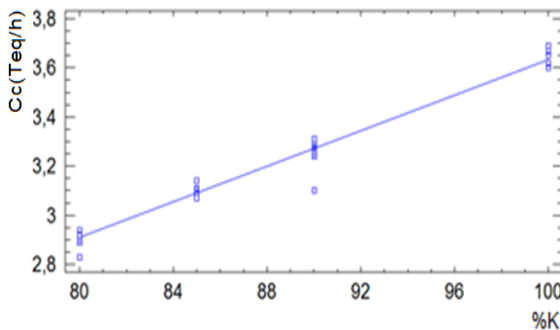


Figura 3.10a). Consumo de combustible (Cc)

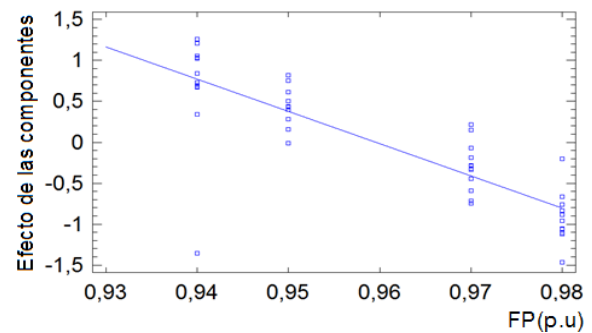


Figura 3.10b). Potencia reactiva (Q).

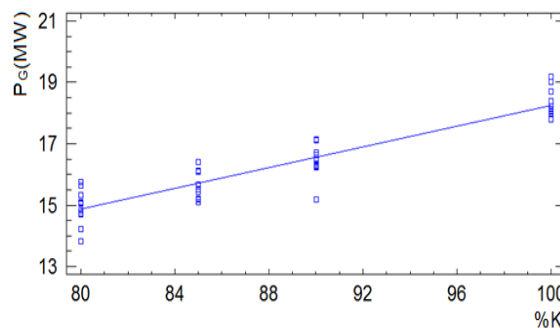


Figura 3.10c). Potencia activa (P).

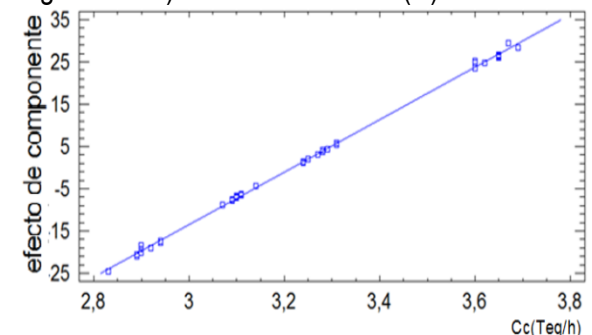


Figura 3.10d). Índice de consumo de combustible.

Al evaluar los efectos de las componentes para cada modelo, se observa en la figura 3.10a) para el C_c , que según aumenta K del MCI aumenta el C_c . En el caso de la figura 3.10b) se puede observar que según aumenta el factor de potencia (FP) disminuye la potencia reactiva (Q), es decir, son inversamente proporcional, similar comportamiento presenta en la potencia activa, mostrada en la figura 3.10c), ambos son directamente proporcional a K y en la figura 3.10d) se obtiene que según aumenta el C_c aumenta el C_{e_c} , es decir, son directamente proporcional.

Para el motogenerador 7:

$$C_c = 0,321431 + 0,0328254 \cdot K \tag{3.12}$$

$$P = 5,90899 + 0,189582 \cdot K - 0,439896 \cdot UL \tag{3.13}$$

$$Q = 42,0292 + 0,411052 \cdot UL - 50,9941 \cdot FP + 0,0646461 \cdot K \tag{3.14}$$

$$C_{e_c} = 195,794 + 62,9405 \cdot C_c - 12,315 \cdot P \tag{3.15}$$

Límites establecidos para el C_{e_c}

$$LCI: C_{e_c} = 194,211 + 61,0953 \cdot C_c - 12,6209 \cdot P \tag{3.16}$$

$$LCS: C_{e_c} = 197,377 + 64,7858 \cdot C_c - 12,009 \cdot P \tag{3.17}$$

En la tabla 3.8 se muestran los resultados del análisis de la varianza.

Tabla 3.8. Resultados del análisis de la varianza para MG 7.

VO	R-Cuadrado R ² (%)	T-Students Nivel de confianza (%)	Durbin-Watson valor-P	Error estándar
Cc (teq)	94,85	99	0,213	0,026
P (MW)	94,53	99	0,131	0,201
Q (MVAr)	76,24	95	0,125	0,296
Ce _c (g/kW·h)	99,47	99	0,102	0,274

Se puede constatar que el comportamiento es similar al MG2, en los modelos se aprecia que en la prueba de *T-Students*, que las variables son significativas, puesto que el valor-P en la tabla ANOVA en todos los modelos es menor que 0,05 y 0,01; existe una relación estadísticamente significativa entre las variables con un nivel de confianza entre el 95 y 99%. El estadístico R-Cuadrado (R²) muestra que los modelos explican desde un 76,24 hasta 99,47 % de la variabilidad en las variables dependientes. El estadístico de Durbin-Watson analiza los residuos para determinar si hay alguna correlación (r). Puesto que el valor-P es mayor que 0,05 (P varía entre 0,102 y 0,213); por lo que no hay indicios de una autocorrelación serial en los residuos de los modelos para los niveles de confianza mencionados.

También se obtuvo las curvas que determinan el comportamiento de las diferentes variables en el motogenerador 7. En la figura 3.11 se muestra el comportamiento.

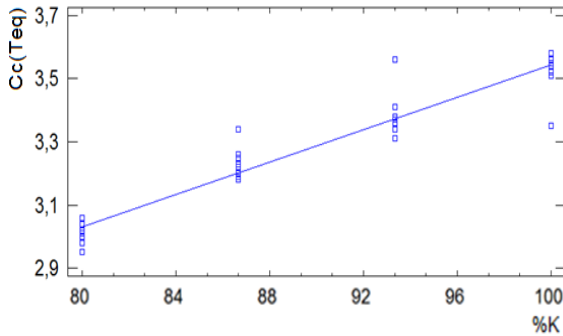


Figura 3.11a). Consumo de combustible (Cc)

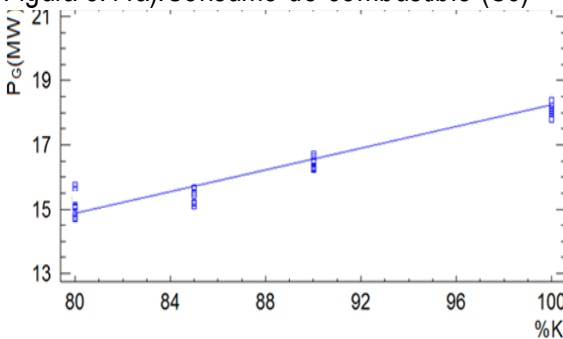


Figura 3.11c). Potencia activa (P).

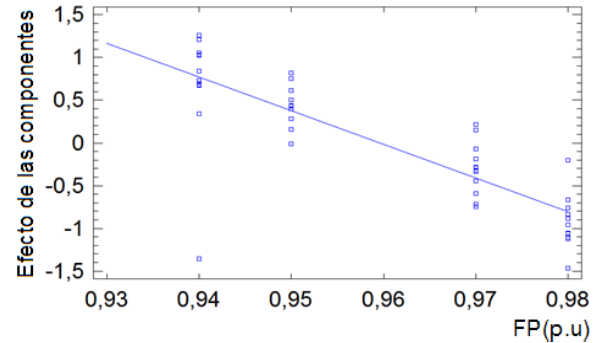


Figura 3.11b). Potencia reactiva (Q).

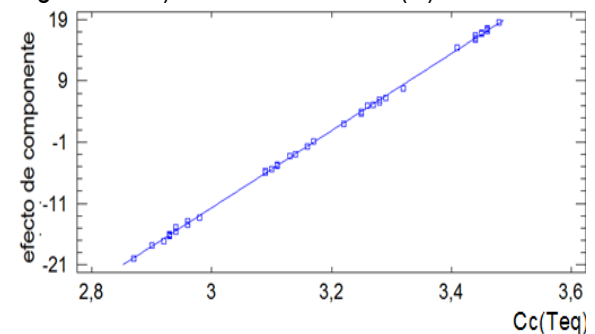


Figura 3.11d). Índice de consumo de combustible.

Como se puede observar en la figura 3.11, las curvas de los efectos de las componentes para cada modelo, en la figura 3.11a) para el Cc se constata que según aumenta K del MCI aumenta el Cc, similar comportamiento se presenta en la figura 3.11c), donde la potencia activa, donde ambos son directamente proporcional a K. En los casos de la figura 3.11b) se puede observar que según aumenta el FP disminuye la Q, es decir, son inversamente proporcional y en la figura 3.11d) se puede observar que según aumenta el Cc aumenta el C_{ec} , es decir, son directamente proporcional.

3.5. Estimación de la caída en la característica de generación

Para la estimación de la caída de la característica de generación (K_g) se parte de los datos de la tensión y la potencia reactiva obtenidos en el experimento, mediante la ecuación 2.19 obtenemos que:

Tabla 3.9. Valores obtenidos para K_g

Kg	Variación del FP			
	0,94	0,95	0,97	0,98
80 %	6,33	22,35	51,46	32,90
85 %	13,26	20,54	50,51	31,81
90 %	17,13	22,88	15,65	7,99
100 %	8,23	44,41	17,03	17,18

En los resultados obtenidos se observan las regularidades que, cuando el FP es 0,95 se mantiene una tendencia a incrementarse la Kg a partir del 85 % y su valor más elevado se obtiene para el 100 % de la carga, comportamiento que difiere de los otros factores de potencia (FP); para un 80 y 85 % de la carga y hasta un FP de 0,97, la Kg se incrementa entre un 45,13 y 37,25 % respectivamente. En los sistemas motogeneradores al tener el coeficiente de Kg valores grandes, les permite a los operadores que tienen decisiones, conocer que, la ΔQ_g se incrementará positivamente debido a la disminución de ΔV , este conocimiento permite a los mismos contrarrestar las disminuciones de tensión del sistema, de acuerdo a lo planteado por Haug-Ramírez (1987).

Además, se propone que como medida para la operación del sistema motogenerador, el porcentaje de carga que se deben operar los grupos es entre el 80 o el 85 % para un FP de 0,97, para nuestro caso de estudio debe ser al 80 %, debido a que la caída de las características de generación (Kg) obtenida es de 51,46. Si es necesario tomar la decisión de operar a otros porcentajes (90 y 100 %), sería conveniente el establecimiento de un FP de 0,95.

Pueden ser evitadas anomalías como la ocurrencia de disparos a la hora de regular el voltaje de salida de la planta mediante la variación del FP de generación en los generadores sincrónicos, efecto del ajuste de alto voltaje de las protecciones de los generadores. Realizar esta regulación mediante el transformador en la planta es de vital importancia para eliminar las interrupciones por este concepto, criterio expuesto por Santiago-Matos (2016).

3.6. Variaciones de tensión en el sistema y de disparos de las barras de salida de la planta

El comportamiento de las tensiones a la entrada de los diferentes transformadores de fuerza del emplazamiento se comporta de manera similar. A excepción en que hay algunos momentos en que los transformadores de uso de planta, conectados a las mismas barras que estos transformadores, podrán demandar una cantidad de energía para las cargas que hay internas en el emplazamiento. En la figura 3.12 se muestra el comportamiento de la tensión en los transformadores de salida.

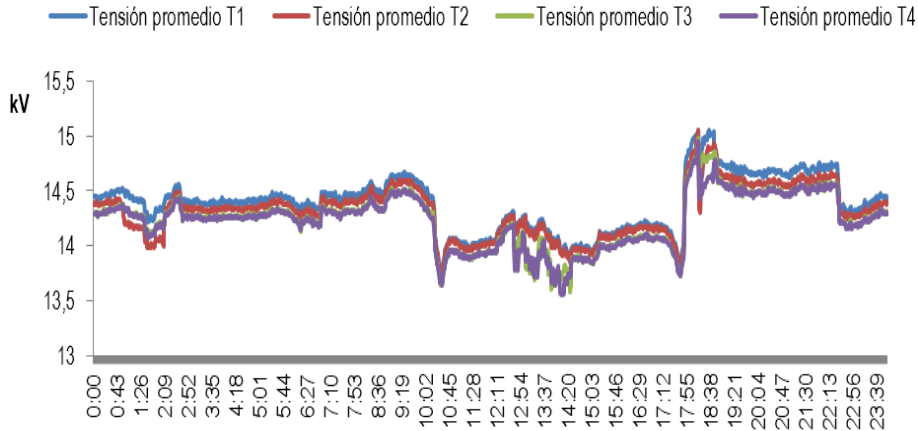


Figura 3.12. Comportamiento de la tensión en los transformadores de salida.

En la figura se puede observar la dinámica de la tensión en los transformadores de salida del emplazamiento, en función de las operaciones que se realizan. No obstante, la incidencia fundamental en el comportamiento de la tensión, lo tiene la demanda de energía, que en cada momento requiere el sistema y particularmente la exigencia de reactivo que demanda el despacho nacional de carga.

En el funcionamiento de los transformadores, durante un día de operación, donde el emplazamiento estaba operando con todas sus máquinas, la tensión sufre variaciones apreciables en su comportamiento, debido a las exigencias del despacho nacional de carga.

La relación que existe entre la entrega de potencia reactiva al sistema y el comportamiento de la tensión se muestra en la figura 3.13. Se muestra el comportamiento en uno de los transformadores de CE.

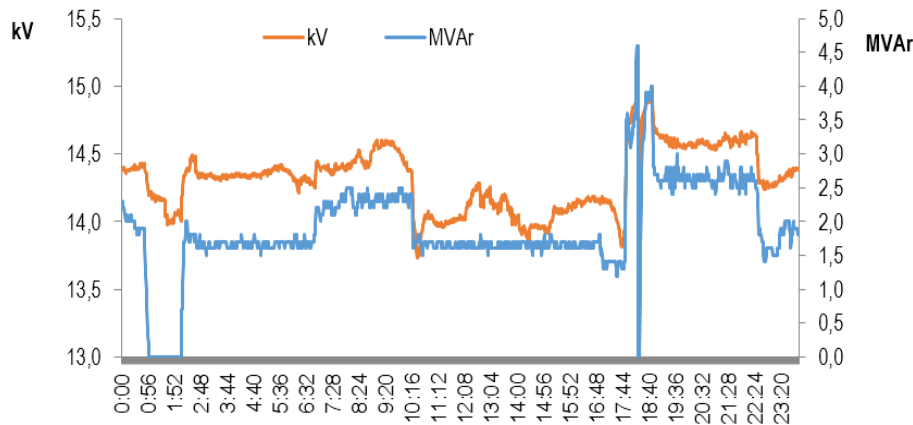


Figura 3.13. Comportamiento de la tensión y la generación de reactivo en un transformador de fuerza a la salida del emplazamiento.

Al comparar la potencia reactiva (línea roja) con respecto a la tensión de la barra (línea azul), se observa que, al aumentar la primera, de la misma manera lo hace la tensión en la barra.

Se consideró anomalías por concepto de disparo en la barra de salida del emplazamiento. En la figura 3.13 se presenta el resultado obtenido.

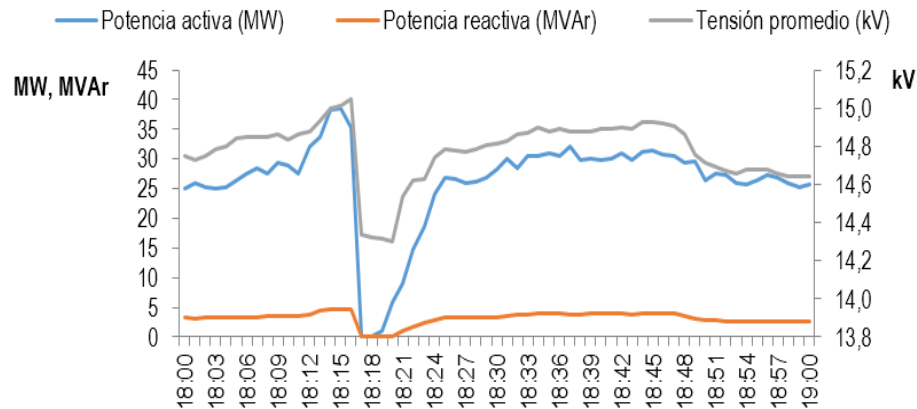


Figura 3.13. Disparos que se producen en las barras de salida del generador.

El resultado obtenido de estos disparos en la barra se produce en una de las horas más críticas de la demanda de potencia en el país. El análisis se fundamentó en un horario pico de la demanda de energía en Cuba, se observa que a partir de las 6:00 PM existe una tendencia a ir incrementándose el consumo energético, teniendo una estabilidad luego de las 7:00 PM. Existe un comportamiento dependiente entre la potencia reactiva y la potencia activa, aunque esta última tiende a disminuir más que la primera al ocurrir disparo en el sistema.

3.7. Propuesta de regulación automática de la tensión en los transformadores de salida de la central

En el emplazamiento de grupo electrógeno del municipio de Moa, no existe regulación de tensión de forma automática en los transformadores de salida de la planta. Esta regulación se realiza de forma manual. En la figura 3.14 se muestra la forma empleada actualmente.



Figura 3.14. Esquema actual de regulación de tensión en los transformadores.

Como se observa, la regulación de voltaje se hace a través de los generadores, lo que ha traído consigo la desconexión de los interruptores de la barra por alto voltaje, cuando se regula hasta el límite permisible, debido al ajuste de las protecciones, los operadores de sala de control, para estabilizar el voltaje según las exigencias del sistema electroenergético nacional, deben bajar hasta la subestación y realizar el cambio de tap de forma manual, constituyendo una operación riesgosa para ellos en caso de surgir alguna falla en el transformador, que causaría un accidente fatal, en otro caso, es necesario interrumpir el servicio y desconectar el transformador para realizar el cambio de tap o disminuir la generación para bajar la carga de los mismos y realizar la operación con el menor riesgo posible.

Independientemente que, las variaciones de tensión en la salida del emplazamiento, están en correspondencia con la necesidad de potencia reactiva que tenga el sistema para estabilizar el nivel de voltaje en algunos nodos de la red. Existe otra forma de regular el voltaje a parte de los generadores a la salida de la planta, es utilizando transformadores con taps bajo carga, según propuesta de Haug-Ramírez (1987).

A partir de esta limitación que presenta el emplazamiento, se propone realizar la regulación de tensión en los transformadores de forma automática, con el empleo de un AVR. En la figura 3.15 se muestra la propuesta de regulación.

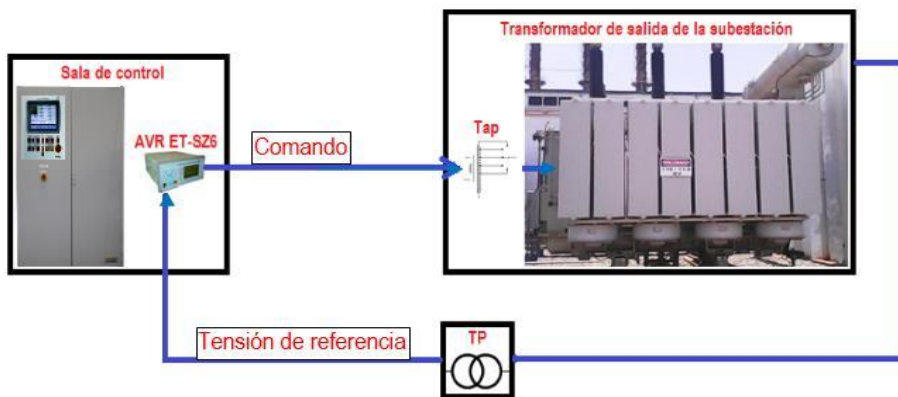


Figura 3.15. Esquema propuesto de regulación de tensión en los transformadores.

Con el empleo del AVR ET-SZ6 permitirá realizar la regulación en los transformadores de forma automática, humanizando de esta forma el trabajo de los operadores, evitando las operaciones riesgosas y la apertura de los interruptores por alto voltaje, además facilita la estabilización de la tensión para cumplir con las exigencias del sistema.

Para lograr la operación de forma autónoma, los cuatro AVR ET-SZ6 (uno por cada transformador) se montarán en el panel de control común, referente a cada transformador de salida existente en la sala de

control, los mismos serán cableados y conectados con el cambia taps de cada uno (ver anexo 8). En las líneas de salida de la planta se conectarán los transformadores de potencial (TP), con una relación de transformación de 1 000, que es el encargado de transmitir la tensión de referencia de voltaje al AVR, esa información, en ese nivel de tensión, se hace llegar a la entrada " SIGNAL AC: 110 V" y si el voltaje se encuentra fuera del rango, para el cual está programado, el AVR, el mismo envía una señal de comando para el Tap del transformador para subir o bajar la posición según sea el caso.

Esta operación se repite hasta que el valor de tensión a la salida de la planta se encuentre dentro del rango establecido para el punto de ajuste que se programó el ET-SZ6. Para lograr el funcionamiento del AVR en este modo, es necesario programar su configuración de la forma siguiente:

1. El modo de control que son los modos de trabajo del regulador, se programa en automático.
2. La sensibilidad que codificará los límites de tensión para el cual comenzará a operar el ET-SZ6, se programa en 1,5 %.
3. La gama determinada de voltaje se auto-programa en dependencia de la configuración de la sensibilidad y partir de la siguiente ecuación:

Límite superior = tensión de referencia · sensibilidad + tensión de referencia

Límite inferior = tensión de referencia · sensibilidad - tensión de referencia

Para este caso en particular será:

$$\text{Límite superior} = 110 \cdot 0,015 + 110 = 111,65 \text{ V} \quad (3.18)$$

$$\text{Límite inferior} = 110 \cdot 0,015 - 110 = 108,35 \text{ V} \quad (3.19)$$

4. Tiempo de retraso, es el tiempo que debe esperar después de ejecutada la primera operación de regulación de voltaje, para ejecutar la segunda operación de regulación, el AVR debe esperar un tiempo para enviar la señal de comando dirigida al electromotor. El tiempo de espera debe ser por encima de 60 segundos, para nuestro caso, proponemos que sea de 120 segundos, esto significa que luego que el ET-SZ6 cambie un tap, espera dos minutos para que se establezca la tensión y si pasado este tiempo se mantiene fuera de los límites establecidos, cambia otro taps.
5. Tiempo de acción, se usa para determinar el tiempo antes de usar el regulador, para este caso es 10 segundos, es decir que, si el AVR registra por más de 10 segundos una tensión fuera de los límites actúa, si está dentro de este periodo de tiempo, lo toma como un proceso transitorio.
6. Cantidad de paralelos, son las cantidades de AVR con que se conectará en paralelo, se programa en cero ya que por la estructura del emplazamiento no se trabaja en paralelo.

7. Modo de corrida, se utiliza cuando el regulador está operando en paralelo con otros AVR para definir el amo y los esclavos, en este caso es control simple ya que no se trabajará en paralelo con ningún otro regulador.
8. Parámetros de comunicación, es para dar las direcciones de los otros reguladores conectados en paralelos, para este caso se mantiene como está por defecto.

3.8. Costos de operación para la generación de energía en la CE Fuel Oil de Moa

Los procesos teológicos desarrollados en los últimos 30 años, han demostrado ser una importante alternativa económica y ambiental, toda vez que los altos costos de producir partes y piezas, así como los altos costos que generan los grandes inventarios de repuestos se han reducido substancialmente. La economía de la batería de grupos electrógenos se aprecia principalmente por la cantidad de combustible que consume. El consumo de combustible se determinó a partir de los datos recogidos en la instalación. En la tabla 3.10 se muestran los resultados obtenidos del costo de consumo de combustible.

Tabla 3.10. Costo del consumo de combustible

Meses	2015		2016	
	Cc (l-mes)	Costo (CUC)	Cc (l-mes)	Costo (CUC)
Enero	4 063 736,94	1 775 040,30	10 607 396,03	4 633 310,58
Febrero	2 830 659,70	1 236 432,16	11 625 025,61	5 077 811,19
Marzo	4 327 279,25	1 890 155,57	10 593 689,82	4 627 323,71
Abril	10 091 897,15	4 408 140,68	13 079 317,76	5 713 046,00
Mayo	8 923 038,31	3 897 583,13	7 627 125,59	3 331 528,46
Junio	9 627 617,29	4 205 343,23	14 054 456,05	6 138 986,40
Julio	11 040 196,68	4 822 357,91	9 927 156,32	4 336 181,88
Agosto	12 008 451,14	5 245 291,46	4 418 367,14	1 929 942,77
Septiembre	13 736 754,76	6 000 214,48	9 816 308,13	4 287 763,39
Octubre	6 873 489,04	3 002 340,01	5 282 227,00	2 307 276,75
Noviembre	9 418 223,72	4 113 880,12	5 629 696,78	2 459 051,56
Diciembre	13 304 507,27	5 811 408,78	6 259 485,76	2 734 143,38
Total	106 245 851,26	46 408 187,83	108 920 252,00	47 576 366,07

Al estimar los costos de consumo de combustible de los 10 motores del emplazamiento en igual período de tiempo en los años comprendidos del 2015 y el 2016, se observa que, en el primer año, se consumió menos del portador energético, con relación al segundo año, es decir un 2,5 % menos, lo cual equivale a 2 674 400,74 litros y a un reporte de 1 168 178,243 CUC.

Se aprecia que los meses con mayores incidencias en este consumo fueron: agosto, septiembre y diciembre en el 2015 y en el año 2016 los meses de abril y junio. En el primer año estuvo asociado a

período donde existe de forma masiva tiempo vacacional y se trabaja también por el horario de verano, exceptuando diciembre que se incrementa el consumo por tiempo de descanso en algunos sectores. Las anomalías en el consumo del 2016 están referidas a periodos intensivos de desgaste en los componentes de los motores que, en estas condiciones, alteran el funcionamiento en el sistema y a la falta de mantenimiento.

3.9. Valoración del impacto ambiental

La realización de los estudios de impactos ambientales en el área electroenergética, es esencialmente un problema de sostenibilidad, concepto que abarca “el uso de la biosfera por las generaciones actuales, al tiempo que se mantienen sus capacidades potenciales para la satisfacción adecuada de las generaciones futuras” (Cubasolar, 2003) y de sustentabilidad, definida como “la capacidad de un sistema para desarrollarse con los propios recursos, de manera tal que su funcionamiento no dependa de fuentes externas, sin que ello signifique que estas no se consideren”, en el marco de una interpretación acabada del concepto de desarrollo sostenible: “aquel que atiende a las necesidades humanas del presente, sin limitar el potencial para la satisfacción de las necesidades de las generaciones futuras”, según fue definido por la Comisión Mundial sobre Medio Ambiente y Desarrollo (Rossi, 2003).

Aquellos aspectos legales, de interés en la realización de los estudios ambientales en Cuba, que deberán ser considerados en el sector eléctrico, abarcan varias cláusulas de la legislación vigente, teniendo como línea maestra lo planteado en el artículo 8, extraído de la Ley 81 de Medio Ambiente (ANPP, 1997), que entiende por estudio de impacto ambiental la descripción pormenorizada de las características del proyecto de obra o actividad que se pretenda efectuar, incluyendo su tecnología, que se presenta para su aprobación en el marco del proceso de evaluación de impacto ambiental. Debe proporcionar antecedentes bien fundamentados para la predicción, identificación e interpretación del impacto ambiental del proyecto y describir las acciones que se ejecutarán para impedir o minimizar los efectos adversos, así como el programa de monitoreo que será adoptado.

Los grupos electrógenos son motores de combustión interna que durante su funcionamiento desprenden sustancias tóxicas, tales como: óxidos de nitrógeno, hollín, monóxido de carbono, hidrocarburos, compuestos de azufre y plomo (Martínez-Varona *et al.*, 2007; Contreras-Peraza *et al.*, 2016; Llanes-Sedeño *et al.*, 2017). Las emisiones de gases a la atmósfera constituyen un impacto directo sobre la calidad del aire, que es el que recibe dichas emisiones y un impacto indirecto sobre el

agua, el suelo, la vegetación y la fauna, debido al retorno de parte de estos contaminantes a la tierra, por deposición seca o húmeda, además del conocido efecto invernadero, principalmente del dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera, que se comporta como un filtro ante la radiación solar, ya que deja pasar el calor hacia el interior, pero no hacia el exterior.

Según (Galán-Toledo *et al.*, 2004) entre los impactos asociados a las emisiones de gases de los GE que queman combustible fósil, pueden ocurrir afectaciones a la vegetación, la fauna y la salud humana, en este último caso se relacionan: aumento de la frecuencia de respiración y disminución del volumen de aire respirado, irritación del tracto respiratorio superior y de la conjuntiva, agravamiento de los casos de asma bronquial y de los problemas cardiopulmonares y riesgos de retención de partículas muy finas en los pulmones, durante largos períodos de tiempo, antes de ser expectoradas o conducidas al sistema linfático pulmonar, en este lapso puede ocurrir la disolución parcial de las mismas y la absorción de los elementos tóxicos disueltos, por el sistema circulatorio.

3.10. Conclusiones del capítulo

- ✚ Fueron caracterizadas las diferentes variables que influyen en las condiciones de operación de la central eléctrica de Moa, todas ellas evaluadas para los años 2015 y 2016, al establecer el comportamiento entre la generación bruta y el consumo de combustible, se determinó que ambas variables son linealmente dependientes, existe un mayor consumo de combustible, en la misma medida que se genera más energía.
- ✚ Quedó demostrado la necesidad del cumplimiento de un sistema de mantenimiento para de la central eléctrica de Moa basado en la confiabilidad, fundamentado por las horas de trabajo acumuladas, la cantidad de arranque y paradas de los motogeneradores, así como los índices de vibraciones que se generan en los motores de combustión interna.
- ✚ En la estimación de la caída en la característica de generación (Kg), con factor de potencia de 0,95; a partir del 85 % de carga, se incrementa en un 11 y un 48,5 %; para carga de 80 y 85 y factor de potencia de 0,97, aumenta 45,13 y 37,25 respectivamente.

CONCLUSIONES GENERALES

- ✚ Con una generación bruta de 491 912 y 496 325,7 MW·h en los años 2015 y 2016, se generó un consumo de combustible de 103 717,20 teq y de 106 327,95 teq; con índice de 210,8 y 214,2 g/kW·h respectivamente, se determinó que estas variables tienen una influencia de un 90,72 % en el comportamiento del consumo específico bruto de la Central Eléctrica Fuel Oil de Moa.
- ✚ Al establecer el sistema de mantenimiento, se estableció que, para los períodos analizados, de los 10 motogeneradores instalados, en el año 2016 presentaron 138 fallas, para un 66,5 % y para el año 2015, 69 fallas para un 33,5 %; siendo los números 7 y 8 los que más incidieron en estas averías y el 2 el que menos fallas presentó.
- ✚ En el experimento realizado quedó demostrado que, de las 27 variables analizadas existen 4 que son determinantes. La variable que más influye en el consumo de combustible es el porcentaje de carga con un R^2 promedio de 94,46 %, en el consumo específico de combustible influyen el consumo de combustible y la generación bruta con un R^2 promedio de 99,34 %, en la potencia activa el porcentaje de carga y el nivel de tensión en las líneas con un R^2 promedio de 90,79 %, y para la potencia reactiva el porcentaje de carga, el factor de potencia y el nivel de tensión en las líneas con un R^2 promedio de 79,52 %.
- ✚ En la estimación de la caída en la característica de generación (Kg), se demostró que los motogeneradores deben operarse al 80 o el 85 % para un factor de potencia de 0,97, ya que se obtienen las mejores características de generación y la regulación de tensión realizarla a través de los cambia tap automáticos de los transformadores y no por los generadores, evitando así los disparos por alto voltaje en las barras de salida de la planta.
- ✚ Al estimar los costos de consumo de combustible de los 10 motores del emplazamiento en igual período de tiempo en los años comprendidos del 2015 y el 2016, se observa que, en el primer año, se consumió menos del portador energético, con relación al segundo año, es decir un 2,5 % menos, lo cual equivale a 2 674,4 teq y a un reporte de 1 168 178,243 CUC.

RECOMENDACIONES

- ✚ Proponer al emplazamiento grupo electrógeno *fuel oil* de Moa, el sistema de regulación automática de la tensión en los transformadores de salida con el empleo de los AVR, montado en el panel de control común.
- ✚ Realizar un análisis de la eficiencia del sistema de aislamiento de vibraciones del grupo electrógeno del emplazamiento *fuel oil* de Moa, con el objetivo de mitigar el efecto del desbalance y el movimiento recíprocante en los motogeneradores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERENCIAS BIBLOGRÁFICAS

- ALIPRANTIS, D.; PAPATHANASSIOU, S.; PAPADOPOULOS, M.; KLADAS, A. (2000). *Modeling and control of a variable-speed wind turbine equipped with permanent magnet synchronous generator*. Proceedings of ICEM 2000, Helsinki.
- ALMAGUER-GUERRA, W. (2017). *Estimación del factor de potencia para los porcentajes de cargas nominales en la operación de los grupos electrógenos Fuel Oil de Moa*. Trabajo de Diploma para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, Moa.
- ALONSO-PRECIADO, L.; SUÁREZ-PIÑA, W. (2011). Vías para incrementar la calidad del índice de consumo en los grupos electrógenos de diésel instalados en Cuba. *Boletín Científico Técnico INIMET*, 8 (1): 27- 41. [en línea]. Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=223022208004>. Visitado: 9 mayo 2018.
- ÁLVAREZ-ÁLVAREZ, C.; SERNA-ALZATE, F. (2014). Análisis local y mundial de tendencias en generación distribuida. [en línea]. Disponible en: <http://www.cidet.org.co/corporativo/analisis-local-y-mundial-de-tendencias-en-generacion-distribuida>. Visitado: 10 julio 2017.
- ANGAYS, P. (2013). What to do if you are afraid of the dark: Recommendations for the design of electrical backup systems. *IEEE Industry Applications Magazine*, 19 (4): 49-59.
- ANPP: ASAMBLEA NACIONAL PODER POPULAR, (1997). Ley 81 del Medio Ambiente. IX Período Ordinariode Sesiones de la Cuarta Legislatura. Gaceta Oficial de la República de Cuba, Edición Extraordinaria, La Habana, (7): 47.
- BARRERA, W. (2004). *Estudio del marco regulatorio para generación distribuida en Colombia*. Tesis de pregrado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.
- BATISTA-MARRERO, W. (2004). *Metodología para la determinación de las reservas energéticas en el SEN*. Tesis de Maestría, Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, Moa.
- BEST, R.; KENNEDY, J.; MORROW, D.; *et al.* (2011). Steady-state and transient performance of biodiesel-fueled compression-ignition-based electrical generation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2 (1): 20-27.

- BLANCO-OROZCO, N. (2018). Productividad del uso de recursos energéticos en los agentes del mercado eléctrico nicaragüense con sistemas de cogeneración. *Tecnología en Marcha*, 31(1): 47-57.
- CARVAJAL-QUINTERO, S.; MARÍN-JIMÉNEZ, J. (2013). Impacto de la generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia colombiano: un enfoque dinámico. *Tecnura*, 4 (17): 32-41.
- CASTRO-ÁLVAREZ, A.; PEREZ-PEREZ, O.; BRAVO-AMARANTE, E.; GOMEZ-AVILA, B. (2015). Análisis de la eficiencia y eficacia de la generación distribuida en la central eléctrica (fuel) de Sancti Espíritus. *Yayabociencia2015*, III conferencia científica internacional de la UNISS.
- COBOS-CASTRO, A. (2011). *Herramienta para mejorar la gestión energética en los grupos electrógenos de tecnología HYUNDAI instalados en Cuba*. Tesis presentada en opción al título de Máster en Eficiencia Energética, Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, Moa.
- CONTRERAS-PERAZA, H.; CARRERA-DORAL, W.; MENESES-RUIZ, E.; LÓPEZ-LÓPEZ, I. (2016). Evaluación de la calidad del aire de la generación eléctrica de los grupos electrógenos en la provincia de Sancti Spíritus. *Revista Cubana de Meteorología*, 22 (2): 126-140.
- CORRALES-BARRIOS, L.; RAMÍREZ-VASQUEZ, A. (2013). Clasificación de fallas con redes neuronales para grupos electrógenos. *Ingeniería Energética*, 34 (2): 137-150.
- CORTEZ-MÉNDEZ, P. (2017). *Análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de motores Waukesha en la planta de generación gas-diesel de la empresa Repsol Ecuador*. Proyecto presentado para optar por el grado de Magíster en Gestión del Mantenimiento Industrial, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba, Ecuador.
- CRUZ-ARDILA, J.; CARDONA-GOMEZ, J.; HERNANDEZ-PORRAS, D. (2013). Aplicación electrónica para el ahorro de energía eléctrica utilizando una energía alternativa. *Entramado*, 9 (2): 234-248.
- CUBASOLAR (2003). Del diccionario de CUBASOLAR. *Revista Energía y tú*, p. 47.
- DAQUINTA-GRADAILLE, L. (2004). *Mantenimiento y reparación de la maquinaria agrícola*. Editorial Félix Varela, La Habana.
- DE ARMAS-TEYRA, M.; BORROTO-NORDELO, A.; COSTA-PÉREZ, I. (2013). La generación descentralizada. *Editorial CUBASOLAR*. [en línea]. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia27/HTML/articulo07.htm>. Visitado: 10 julio 2017.

- DE ARMAS-TEYRA, M.; RUIZ-PÉREZ, A. (2013). Oscilaciones de potencia, tensión y corriente en unidades de generación distribuida. *Revista energética*, 34 (2): 54-63.
- DE LA FÉ-DOTRES, S. (2007). Efecto de la Generación distribuida sobre la calidad del suministro de la red de Transmisión Oriente Norte. CIE 2007.
- DEL VALLE, M. (2009). *Aumento de confiabilidad y disponibilidad de motores de combustión interna en plantas de generación de energía eléctrica mediante la detección de grietas por ensayos no destructivos (ultrasonido) en válvulas de admisión y escape*. Maestría en ingeniería de mantenimiento. Universidad de San Carlos, Facultad de Ingeniería, Guatemala.
- DI PRÁTULA, H.; GUILLERMO, E.; ROSSI, A. P., BOCERO, R. (2012). Turbinas eólicas: optimización en el pre-diagnóstico de fallas en el generador. *Información tecnológica*, 23 (1): 11-21.
- DORTA HERRERA, S. (2009). Manual de generación distribuida. 1 ed., La Habana. Disponible en: <https://www.sic.oc.une.cu>. Visitado: 10 julio 2017.
- DUNCAN, G. (2004). *Análisis y diseño de sistemas de potencia*. 3 ed., Editorial Thomson.
- EEALC: Escenario energético para América Latina y el Caribe. (2018). [en línea]. Disponible en: <http://www.worldenergy.org>. Visitado: 30 de julio del 2018.
- FAZAL, M.; HASEEB, A.; MASJUKI, H. (2011). Biodiesel feasibility study: An evaluation of material compatibility; performance; emission and engine durability. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12 (15): 1314–1324.
- FERNÁNDEZ-MORALES, F.; ENRIQUE-DUARTE, J. (2014). Monitoreo de las variables eléctricas relacionadas con un generador trifásico. *Entramado*, 10(2): 314-321.
- FLORES, R.; ASIAIN, T. (2011). Diagnóstico de fallas en máquinas eléctricas rotatorias utilizando la técnica de espectros de frecuencia de bandas laterales. *Información tecnológica*, 22(4).
- FORCADE-GÓMEZ, N.; TORRES-LORENZO, W. (2010). Sistemas de guías de laboratorio en los entornos de desarrollo SCADA WinCC e Intouch. Actas del tercer taller la virtualización en la Educación Superior, Congreso Universidad 2010, La Habana.
- FRANCISCO-FERNÁNDEZ, M.; DÍAZ-FUENTES, R.; CASTRO-FERNÁNDEZ, M.; COSTA-MONTIEL, A. (2007). Grupos electrógenos y calidad de la energía. *Ingeniería Energética*, 28(2): 35-44.
- GALÁN-TOLEDO, M.; PADRÓN-PALOMARES, M. (2004). Curso Básico de medio ambiente: Módulo III La Unión Eléctrica como generador de impactos ambientales, 2 ed., La Habana.
- GIANGRANDI, L. (2011). *Aspectos técnico-económicos para evaluación de proyectos de cogeneración en base a grupos generadores diésel*. Memoria de grado para optar al título de Ingeniero civil

electricista, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile.

- GONZÁLEZ-LONGATT, F.; FORTOUL, C. (2006). Review of the distributed generation concept: Attempt of Unification, 1(3): 4. [en línea]. Disponible en: <http://www.icrepq.com/full-paper-icrep/275-gonzalez.pdf>. Visitado: 9 mayo 2018.
- GONZÁLEZ-VALDÉS R.; RODRÍGUEZ-LÓPEZ, Y.; GARCÍA-TAÍNY S.; FERNÁNDEZ L. (2010). Consumo de combustible de los motores de combustión interna. *Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias*, 19(1).
- GUTIÉRREZ, F.; DE LA VARA, R. (2003). *Análisis y Diseño de Experimentos*, Mc Garw Hill, 1 ed. México. p 237 – 264.
- HAUG-RAMÍREZ, C. (1987). *Redes y Sistemas Eléctricos*. 1 reimpresión, Editorial Pueblo y Educación, La Habana.
- HENDRY, J.; RUDD, D.; SEADER, J. (1973). Synthesis in the design of chemical processes. *AIChE J.* 19(1):13 – 17.
- HIDALGO-BATISTA, E.; BATISTA-RODRÍGUEZ, C.; ROBLES-PROENZA, F. (2015). Relación entre los fallos y las variables de diagnóstico en motores diesel. *Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias*. 24 (2): 1-8.
- HIDALGO-BATISTA, E.; VILLAVICENCIO-PROENZA, D. (2011). La fiabilidad en los motores de combustión interna diesel estacionarios. *Revista de ciencias Holguín*, 17(2). [en línea]. Disponible en: <http://www.redalyc.org/pdf/1815/181522301003.pdf>. Visitado: 10 julio 2018.
- HILL, C.; ZANCHETTA, P.; BOZHKO, S. (2012). Accelerated electromechanical modeling of a distributed internal combustion engine generator unit. *Energies*, 5 (1): 2232-2247.
- HLAVACEK, V. (1978). Journal Review: Synthesis in the design of chemical processes, computational. *Chem. Eng.* 2(67): 12 – 19.
- HM. (2006). Manual de Instrucciones: ET-SZ6 Voltage regulating control relay operation instructions. [en línea]. Disponible en: <http://www.hlrc.fr/docs/Controller/Automatic%20voltage%20regulator/ET-SZ6%20AVR%20manual-Sep.2006.pdf>. Visitado: 10 julio 2017.
- HOURNÉ-CALZADA, M.; BRITO-VALLINA, M.; DEL CASTILLO-SERPA, A.; *et al.* (2012). Análisis de criticidad de grupos electrógenos de la tecnología fuel oil en Cuba. *Revista Ciencias Técnicas Agropecuarias*, 21(3): 55-6.

- HOYOS-VELASCO, F.; ANGULO-GARCÍA, F.; TABORDA-GIRALDO, J. (2010). Implementation of a new digital control technique for dc-dc and dc-ac power converters. *DYNA-Ingeniería e Industria*, 77 (11):189-199.
- CHACÍN, F. (2000). Diseño y análisis de experimentos I. Ed. FEPUVA – UCV. Caracas, Venezuela. p 388.
- CHAPMAN, S. (2012). *Electric Machinery Fundamentals*. 5 ed., New York.
- JARRETT, H. (2007). Wireless remote monitoring and control of onsite power system. *Power Engineering*, 111 (6): 40 - 48.
- JIMENO-HUARTE J.; ANDUAGA-MUNIOZGUREN J.; OYARZABAL-MORENO J. (2009). Arquitectura de un gestor energético de micro redes. *DYNA-Ingeniería e Industria*, 84 (16): 120-132.
- KARIM, G. (2015). Dual-Fuel Diesel engines. U.S.: CRC Press, Taylor & Francis Group.
- KRUTZ, R. (2006). Securing SCADA Systems. Indianapolis: Wiley Publishing Inc.
- LAPUERTA, M.; ARMAS, O.; AGUDELO, J. R.; AGUDELO, A. F. (2006). Estudio del efecto de la altitud sobre el comportamiento de motores de combustión interna. *Información Tecnológica*, 17(5):31-41.
- LOBODA, I.; YEPIFANOV, S.; FELDSHTEYN, Y. (2009). Diagnostic analysis of maintenance data o fault gas turbine for driving an electric generator. ASME Turbo Expo 2009: International Technical Congress “Power for Land Sea & Air”, Orlando, Florida, USA.
- LÓPEZ, J., ESPINOSA, J.; AGUDELO, J. (2011). Decoupled control for internal combustion engines research test beds. *Revista de la Facultad de Ingeniería, Antioquia*, 12 (59): 23-31.
- LLANES-SEDEÑO, E; ROCHA-HOYOS, J.; TIPANLUISA, L.; VELASTEQUI, G. (2017). Análisis comparativo de los gases residuales de la combustión y fallas en motores HYUNDAI modelo 9H21/32, en Estación de Generación Eléctrica Distribuida. *NOVA Research Journal*, 2(3): 27- 41.
- MAN. (2012). Manual de Instrucciones motor MAN Diesel & Turbo 18V 48/60B. [en línea]. Disponible en: <https://www.mandieselturbo.com/docs/default-source/shopwaredocuments/man-48-60c069f0b4bc13470ea5b10501bae684db.pdf?sfvrsn=1>. Visitado: 10 julio 2017.
- MANACERO, U.; TORRES, J. L.; LÓPEZ, R.; REGALINI, R.; OURÉ, M. (2011). Instrumentación, control y telesupervisión en centrales térmicas de pequeña potencia. *Iberoamerican Journal of Industrial Engineering*. 3(2): 70-86.

- MANTILLA, J.; DUQUE-DAZA, C.; GALEANO-URUEÑA, C. (2008). Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. *Revista de la Facultad de Ingeniería*, (44):97-110.
- MARESMA-LAURENCIO, D.; REYES, A. (2007). *Características operacionales y comportamiento de las principales variables de los grupos electrógenos para la Generación Distribuida en Moa*. Trabajo de Diploma para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, Moa.
- MARINO, P.; POZA, F.; UBEIRA, M.; MACHADO, F. (2004). Sistema de Adquisición y almacenamiento de datos para monitorización del estado de transformadores de potencia. *Información Tecnológica*, 15(2):95-100.
- MARTÍNEZ-VARONA, M.; FERNÁNDEZ AROCHA, A.; MOLINA ESQUIVEL, E.; GARCÍA ROCHE, R. (2007). *Grupos electrógenos y su impacto ambiental*, [en línea]<[http://www.ugr.es/~dpto_prev/public_html/Hig%20Sanid%20Ambient%207%20217-221%20\(2007\).pdf](http://www.ugr.es/~dpto_prev/public_html/Hig%20Sanid%20Ambient%207%20217-221%20(2007).pdf)>. Visitado: 30 de julio del 2018.
- MOON, J.; WOON, L.; UEN, L. (2011). Economic analysis of biomass power generation schemes under renewable energy initiative with Renewable Portfolio Standards (RPS) in Korea. *Bioresource Technology*, 102 (20): 9550-9557.
- MONTERO, R.; REYES, A.; MARISMA, D. (2008). Comportamiento de las principales variables de los Grupos Electrógenos para la generación distribuida en Moa. En: Actas de la V Convención Internacional FIE'2008, Santiago de Cuba.
- MORENO-SÁNCHEZ R.; NÚÑEZ-GUTIÉRREZ, C.; VISAIRO-CRUZ N, *et al.* (2012). Monitorización de anomalías transitorias eléctricas. Detección y aislamiento de impulsos y muescas eléctricas. *DYNA-Ingeniería e Industria*, 87 (15): 223-235.
- MIÑO-ORMAZA, M. (2015). *Análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad (RAM) de un motor de combustión interna Wartsila 18V32LNGD*. Proyecto presentado para optar por el grado de Magister en Gestión del Mantenimiento Industrial, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Riobamba, Ecuador.
- NACHLAS, J. (1995). *Fiabilidad*. 1 ed., España.
- NAVARRETE-PÉREZ, E.; GONZÁLEZ-MARÍN, J. (1986). *Mantenimiento Industrial*. Imprenta André Voisin, La Habana.

- NOA-RAMÍREZ, A. (2009). *Operación del Sistema de Generación Distribuida de Moa para situaciones excepcionales*. Tesis para optar por el grado de master en Electromecánica, Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, Moa.
- NOA-RAMÍREZ, A.; MONTERO-LAURENCIO, R.; LEGRÁ-LOBAINA, A.; *et al.* (2018). Comportamiento operacional de grupos electrógenos: particularidades del índice de consumo específico de combustible. *Revista Ingeniería Mecánica*, 21(1). [en línea]. Disponible en: <http://scielo.sld.cu/pdf/im/v21n1/im03118.pdf>. Visitado: 11 julio
- O'KELLY, D.; SIMMONS, S. (1968). *Generalized Electrical Machine Theory*. Mc Geaw Hill Publishing Company Limited, London.
- ONEI. (2018). *Electricidad en Cuba, indicadores seleccionados*. Oficina Nacional de Estadísticas e Información y Unión Eléctrica, La Habana.
- OSORIO, J.; PEREZ-RAMIREZ, J.; RODRIGUEZ-BARRERA, M. (2010). Implementación de un sistema de adquisición de datos para monitorear una máquina de corriente directa. *Tecnura*, 14(27).
- OSTLE, B. (1975). *Estadística Aplicada*. Limusa - Wiley, México, Cap. 10
- PALOMINO-MARÍN, E.; CEPERO-AGUILERA, Y. (2011). Análisis de la eficiencia del sistema de aislamiento de vibraciones de grupos electrógenos MAN 18 V48/60 B. *Ingeniería Mecánica*. 14(1): 31-39.
- PARDO-LLOSAS, Y.; HABER-GUERRA, R.; COBOS-CASTRO, A.; *et al.* (2015). Herramientas de monitorización para mejorar las prestaciones de los grupos electrógenos fuel oil en Cuba. *DYNA-Ingeniería e Industria*, 90(1): 34-39.
- PATEL, B. (2011). Producing reliable power in the hospital setting. *Power Engineering*, 115 (10): 20-24.
- PEREIRA, V.; POMILIO, J.; FERREIRA, P. (2002). Induction generator driven by internal combustion engine with voltage and frequency regulation. *Industrial Electronics*, Proceedings of the 2002 IEEE International Symposium on, 3 (3): 834 - 839.
- PÉREZ, J., LENIS, Y., ROJAS, S.; LEON, C. (2012). Generación distribuida mediante gasificación de biomasa: un análisis técnico - económico e implicaciones por reducción de emisiones de CO₂. *Revista de la Facultad de Ingeniería*, Antioquia, 9 (62):157-169.
- PUTTGEN, H. (2001). Restructuring and regulation of the U.S. Electric Utility Industry. *IEEE Power Engineering Review*, 21(2): 8 - 10.
- RASHED, M.; ELMITWALLY, A.; KADDAH, S. (2008). New control approach for a PV-diesel autonomous power system. *Electric Power Systems Research*, 78 (21): 949-956.

- REYES, J.; VELLASCO, M.; TANSCHKEIT, R. (2012). Monitoramento e diagnóstico de múltiplos sensores por redes neurais auto-associativas. *Sba Controle &Automação*, 23(2):121-137.
- ROCA, J.A. (2017). La generación distribuida ya supone un tercio de la producción solar en EEUU. [en línea]. Disponible en: <https://www.elperiodicodelaenergía.com>. Visitado: 22 mayo 2018.
- RODRÍGUEZ-RODRÍGUEZ, A. (2017). *Análisis CFD de un álabe del último paso de una turbina de vapor*. Tesis en opción al título de Ingeniero Mecánico. Universidad Politécnica de Madrid, España.
- ROEMER, M.; KACPRZYNSKI, J.; GREGORY J. (2000). Advanced diagnostics and prognostics for gas turbine engine risk assessment. IGTI/ASME Turbo Expo, Munich, Germany, 10p.
- ROJAS-ZURITA, R.; FERNÁNDEZ-FUENTES, M.; ORELLANA-LAFUENTE, R. (2011). El desafío de las energías renovables para su inserción a mayor escala en el mercado eléctrico boliviano. *Revista Latinoamericana de Desarrollo Económico*, 7 (15): 167-181.
- ROMERO, C.; CARRANZA, Y.; HENAO, E. (2017). Valoración de la capacidad de cogeneración de una planta eléctrica diésel de 10 kVA, *UIS Ingenierías*, 16(2):173-184.
- ROSSI, Á. (2003). *Ambiente construído: reflexões sobre o desenvolvimento urbano sustentável*. Río de Janeiro: AFEBA. p. 9.
- SANTIAGO-MATOS, I. (2016). *Estudio de las variaciones de tensión durante la operación de los grupos electrógenos Fuel Oil*. Trabajo de Diploma para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, Moa.
- SARACHE, L. (2004). Diseño de experimentos y análisis multifactorial aplicado a la industria. Facultad de Ingeniería, *Revista Ingeniería Industrial*. 4 (5) 585 – 590.
- SEXTO, L. (2014). Ingeniería de fiabilidad. Riobamba, Ecuador, 61 diapositivas.
- SILER, E., GRANGER, M.; LIMA, I. (2012). Distributed cogeneration for commercial buildings: Can we make the economics work? *Energy Policy*, 16 (42): 580-590.
- SOTO-RAMOS, M. A. (2017). *Evaluación de desempeño de un grupo electrógeno con carga variable*. Memoria para optar por el título de ingeniero civil eléctrico, Universidad de Chile, Santiago de Chile.
- TREBILCOCK, M.; SANTAMARIA, F.; ALARCON, J. A. (2014). Análisis de estabilidad transitoria en un sistema industrial con generación propia interconectado con el sistema de potencia. *Información tecnológica*, 258(1).

- URBINA-MUÑOZ, M. (2017). Procedimiento para la evaluación de motores de generación bajo condiciones ambientales locales. *Revista Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas*, 1(2). [en línea]. Disponible en: <http://investigacion.utc.edu.ec/revistasutc/index.php/ciya/article/view/89/91>. Visitado: 9 mayo 2018.
- VALENCIA, J. (2008). *Generación distribuida: democratización de la energía eléctrica*. Criterio Libre. 8 (2): 105-112.
- Vanfretti-Fumagalli, L. (2005). *Modelación y simulación de la máquina síncrona y su operación en sistemas de potencia*. Trabajo de título publicado, Universidad de San Carlos, Guatemala.
- VARGAS, F.; CORREA, R.; RAMIREZ, J. (2014). Operación descentralizada en grandes sistemas de potencia usando algoritmos genéticos. *Información tecnológica*, 25(1).
- VÁSQUEZ, C. (2011). Eficiencia Energética para la Seguridad y la Sostenibilidad de Iberoamérica. 15(58).
- VEGA, P.; ÁLVAREZ, P. (2005). Planteamiento de un marco teórico de la Educación Ambiental para un desarrollo sostenible. *Revista Electrónica de Enseñanza de las Ciencias*, 4(1).
- VELÁZQUEZ-PLANCHE, D. (2008). *Establecimiento del rango del índice de consumo de combustible en la batería de grupos electrógenos de Moa*. Trabajo de Diploma para optar por el título de Ingeniero Mecánico, Instituto Superior Minero Metalúrgico Dr. Antonio Núñez Jiménez, Moa.
- VILLARREAL-GONZÁLEZ, C.; LOBODA, I.; TRAHYN, I. (2009). Análisis de una red neuronal en la aplicación a la función de referencia de una turbina de gas. Congreso de Instrumentación SOMI XXIV, Mérida, Yucatán, 11 p.
- WEOIEA. (2018). WorldEnergy Outlook-International Energy Agency, Perspectivas de la Energía en el Mundo. [en línea]. Disponible en: <http://www.worldenergyoutlook.org>. Visitado: 30 de julio del 2018.
- WESTERBERG, A. (1980). A Review of Process Synthesis, en Computer Applications to Chemical Engineering, R.G. Squires and G.V. Reklaitis (eds), ACS Symposium Series.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

GLOSARIO DE TÉRMINOS

HFO – Combustible *fuel oil*.

LFO – Combustible diesel.

LO – Aceite.

MCI – Motor de combustión interna

K - Porcentaje de carga del MCI.

Cc - Consumo de combustible.

Ce_c - Índice de consumo de combustible o consumo específico bruto.

VMCI – Velocidad del MCI.

VTc – Velocidad del turbocompresor.

TC_eMCI – Temperatura del combustible a la entrada del MCI.

PC_eMCI – Presión del combustible a la entrada del MCI.

VisC – Viscosidad del combustible.

TLO_eMCI – Temperatura del aceite a la entrada del MCI.

TLO_dTc – Temperatura del aceite de drenaje del turbocompresor.

PLO_eMCI – Presión del aceite a la entrada del MCI.

PLO_eTc – Presión de aceite a la entrada del turbocompresor.

TLT_{enf}A – Temperatura del circuito de agua de enfriamiento de baja temperatura del aire de carga.

TLT_{s,enf}LO – Temperatura del circuito de agua de enfriamiento de baja temperatura a la salida del enfriador de aceite.

TLT_{s,int}.cal – Temperatura del circuito de agua de baja temperatura a la salida del intercambiador de calor.

TLT_eMCI – Temperatura del circuito de agua de baja temperatura a la entrada del MCI.

PLT_{e,enf}A – Presión del circuito de agua de baja temperatura a la entrada del enfriador del aire de carga.

THT_{e,int}.cal – Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la entrada del intercambiador de calor.

THT_{s,int}.cal – Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la salida del intercambiador de calor.

THT_{enf}A – Temperatura del circuito de agua de alta temperatura de enfriamiento del aire de carga.

THT_eMCI – Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la entrada del MCI.

THT_sMCI – Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la salida del MCI.

PHT_{eMCI} – Presión del circuito de agua de alta temperatura a la entrada del MCI.

TW_{enfTob} – Temperatura del agua de enfriamiento a tobera.

TA_e – Temperatura del aire de entrada.

$TA_{e,enfA}$ – Temperatura del aire a la entrada del enfriador de aire de carga A.

$TA_{s,enfA}$ – Temperatura del aire a la salida del enfriador de aire de carga A.

$TA_{s,enfB}$ – Temperatura del aire a la salida del enfriador de aire de carga B.

UL – Tensión de línea.

ANEXOS

Tabla 1. Histórico para los años 2015 y 2016

Fecha	IE(MW-h)	GB (MW-h)	Cc (teq)	Cec (g/kW-h)
ene-15	217,76	19063,1	3967,02	208,1
feb-15	145,31	13035,3	2763,29	212
mar-15	186,14	19408,5	4224,29	217,7
abr-15	479,52	47472,6	9851,71	207,5
may-15	426,47	40828,1	8710,67	213,3
jun-15	467,36	45366,6	9398,48	207,2
jul-15	604	51721,1	10777,44	208,4
ago-15	609,1	54670,6	11722,65	214,4
sep-15	732,98	63033	13409,82	212,7
oct-15	351,33	32708,3	6709,90	205,1
nov-15	480,24	43161,1	9194,07	213
dic-15	548,11	61444	12987,86	211,4
ene-16	468,22	48439,1	10354,94	213,8
feb-16	485,4	53479	11348,35	212,2
mar-16	517,99	49300,4	10341,56	209,8
abr-16	496,14	60624,4	12768,03	210,6
may-16	288,05	34703,5	7445,60	214,5
jun-16	691,32	63486,7	13719,96	216,1
jul-16	458,7	44181	9690,89	219,3
ago-16	204,66	20111,5	4313,21	214,5
sep-16	487,4	43799,8	9582,68	218,8
oct-16	269,1	23819,2	5156,51	216,5
nov-16	280,53	25067,4	5495,71	218,2
dic-16	320,14	29313,7	6110,51	208,5

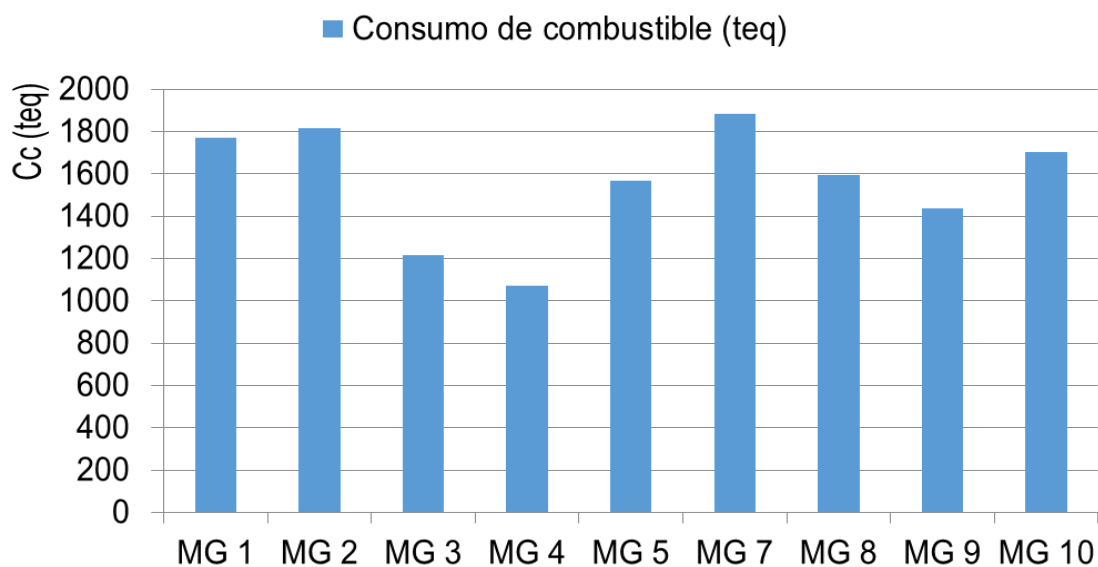


Figura 1. Consumo de combustible por MG en el mes de julio del 2015

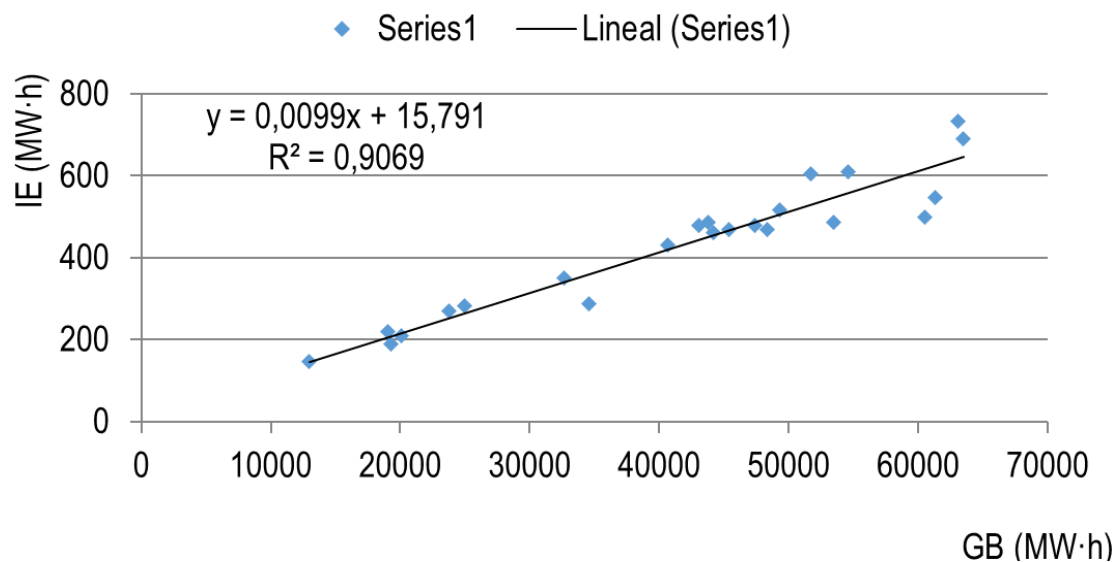


Figura 2. Comportamiento de la generación bruta vs. el insumo eléctrico.

Tabla 2. Análisis de los indicadores de mantenimiento utilizados en la central para los años 2015 y 2016

Meses y años	Tiempo promedio para el mantenimiento (TPPM, horas)	Tiempo promedio para fallar (TPPF, horas)	Tiempo promedio para la solución de averías (TPSA, horas)
mar-15	3,76	14,63	2,78
abr-15	1,65	20,89	1,79
may-15	2,12	51,04	1,89
jun-15	3,61	43,43	2,14
jul-15	2,67	93,92	1,23
ago-15	6,93	180,74	3,08
sep-15	4,13	138	2,06
oct-15	4,98	148,75	4,38
nov-15	2,45	58,48	3,65
dic-15	2,02	79,12	3,56
ene-16	1,91	33,42	2,97
feb-16	3,84	38,82	3,21
mar-16	1,22	47,63	2,82
abr-16	1,11	53,69	2,97
may-16	1,61	48,81	5,33
jun-16	1,6	50,93	3,64
jul-16	1,88	39,34	6,1
ago-16	1,6	12,93	4,67
sep-16	6,39	61,13	3,33
oct-16	6,68	99,02	3,94
nov-16	799	28,62	4,79
dic-16	1,51	24,74	2,5

ANEXO 5

Tabla 3. Fallas ocurridas al motogenerador 7 en los años 2015 y 2016.

No.	Fecha	Equipos	Descripción del fallo
1	27/05/2015	Motor # 7	Esparrago B9 partido
2	27/05/2015	Motor # 7	Esparrago A8 partido
3	29/05/2015	Motor # 7	disparo por alarma de sobrevelocidad
4	12/07/2015	Motor # 7	Rotura de cable
5	13/07/2015	Motor # 7	Rotura de cable
6	13/07/2015	Motor # 7	Sensor defectuoso
7	13/09/2015	Motor # 7	Se dispara el Broker 108F3 de alimentación de las válvulas
8	01/10/2015	Motor # 7	FE187 TE3404 Temperatura Agua refrigerante de inyectores, cable roto
9	01/11/2015	Motor # 7	Alarma FE-308 Alta conmutación de neblina en el aceite
10	10/11/2015	Motor # 7	Alarma FE-150 2ET1010 actuador rotura de cable
11	19/01/2016	Motor # 7	salidero por espejuelo b6
12	27/01/2016	Motor # 7	Fe-178 TE3404rotura de cable
13	16/02/2016	Motor # 7	Alarma FE-1391 HT sensor de presión. rotura de cable
14	16/02/2016	Motor # 7	1PT 3170-2PT3170 diferencia de presión
15	17/02/2016	Motor # 7	Salidero de aire por válvula
16	02/03/2016	Motor # 7	Esparrago partido A9
17	02/03/2016	Motor # 7	Salidero de aire debajo del enfriador lado A
18	24/03/2016	Motor # 7	Alarma FE 203 Sensor de temperatura aire admisión rotura de cable
19	19/04/2016	Motor # 7	Revisión de sensor 1TS 6170
20	19/04/2016	Motor # 7	Desmontar el motor del gobernador
21	05/04/2016	Motor # 7	Corregir salideros
22	28/04/2016	Motor # 7	Limpieza de los enfriadores
23	29/04/2016	Motor # 7	Cambiar manguera de venteo
24	10/06/2016	Motor # 7	FE-194 1PT3470 sensor de presión de agua refrigerante cable roto
25	24/06/2016	Motor # 7	Rotura de cable cilindro A1
26	21/06/2016	Motor # 7	alarma presión agua refrigerante
27	15/07/2016	Motor # 7	Diferencia entre sensores de nivel de 5%
28	16/08/2016	Motor # 7	Salidero esparrago A7
29	23/08/2016	Motor # 7	Alarma F147
30	23/08/2016	Motor # 7	Se dispara
31	23/11/2016	Motor # 7	Cable roto sensor de presión de LT
32	25/11/2016	Motor # 7	Salidero agua entre A6 y A7
33	24/11/2016	Motor # 7	Alta temperatura

ANEXO 6

Tabla 3. Fallas ocurridas al motogenerador 2 en los años 2015 y 2016.

No.	Fecha	Equipos	Descripción del fallo
1	29/03/2015	Motor # 2	Salidero en unión de la temperatura en la línea de entrada de tobera
2	21/04/2015	Motor # 2	Salidero por el drenaje de combustible
3	20/08/2015	Motor # 2	Esparrago B3 partido
4	16/03/2016	Motor # 2	Alarma FE 187 TE3404 Rotura de cable sensor de H2O refrigerante inyectores
5	28/03/2016	Motor # 2	Alarma FE-260
6	21/06/2016	Motor # 2	Alarma temperatura agua refrigerante rotura de cable
7	23/08/2016	Motor # 2	Alarma TE3404

ANEXO 7

Muestra de los resultados de la matriz de correlación.

Tabla 4. Consumo de combustible vs. variables.

No.	Variabes	Valor
1.	Porcentaje de carga del motor de combustión interna	0,99
2.	Velocidad del Turbocompresor	0,96
3.	Temperatura del combustible a la entrada del motor de combustión interna	-0,60
4.	Viscosidad del combustible	0,60
5.	Temperatura del aceite a la entrada del motor de combustión interna	0,95
6.	Temperatura del aceite de drenaje del Turbocompresor	0,98
7.	Presión del aceite a la entrada del motor de combustión interna	-0,72
8.	Temperatura del circuito de agua de enfriamiento de baja temperatura del aire de carga	0,85
9.	Temperatura del circuito de agua de enfriamiento de baja temperatura a la salida del enfriador de aceite	0,94
10.	Temperatura del circuito de agua de baja temperatura a la salida del intercambiador de calor	0,97
11.	Temperatura del circuito de agua de baja temperatura a la entrada del motor de combustión interna	0,85
12.	Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la salida del intercambiador de calor	0,95
13.	Temperatura del circuito de agua de alta temperatura de enfriamiento del aire de carga	-0,98
14.	Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la entrada del motor de combustión interna	-0,69
15.	Temperatura del aire a la entrada del enfriador de aire de carga A	0,99

Tabla 5. Índice de Consumo de Combustible vs. variables.

No.	Variables	Valor
1.	Porciento de carga del motor de combustión interna	0,22
2.	Consumo de combustible	0,25
3.	Viscosidad del combustible	0,24
4.	Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la entrada del motor de combustión interna	0,23

Tabla 6. Potencia Activa del Generador vs. variables.

No.	Variables	Valor
1.	Porciento de carga del motor de combustión interna	0,91
2.	Velocidad del Turbocompresor	0,90
3.	Temperatura del aceite a la entrada del motor de combustión interna	0,91
4.	Temperatura del aceite de drenaje del Turbocompresor	0,93
5.	Presión del aceite a la entrada del motor de combustión interna.	-0,68
6.	Temperatura del circuito de agua de enfriamiento de baja temperatura del aire de carga	0,80
7.	Temperatura del circuito de agua de enfriamiento de baja temperatura a la salida del enfriador de aceite	0,90
8.	Temperatura del circuito de agua de baja temperatura a la salida del intercambiador de calor	0,93
9.	Temperatura del circuito de agua de baja temperatura a la entrada del motor de combustión interna	0,80
10.	Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la salida del intercambiador de calor	0,91
11.	Temperatura del circuito de agua de alta temperatura de enfriamiento del aire de carga	-0,93
12.	Temperatura del circuito de agua de alta temperatura a la entrada del motor de combustión interna	-0,67
13.	Temperatura del agua de enfriamiento a tobera	0,62
14.	Temperatura del aire de entrada	-0,71
15.	Temperatura del aire a la entrada del enfriador de aire de carga A	0,94

Tabla 7. Potencia reactiva del generador vs. variables.

No.	Variables	Valor
1.	Factor de potencia	-0,79
2.	Tensión de línea	0,74

Tabla 8. Tabla de conexiones del AVR ET-SZ6.

Cable	# de hilo	Función	ET-Z6	Cambia Tap Transf
T4-1	1	Posición del Tap	Y1	X7:1
	2		Y2	X7:2
	3		Y3	X7:3
	4		Y4	X7:4
	5		Y5	X7:5
	6		Y6	X7:6
	7		Y7	X7:7
	8		Y8	X7:8
	9		Y9	X7:9
	10		Y10	X7:12
	11		L	X7:15
	V-A			
T4-2	1	Run indication	com	X7:16
	2		SX	X7:17
	3		JX	X7:18
	4		TX	
	5	BCD Output	D1	X4:1
	6		D2	X4:2
	7		D4	X4:3
	8		D8	X4:4
	9		D10	X4:5
	10		D20	
	11		D Com	X4:7
	V-A			
T4-3	1	señal de mando	UP	X1:8
	2		Down	X1:9
	3		Stop	
	4		Com	X1:10
	5	Control mode		X1:23
	6			X1:24
	7			
		V-A		
T4-4		Alimentación	Power 230V	
T4-5		Referencia de 110V	Signal 110V AC	TP