

REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO-METALÚRGICO
Dr. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ
FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA

**OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GENEACIÓN DISTRIBUIDA DE MOA PARA
SITUACIONES EXCEPCIONALES.**

Autora: Ing. Aliniuska Noa Ramírez

Tutores: Dr. C. Secundino Marrero Ramírez

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

Dr. C. Arísitides A. Legrá Lobaina

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

Moa
2009

PENSAMIENTO

“Hemos encontrado, afortunadamente, algo más importante, el ahorro de energía, que es como encontrar un gran yacimiento”

Fidel Castro Ruz

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mi madre por darme la oportunidad de vivir.

AGRADECIMEINTO

Agradezco al Instituto Superior Minero-Metalúrgico de Moa, a mis tutores Secundino Marrero Ramírez y Arístides A. Legrá Lobaina y a mis colegas Ignacio Romero Rueda, Yordan Guerrero Rojas y Darlines Sánchez Muñoz

A mi familia que siempre me apoyaron y a Yanoski Rodríguez Téllez, el hombre que conquistó mi corazón y me ha dado una razón por quien vivir.



RESUMEN

En la investigación que se presenta se estudian las características de la generación de electricidad de los sistemas de Generación Distribuida. Se expone cómo se ha ido introduciendo la generación distribuida a nivel nacional e internacional, los métodos y normas usadas por los investigadores en este campo, además de las diferentes definiciones establecidas a nivel mundial. Se caracteriza el Sistema Eléctrico de Potencia del municipio Moa, el microsistema Moa-Sagua, la subestación principal Moa 110 kV, los circuitos residenciales, los grupos electrógenos de emergencia y los clientes de primera categoría. Se realiza un estudio del comportamiento de la demanda en el año 2008, notando un incremento en las máximas de los horarios picos en comparación con los años 2006 y 2007 y al mismo tiempo una disminución de la demanda total por meses. Se evalúa la forma de operación del microsistema para el mes de mayor demanda, como si actuara ante una situación excepcional con la posible desconexión del Sistema Electroenergético Nacional. Se plantea un procedimiento para la toma de decisiones sobre la operación del microsistema ante situaciones excepcionales y se simulan en el Matlab su operación bajo estas condiciones.



SUMMARY

In the investigation that is presented the characteristics of the generation of electricity of the Distributed Generation's Systems are studied. It is exposed how has been introduced the distributed generation to national and international level, the methods and norms used by the investigators in this field, besides the different definitions established at world level. The Electric Power System of the municipality of Moa is characterized, the microgrid Moa-Sagua, the main substation Moa 110 kV till the residential circuits, its emergency generating sets and the clients of first category. The study of the behaviour of the demand in the year 2008, noticing an increment in the maxims of the peak periods in comparison with the years 2006 and 2007 and at the same time a decrease of the total demand per months. The form of operation of the microgrid is evaluated for the month of more demand, considering the operation in an exceptional situation with the possible disconnection of the National Power System. A procedure for the taking of decisions the possible on operation of the microgrid before exceptional situations is established and it is simulated in Matlab its operation under this conditions.

TABLA DE CONTENIDOS

	Pág
INTRODUCCIÓN GENERAL	1
CAPÍTULO I. MARCO TEÓRICO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN.	4
1.1 Introducción	4
1.2 Desarrollo de la Generación Distribuida	4
1.2.1 <i>Desarrollo de la Generación Distribuida para las condiciones de Cuba</i>	7
1.2.2 <i>Definiciones de Generación Distribuida</i>	8
1.3 Métodos normalizados para la estimación de la eficiencia operacional	10
1.4 Herramientas computacionales y otras técnicas para la estimación de la eficiencia operacional.	12
1.5 Estado de Arte sobre las metodologías aplicadas a la determinación de la eficiencia operacional.	13
1.6 Fundamentos del trabajo de los Grupos Electrónicos Diesel en régimen ISLA	17
1.7 Descripción del Sistema Eléctrico de Potencia de Moa	19
1.7.1 <i>Características de la Batería de Grupos Electrónicos Diesel de Moa</i>	20
1.7.1.1 <i>Estructura técnica de la Batería de Grupos Electrónicos Diesel de Moa</i>	22
1.7.2 <i>Características de la Subestación Moa 110 kV</i>	24
1.7.3 <i>Características de las líneas de subtransmisión de Moa</i>	24
1.7.4 <i>Características de los circuitos de distribución de Moa</i>	26
1.7.4.1 <i>Circuitos residenciales de los municipios Moa y Sagua</i>	29
1.8 Conclusiones parciales	34
CAPÍTULO II. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA Y EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN EN EL MUNICIPIO DE MOA.	36
2.1 Introducción	36
2.2 Estimación de la demanda del municipio de Moa	36
2.3 Evaluación de la generación del microsistema Moa-Sagua ante situaciones excepcionales	46
2.3.1 <i>Procedimiento para la toma de decisiones del microsistema Moa-Sagua frente a situaciones excepcionales</i>	47
2.3.2 <i>Pronóstico del comportamiento de la demanda y evaluación de la generación disponible en el microsistema Moa-Sagua frente a situaciones excepcionales</i>	48



2.3.3 <i>Simulación en el PSX de la operación del microsistema Moa-Sagua frente a situaciones excepcionales.</i>	53
2.4 Conclusiones parciales	55
CAPÍTULO III. CONTROL DE LA GENERACIÓN DE FORMA MANUAL EN EL MICROSISTEMA MOA-SAGUA.	57
3.1 Introducción	57
3.2 Procedimiento para la operación del microsistema Moa-Sagua ante situaciones excepcionales	57
3.2.1 <i>Procedimiento para la toma de decisiones sobre la operación del microsistema Moa-Sagua en ISLA de forma manual</i>	60
3.3. Simulación de la operación en ISLA del microsistema Moa-Sagua	61
3.3.1 <i>Simulaciones de la operación del microsistema Moa-Sagua frente a situaciones excepcionales en Matlab para la toma de decisiones.</i>	65
3.4 Impacto Social	71
3.5 Conclusiones parciales	71
CONCLUSIONES GENERALES	73
RECOMENDACIONES	75
BIBLIOGRAFÍA	76
ANEXOS	



INTRODUCCIÓN GENERAL

La Generación Centralizada es el paradigma que tenemos en la actualidad, por lo que la Generación Distribuida representa un cambio en la generación de energía eléctrica. La industria eléctrica desde su surgimiento se basó en la generación en el sitio del consumo. Después, con el crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, ésta evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada, dado que la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico de consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor muy rápidamente.

Con el desarrollo tecnológico, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo cual permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, es más centralizada la generación, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo.

Hasta los inicios de los años setenta, los factores energéticos imperantes, plantearon la necesidad de buscar alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Una de estas alternativas tecnológicas fue generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional, definida como Generación Distribuida.

En Cuba en el marco de la Revolución Energética surgen las instalaciones de generación distribuida accionadas o movidas por motores de combustión interna diesel, las que conectadas al sistema contribuyen a aumentar la confiabilidad del mismo y ante situaciones excepcionales que conlleven a la operación aislada, garantizan el suministro eléctrico. Las *situaciones excepcionales* constituyen estados de ese carácter que se establecen, de forma temporal, en todo el territorio nacional o en una parte de él, en interés de garantizar la defensa nacional o proteger a la población y la economía en caso o ante la inminencia de una agresión militar, de desastres naturales, otros tipos de catástrofes u otras circunstancias que por su naturaleza, proporción o entidad afecten el orden interior, la seguridad del país o la estabilidad del Estado. Ante estas situaciones cada sistema de generación distribuida tiene características propias de funcionamiento que relacionan la demanda de los circuitos eléctricos y su capacidad de generación.



Entre los sistemas de generación distribuida, los grupos electrógenos diesel del municipio Moa tienen un impacto directo sobre la demanda del sector residencial, cualquier evento externo o situación excepcional que provoque la falta de fluido eléctrico desde el Sistema Electroenergético Nacional, conlleva a la creación de un microsistema compuesto por la Batería de Grupos Electrógenos Diesel de Moa y los dos emplazamientos del municipio Sagua. El microsistema presenta una diversidad de exigencias en cuanto a la escala de las potencias involucradas, a la curva de carga, al retardo admisible en la incorporación del suministro, a la duración del mismo y a su confiabilidad; dando lugar a un modelo con múltiples combinaciones de operación para garantizar la disponibilidad del mismo.

Situación Problemática:

El hecho de que en cualquier época del año puedan darse situaciones excepcionales que desconecten la red eléctrica del territorio moense del Sistema Electroenergético Nacional, afectarían la confiabilidad y fiabilidad del suministro eléctrico del municipio si no se tiene el conocimiento de cómo operar los sistemas de grupos electrógenos diesel frente a estas situaciones. Entonces, es necesaria la existencia de un procedimiento que contribuya con la toma de decisiones en estas condiciones.

En otras palabras, es necesario el estudio y la elaboración de un procedimiento que permita evaluar los niveles de respuesta de los grupos electrógenos diesel frente a la ocurrencia de una situación excepcional.

Problema

Inexistencia de un procedimiento para la toma de decisiones sobre la operación del microsistema de grupos electrógenos diesel Moa-Sagua frente a situaciones excepcionales.

Objeto de estudio: Microsistema de grupos electrógenos diesel Moa-Sagua.

Objetivo General

Diseñar un procedimiento que permita la toma de decisiones para la operación ante situaciones excepcionales del microsistema de grupos electrógenos diesel Moa-Sagua.

Campo de Acción: La operación del microsistema de grupos electrógenos diesel Moa-Sagua.



Hipótesis:

Ante situaciones excepcionales, un procedimiento eficaz para la toma de decisiones sobre la operación del microsistema de los grupos electrógenos diesel Moa-Sagua, debe basarse en la caracterización de las cargas que serán alimentadas, en la determinación de las prioridades de los clientes y en el conocimiento de la disponibilidad de los grupos electrógenos de emergencia.

Objetivos Específicos

1. Caracterizar la operación de los sistemas de generación distribuida y de los circuitos eléctricos de los municipios Moa y Sagua.
2. Identificar los clientes de primera categoría y los grupos electrógenos emergentes, por subestaciones y por circuitos de los municipios Moa y Sagua.
3. Actualizar la base de datos de la demanda de los circuitos residenciales del municipio Moa.
4. Establecer la relación entre las diferentes situaciones que presente la carga y el comportamiento del microsistema de grupos electrógenos diesel Moa-Sagua ante situaciones excepcionales.
5. Desarrollar un procedimiento para la toma de decisiones sobre la operación microsistema de grupos electrógenos diesel Moa-Sagua ante situaciones excepcionales.

Tareas de la investigación

1. Actualización de los datos de los circuitos eléctricos, los clientes de 1ra categoría y los grupos electrógenos emergentes, por subestaciones y por circuitos de los municipios Moa y Sagua.
2. Obtención de los datos de demanda de los circuitos residenciales del municipio Moa.
3. Identificación y elaboración de las curvas de carga de los meses de mayor demanda.
4. Determinación de la relación demanda-generación del microsistema Moa-Sagua para la operación en ISLA para el día de mayor demanda.
5. Evaluación del comportamiento del microsistema Moa-Sagua ante situaciones excepcionales.
6. Elaboración de un procedimiento para la toma de decisiones sobre la operación microsistema Moa-Sagua ante situaciones excepcionales.
7. Simulación de la operación del microsistema Moa-Sagua ante situaciones excepcionales.



Capítulo I. Marco teórico contextual de la investigación

1.1 Introducción.

El uso racional y eficiente de la energía en los sistemas de Generación Distribuida (GD), ha sido un tema intensamente investigado en múltiples direcciones, entre ellas, en una diversidad de métodos propuestos para la estimación de la eficiencia operacional de los Grupos Electrógenos Diesel (GED) conectados a los sistemas de distribución.

En este capítulo se expondrá el estado del arte en la temática de la determinación de la eficiencia operacional de los GED cuando estos operan aislados de un sistema electroenergético, este estudio esta dirigido fundamentalmente al desarrollo alcanzado por estos sistemas, los métodos y normas utilizadas específicamente para su aplicación en las condiciones de servicio. Con este objetivo, se realizó una búsqueda bibliográfica sobre los temas relacionados con el desarrollo de la Generación Distribuida a nivel internacional y nacional y para establecer la métodos más utilizados en la operación de los grupos se consultaron las publicaciones desde 2000 hasta el 2005 de la IEEE Transactions Power System, las normas ISO Internacional Organization for Standardization 3046 y 8528, publicaciones en Internet, memorias de eventos y publicaciones nacionales.

También se caracteriza el sistema de generación distribuida de los municipios Moa y Sagua y el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de Moa.

1.2 Desarrollo de la Generación Distribuida.

La Generación Distribuida a pesar de que se considera un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, en lo inicios mismos de la generación eléctrica con las tres primeras centrales eléctricas, diseñadas y construidas por Edison en Londres, Nueva York y Wisconsin en 1882 [48] 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, año en el que se realiza la célebre instalación de transporte de energía eléctrica, entre la central de Laufen y la Exposición Internacional Electrotécnica en Francfort a una distancia de 175 km con un rendimiento del 83%, dando inicio al primer sistema de Generación Centralizada, teniendo como precedente los estudios inicialmente realizados por Deprez, (entre 1882 y 1886) y



Fontaine (1886) para 75 y 30 km respectivamente, con rendimiento inferior al 50%, debido a que el nivel de tensión que se alcanzaba hacía inviable el transporte de energía fuera de la zona de generación

Posteriormente el desarrollo de la producción de energía eléctrica se estructuró con generadores de corriente alterna y transformadores patentizado por Gualad y Gibbs (1882 y 1884), bajo estas condiciones, desapareció el concepto de Generación Distribuida [81] [89].

Actualmente, los Sistemas de Generación Centralizada que abastecen la demanda de energía eléctrica de 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, con una configuración característica que cuenta con cuatro niveles esenciales: generación, transmisión, distribución y consumo. Este esquema de flujo de energía y abastecimiento de la demanda eléctrica surge principalmente por el hecho de la existencia de economías de escala al nivel de generación, las cuales se derivan del crecimiento de la eficiencia, producto del aumento de la potencia de los generadores. Estas economías de escala han fundamentado por largo tiempo la estructura actual de la Generación Centralizada, al ser más conveniente desde un punto de vista económico. Por lo que la tendencia de tener pequeñas unidades de generación cercanas a los puntos de consumo, dejó de ser considerada, hasta que en el año 1973 la crisis energética mundial, mostró la interdependencia global que cuestiona el estilo de vida de los países desarrollados y su crecimiento desenfrenado de la demanda energética [40][77], marco propicio para la búsqueda de alternativas tecnológicas que aseguran, por un lado, el suministro oportuno y la calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales. La Generación Distribuida comenzó a representar un cambio en el paradigma de la Generación Centralizada [21][40],[77] frente a las necesidades de continuidad del servicio eléctrico y el crecimiento de la demanda eléctrica y la reducción de los efectos de los factores energéticos y ecológicos.

Por la importancia de la necesidad de disminuir el impacto ambiental del consumo energético mundial, principalmente las emisiones a la atmósfera y los cambios climáticos globales, en 1992 en la Cumbre de Río, quedó claramente establecida la relación medio ambiente-desarrollo (en el sentido de que la protección del medio ambiente no puede significar la preservación de la pobreza y el subdesarrollo, y que la búsqueda del desarrollo no puede significar la destrucción del ecosistema terrestre), por lo que se reclamó la necesidad de adaptar modelos y procesos de desarrollo sostenible. El Convenio Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático del 1992, puesta en vigor a



partir del 1994, con compromisos como el Protocolo de Kioto en 1997, que estableció los acuerdos internacionales suscritos en relación con la promoción de energías renovables y la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera [7][27] que estipula que los países firmantes deben reducir sus emisiones de gases hasta los niveles correspondiente a un 5% por debajo de los existentes en el año 1990, para el período 2008-2012 [86]. En este mecanismo de desarrollo sostenible, todos los países comprometidos deben reducir las emisiones a través del diseño y ejecución de proyectos energéticos, que contribuyan a acelerar la penetración de las energías renovables y la Generación Distribuida en cualquier lugar en el que estas puedan ser explotadas.

En la Conferencia Internacional de Sistemas Eléctricos de Alto Voltaje (CIGRE- International Conference on High Voltage Electric Systems) (1999) se pudo constatar que se había incrementado el porcentaje de la potencia instalada en GD, en relación con la capacidad total instalada: en Dinamarca y Holanda hasta un 37%, en Australia, Bélgica, Polonia, España y Alemania un 15% y en Estados Unidos el 5%, para este último el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI- Electric Power Resource Instituted) y la Fundación de Gas Natural (NGF- Natural Gas Foundation) previeron que para el 2010 se alcanzará del 15% al 30%. Para los países desarrollados la Agencia Internacional de Energía (IEA-International Energy Agency) establece que será el 50% del crecimiento de la demanda de energía eléctrica mundial en los próximos 20 años, equivalente a 7 millones de MW, donde el 15% de esta demanda le corresponderá a GD [7][86][89].

En los países de la Unión Europea en el 2007, el porcentaje de participación de energía eléctrica producida con GD alcanzó en Dinamarca un 46%, en Finlandia un 32%, Australia un 21% y Holanda disminuyó al 28% [53].

El desarrollo alcanzado por este paradigma en los países desarrollados en la actualidad es para resolver principalmente problemas de calidad del servicio y fiabilidad del suministro. A diferencia de los países en vía de desarrollo que deben explotar los sistemas de GD para satisfacer su creciente demanda eléctrica [34].

El sistema energético cubano es un ejemplo de ello, como lo demuestra la evolución histórica del sector electroenergético [5][14][37][82-85].



1.2.1 Desarrollo de la Generación Distribuida para las condiciones de Cuba.

La crisis de 1973 no afectó el Sistema Electroenergético Nacional, sin embargo el derrumbe del campo socialista en 1990 y posterior a ello el período especial (1993 – 1996), provocaron el déficit energético que semiparalizó la industria y los servicios, obligando a reordenar las concepciones de la energética nacional y actuar en la búsqueda de nuevos acuerdos, como los analizados en la Cumbre de Río 92 que constituían un compromiso a su vez condicionante al uso de las energías limpias [91]. En junio de 1993 se confeccionaron las líneas de trabajo contenidas en el Programa de Desarrollo de las Fuentes Nacionales de Energía presentado y aprobado por el Comité Ejecutivo del Consejo de Ministros, que fue elaborado por un grupo de trabajo presidido por la Comisión Nacional de Energía, en coordinación con la Junta Central de Planificación y la Academia de Ciencias, e integrado por organismos de la Administración Central del Estado, con la activa participación de los territorios y de cientos de especialistas y técnicos. En el 1994 se celebra en La Habana el Primer Taller Internacional de Energías Renovables Solar '94. En noviembre de ese año, se constituye la Sociedad Cubana para la Promoción de las Fuentes Renovables de Energía y el Respeto Ambiental (CUBASOLAR) [91][92].

En el V. Congreso del Partido Comunista de Cuba (1997) es discutido el problema energético cubano, llegándose a la conclusión de que lo más importante es lograr una alta eficiencia en los procesos, un máximo ahorro; así como desarrollar cada vez más el uso de las energías renovables. En ese mismo año en la Asamblea Nacional del Poder Popular se aprueba la Ley para la Protección del Medio Ambiente [91]. Se inicia el Programa de Ahorro de Electricidad en Cuba (PAEC) [5][92] como parte de la estrategia de desarrollo de la industria eléctrica, entre sus objetivos esta 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, en relación con esta el Ministerio de Educación en el curso 1997-1998 en coordinación con el Ministerio de la Industria Básica, comenzó a desarrollar el proyecto para el ahorro de electricidad denominado el Programa de Ahorro de Electricidad del Ministerio de Educación (PAEME) [5][92] para garantizar una toma de conciencia de la necesidad del uso racional de la energía eléctrica, su ahorro y la consecuente contribución de la protección del medio ambiente en el marco del desarrollo sostenible.

La crisis energética que enfrentó Cuba en el período 2004-2005 [21][93] no dejó mucho margen a la búsqueda de soluciones. En el 2004-2005 tras las averías de las termoeléctricas Lidio Ramón Pérez y Antonio Guiteras del país, que debilitaron el servicio del SEN, se realizó un estudio para



determinar la debilidades del mismo, que permitieron diseñar un conjunto de líneas estratégicas de la Revolución Energética liderada por el Comandante en Jefe Fidel Castro Ruz, que en enero del 2006 se implementaron a través de los 28 programas del Ministerio de la Industria Básica (MINBAS) 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 y tributan también al cumplimiento del Protocolo de Montreal, con el reemplazo de refrigeradores domésticos y acondicionadores de aire por otros que no utilizan CFC (CloroFluorCarbono).

El alcance de todas estas estrategias hasta el 2008 permitieron la introducción del modelo de GD de [61][94] la mayoría de estas instalaciones de Generación Distribuida con mayor capacidad en el país las constituyen Grupos Electrógenos (GE) que queman combustibles fósiles (diesel o fuel oil), sistemas que actualmente solucionan el problema de déficit de generación, pero encarecen la economía del país y el medioambiente.

El desarrollo alcanzado por la GD a nivel internacional y nacional, sus múltiples beneficios y aplicaciones [1][3][16][28][41][47][79][87][89] condicionaron el desarrollo de muchos conceptos para su definición.

1.2.2 Definiciones de Generación Distribuida.

La definición del concepto de GD, Generación Dispersa, Generación in-situ o Generación Descentralizada [90][95] varía de una institución a otra. Dentro de las definiciones que se pueden encontrar en la literatura relacionada [39][46][89][102] se muestran algunas de las más significativas:

1. La *generación distribuida* es:

No planeada centralmente.

Despacho diario no centralizado.

Conectado usualmente a la red de distribución.

Menores que 50 ó 100 MW.

2. La *generación distribuida* son pequeños generadores de electricidad modular colocados cerca de la carga cliente además puede permitir utilidades para disminuir o eliminar las inversiones costosas en la actualización de los sistemas de transmisión y distribución, y les proporciona buena calidad a los clientes, la energía es más fiable y proporciona un ambiente más limpio.



3. Las *Fuentes de Energía Distribuidas* (FED) se refieren a una variedad de pequeñas tecnologías modulares generadoras de potencia. Los sistemas de fuentes de energía distribuida tienen un rango en tamaño y capacidad de unos kW hasta 50 MW. Ellos comprenden un conjunto de tecnologías, ambos, el lado de suministro y el lado de demanda, que pueden localizarse en o cerca de dónde se usa la energía.
4. La definición de las *fuentes distribuidas* incluye la pequeña generación (1kW a 50MW) y/o dispositivos de almacenamiento de energía típicamente situados cerca de las cargas cliente o en subestaciones de subtransmisión y de distribución.
5. La *generación distribuida* es la colocación estratégica de pequeñas unidades generadoras de potencia (5 kW a 25 MW) en/o cerca de las cargas cliente. Situada al lado de los clientes, la generación distribuida puede usarse para manejar necesidades de servicio de energía o ayuda a aumentar la calidad de potencia y fiabilidad. Localizado en los sitios de utilidad como las subestaciones, la generación distribuida puede proporcionar apoyo a la red de transmisión y distribución (T&D) y extiende la posibilidad de entregar potencia a clientes en áreas restringidas. Las tecnologías de la generación distribuida incluyen fuentes tales como: las turbinas industriales de gas, las máquinas reversibles, las celdas de combustible, las microturbinas, la eólica, y fotovoltaica.
6. La *generación distribuida* como la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.

Analizando las definiciones anteriores, se puede confirmar que es muy difícil establecer un criterio común en lo que se refiere al rango de potencia. Además, no existe una definición de GD legalizada, sólo definiciones basadas en la capacidad de los sistemas de GD instalados en cada región. Por lo tanto, se propone la utilización de un rango de capacidad instalada que reúna a cada una de estas definiciones, establecido entre 1 kW y 100 MW.

Todo lo expuesto en los epígrafes anteriores implica que el conocimiento técnico y científico sobre GD está disperso y no está estructurado, que la aplicación de estos sistemas depende fundamentalmente de las necesidades de generación y de las características del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de cada territorio, aspectos imprescindibles para la explotación de estos sistemas.



1.3 Métodos normalizados para la estimación de la eficiencia operacional.

Actualmente no existe una base normativa internacional completa, pero se han normalizado métodos por los que se evalúa la eficiencia operacional en los Motores de Combustión Interna (MCI) y los Generadores Sincrónicos (GS) que conforman los GE, estas normas establecen consideraciones en cuanto a la potencia de salida en el GE, los valores de corrección de temperatura en el GS, y en el MCI el ajuste de potencia y consumo de combustible. De estas normas las principales y que serán objeto de estudio son: **ISO 8528-1, 8528-3 y 3046-1, DIN 6271-2 y NEMA MG1-22.**

La **ISO 8528-1** [43] editada por la “Internacional Organization for Standardization”, es extensamente aplicada en el mundo. Los métodos recomendados por esta clasifican como directos, pues se basan en la determinación de la potencia de salida del grupo electrógeno y con ella estimar la eficiencia operacional. Esta se determina para tres regímenes de explotación: (a) **operación continúa (COP)** (es la potencia que se entrega continuamente al 100 % de su capacidad nominal durante una cantidad ilimitada de horas al año, entre los períodos de mantenimiento declarados) esta se obtiene de la suma de los productos de la potencia de cada máquina, (b) **potencia principal (PRP)** (es la potencia máxima disponible para un rango de potencia variable que se puede entregar durante un número ilimitado de horas al año y al 100% de su capacidad nominal para un número limitado de horas al año, teniendo en cuenta los ciclos de mantenimiento) se calcula como la potencia media de las potencias ponderadas según el tiempo y (c) **potencia de emergencia** (es la potencia máxima que la máquina puede entregar durante un tiempo limitado, generalmente menos de 500 horas al año). Para cada uno de estos estados de operación se asume un valor fijo para regulación (10% capacidad de sobrecarga durante 1 hora en un período de 12 horas de funcionamiento). En los métodos enunciados para determinar la potencia de salida, no se tienen en cuenta para los cálculos, los tiempos de parada de las máquinas. Con esta norma ISO armoniza la norma nacional **DIN 6271-2** [22] aplicada en Alemania, en la que solo difiere en cuanto a la declaración de la potencia.

En todos los regímenes mencionados, para el cálculo de la potencia de salida, se deben tener en cuenta las condiciones ambientales normalizadas (presión barométrica total, humedad relativa temperatura del aire, temperatura del aire aspirado, altura sobre el nivel del mar), las condiciones ambientales del lugar donde se montará el GE, y además se debe cumplir con las normas **ISO 3046-1** [44], **ISO 8528-3** y la **IEC 34-1** está última desarrollada por la “Internacional Electrotechnical Comision” aplicada especialmente en los países europeos. En la que se señala según [45] que en



dependencia del tipo de servicio de trabajo (S1 o S10) y la clase de aislamiento del generador así se corregirán los valores de la temperatura en el GS (los valores de incremento de temperatura están referidos a una temperatura del ambiente de 40° C), aspectos que coinciden con la norma nacional **NEMA MG1-22** utilizada en los EEUU, aunque los valores obtenidos bajo esta norma arrojan resultados inferiores a los obtenidos en la ISO.

En la **ISO 3046-1** se establece un método directo para el ajuste de consumo de combustible y dos métodos para calcular el ajuste de potencia de salida en las máquinas primarias de los GE, para ello se cuenta con diez fórmulas referenciadas (métodos basados en los requerimientos definidos en ISO 15550) en cada una se definen cuatro coeficientes con los que se determina la potencia salida, de estas las denominadas **A, B, C y D** son para motores diesel de inyección directa con bomba de inyección lineal y bomba de inyección rotatoria, las seis restantes son para motores fuel oil.

El método A se emplea solo en motores diesel sin sobre-alimentación con una potencia limitada por la relación aire-combustible.

El método B también puede ser utilizado en motores diesel sin sobre-alimentación pero en este caso la potencia esta limitada por una carga térmica.

Los métodos C y D a diferencia de A y B se utilizan en motores diesel sobre-alimentados, sin enfriamiento o con refrigeración por aire, respectivamente. En ambos casos los motores son de cuatro tiempos con velocidades media y baja.

La norma además especifica las diferentes pruebas a realizar para el ajuste de potencia del motor, en la que es imprescindible la aplicación de estos métodos, si las condiciones ambientales del sitio son diferentes a las referenciadas. Se debe tener presente que ante un ajuste de potencia es necesario el ajuste del consumo de combustible en el motor, el cual también depende de las condiciones ambientales.

Un estudio detallado de los métodos presentes en estas normas nos permite plantear que las condiciones ambientales del territorio nacional no tienen influencia directa en la operación pero sí en la disponibilidad de los GE, como sucede en el municipio de Moa donde los métodos normalizados no son exactamente aplicables debido a que presenta un microclima. Por tanto los métodos que caracterizan el régimen de trabajo de los GE son los que no se cumplen para las condiciones de campo. Las principales limitantes del método están dadas por el déficit de generación cuando el sistema opera aislado del SEN y la no disponibilidad de equipos e instrumentos necesarios para efectuar determinadas mediciones y pruebas.



1.4. Herramientas computacionales y otras técnicas para la estimación de la eficiencia operacional.

También fue estudiada la información obtenida a partir de la documentación especializada [38], registros de operación del despacho [61], catálogos técnicos de equipos que componen la red [55][57][63], normas de explotación [30][73] y entrevistas con especialistas, métodos que se utilizan para establecer las condiciones que garantizan la operatividad eficiente de los GE y la toma de decisiones de los directivos y operadores de estas instalaciones. Entre las herramienta computacionales implementadas como soporte informático para la toma de decisiones en estas instalaciones se encuentran el **Sistema de Supervisión y Control de Procesos (Eros)** [56], es un sistema de adquisición de datos y supervisión (SCADA_ Supervision Control and Data Adquisition) que realiza un potente tratamiento estadístico y determinístico de las variables medidas, trabaja acoplado con diversos sistemas de colección de datos y se comunica con los dispositivos de medición mediante manejadores de comunicación (drivers), posee alarmas que notifican las fallas en la explotación y mantenimiento garantizando la seguridad de la toma de dato al operar individual los grupos o la instalación (emplazamiento o batería) en modo de manual o automático. Este SCADA permite al usuario entrar datos de mediciones opcionales, tal como el índice de consumo, de aceite, de líquido refrigerante, consumo de combustible del motor para mejorar el estimado de la eficiencia. El histórico que almacena los parámetros de explotación esta limitado por la capacidad de la memoria de la computadora por tanto, en la mayoría de los estudios no se tiene acceso a todos los datos necesarios y los datos almacenados no permiten un análisis detallado de la eficiencia de los grupos.

Anterior a este SCADA se tenía el **MVision** [17][68] con características muy parecidas, censaba más parámetros, pero a diferencia de este no guardaba un histórico por lo que no era factible para el estudio de la eficiencia.

El software **Power System eXplorer (PSX)** [59] es notable por su flexibilidad, baja invasividad y fácil uso. Este software se utiliza para estudios de regímenes, parte de los datos de chapa y operación de los elementos eléctricos de la instalación y datos de la carga instalada en cada hora para estimar la capacidad de la generación de los sistemas de GD en los regímenes paralelo e ISLA. Esta potente herramienta ha sido utilizada por los investigadores cubanos Abreu y col [34] y Castro y col [14] para determinar el comportamiento de la generación de los GE ante catástrofes o indisponibilidad del SEN. Hay que destacar que estos estudios se realizaron para los horarios pico



en sistema de GD en batería o Grupos Electrónicos Aislados (GEA) solamente, es decir, no analizan el caso de un microsistema y no definen los tipos de situaciones excepcionales, además los procedimientos desarrollados no estiman la operación de los GE diesel durante todo el tiempo que dure la situación excepcional.

Las herramientas mencionadas son valiosas para los especialistas que atienden en la empresa eléctrica el ahorro de energía o participan en la toma de decisiones, estas son limitadas si se desconocen las condiciones de la potencia demanda.

Todo lo expuesto anteriormente implica que se hayan desarrollado muchos métodos de optimización para la estimación de la eficiencia en estos sistemas y que se continúe investigando en este sentido.

1.5 Estado de Arte sobre las metodologías aplicadas en la determinación de la eficiencia operacional.

La solución adecuada es encontrar una herramienta o método capaz de simular la operación aislada de un sistema de GD y con esto determinar si la capacidad instalada satisface la demanda para todas las condiciones de la carga. El problema de simular la operación aislada de un sistema de GD se basa en comparar la respuesta del sistema frente a la demanda de la carga, principalmente en los horarios de máxima demanda. Usualmente las investigaciones se concentran en los aspectos relacionados con la detección de la ISLA, la fiabilidad, los costos y aplicaciones de las definiciones mencionadas en el epígrafe 1.2.2.

Sustentando estas ideas, muchos investigadores han contribuido con estudios intercalados sobre la utilización de métodos para la detección aislada de estos sistemas. De esta manera es abordada por Redfern y col [74] con el método de razón de cambio de la señal de potencia, Salman y col [75] con el método de razón de cambio del voltaje y el método modificado del factor de potencia, Alfonso y col [2] utilizan el método de razón de cambio de la frecuencia y como continuación de este trabajo Freitas y col [31] analizan la técnica del vector de salto y en [32] establecen un análisis comparativo entre la razón de cambio de la frecuencia y el vector de salto. Se debe señalar que Funabashi y col [33] en 2003 y Yin y col en 2004 [88] recogen y exponen detalles de las técnicas para la detección aislada de GD más utilizadas en sus bibliografías.

En investigaciones más recientes El-Arroudi y col [24] proponen el método de minería de datos para detectar la operación aislada de un sistema de GD para cualquier topología de red, nivel de penetración y condiciones de operación.



En este punto es importante enfatizar que ninguno de los trabajos anteriores consideran a un sistema de GD constituido por varios GE, solo se analiza la detección aislada en sistema híbrido o grupos electrógenos aislados, con el objetivo principal de mejorar la fiabilidad del sistema eléctrico al cual se conecte la unidad de GD.

Otros investigadores también en el 2003 y 2004 exploraron la alternativa de estimar el trabajo de los sistemas GD, entre los que se encuentra Hegazy y col [42] los mismos utilizaron la simulación de Monte Carlos para determinar la carga promedio no suministrada por unidad de GD para cada hora en el año, partiendo de los datos de la carga y de un modelo de estados de operación aleatoria de las unidades de GD con iguales capacidades y tecnologías. De manera similar, en la investigación de Su-Bae y col [78] evalúan la fiabilidad de trabajo de los sistemas eléctricos que tienen GD, obteniendo en horario de máxima demanda para un sistema eléctrico que opera solamente la GD, el costo de operación es superior cuando opera en *stand by* y al incorporar el índice de fiabilidad al costo de interrupciones del cliente, se disminuye el costo total de operación. Optimizando de esta forma la estrategia de operación propuesta para el sistema eléctrico.

A pesar de que en estos trabajos se analiza la operación de los sistemas de GD en paralelo e ISLA, se usan en [42] unidades para la generación de emergencia en industrias y en [78] la unidad de GD es de tecnología diferente a los sistemas de GD del objeto de investigación.

Debido a la importancia de los costos de estos sistemas, varios trabajos en el 2005 se concentraron en mejorar los costos de operación de GD e incrementar la fiabilidad del sistema eléctrico. Entre ellos Pipattansomporn y col en [72] con el uso del software C++ y un modelo genérico sugirieron cuál debe ser la tecnología, capacidad y tipo de GD apropiado para las empresas, para ello utilizaron los datos de [6][35][97- 100] lograron optimizar el costo total del ciclo vida de los sistemas de GD y el costo de las averías que incurren en el proyecto de vida de los sistemas de GD para diez años como término, también establecieron el tipo de tecnología, la cantidad y potencia de GD a conectar teniendo como referencia el índice de fiabilidad y además validaron estos resultados por medio de un análisis de sensibilidad. El-Khattam y col también [26] abordan la optimización de la toma de decisiones sobre las capacidades y localización de los sistemas de GD determinada de la relación costo–beneficio de la GD y del procedimiento heurístico propuesto, que minimiza la inversión y la relación de costo-mantenimiento y la venta de potencia. En un estudio parecido [25] los mismos autores además de minimizar la inversión de GD, minimizan la relación costo-mantenimiento y las ventas de potencia.



Siguiendo con los métodos de los sistemas inteligentes Celli y col [15] determinan el costo de la red eléctrica, las pérdidas de potencia, la energía no suministrada, la que necesita los consumidores teniendo en cuenta la capacidad y la tecnología, para ello utilizaron algoritmos evolutivos multiobjetivos.

Otros trabajos [12][23][76][78] anteriores al 2005 reportaron resultados parecidos, pero no utilizaron modelos de validación para sus propuestas, es decir, no se usa un método de validación como medida del beneficio a la fiabilidad del sistema eléctrico para sugerir la tecnología, la capacidad y el tipo de GD apropiada para la industria.

Como se aprecia en estas investigaciones no se analiza el tipo de operación de los sistemas de GD y aunque entre las tecnologías que se sugieren están los grupos electrógenos que usan como máquina primaria motor diesel, solo se plantea el uso de los mismos como grupos electrógenos aislados o de emergencia.

Pudiendo observar en la bibliografía consultada hasta este momento, los métodos utilizados en el mercado internacional para mejorar la eficiencia de los sistemas de GD, responden a las características y necesidades de los sistemas electroenergéticos del mundo desarrollado como se plantea en el acápite 1.2, a diferencia de los estudios realizados para la red nacional, los mismos están orientados especialmente a satisfacer demanda y mantener el trabajo eficiente de los grupos, es decir, garantizar la continuidad de servicio de la red con bajos costos de explotación.

Esta línea de investigación fue abordada en el 2006 por de Armas en el trabajo [19] que consistía en obtener las características operacionales y el despacho económico, partiendo de la determinación de los índices de consumo de las unidades de GE, validando los resultados obtenidos para condiciones reales de explotación, para ello diseño una red neuronal, entrenada para obtener los resultados esperados, para un factor de potencia de 0,8 y un factor de carga que osciló entre el 75 y el 100% en cada grupo, esta investigación simuló que para la explotación sin carga de estos sistemas los GE son eficientes ya que disminuye el índice de consumo. De manera similar en [62] Montero y col evaluaron para los mismos porcentajes de carga con ayuda del software Excel, el comportamiento de algunos parámetros del motor, obteniendo igual comportamiento en el índice de consumo que [19] aún con mediciones del consumo de combustible de menos precisión y confiabilidad.

En el 2007 de la Fé [21] realizó un estudio en la red eléctrica de transmisión Oriente Norte de Cuba donde analiza el efecto de los GE sobre los nodos críticos del sistema y el efecto de la energía dejada de servir del 2004 hasta el 2006 para ello utiliza el software profesional PSX con el que



demuestra que con los microsistemas de la provincia de Holguín, se puede operar la red aislada totalmente del SEN, cubriendo el 100% de su demanda; a excepción de la Industria del Niquelífera ubicada en el territorio moense.

Los resultados de este estudio fueron hasta el 2006 y efectivamente los GE conectados suplen la demanda de la provincia Holguín, estado que hasta el 2008 se sigue cumpliendo [80]. En una situación excepcional los GE operaran cada uno en función de satisfacer la demanda de la localidad donde están instalados según los procedimientos del departamento de regímenes de la Organización Básica Eléctrica (OBE). [36][66]

El trabajo [36] del 2007 así lo demuestra, Abreu y col simulan en el PSX las posibles variantes de operación de dos GEA ante catástrofe u otras causas. Teniendo en cuenta el régimen de los GEA y la estructura del sistema de distribución, propusieron varios procedimientos de operación de los GEA para suplir la demanda posible en cada caso. En el 2008, Castro y col [14] realizan un estudio del trabajo de GE en ISLA pero este caso con una batería de GE, donde obtuvieron que se satisface la demanda promedio o máxima, si se explotan todos los grupos o todos al 110% respectivamente, regímenes que no cumple con el factor de carga [41] y con lo normado ISO, evidenciándose que la eficiencia de operación de estos sistemas para el trabajo en ISLA en este caso es ineficiente, además de que toda la carga será alimentada procedimiento que no se cumple para las condiciones reales de explotación, si se desea simular el operación aislada de los GE según [51] como se analiza en [66]. Con el incremento de la experiencia en la explotación de estos sistemas se siguió investigando en [65][60][10][50][20][62] y un ejemplo del desarrollo alcanzado en este campo es la propuesta desarrollada en [13] de implementar un laboratorio para el estudio de estos sistemas en Cuba.

Aunque en estos tiempos la generación distribuida ha empezado a ser considerada un nuevo paradigma de generación de electricidad eficiente. Las operación de los grupos electrógenos en régimen ISLA en la práctica no es eficiente, al no estar definido un procedimiento eficaz. En estos momentos ninguno de los métodos abordados son adecuados para las condiciones de operación del sistema en estudio. Además en las investigaciones actuales es importante introducir más temáticas que aborden con profundidad los problemas de la operación aislada de los GE para las condiciones de explotación de la red nacional.



1.6 Fundamentos del trabajo de los Grupos Electrógenos Diesel en régimen ISLA.

En modo ISLA, la Batería alimenta un sector de consumidores que incluye además del municipio Moa, dos circuitos del municipio Sagua, se sincroniza con los emplazamientos de Sagua 2 y El Carmen. El emplazamiento de Sagua 2 está compuesto por 2 máquinas, una de 1,888 MW y otra de 0,920 MW, el mismo fue construido entre julio del 2005 y marzo del 2006, mientras que el del Carmen, está constituido por una sola máquina que tiene una potencia de 0,920 MW y se edificó entre octubre de 2005 y marzo de 2006 (*ver la Figura 1 Anexo 4*).

Para el trabajo en ISLA o isócrono se designa un GE como máquina líder en la batería, que realizará las operaciones de regulación de la frecuencia ante variaciones de carga dentro de un rango determinado. La designación de la máquina líder la realiza la automática y generalmente es la máquina #1. Si dentro del esquema de arranque no está contemplada la máquina #1, entonces se selecciona la 2 y así sucesivamente hasta la 8.

A la máquina líder se le prefijarán en su AGC (gobernador automático) lo siguiente:

- El valor del punto de potencia disponible por debajo del cual la automática decide arrancar otro GE.
- El tiempo luego del cual se realiza el punto anterior.
- El valor del punto de potencia disponible por encima del cual la automática decide parar un GE.
- El tiempo luego del cual se realiza el punto anterior.

El intervalo de potencia entre ambos puntos se conoce como reserva de potencia, y generalmente es de 1,2 MW. Es dentro de este intervalo de potencia que la máquina líder asumirá las variaciones de carga.

Si las variaciones de carga sobrepasan dichos valores de ajuste (de potencia y tiempo), entonces el SCADA (Eros) de la batería determina a qué GE conectar o desconectar, en dependencia de las horas de trabajo de cada uno de ellos.

Antes de conectar la Batería en modo ISLA, el Despachador de GD del despacho territorial o el de la Batería de GED informa el valor de la carga a alimentar. El interruptor totalizador debe estar abierto. Todos los GE reciben orden de arranque y se van sincronizando a una barra de 13,8 kV en dependencia de las horas de trabajo de cada uno de ellos, hasta alcanzar la potencia solicitada por el



despacho más el valor de la reserva de potencia. Los GE que puedan quedar sin sincronizar (de reserva) deben estar disponibles. (*ver el Anexo 2*).

Un grupo electrógeno está normalmente previsto para funcionar con un factor de potencia de 0,8 y puede, por tanto, alimentar la mayor parte de las cargas sin añadir un equipo de compensación de potencia reactiva.

El número de grupos (n) dependerá de la potencia demandada, pero también de la necesidad de mantenimiento periódico de uno de los GED, por lo que la energía demandada deberá poder quedar asegurada por (n -1) grupos, sin necesidad de desconexión de las cargas. La potencia de los grupos electrógenos debe escogerse de manera que estos funcionen al menos a un 50% de su carga nominal. Una tasa de carga menor es perjudicial para el grupo (un grupo electrógeno diesel cargado a menos del 30% girará en frío, dificultando una buena combustión y provocando una degradación rápida del aceite de lubricación) [18].

Cuando sincronizan la Batería y los emplazamientos de Sagua el sistema queda constituido por 11 máquinas alcanzando una potencia de 18,832 MW como se muestra en la tabla 1.1.

TABLA 1.1
DATOS NOMINALES DE LA BATERÍA DE GED Y LOS GEA DE SAGUA

GE	Datos nominales		
	MVA nom	F.P nom	MW nom
8 GE(Batería)	18,880	0,8	15,104
1 GEA Sagua 1	2,360	0,8	1,888
1 GEA Sagua 2	1,150	0,8	0,92
1 GEA El Carmen	1,150	0,8	0,92
Total: 11 Máquinas	23,540	-	18,832

Se debe examinar además las condiciones de funcionamiento con (n -2), este podría ser el caso de avería de un grupo cuando una de las máquinas ya está parada por mantenimiento. El mayor factor de carga inicial que puede utilizarse con n grupos instalados de manera que no se necesite la desconexión de cargas no prioritarias cuando (n -2) grupos funcionan, puede deducirse de la expresión:



$$F = \frac{n-2}{n-1} \quad (1.1)$$

donde:

F: es el factor de carga [18]

En nuestro caso, que tenemos una batería con 8 grupos:

$$F = \frac{8-2}{8-1} = \frac{6}{7} = 0,857 \quad (1.2)$$

el factor de carga más elevado para $n = 8$ será de 85,7%, es decir, se trabajaría con 6 máquinas a este factor de carga, entregando una potencia de 9,708 MW que sumado con los GEA del municipio Sagua daría una potencia total de **13,436 MW**.

Durante el funcionamiento normal todos estos interruptores automáticos entre barra están cerrados y como la alimentación eléctrica producida a nivel local es normalmente mucho menos potente que la alimentación eléctrica del SEN. Se requiere para mantener la estabilidad del sistema durante las condiciones de emergencia, de un sistema de desconexión automática de cargas o desenganche.

En el caso de necesitar desconectar un circuito de distribución, la OBE tiene definido cuál es el Esquema de Operación de la Subestación Moa 110 kV y las Vía libres de la Batería [67] ya que los GEA se conectan cuando no existe reserva en la Batería, por tanto, es imprescindible conocer las características del SEP de Moa.

1.7 Descripción del Sistema Eléctrico de Potencia de Moa.

El suministro de energía del SEP del territorio moense proviene de la subestación de Cueto (a una distancia de 125 km), con un nivel de tensión de 220 kV hasta la subestación ubicada en Punta Gorda, donde se reduce la tensión a 110 kV. Desde allí se alimentan las Empresas Cmdte Ernesto Che Guevara (110 kV) y la Moa Níquel SA (110 kV), una línea que va para la Subestación 110 kV de Baracoa y otro doble circuito hasta la subestación Moa 110 kV y un sistema de GD en batería de GED unificada al SEN, que alimenta 10 circuitos residenciales, por más de 87,465 km de líneas eléctricas para un total de 21 819 núcleos, con 75 061 consumidores, desde estas subestaciones se alimentan los objetivos industriales y sociales que cuentan con Grupos Electrógenos de Emergencia (GEE).



1.7.1 Características de la Batería de Grupos Electrógenos Diesel de Moa.

La Batería de Grupos Electrógenos Diesel del municipio Moa, fue construida entre noviembre del 2005 y enero del año 2006 en que se pone en funcionamiento. Su objeto social es suministrar energía eléctrica a los consumidores residenciales en apoyo al Sistema Electroenergético Nacional (SEN). Cuenta con un total de 13 trabajadores vinculados directamente con el proceso de producción, de ellos un jefe de zona, un jefe de emplazamiento, nueve operadores de grupos electrógenos y dos operadores encargados de la recepción del combustible diesel. Esta instalación ocupa un área de 9450 m², está ubicada al sur de la carretera Moa –Sagua de Tánamo, a 1,5 km del poblado Los Pinos de Centeno. Limita al este con la Subestación de 110 kV, al sur con una zona despoblada conocida como barrio Nengón, y al oeste con un afluente del río Cabaña. En su proceso tecnológico intervienen una estación de combustible con cinco tanques para la recepción del diesel, ubicados a 2 m de altura, de capacidad 100 m³ cada uno, de los cuales se utiliza uno para las operaciones y los cuatro restantes se encargan de almacenar el combustible, el cual llega a la Batería de GED por medio de carros cisternas, este es succionado de la paila por una bomba de recepción de 60 m³/h a una presión de 2,5 bar, pasando por un filtro (estos tienen un manómetro antes y después de ellos para medir la diferencia de presión y para determinar el grado de suciedad) después es impulsado por los impelentes de la bomba receptora hacia los cuatro tanques de recepción a través de una válvula por medio de un cabezal con dos secciones y válvulas independientes, lo que permite el llenado de los tanques en cada sección. Estos depósitos suministran el combustible a una estación centrífuga de bombeo, la cual es la encargada de separar el agua y los productos sólidos del combustible, por diferencia de densidad, hasta alcanzar una concentración de 300 partes por millón (ppm) de los sólidos y 0% de agua. El agua que sale de la centrífuga se drena a la red fluvial mientras que los líquidos oleaginosos que esta separa se depositan en un tanque, de este se succiona su contenido con una bomba de desplazamiento positivo de tornillos de 2 m³/h hacia los tanques de recepción, donde también se vierten todo los derrames del sistema (del cubeto, de los drenajes y el aparcadero de las pailas). El combustible limpio que sale de la centrífuga es succionado por dos bombas de impulso a una presión de 2,5 bar hacia el tanque de operación, de este se envía hacia los ocho tanques de uso diario (cuatro por cada sección) con capacidad de 2000 L. Este combustible llega con una presión de 0,15 atm a la succión de la bomba eléctrica (y una bomba manual para caso de avería) que se encuentran en cada una de las ocho unidades generadoras, las mismas tienen un sistema automático para cuando el nivel de estos tanques está al 40% de su capacidad, arranquen



automáticamente pasando el combustible a un filtro y luego a cada motor de combustión interna diesel. En los ocho Motores de Combustión Interna se quema el combustible a través de los procesos del ciclo de trabajo: admisión, compresión, explosión o fuerza y escape, el combustible (diesel) que se quema se convierte en energía mecánica útil, para generar una potencia de 1990 kW. Estos motores diesel son estacionarios, de cuatro tiempos, con dieciséis cilindros. Poseen un sistema de enfriamiento con aire y con líquido refrigerante. La refrigeración directa con aire se emplea en motores Diesel con potencias de hasta 200 kW y la cantidad de aire de refrigeración ronda los 70 m³/kWh. Tienen además un sistema de regulación: que controla el motor, vigila los estado operativos, la velocidad de rotación (en dependencia del estado operativo), y visualiza los estados de funcionamiento erróneos (códigos de fallo), además de tener un sistema de inducción o aspiración que suministra aire limpio al motor a la temperatura y cantidad correcta, cuenta también con un sistema de lubricación que reduce la fricción entre las partes móviles del motor, y un sistema para el combustible que lo regula y transporta en tiempo y con suficiente presión a la cámara de combustible de cada cilindro. Además cuenta con una Unidad de Control del Motor (ECU) en el Sistema de Gestión del Motor (MDEC), que garantiza la operatividad y protege al motor. La transformación de la energía mecánica que inyectan estos motores en energía eléctrica ocurre en los ocho generadores que componen la Batería, los cuales son sincrónicos, trifásicos, tetrapolares, con una potencia activa al 75% de 1,416 MW y nominal de 1,888 MW. El rotor de cada una de estas máquinas está directamente acoplado al eje de los MCI, por lo que gira a la misma velocidad que estos, es decir, a 1800 r.p.m. Tiene un sistema de enfriamiento por aire, además de tener un sistema autoexcitado que mantiene una excitación constante en dependencia de la demanda de la carga. Están asegurados por treinta protecciones que garantizan la seguridad de estos. Una vez garantizado la velocidad sincrónica y teniendo como referencia el voltaje, frecuencia, y la secuencia de fase, los generadores se sincronizan (presentan dos modos de sincronización en paralelo o en isla cerrando los interruptores que los enlazan a los transformadores de 0,48/13,8 kV, que son los encargados de elevar la tensión de 0,48 kV a 13,8 kV, con una potencia de 2,5 MVA, alimentan a través de un sistema trifásico de barras ocho paneles (K02 a K09), que se encuentran dentro de un Contenedor de Media Tensión (MV) de 13,8 kV. Los interruptores que están en estos paneles son los que enlazan con la barra totalizadora y esta posee un interruptor totalizador (K10) que enlaza con el transformador de fuerza de 20 MVA, que es el encargado de elevar la tensión de 13,8 kV a 34,5 kV para la entrega de la energía eléctrica a la subestación de 110 kV que alimenta la red de distribución



del municipio Moa. También se alimenta de este un transformador reductor para el Uso de Planta de 13,8/0,48 kV, con una potencia de 0,25 MVA, para la alimentación de cargadores de baterías, ventiladores del transformador de fuerza de 20 MVA y el suministro del sistema de control (gobierna todas las operaciones y las toma de decisiones del sistema de generación) en el Contenedor de Media Tensión. Además existen tres transformadores monofásicos de 13,8/0,240/0,120 kV, con una potencia de 37,5 kVA cada uno, que se conectan del transformador reductor para alimentar el Panel General de Distribución (PGD) y energizar los equipos del alumbrado, las garitas, las bombas centrífugas, las bombas de succión del diesel y las casetas de los interruptores (*ver en Anexo 1 la Figura 1*)

1.7.1.1 Estructura técnica de la Batería de Grupos Electrónicos Diesel de Moa.

Datos Técnicos:

Motores Diesel:

- ✓ Denominación del motor: 16V4000 G81, marca MTU, Alemania.
- ✓ Números de cilindros: 16.
- ✓ Temperatura del aire de aspiración: 25 °C.
- ✓ Temperatura del líquido refrigerante del aire de carga: 55 °C.
- ✓ Presión barométrica: 1000 mbar.
- ✓ Números de revoluciones nominal del motor: 1880 r.p.m.
- ✓ Potencia continua, con sobrecarga de un 10% de la potencia de diseño: 1990 kW.
- ✓ ISO: 3046/1.
- ✓ Enfriamiento: Líquido refrigerante (con aditivos anticorrosivos y antiespumantes).

Generador Sincrónico:

- ✓ Tipo MJB 500 MB4, marca Marrelli de fabricación Italiana.
- ✓ Generador sincrónico trifásico.
- ✓ Cantidad de polos: 4 polos.
- ✓ Temperatura ambiente: 40°C.
- ✓ Factor de potencia: 0,8.
- ✓ Frecuencia: 60Hz.
- ✓ Voltaje nominal: 480V.
- ✓ Corriente nominal: 2839 A.
- ✓ Potencia aparente: 2360 kVA.



- ✓ Potencia activa: 1888 kW.
- ✓ Eficiencia: 96,1%.
- ✓ Enfriamiento: por aire.

Transformador Elevador:

- ✓ Conexión interna de los devanados: Δ / Y_n .
- ✓ Voltaje del primario: 480 V.
- ✓ Voltaje del secundario: 13,8 kV.
- ✓ Potencia: 2,5 MVA.
- ✓ Enfriamiento: por aceite y por aire.
- ✓ Corriente nominal: 104,7 A.

Transformador Uso de Planta a 440 V:

- ✓ Conexión interna de los devanados: Y_n / Δ .
- ✓ Voltaje del primario: 13,8 kV.
- ✓ Voltaje del secundario: 440 V.
- ✓ Potencia: 250 kVA.
- ✓ Enfriamiento: por aceite.
- ✓ Corriente nominal: 301,1 A.

Transformador Uso Planta:

- ✓ Conexión interna de los devanados: Y_n / Δ .
- ✓ Voltaje del primario: 7620 V.
- ✓ Voltaje del secundario: 120/240 V.
- ✓ Potencia: 37,5 kVA.
- ✓ Enfriamiento: por aceite.
- ✓ Corriente nominal: 156,2 A

Transformador de Fuerza:

- ✓ Conexión interna de los devanados: Y_n / Δ .
- ✓ Voltaje del primario: 13,8 kV.
- ✓ Voltaje del secundario: 34,5 kV.
- ✓ Potencia: 20 MVA.
- ✓ Enfriamiento: por aceite y aire forzado.
- ✓ Corriente nominal: 857 A.



1.7.2 Características de la Subestación Moa 110 kV.

La Subestación de Centeno (Moa 110 kV) está ubicada en el km 3 de la carretera Moa-Sagua, la misma es la encargada de suministrar energía a los circuitos residenciales y algunos industriales pertenecientes al municipio Moa, Sagua y Frank País. Se alimenta a través de los interruptores definidos como PG 109 Y PG 112 por una línea doble circuito desde la subestación de 220 kV, localizada en la localidad de Punta Gorda. Alimentación que llega por 110 kV hasta los interruptores 8200 y 8205 donde se energizan los transformadores de fuerza T1 y T2 respectivamente, transformadores de 25 MVA encargados de reducir el voltaje de 110 kV a 34,5 kV. El transformador T1 se encarga de alimentar la Barra 1, que cuenta con tres interruptores incluyendo el totalizador 6165, todos de Hexafluoruro de Azufre (SF₆), dentro de los cuales se encuentran el 6150 alimentando el Combinado Mecánico, el 6155 encargado de suministrarle energía a la subestación Rusky y el 6160 a la subestación Moa Vieja, principalmente. El T2 que se encarga de la Barra 2, la cual cuenta con tres interruptores de SF₆ para su mejor funcionamiento los cuales están distribuidos de la forma siguiente: 6510 como totalizador, el 6515 entrega energía a parte del Combinado Mecánico y Lácteo, la subestación Vivienda Checa esta energizada a través del 6520 y el 6525 se encarga de enviar la energía a Sagua y Frank País, el 6530 alimenta la barra auxiliar la que es utilizada como enlace o desvío permitiendo las manipulaciones y reparaciones en uno de los transformadores (ver en Anexo 2 la Figura 1)

1.7.3 Características de las líneas de subtransmisión de Moa.

Las líneas de subtransmisión que parten de la subestación Moa 110 kV tienen las siguientes características:

TABLA 1.2
CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.

Interruptor	Línea	Long(km)	Tipo/Cond
6160	Moa 110kV-Moa Vieja	2.5	AC150
6150	Moa 110kV-Rusky	12.001	AC-150
6515/6155	Moa 110 kV- Bombeo	11.151	AC-150
6515/6155	Moa 110 kV- Potabiliza	10.531	AC-150
6510/6515	Moa 110 kV- CeproNike	3.1	AC150
6510/6515	Moa 110 kV- Pasteriza	3.7	AC35
6155/6515	Moa 110 kV-Comb Mec	4.65	ACSR-150
6525	Moa 110 kV- Sagua	65.724	AC-150,AC-70,Cu2/0
6520	Moa 110 kV- V.Checa	4.854	AC-150



De estas seis líneas principales se derivan las siguientes subestaciones encargadas de la distribución hacia los circuitos residenciales, las que cuentan con los siguientes datos, como se muestra a continuación.

TABLA 1.3
INTERRUPTOR 6150: LTE 34,5 kV CENTENO.

Subestación	Voltaje (kV)	Capacidad (kVA)
Combinado Mecánico	34,5/ 10.5	2 x 10000

TABLA 1.4
INTERRUPTOR 6155: LTE 34,5 kV CENTENO – BOMBEO - POTABILIZADORA

Subestación	Voltaje (kV)	Capacidad (kVA)
Potabilizadora	34,5/0,480	2 x 1000
Bombeo de Moa	34,5/6,3	2 x 2600
La Rusky	34,5/13,8	4000

TABLA 1.5
INTERRUPTOR 6160: LTE 34,5 kV CENTENO – MOA VIEJA.

Subestación	Voltaje (kV)	Capacidad (kVA)
Moa Vieja	34,5/13,8	6300

TABLA 1.6
INTERRUPTOR 6515: LTE 34,5 kV CENTENO - COMBINADO MECANICO - POTABILIZADORA

Subestación	Voltaje (kV)	Capacidad (kVA)
Combinado Mecánico	34,5/10,5	2 x 10000
Pasteurizadora	34,5/0,48	500
Ceproníquel	34,5/0,220	250
Potabilizadora	34,5/0,480	2 x 1000
Bombeo de Moa	34,5/6,3	2 x 2600

TABLA 1.7
INTERRUPTOR 6520: LTE 34,5 kV CENTENO – VIVIENDA CHECA

Subestación	Voltaje (kV)	Capacidad (kVA)
Vivienda Checa	34,5/13,8	4000
Expansión	34,5/0,48	1750

TABLA 1.8
INTERRUPTOR 6525: LTE 34,5 kV CENTENO – SAGUA

Subestación	Voltaje (kV)	Capacidad (kVA)
Miraflores	34,5/4,16	1000
Farallones	34,5/4,16	2 x 330
Cayo Chiquito	34,5/2,4	50
Los Indios	34,5/13,8	1600
Bombeo Juan Díaz	34,5/13,8	500
Sagua 2	34,5/13,8	4000
El Carmen	34,5/13,8	1600
Sagua 1	34,5/4,16	2600
Fábrica de refrescos	34,5/0,48	750

De las 18 subestaciones excepto la conocida por Cayo Chiquito cuentan con dispositivos modernos de protección y analizadores Nu-Lec, acción que ha permitido mejorar los índices de protección de las instalaciones del territorio y de sus 10 circuitos de distribución.

1.7.4 Características de los circuitos de distribución de Moa.

La UEB Moa situada en el municipio de Moa, al noreste de la provincia de Holguín, atiende a 630 km de líneas en los municipios de Moa, Sagua de Tánamo y Frank País. La UEB cuenta con 2 subcentros, 3 sucursales, 1 subestación de 110 kV y 18 de subtransmisión, tiene instalados 1134 transformadores de distribución y una red de líneas eléctricas con 57,08 km de transmisión, 88 km de subtransmisión y 144,145 km de distribución. Posee 35 Grupos Electrónicos de Emergencia



(GEE) instalados en objetivos importantes del territorio moense, 27 por los programas de la Revolución Energética y 8 que no forman parte de este programa. La UEB Moa tiene como misión la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica con calidad y eficiencia, de forma tal que satisfaga las exigencias de los clientes, con una plantilla de un personal calificado y especializado para solucionar deficiencias e interrupciones y prestar servicios de post-venta.

Las características de las líneas de distribución de los circuitos del municipio, se presentan en la tabla 1.9.

TABLA 1.9
CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN.

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Interruptor	Longitud(km)	Calibre
Circuito 1 (Moa)	13.2	H4525	21.58	ACSR(35, 70, 150), AAA(79, 95), Cu(4, 6)
Circuito 2 (Caribe)	13.2	H030	12.555	ACSR(35, 70), AAA(78)
Circuito 3 (Vegueta, P. Gorda)	13.2	H140	14.895	ACSR(35, 70), AAA(78), Cu(6)
Circuito 9 (Vivienda Checa)	13.2	H545	7.805	ACSR(35, 70), AAA(78, 150)
Circuito 6 (Rolo Monterrey)	13.2	H136	13.03	ACSR(35, 70), AAA(78, 150)
Circuito 8 (Quemado Negro)	13.2	H1778	29.498	ACSR(35, 70), AAA(78), Cu(4)
Circuito 10 (Farallones)	4.16	H1858	16.285	ACSR(35, 70)
Circuito 7 (Centeno)	4.16	H1777	31.666	ACSR(35, 70), AAA(78, 95), Cu(4, 6)
Circuito 5 (Cayo Chiquito)	2.4		0.55	ACSR(35, 70), AAA(78)
Circuito 21 (Miraflores)	13.2	H945	6.85	ACSR(35, 70, 150), AAA(79, 95)

Los 35 centros que tiene grupos electrógenos de emergencia (GEE) se muestran a continuación en la tabla 1.10, los cuales solo entran en funcionamiento cuando el sistema es incapaz de satisfacer la demanda y procede a la desconexión de los circuitos donde se encuentren estos grupos de emergencia o si se presentara una situación excepcional (según el Capítulo 2 de la ley 75 de la defensa nacional referido a las Situaciones Excepcionales y la Directiva 1 del Vice-Presidente del Consejo Nacional) en el territorio para el cual la potencia instalada en los sistemas de GD no sea capaz de suplir la demanda.

Las características de los GEE se presentan en la tabla 1.10.

TABLA 1.10
CARACTERÍSTICAS DE LOS GEE DE MOA

GEE DE LOS PROGRAMAS DE LA REVOLUCION ENERG.	Potencia Aparente (kVA)	Factor de Potencia F.P	Potencia Activa (kW)
Combinado Mecánico	618	0.8	494.4
Hospital Guillermo Luis	1200	0.8	960



Combinado Lácteo	300	0.8	240
CTV Miraflores	150	0.8	120
Derivadora Moa	150	0.8	120
Hospital Pediátrico	120	0.8	96
Policlínico Rolo	60	0.8	48
Policlínico Las Coloradas	60	0.8	48
Puerto Moa	100	0.8	80
Panadería Centeno	75	0.8	60
Gasificador oxígeno	60	0.8	48
Empresa Cubana de Pan	45	0.8	36
SUP 220kV Punta Gorda	125	0.8	100
Centro Superv y control	25	0.8	20
Centro Trans. O. Media	25	0.8	20
Panadería La Melba	25	0.8	20
Centro Elaborac Aliment	20	0.8	16
Emisora La Voz del Níquel	20	0.8	16
Comunitaria TV	10	0.8	8
Estación Sismología	6	0.8	4.8
Panadería Moa	75	0.8	60
Panadería Miraflores	94	0.8	75
Bombeo Punta Gorda	45	0.8	36
Hotel	425	0.8	340
Tele Centro Moa	25	0.8	20
La Melba	100	0.8	80
Calentura	47	0.8	38
Total	3960	-	613
OTROS GEE			
Servi-Centro Moa	41	0.8	33
Torres de Miraflores	41	0.8	33



Cubacel Vijía	28	0.8	22
CT Punta Gorda	35	0.8	28
Centro Técnico (Etecsa)	31	0.8	25
Tienda Caribe-Moa	31	0.8	25
OM Caribe	18	0.8	15
Tienda Mayorista Moa	56	0.8	45
Total	281	-	226

1.7.4.1 Circuitos residenciales de los municipios Moa y Sagua .

Circuito 1: Es alimentado por la Subestación Moa Vieja, el cual comprende el centro de la ciudad, los repartos Armando Mestre, Los Mangos, Haití Chiquito, La Laguna y 5 de Diciembre. Este cuenta con 198 transformadores para una capacidad de 8286,5 kVA. El mismo posee conexión con el circuito 2 a través del dispositivo 2030 y con el circuito 9 a través del desconectivo 2050 y es posible la interconexión con el circuito 6. (ver en Anexo3 la Figura 1).

Circuito 2: Energizado por la Subestación Moa Vieja. El mismo se extiende por todo el reparto Caribe, una porción al este noreste de la Avenida Mariana Grajales, así como también el ISMM y comunales. Integrado por 113 transformadores para un total de 5578 kVA. Este se puede conectar con los circuitos 1 y 9 a través de sus desconectivos y con el 21 (ver en Anexo 3 la Figura 2).

Circuito 3: El mismo está encargado de alimentar el sector residencial de Punta Gorda, La Veguita y los pozos de agua potable, es energizado por la Subestación Rusky posee un total de 45 transformadores, haciendo entrega de 3303,5 kVA de capacidad de distribución. A través del enlace H1770 es posible la conexión con el interruptor que alimenta al circuito 6.

Circuito 5: A través de la Subestación de Cayo Chiquito es alimentado el poblado del mismo nombre, donde se utilizan 3 transformadores que entregan una potencia de 90 kVA.

Circuito 6: La Subestación Rusky es la encargada de energizar el reparto Rolo Monterrey muy cercano a objetivos económicos de gran importancia como son la fábrica Moa Níquel SA y el Puerto, las cuales tienen una conexión a través del circuito especial OH2, que se extiende por las



calles principales del reparto. El circuito 6 cuenta con 71 transformadores para una capacidad de 2560 kVA.(*ver en Anexo 3 la Figura 3*)

Circuito 7: Alimentado por la Subestación Miraflores, suministrándole energía eléctrica a los poblados de Centeno y Pueblo Nuevo. Para lo que se emplean 56 transformadores para un total de 2162,6 kVA.(*ver en Anexo 3 la Fig 4*).

Circuito 8: Se alimenta por medio de la Subestación de Quemado del Negro, la que está encargada de hacer llegar la energía eléctrica al pueblo de Yamanigüey, a través de 38 transformadores para una potencia de 1255 kVA.

Circuito 9: Se extiende por los repartos Atlántico, Vivienda Checa, una parte de las Coloradas Nuevas y desde las Coloradas Viejas hasta la Empresa pesquera. La Subestación Vivienda Checa es la encargada de alimentar a este circuito. Encontrándose en el mismo 75 transformadores para una capacidad de 2978 kVA. Se conecta entre sí con el circuito 21 y el 2 (*ver en Anexo 3 la Figura 5*)

Circuito 10: Comprende los territorios de Cayo Grande y Farallones, se alimenta desde la Subestación de Farallones, para lo cual emplea 8 transformadores que suman un total de 185 kVA.

Circuito 21: Este circuito es energizado por la Subestación Vivienda Checa. Cuenta con 82 transformadores, cuyas potencias alcanzan los 4522,5 kVA, estos se reparten por todo el reparto Miraflores y una porción del reparto Coloradas Nuevas, llegando una de sus ramificaciones hasta el Hospital Guillermo Luis, que además posee generación propia para casos de emergencia. También comprende el Triángulo del Caribe y posee conexión con los circuitos 2 y 9.

Los circuitos residenciales del municipio Sagua (12 y 18) que alimentan los GEA la capacidad total instalada en los transformadores de distribución es de 8950 kVA

En resumen, los transformadores de los circuitos de distribución residencial, que son alimentados por la subestación Moa 110 kV de Centeno, pertenecen al municipio Moa y los de Sagua, suman una potencia de distribución equivalente a **39871,1 kVA**.



Los circuitos residenciales de Moa que cuentan con algunos clientes de primera categoría residenciales, usuarios que ante las diferentes situaciones excepcionales que se puedan presentar en el municipio deben ser alimentados por el microsistema por su importancia económica, política y social.

TABLA 1.11
CLIENTES DE PRIMERA CATEGORÍA DEL MUNICIPIO MOA

Clientes de primera categoría				
Denominación		Cto #	Subestación	Potencia (kVA)
Combinado Lácteo		6515	LÁCTEO	1x1000
Combinado Mecánico		6515	CMN	2x10000
ECRIN		6515	CMN	2x1000
Taller de maquinado CMN		Int. 6515	CMN	2x10000
Sala de compresores CMN		Int. 6515	CMN	2x10000
Planta de Oxígeno CMN		Int. 6515	CMN	2x10000
Derivadora Moa		Int 6515	Moa 110 kV	1x1000
CECYC		PSA	110 PSA	1x10000
Empresa PSA		PSA	CMN	1x100000
Zona 1 Gastronomía ESUNI		PSA	110 PSA	1x1000
Presa Nuevo Mundo		PSA	PSA	1x40
Puerto Moa		PSA	PSA	2x1000
Zona 2 Gastronomía ESUNI		CMN	CMN	1x10000
Zona 3 Gastronomía ESUNI		CHE	CHE	1x1000
Empresa Ché Guevara		PG101	CHE	2x10000
Sub.110 kV		SUB.110 KV	SUB.110 KV	2x25
Empresa Cromo		CTO BARACOA	BARACOA	1x650
Clientes de primera categoría dentro de los circuitos residenciales del municipio				
Denominación	Dirección	Cto #	Subestación	Potencia (kVA)
Hospital Guillermo Luis	Caribe	CTO 9	V. CHECA	1x1000



Hospital Pediátrico	Rolo	CTO 6	RUSKY	1x160
Policlínico Rolo	Rolo	CTO 6	RUSKY	2x37,5
Policlínico Las Coloradas	Las Coloradas	CTO 9	V.CHECA	2x37,5
Bombeo Veguita	Veguita	CTO 3	RUSKY	2x10000
Bombeo Punta Gorda	Punta Gorda	CTO 3	Q. DEL NEGRO	2x25
Mayorista Alimentos (Frigorífico)	Ave Universidad	CTO1	MOA VIEJA	1x160
Fábrica Productora de Alimentos ESUNI	Rolo	CTO 6	RUSKY	1x100
Productora de Alimentos	Armando Mestre	CTO1	MOA VIEJA	1x50/1x25
Empresa Cuba del Pan	Moa Centro	CTO 1	MOA VIEJA	2x50
Panadería Miraflores	Miraflores	CTO 9	V.CHECA	3x25
Panadería Centeno	Miraflores	CTO 7	MIRAFLORES	3x25
Acopio	Ave Universidad	CTO2	MOA VIEJA	2x25
Pesca	Atlántico	CTO 9	V. CHECA	1x40
Almacenes EMA	Ave Universidad	CTO1	MOA VIEJA	1x25
Almacenes ESUNI	Rolo	CTO 6	RUSKY	1x100
Empresa de transporte	Moa Centro	CTO1	MOA VIEJA	1x50/1x25
Transporte ESUNI	Ave Universidad	CTO 2	MOA VIEJA	1x50/1x25
Taller Transporte ESUNI	Ave Universidad	CTO 2	MOA VIEJA	1x100
Oficinas OBE	Moa Centro	CTO1	MOA VIEJA	1x37,5
Sector Militar	Rolo	CTO6	RUSKY	1x50/1x10
Medicamentos	Armando Mestre	CTO1	MOA VIEJA	1x50/1x25
Sectorial de salud	Rolo	CTO 6	MOA VIEJA	1x50/1x15
Oficina de Comercio	Moa Centro	CTO1	MOA VIEJA	1x50
Centro Telefónico	Moa Centro	CTO1	MOA VIEJA	1x63



BANDEC	Moa Centro	CTO1	MOA VIEJA	2x50
Radio Cuba-Voz del Níquel	Caribe	CTO 21	RUSKY	3x25
Tele Centro Municipal	Caribe	CTO 21	V.CHECA	3X50
Oficinas Comunales	Área de Universidad	CTO2	MOA VIEJA	1X25
Oficinas Acueducto	Ave Universidad	CTO2	MOA VIEJA	2X25
Higiene y Epidemiología	Rolo	CTO6	RUSKY	1x15
Importadora del Níquel	Carretera Sagua km 2	CTO 2	MOA VIEJA	1x500
Servicios Técnico Personales (Etecsa)	Aserrió	CTO2	MOA VIEJA	2x50
Fábrica Las Camariocas	Quemado del Negro	CTO8	CAME	1x100
Aeropuerto	Rolo	CTO6	RUSKY	3X25
Cupet	Puerto Moa	CTO6	RUSKY	2x15
Divet Sime	Las Coloradas	CTO 9	V. CHECA	1x25/1x15
Dirección ESUNI	Rolo	CTO 6	RUSKY	1x50/1x25
SERCONI	Rolo	CTO6	RUSKY	1x50/1x25
Mantenimiento ESUNI	Rolo	CTO 6	RUSKY	1x100
Oficinas Geominera	Punta Gorda	CTO3	MIRAFLORES	1x50/1x15
Transmisor TV	Alto Miraflores	CTO3	MIRAFLORES	1x100
Minit	Caribe	CTO 9	V.CHECA	1x75/1x50
Universidad	Las Coloradas	CTO 2	MOA.VIEJA	3x50
Hotel Miraflores	Las Coloradas	CTO 21	V. CHECA	250



Sectorial de cultura	Moa Centro	CTO 1	MOA.VIEJA	1x50/1x26
Tienda Caribe Moa	Las Coloradas	CTO 21	V. CHECA	3x37
Tienda Mayorista Moa	Moa Centro	CTO 1	MOA.VIEJA	3x37
Sectorial de educación	Ave. Areopuerto	CTO 1	MOA.VIEJA	1x50/1x15
INDER	Moa Centro	CTO 1	MOA.VIEJA	2x50
Centro forestal	Ave.Universidad	CTO 2	MOA.VIEJA	1x50/1x25
Cementerio	Atlántica	CTO 9	V. CHECA	1x15

De estos 69 objetivos de primera categoría, 52 se ubican en los circuitos residenciales y de ellos solo 17 poseen GEE, por lo que se debe con mayor razón mantener el fluido de forma interrumpida. Como se observa en la tabla anterior, el circuito 1 agrupa a 14 objetivos de primera categoría, sin incluir la sede del gobierno municipal y la UJC, que ante una situación debe trasladarse a otro sitio, el circuito 2 encierra 9 objetivos, el 3 abarca solo a 4, mientras el circuito 6 a 12, los circuitos 7 y 8 a 1, el circuito 9 a 7 y el 21 a 4.

De los principales circuitos residenciales del municipio Sagua (12 y 18), el primero de ellos es el que contiene un mayor número de objetivos de primera categoría para ese territorio: el Hospital, el policlínico, los 3 Bombeos de Juan Díaz y la panadería, el PCC, la emisora, el Banco Popular de Ahorro y la planta de asfalto, de estos 7 clientes solo los cuatros primeros poseen GEE. El circuito 18 contiene solamente el repetidor como principal objetivo. Ambos circuitos se alimentan de la subestación conocida como Sagua 2 que es donde se encuentra el emplazamiento de GED.

1.8 Conclusiones Parciales.

- ✓ En la bibliografía consultada se determinó que el conocimiento técnico-científico sobre los sistemas generación distribuida no esta estructurado y que la aplicación de estos depende de las características y necesidades de generación del sistema electroenergético territorial.
- ✓ Los métodos desarrollados para la evaluación y determinación de la eficiencia operacional de los sistemas de generación distribuida no incorporan los efectos de la operación aislada de los sistemas compuestos por batería de grupos electrógenos diesel. Este hecho debe ser



considerado cuando se propone evaluar el comportamiento de estas máquinas en condiciones de campo ante situaciones excepcionales.

- ✓ Ninguno de las herramientas computacionales empleadas para la determinación de la operación aislada en Cuba, se han diseñado para identificar el impacto de los sistemas de generación distribuida sobre la carga frente a una situación excepcional, por lo que presentan las mismas limitaciones en cuanto a su aplicación en ISLA.
- ✓ En la bibliografía estudiada las metodologías utilizadas para el estudio de los sistemas de GD no analizan la operación de microsistemas de grupos electrógenos diesel en régimen ISLA. Aspecto fundamental de los programas de mejoramiento energético de la red nacional que emplean estos sistemas de alta eficiencia para garantizar la generación distribuida de electricidad en los horarios pico y en situaciones excepcionales.
- ✓ La caracterización de la carga que será alimentada por el sistema de generación distribuida ante situaciones excepcionales, los clientes de 1ra categoría y los grupos electrógenos emergentes, nos permitió actualizar y ubicar por circuitos y subestaciones los clientes que se desconectarán ante situaciones excepcionales y los GEE con que cuenta la zona a alimentar por el microsistema Moa-Sagua.



Capítulo II. Estimación de la demanda y evaluación de la generación en el municipio de Moa.

2.1 Introducción.

La utilización del Sistema Electroenergético de Potencia es una de las principales bases de la economía nacional y su planificación y crecimiento dependen del desarrollo del país. La introducción del nuevo paradigma, generación distribuida, permitió el suministro de energía a todos los usuarios, en la medida en que estos la necesitan y con la calidad adecuada, solucionando el problema de déficit de generación de los años 2004 y 2005, como se ha señalado, en el Capítulo I.

Organizativamente estos usuarios forman una entidad independiente pues escapan al control del ingeniero de sistema, puesto que cada usuario, fundamentalmente los medianos y pequeños, toman la energía de la red cuando la necesitan sin realizar ningún análisis del estado en que se encuentra esta. Desde el punto de vista operativo, las cargas eléctrica vinculadas al mismo constituyen los receptores de energía que consumen su producción y es esa la razón fundamental por la que sus características y su comportamiento deben conocerse, ya que es función de los operadores del sistema conocer adecuadamente la naturaleza, magnitud y duración de las cargas para planificar en forma adecuada su alimentación.

En este capítulo analizaremos el comportamiento de la demanda de estos usuarios y definiremos para situaciones excepcionales la potencia demanda instalada que permita evaluar en forma cuantitativa sus variaciones y su relación con la capacidad instalada en los sistemas de GD. Con este estudio se pronosticará el comportamiento de la demanda y se establecerá frente a que situaciones excepcionales los usuarios que se deben desconectar.

2.2 Estimación de la demanda del municipio de Moa.

Con la Revolución Energética se llevó a cabo la instalación de los analizadores Nu-Lec, en las subestaciones del municipio (excepto en la de Cayo Chiquito), posibilitando humanizar el trabajo de la lectura de la demanda del territorio. Mediante el software Windows Switchgear Operating System (WSOS) se exportaron los datos al software Excel para el estudio de la demanda residencial del municipio de enero 2006 hasta enero 2009. Estas lecturas se compararon con las lecturas tomadas a través de software Winder por un especialista del Departamento de Regímenes de la OBE provincial y se constató que no existían errores en las mediciones comparadas. De las lecturas de demanda de



se analizó el comportamiento de la demanda mensual de los tres años, como se muestra en la tabla 2.1 y en la figura 2.1.

TABLA 2.1
DEMANDA RESIDENCIAL MENSUAL DEL MUNICIPIO MOA.

Meses	Años		
	2006	2007	2008
	Demanda (MW)		
Enero	10692,8	10131,9	9012
Febrero	14669,7	8522,5	8456,7
Marzo	13595,5	9906,7	9855,9
Abril	8074,1	8934,3	9508,7
Mayo	8993,6	8764,1	10208,3
Junio	8779,1	9258,7	9651
Julio	8985,7	9311,4	10455,1
Agosto	9372,8	9402	10141,6
Septiembre	9348,7	9315,3	6460,2
Octubre	11473,7	9090,1	7571,5
Noviembre	9284,7	8820	9068,2
Diciembre	10087,8	9386,2	8917,9

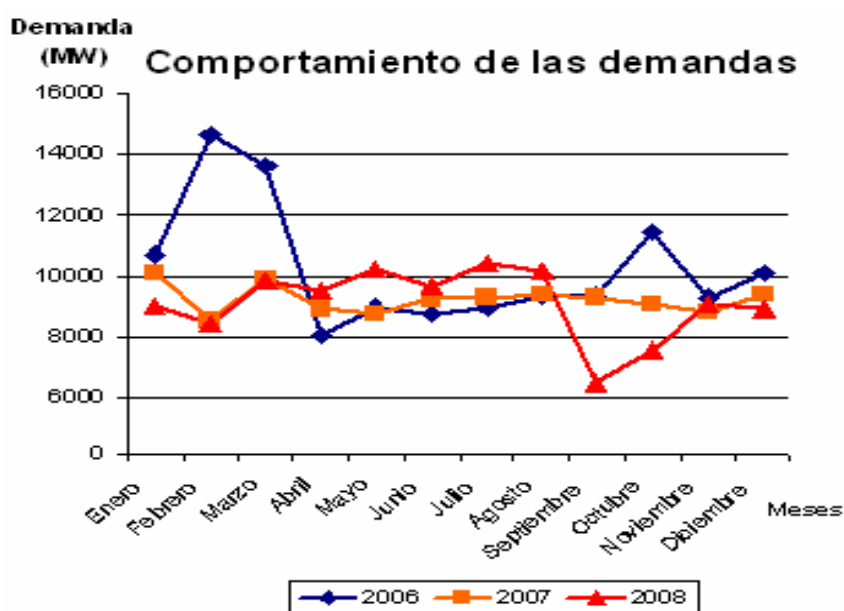


FIGURA 2.1
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA EN LOS AÑOS 2006-2007-2008



Como se observa en la figura 2.1 en el 2006 los meses de mayor consumo se concentran en las estaciones Invierno y Otoño a diferencia del 2008 que se localizan en la Primavera y Verano, este comportamiento se debe principalmente a que en el 2006 todavía no se implementaba los programas 8 y 7 del Ministerio de la Industria Básica (MINBAS) y 8, 12 y 13 del Ministerio de la industria Sideromecánica (SIME) de la Revolución Energética.

En octubre del 2006 aunque ya estaba implementados gran parte de estos programas, el cambio de horario provocó que se consumiera más energía que en los meses anteriores, este suceso no fue el que afectó la demanda en septiembre y octubre del 2008, el estado depresivo de la demanda en estos meses se debe a que el territorio se vio afectado por un fenómeno climatológico (huracán) que provocó afectaciones en el municipio por 18 días.

A través de un estudio estadístico se analizó la demanda de enero 2008 a enero 2009 se determinó el valor máximo y promedio de demanda en el año, máximo valor de la demanda por mes, días de mayor demanda por meses, horas donde la demanda superó la generación disponible de la Batería GED. Como se puede apreciar en la tabla anterior y se corroborar en la gráfica que sigue a continuación, los meses de mayor demanda en el 2008 fueron julio, mayo, agosto, marzo y junio (ver Figura 2.2) en ese orden, correspondiendo el mayor consumo al mes de julio con **10455,1 MW**, con una demanda promedio de **14,05 MW**, superior en 324 MW respecto al mes de mayor demanda del 2007 e inferior en 4214,7 MW respecto al 2006.

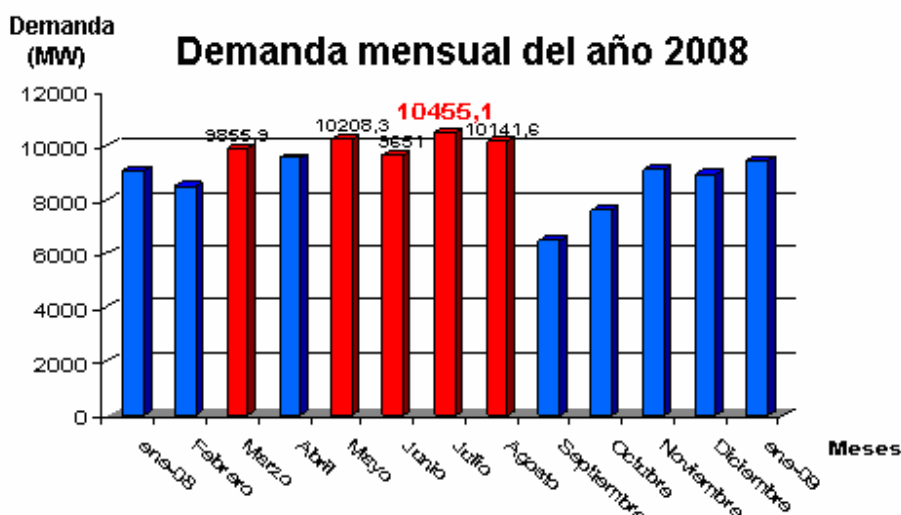


FIGURA 2.2
DEMANDA MENSUAL EN EL AÑO 2008



Sin embargo en los meses de diciembre y enero 2009 a las 18 horas del día 15 y 12 respectivamente, es donde la demanda alcanzó el valor máximo de **27,5 MW**, valor record en el municipio Moa comparado con el estudio de demanda que se realizó en el 2007 y 2006 esto se debe principalmente al alto factor de coincidencia de los equipos electrodomésticos en los horarios picos.

En las siguientes tablas y figuras que se muestran, aparecen los datos y comportamiento de la demanda residencial por interruptor, del día 1, 10, 28 y 22 de julio 2008, que constituyen dentro del mes de mayor demanda, los más significativos.

TABLA 2.4
DEMANDA DEL 1 DE JULIO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total (MW)
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0,6	2	2,7	1	2	2,3	10,6
2	0,6	2	2,6	0,9	1,6	2,2	9,9
3	0,6	2	2,6	0,9	1,6	2,2	9,9
4	0,6	2	2,6	0,9	1,6	2,2	9,9
5	0,6	2	2,6	0,9	2	2,3	10,4
6	0,8	2	2,6	0,9	2,6	3	11,9
7	1,4	2	3,2	0,9	2,9	4,6	15
8	1,7	2,1	3,2	1	2,2	4,4	14,6
9	2	2	3,4	1	2,1	4,1	14,6
10	1,6	2	3,7	1	2,3	3,1	13,7
11	1,8	2,1	4,3	1	2,7	4,1	16
12	1,2	2,2	4,4	1	3,5	4,4	16,7
13	1	2	3,7	1	2,7	3,2	13,6
14	1,1	2	3,2	1	2,2	4,1	13,6
15	1,6	2	3,3	1	2,8	4,3	15
16	1,3	2	3,7	1	2,8	5,1	15,9
17	1,2	2,2	4,2	1	3,5	6,2	18,3
18	1	2,4	4,6	0,9	4,4	6,7	20
19	0,6	2,4	4,6	0,9	4,9	5,1	18,5



20	0,6	2,5	4,6	0,9	4,8	4,4	17,8
21	0,6	2,4	4	0,9	3,6	3,2	14,7
22	0,6	2,2	3,6	0,9	3	3,8	14,1
23	0,6	2,2	3,5	0,9	2,8	3,3	13,3
24	0,6	2	3	0,9	2,4	2,7	11,6

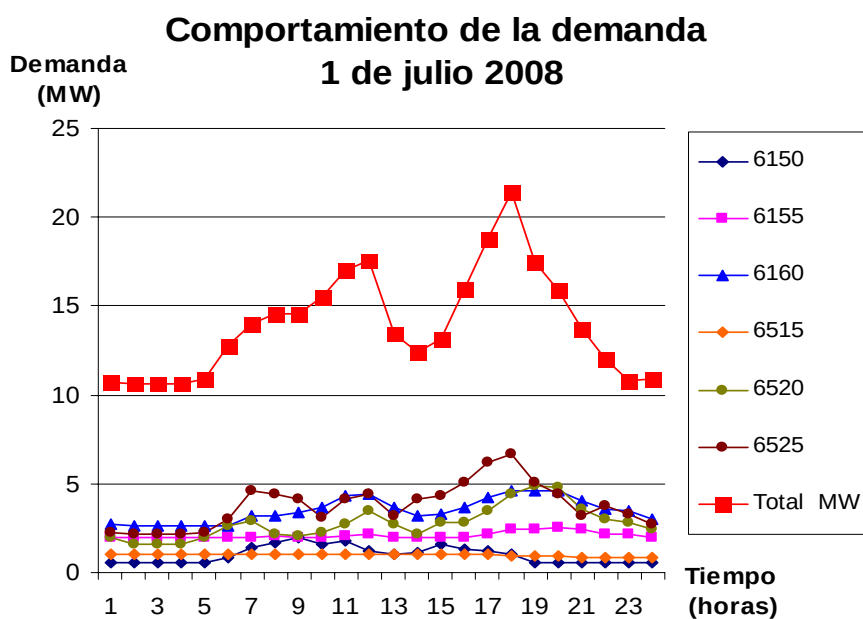


FIGURA 2.3
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES

TABLA 2.5
DEMANDA DEL 10 DE JULIO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total (MW)
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0,6	2,6	3,2	0,9	2	2,5	11,8
2	0,6	2,6	2,5	0,9	1,7	2,3	10,6
3	0,6	2,6	2,5	0,9	1,7	2,3	10,6
4	0,6	2,6	2,5	0,9	1,7	0	8,3
5	0,6	2,6	2,5	0,9	1,8	0,5	8,9
6	0,6	2,2	2,8	0,9	2,6	0,5	9,6
7	1	2,1	3,1	0,9	2,8	0,6	10,5



8	0,9	2,1	3,1	0,9	2,4	0,8	10,2
9	1,1	2,1	2,5	1	2,6	0,8	10,1
10	1,1	2,2	3,7	1	2,6	0,9	11,5
11	2,2	2,2	4,2	1,6	3	3,2	16,4
12	0,8	2,4	4,3	1,6	3,4	6,3	18,8
13	1,4	2,1	3,4	1,6	2,6	4,8	15,9
14	1,8	2,1	3,3	1	2,2	4,2	14,6
15	1	2,2	3,4	0,9	2,5	4,7	14,7
16	1	2,2	3,6	1,6	2,9	5,2	16,5
17	0,8	2,4	4,1	0,9	3,4	6,5	18,1
18	0,6	2,6	4,9	0,9	4,8	7,5	21,3
19	0,6	2,6	4,7	0,9	5	6,4	20,2
20	0,6	2,6	4,2	0,9	4,2	5,2	17,7
21	0,6	2,6	3,8	0,9	3,4	4,4	15,7
22	0,6	2,4	3,7	0,9	3	3,7	14,3
23	0,6	2,2	3,3	0,9	2,8	3,2	13
24	0,1	2,4	3	0,9	2,8	2,8	12

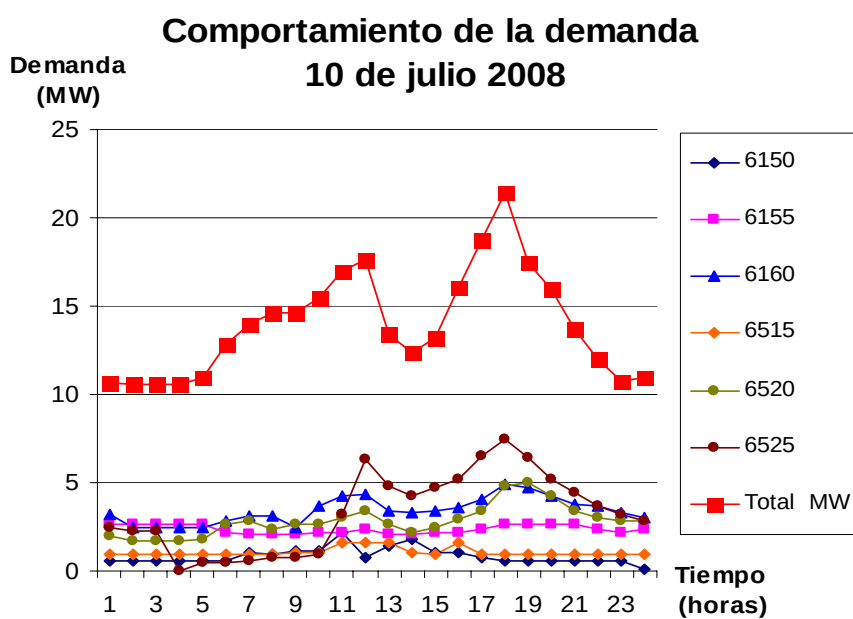


FIGURA 2.4
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES



TABLA 2.6
DEMANDA DEL 22 DE JULIO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total (MW)
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0,5	2,1	2,7	0,9	2,1	2,4	10,7
2	0,5	2,1	2,7	0,9	2	2,4	10,6
3	0,5	2,1	2,7	0,9	2	2,4	10,6
4	0,5	2,1	2,7	0,9	2	2,4	10,6
5	0,5	2,4	2,7	0,9	2	2,4	10,9
6	0,7	2,6	2,9	0,4	3	3,2	12,8
7	1,1	2,5	2,9	0,4	2,6	4,5	14
8	1,3	2,5	3,1	0,5	2,8	4,4	14,6
9	1,1	2	3,3	1	2,9	4,3	14,6
10	1,3	2	3,5	1	2,9	4,8	15,5
11	2,2	2,1	4,1	1	3,3	4,3	17
12	2,2	2,1	4,2	1	3,6	4,5	17,6
13	0,9	2,1	3,4	1	3,1	2,9	13,4
14	1,3	2,1	3,1	1	2,5	2,4	12,4
15	1,3	2,2	3,1	1	2,6	3	13,2
16	1	2,3	3,6	1	3	5,1	16
17	0,9	2,4	4,2	1	3,7	6,6	18,8
18	0,9	2,6	4,9	1	4,6	7,4	21,4
19	0,5	2,5	4,4	1	4,5	4,6	17,5
20	0,5	2,5	4,2	1	4	3,7	15,9
21	0,5	2,5	3,7	0,9	3,4	2,7	13,7
22	0,5	2,3	3,4	0,9	2,9	2	12
23	0,5	2,2	3,2	0,9	2,6	1,4	10,8
24	0,5	2,1	2,9	0,9	2,2	2,3	10,9

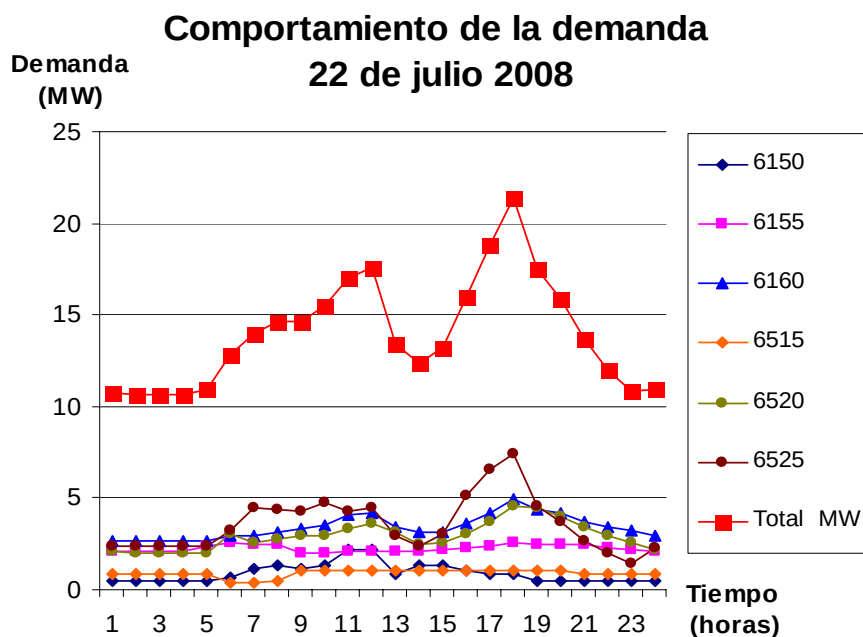


FIGURA 2.5
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES

TABLA 2.7
DEMANDA DEL 28 DE JULIO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total (MW)
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0,4	2	2,6	0,9	1,8	2,3	10
2	0,4	2	2,5	0,9	1,6	2,1	9,5
3	0,4	2	2,5	0,9	1,6	2,1	9,5
4	0,4	2	2,5	0,9	1,6	2,1	9,5
5	0,4	2	2,5	0,9	1,6	2,2	9,6
6	0,4	2	2,6	0,9	2,6	2,9	11,4
7	0,6	2	2,7	0,9	2,6	4,1	12,9
8	0,9	2	2,9	0,9	2,5	4,4	13,6
9	0,9	2,1	3,2	1	2,8	4,6	14,6
10	0,9	2,2	3,4	1	3,1	4,6	15,2
11	0,9	2,6	3,8	1	3,4	5,5	17,2
12	0,8	2,6	4	1	3,9	6,1	18,4



13	0,8	2,5	3,5	1	3,2	4,7	15,7
14	1,5	2,5	3,2	1	2,6	3,8	14,6
15	1,2	2,5	3	2	2,7	4,1	15,5
16	1,2	2,2	3,7	2	2,9	4,9	16,9
17	1,2	2,4	4,3	1,6	3,6	6,3	19,4
18	1,2	2,5	4,3	1,5	4,3	6,8	20,6
19	0,5	2,5	4,2	0,9	4,3	6,2	18,6
20	0,4	2,5	4,2	0,9	4,2	5,5	17,7
21	0,4	2,5	3,7	0,9	3,5	4,4	15,4
22	0,4	2,4	3,5	0,9	2,9	3,7	13,8
23	0,4	2,2	3,3	0,9	2,7	3	12,5
24	0,4	2	2,7	0,9	2,1	2,5	10,6

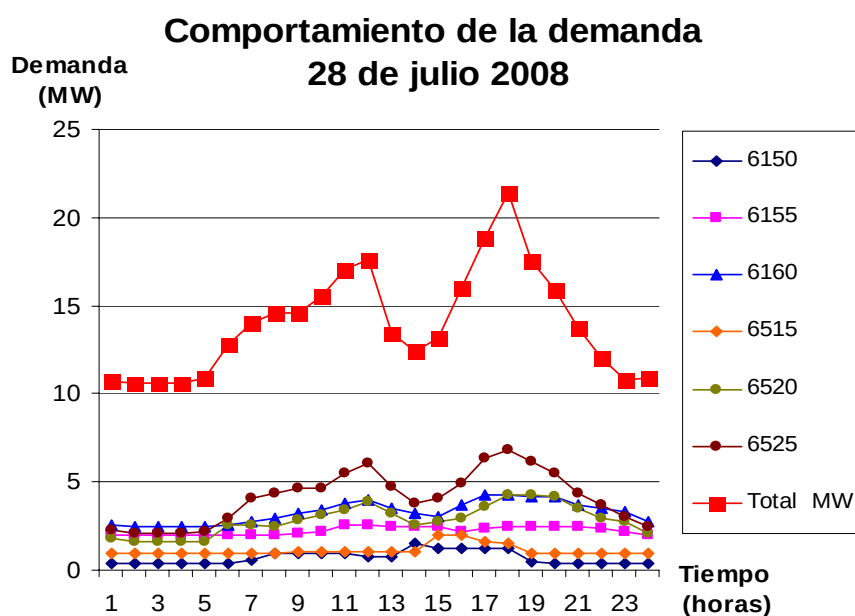


FIGURA 2.6
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES

Dentro de este rango, como se puede apreciar en la tabla 2.6 el 22 de julio la demanda alcanzó los 17,6 MW y 21,4 MW en los horarios picos de la mañana y la tarde respectivamente. Siempre la demanda en el horario de la mañana es inferior a la demanda el horario de la tarde-noche.



En el Anexo 6 aparecen las tablas y figuras correspondientes a los días: 6 y 7 de mayo, 17 y 19 de agosto, 10 y 12 de marzo y 9 y 12 de junio, los que con los días antes mencionados son los más representativos de los meses escogidos. En las tablas referidas anteriormente, en las curvas están bien definidos los dos horarios picos principales, uno en el horario de la mañana desde las diez hasta la una de la tarde, y el otro desde las cuatro de la tarde hasta las once de la noche.

En los meses antes mencionados se presentaron un elevado número de horas totales donde la demanda sobrepasó los **15,104 MW**, la generación disponible de la Batería (operando al 100%), como se muestra en las tablas 2.2 y 2.3.

TABLA 2.2
DATOS DE LA BATERÍA DE GED, LOS GEA MÁS GEE DE MOA AL 100 %

GED	Datos nominales			Factor Carga	Datos del Conjunto x Grupos Electrógenos			
	MVA nom	F.P nom	MW nom	%	Trabajo (MW)	F.Pot trabajo	S trabajo (MVA)	Q trabajo (MVA _r)
8 GE(Batería)	18,880	0,8	15,104	100	15,104	0,98	18,880	11,328
1 GEA Sagua 1	2,360	0,8	1,888	100	1,888	0,98	2,360	1,416
1 GEA Sagua 2	1,150	0,8	0,92	100	0,92	0,98	1,150	0,690
1 GEA El Carmen	1,150	0,8	0,92	100	0,92	0,98	1,150	0,690
35 GE Emergencia	4,241	0,8	8,39	100	8,39	0,98	4,241	7,239
Total: 46 GE	27,782	-	27,222	-	27,222	-	27,781	21,353

TABLA 2.3
HORAS QUE SUPERARON LA POTENCIA DE TRABAJO DE LA BATERÍA DE GED

Cantidad de horas por mes donde la demanda superó los 15,104 MW	
Enero-08	174
Febrero	159
Marzo	217
Abril	209
Mayo	230
Junio	207
Julio	268
Agosto	230
Septiembre	67
Octubre	152
Noviembre	166
Diciembre	143
Enero-09	199
Total de horas	2421

En la tabla 2.3 el mes que tiene mayor cantidad de horas que sobrepasan los 15,104 MW es efectivamente el mes de julio, mayor 55 y 23 horas en relación a la cantidad de horas de los meses de mayor demanda del 2006 y 2007 (ver la Tabla 1 en el Anexo 5).

2.3 Evaluación de la generación del microsistema Moa-Sagua ante situaciones excepcionales.

A partir de este estudio podemos evaluar el comportamiento de la generación considerando la ocurrencia de una situación excepcional. Inicialmente analizaremos la respuesta de la GD del territorio ante el peor caso de comportamiento de la demanda del año 2008, correspondiente al día 15 de diciembre y 12 de enero del 2009. Para observar la relación demanda–generación se crea el microsistema Moa-Sagua, en la figura.2.7 (ver Tabla 1 en el Anexo 7) se puede apreciar que la demanda en el horario pico de la tarde es superior a la generación en línea e incluso a la generación disponible, en este horario es necesario conectar los GEE, y/o desconectar algunos de los circuitos residenciales. La generación disponible está representada por la suma de las potencias activas nominales de todas las máquinas del microsistema, mientras que la generación en línea tiene en cuenta la generación del microsistema en dependencia de los porcentajes de explotación de cada máquina. En el horario de mínima demanda se satisface con éxito, manteniendo la reserva rodante de 3 MW (para mejorar la calidad de la energía en la red), además se cumple con las normas de operación [41].

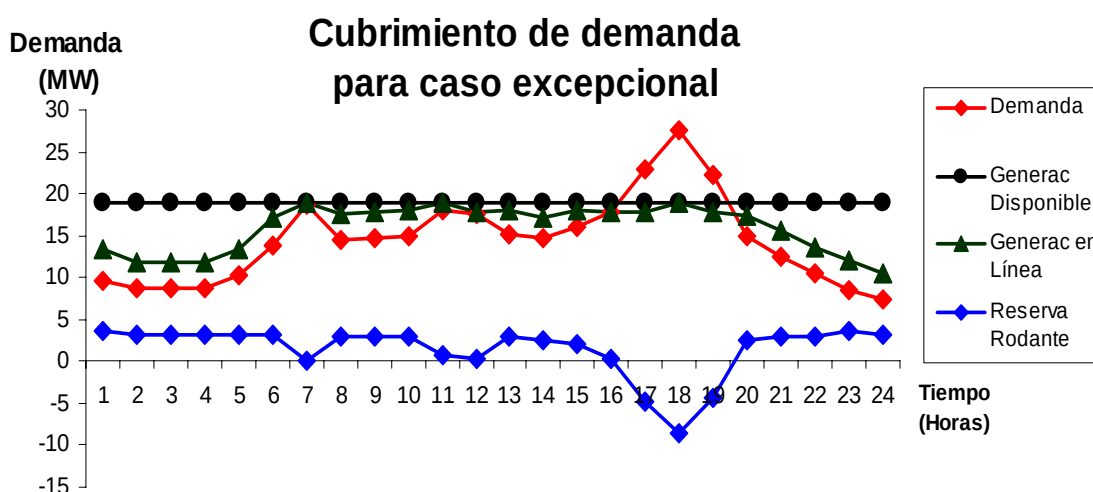


FIGURA 2.7
CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA POR EL MICROSISTEMA MOA-SAGUA.

Los resultados obtenidos en la figura 2.7 plantean la necesidad de conocer si la generación disponible en GD del territorio es suficiente para asimilar la potencia demandada durante situaciones



excepcionales, ya que como se observa en el horario pico de la tarde la generación en línea comienza a ser insuficiente. Hay que destacar que es en este horario donde mayor impacto tiene sobre la población los efectos de la falta de energía en situaciones excepcionales, por lo tanto, el comportamiento de la demanda en situaciones extremas y su relación con la generación disponible en el microsistema, debe determinarse con el objetivo de minimizar las molestias a los consumidores de la red de distribución, siendo necesario para ello el establecimiento de un procedimiento que permita tomar de decisiones para la desconexión de los clientes ante el déficit de generación del microsistema.

2.3.1 Procedimiento para la toma de decisiones del microsistema Moa-Sagua frente a situaciones excepcionales.

Las condiciones para la toma de decisiones frente a situaciones excepcionales son:

- Determinar los grupos electrógenos que estén disponibles en el microsistema.
- Determinar cuáles son todos los clientes de 1ra categoría que se encuentran dentro de los circuitos residenciales.
- Determinar los clientes de 1ra categoría que cuentan con grupos electrógenos emergentes.
- Determinar los grupos electrógenos emergentes que estén disponibles.
- Determinar la disponibilidad de combustible en los grupos del microsistema y en los GEE.

Pasos para la toma de decisiones:

1. Identificar el tipo de situación excepcional.
2. Identificar los clientes de 1ra categoría afectados frente a la situación excepcional.
3. Identificar de los clientes de 1ra categoría afectados cuáles cuentan con grupos electrógenos emergentes y si están disponibles.
4. Determinar la potencia horario demandada para cada situación excepcional.
5. Determinar si la generación disponible en el microsistema satisface la demanda.
6. En el caso en que la generación disponible en el microsistema sea insuficiente para la carga demandada frente a una situación excepcional, se analizará los circuitos que se deben desconectar para que el microsistema pueda suplir la carga, el tiempo debe durar esta operación y la disponibilidad del combustible.



7. De cumplirse el punto 6 se determinarán cuáles son los clientes de 1ra categoría que se afectarían en el(los) circuito(s) que se desconecta(n) y si el(los) mismo(s) cuenta(n) con grupos electrógenos emergentes y si están disponibles.

Teniendo en cuenta este procedimiento y las condiciones iniciales, se realizará un análisis para comprobar ante las cuatro situaciones excepcionales el comportamiento de la potencia demandada y su relación con la generación disponible del microsistema.

2.3.2. Pronóstico del comportamiento de la demanda y evaluación de la generación disponible en el microsistema Moa-Sagua frente a situaciones excepcionales.

Para este estudio, de los datos de demanda por interruptores, se seleccionó del mes de mayor demanda, el día de máxima demanda (22 de julio) donde se puede presentar una situación excepcional que obligue a explotar el microsistema por 24 horas, cualquier valor inferior a la demanda escogida, permite la mejor planificación de la generación, siempre que se cuente con el total de las máquinas generadoras. Para evaluar si la generación disponible (18,832 MW) en el microsistema, que se crearía al trabajar en ISLA satisface la demanda, se hizo un pronóstico del comportamiento de la demanda para las situaciones excepcionales definidas en el Capítulo 2 de la Ley 75 de la Defensa Nacional [51], las mismas son:

1. Ciclones tropicales y otros eventos hidrometeorológicos.
2. Intensas lluvias.
3. Rotura de la Presa Nuevo Mundo.
4. Estado de Guerra o la Guerra.

Para el primer caso consideraremos dos momentos de trabajo:

1. Antes de el paso del fenómeno.
2. Durante y después.

En el primer caso se mantiene el funcionamiento bajo las mismas condiciones del trabajo en paralelo con el SEN.

En el segundo caso el microsistema generaría para la zona Moa-Sagua y para ello se tiene que determinar:

Las potencias de las cargas que se desenganchan, se determinan a partir de las capacidades de los transformadores de distribución de los repartos que quedarían sin fluido eléctrico para cada situación



excepcional, (*ver la Tabla 2 en el Anexo 5*) que se multiplican por el factor de potencia 0,95 y 0,86 (estos factores varían entre 0,92-0,95 y 0,83-0,86 en este estudio se tomó el máximo valor) de los horarios de máxima y mínima demanda respectivamente. Las potencias obtenidas se dividen entre el coeficiente de carga del año 2008 (*ver la Tabla 1 en el Anexo 11*), a las resultantes se le restan las potencias horarias demandadas del día 22 de julio, obteniendo las potencias con las que se construyeron las curvas para cada situación excepcional.

Teniendo en cuenta que en las cuatro condiciones excepcionales la operación de los grupos que conforman el microsistema y los GEE solo están limitados por la disponibilidad del combustible. Se determina el consumo de combustible para cada porciento de generación del microsistema (*ver el procedimiento del Anexo 14*), análisis que se hizo conociendo la disponibilidad de combustible en la Batería (*ver en el Capítulo I acápite 1.7.1*) y la de los GEA (para generar 1888 kW en el GED de Moa el motor de diesel consume 400 L cada hora).

Después de realizados estos cálculos se implementa el procedimiento propuesto para toma de decisiones del acápite 2.3.1 ante las cuatro situaciones excepcionales mencionadas.

Para la primera situación se puede considerar, en dependencia de los daños ocasionados, la reducción de la demanda en al menos un 60% previendo un huracán como caso más crítico, es decir, desconectando 8,56 MW (*ver la Tabla 2 en el Anexo 11*) después de haber pasado el fenómeno, del cual no se puede prevenir cuáles son los circuitos afectados, solamente se puede adoptar el mayor porciento posible de desconexión de carga. Frente a este evento la carga que se supliría sería el 39,7 % de la potencia demandada, ver la figura 2.8, con esta demanda la generación disponible en el microsistema sería suficiente para suplir la carga, incluso la Batería de GED de Moa tiene suficiente capacidad instalada para suplir esta demanda (*ver en el Capítulo I la Tabla 1.1*), siendo innecesario la conexión de los GEA.

Se debe aclarar que al no poderse predecir cuáles son las áreas afectadas por ese evento no se puede conocer cuáles son los clientes de 1ra categoría que se quedan sin fluido eléctrico. **De todos modos la prioridad que tendrá cada uno de los clientes de 1ra categoría en cada situación excepcional se citan en la tabla 1.11, los que no deben desconectarse hasta el último momento, es decir, hasta que los vientos alcancen velocidades de 80 km/h, a partir de este momento se descontarán todos los circuitos y entraran los GEE por el tiempo que sea necesario.**



Comportamiento de la Demanda para la 1ra situación excepcional

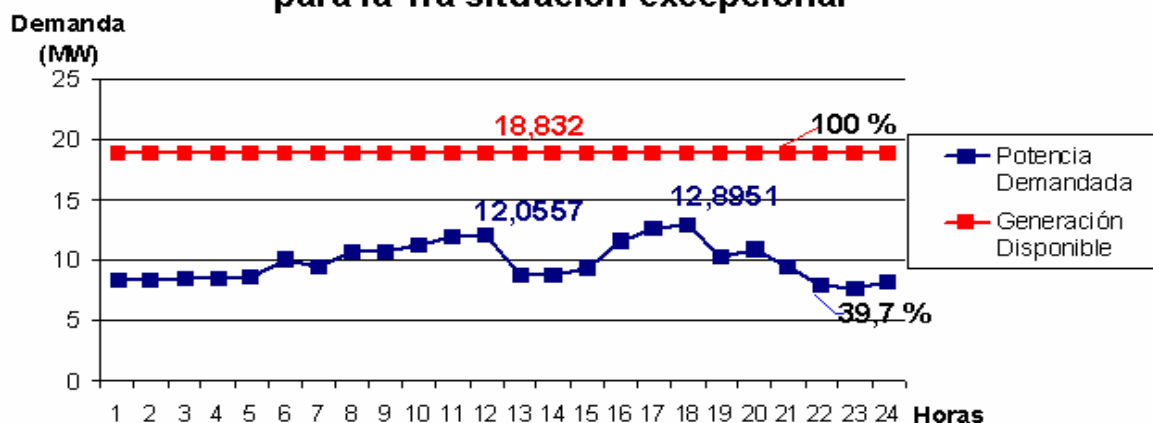


FIGURA 2.8
RELACIÓN 39,7 % DE DEMANDA vs 100 % DE GENERACIÓN.

Para la segunda situación tendremos en cuenta que durante intensas lluvias el poblado de Cabaña, y los repartos 26 de Junio, Brisas del Mar, Pesquero y Pueblo Nuevo de Centeno tienen peligro de serias inundaciones (ver la Tabla 3 en Anexo 11), la desconexión en este caso es del 6,64%, ver figura 2.9. Para este fenómeno se afectaría la Panadería de Centeno (ubicada en el circuito 7) que cuenta con GEE, en los otros repartos no hay clientes de 1ra categoría.

Comportamiento de la Demanda para la 2da situación excepcional

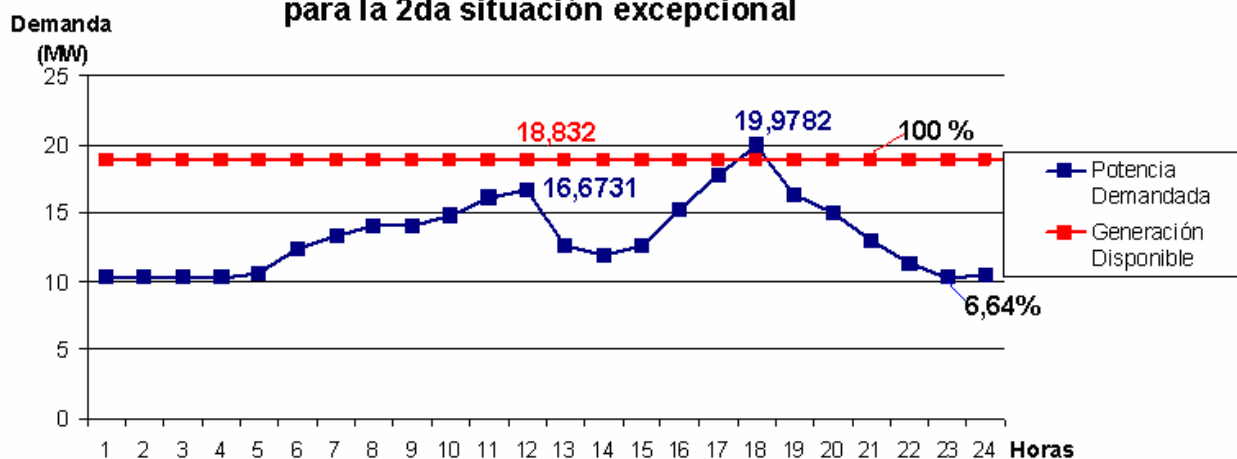


FIGURA 2.9
RELACIÓN 6,63 % DE DEMANDA vs 100 % DE GENERACIÓN.



La potencia demandada en el horario pico de la tarde no puede satisfacerse con el trabajo del microsistema Moa-Sagua, como la demanda es mayor a la generación disponible del sistema de GD siendo necesario la conexión de los GEE estén disponible. En el microsistema deben explotarse los 10 grupos en la hora pico de la tarde al 100 % y la máquina líder al 110% de su capacidad. Además es necesario la desconexión en el horario de la tarde de algunos circuitos donde su potencia demanda se igual o superior a los 1,15 MW, como se analiza en [38], para este caso se sugiere que sean los circuitos 2, el 9 o el 21. Se debe tener en cuenta que el circuito 2 puede enlazarse a través del desconectivo 2030 con el circuito 1. Debido a que el circuito 2 tiene más cliente (9) que los otros dos circuitos, se propone que sea el 9 o el 21 los que se desconecten, en el circuito 9 de los 7 clientes solo cuatro: el Hospital Guillermo Luis, Policlínico Las Coloradas y la Panadería Miraflores tienen GEE, a diferencia del 21, el mismo cuenta solamente con 4 clientes y todos poseen GEE, ver en las tablas 1.10 y 1.11.

Por otra parte debe señalarse que la explotación de la Batería y los GEA al 100% no es recomendable ya que por el tipo de potencia de la máquina (PRP) solo sería por un tiempo limitado, según lo estipulado en la norma ISO 8528, y para que los GEA puedan sincronizarse, la OBE municipal debe tomar la medida preventiva de sincronizarlos 2 horas antes del horario pico para poder tenerlos disponible.

Para la tercera situación ante la eminente rotura de la presa Nuevo Mundo quedarían desconectados todos los consumidores de la subestación Rusky, debido a la no operatividad de la misma, por ser blanco directo del azote de las aguas, así como los repartos de Joselillo, La Playa y la ECRIN (*ver la Tabla 4 en Anexo 11*), ante esta situación excepcional también es necesario crear el microsistema Moa-Sagua, el mismo se comportará igual que en la condición anterior, pero con mayor disponibilidad, es decir, los grupos puede ser explotados por debajo del 100% a excepción de la máquina líder, para esta condición el porcentaje de desconexión es del 21,4%. Este evento afecta a 12 clientes (*ver Tabla 1.11 del Capítulo I*) que se encuentran en el circuitos 6 (este circuito el que se alimenta de la subestación La Rusky) de los cuáles solo dos: el Hospital Pediátrico y Policlínico de Rolo cuentan con GEE, en los demás repartos no hay clientes.

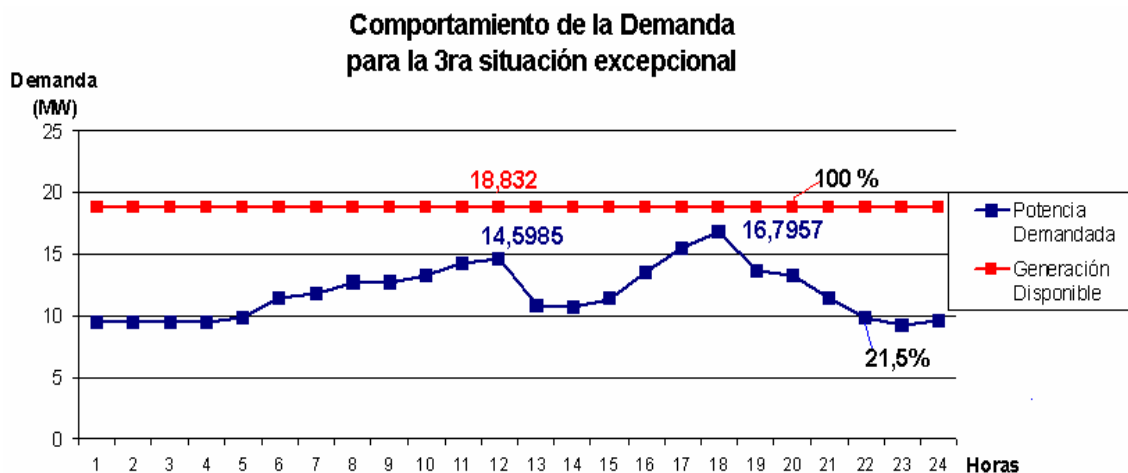


FIGURA 2.10
RELACIÓN 21,5 % DE DEMANDA vs 100 % DE GENERACIÓN.

Para la cuarta situación que es el Estado de Guerra o la Guerra se debe tener presente que en las nuevas concepciones de la guerra, se mantiene la energía eléctrica para la regulación del oscurecimiento y el enmascaramiento de la luz, por lo que todo el sector residencial debe contar con el fluido, según el Plan de Adecuación de Redes del Destacamento Eléctrico de Moa [11]. Ante un ataque aéreo se desconectarán todos los circuitos afectados provocando una disminución en el valor de la potencia demanda. El microsistema Moa-Sagua, no podrá asimilar toda la demanda residencial, se necesitará de la conexión de los 27 grupos de emergencia de los clientes que se encuentra dentro de los circuitos residenciales, hasta el momento que falle el fluido, solo bajo esta condiciones es que se podrá suplir la carga, ver figura 2.12. Para este caso no se puede definir cuáles son los clientes de 1ra categoría que se afectan porque esta en dependencia de los ataques del enemigo.

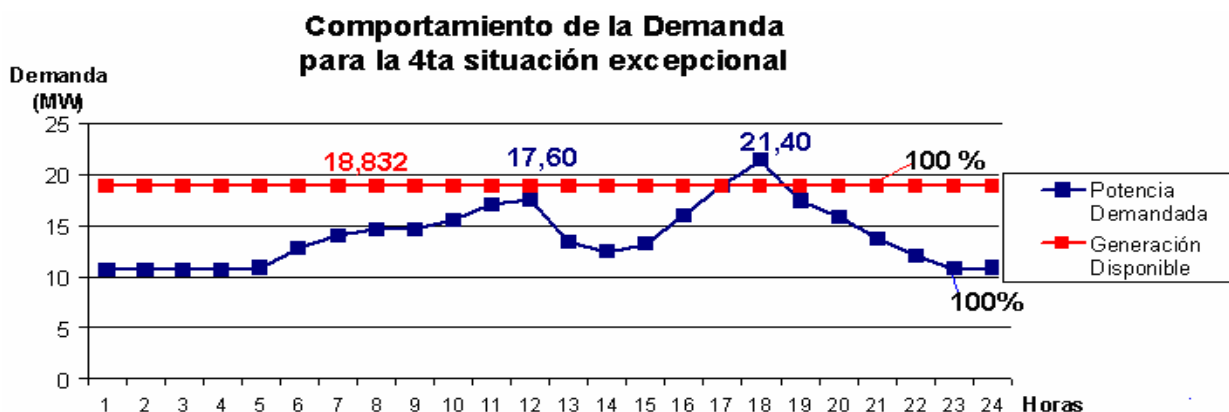


FIGURA 2.12
RELACIÓN 100 % DE DEMANDA vs 100 % DEL MICROSISTEMA Y LOS GEE



En resumen se determinó que frente a las situaciones excepcionales presentadas, cuando el microsistema trabaje en ISLA, la demanda del territorio puede ser asumida por el microsistema manteniendo los 3 MW de reserva rodante, siempre que esta no sobrepase los **15,832 MW**, a partir de este valor se deben incrementar los porcentos de explotación de las máquinas (hasta al 100%) del microsistema Moa-Sagua para mantener la reserva y la alimentación de los clientes. Para una potencia demanda mayor que **18,832 MW** se debe proceder a la conexión de los GEE en dependencia de su disponibilidad. La OBE municipal es la que controla la desconexión y conexión de los circuitos.

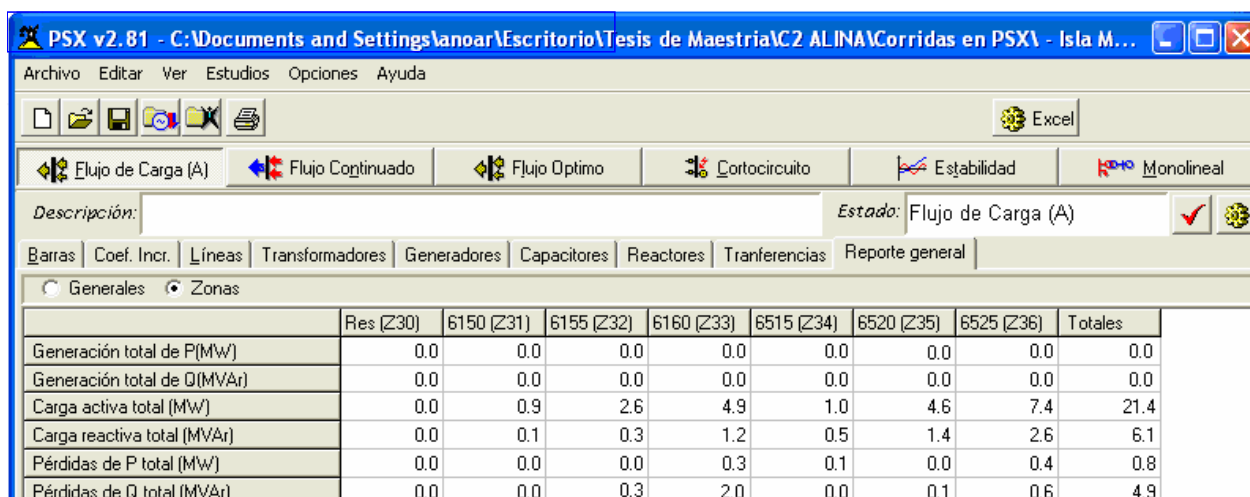
Demostrándose que frente a las situaciones excepcionales expuestas, el sistema de GD instalado responde a las necesidades de la carga para el mes de mayor demanda del 2008, aunque en el 2,3 y 4 situación excepcional no se cumple con los 87,5 % del factor de carga (*ver Ecuación 1.2*), o sea, no se puede tener ninguna máquina de mantenimiento o de reserva en la batería. Debido a que la potencia demanda por la carga residencial es superior a los 13,436 MW disponible.

Las valores de las potencias demandas obtenidas para cada situación excepcional y su relación con la generación disponible en el microsistema son fundamentales para la toma de decisiones de los operadores del sistema de GD y de la OBE, porque al tener establecido el comportamiento de la potencia demanda se podrá conocer en los horarios donde la generación disponible no pueda suplir la carga frente a las situaciones excepcionales expuestas.

2.3.3 Simulación en el PSX de la operación del microsistema Moa-Sagua frente a situaciones excepcionales.

Actualmente para la toma de desiciones sobre la operación de los sistemas de GD en el territorio, se utiliza el software PSX, esta herramienta computacional permite a los especialistas del Departamento de Regímenes y del Despacho de Carga decidir cuáles cargas desconectar, estas desiciones se toman teniendo en cuenta los valores puntuales de la carga y el déficit de generación en línea, para ello se utiliza el monolineal del territorio con el que se determina la carga instalada por zonas (carga medida en los interruptores) y en dependencia de los MW que necesitan desconectar, dejan sin fluido a los circuitos que estén cercanos a ese nivel de carga, como se realizó en [38] para el municipio moense. Como las decisiones de desconexión son tomadas por parte del despacho provincial, no se tiene en cuenta cuáles son los clientes de primera categoría que se afectan por estar dentro de los circuitos residenciales, (porque no están identificados en el monolineal las

cargas de estos clientes, solo las industriales) por consiguiente, ante una situación excepcional la toma de decisiones de estos especialistas se hace más difícil pues el PSX solo permite la simulación del comportamiento de la GD frente a cargas puntuales, es decir, para pronosticar el comportamiento de la demanda y la generación distribuida en 24 horas se debe de simular veinticuatro veces la respuesta de los grupos, acción que acarrea un alto tiempo de procesamiento y ejecución de la decisión, que frente a situaciones excepcionales significaría grandes daños económicos y sociales. A continuación se muestra las figuras 2.13 y 2.14 donde se obtuvo en el PSX los resultados de la simulación de la operación del microsistema en ISLA para la cuarta situación excepcional, se tomó exactamente esta por ser la de mayor impacto para la población.



	Res [Z30]	6150 [Z31]	6155 [Z32]	6160 [Z33]	6515 [Z34]	6520 [Z35]	6525 [Z36]	Totales
Generación total de P (MW)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Generación total de Q (MVar)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Carga activa total (MW)	0.0	0.9	2.6	4.9	1.0	4.6	7.4	21.4
Carga reactiva total (MVar)	0.0	0.1	0.3	1.2	0.5	1.4	2.6	6.1
Pérdidas de P total (MW)	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1	0.0	0.4	0.8
Pérdidas de Q total (MVar)	0.0	0.0	0.3	2.0	0.0	0.1	0.6	4.9

FIGURA 2.13
DATOS DE LAS POTENCIAS DEMANDADA POR INTERRUPTORES.

Al realizar la corrida de Flujo de Carga, en el Reporte general del PSX se muestra en cada interruptor los niveles de las potencias activas y reactivas para la cuarta situación excepcional donde la potencia activa demandada es del **21,4 MW**, también se observa que debido a las pérdidas activas que existirán en el sistema de **0,8 MW**, la batería deberá generar hasta **15,9 MW** (ver la Figura 1 en el Anexo 12), debido a que la entidad al 100% solo entregará 15,1 MW. Para los valores de la carga que se observa en la figura 2.14 la máxima capacidad instalada en los grupos del microsistema es insuficiente, provocando una sobrecarga en la máquina líder de **5,401 MW**, ante este nivel de sobrecarga los 3,728 MW (ver Tabla 2.2) generados por los GEA al 100 % no suplirían todo el déficit de generación, teniendo que desconectar 2,473 MW de la carga residencial.



PSX v2.81 - C:\Documents and Settings\anoar\Escritorio\Tesis de Maestria\VC2 ALINA\Corridos en PSX\ - Isla Moa (Ok con

Archivo Editar Ver Estudios Opciones Ayuda

Excel

Flujo de Carga (A) Flujo Continuo Flujo Optimo Cortocircuito

Descripción:

Barra Coef. Incr. Líneas Transformadores Generadores Capacitores Reactores Tranferencias Reporte general

Nombre	Barra	Condición	P (MW)	Q (MVar)	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Qmin (MVar)	Qmax (MVar)	Co (Ton)	Cg (Ton)	Fila	Costo (\$)
GE1SAG2	GE1SAG2	Conect	1.8	0.3	1.8	1.8	0.3	0.3		1.0000	-15	1.00
GE2SAG2	GE2SAG2	Conect	0.9	0.1	0.9	0.9	0.1	0.1		1.0000	-16	1.00
GE1CARM	GE1CARM	Conect	0.9	0.3	0.9	0.9	0.3	0.3		1.0000	-24	1.00
G1MOA	GE1BATMOA	Conect	5.4	5.1	1.8	1.8	0.3	0.9		1.0000	14	1.00
G2MOA	GE2BATMOA	Conect	1.8	0.8	1.8	1.8	0.5	0.9		1.0000	15	1.00
G3MOA	GE3BATMOA	Conect	1.8	0.7	1.8	1.8	0.5	0.8		1.0000	16	1.00
G4MOA	GE4BATMOA	Conect	1.8	0.7	1.8	1.8	0.7	0.8		1.0000	17	1.00
G5MOA	GE5BATMOA	Conect	1.8	0.7	1.8	1.8	0.7	0.8		1.0000	18	1.00
G6MOA	GE6BATMOA	Conect	1.8	0.7	1.4	1.8	0.7	0.8		1.0000	-16	1.00
G7MOA	GE7BATMOA	Conect	1.8	0.8	1.4	1.8	0.7	0.9		1.0000	-17	1.00
G8MOA	GE8BATMOA	Conect	1.8	0.8	1.4	1.8	0.4	0.9		1.0000	-18	1.00

FIGURA 2.14
DATOS DE LAS POTENCIAS GENERADAS POR LOS GRUPOS DEL MICROSISTEMA.

El despachador de la OBE provincial al no tener identificado en el monolineal del PSX los clientes que están dentro de los circuitos residenciales, estos mandan a desconectar la carga sin prever el grado de afectación de los clientes de primera categoría, y es decisión del despacho municipal implementar una estrategia que garantice la entrada de los GEE y/o las manipulaciones para la desconexión de los circuitos. Esta estrategia debido a que el PSX solo muestra el comportamiento de los GED frente cargas puntuales, debe estar actualizando cada hora, problema que dificulta la planificación de las horas de trabajo disponibles y los porcentajes de explotación de los grupos frente a estos eventos, además afecta la eficacia de la toma de decisiones de los especialistas de la OBE municipal y del microsistema.

2.4 Conclusiones Parciales.

- ✓ La estimación de la demanda nos permitió establecer el comportamiento de la misma durante los 3 años analizados, comprobando que con respecto a los años anteriores la demanda del territorio es menor, aunque los valores picos de demanda son mayores a los obtenidos en el 2006 y 2007. [38][66]



- ✓ Se determinó que para los valores pico máximos del año 2008 el microsistema no suplirá la carga, situación que se puede presentar, como se analizó en el acápite 2.2 para los días 15 de diciembre y 12 de enero del 2009.
- ✓ En evaluación de la demanda y la generación se determinó que la generación disponible del microsistema para la segunda y cuarta situaciones excepcional es insuficiente porque la potencia demanda toma valores superiores a los 18,832 MW, condiciones excepcionales para las cuáles se deberá desconectar algunos circuitos residenciales y conectar los GEE de los clientes de 1ra categoría afectados. Además para todas las situaciones excepcionales analizadas el microsistema no garantiza los 3 MW de reserva.
- ✓ Se determinó que la generación del sistema de GD instalado en el territorio para cada situación excepcional no cumple con el factor de carga (85,7%) declarado en el Capítulo I, es decir, en tres situaciones excepcionales se podría mantener una máquina de reserva y/o de mantenimiento, condición que no se cumple en la práctica.
- ✓ A partir de la simulación en el PSX del comportamiento de los GED para la cuarta situación excepcional, se pudo constatar que este software permite conocer el nivel de respuesta de estos grupos frente situaciones excepcionales, pero con la limitante de que para 24 horas se deben realizar 24 simulaciones, aspecto que afecta la planificación del trabajo de los grupos y contribuye a demorar la toma de decisiones de los especialistas de la OBE y de la entidad.



Capítulo III. Control de la generación de forma manual en el microsistema Moa-Sagua.

3.1 Introducción.

Como puede ser apreciado en el análisis del Capítulo II, la demanda del territorio durante el horario pico de la tarde es muy superior en dos situaciones excepcionales a la generación disponible en el microsistema. Durante la explotación en ISLA la Batería de Moa y los emplazamientos del municipio Sagua asumen la carga demanda, para cubrir la potencia demandada del territorio ante una situación excepcional siendo necesario establecer un procedimiento para el mejor aprovechamiento de la generación disponible de la instalación y el cubrimiento de la mayor parte de la demanda.

Con este objetivo en este capítulo se crea un modelo y se establecen las reglas que facilitan el control manual de la generación disponible del microsistema Moa-Sagua en ISLA. Además para validar los resultados y las decisiones de operación ante situaciones extremas propuestas en el Capítulo II, se simula en el software Matlab la operación del microsistema para las cuatro situaciones excepcionales analizadas, en las cuales se determinan los porcentajes de operación o trabajo de cada grupo, la reserva de potencia real que alcanzará el microsistema para cada hora de explotación y el horario en que es necesario desconectar los clientes. También se realizará una comparación de estos resultados con los que se obtuvieron en el PSX.

3.2 Procedimiento para la operación del microsistema Moa-Sagua ante situaciones excepcionales.

Como se a descrito en el Capítulo II y con la finalidad de mantener el servicio eléctrico al sector residencial, pues depende casi totalmente de la electricidad para elaborar sus alimentos, es necesario crear un procedimiento que permita determinar los estados de operación del microsistema cuando es operado manualmente, siempre que no esté en riesgo la reserva nominal de generación.

Como ya sabemos el caso más crítico ocurre durante el horario pico de la tarde, como se puede apreciar en las tablas y figuras correspondientes a los meses escogidos para el estudio en el Capítulo II, por esta razón las manipulaciones deben concentrarse en este horario.

Con el objetivo de mostrar el comportamiento del sistema de GD ante situaciones excepcionales, se elaboró un modelo de operación del microsistema para el régimen ISLA, ver figura 3.1. Este



permitirá evaluar en la práctica la generación disponible del microsistema si se tiene definido la carga a desconectar (aspecto que se expuso en el Capítulo II).

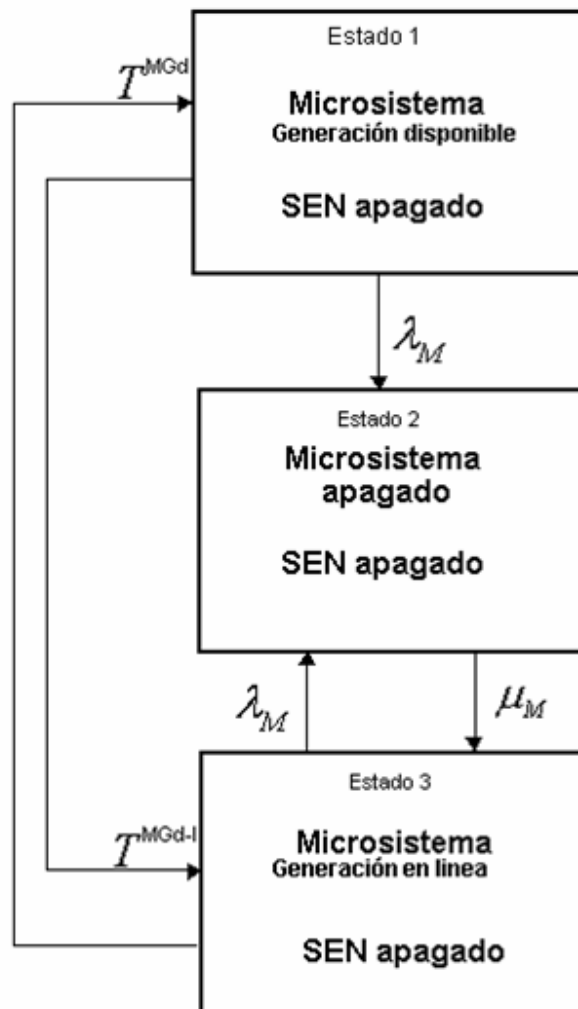


FIGURA 3.1
DIAGRAMA DE LOS ESTADOS DE OPERACIÓN DEL MICROSISTEMA EN ISLA

En este modelo el **Microsistema Generación disponible** o **Potencia nominal** del microsistema por grupos disponibles, que significa que en las unidades de generación el factor de carga es del 100%, **Microsistema Generación en línea** o **Potencia generada** en este caso el factor de carga es menor del 100% hasta el 50%, **Microsistema apagado** significa que los grupos no están disponibles, **SEN apagado** significa que el Sistema Electroenergético Nacional no esta disponible, λ_M representa que ha ocurrido una avería en las máquinas del microsistema, μ_M representa que se ha restaurado la



avería en el microsistema T^{MGd} y T^{MGd-l} son los tiempos en que el microsistema cambia de estados de operación de máxima potencia disponible a la potencia disponible en línea.

Además en el modelo se muestran las posibles transiciones entre los estados de operación. **Estado 1** representa que se suple la carga a máxima generación disponible y no ha ocurrido ninguna avería en el microsistema. Si ocurre una avería en el Estado 1 el sistema se transfiere al **Estados 2**, este representa que ambos sistemas no están disponibles. Si se restaura la avería el sistema se transfiere al **Estado 3**, este representa que la carga se suple con la generación en línea y puede transferirse nuevamente al Estado 1 si ocurre un incremento en la carga. Si ocurre una avería en Estado 3 este se transfiere al 2, y cuando se recupera de la avería el sistema se transfiere nuevamente al Estado 3. La transiciones entre los estados dependerá del estado de la potencia demandada durante el tiempo en que este operando el sistema.

La dinámica obsérvale en este modelo se puede representar a través de las reglas que se muestran a continuación, por las que se organizan en condiciones excepcionales el trabajo de los grupos electrógenos:

Variables del modelo:

El SEN será, Y que es igual a cero

La potencia demandada será, X

En el Estado 1 la generación disponible en el microsistema Z será, Zd.

En el Estado 3 la generación en línea del microsistema Z será, Zdl.

Reglas

Para el Estado 1

1. Si $Y = 0$ y $Z = Z_d$ y $Y + Z \geq X$ entonces 'La potencia demandada es suplida por el microsistema'
2. Si $Y = 0$ y $Z = Z_d$ y $Y + Z < X$ entonces 'Hay que desconectar carga'
3. Si 'Hay que desconectar carga' entonces $X = X - (Y + Z)$

Para el Estado 2

4. Si $Y = 0$ y $Z = 0$ entonces 'El microsistema no está disponible'
5. Si $Y = 0$ y $Z < > 0$ entonces 'El microsistema estará disponible'

Para el Estado 3



6. Si $Y = 0$ y $Z = Z_{dl}$ y $Y + Z \geq X$ entonces ‘La potencia demanda es suplida por la generación en línea del microsistema’.
7. Si $Y = 0$ y $Z = Z_{dl}$ y $Y + Z < X$ entonces ‘Hay que aumentar la generación en línea’
8. Si ‘Hay que aumentar la generación en línea’ entonces $Z = [X - (Y + Z)] + Z$

A partir de este modelo y de las reglas establecidas se desarrollo el procedimiento que permite bajo situaciones excepcionales controlar manualmente la operación del microsistema.

3.2.1 Procedimiento para la toma de decisiones sobre la operación del microsistema Moa-Sagua en ISLA de forma manual

Ante la ocurrencia de una situación excepcional que genera inicialmente la desconexión del SEN y de parte de la carga residencia se debe:

1. Determinar la potencia demandada a suplir por el microsistema.
2. Determinar la cantidad de GED que están disponibles incluyendo el ciclo de mantenimiento impostergable y la disponibilidad de combustible de la Batería y de los emplazamientos.
3. Identificar el estado de operación del microsistema en el momento en que ocurre la situación excepcional.
4. En el Estado 1 se determinará si la generación disponible suple la carga demandada. Si suple la carga se analizará si es obligatorio operar el sistema en este estado o si se puede transferir al estado 3, o sea, ir al punto 6. De no poderse transferir, se identificará de los circuitos residenciales a alimentar cuales son los clientes de 1ra categoría y se determinará de estos cuales tienen GEE que estén disponible; luego se desconectarán algunos circuitos hasta que la potencia demanda pueda ser suplida por el microsistema. De ocurrir una avería el sistema se transfiere al Estado 2, o sea, ir al punto 5.
5. En el Estado 2 se determinará si hay una avería en el microsistema y el tiempo de recuperación de la misma, luego se transfiere el microsistema al estado 3. De no existir una avería en el microsistema, se identificará si la generación disponible suple la potencia demandada. Si suple la carga se transferirá el sistema al estado 3, o sea, ir al punto 6. Si no se suple la carga, se procederá a identificar de los circuitos residenciales cuales son los clientes de 1ra categoría y se determinará cuales pueden generarse con GEE; luego se



desconectarán algunos circuitos hasta que se pueda asumir la demanda con la generación disponible, para transferir el sistema al estado 3, o sea, ir al punto 6.

6. En el Estado 3 se determinará si la potencia demandada es suplida. Si lo es, se determinará la generación disponible necesaria. Si no es suplida, se identificará si la generación disponible suple la potencia demandada, si es así se transferirá el sistema al estado 1, o sea, ir al punto 4. De ocurrir una avería el sistema se transfiere al Estado 2, o sea, ir al punto 5.

Nota: Para la desconexión y conexión de los circuitos y para la operación de los grupos electrógenos en ISLA se consultarán los tres procedimientos descritos en los Anexos 8-10.

Para comprobar si con el procedimiento elaborado el microsistema puede ser controlado manualmente ante situaciones excepcionales, se simuló en Matlab la operación del microsistema para las cuatro situaciones excepcionales.

3.3. Simulación de la operación en ISLA del microsistema Moa-Sagua

Dada la complejidad de este problema y la importancia de latencia de la simulación para la toma de decisiones frente a situaciones excepcionales. Primeramente se definió a partir de la generación disponible del microsistema la reserva nominal del sistema por cantidad de grupos disponible.

Debido a que la capacidad instalada en el microsistema Moa-Sagua es 18,832 MW y es necesaria una reserva rodante de 3 MW por concepto de calidad de energía, el porcentaje de carga de los grupos se determina a través de la siguiente relación: $\frac{15,832 \text{ MW}}{18,832 \text{ MW}} = 0,846$, es decir, para suplir la

potencia demandada se partirá del 85 % para una reserva nominal de 16 % . Si se mantiene esta reserva para cualquier número de máquinas conectadas entonces: para 10 máquinas, o sea, menos un GEA (0,92 MW) la reserva del sistema sería de 2,866 MW; con 9 máquinas (menos los dos GEA de 0,92) la reserva sería de 2,719 MW, así sucesivamente se fueron encontrando las reservas correspondiente al número de máquinas disponible, con la que se construyó la figura 3.1 y la tabla 3.1 que se muestran a continuación.

TABLA 3.1
DATOS DE LAS POTENCIAS A GENERAR POR EL MICROSISTEMA PARA
SITUACIONES EXCEPCIONALES

Cantidad de GED	Potencia nominal (MW)	Potencia generada (MW)	Potencia nominal de reserva (MW)
1	1.888	1.579	0.309



2	3.776	3.172	0.604
3	5.664	4.758	0.906
4	7.552	6.344	1.208
5	9.440	7.929	1.511
6	11.328	9.515	1.813
7	13.216	11.101	2.115
8	15.104	12.687	2.417
9	16.992	14.273	2.719
10	17.912	15.046	2.866
11	18.832	15.832	3.000

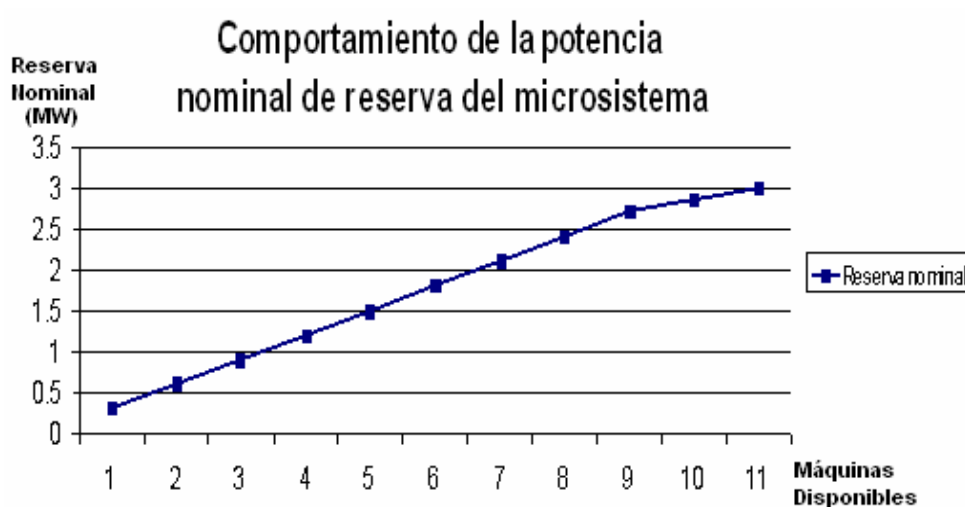


FIGURA 3.1
COMPORTAMIENTO DE LA RESERVA EN EL MICROSISTEMA MOA-SAGUA

De este análisis se puede deducir que para un grupo con 0,309 MW de reserva necesita para un valor superior a los 1,579 MW, por ejemplo 1,580 MW, dos máquinas que tendrán una carga promedio de

$$\frac{1,580 \text{ MW}}{1,888 \text{ MW}} = 0,42, \text{ lo cuál no es justificable, por lo tanto se acude a tomar la reserva de la máquina}$$

1 hasta llegar al 100% aún cuando no exista reserva, de lo contrario hay que regular la carga (desconectar circuitos), para que la diferencia entre estas por intervalo sea mayor o igual a la reserva por cantidad de máquina.



De acuerdo con estos resultados se definió que para la simulación del microsistema en ISLA, el sistema debe cumplir con las siguientes condiciones:

- La potencia de reserva rodante a alcanzar en la red de distribución es de 3000 kW.
- El porcentaje de carga del microsistema Moa-Sagua para la generación disponible es del 85 %.
- El rango de los porcentos de explotación que puede tomar los grupos electrógenos es del 100 hasta el 50 %.
- La generación disponible de la máquina líder para la regulación de la frecuencia es de 1200 kW.
- Mantener al menos un grupo de reserva y uno de mantenimiento en el microsistema Moa-Sagua.

Estas limitantes condicionan la operación de los GED del microsistema en ISLA, donde uno de los aspectos importante a determinar son los porcentos de explotación de los GED y la potencia demandada, las cuáles se definen a continuación:

$$Pd = Pn1 * K1 \quad (3.1)$$

$$K1 = \frac{Pd}{Pn1} \quad (3.2)$$

$$Pd = K1 * Pn1 + Pn1 * K2 \quad (3.3)$$

$$K2 = \frac{Pd - K1 * Pn1}{Pn1} = \left(\frac{Pd}{Pn1} \right) - K1 \quad (3.4)$$

$$Pd = K1 * Pn1 + Pn1 * K2 + Pn1 * K3 \quad (3.5)$$

$$K3 = \frac{Pd - K1 * Pn1 - K2 * Pn1}{Pn1} = \left(\frac{Pd}{Pn1} \right) - (K1 + K2) \quad (3.6)$$

....

$$Pd = K1 * Pn1 + K2 * Pn1 + ... + K9 * Pn1 + K10 * Pn2 \quad (3.7)$$

$$K10 = \frac{Pd - K1 * Pn1 + K2 * Pn1 + ... + K9 * Pn1}{Pn2} = \frac{Pd}{Pn2} - \left[\left(\frac{Pn1}{Pn2} \right) - (K1 + ... + K9) \right] \quad (3.8)$$

$$Pd = K1 * Pn1 + K2 * Pn1 + ... + K9 * Pn1 + K10 * Pn2 + K11 * Pn2 \quad (3.9)$$

$$K11 = \frac{Pd - K1 * Pn1 + K2 * Pn1 + ... + K10 * Pn2}{Pn2} = \frac{Pd}{Pn2} - \left[\left(\frac{Pn1}{Pn2} \right) - (K1 + ... + K9) - K10 \right] \quad (3.10)$$



donde:

P_d , es la potencia demandada por la carga.

$K_1 \dots K_{11}$, son los porcentos que toman los 11 GED.

P_{n1} , es la potencia nominal de los grupos de la batería y el GEA de Sagua 1 con valor de 1888 kW.

P_{n2} , es la potencia nominal de los GEA de Sagua 2 y el Carmen con valor de 920 kW.

Los pasos que se implementaron para la simulación de microsistema operando en ISLA se muestran en el siguiente diagrama, ver figura 3.2.

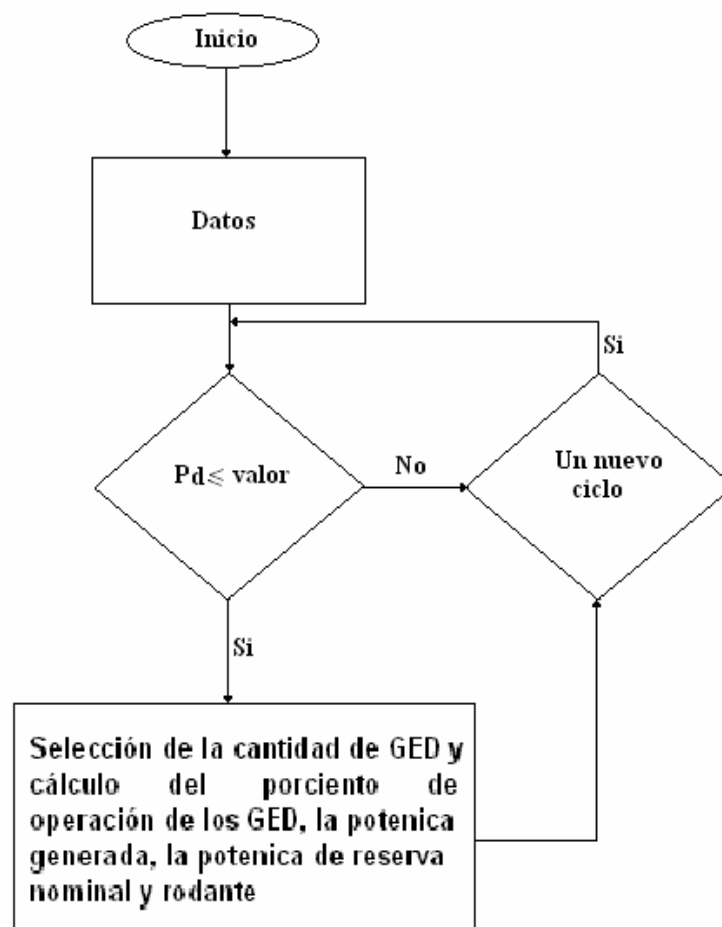


FIGURA 3.2
DIAGRAMA PARA LA SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL MICROSISTEMA EN ISLA

En la simulación de la operación del microsistema primeramente se deben entrar los datos de la potencia demandada (P_d) que se desea alimentar y se compara con la potencia nominal (ver Tabla 3.1) de las máquinas que están disponibles, si la potencia demandada de la carga es menor que la potencia generada ($valor$) entonces:



1) Se selecciona la cantidad de grupos que suplirán las cargas y se calculará el valor del porcentaje de trabajo (*ver ecuaciones 3.2, 3.4, 3.6, 3.8, 3.10*) de cada máquina.

2) Se calcula la potencia generada por el microsistema (P_{gen}):

$$P_{gen} = (K1 + K2 + \dots + K9) * Pn1 + (K10 + K11) * Pn2 + Pres_rod \quad (3.11)$$

3) Se calcula la potencia de reserva nominal del microsistema ($Pres_nom$):

$$Pres_nom = \%Pnr * Pn1 + \%Pnr * Pn2 \quad (3.12)$$

donde: Pnr , es el valor en porcentaje de la potencia de reserva nominal.

4) Se calcula la potencia de reserva rodante del microsistema ($Pres_rod$):

$$Pres_rod = (C1 * Pn1 + C2 * Pn2) - Pd \quad (3.13)$$

donde: $C1$ y $C2$ son la cantidad de grupos disponibles de potencia 1888 kW y 920 kW respectivamente.

En el caso de que la potencia nominal (*valor*) sea menor que la potencia demandada de la carga se entra en un nuevo ciclo y se vuelve determinar si cumple con las condiciones.

3.3.1 Simulaciones de la operación del microsistema Moa-Sagua frente a situaciones excepcionales en Matlab para la toma de decisiones.

En la 1ra Situación Excepcional obtuvimos el resultado previsto en el Capítulo II, o sea, la generación en línea es superior a la potencia demandada. Los porcentajes que toma las máquinas y los valores de la potencia generada, la potencia de reserva nominal y rodante aparecen en el Anexo 13 en las tablas 1 y 2, para este caso para las cargas de las 9:00 p.m y 11: 00 p.m el microsistema



no utiliza la reserva nominal, es decir, se genera exactamente la generación en línea necesaria por lo que se mantiene la reserva nominal del sistema. Observar las figuras 3.3 y 3.4.

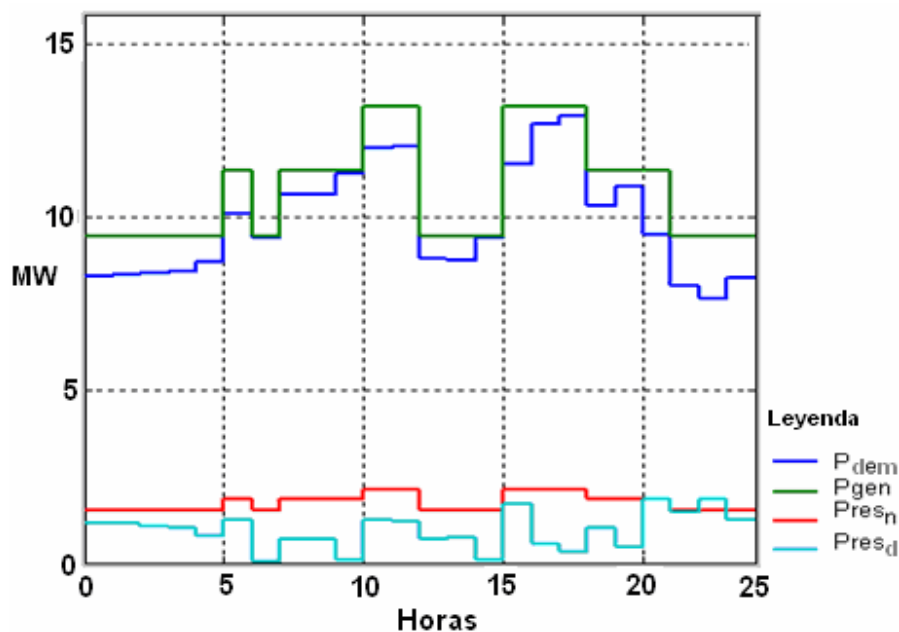


FIGURA 3.3

GRÁFICO DE CARGA Y DE GENERACIÓN EN LA 1RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

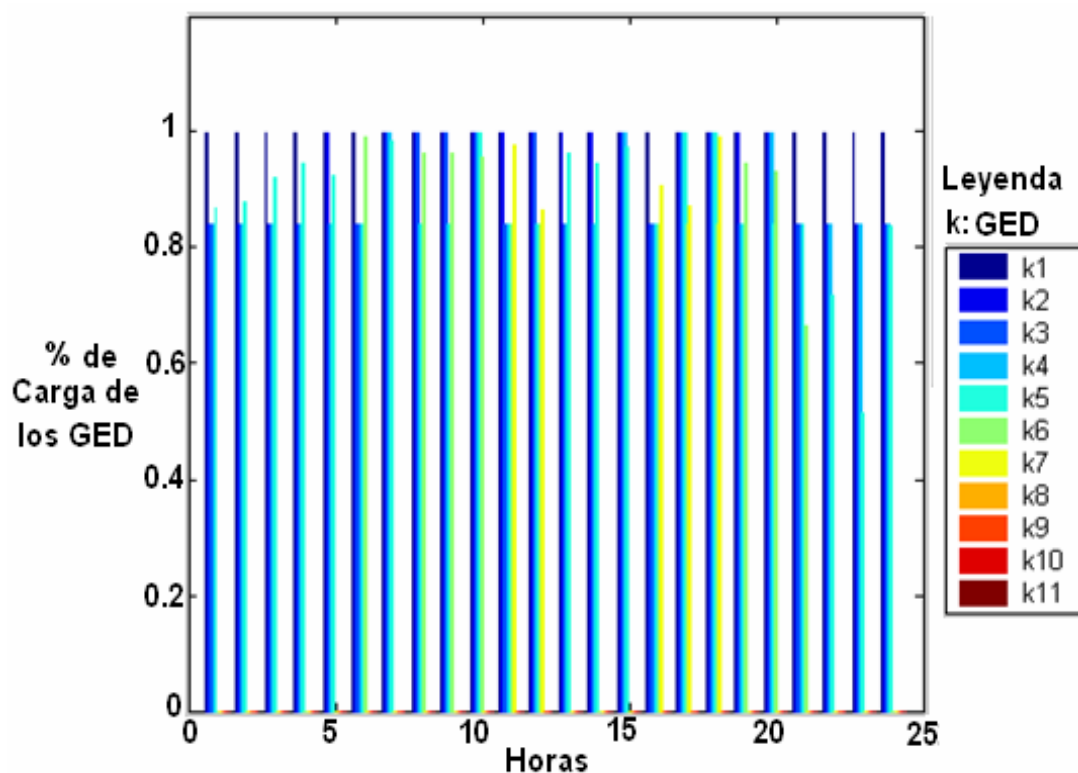


FIGURA 3.4

GRÁFICO DE LOS PORCIENTOS DE EXPLOTACION DE LOS GRUPOS EN LA 1RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL



En la segunda situación excepcional en el horario pico de la tarde se puede constatar que la potencia de la carga es superior a la generada, por lo que hay que desconectar los circuitos que se analizaron en el Capítulo II, además durante las 24 horas de explotación el sistema esta utilizando la reserva disponible, ver en las tablas 3 y 4 en el Anexo 13. Ver las figuras 3.5 y 3.6.

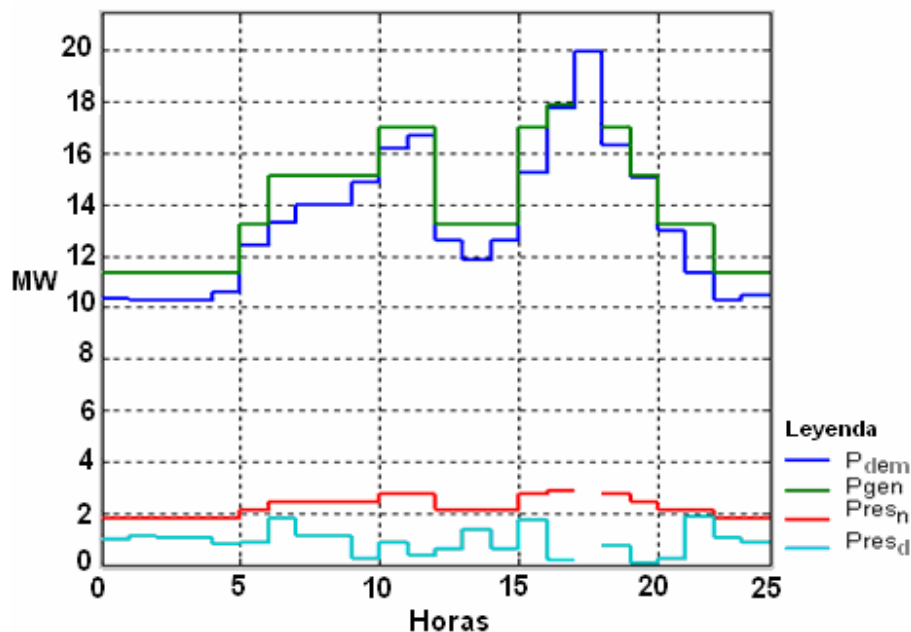


FIGURA 3.5

GRÁFICO DE CARGA Y DE GENERACIÓN EN LA 2DA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

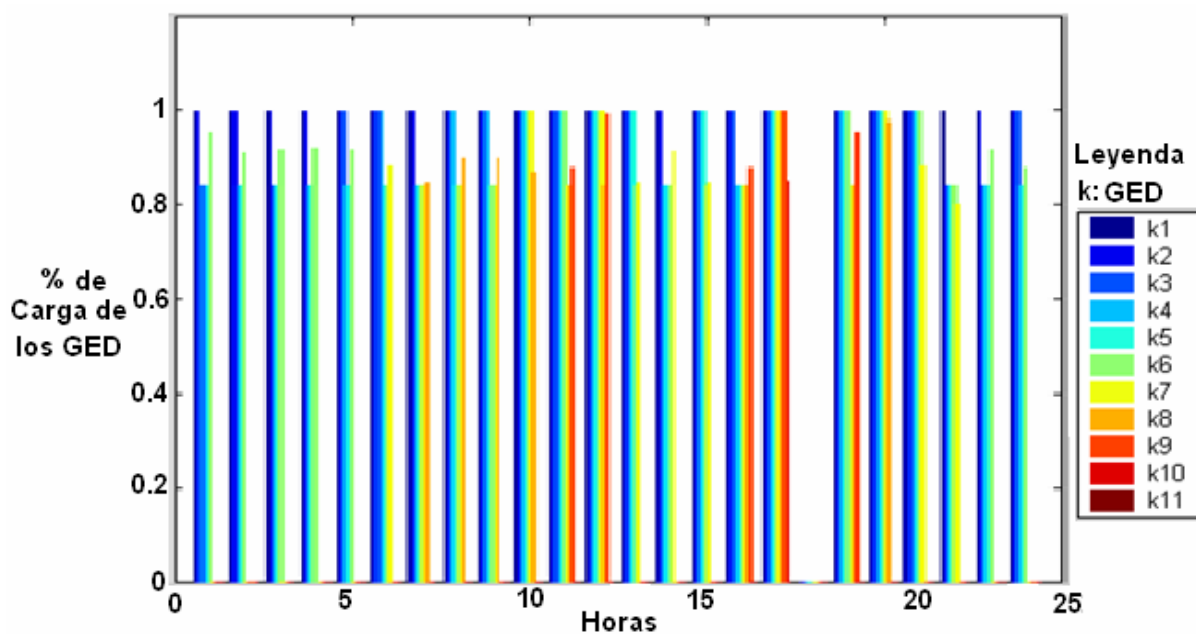


FIGURA 3.6

GRÁFICO DE LOS PORCIENTOS DE EXPLOTACIÓN DE LOS GRUPOS EN LA 2DA SITUACIÓN EXCEPCIONAL



En la tercera situación excepcional el sistema consume la reserva nominal solo a las 2: 00 a.m y 3:00 a.m, ver en las tabla 4 y 5 en el Anexo 13. Para este caso la operación del microsistema es semejante a la primera situación excepcional, pero en este caso se utilizan más grupos, es decir, se tiene menos disponibilidad aspecto que se refleja en el factor de carga, al ser menor que en el primer y tercer caso. Ver las figuras 3.7 y 3.8.

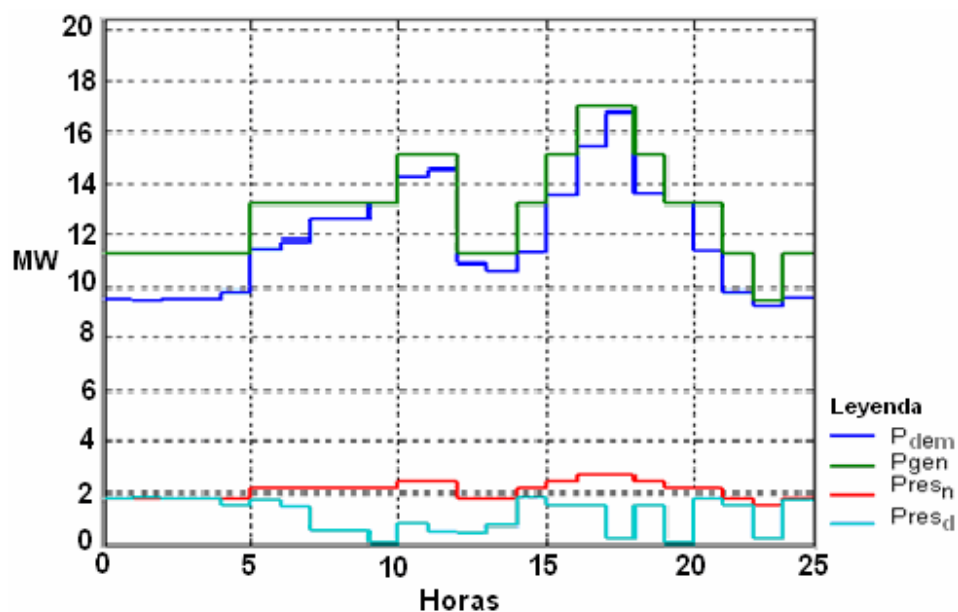


FIGURA 3.7
GRÁFICO DE CARGA Y DE GENERACIÓN EN LA 3RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

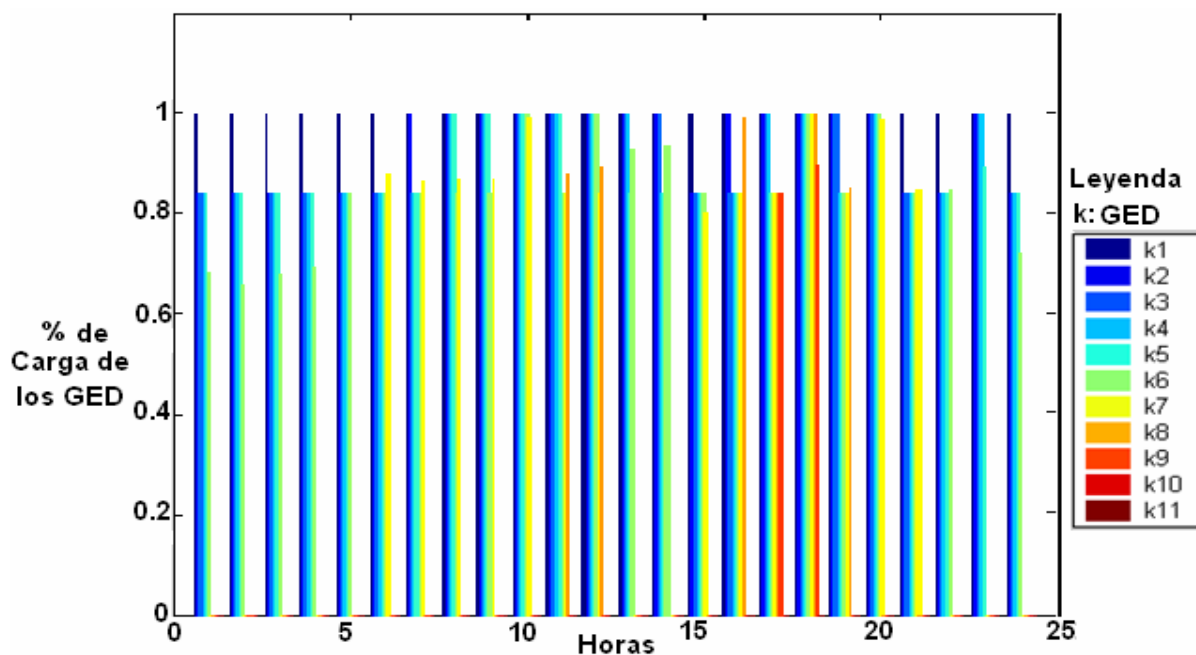


FIGURA 3.8



GRÁFICO DE LOS PORCIENTOS DE EXPLOTACIÓN DE LOS GRUPOS EN LA 3RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

En la cuarta situación excepcional se observa que efectivamente hay que desconectar en el horario de la tarde los clientes que se definieron en el Capítulo II, además de que en todo momento se está utilizando la reserva nominal, ver las tablas 7 y 8 en el Anexo 13. Frente a este evento al tener después de las 7:00 a.m. que sobreexplotar los grupos del microsistema es importante que los clientes desconectados sean los que menor impacto tenga en los municipios de Moa y Sagua. Ver las figuras 3.9 y 3.10

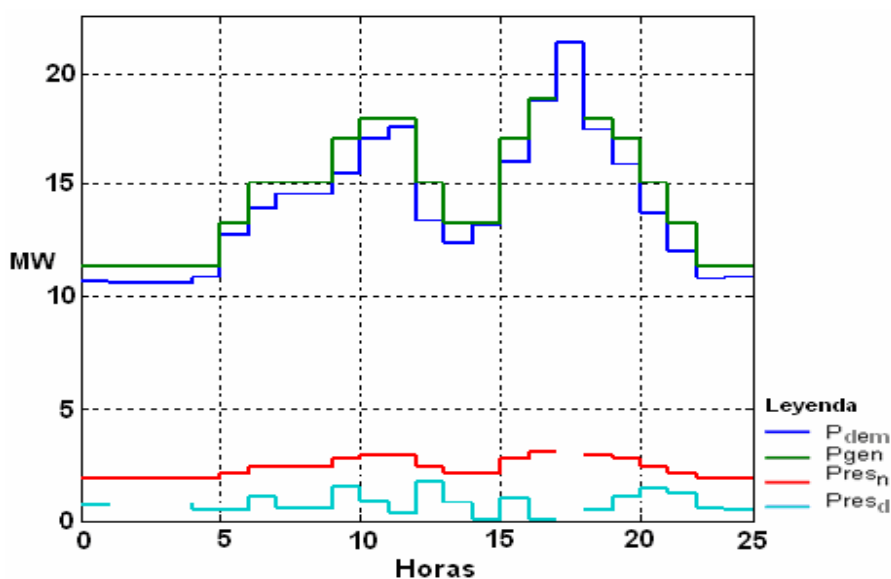


FIGURA 3.9
GRÁFICO DE CARGA Y DE GENERACIÓN EN LA 4RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

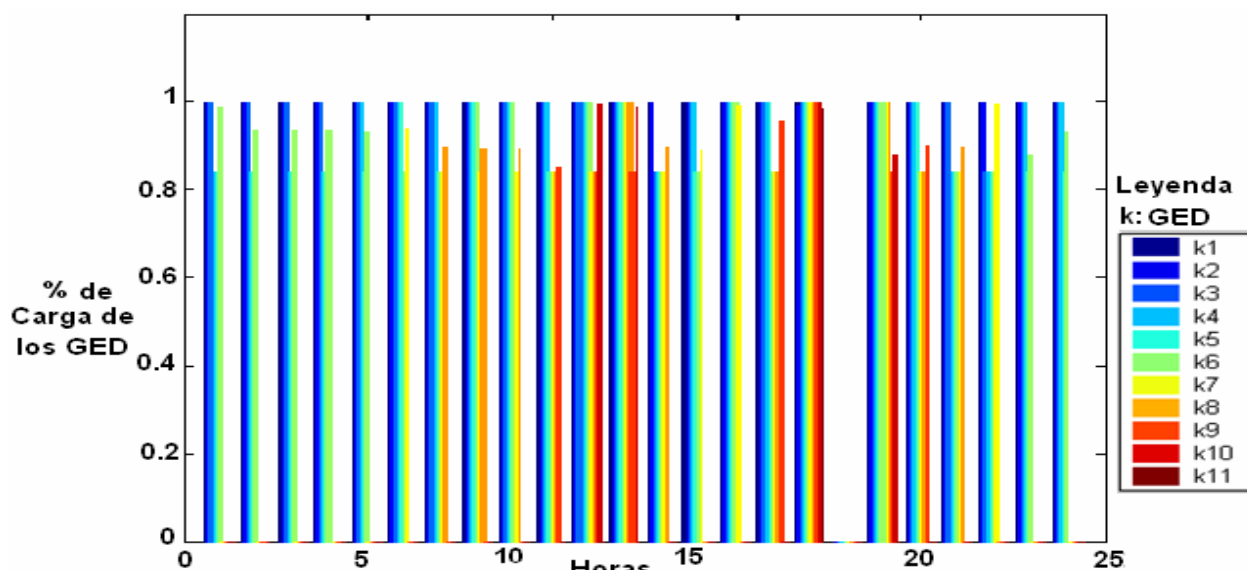


FIGURA 3.10
GRÁFICO DE LOS PORCIENTOS DE EXPLOTACION DE LOS GRUPOS EN LA 4TA SITUACIÓN EXCEPCIONAL



La determinación de los porcentos de carga de las máquinas, las curvas de las potencias que se generan y las de reserva les permiten a los operados del microsistema y a los especialistas de la OBE poder planificar ante una situación excepcional de forma manual los porcentos de trabajo de los grupos y conocer en que hora se deben desconectar las cargas para afectar a la menor cantidad de los consumidores. Además al poder predecir cuáles serán estos porcento y las horas de trabajo de las máquinas, se puede determinar el consumo de combustible por grupo y planificar la disponibilidad del combustible frente a estos fenómenos (*ver el procedimiento en el Anexo 14*). Estos resultados facilitan notablemente la toma de decisiones para la operación ante situaciones excepcionales de microsistema. En el **modo de operación manual los GE no paran en automático, lo que trae como consecuencia que trabajen todo el tiempo, por lo que hay que chequear constantemente la reserva nominal para parar o arrancar los grupos, de ser necesario.**

Estas simulaciones al compararlas con la obtenida en el PSX permiten a los operadores una mejor planificación del trabajo del microsistema en situaciones excepcionales, ya que, definen el estado de operación de los grupos así como los valores de las potencias generadas y las de reservas para cada hora del día sin la necesidad de tener que realizar más de una corrida como se hace en el PSX, además de que le permite al especialista que debe de tomar decisiones sobre que los circuitos a desconectar, saber en que horario del día de tomar esa decisión, aspecto que aunque en el PXS se puede analizar requeriría más tiempo de procesamiento al tener que ajustar el sistema cada vez que cambien el estado de la carga, proceso en el que el especialista puede cometer errores por tener que estar cada hora actualizando las cargas en el monolineal.

Por otra parte al ser elaborado el procedimiento y la aplicación se tuvo en cuenta, a quienes va dirigido, como lo van a emplear, el impacto que tendrá la puesta en explotación de los mismos en el centro donde sean utilizados y las ventajas en el proceso de toma de decisiones por parte de los especialistas OBE y la UNE-GD. Para ello se realizó un estudio de la posible existencia de otros métodos y las ventajas que traerían su uso. En este caso no se encontraron otras herramientas que permitan la planificación y el pronóstico de la generación de los grupos electrógenos diesel del microsistema y los emergentes para situaciones excepcionales, objetivo que se constató en las Entrevistas a Profundidad realizadas a los directivos del gobierno, la OBE y la Batería de GED de Moa que usaran la aplicación. Se analizó además las implicaciones que tendría la incorporación de



estos resultados, y se pudo apreciar que traería un impacto fundamentalmente social, ya que, no hubo gastos económicos, pues la implementación de la aplicación y el procedimiento no necesitan de ninguna inversión, además la aplicación fue desarrollada en una computadora del ISMM.

3.4. Impacto Social.

El procedimiento y la aplicación como medios para apoyar la toma de decisiones de los operadores de la OBE, del microsistema y el gobierno, contribuirá a una mejor calidad y fiabilidad en el proceso de generación de energía eléctrica distribuida y de emergencia del municipio, se logrará un alto nivel de satisfacción por parte de los clientes de 1ra categoría y los consumidores residenciales, al poder pronosticar e informar en dependencia de las áreas afectadas, la potencia de generación y de reserva rodante del microsistema, además del considerable ahorro de combustible y tiempo en la toma de decisiones por la máxima dirección del municipio frente a estas situaciones extremas.

A pesar de que no existe la costumbre de usar estas herramientas, tendrán una gran aceptación, máxime si hasta el momento de desarrollarse las mismas en el territorio no se contaba con productos similares que cumpliera con los objetivos y las necesidades de la OBE y el gobierno.

Otro elemento que se tuvo en cuenta es el alto grado de afectación que las situaciones excepcionales tienen sobre una población de 75 061 consumidores y 21 819 núcleos familiares, las cuáles actualmente dependen de la energía eléctrica para la elaboración de los alimentos y los centros vitales ubicados en los circuitos residenciales, que ante una situación excepcional deben de garantizarse en la medida de lo posible el fluido eléctrico.

3.5. Conclusiones parciales.

- ✓ El modelo, el procedimiento y las reglas desarrolladas que permitieron el establecimiento de la dinámica de trabajo de la entidad frente a situaciones excepcionales. Constituyen herramientas teóricas fundamentales para los estudios de eficiencia operacional en grupos electrógenos que garantiza en una localidad la generación distribuida en situaciones excepcionales.
- ✓ El establecimiento de la cantidad de grupo que operarían en cada hora, los porcentos de trabajo de cada grupo, las potencias generadas y las de reserva (nominal y rodante), nos permitió definir para cuáles horarios del día este sistema tiene insuficiente generación



disponible ante en situaciones excepcionales. Estos resultados deben ser analizados cuando se realice la planificación del trabajo y el consumo de combustible de esta entidad en ISLA.

- ✓ En el software PSX cuando se realizan análisis de flujo de carga la generación del microsistema se representa solamente para cargas puntuales. Con las simulaciones que se desarrollaron en la aplicación desarrollada en Matlab se puede conocer el estado de la generación de sistema para cualquier período de tiempo, aspecto que para la operación de los mismos en situaciones excepcionales garantizarían la toma de decisiones de los operadores y el trabajo eficaz del microsistema, al poderse estudiarse con anterioridad en cuáles horarios el sistema no podrá suplir la carga de los circuitos residenciales del territorio.



CONCLUSIONES GENERALES

En el presente trabajo:

- Con la caracterización de la carga que será alimentada por el sistema de generación distribuida de Moa y Sagua se determinó que la potencia de distribución instalada es de 39871,1 kVA. Además se estableció la ubicación de los clientes de 1ra categoría y los grupos electrógenos emergentes que operaran en cada situación excepcional.
- Con la estimación de la demanda se comprobó que la misma disminuyó en 1535,1 MW con respecto al 2007 y que el valor máximo de potencia demandada en el horario pico de la tarde en el año 2008 es superior a los dos años precedentes. Además se calculó que para este valor pico de 27,5 MW, el microsistema no supe la potencia demandada por la carga.
- En la evaluación de las relaciones demanda-generación del microsistema para las cuatro situaciones excepcionales se determinó que la generación disponible del microsistema no supe la carga para la segunda y cuarta situaciones excepcionales, debido a que en ambas la demanda alcanza valores superiores a los 18,832 MW y se comprobó que en tres situaciones excepcionales no se mantiene la reserva de potencia en sistema. Con estos resultados se elaboró un procedimiento para la toma de decisiones ante situaciones excepcionales.
- Como producto de la simulación del comportamiento de los GED en el PSX para la cuarta situación excepcional se comprobó que el microsistema en la hora pico de la tarde no supe la potencia demandada de 21,4 MW. Además se determinó que para planificar la potencia de generación de la entidad durante 24 horas la simulación debe de repetirse 24 veces debido a que el software trabaja con cargas puntuales, aspecto que dificulta la toma de decisiones de los especialistas de la Bateria de GED y la OBE.
- Se elaboró un modelo, las reglas y el procedimiento con el cuales se estableció la dinámica de operación del microsistema frente a situaciones excepcionales.



- Con las simulaciones desarrolladas en Matlab se analizaron para las cuatro situaciones excepcionales por un período de 24 horas el nivel de respuesta del microsisistema, obteniendo el mismo resultado que en el PSX para la cuarta situación excepcional, con la diferencia que la aplicación desarrollada permite con una sola simulación pronosticar el comportamiento de generación del microsisistema durante 24 horas. Estas simulaciones nos permitieron verificar el pronóstico del comportamiento de la demanda y la evaluación la generación disponible del microsisistema, mejorando así la toma de decisiones de los especialistas de la entidad y de la OBE.
- En las simulaciones realizadas en Matlab se obtuvo la cantidad de grupos que operarían en cada hora, los porcentos de trabajo de cada grupo, las potencias generadas y las potencias de reserva nominal y rodante del microsisistema para las situaciones excepcionales analizadas.



RECOMENDACIONES

En el presente trabajo recomendamos:

1. Desarrollar por parte de un equipo de especialistas de la OBE Moa, un procedimiento para la conexión y desconexión de los clientes de 1ra categoría con grupos electrógenos de emergencia para situaciones excepcionales.
2. Implementar en una aplicación informática que permita el estudio de la operación del microsistema Moa-Sagua frente a situaciones excepcionales.
3. Tener presente los porcentajes de operación de los grupos electrógenos para estudiar la relación generación- índices de consumo del microsistema ante situaciones excepcionales.
4. Generalizar el estudio de los sistemas de generación distribuida frente a situaciones excepcionales a todas las ISLA de la provincia Holguín.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L. Electricity Market Regulations and their Impact on Distributed Generation. Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000. IEEE 2000. London. April 2000. pp. 608-613.
2. Alfonso, C. M., Freitas, W., Xu. W., Dasilva, L.C.P. Performance of ROCOF relays for embedded generation applications. Inst. Elect. Eng. Gen. Transm. Distrib. vol 152. no 1. Jun 2005. pp 109-114.
3. Barker, P., De Mello, R., Determining the Impact of Distributed Generation on Power System: Part 1 – Radial Distribution Systems. IEEE 2000. 2000. pp.1645-1656.
4. Barrer, P.P. Determination the impact of distributed generation and power systems: Part1- Radial distribution systems. Proc IEEE. Power Eng, Soc. Summer Meeting. 2000. pp 1645-1656.
5. Batista Marrero, W. L. Metodología para la determinación de las reservas energéticas en el SEN. Tesis de Maestría. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. 2004.
6. Bluestein, J. Overview of distributed generation technologies. Workshop on distributed resource and demand response Harrisburg. Jun.2003.
7. Boletín Informativo. Comité Electrotécnico Cubano (CEC). La generación de electricidad Centralizada llega a su fin. Redes Eléctricas del futuro. Octubre-Diciembre 2006. pp 3-9. Disponible, <http://www.cec.cubaindustria.cu> Visitado: Febrero 2008.
8. Boletín de Tecnología e Innovación N°36. Generación Distribuida, Oportunidad y Reto Tecnológico. Septiembre 2001. Disponible, <http://www.labein.es>, Visitado: Noviembre 2006.
9. Borbely, A., Kreider, J. Distributed Generation: the power paradigm for the new millennium. CRC Press LLC. 2001. pp 1-384.
10. Boza Valerina, J.G., Leyva Condeff, S., García Sánchez. Z. Estudio de la estabilidad transitoria en un sistema eléctrico de potencia con alta participación de grupos electrógenos. FIE'2008. Santiago de Cuba. Cuba. 2008.
11. Calzadilla, E. Plan de Adecuación de Redes del Departamento Eléctrico de Moa. OBE Municipal. 2008. pp 8.



12. Carpinelli, G., Celli, G., Pilo, F., Russo, A. Distributed generation siting and sizing under uncertainty. IEEE Porto Power Tech. Conf. vol 4. Porto Portugal. 2001.
13. Castro, M., Costa, A., Vilaragut, M., Aparecida, E. Amaral, F., De Lemus, A., Adegas, F. Laboratorio para el estudio de micro y miniredes conformadas a partir de sistemas híbridos de generación de energía eléctrica. FIE'2008. Santiago de Cuba. Cuba. 2008.
14. Castro, N., Money, M. R., Leizan, I.B. Posibilidades de explotación de los grupos electrógenos en la subestación Santiago Industrial. FIE'2008. Santiago de Cuba. Cuba. 2008.
15. Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., Pilo, F. A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. IEEE. Trans Power Systm vol. 20. no. 2. May. 2005. pp750-757.
16. Coles, L. R., Distributed Generation Can Provide An Appropriate Customer Price Response To Help Fix Wholesale Price Volatility. IEEE Power Engineering Society. 2001.
17. Configuration Manual. M-Vision designer. DEIF A/S Frisenborgvej. 2006.
18. Daimlerchrysler, AG. Guía para la Operación en Régimen Automático de las Baterías MTU de ocho Grupos Electrónicos. Manual Técnico. MCV Comercial S.A. Junio, 2008.
19. de Armas Teyra, A., Gómez Sarduy, J.R.. Características Operacionales y Despacho Económico de las unidades de Generación Distribuida. [Power Point]. Taller de Generación Distribuida. Villa Clara. Cuba. Octubre 2006. pp 16.
20. Deás Yero, D., Leizán González, I., Festary Olivares, R. Evaluación de los campos electromagnéticos de baja frecuencia en el emplazamiento de grupos electrógenos "Héctor Pavón". FIE'2008. Santiago de Cuba. Cuba. 2008.
21. de la Fé Dotres, S. Efecto de la Generación distribuida sobre la calidad del suministro de la red de Transmisión Oriente Norte. CIE'2007.
22. DIN 6271-2. Reciprocating internal combustion engines-performance part 2: declarations of Power, fuel and lubricating oil consumptions, and test methods.
23. Dugan, R.C., Price, S.K. Issue for distributed generation in the U.S. IEEE. Power Engineering Society Winter Meeting. vol.1. 2002. pp121-126.
24. El-Arraudi, K., Joos, G., Kamwa, I., McGillis, D. Intelligent-based approach to inslanding detection in distributed generation. IEEE. Trans Power Systm. vol 22. April 2007.



25. El-Kattam, W., Bhattacharya, K., Hegazy, Y., Salama, M.M. An Integrated Distributed Generation Optimization Model for Distribution System Planning. IEEE. Trans Power System vol. 20. no. 2. May. 2005. pp1158-1165.
26. El-Kattam, W., Bhattacharya, K., Hegazy, Y., Salama, M.M. Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a competitive Electricity Market. IEEE. Trans Power System vol. 19. no3. August. 2004. pp 1674-1684.
27. Energía y tú. CETER. no43. Julio-Septiembre 2008. pp 44.
28. Engel, M. V. Markets for Distributed Generation. PSPI SM2000 Panel Session – Customer Service Planning. IEEE 2000.
29. Fainboim, I., Rodríguez, C. El desarrollo de la infraestructura en Colombia en la década de los noventa. Proyecto (HOL/97/6034). 2000. pp. 1-79.
30. Fernández Madrigal, I. Regulación de Voltaje y Potencia Reactiva en la red de enlace de 220 y 110 kV del SEN. Procedimiento DNGO0506. 2006.
31. Freitas, W., Huang, Z., Xu, W. A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relay for distributed generation applications. IEEE. Trans Power Delirery. Vol 20. No.1. Jan 2005. pp 57-63.
32. Freitas, W., Xu, W., Alfonso, C., Huang, Z. Comparative analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications. IEEE. Trans Power Delirery. nol 20. no.20. April 2005.
33. Funabashi, T., Koyanagi, K., Yokoyama, R. A review of inslandig detection methods for distributed resource. IEEE Bologna Power Tech Conf. vol.2. 2003. pp 23-26.
34. García Abreu, M., Pérez Saintgermes, J.C. Estudio y simulación de Islas utilizando el Power System eXplore. CIE'2007. 2007.
35. Gas-fired distributed energy resource technology characterizations. NREL the DOE office the Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) and the Gas Research Institute (GRI). 2003.
36. Generación Distribuida, Oportunidad y Reto Tecnológico. Fundación Labein. Boletín de Tecnología e Innovación no36, Septiembre 2001.
37. González-Cueto Cruz, J. A. Aplicación y desarrollo de métodos para el análisis de redes eléctricas de potencias. Tesis de doctorado. Universidad Central de Las Villas, 2000.



38. González Fuentes, Y. Impacto de la introducción de la Generación Distribuida en el Sistema Eléctrico de Potencia. Tesis de Grado. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. 2008.
39. Gonzalez-Longatt, F., Fortoul, C. Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification. 2006. pp4.
40. González-Longatt, F., Guillen, F., Hernandez, A., Teran, R., Peraza, C. Estado Actual y perspectivas de Investigación y desarrollo para fuentes alternas de energía en la UNEFA. I. Congreso Internacional de Investigación y Postgrado del Siglo XII, UNEFA Caracas, Venezuela 8-12 Mayo 2006.
41. Hazel, T. Producción de energía eléctrica integrada en emplazamientos industriales y edificios comerciales. Cuadernos Técnicos No 196 de Schneider Electric. Febrero 2001.
42. Hegazy, Y. G., Salama, M.A., Chikhani, A.Y. Adequacy assessment of distributed generation system using Monte Carlo simulation. IEEE. Trans Power Systm vol. 18. no1. February. 2003.
43. ISO 8528-1:1993 (E). Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets part 1: application, ratings and performance.
44. ISO 3046-1:2000 (E). Reciprocating internal combustion engines-performance part1: declarations of Power, fuel and lubricating oil consumptions, and test methods- Additional requirements for engines for general use.
45. ISO 8528-3:1993 (E). Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets part 3: alternating current generators for generating sets.
46. Jones, T., Petrie, E. Expansión de la Red: generación distribuida y compañía eléctrica virtual. Revista ABB – N°3. 2000.
47. Jóos, G., Ooi, B.T., McGillis, D., Galiana, F.D., Marceau, R. The Potential of Distributed Generation to Provide Ancillary Services. pp. 1762-1767. IEEE 2000.
48. Kundur, P. Power system stability and control. Electric Power Research Institute. 1993. pp 3-5.
49. La defensa civil en tiempo de paz y de guerra. [Power Point]. ISMM. Septiembre 2006. pp 44.



50. Leizán, I., Cervantes, J., Melchor, C., Medina, A., Cisnero, O. Guía para estudios de impacto ambiental en instalaciones de generación distribuida con grupos electrógenos diesel. FIE'2008. Santiago de Cuba. Cuba. 2008.
51. Ley 75 de la Defensa nacional. Cuba. Gaceta Oficial de la República de Cuba. La Habana, 14 de Septiembre, 1998.
52. Madina, C. Modelos de negocio en Generación Distribuida. Marzo 2002. Disponible, <http://www.labein.es>. Visitado diciembre 2006.
53. Mantilla González, J.M., Duque Daza, C., Galeano Urueña, H. Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. Universidad Antioquia. No 44. Junio 2008. pp 97-110.
54. Manual de generadores. Regímenes del Despacho Nacional de Carga. 2004.
55. Manual de líneas. Regímenes del Despacho Nacional de Carga. 2004.
56. Manual de operación. Grupos de Desarrollo EROS. Nícaro. Cuba 2006.
57. Manual de transformadores de 220 kV del Despacho Nacional de Carga. 2004.
58. Manual General. Unión Eléctrica Dirección de Generación Distribuida. Cuba. Febrero 2007.
59. Manual para las aplicaciones docentes del PSX. Universidad Central de Las Villas. 2008.
60. Marrero Acosta, R., González García, A. Consideraciones para el estudio de la estabilidad de los sistemas eléctricos de distribución con la generación distribuida. FIE'2008. Santiago de Cuba. Cuba. 2008.
61. Memoria anual 2007. Despacho nacional de carga Cuba. Cuba. 2008.
62. Montero, R., Reyes, A., Marisma, D. Comportamiento de las principales variables de los grupos electrógenos para la generación distribuida en Moa. FIE'2008. Santiago de Cuba. Cuba. 2008.
63. NC 62-05. Voltajes nominales y sus desviaciones.
64. NEMA MG1-22. Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets part 22: application and performance.



65. Nieves Hernández, C., Suárez Orduñez, R., Matos Yadi, R. La generación distribuida y su influencia en los niveles de cortocircuito de las líneas de 33 kV en el sistema eléctrico de Baracoa. FIE'2008. Santiago de Cuba. Cuba. 2008.
66. Noa Ramírez, A., Guerrero Rojas, Y. Impacto de la generación de energía eléctrica distribuida mediante grupos electrógenos Diesel en Moa. FIE'2008. Santiago de Cuba. Cuba. 2008.
67. Norma de operación panel de control de MV de los grupos electrógenos en baterías. Manual Técnico. p 15 Febrero 2006.
68. Operator's Manual. DEIF A/S Frisenborgvej. 2006.
69. Pecas, J., Hatziaargyriou, N., Mutale, J., Djapic, P. Jenkins, N. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. Electric Power Systems Research. vol. 77. 2007. pp. 1189-1203.
70. Pepermansa, G., Driesenb, J., Haeseldonckc, D., Belmansc, R., D'haeseleerc, W. Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy Policy. vol. 33. 2005. pp. 787-798.
71. Pérez Ortiz, J.B. Operación del microsistema Holguín 220 kV en las redes subtransmisión para el régimen ISLA. Tesis de Grado. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. 2008.
72. Pipattanasomporn, M., Willingham, M., Rahman, S. Implications of On-site Distributed Generation for Comercial/Industrial Facilites. IEEE Trans. Power Syst. Febrero 2005. vol.20. no1.
73. Procedimiento de operación de Sistema Electroenergético Nacional. NRB 590.
74. Redfern, M.A., Usta, O. A new microprocessor based islanndig protection algorithm for dispersed storage and generation units. IEEE. Trans Power Del. vol 10. no3. Jul 1995. pp 1249-1254.
75. Salman. S.K., King, D.J., Weller, G. New loss of mains detection algorithm for embedded generation using rate change of voltaje and change in power factores. Proc. Developments Power System Protection Conf. IEE Public. no.479. 2001. pp82-85.
76. Seeling, G. H. Optimization of Irbid Energy Systems. Sizing and Opetation control Ph. D dissertation. Dpto Elect. Eng. Univ. Of Kassel. Kassel Germany. 1998.



77. Segura Heras, I. Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica. Tesis Doctoral. Julio 2005.
78. Su-Bae, I., Kim, J., Chul Kim, J., Singh, C. Optimal Operating Strategy for DG considering hourly reliability worth. IEEE Trans. Power System. Vol 19. no 1. February 2004.
79. Stamatios, D., Lloveras, J. Las ventajas de la generación eléctrica distribuida. Universidad Politécnica de Cataluña. 2001.
80. Tarrago Alba, D. Operación del microsistema Nipe 110 kV para redes de subtransmisión en el régimen ISLA. Tesis de Grado. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. 2008.
81. The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets. Gas Research Institute (GRI). Marzo 1999.
82. Unión Eléctrica. Dirección de Generación Distribuida. Generación Distribuida en Cuba julio 2007 [Power Point]. PPT. pp 11. Julio 2007.
83. Unión Eléctrica. Estrategia de atención a la Generación Distribuida. PPT. [Power Point]. pp 45. 2006.
84. Unión Eléctrica. Experiencia de la UNE en la Revolución Energética. PPT. [Power Point]. pp. 32. Marzo 2006.
85. Unión Eléctrica. Programa para el mejoramiento del Sistema Eléctrico Nacional. PPT. [Power Point]. pp. 43. Abril 2007.
86. Viego Felipe, P., de Armas Teyra, M., Pérez Abril, I., Padrón Padrón, A., Casas Fernández, L., Temas especiales de sistemas eléctricos industriales. Maestría eficiencia energética. Universidad de Cienfuegos. Editorial Universo Sur. 2007.
87. Xu, D., Girgis, A. Optimal Load Sheedding Strategy. IEEE 2000. 2000.
88. Yin, J., Chang, C., Diduch, C. Recent development in islanding detection for distributed power generation. Large Engineering System Conf. Power Engineering. Jul 2004. pp 124-128.

Sitios Web

89. http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_2109_guia_de_gestiones_pa. Visitado: Septiembre 2007.
90. <http://www.uamerica.edu.co/pub/Mecanica/PlantasTermicas/GENERACION%20DISTRIBUIDA.pdf> Visitado: Julio 2006.



91. <http://www.allende.co.cu/Gea%20importante/Web%20energia/V%C3%ADnculos/fre.pdf>.
Visitado: Junio 2006.
92. <http://www.energia.inf.cu/tabloide.pdf>. Visitado: Junio 2006.
93. [http://www.del colapso a la revolución energética](http://www.delcolapsoa.la.revolucion.energetica). Visitado: Enero 2007.
94. http://one.cu/aec_web/tablas_excel/08Energia.xls. Visitado: Enero 2009.
95. <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia27/HTML/articulo07.htm>.
Visitado: Febrero 2007.
96. [http:// www. Concepto de la generación distribuida geogle.com](http://www.concepto.la.generacion.distribuida.geogle.com). Visitado: Mayo 2007.
97. [http:// www.energy. ca. gov/distgen/index. html](http://www.energy.ca.gov/distgen/index.html). Visitado: Mayo 2004.
98. <http://www.raonline.org/ProjDocs/DRE-sRul/Collfile/DGEmissionsMay2001>.
Visitado: Mayo 2001.
99. [http:// www.epa.gov/airmarkets/egrid.2000](http://www.epa.gov/airmarkets/egrid.2000) . Visitado: Mayo 2001.
100. [http:// www.dom.com/customer/pdf/va/vabgs2t.pdf](http://www.dom.com/customer/pdf/va/vabgs2t.pdf). Visitado: Abril 2003.
101. <http://www.sheiderelctrica.com> Visitado: Marzo 2007.
102. [http:// www. Concepto de la generación distribuida geogle.com](http://www.concepto.la.generacion.distribuida.geogle.com). Visitado: Enero 2007.



ANEXO 1

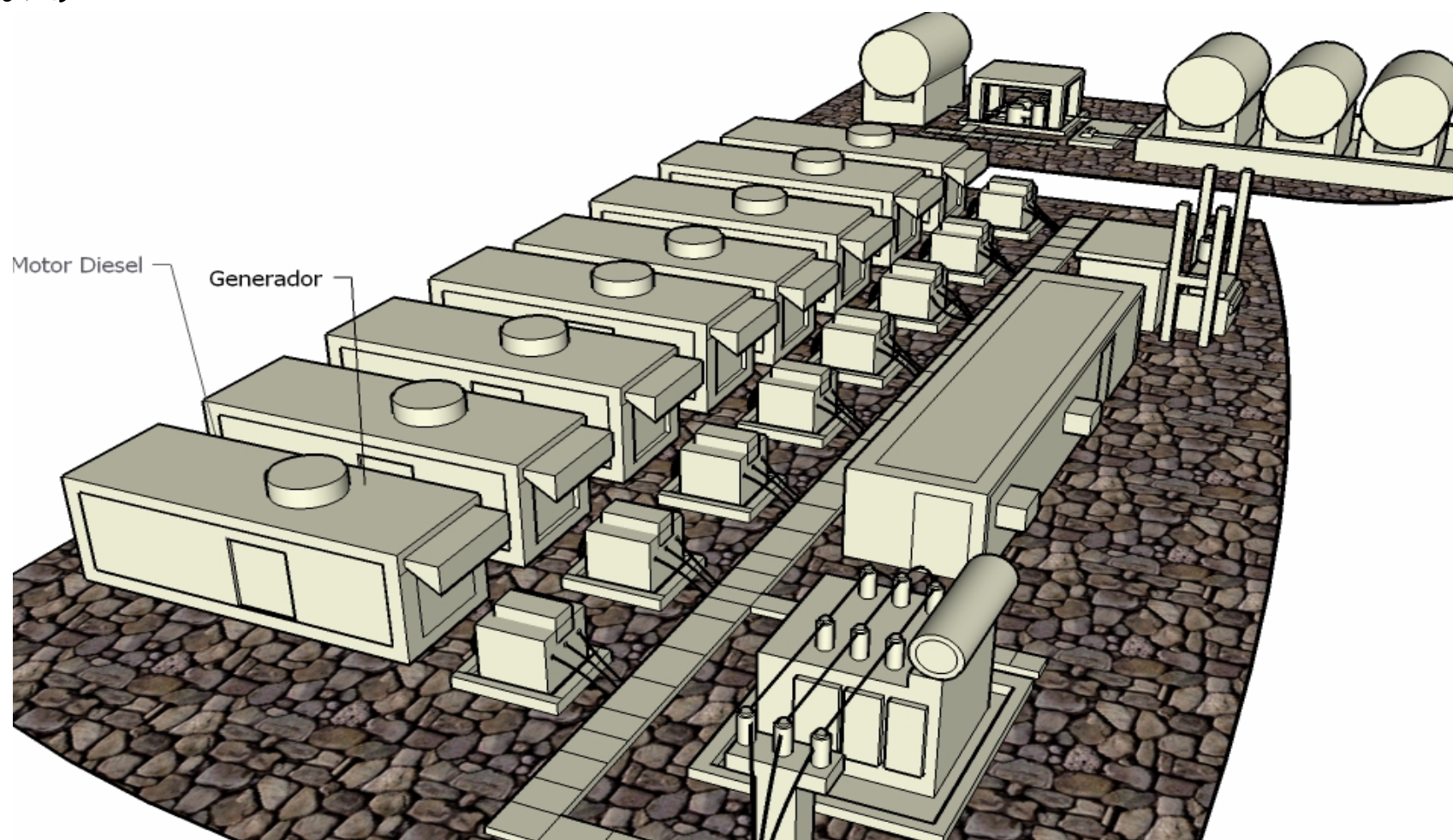


FIGURA 1
ESQUEMA DE LA BATERÍA DE GRUPOS ELECTRÓGENOS DIESEL DE MOA



ANEXO 3.

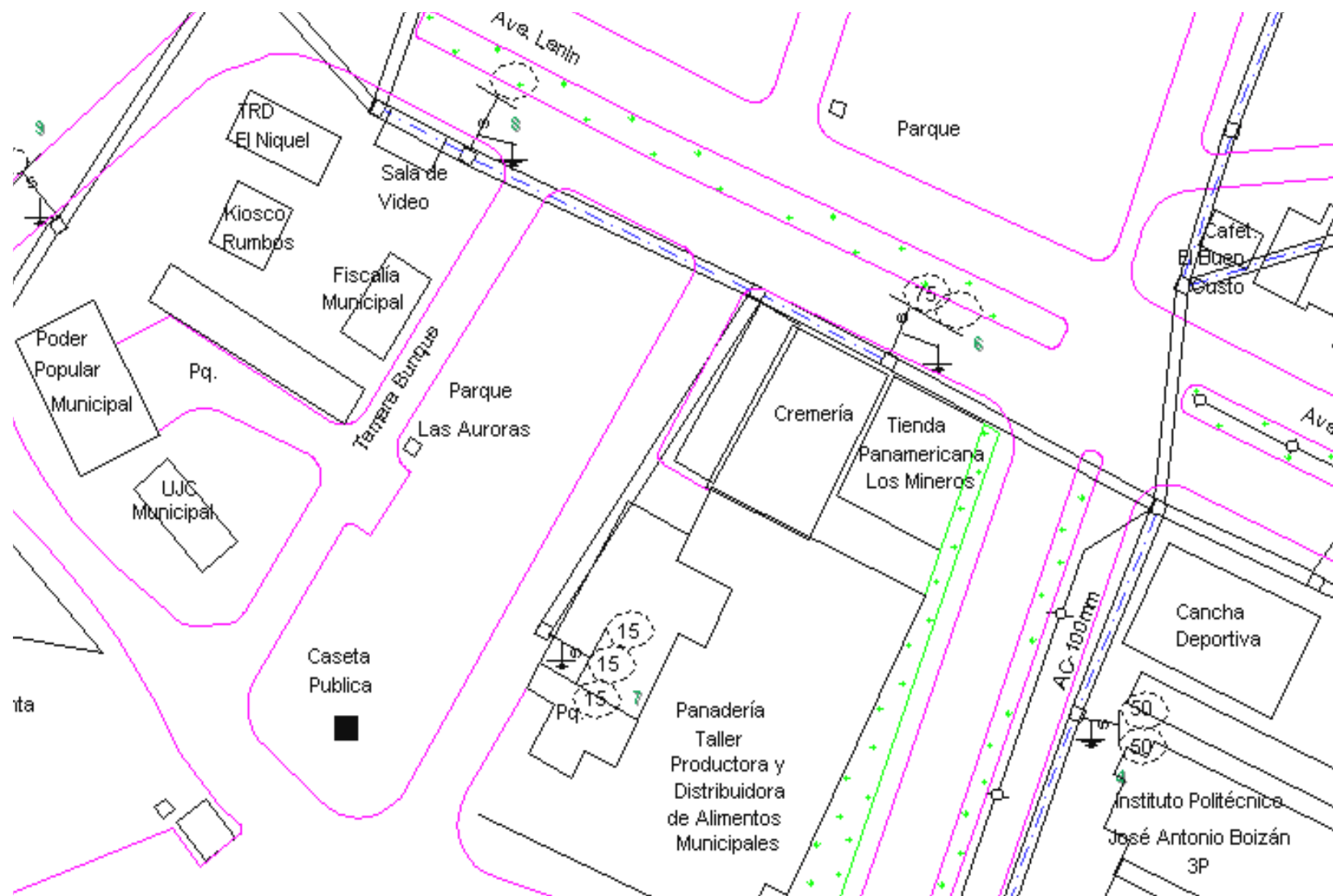


FIGURA 1.
CTO 1. MOA CENTRO

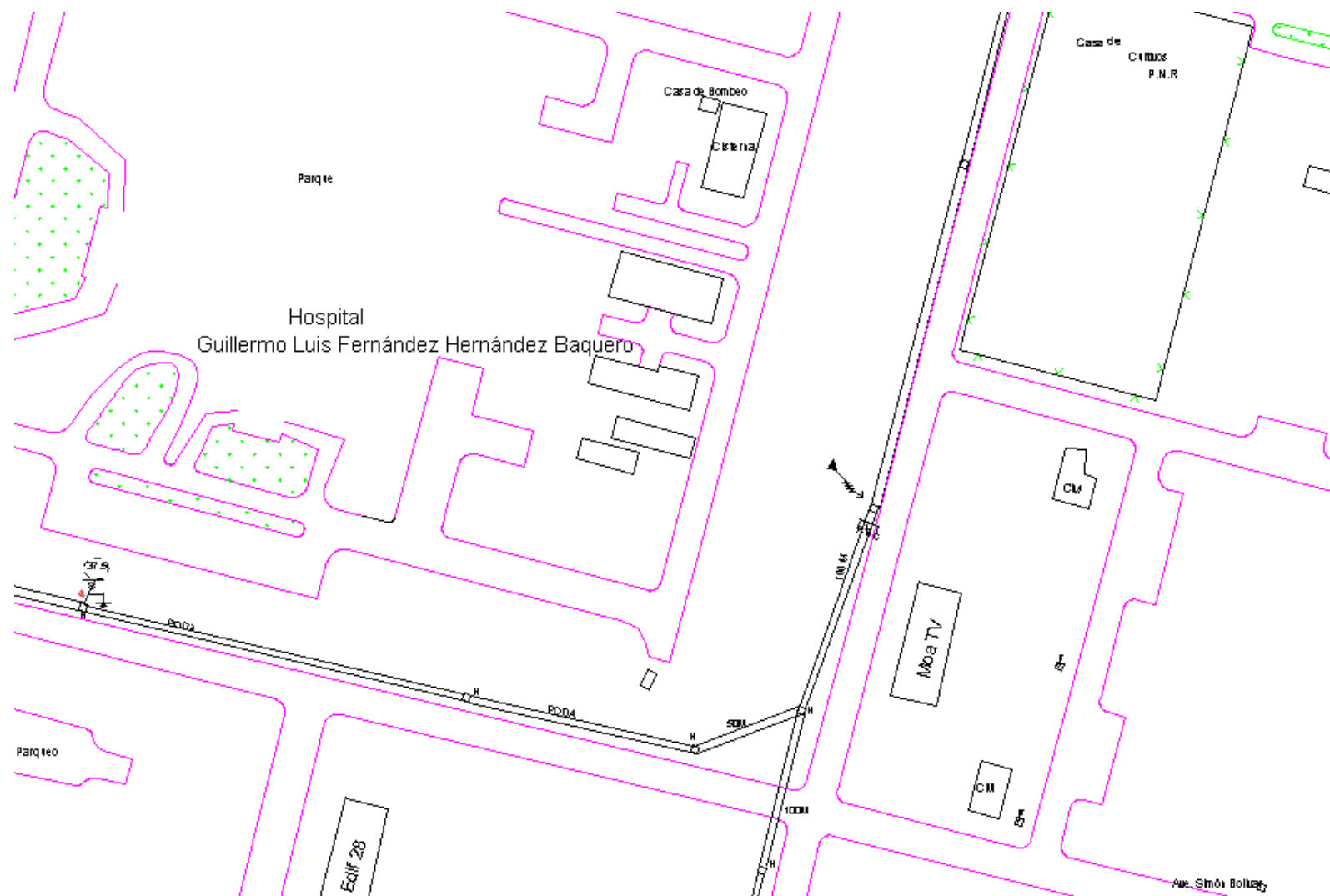


FIGURA 2.
CTO 2. MOA TV_ HOSPITAL

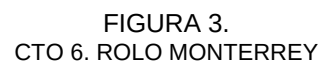


FIGURA 3.
CTO 6. ROLO MONTERREY

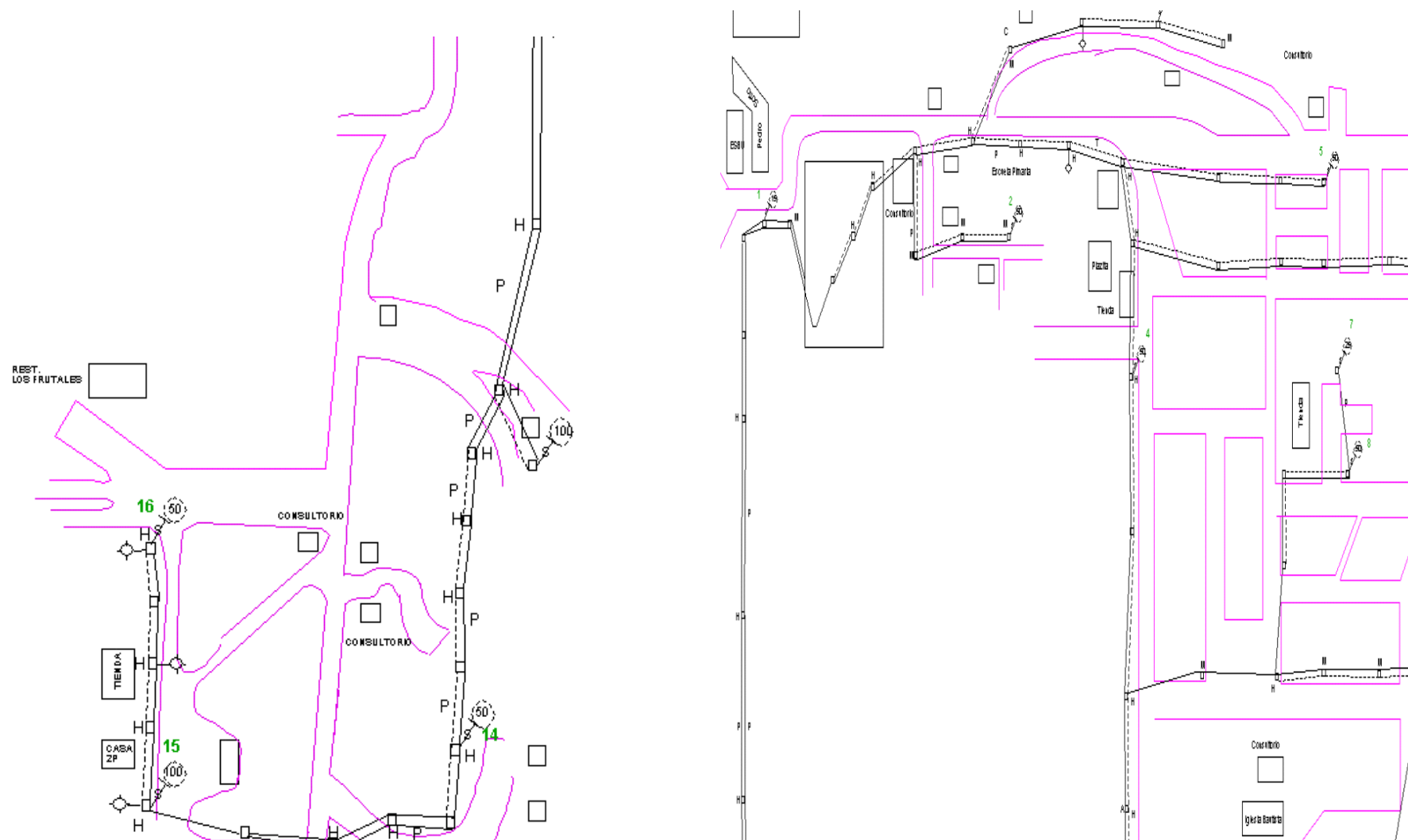


FIGURA 4.
CTO 7CENTENO-PUEBLO NUEVO.

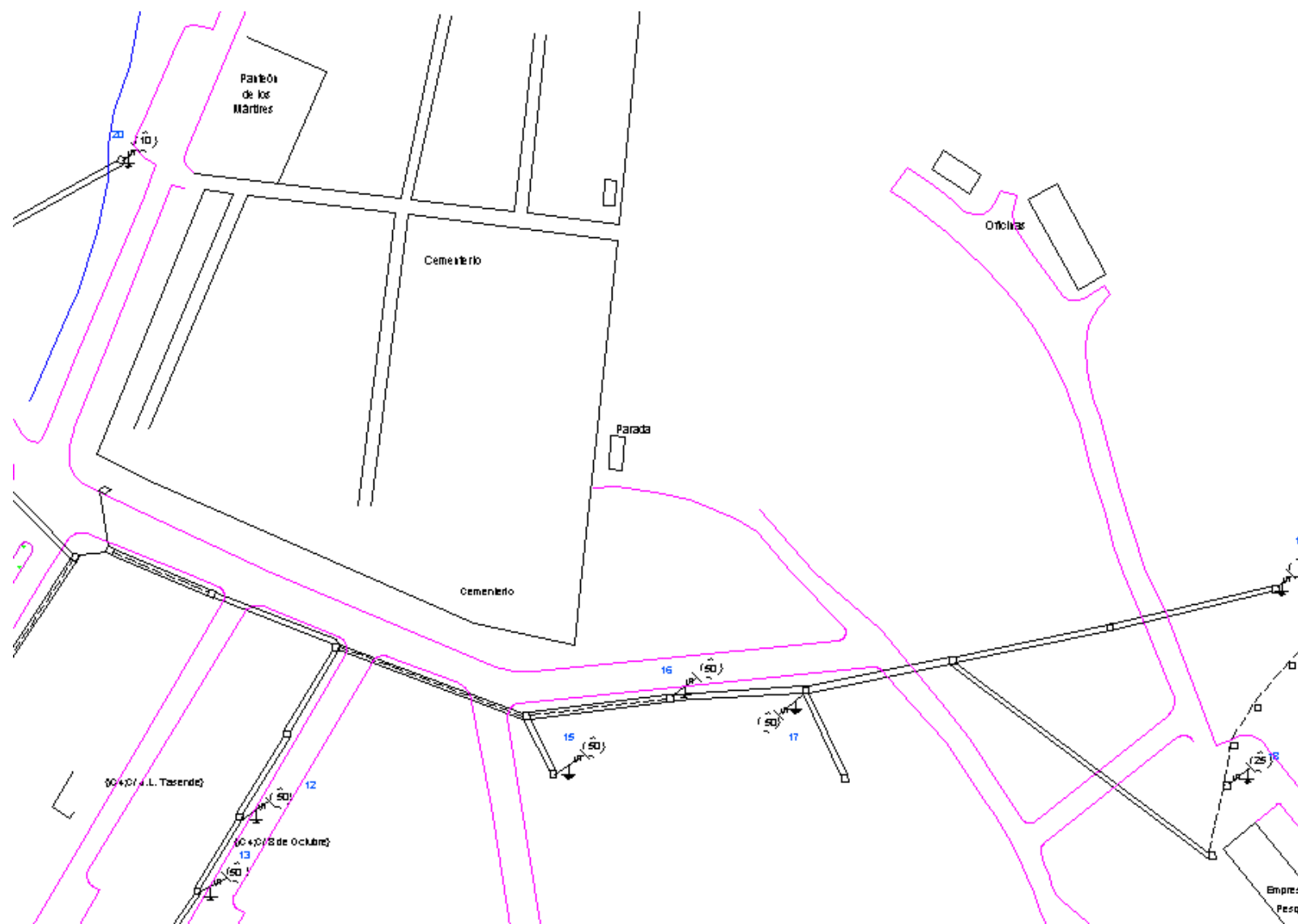


FIGURA 5.
CT O 9. V. CHECA-EMP. PESQUERA



ANEXO 4

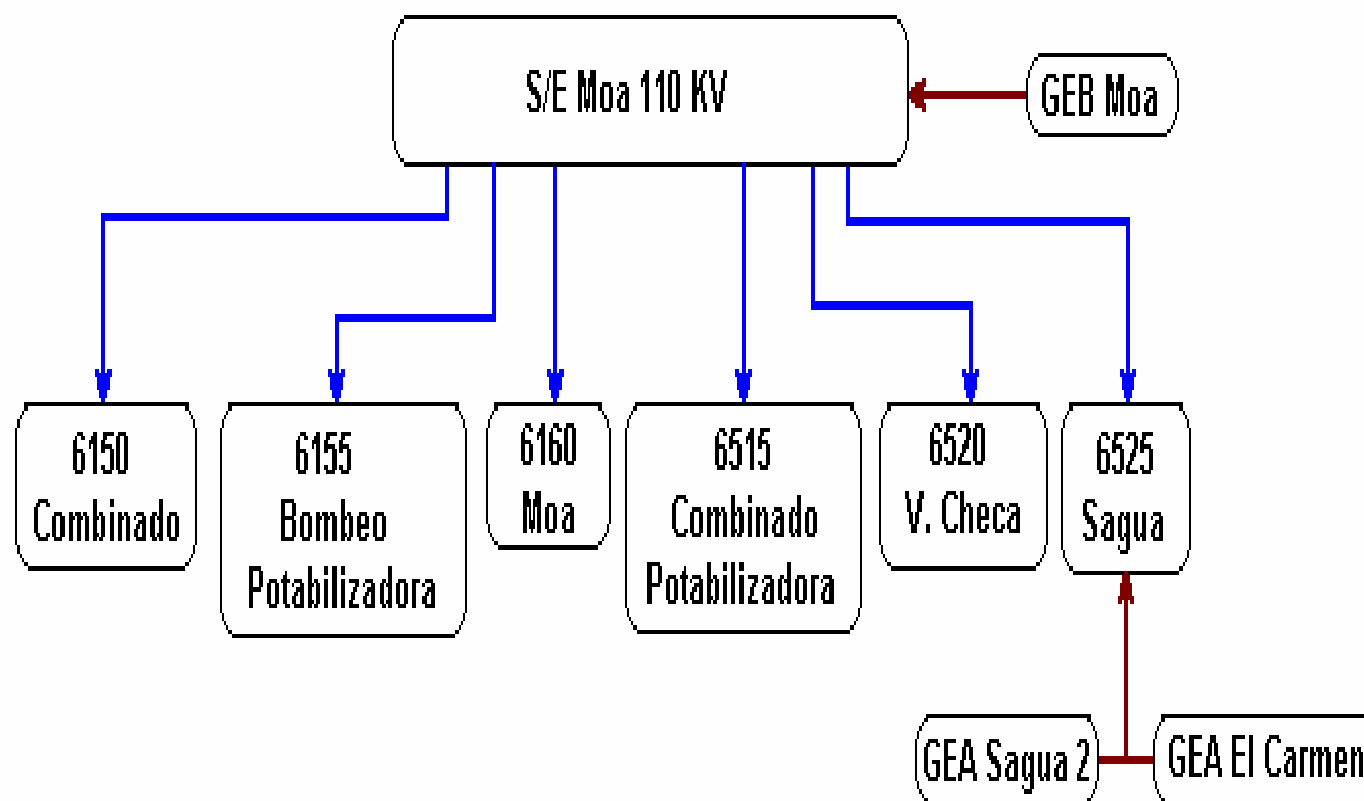


FIGURA 1
ESQUEMA EN BLOQUE DEL MICROSISTEMA MOA -SAGUA

ANEXO 5

TABLA 1
HORAS EN DONDE LA DEMANDA SOBREPASO LOS 15,104 MW

Horas que la demanda sobrepasó los 15,104 MW			
Meses	2006	2007	2007
Enero	62	245	174
Febrero	213	149	159
Marzo	72	221	217
Abril	165	165	209
Mayo	64	119	230
Junio	70	173	207
Julio	42	153	268
Agosto	103	158	230
Septiembre	133	177	67
Octubre	383	142	152
Noviembre	183	157	166
Diciembre	239	185	143
Enero	169	167	199
Total	1898	2211	2421

TABLA 2
DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN
QUE SE DESCONECTA EN SITUACIONES EXCEPCIONALES

2da Intensas llluvias		Horario mañana	Horario tarde
Repartos	Potencia de distribución kVA	Potencia kW	Potencia kW
La ECRIN	55	47.3	52.25
Reparto 26 de junio	947	814.42	899.65
Cabaña	95	81.7	90.25
Brisas del Mar	300	258	285
Pesquero	107,5	92,45	102,125
Pueblo Nuevo de Centeno	402	345,72	381,9
Total	1906,5	1639,59	1811,175

3ra Rotura de la Presa Nuevo Mundo		Horario mañana	Horario tarde
Repartos	Potencia de distribución kVA	Potencia kW	Potencia kW
Sub. Rusky	4000	3440	3800
La ECRIN	55	47,3	52,25
La Playa	617	530,62	586,15
Joselillo	320	275,2	304
Total	4992	4293,12	4742,4

4ta Estado de la Guerra o la Guerra		Horario mañana	Horario tarde
Municipio	Potencia de distribución kVA	Potencia kW	Potencia kW
Moa -Sagua	39871,1	34289,146	37877,545



Anexo 6.

ANEXO 6

TABLA 1
DEMANDA DEL 6 DE MAYO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total (MW)
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0	2,1	2,3	0,8	1,8	2	9
2	0	2,1	2	0,8	1,6	1,9	8,4
3	0	2,1	2	0,8	1,6	1,9	8,4
4	0	2,1	2	0,8	1,6	1,9	8,4
5	0	2,1	2,2	0,8	1,6	1,9	8,6
6	0	2,2	2,7	0,8	2,8	2,8	11,3
7	0,2	2,2	3	0,8	3	4,5	13,7
8	0,4	2,2	2,9	0,8	2,7	4	13
9	1,2	2,2	3	1	2,7	3,9	14
10	1	2,4	3,2	1	2,8	4,2	14,6
11	0,8	2,4	3,8	1	3,5	5,3	16,8
12	0,4	2,4	3,7	0,9	3,5	5,2	16,1
13	0,4	2	3,2	0,9	2,9	4	13,4
14	1,4	2	3	0,9	2,5	2,5	12,3
15	1,5	2,2	3	0,9	2,6	4,3	14,5
16	1,2	2,4	3,5	0,9	3	5,2	16,2
17	0,2	2,6	4,2	0,8	3,8	6,8	18,4
18	0,1	2,8	5,2	0,8	5,4	7,3	21,6
19	0	2,9	4,9	0,8	5,7	5,5	19,8
20	0	2,9	4,8	0,8	5,4	4,6	18,5
21	0	2,7	4	0,8	4	3,1	14,6
22	0	2,5	3,2	0,8	3	3,4	12,9
23	0	2,4	2,8	0,8	2	2,5	10,5
24	0	2,3	2,5	0,8	2	2,2	9,8



Anexo 6.

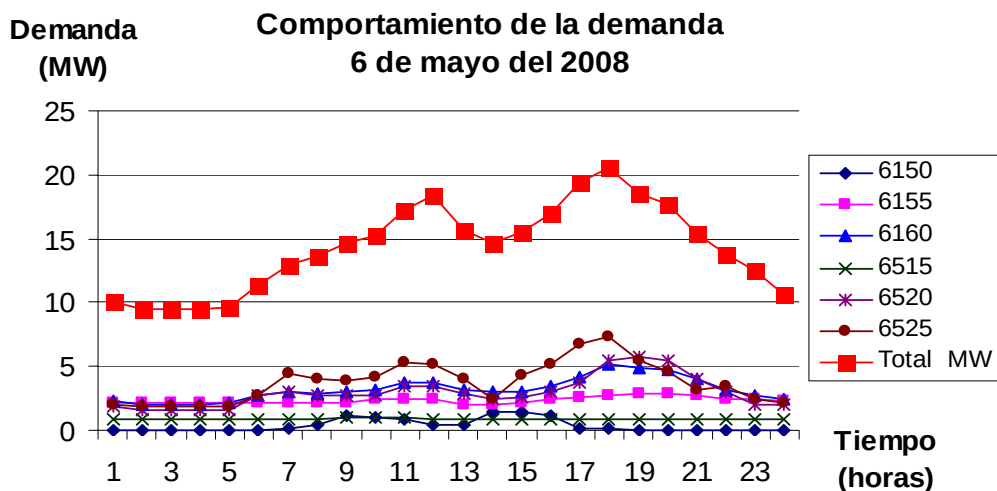


FIGURA 1
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES

TABLA 2
DEMANDA DEL 7 DE MAYO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total (MW)
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0	2,2	2,2	0,8	1,9	2	9,1
2	0	2,2	2,1	0,8	1,9	1,9	8,9
3	0	2,2	2,1	0,8	1,9	1,9	8,9
4	0	2,2	2,1	0,8	1,9	1,9	8,9
5	0	2,2	2,2	0,8	2	2,1	9,3
6	0	2,4	2,6	0,8	3	2,8	11,6
7	0,2	2,2	3	0,8	3	4,5	13,7
8	0,3	2,3	3	0,9	2,4	4,1	13
9	1,3	2,3	3,1	0,9	2,4	3,9	13,9
10	0,5	2,4	3,2	0,9	2,6	4,2	13,8
11	0,6	2,4	3,9	1,4	3,2	5	16,5
12	0,5	2,4	3,8	1,4	3,6	5,3	17
13	0,5	2,3	3,2	1,4	2,9	4,1	14,4
14	0,5	2,3	2,9	1,4	2,5	3,5	13,1
15	0,6	2,3	3,3	1,4	2,9	4,5	15
16	0,9	2,4	3,6	1,4	3,2	4,9	16,4
17	1	2,6	4,2	0,9	3,9	6,2	18,8



Anexo 6.

18	0,7	2,8	5,2	0,9	5,6	7,1	22,3
19	0,3	2,8	4,7	0,9	5,5	6,8	21
20	0,5	2,9	5	0,9	5,6	5,8	20,7
21	0,1	2,7	3,9	0,9	3,9	4,4	15,9
22	0,1	2,5	3,3	0,9	3,2	3,4	13,4
23	0,1	2,4	2,9	0,9	3	2,5	11,8
24	0,1	2,3	2,4	0,9	2,3	2	10

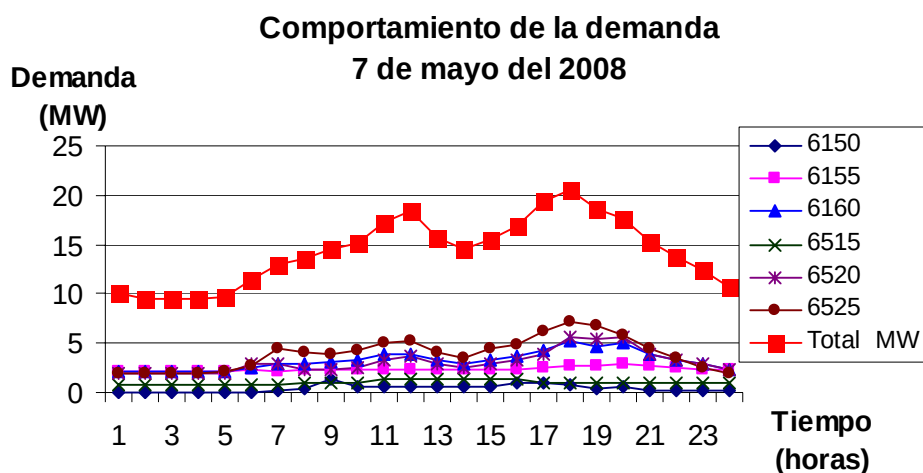


FIGURA 2
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES

TABLA 3
DEMANDA DEL 17 DE AGOSTO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total (MW)
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0,4	2,6	2,6	0,9	2	4	12,5
2	0,4	2,6	2,6	0,9	1,8	3,6	11,9
3	0,4	2,2	2,2	0,9	1,8	3,6	11,1
4	0,4	2,2	2,2	0,9	1,8	3,6	11,1
5	0,4	2,2	2,2	0,9	1,8	3,6	11,1
6	0,4	2,4	2,4	0,9	2	3,7	11,8
7	1,1	2,6	2,6	0,9	2,4	4,3	13,9
8	2	2,9	2,9	0,9	2,8	6,3	17,8
9	1,2	3	3	0,9	3,2	7,1	18,4



Anexo 6.

10	1,1	3	3	1	3,5	7,9	19,5
11	1	3	3	1	3,8	8,7	20,5
12	0,7	2,8	2,8	1,5	4,2	8,9	20,9
13	1,2	2,7	2,7	1,3	3,5	6,9	18,3
14	1,1	2,7	2,7	1,5	2,8	6	16,8
15	1,1	2,8	2,8	0,9	2,8	6,5	16,9
16	1,1	3	3	0,9	3	7,1	18,1
17	1	3,2	3,2	1,5	3,5	8,5	20,9
18	0,4	2,8	2,8	0,9	4,1	8,7	19,7
19	0,4	3,2	3,2	0,9	4,5	7,7	19,9
20	0,4	2,9	2,9	0,8	4,2	7,2	18,4
21	0,4	2,8	2,8	0,8	3,2	5,9	15,9
22	0,4	2,8	2,8	0,8	2,8	5,2	14,8
23	0,4	2,8	2,8	0,8	2,8	4,8	14,4
24	0,4	2,8	2,8	0,8	2,4	4	13,2

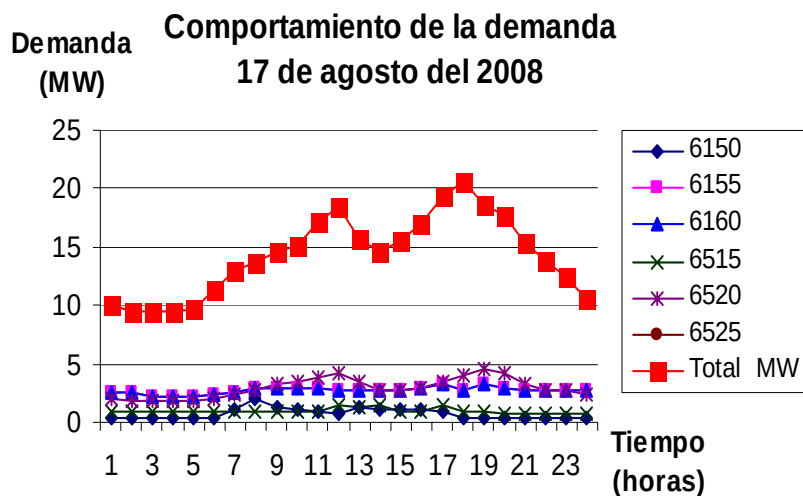


FIGURA 3
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES

TABLA 4
DEMANDA DEL 19 DE AGOSTO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total (MW)
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0,4	2,8	2,8	0,9	2,2	4,2	13,3



Anexo 6.

2	0,4	2,4	2,4	0,9	1,6	3,6	11,3
3	0,4	2,4	2,4	0,9	1,6	3,6	11,3
4	0,4	2,4	2,4	0,9	1,6	3,6	11,3
5	0,4	2,5	2,5	0,9	1,8	4	12,1
6	0,4	2,8	2,8	0,9	2,5	4,5	13,9
7	0,5	2,6	2,6	0,9	2,8	6,1	15,5
8	0,8	2,8	2,8	0,9	2,6	6,5	16,4
9	0,9	3	3	0	0	0	6,9
10	1	3	3	0	0	0	7
11	1,1	3,2	3,2	0	0	0	7,5
12	1,1	3,4	3,4	0,9	3,8	6,4	19
13	0	0	0	1	3,4	6,4	10,8
14	1	3,3	3,3	1	3	5,8	17,4
15	1,2	3,2	3,2	1,6	2,9	5,2	17,3
16	1	3,3	3,3	1,5	3,1	6,5	18,7
17	1,2	3,4	3,4	0,9	3,6	7,4	19,9
18	0,6	3,4	3,4	0,9	4	8,2	20,5
19	0,6	3,7	3,7	0,9	4,8	7,7	21,4
20	0,4	3,8	3,8	0,9	5	6,7	20,6
21	0,4	3,4	3,4	0,9	3,5	4,4	16
22	0,4	3,2	3,2	0,9	3,1	3,9	14,7
23	0,4	3,1	3,1	0,9	3,1	3,3	13,9
24	0,4	3,1	3,1	0,9	2,6	2,8	12,9

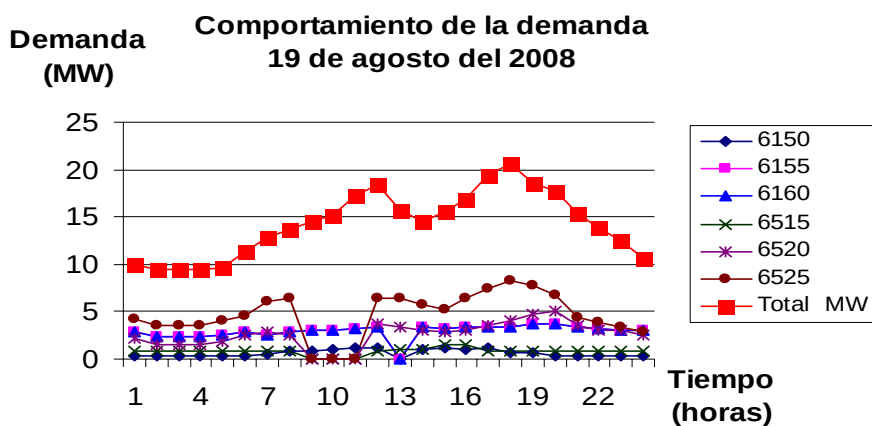


FIGURA 4
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES



Anexo 6.

TABLA 5
DEMANDA DEL 10 DE MARZO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total (MW)
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0,1	2,2	2,4	0,8	1,2	1,8	8,5
2	0,1	2,2	2,4	0,8	1,4	1,8	8,7
3	0,1	2,2	2,4	0,8	1,4	1,8	8,7
4	0,1	2,2	2,4	0,8	1,4	1,8	8,7
5	0,1	2,2	2,7	0,8	1,8	2,2	9,8
6	0,1	2,4	3,4	0,8	2,5	3,5	12,7
7	0,2	2,4	3,8	1,4	2,5	4,8	15,1
8	0,4	2,2	3,2	1,4	2,9	3,5	13,6
9	0,4	2,2	3,7	0,8	1,6	3,7	12,4
10	0,4	2,3	3,3	0,8	1,9	4,3	13
11	0,4	2,4	4,2	1,4	2,5	5,1	16
12	0,2	2,4	4,2	1,4	2,6	5,1	15,9
13	0,4	2,3	3,3	1,4	2	3,8	13,2
14	0,4	2,2	3,4	1,4	1	3,7	12,1
15	0,4	2,2	3,5	1,4	0,1	3,8	11,4
16	0,4	2,4	4	1,5	0,2	4,8	13,3
17	0,2	2,6	5	1,4	3,1	6,1	18,4
18	0	2,9	6,3	1,4	4,5	7,5	22,6
19	0	3,2	6,8	1,4	5,6	6,9	23,9
20	0	2,9	5,2	0,8	3,8	4,7	17,4
21	0	2,6	4,4	0,8	2,8	3,8	14,4
22	0	2,6	4,2	0,8	2,7	3,2	13,5
23	0	2,4	3,3	1,4	1,9	2,1	11,1
24	0	2,4	2,8	1,4	1,4	1,9	9,9



Anexo 6.

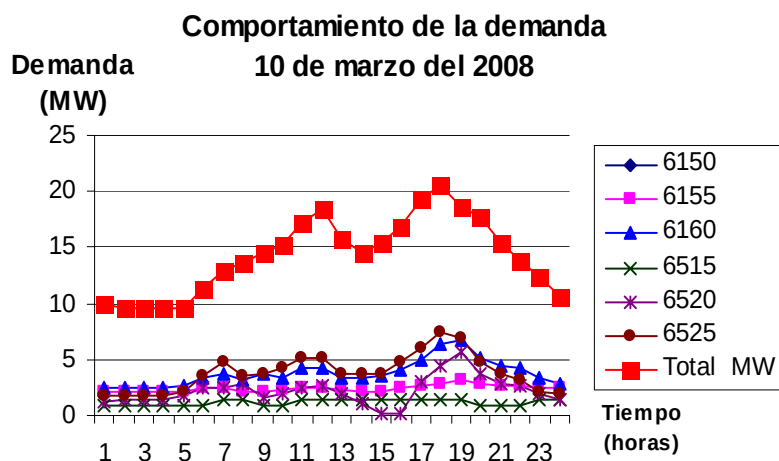


FIGURA 5
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES

TABLA 6
DEMANDA DEL 12 DE MARZO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total MW
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0	2,3	2,2	0,8	1,4	3,2	9,9
2	0	2,2	2,2	0,8	1,4	3,2	9,8
3	0	2,2	2,2	0,8	1,4	3,2	9,8
4	0,2	2,2	2,2	0,8	1,4	3,2	10
5	0,2	2,2	2,2	0,8	1,3	3,4	10,1
6	0,2	2,4	3,1	0,8	2,6	6	15,1
7	0,5	2,4	3,7	0,8	2,4	7,8	17,6
8	0,4	2,3	3	0,8	2,5	6	15
9	0,4	2	3,2	0,8	0,7	6,4	13,5
10	0,9	2	3,4	0,9	1	6,9	15,1
11	0,9	2,2	4,2	0,9	1,2	8	17,4
12	0,4	2,2	4,2	0,9	1,5	8,1	17,3
13	0,4	2	2,8	0,8	2,6	6,1	14,7
14	0,4	1,8	2,7	0,9	2,4	5,9	14,1
15	0,4	1,8	3	0,9	2,6	6,4	15,1
16	0,7	1,8	3,4	1,5	3	7,4	17,8
17	0,3	2,8	4,3	0,8	4	9	21,2



Anexo 6.

18	0,3	3	5	0,8	5	7,3	21,4
19	0	3,4	5,8	0,8	6,8	7,2	24
20	0	3	4,5	0,7	4,6	4,9	17,7
21	0	2,8	3,8	0,7	3,6	4	14,9
22	0	2,6	3,6	0,8	3,2	3,5	13,7
23	0	2,4	2,6	0,8	2,4	2,3	10,5
24	0	2,4	2,2	0,8	2,9	2	10,3

Demanda Comportamiento de la demanda (MW) 12 de marzo del 2008

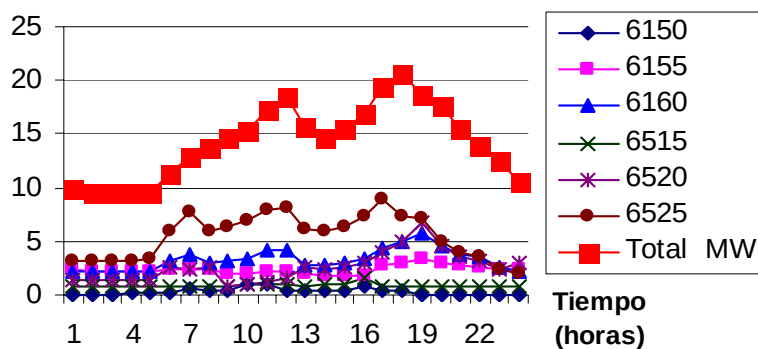


FIGURA 6
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES

TABLA 7
DEMANDA DEL 9 DE JUNIO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda Total MW
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	
1	0,4	1,9	2,7	1	1,1	2	9,1
2	0,4	1,9	2,7	1	1	1,9	8,9
3	0,4	1,9	2,7	1	1	1,9	8,9
4	0,4	1,9	2,7	1	1	1,9	8,9
5	0,4	1,9	2,7	1	1	2,1	9,1
6	0,4	2,1	3,2	1	2,2	3,6	12,5
7	0,5	2,1	3,6	1	2,1	4,8	14,1
8	1,1	2	3,2	1	1,4	3,7	12,4
9	1,2	2	3,6	1,1	1,8	3,8	13,5
10	1,2	2,1	4,1	1,1	2	2,8	13,3



Anexo 6.

11	1,3	2,1	4,7	1,1	2,5	5,1	16,8
12	1	2,1	4,7	1,1	2,8	5,3	17
13	1,1	2	4	1,1	2	4,1	14,3
14	1	2	3,6	1,1	1,6	3,2	12,5
15	1,1	2,1	3,7	1,1	1,7	3,3	13
16	0,9	2	1,8	1,1	2	4	11,8
17	0,7	2,3	5	1	2,9	5,9	17,8
18	0,5	2,6	5,8	1	3,6	7,1	20,6
19	0,5	2,6	6	1	4,3	7,1	21,5
20	0,5	2,6	5,5	1	4	5,8	19,4
21	0,4	2,4	4,6	0,9	3	4,5	15,8
22	0,4	2,3	3,9	1	2,4	3,6	13,6
23	0,4	2,1	3,6	1	2	2,9	12
24	0,4	2	3,2	1,2	1,5	2,5	10,8

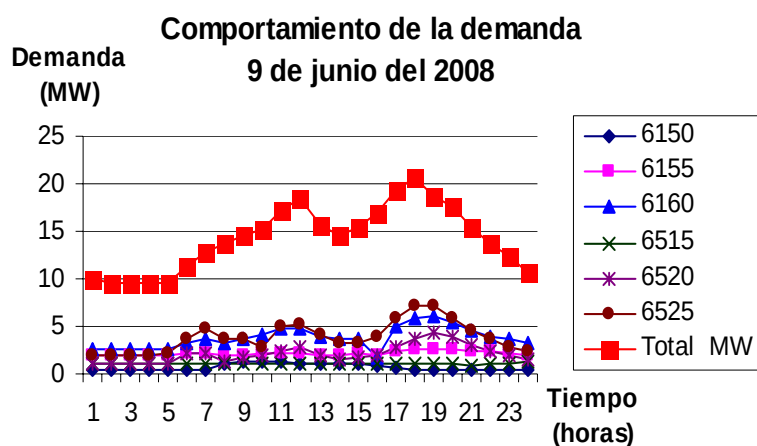


FIGURA 7
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES

TABLA 8
DEMANDA DEL 12 DE JUNIO DEL 2008

Horas	Demanda por Interruptores (MW)						Demanda
	6150	6155	6160	6515	6520	6525	Total MW
1	0,5	2,4	3	1,2	1,3	2,2	10,6
2	0,5	2,4	2,8	1	1,2	2,1	10
3	0,5	2,4	2,8	1	1,2	2,1	10
4	0,5	2,4	2,8	1	1,2	2,1	10



Anexo 6.

5	0,5	2,4	3	1	1,4	2,5	10,8
6	0,8	2,2	3,4	1	2	3,2	12,6
7	1,4	2,1	3,7	1	2	4,8	15
8	1,5	2	3,4	1	1,4	3,9	13,2
9	1,5	2	3,6	1	1,5	3,9	13,5
10	1,2	2	3,9	1	1,7	4,2	14
11	1,4	2,1	4,4	1	2,1	5,1	16,1
12	1,9	2	4,6	1	2,6	5,2	17,3
13	0,9	2,4	3,7	1	2	4,1	14,1
14	0,8	2,5	3,4	0,4	1,5	3,7	12,3
15	1,2	2,1	3,7	0,4	1,5	4,1	13
16	1,2	2,1	3,9	0,4	1,9	4,7	14,2
17	0,7	3	4,2	0,4	2,9	6	17,2
18	0,6	3,2	5,2	0,4	3,7	6,9	20
19	0,5	3,2	5,2	0,4	3,7	5,1	18,1
20	0,6	3,3	5,2	0,4	3,9	2,7	16,1
21	0,6	3,2	4,5	0,4	3	4,6	16,3
22	0,6	3	4,2	0,4	2,8	4	15
23	0,5	2,8	3,7	0,4	2,1	3,2	12,7
24	0,5	2,6	3,2	1	1,5	2,4	11,2

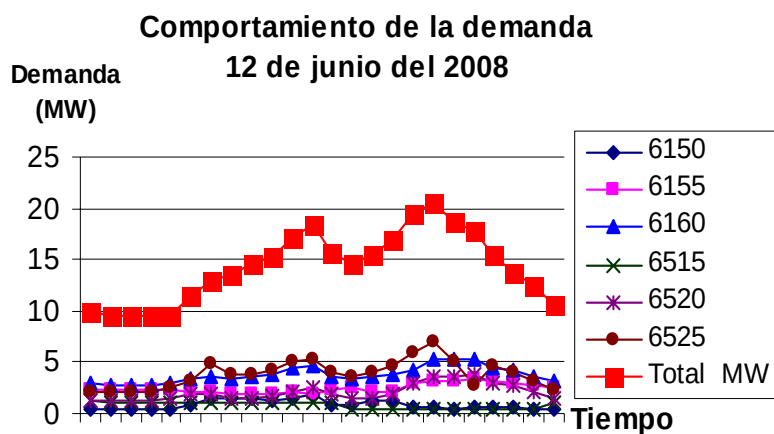


FIGURA 8
COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA POR INTERRUPTORES



ANEXO 7

TABLA. 1.
VALORES DE LAS POTENCIAS DEL MICROSISTEMA Y LOS GEE

Reserva	3	MW	BAT					BAT	15,104	MW						MW GEE	3,727
ones de la carga la asumen las baterías									GEA	1,89	0,92	0,92	MW				
Hora	Dem	Maq Disp	Dem + Reserv	Maq Bat en linea	Maq Bat Reserv	FC %	Gen Bat	Maq gea en linea	Maq gea Reserv	%Máq GEA1	%Máq GEA2	%Máq GEA3	Gen GEA	Gen Disp	Gen en Línea	Res fría	Res Rod
1:00	9,7	11	12,7	7	1	0,80	10,5728	2	1	0,75	0,75	0,00	2,832	18,832	13,405	5,427	3,705
2:00	8,8	11	11,8	6	2	0,80	9,0624	2	1	0,75	0,75	0,00	2,832	18,832	11,8944	6,938	3,094
3:00	8,8	11	11,8	6	2	0,80	9,0624	2	1	0,75	0,75	0,00	2,832	18,832	11,8944	6,938	3,094
4:00	8,8	11	11,8	6	2	0,80	9,0624	2	1	0,75	0,75	0,00	2,832	18,832	11,8944	6,938	3,094
5:00	10,3	11	13,3	7	1	0,80	10,5728	2	1	0,75	0,75	0,00	2,832	18,832	13,4048	5,427	3,105
6:00	13,9	11	16,9	8	0	0,80	12,0832	3	0	0,90	0,90	1,00	5,098	18,832	17,1808	1,651	3,281
7:00	18,7	11	21,7	8	0	1,00	15,104	3	0	1,00	1,00	1,00	3,728	18,832	18,832	0,000	0,132
8:00	14,5	11	17,5	8	0	0,95	14,3488	3	0	0,90	0,80	0,80	3,171	18,832	17,52	1,312	3,020
9:00	14,7	11	17,7	8	0	0,95	14,3488	3	0	0,90	0,90	0,90	3,355	18,832	17,704	1,128	3,004
10:00	14,9	11	17,9	8	0	0,95	14,3488	3	0	1,00	0,95	0,90	3,590	18,832	17,9388	0,893	3,039
11:00	18	11	21,0	8	0	1,00	15,104	3	0	1,00	1,00	1,00	3,728	18,832	18,832	0,000	0,832
12:00	17,5	11	20,5	8	0	0,95	14,3488	3	0	0,95	0,95	0,95	3,542	18,832	17,8904	0,942	0,390
13:00	15,2	11	18,2	8	0	0,95	14,3488	3	0	1,00	1,00	1,00	3,728	18,832	18,0768	0,755	2,877
14:00	14,7	11	17,7	8	0	0,90	13,5936	3	0	0,95	0,95	0,95	3,542	18,832	17,1352	1,697	2,435
15:00	16	11	19,0	8	0	0,95	14,3488	3	0	1,00	1,00	1,00	3,728	18,832	18,0768	0,755	2,077
16:00	17,7	11	20,7	8	0	0,95	14,3488	3	0	0,95	0,95	0,95	3,542	18,832	17,8904	0,942	0,190
17:00	22,8	11	25,8	8	0	0,95	14,3488	3	0	0,95	0,95	0,95	3,542	18,832	17,8904	0,942	-4,910
18:00	27,5	11	30,5	8	0	1,00	15,104	3	0	1,00	1,00	1,00	3,728	18,832	18,832	0,000	-8,668
19:00	22,2	11	25,2	8	0	0,95	14,3488	3	0	0,95	0,95	0,95	3,542	18,832	17,8904	0,942	-4,310
20:00	14,9	11	17,9	8	0	0,90	13,5936	3	0	1,00	1,00	1,00	3,728	18,832	17,3216	1,510	2,422
21:00	12,5	11	15,5	8	0	0,80	12,0832	3	0	0,95	0,90	0,90	3,450	18,832	15,5328	3,299	3,033
22:00	10,6	11	13,6	7	1	0,80	10,5728	3	0	0,80	0,80	0,90	3,074	18,832	13,6472	5,185	3,047
23:00	8,5	11	11,5	8	0	0,75	11,328	1	2	0,00	0,00	0,85	0,782	18,832	12,11	6,722	3,610
0:00	7,4	11	10,4	7	1	0,80	10,5728	0	3	0,00	0,00	0,00	0,000	18,832	10,5728	8,259	3,173

ANEXO 8

Esquema de Operación Normal de la Subestación

Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1381
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1382
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1383
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1384
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1385
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1386
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1387
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1388
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1390-T
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1391-T
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1392-T
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1393-T
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1394-T
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1395-T
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1396-T
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1397-T
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1398-T
Desconectivos Normalmente Abiertos	H-1399-T
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1380
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1389
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1283
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1401
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1402
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1403
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1404
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1405
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1406
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1407
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1408
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1409
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1347
Desconectivos Normalmente Cerrados	H-1348
Desconectivos Normalmente Cerrados	O-190
Desconectivos Normalmente Cerrados	O-152
Desconectivos Normalmente Cerrados	O-153

ANEXO 9

Esquema de Operación Normal de la Subestación para Vías Libres.

1. Vía Libre en Interruptor O-190

- 1.-Abrir Interruptor O-190
- 2.- Abrir Desc. O-152 STA
- 3.- Abrir Desc. O-153 STA

2. Vía Libre en T-1 13.8 / 34.5 kV

- 1- En la S/E Moa 110 kV
Abrir Int. O-190 C/A
Abrir Desc. O-153 STA
- 2- En la Batería.
Abrir Int. H-1380 Sacar de la posición de trabajo Int. H-1380, STA
Colocar protector plástico Int. H-1380.
- 3- En la S/E Moa 110 kV.
Cerrar Cuchilla O-157-T
- 4- En la Batería.
Cerrar Cuchilla H-1390-T.0

3.- Vía Libre en Interruptor H-1380

- 1.- Abrir Interruptor H-1380 retirar celda y STA

4.- Vía Libre en fusibles rígidos H-1283

- 1.- Abrir Drop-out H-1347 STA
- 2.- Abrir Drop-out H-1348 STA
- 3.- Abrir Desc. H-1409 STA
- 4.- Abrir Desc. H-1389 STA
- 5.- Cerrar cuchilla H-1399-T

5.- Vía Libre en los interruptores del panel de los GE (H-1381, H-1382, H-1383, H-1384, H-1385, H-1386, H-1387, H-1388)

C/A el Interruptor en cuestión y retirarlo del panel de trabajo.

6.- Vía Libre en el desconectivo H-1390-T.

- 1- En la S/E Moa 110 kV
Abrir Int. O-190 C/A
3. Abrir Desc. O-153 STA
- 2- En la Batería.



Abrir Int. H-1380
Sacar de la posición de trabajo Int. H-1380, STA
Colocar protector plástico Int. H-1380.

7.- Vía Libre en el transformador de 2500 kVA, interruptor del GE y Generador.

Abrir Breaker de control del GE. Desconectar sus terminales. STA.
Abrir Drop-out H-1347 y retirar cañas

8.- Vía Libre en las cuchillas de tierra de los GE.

C/A Interruptor por 13.8 kV del GE en cuestión y retirarlo de la posición de trabajo, STA.
Abrir breaker de control del GE. Desconectar sus terminales. STA
Colocar protector plástico entre los terminales del Int. por 13.8 kV.

9.- Vía Libre en la barra colectora de 13.8 kV.

Abrir Int. H-1380, sacarlo de la posición de trabajo, STA.
C/A Interruptores de 13.8 kV de los GE (G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8), sacarlos de la posición de trabajo, STA.
Abrir Desc. H-1282, STA
Abrir Desc. H-1389, STA.

10- Vía Libre sobre el desconectivo H-1282.

- 1- Abrir Int. H-1380, sacarlo de la posición de trabajo, STA.
- 2- C/A Interruptores de 13.8 kV de los GE (G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8), sacarlos de la posición de trabajo, STA.
- 3- Abrir Desc. H-1389, STA
- 4- Abrir y desconectar breaker por baja del TP, STA.

11.- Vía Libre sobre el desconectivo H-1389.

- 1- Abrir Int. H-1380, sacarlo de la posición de trabajo, STA.
- 2- C/A Interruptores de 13.8 kV de los GE (G1, G2, G3, G4, G5, G6, G7, G8), sacarlos de la posición de trabajo, STA.
- 3- Abrir Desc. H-1282, STA.
- 4- Abrir Desc. H-1409, STA.
- 5- Cerrar H-1309-T

12.- Vía Libre sobre el desconectivo H-1399-T.

- * Abrir Breaker por baja UP1 y UP2
- 1.- Abrir Desc. H-1347
 - 2.- Abrir Desc. H-1348
 - 3.- Abrir Desc. H-1389, STA
 - 4.- Abrir Desc. H-1409, STA



13.- Vía Libre sobre el desconectivo H-1409

* Abrir Breaker por baja UP1 y UP2

- 1.- Abrir Desc. H-1347, STA
- 2.- Abrir Desc. H-1348, STA
- 3.- Abrir Desc. H-1389, STA
- 4.- Cerrar H-1399-T

14.- Vía Libre sobre pararrayos de 13 KV y barra de los UP1 y UP2.

* Abrir Breaker por baja UP1 y UP2 y retirar conexiones a los mismos.

- 1.- Abrir Desc. H-1347, STA
- 2.- Abrir Desc. H-1348, STA
- 3.- Abrir Desc. H-1409, STA

15.- Vía Libre sobre el desconectivo H-1347.

* Abrir Breaker por baja UP2

- 1.- Abrir y desconectar breaker por baja del UP1, STA.
- 2.- Abrir Desc. H-1348, STA
- 3.- Abrir Desc. H-1409, STA

16.- Vía Libre sobre el desconectivo H-1348.

* Abrir Breaker por baja UP1

- 1.- Abrir y desconectar breaker por baja del UP2, STA.
- 2.- Abrir Desc. H-1347, STA
- 3.- Abrir Desc. H-1409, STA

17.- Vía Libre sobre el UP1.

- 1.- Abrir y desconectar breaker por baja del UP1, STA.
- 2.- Abrir Desc. H-1347, STA

18.- Vía Libre sobre el UP2.

- 1.- Abrir y desconectar breaker por baja del UP2, STA.
- 2.- Abrir Desc. H-1348, STA



ANEXO 10

Manipulaciones a realizar.

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

Consideraciones.

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

Orden de las operaciones.

1. Fijar el parámetro 7512 hasta 900 segundos (15 minutos). Tiempo de desconexión de los grupos sin carga.
2. Seleccionar 1000 kW por encima del primer escalón de carga esperada. Este parámetro se fija en el AGC del panel K01 del contenedor MV por el canal 7621, este es el valor al cual se cerrará el interruptor totalizador de la batería. Ej. el 6525 tiene 5400 kW de demanda, el 7621 se fijaría en 6400 kW.
3. Fijar el parámetro 7501 en 2000 kW.
4. Fijar el parámetro 7511 en 2200 kW.
5. Tomar la demanda de los circuitos radiales antes del disparo o apertura.
6. Abrir los interruptores totalizadores 6510 y 6165.
7. Cerrar el interruptor 6505.
8. Poner interruptor de llave en la posición de trabajo en ISLA.
9. Arrancar la batería y esperar el cierre del totalizador de 13.8 kV (H-1380).
10. Iniciar el cierre de los circuitos comenzando por el de mayor demanda.
6525CTE 33 KV Centeno - Sagua.
6160 LTE 33 KV Centeno - Moa Vieja.
11. Sincronizar los GEA.
12. Continuar el cierre de los circuitos
6155 LTE 33 KV Centeno – Bombeo - Potabilizadora.
6520 LTE 33 KV Centeno – Vivienda Checa.
6515 LTE 33 KV Centeno – Combinado Mecánico – Potabilizadora.
6150 LTE 33 KV Centeno – Combinado Mecánico.
13. Ajustar el parámetro 7511, reserva rodante, en 2000 kW.
14. Fijar el parámetro 7512 hasta 300 segundos. Tiempo de desconexión de los grupos sin carga.

Orden de las operaciones de las manipulaciones en ISLA para todos los grupos del microsistema. En modo manual.

1. Poner en el AGC de cada GE posición 2 o mando remoto.
2. Poner el interruptor de llave, en el panel K01 en modo de operación MANUAL.



Anexo 10

3. Tomar la demanda de los circuitos radiales antes del disparo o apertura.
4. Abrir los interruptores totalizadores 4030 y 6185.
5. Poner el interruptor de llave en la posición de trabajo ISLA.
6. Arrancar desde el panel K01 los GE de la batería.
7. Cerrar desde el panel K01 los interruptores de cada GE.
8. Cerrar el interruptor totalizador de la batería.
9. Repetir los pasos anteriores en la batería 2.
10. Comenzar el cierre de los interruptores de línea por empezando por el de mayor demanda.
 - o 6525CTE 33 KV Centeno - Sagua.
 - o 6160 LTE 33 KV Centeno - Moa Vieja.
 - o 6155 LTE 33 KV Centeno – Bombeo - Potabilizadora.
 - o 6520 LTE 33 KV Centeno – Vivienda Checa.
 - o 6515 LTE 33 KV Centeno – Combinado Mecánico – Potabilizadora.
 - o 6150 LTE 33 KV Centeno – Combinado Mecánico.
11. Sincronizar los GEA.

*ANEXO 11*

Este parámetro se determinó con la ayuda del software Excel, a partir de las curvas de demanda anual de los horarios picos divididos entre los valores máximos de la demanda para cada hora en el año (en este caso se hizo también cada 15 min) donde no hubo cambio de esquema o avería en los circuitos residenciales.

Los datos de los coeficientes de carga de la demanda en cada hora están disperso como promedio con respecto a la media en un valor de 5% al 13% en los horarios picos.

TABLA 1
COEFICIENTES DE CARGA RESIDENCIAL EN MOA

12:00 AM	3,28	12:00 PM	1,58
12:15 AM	3,38	12:15 PM	1,6
12:30 AM	3,47	12:30 PM	1,66
12:45 AM	3,55	12:45 PM	1,75
1:00 AM	3,63	1:00 PM	1,89
1:15 AM	3,69	1:15 PM	2,04
1:30 AM	3,73	1:30 PM	2,18
1:45 AM	3,77	1:45 PM	2,32
2:00 AM	3,82	2:00 PM	2,39
2:15 AM	3,84	2:15 PM	2,4
2:30 AM	3,87	2:30 PM	2,4
2:45 AM	3,91	2:45 PM	2,37
3:00 AM	3,95	3:00 PM	2,3
3:15 AM	3,98	3:15 PM	2,21
3:30 AM	4,01	3:30 PM	2,14
3:45 AM	4,03	3:45 PM	2,09
4:00 AM	4,04	4:00 PM	1,96
4:15 AM	4,03	4:15 PM	1,83
4:30 AM	4,02	4:30 PM	1,71
4:45 AM	4	4:45 PM	1,57
5:00 AM	3,97	5:00 PM	1,43
5:15 AM	3,85	5:15 PM	1,3
5:30 AM	3,71	5:30 PM	1,2
5:45 AM	3,54	5:45 PM	1,09
6:00 AM	3,25	6:00 PM	1,03
6:15 AM	2,81	6:15 PM	1
6:30 AM	2,35	6:30 PM	1,03
6:45 AM	2,05	6:45 PM	1,1
7:00 AM	1,91	7:00 PM	1,22
7:15 AM	1,88	7:15 PM	1,35
7:30 AM	1,98	7:30 PM	1,49
7:45 AM	2,12	7:45 PM	1,62
8:00 AM	2,22	8:00 PM	1,75
8:15 AM	2,26	8:15 PM	1,76
8:30 AM	2,25	8:30 PM	1,85
8:45 AM	2,26	8:45 PM	1,96
9:00 AM	2,22	9:00 PM	2,08
9:15 AM	2,18	9:15 PM	2,2
9:30 AM	2,15	9:30 PM	2,28
9:45 AM	2,11	9:45 PM	2,19
10:00 AM	2,06	10:00 PM	2,19
10:15 AM	1,99	10:15 PM	2,31
10:30 AM	1,91	10:30 PM	2,45
10:45 AM	1,82	10:45 PM	2,59
11:00 AM	1,74	11:00 PM	2,75
11:15 AM	1,68	11:15 PM	2,9
11:30 AM	1,61	11:30 PM	3,04
11:45 AM	1,57	11:45 PM	3,17



TABLA 2
DATOS DE LAS POTENCIAS HORARIA DEMANDADA
EN LA 1RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Horas	Caídas (MW)	Potencias Totales (MW)	Potencias Demandadas (MW)
1	2,41	10,70	8,29
2	2,29	10,60	8,31
3	2,22	10,60	8,38
4	2,17	10,60	8,43
5	2,21	10,90	8,69
6	2,70	12,80	10,10
7	4,59	14,00	9,41
8	3,95	14,60	10,65
9	3,95	14,60	10,65
10	4,25	15,50	11,25
11	5,03	17,00	11,97
12	5,54	17,60	12,06
13	4,63	13,40	8,77
14	3,67	12,40	8,73
15	3,81	13,20	9,39
16	4,47	16,00	11,53
17	6,13	18,80	12,67
18	8,50	21,40	12,90
19	7,18	17,50	10,32
20	5,01	15,90	10,89
21	4,21	13,70	9,49
22	4,00	12,00	8,00
23	3,19	10,80	7,61
24	2,67	10,90	8,23

TABLA 3
DATOS DE LAS POTENCIAS HORARIA DEMANDADA
EN LA 2DA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Horas	Caídas (MW)	Potencias Totales (MW)	Potencias Demandadas (MW)
1	3,65	10,70	10,33
2	3,47	10,60	10,25
3	3,35	10,60	10,26
4	3,28	10,60	10,27
5	3,33	10,90	10,57
6	4,07	12,80	12,39
7	6,94	14,00	13,31
8	5,97	14,60	14,00
9	5,97	14,60	14,00
10	6,43	15,50	14,86
11	8,41	17,00	16,16



12	9,26	17,60	16,67
13	7,74	13,40	12,63
14	5,54	12,40	11,85
15	5,76	13,20	12,62
16	7,47	16,00	15,25
17	10,24	18,80	17,78
18	14,21	21,40	19,98
19	12,0	17,50	16,30
20	8,36	15,90	15,06
21	7,04	13,70	13,00
22	6,68	12,00	11,33
23	5,32	10,80	10,27
24	4,04	10,90	10,50

TABLA 4
DATOS DE LAS POTENCIAS HORARIA DEMANDADA
EN LA 3RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Horas	Caídas (MW)	Potencias Totales (MW)	Potencias Demandadas (MW)
1	1,18	10,70	9,52
2	1,12	10,60	9,48
3	1,09	10,60	9,51
4	1,06	10,60	9,54
5	1,08	10,90	9,82
6	1,32	12,80	11,48
7	2,25	14,00	11,75
8	1,93	14,60	12,67
9	1,93	14,60	12,67
10	2,30	15,50	13,20
11	2,73	17,00	14,27
12	3,00	17,60	14,60
13	2,51	13,40	10,89
14	1,80	12,40	10,60
15	1,87	13,20	11,33
16	2,42	16,00	13,58
17	3,32	18,80	15,48
18	4,60	21,40	16,80
19	3,89	17,50	13,61
20	2,71	15,90	13,19
21	2,28	13,70	11,42
22	2,17	12,00	9,83
23	1,56	10,80	9,24
24	1,31	10,90	9,59

ANEXO 12

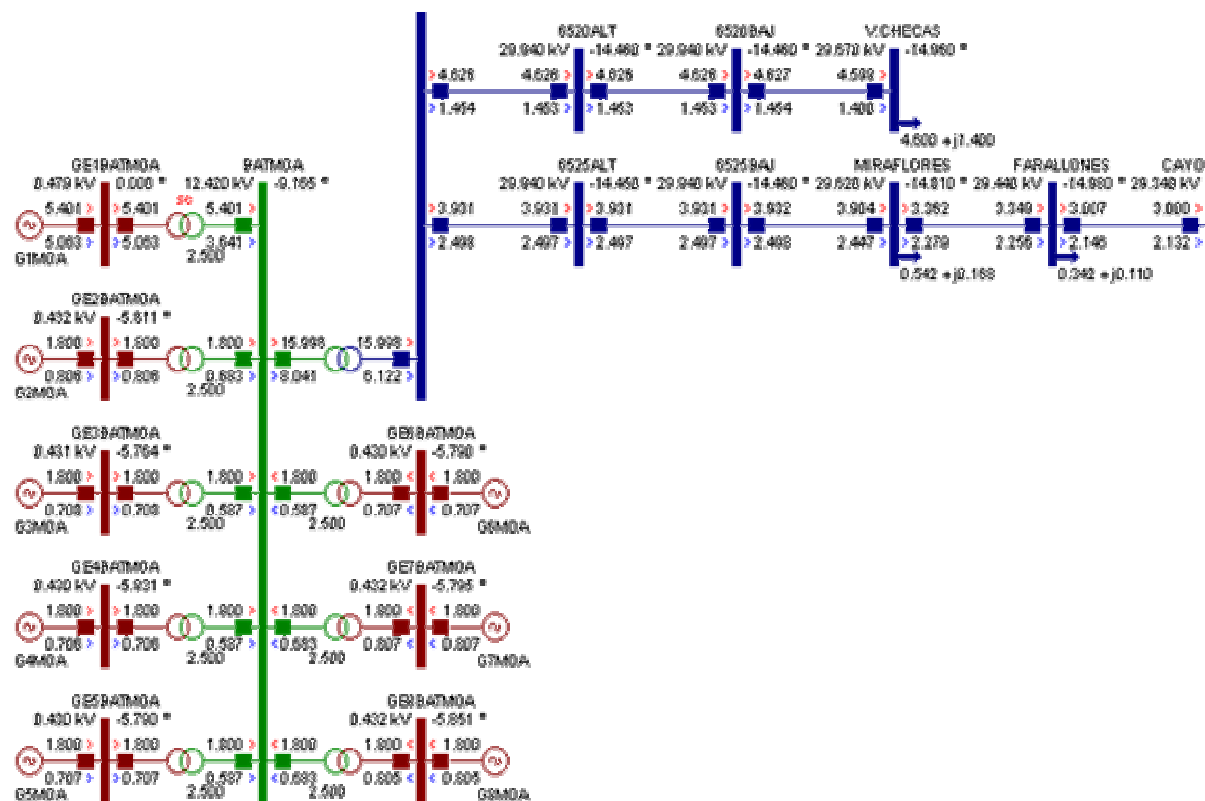


FIGURA 1

DATOS DE LAS POTENCIA GENERADAS EN LA BATERIA
PARA LA 4TA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

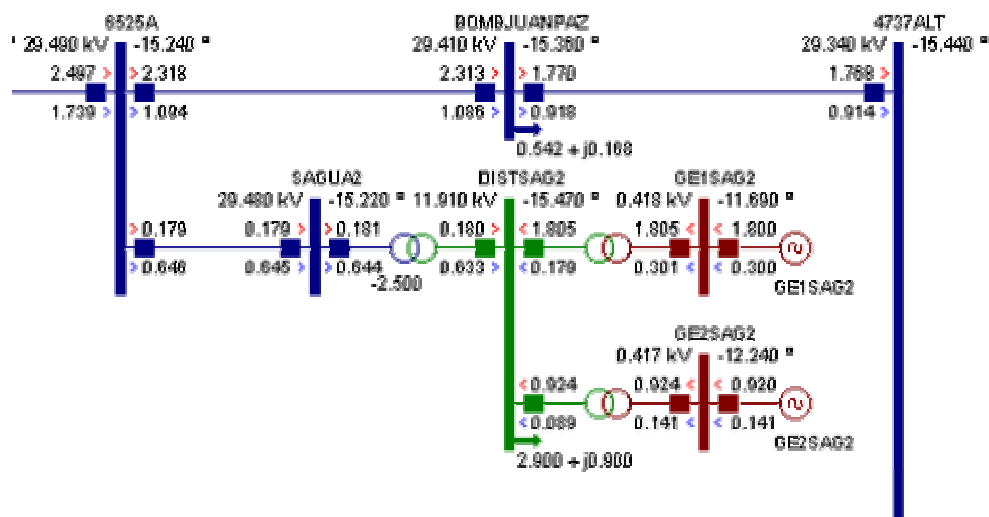


FIGURA 2

DATOS DE LAS POTENCIA GENERADAS EN LOS GEA DE SAGUA 1 Y 2
PARA LA 4TA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

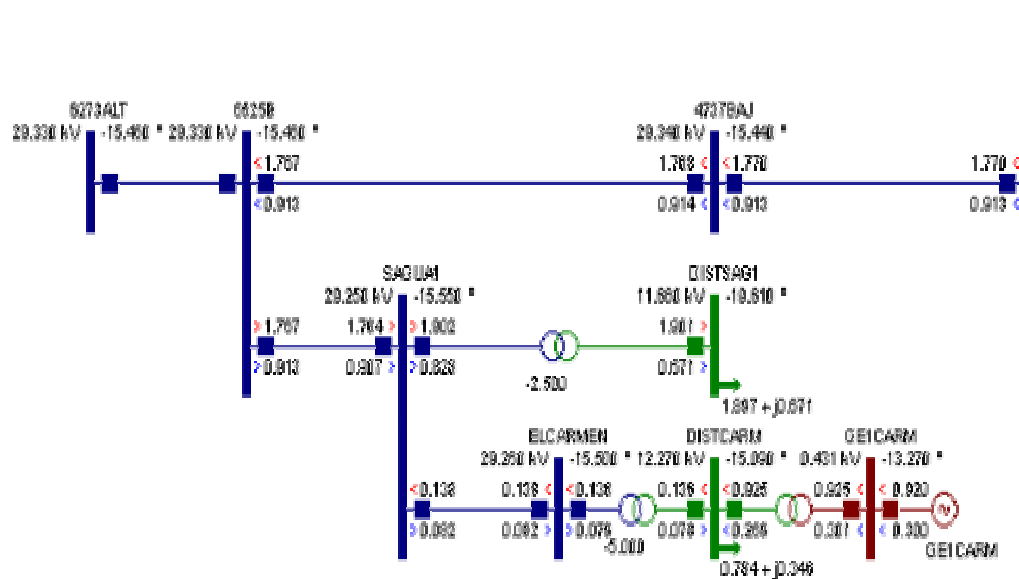


FIGURA 3
DATOS DE LAS POTENCIA GENERADAS DEL GEA EL CARMEN
PARA LA 4TA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

*ANEXO 13*

TABLA 1
POTENCIAS PARA CADA NIVEL DE CARGA PARA LA 1RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Potencias / Cargas por hora	Potencia generada (MW)	Potencia demandada (MW)	Potencia de reserva nominal (MW)	Potencia de reserva rodante (MW)
Carga 1	9.440	8.286	1.510	1.154
Carga 2	9.440	8.306	1.510	1.134
Carga 3	9.440	8.382	1.510	1.058
Carga 4	9.440	8.431	1.510	1.009
Carga 5	9.440	8.693	1.510	0.747
Carga 6	11.328	10.104	1.812	1.224
Carga 7	9.440	9.413	1.510	0.027
Carga 8	11.328	10.654	1.812	0.674
Carga 9	11.328	10.654	1.812	0.674
Carga 10	11.328	11.247	1.812	0.081
Carga 11	13.216	11.965	2.115	1.251
Carga 12	13.216	12.055	2.115	1.161
Carga 13	9.440	8.765	1.510	0.675
Carga 14	9.440	8.734	1.510	0.706
Carga 15	9.440	9.391	1.510	0.049
Carga 16	13.216	11.530	2.115	1.686
Carga 17	13.216	12.674	2.115	0.542
Carga 18	13.216	12.895	2.115	0.321
Carga 19	11.328	10.319	1.812	1.009
Carga 20	11.328	10.894	1.812	0.434
Carga 21	11.328	9.488	1.812	1.840
Carga 22	9.440	8.000	1.510	1.440



Carga 23	9.440	7.614	1.510	1.826
Carga 24	9.440	8.229	1.510	1.211

TABLA 2
VALORES DE LOS COEFICIENTES POR GRUPO ELECTRÓGENO PARA CADA NIVEL DE CARGA
PARA LA 1RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Cantidad de GED (k) / Cargas por hora	k1	k2	k3	k4	k5	k6	k7	k8	k9	k10	k11
Carga 1	1.00	0.84	0.84	0.84	0.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 2	1.00	0.84	0.84	0.84	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 3	1.00	0.84	0.84	0.84	0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 4	1.00	0.84	0.84	0.84	0.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 5	1.00	1.00	0.84	0.84	0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 6	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 7	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 8	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 9	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 11	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.98	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 12	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.87	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 13	1.00	1.00	0.84	0.84	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 14	1.00	1.00	0.84	0.84	0.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 15	1.00	1.00	1.00	1.00	0.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 16	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.91	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 17	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.87	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 18	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.99	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 19	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 20	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00



Carga 21	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 22	1.00	0.84	0.84	0.84	0.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 23	1.00	0.84	0.84	0.84	0.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 24	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TABLA 3
POTENCIAS PARA CADA NIVEL DE CARGA PARA LA 2DA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Potencias / Cargas por hora	Potencia generada (MW)	Potencia demandada (MW)	Potencia de reserva nominal (MW)	Potencia de reserva rodante (MW)
Carga 1	11.328	10.334	1.812	0.994
Carga 2	11.328	10.253	1.812	1.075
Carga 3	11.328	10.264	1.812	1.064
Carga 4	11.328	10.271	1.812	1.057
Carga 5	11.328	10.566	1.812	0.762
Carga 6	13.216	12.392	2.115	0.824
Carga 7	15.104	13.305	2.417	1.799
Carga 8	15.104	14.002	2.417	1.102
Carga 9	15.104	14.002	2.417	1.102
Carga 10	15.104	14.856	2.417	0.248
Carga 11	16.992	16.158	2.719	0.834
Carga 12	16.992	16.673	2.719	0.319
Carga 13	13.216	12.625	2.115	0.591
Carga 14	13.216	11.845	2.115	1.371
Carga 15	13.216	12.623	2.115	0.593
Carga 16	16.992	15.252	2.719	1.740
Carga 17	17.912	17.775	2.866	0.137



Carga 18	ND	19.978	ND	ND
Carga 19	16.992	16.299	2.719	0.693
Carga 20	15.104	15.063	2.417	0.041
Carga 21	13.216	12.995	2.115	0.221
Carga 22	13.216	11.331	2.115	1.885
Carga 23	11.328	10.267	1.812	1.061
Carga 24	11.328	10.495	1.812	0.833

TABLA 4
VALORES DE LOS COEFICIENTES POR GRUPO ELECTRÓGENO PARA CADA NIVEL DE CARGA
PARA LA 2DA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Cantidad de GED (k) / Cargas por hora	k1	k2	k3	k4	k5	k6	k7	k8	k9	k10	k11
Carga 1	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 2	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 3	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 4	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 5	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 6	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 7	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.85	0.00	0.00	0.00
Carga 8	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.90	0.00	0.00	0.00
Carga 9	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.90	0.00	0.00	0.00
Carga 10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.87	0.00	0.00	0.00
Carga 11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.88	0.00	0.00
Carga 12	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.99	0.00	0.00
Carga 13	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.85	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 14	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.91	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 15	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.85	0.00	0.00	0.00	0.00



Carga 16	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.88	0.00	0.00
Carga 17	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.85	0.00
Carga 18	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Carga 19	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.95	0.00	0.00
Carga 20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.89	0.00	0.00	0.00
Carga 21	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 22	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.80	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 23	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 24	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TABLA 5
POTENCIAS PARA CADA NIVEL DE CARGA PARA LA 3RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Potencias / Cargas por hora	Potencia generada (MW)	Potencia demandada (MW)	Potencia de reserva nominal (MW)	Potencia de reserva rodante (MW)
Carga 1	11.328	9.517	1.812	1.811
Carga 3	11.328	9.513	1.812	1.815
Carga 4	11.328	9.537	1.812	1.791
Carga 5	11.328	9.818	1.812	1.510
Carga 6	13.216	11.479	2.115	1.737
Carga 7	13.216	11.752	2.115	1.464
Carga 8	13.216	12.666	2.115	0.550
Carga 9	13.216	12.666	2.115	0.550
Carga 10	13.216	13.197	2.115	0.019
Carga 11	15.104	14.274	2.417	0.830
Carga 12	15.104	14.598	2.417	0.506
Carga 13	11.328	10.890	1.812	0.438



Carga 14	11.328	10.603	1.812	0.725
Carga 15	13.216	11.333	2.115	1.883
Carga 16	15.104	13.580	2.417	1.524
Carga 17	16.992	15.483	2.719	1.509
Carga 18	16.992	16.795	2.719	0.197
Carga 19	15.104	13.612	2.417	1.492
Carga 20	13.216	13.190	2.115	0.026
Carga 21	13.216	11.420	2.115	1.796
Carga 22	11.328	9.834	1.812	1.494
Carga 23	9.440	9.238	1.510	0.202
Carga 24	11.328	9.591	1.812	1.737

TABLA 6
VALORES DE LOS COEFICIENTES POR GRUPO PARA CADA NIVEL DE CARGA
PARA LA 3RA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Cantidad de GED (k) / Cargas por hora	k1	k2	k3	k4	k5	k6	k7	k8	k9	k10	k11
Carga 1	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 2	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 3	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 4	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 5	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 6	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 7	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.86	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 8	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.87	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 9	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.87	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.88	0.00	0.00	0.00



Carga 12	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.89	0.00	0.00	0.00
Carga 13	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 14	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 15	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.80	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 16	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.99	0.00	0.00	0.00
Carga 17	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.00	0.00
Carga 18	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.85	0.90	0.00	0.00
Carga 19	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 21	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.85	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 22	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 23	1.00	1.00	1.00	1.00	0.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 24	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

TABLA 7
POTENCIAS PARA CADA NIVEL DE CARGA PARA LA 4TA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Potencias / Cargas por hora	Potencia generada (MW)	Potencia demandada (MW)	Potencia de reserva nominal (MW)	Potencia de reserva rodante (MW)
Carga 1	11.328	10.700	1.812	0.628
Carga 2	11.328	10.600	1.812	0.728
Carga 3	11.328	10.600	1.812	0.728
Carga 4	11.328	10.600	1.812	0.728
Carga 5	11.328	10.900	1.812	0.428
Carga 6	13.216	12.800	2.115	0.416
Carga 7	15.104	14.000	2.417	1.104
Carga 8	15.104	14.600	2.417	0.504



Carga 9	15.104	14.600	2.417	0.504
Carga 10	16.992	15.500	2.719	1.492
Carga 11	17.912	17.000	2.866	0.912
Carga 12	17.912	17.600	2.866	0.312
Carga 13	15.104	13.400	2.417	1.704
Carga 14	13.216	12.400	2.115	0.816
Carga 15	13.216	13.200	2.115	0.016
Carga 16	16.992	16.000	2.719	0.992
Carga 17	18.832	18.800	3.013	0.032
Carga 18	ND	21.400	ND	ND
Carga 19	17.912	17.500	2.866	0.412
Carga 20	16.992	15.900	2.719	1.092
Carga 21	15.104	13.700	2.417	1.404
Carga 22	13.216	12.000	2.115	1.216
Carga 23	11.328	10.800	1.812	0.528
Carga 24	11.328	10.900	1.812	0.428

TABLA 8
VALORES DE LOS COEFICIENTES POR GRUPO ELECTRÓGENO PARA CADA NIVEL DE CARGA
PARA LA 4TA SITUACIÓN EXCEPCIONAL

Cantidad de GED(k) / Cargas por hora	k1	k2	k3	k4	k5	k6	k7	k8	k9	k10	k11
Carga 1	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 2	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 3	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 4	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 5	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 6	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.94	0.00	0.00	0.00	0.00



Carga 7	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.90	0.00	0.00	0.00
Carga 8	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.89	0.00	0.00	0.00
Carga 9	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.89	0.00	0.00	0.00
Carga 10	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.85	0.00	0.00
Carga 11	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.99	0.00
Carga 12	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.99	0.00
Carga 13	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.90	0.00	0.00	0.00
Carga 14	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.89	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 15	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 16	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.95	0.00	0.00
Carga 17	1.00	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99
Carga 18	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Carga 19	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.00	0.00
Carga 20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.90	0.00	0.00
Carga 21	1.00	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	0.90	0.00	0.00	0.00
Carga 22	1.00	1.00	0.84	0.84	0.84	0.84	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 23	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carga 24	1.00	1.00	1.00	1.00	0.84	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0



ANEXO 14

Procedimiento para el cálculo del consumo de combustible en situaciones excepcionales en el microsistema Moa-Sagua.

1. Determinar la cantidad de máquinas disponibles.
2. Determinar el porcentaje de operación de cada grupo
3. Determinar para cada porcentaje de operación de los grupos los litros de combustible que se consumen.
4. Multiplicar los litros de combustible de cada grupo por las horas de trabajo (en el día, mes o año).
5. Determinar de la capacidad de los tanques (100 m^3) de la Estación de Combustible de la Batería y los tres GEA de Sagua, el combustible disponible.
6. Calcular la diferencia entre los litros de combustible a consumir por el microsistema en el punto 4 y el combustible disponible en las estaciones de combustibles del punto 5.

Los litros de combustible calculados en el punto 6 permitirán planificación el trabajo del microsistema frente a situaciones excepcionales.