

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA APLICABLE
A PLANTAS DE GENERACIÓN TÉRMICA.
CASO DE ESTUDIO: COMPLEJO DE GENERACIÓN JOSEFA JOAQUINA
SÁNCHEZ BASTIDAS DE LA CORPORACION ELECTRICA NACIONAL
(CORPOELEC)

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Cairós G. Alberto J.
para optar por el título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA APLICABLE A PLANTAS DE GENERACIÓN TÉRMICA. CASO DE ESTUDIO: COMPLEJO DE GENERACIÓN JOSEFA JOAQUINA SÁNCHEZ BASTIDAS DE LA CORPORACION ELECTRICA NACIONAL (CORPOELEC)

Prof. Guía: Ing. José Luis Mora.
Tutor Industrial: Ing. Julián Gonzalo

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Cairós G. Alberto J.
para optar por el título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2012

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

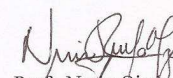
Caracas, 07 de noviembre de 2012


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Alberto J. Cairós G., titulado:

**“ESTUDIO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA APLICABLE A
PLANTAS DE GENERACIÓN TÉRMICA.
CASO DE ESTUDIO: COMPLEJO DE GENERACIÓN JOSEFA JOAQUINA
SÁNCHEZ BASTIDAS DE LA CORPORACIÓN ELÉCTRICA NACIONAL
(CORPOELEC)**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Rafael Malpica
Jurado


Prof. Nerio Ojeda
Jurado


Prof. José Mora
Prof. Guía

Cairós G. Alberto J.

ESTUDIO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA APLICABLE A
PLANTAS DE GENERACIÓN TÉRMICA.
CASO DE ESTUDIO: COMPLEJO DE GENERACIÓN JOSEFA JOAQUINA
SÁNCHEZ BASTIDAS DE LA CORPORACION ELECTRICA NACIONAL
(CORPOELEC)

Tutor Académico o Prof. Guía: Ing. José Luis Mora. Tutor industrial: Ing. Julián Gonzalo. Trabajo de Grado. Caracas. UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: CORPOELEC. 2012.

Palabras claves: Despacho económico de carga, costos, operación económica de un sistema de potencia, métodos de optimización restringida, asignación de unidades.

Resumen. Se plantea el estudio de despacho económico de carga aplicable a plantas de generación térmicas. El caso de estudio es el Complejo de Generación Josefa Joaquina Sánchez Bastidas de CORPOELEC, el cual consta de cuatro plantas de generación térmica. (Planta Barcazas, Tocoa, Ampliación Tocoa y Picure). El trabajo se realiza con la finalidad de obtener una distribución de potencias a generar para suplir una demanda determinada tal que los costos de operación sean mínimos. Para esto fue realizado un procedimiento detallado para la solución del problema, luego fueron descritos los componentes del sistema de potencia a estudiar. Conjuntamente con la descripción se delimito el sistema para luego obtener los datos operativos y de esta manera fue elaborada una herramienta de cálculo utilizando el solver® de Microsoft Excel concluyendo que el trabajo seria de gran utilidad si el mismo se pone a prueba en la empresa.

ÍNDICE

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	iii
RESUMEN.....	iv
ÍNDICE	v
ÍNDICE DE TABLAS	viii
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	x
ÍNDICE DE GRÁFICAS	xi
INTRODUCCIÓN.	1
CAPÍTULO I.....	2
1.1 PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA.....	2
1.1 JUSTIFICACIÓN	3
1.2 OBJETIVOS	4
1.2.1 Objetivo general.....	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 RECURSOS	5
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	6
2.1 CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA.	6
2.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA.	9
2.2.1 Curvas entrada-Salida.....	9
2.2.2 Curvas de costo.....	10
2.2.3 Curva de costo incremental	11
2.2.4 Curvas de Heat Rate	11

2.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN	12
2.3.1 Costo de combustible.	15
2.3.2 Costos de mano de obra y suministros.	17
2.3.3 Costos de mantenimiento	18
2.4 OPERACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE POTENCIA	19
2.5 ASIGNACIÓN DE UNIDADES (UNIT COMMITMENT)	20
2.6 ESTUDIO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA	21
2.6.1 Despacho económico sin considerar las pérdidas de transmisión.	23
2.6.2 Despacho económico considerando las pérdidas de transmisión ..	25
2.7 HERRAMIENTA SOLVER® DE MICROSOFT OFFICE EXCEL®.	32
2.7.1 Métodos de optimización restringida.	32
2.7.2 Herramienta Solver® de Excel®	33
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	37
3.1 METODOLOGIA PARA LA SOLUCION DEL DEPACHO ECONÓMICO DE CARGA.	37
3.1.1 Despacho económico para el CGJJSB sin considerar las pérdidas de transmisión	38
3.1.2 Planta Picure. S/E 69kV	41
3.1.3 Planta Barcazas. S/E 230kV.	42
3.1.4 Planta Tocoa. S/E 230kV.....	43
3.1.5 Planta Ampliación Tocoa. S/E 230kV.....	44
3.1.6 Despacho económico del CGJJSB considerando las pérdidas de transmisión	51
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	52

4.1 DEC para un período de 24 horas. S/E 230kV.....	52
4.2 DEC para un período de 24 horas. S/E 69kV.....	60
4.3 DEC para una hora determinada considerando todo el CGJJSB.....	62
4.4 Casos críticos. Despacho económico de carga por hora.....	73
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	78
5.1 CONCLUSIONES.....	78
5.2 RECOMENDACIONES.....	79
5.3 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	80
BIBLIOGRAFÍA.....	82
APENDICE.....	83
APENDICE 1.....	83
GLOSARIO.....	84
ANEXOS.....	85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Porcentajes de costo total de producción. [1]	13
Tabla 2 División de costos de producción en porcentajes [2].....	14
Tabla 3: Poder calorífico y densidad de combustibles.....	15
Tabla 4: Tabla comparativa.....	21
Tabla 5: Datos de Planta Picure. Subestación 69kV	39
Tabla 6: Datos Planta Barcazas, Tocoa y Ampliación Tocoa. Subestación 230kV	39
Tabla 7: Coeficientes de las curvas entrada-salida	48
Tabla 8: Ingreso del costo del combustible y respectiva unidad de volumen.....	48
Tabla 9: Ingreso del costo del combustible y respectiva unidad de volumen.....	49
Tabla 10: Selección del combustible, y operatividad de las unidades del complejo ..	49
Tabla 11: Coeficientes de las curvas de costo F.	50
Tabla 12: Restricciones o condiciones. Límites de potencia activa.....	50
Tabla 13: Operatividad de las unidades. Caso 1	52
Tabla 14: Costo del combustible. Caso 1.....	53
Tabla 15: Resultados del DEC para el Caso 1	53
Tabla 16: Tabla de costos asociados a cada planta por hora. Caso 1.....	54
Tabla 17: Comparación de la distribución de las potencias para las horas 1 y 24.....	55
Tabla 18: Comparación de la distribución de las potencias para las horas 14 y 15	55
Tabla 19: Operatividad de las unidades. Caso 2	56
Tabla 20: Costo del combustible. Caso 2.	57
Tabla 21: Tabla de resultados para el Caso 2.....	57
Tabla 22: Tabla de costos asociados a cada planta por hora. Caso 2.....	58

Tabla 23: Período y demanda para el caso 2.....	59
Tabla 24: Distribución de potencias entre las horas 1 y 4. Caso 2.....	59
Tabla 25: Distribución de potencias entre las horas 13 y 16. Caso 2.....	59
Tabla 26: Operatividad de las unidades de Generación. S/E 69kV.....	60
Tabla 27: Costo del Combustible. S/E 69kV.....	61
Tabla 28: Tabla de Resultados. S/E. 69kV.....	61
Tabla 29: Tabla de costos asociados a cada unidad de la planta. S/E 69kV.....	62
Tabla 30: Operatividad de las unidades de generación. Caso 1.....	63
Tabla 31. Costo del combustible. Caso 1.....	63
Tabla 32: Resultados. Caso 1.....	64
Tabla 33: Costos asociados a cada unidad de Generación. Caso 1.....	65
Tabla 34: Operatividad de las unidades de generación. Caso 2.....	66
Tabla 35. Costo del combustible. Caso 2.....	66
Tabla 36: Resultados. Caso 2.....	67
Tabla 37: Costos Asociados a cada unidad de Generación. Caso 2.....	68
Tabla 38: Operatividad de las unidades de generación. Caso 3.....	69
Tabla 39: Costo del combustible. Caso 3.....	69
Tabla 40: Resultados del Despacho Económico. Caso 3.....	70
Tabla 41: Costos para cada unidad de generación. Caso 3.....	70
Tabla 42: Operatividad de las unidades de generación. Caso 4.....	71
Tabla 43: Costo del combustible. Caso 4.....	71
Tabla 44: Resultados del Despacho Económico. Caso 4.....	72
Tabla 45: Costos de cada unidad de Generación. Caso 4.....	72

Tabla 46: Resultados del 1er caso crítico. Todas las unidades iguales.....	74
Tabla 47: Resultados 2do caso crítico.....	76

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Esquema para un sistema interconectado de potencia	8
Ilustración 2: Diagrama de correspondencia.....	21
Ilustración 3: Sistema de potencia equivalente para el cálculo de la relación de pérdidas	27
Ilustración 4: Ventana principal del Solver®.....	34
Ilustración 5: Ventana de ingreso de restricciones.....	35
Ilustración 6: Ventana de opciones del Solver®.....	35
Ilustración 7: Esquema para realizar el despacho de carga.....	38

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1: Curva típica de entrada-salida.....	9
Gráfica 2: Curva típica de costos	10
Gráfica 3: Curva típica de heat rate.....	12
Gráfica 4: Porcentaje del costo total de producción.....	13
Gráfica 5: Curva de demanda. S/E 230kV. Caso 1	52
Gráfica 6: Curva de demanda S/E 230kV. Caso 2.....	56
Gráfica 7: Curva de Demanda. Subestación 69kV.....	60
Gráfica 8: Potencias generadas por cada unidad. Caso 1.....	64
Gráfica 9: Potencias Generadas por cada unidad del CGJJSB. Caso 2	67
Gráfica 10: Gráfico ilustrativo del 1er caso crítico. Todas las unidades iguales.	74
Gráfica 11: Muestra de resultados, 2do caso crítico	76

INTRODUCCIÓN.

En el mundo de la Ingeniería Eléctrica la toma de decisiones es de extrema importancia, en especial cuando se trata de grandes complejos de generación de energía (térmica, hidráulica, eólica, nuclear, etc.). Dicha toma de decisiones se hará eficiente basándose en conceptos, teorías físicas y matemáticas, relacionados con los análisis de redes eléctricas, sistemas de potencia, máquinas eléctricas, líneas de transmisión entre otros.

El Complejo Generador “Josefa Joaquina Sánchez Bastidas” (CGJJSB) será el objeto de estudio para el presente trabajo. Pertenece a la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), se encuentra ubicada en el sector Arrecifes-Tacoa del Estado Vargas, y está conformado por cuatro (4) plantas de generación termoeléctrica llamadas: Planta Tacoa, Planta Picure, Planta Ampliación Tacoa y Planta Barcazas.

Dichas plantas están compuestas por turbinas a vapor y gas, con una capacidad instalada de 1320MW a vapor y 466MW a gas para un total de 1786MW.

El *estudio de despacho económico de carga* será la herramienta a utilizar para la toma de decisiones más eficiente, la cual consiste en calcular la distribución más económica de una determinada demanda de potencia activa entre las unidades de generación térmica. Partiendo de esto, se desea realizar el estudio para el cálculo del despacho económico de carga del Complejo Generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas de CORPOELEC. El mismo será realizado con la finalidad de optimizar los costos de producción del complejo generador.

CAPÍTULO I

1.1 PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA

Debido al aumento de población, las plantas de generación de energía se ven en la necesidad de realizar ampliaciones, logrando con esto tener una mayor capacidad de generación y de esta forma cubrir el incremento de la demanda. En este caso el Complejo de Generación Josefa Joaquina Sánchez Bastidas se encuentra en proceso de ampliación.

Cuando los complejos de generación son sometidos a dichas ampliaciones, por lo general son dimensionados para tener una capacidad de generación mayor a la demanda exigida en el momento de culminación. Además el constante agotamiento de los recursos para la producción masiva de energía eléctrica en plantas termoeléctricas hace que a medida que pasen los años los costos de combustible aumenten. Sin embargo, debido a la situación de contingencia que vive el sector eléctrico nacional para cubrir la alta demanda que se presentan en diversos periodos del año, no se estudia la posibilidad de despachar las unidades económicamente a través de bases teóricas, cálculos o métodos numéricos, los cuales permitan minimizar significativamente los costos de producción y hacer más eficiente el despacho de carga. Como se debe suplir la demanda eléctrica, las plantas de generación trabajan por lo general a carga base (potencias nominales).

Por esta razón, es conveniente utilizar el despacho económico de carga para minimizar los costos de producción. En general, los estudios de despacho económico de carga se enfocan en la profundidad de los cálculos matemáticos y métodos numéricos utilizados para resolverlo. Contando con las herramientas computacionales necesarias, este trabajo está enfocado principalmente en la metodología para realizar

el despacho económico de carga, planteando como ejemplo de estudio el Complejo de Generación mencionado, buscando la mayor eficiencia en la toma de decisiones.

1.1 JUSTIFICACIÓN

A fin de un óptimo aprovechamiento de los recursos y disminución de los costos de producción de las empresas encargadas de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, será realizado un estudio de Despacho Económico de Carga (**DEC**) el cual consiste en hallar las potencias que debe generar cada unidad a fin de minimizar los costos de producción.

Previo al planteamiento del trabajo se estudió la posibilidad de realizar el DEC para todas las plantas termoeléctricas que suplen de energía al Distrito Capital, es decir, además del caso de estudio, Planta Guarenas Guatire, El Sitio, J. M España, etc., pero por diferencias de criterios y alcance no pudo ser de esta manera. Por esta razón será realizado el estudio de DEC al Complejo de Generación Josefa Joaquina Sánchez Bastidas con el fin que el mismo trabajo sea expandido incluyendo las demás plantas mencionadas.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo general

Realizar el estudio de despacho económico de carga aplicable a plantas de generación térmica. Caso de estudio: Complejo de Generación Josefa Joaquina Sánchez Bastidas de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC)

1.2.2 Objetivos específicos

- Elaborar pasos para resolver el despacho económico de carga.
- Describir los componentes principales del sistema de potencia a estudiar.
- Delimitar la red a estudiar.
- Caracterizar el sistema.
- Elaborar una herramienta de cálculo para realizar el despacho económico de carga del caso de estudio.
- Analizar los resultados del despacho económico de carga.

1.3 RECURSOS

- Para la elaboración del trabajo de grado se requiere del conocimiento del área de sistemas de potencia, generación y transmisión, nociones básicas de economía, además del manejo de lenguaje de programación, dichos conocimientos han sido adquiridos a lo largo de la carrera e investigación adicional pertinente.
- En caso de tener que realizar visita al patio de la planta se tendrá en cuenta el uso de: casco de seguridad, lentes de seguridad, protectores auditivos y botas de seguridad.
- Para la elaboración del trabajo será utilizado el programa Microsoft Office Excel® con su herramienta Solver®.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1 CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA.

Los sistemas de potencia se basan en la interconexión entre nodos de generación y nodos de consumo a través de líneas de transmisión y transformadores principalmente, con la finalidad de brindar abastecimiento a diferentes cargas eléctricas encontradas en viviendas, industrias, oficinas, áreas públicas, etcétera.

Un sistema eléctrico de potencia puede ser subdividido de diferentes formas. Para el presente trabajo las partes principales que conforman un sistema de potencia serán: *Generación, transmisión y distribución.*

Generación: constituye el sistema responsable de la producción de energía eléctrica, la cual es obtenida a partir de la transformación de alguna clase de energía bien sea térmica, mecánica, química o luminosa. Los tipos de generación de energía eléctrica más conocidos son los siguientes:

- *Generación Térmica:* consiste en la quema de diferentes tipos de combustibles para la producción.
- *Generación Hidroeléctrica:* consiste en la utilización de la energía potencial de un cauce natural de agua como recurso para su producción.
- *Generación Geotérmica:* se utiliza la energía almacenada bajo la superficie terrestre en forma de calor.
- *Generación Eólica:* utiliza la energía cinética del viento para la producción.
- *Generación Nuclear:* utiliza combustible nuclear compuesto por materiales fusionables que a través de reacciones nucleares proporciona calor.

- *Generación solar*: utiliza la energía obtenida mediante la captación de luz y calor emitido por el sol para la producción de energía eléctrica.

La generación está compuesta por gran cantidad de elementos de vital importancia. Dichos elementos componen subsistemas que hacen posible su buen funcionamiento (Sistemas de control, protecciones, válvulas, turbinas, transformadores auxiliares y principales, sistemas auxiliares, entre otros). También, el sistema de generación posee asociada una subestación elevadora, encargada de elevar el nivel de tensión a niveles de transmisión, la cual depende de la distancia y la potencia a transportar. Por otro lado, la subestación elevadora es la encargada de realizar el acople entre el sistema de generación y el de transmisión. Los niveles de tensión de generación más comunes son los siguientes: 4.7kV, 8.4kV, 12,47kV, 13,8kV, 18kV 30kV.

Transmisión: sección del sistema de potencia encargado del transporte de energía hacia los centros de distribución (subestaciones). Este transporte de energía se realiza en tensiones mayores o iguales a 115kV. Al igual que el sistema de generación, el de transmisión posee diferentes subsistemas y elementos que hacen posible su buen funcionamiento (líneas de media y alta tensión, cadenas de aisladores, estructuras de soporte, líneas de apantallamiento, amortiguadores, sistema de puesta a tierra, etc.). Los niveles de transmisión más comunes son: 115kV, 230kV, 400kV y 765kV.

Distribución: sección del sistema encargada del transporte de energía a los distintos usuarios (viviendas, industrias, oficinas, etc.). La distribución se realiza en tensiones menores a 115kV. También al igual que los sistemas de generación y transmisión, la distribución posee subsistemas y elementos destinados para el buen funcionamiento (transformadores, conductores, sistema de puesta a tierra, tableros de distribución, sistema de protecciones etc.).

En general, los sistemas interconectados de potencia se pueden generalizar con el siguiente esquema:

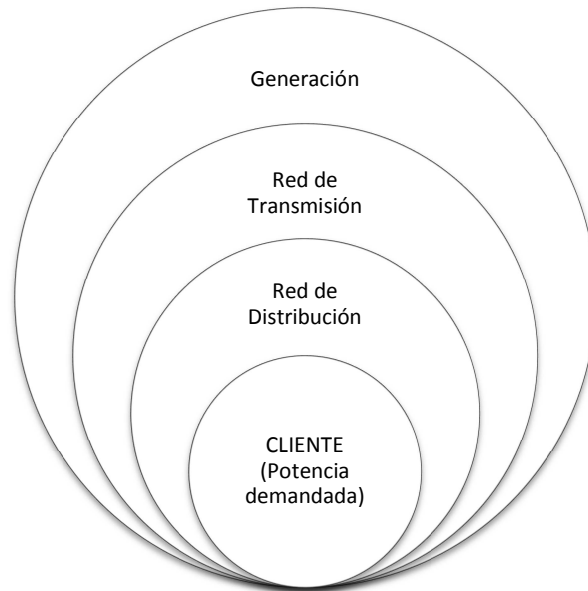


Ilustración 1: Esquema para un sistema interconectado de potencia

En el presente trabajo será realizado un estudio de despacho económico de carga para una de las plantas de generación térmica (Complejo de Generación Josefa Joaquina Sánchez Bastidas), esto con el fin de ser expandido para ser aplicado al conjunto de plantas de generación térmica que alimentan al Distrito Capital.

2.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE UNIDADES DE GENERACIÓN TÉRMICA.

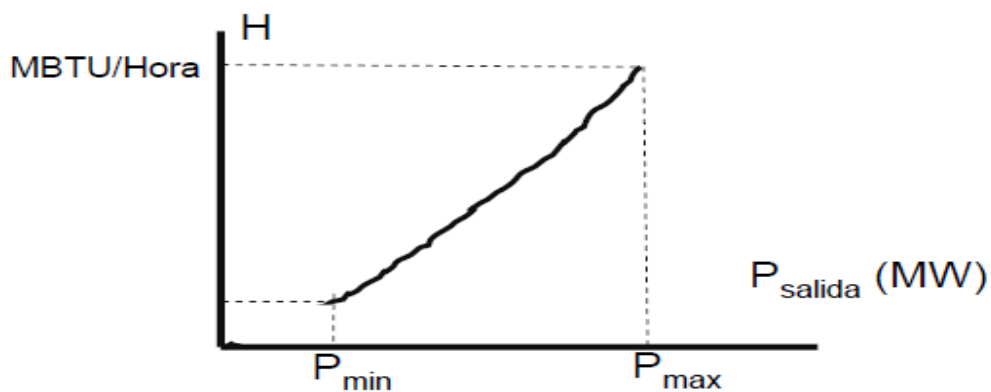
2.2.1 Curvas entrada-Salida

Para producir una cantidad específica de potencia activa, cada unidad de generación debe consumir una cantidad de combustible, de esta manera se da a lugar a las curvas entrada-salida, las cuales relacionan el suministro de combustible con la potencia de salida de la unidad.

$$H = f(Pg)$$

H: Consumo de combustible en MBTU/h.

Pg: Potencia generada en MW.



Gráfica 1: Curva típica de entrada-salida

Estas curvas pueden ser suministradas por el fabricante o medidas bajo prueba punto a punto, inyectando un volumen de combustible fijo y midiendo la potencia de

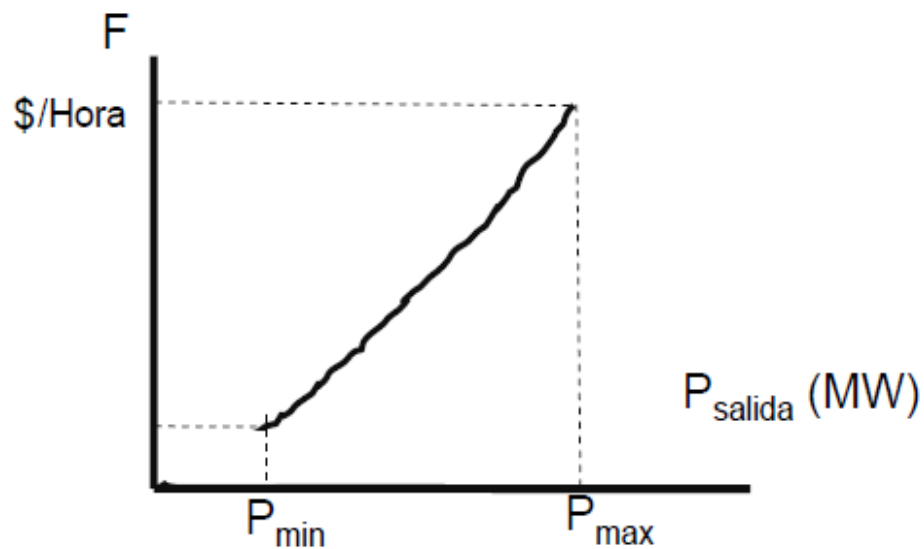
salida luego, se varía el volumen de combustible y se mide de nuevo la potencia de salida, este proceso se repite hasta obtener una sucesión de puntos para trazar la tendencia de la curva.

2.2.2 Curvas de costo

A partir de las curvas entrada salida son obtenidas las curvas de costo con tan solo multiplicar el suministro del combustible por el costo del mismo haciendo que las dos curvas, tanto la de costo como la de entrada salida sean proporcionales:

$$F \propto H$$

$$\frac{\$}{hora} = \frac{MBTU}{h} * \frac{\$}{MBTU}$$



Gráfica 2: Curva típica de costos

2.2.3 Curva de costo incremental

La curva de costo incremental representa la tasa de incremento del costo del combustible en función de la potencia de salida o carga $\left(\frac{\$}{MWh}\right)$. Dicha curva es representada mediante la derivada de la curva de costo $\left(\frac{dF}{dP}\right)$ lo que implica que la misma es de un grado menor.

2.2.4 Curvas de Heat Rate

Representan que tan eficiente es la máquina a estudiar. El heat rate es medido como BTU necesarios para producir un MW. Por lo general las pruebas de heat rate se realizan de forma empírica a través de pruebas punto a punto.

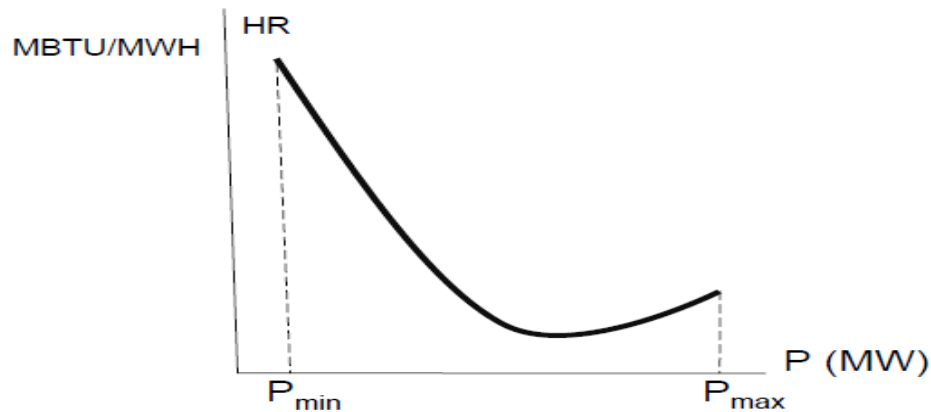
Las curvas de heat rate también son obtenidas dividiendo cada punto del eje H con los del eje P de la curva entrada-salida, luego se grafican estos resultados contra el mismo eje P. De esta manera se da a lugar a la siguiente afirmación.

$$\frac{H}{P} = HR$$

H: Suministro de combustible en MBTU/h.

P: Potencia activa a la salida en MW.

HR: heat rate en MBTU/kWh.



Gráfica 3: Curva típica de heat rate

En caso que la unidad lleve mucho tiempo en operación, dichas curvas deben ser medidas para que el resultado arrojado por el DEC tenga coherencia con la realidad. Esto se debe a que las condiciones de operación de las unidades, después de algún tiempo, varían respecto a las nominales, aumentan las pérdidas calóricas por el incremento de la fugas, obstrucción de filtros, etcétera.

2.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN

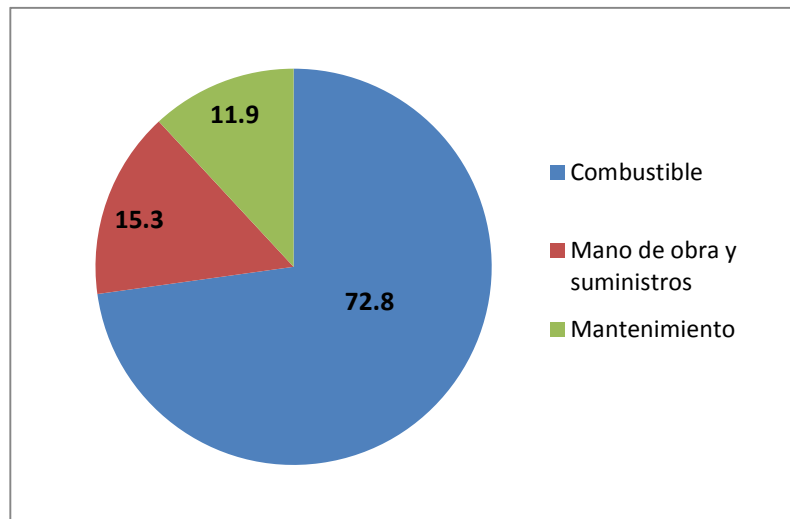
Existen diferentes tipos de costos que se utilizan en las plantas de generación termoeléctrica e hidroeléctrica, costos totales de producción, costos unitarios de producción, costos unitarios incrementales, costos de combustible, suministro, mantenimiento, etcétera. En nuestro caso, se hará énfasis en los costos de producción, los cuales incluyen costos de combustible, mano de obra, suministros y mantenimiento representando de esta forma los costos variables principales de una planta de generación térmica.

Dichos costos son expresados comúnmente en unidad de costo por unidad entregada de energía (\$/kWh). La distribución de los costos de producción de las

unidades térmicas entre los cuatro renglones (combustible, mano de obra, suministros y mantenimiento) se observa en la siguiente tabla [1]:

Tabla 1: Porcentajes de costo total de producción. [1]

Renglones	% del costo total
Combustible	72,8
Mano de obra y suministros	15,3
Mantenimiento	11,9
Total	100



Gráfica 4: Porcentaje del costo total de producción

Obsérvese como el combustible representa gran parte de los costos totales de producción presentes en una planta de generación termoeléctrica.

Los costos de producción constan de dos componentes, una fija y otra variable. Estas dos componentes pueden separarse mediante dos métodos. Uno es la distribución de costos presente en la tabla 2 sugerida por Justin y Mervine [2].El otro

método está basado en un análisis matemático riguroso basado en Funk o en Ralston [3]. Este método establece una relación lineal entre el costo anual y la generación anual. La intersección sin carga se considera como la componente fija o demanda. La pendiente de la recta formada representa el costo incremental unitario. Para tomar en cuenta el efecto de la capacidad pico de la unidad térmica, la componente sin carga del costo se subdivide en dos componentes, de esta manera la ecuación lineal queda:

$$C = K_1 + K_2 + K_3 * kWh$$

Donde:

C: costo anual.

K₁: componente del costo anual relativo a la capacidad de la unidad

K₂: componente del costo anual relativo a la capacidad pico de la unidad

K₃: costo incremental unitario en unidad de costo por kWh.

Tabla 2 División de costos de producción en porcentajes [2]

OPERACIÓN			MANTENIMIENTO		
Costo	Fijo (%)	Variable (%)	Costo	Fijo (%)	Variable (%)
Mano de obra de calderas	60	40	Estructuras	100	0
Mano de obra eléctrica	70	30	Equipo de las calderas	55	45
Mano de obra diversa	100	0	Equipo de los turbogeneradores	55	45
Combustible	15	85	Equipo eléctrico	80	20
Agua	25	75	Equipo de transporte de combustible	50	50
Lubricantes	70	30	Almacenamiento de combustible, equipos de medida y control	50	50
Gastos varios y suministros	55	45			
-	-	-	Otros equipos de planta	55	45

2.3.1 Costo de combustible.

Es el más importante dentro de los costos de producción, representando del 60 al 80% de los mismos y viene expresado en unidad de costo por millones de BTU. Dichos costos incluyen todos aquellos costos parciales que intervienen hasta el punto de entrega del combustible en el complejo generador, es decir: costo del transporte desde el punto de entrega hasta el punto de almacenamiento, costo de transporte desde la zona de almacenamiento hasta la caldera, deterioro y reparaciones en los equipos de transporte, costos de medición y prueba del combustible, costo debido al almacenamiento, etcétera.

Debido a la necesidad de expresar los costos de combustible en unidad de costo por millones de BTU es necesario conocer el poder calorífico de los combustibles más comúnmente utilizados, además de la densidad de los mismos.

Tabla 3: Poder calorífico y densidad de combustibles

Combustible	Poder calorífico (BTU/lb)	Densidad
Fuel oil 6 (Petróleo)	18000	0,9989 kg/l
Fuel oil 2 (Diesel)	19500	0,865 kg/l
Gas natural	18036	0,668 g/l

Las conversiones para obtener los precios del combustible expresados en unidad de costo por millones de BTU serán explicadas por medio de dos ejemplos.

Ejemplo 1. Se tiene que el costo del gas natural es de $0.140\$/m^3$. Diga cuál es el costo de combustible expresado en $\$/MBTU$.

Se tiene que el poder calorífico del combustible es $1000\text{BTU}/\text{ft}^3$ y por conversión 1ft^3 es igual a $0,0283\text{m}^3$. De esta manera queda:

$$\text{Costo} \left(\frac{\$}{\text{MBTU}} \right) = 0.140 \frac{\$}{\text{m}^3} * \frac{1\text{ft}^3}{1000\text{BTU}} * \frac{0.0283\text{m}^3}{1\text{ft}^3} * \frac{1\text{BTU}}{10^{-6}\text{MBTU}}$$

$$\text{Costo} \left(\frac{\$}{\text{MBTU}} \right) = 3.962 \frac{\$}{\text{MBTU}}$$

Ejemplo 2. Se tiene que el costo del fuel oil 6 es de $2.92\$/\text{gal}$. Diga cuál es el costo del combustible expresado en $\$/\text{MBTU}$.

Se tiene que el poder calorífico del fuel oil 6 es de $18000\text{BTU}/\text{libra}$. Y la densidad del mismo es de $2203,6\text{libra}/\text{m}^3$. Como el costo esta dado en costo por unidad de volumen, y el poder calorífico esta en MBTU por unidad de masa, se realiza la conversión utilizando la densidad del combustible para hallar el poder calorífico expresado en MBTU por unidad de volumen:

$$18000 \frac{\text{BTU}}{\text{lb}} = 0,018 \frac{\text{MBTU}}{\text{lb}}$$

$$0,018 \frac{\text{MBTU}}{\text{lb}} * 2203,6 \frac{\text{lb}}{\text{m}^3} = 39.6648 \frac{\text{MBTU}}{\text{m}^3}$$

Por conversión un galón es igual a 0.003785m^3 De esta manera nos queda lo siguiente:

$$\text{Costo} \left(\frac{\$}{\text{MBTU}} \right) = 2.92 \frac{\$}{\text{gal}} * \frac{1\text{gal}^3}{0,003785\text{m}^3} * \frac{1}{39.6648 \text{MBTU}} \text{m}^3$$

$$\text{Costo} \left(\frac{\$}{\text{MBTU}} \right) = 19.449 \frac{\$}{\text{MBTU}}$$

De esta forma se obtienen los costos de combustible expresados en $\frac{\$}{\text{MBTU}}$.

2.3.2 Costos de mano de obra y suministros.

Es el segundo renglón de importancia y representa entre el 15 y 20% de los costos de producción. La mano de obra incluye los costos de supervisión y de ingeniería asociados al normal funcionamiento del complejo generador y el costo de mano de obra necesaria para operar directamente los equipos asociados de la planta. Este costo de operación de equipos puede subdividirse en: mano de obra de calderas, turbinas, generadores etc., y mano de obra para diversos trabajos de planta tales como, porteros, vigilantes, limpieza, etcétera. La mano de obra requerida para el mantenimiento se incluirá en los costos de mantenimiento.

Es de vital importancia comprender que de forma general cualquier incremento de carga puede suplirse sin incurrir en ningún costo adicional de mano de obra, esto se cumplirá cuando ninguna caldera adicional, turbinas o equipos auxiliares requieran de mano de obra extra para soportar un incremento de carga. De esta manera el incremento o descenso de carga será independiente del costo de mano de obra y suministros y deberá tratarse como un costo constante independiente de la energía entregada al sistema de transmisión.

El costo de suministro por otro lado incluye, agua usada en calderas, condensadores, productos químicos necesarios para el tratamiento del agua, lubricantes para unidades principales y auxiliares, suministro y compras diversas (repuestos, herramientas, artículos de oficina, etc.).

Los costos de producción asociados a una planta con variaciones de generación indican que el costo de suministros permanece constante sin ser afectado por los cambios de carga y al igual que los costos de mano de obra, deben ser tratados de forma independiente.

2.3.3 Costos de mantenimiento

Estos costos dependen de muchos factores como el tipo de combustible, clase y tipo usado, etc. De esta manera obtener una evaluación para obtener dichos costos resulta complicada. Existen varias aproximaciones para la solución de este problema pero ninguna es del todo aceptable. Uno de estos métodos se basa en la obtención de costos medios tomados de datos estadísticos por periodos largos (5 años).

Los costos de mantenimiento incluyen:

- Supervisión e ingeniería.
- Estructuras y mejoras de equipos donde se incluyen costos para mantener instalaciones permanentes de cualquier tipo.
- Almacenamiento de combustible, equipos de medida
- Mantenimiento de generadores y calderas.
- Bombas de alimentación, tuberías de vapor.
- Generadores y aparatos auxiliares.

La aproximación más simple es asumir un costo promedio de mantenimiento, esto debido a que el costo de mantenimiento representa un porcentaje relativamente pequeño dentro de los costos de producción.

Por otro lado para realizar un mantenimiento eficiente y a la vez económico se realizan planes a corto a mediano y largo plazo con el fin de poseer un cronograma de mantenimiento para cada unidad y de esta manera conocer cuales unidades estarán disponibles para entregar energía a la red de transmisión.

2.4 OPERACIÓN ECONÓMICA DE SISTEMAS DE POTENCIA

La operación económica de los sistemas de potencia es de vital importancia para las instituciones encargadas de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Las tarifas de pago son, por lo general reguladas, lo que conlleva a la importancia de hacer lo más eficiente posible el despacho de carga para minimizar costos de operación, mantenimiento y sobretodo de suministros de combustible (si es el caso de plantas de generación termoeléctricas). Esto puede dar cabida no solo a minimizar los costos de la empresa sino también proponer el ahorro del consumidor.

Existen tres formas principales para la operación económica óptima de un sistema de potencia: uno llamado *suministro con pérdidas mínimas*, la cual optimiza el valor de las pérdidas asociadas a transformadores y líneas de transmisión el segundo *asignación de unidades (unit commitment)*, el cual estudia la combinación de unidades más económica a ser acoplada a la red de forma tal que, además de suplir la demanda, los costos de operación, arranque y parada sean mínimos. Por último se encuentra al *Despacho Económico de Carga (DEC)* el cual arroja como resultado las potencias que debe entregar cada unidad minimizando los costos de operación.

El suministro con pérdidas mínimas puede presentar diferencias dependiendo de cómo sea realizado el flujo de carga del sistema analizado. Por otro lado, en la

práctica la asignación de unidades se realiza en paralelo con el despacho económico de carga, por lo general en periodos de tiempo horarios. Es de vital importancia definir la diferencia que tienen estos métodos a la hora de realizar un despacho económico de carga. En la siguiente sección se establecerá la diferencia que caracteriza dichos métodos y la razón por la que se realizan de forma paralela.

2.5 ASIGNACIÓN DE UNIDADES (UNIT COMMITMENT)

La asignación de unidades es un proceso matemático con el cual se determina el estado de las unidades de generación (on/off) disponibles en el sistema de potencia con el objetivo de minimizar los costos de operación, indicando el nivel de potencia de cada una de las máquinas respetando las restricciones físicas de las máquinas, red de transmisión y distribución.

El problema de asignación de unidades no se limita al análisis del estado de las máquinas en un instante determinado, ya que tiene como objetivo determinar el estado de las máquinas para suplir una demanda variable con el tiempo asegurando el costo mínimo de operación.

En dicho estudio se involucra la necesidad de considerar los costos de arranque y parada de las máquinas de generación. La consideración de dichos costos obliga a realizar análisis económicos a través del tiempo estudiando segmentos de periodos (horas, días, semanas, etc.).

2.6 ESTUDIO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA

El estudio de despacho económico de carga (DEC) es un sub-problema de la asignación de unidades. El DEC parte de la siguiente premisa: “Son conocidas las máquinas encendidas (estado on) acopladas al sistema”, es decir, que una vez conocida la asignación de unidades se procede a realizar el DEC el cual consiste en un estudio matemático que tiene como objetivo determinar las potencias que deben producir las unidades de generación, conociendo una demanda determinada, a costo de producción mínimo. Por esta razón la asignación de unidades y el DEC se realizan de forma paralela.



Ilustración 2: Diagrama de correspondencia

Tabla 4: Tabla comparativa

DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA	ASIGNACIÓN DE UNIDADES
Conocida la demanda	Conocida la demanda
Conocido el set de generadores " en servicio "	Conocido el set de generadores " disponibles "
¿Cuánto debe generar cada unidad para suplir la demanda a costo mínimo?	¿Cuáles unidades deben estar en servicio para suplir la demanda a costo mínimo?

Existen varias definiciones proporcionadas por varios autores de lo que es un despacho económico de carga:

- “El estudio de despacho económico de carga (DEC) consiste en asignar la demanda total entre las unidades de generación de tal manera que el costo de producción sea minimizado. A partir de esto se explica que las unidades de generación tienen diferentes costos de producción dependiendo de la fuente primaria de energía usada para producir electricidad, haciendo que dichos costos varíen de forma significativa”. [3]
- “El despacho económico determina la salida de potencia de cada central generadora o planta (y de cada unidad generadora dentro de la planta) que minimizara el costo total de combustible necesario para alimentar la carga del sistema.” [4]
- “El despacho económico es la forma de abastecerla demanda eléctrica de energía eléctrica optimizando los recursos de generación termoeléctrica disponibles su campo de acción abarca la generación y transmisión de electricidad. En lo referente a la generación el despacho económico se centra en el estudio de las centrales térmicas, donde el costo de combustible es el factor principal.” [5]
- “El despacho económico hace hincapié en la coordinación de los costos de producción en todas las plantas generadoras que operan en el sistema, sin olvidar las restricciones de límites de cargabilidad que impone la red de transporte asociada al parque generador”. [6]

Para éste estudio es conveniente utilizar una herramienta computacional para facilitar los cálculos y el manejo de datos correspondiente a las unidades de generación.

2.6.1 Despacho económico sin considerar las pérdidas de transmisión.

Cada unidad de generación para producir una cantidad específica de potencia debe consumir una cantidad específica de combustible, lo cual es representado por la curva característica de entrada-salida de la unidad (H). Esto tiene como resultado que para una planta de generación térmica con unidades debe cumplir con la siguiente ecuación:

$$Ht = H_1 + H_2 + H_3 + \dots + H_n \quad \text{Ec. 1}$$

Adicionalmente se debe cumplir que la potencia demandada es igual a la potencia generada menos las pérdidas disipadas por los transformadores auxiliares y líneas de transmisión presentes en la planta de generación.

$$Pd = Pg - Pp \quad \text{Ec. 2}$$

Pd: Potencia demandada.

Pg: Potencia generada.

Pp: Potencia de pérdidas

Para el caso de despacho económico sin considerar las pérdidas de transmisión la potencia disipada por los transformadores auxiliares y líneas de transmisión será nula. En consecuencia, nos queda que:

$$Pg = Pd \quad \text{Ec. 3}$$

$$Pg - Pd = 0 \quad \text{Ec. 4}$$

$$Pg = P_1 + P_2 + P_3 + \dots + P_n \quad \text{Ec. 5}$$

Las ecuaciones generales serán entonces:

$$Ht = \sum_{i=1}^n Hi \quad \text{Ec. 6}$$

$$Pd - \sum_{i=1}^n Pi = 0 \quad \text{Ec. 7}$$

Donde i es el número de unidades de generación de la(s) planta(s) a estudiar

Las curvas entrada-salida (H) son proporcionales a las curvas de costo obteniéndose de esta manera la ecuación de costo total de combustible (Ft). De esta manera se tienen las siguientes ecuaciones de restricción:

$$Ft = \sum_{i=1}^n Fi \quad \text{Ec. 8 Ecuación costo total de combustible}$$

$$Pd - \sum_{i=1}^n Pi = 0 \quad \text{Ec. 7 Ecuación de restricción de carga}$$

El objetivo es obtener las potencias generadas por cada unidad de generación minimizando la ecuación de costo total de operación, sujeto al cumplimiento de la

ecuación de restricción de carga y a suplir la demanda. Para la solución de este estudio se utilizan los multiplicadores de LaGrange, el cual es un método numérico general utilizado para minimizar cualquier función objetivo (función de costo total) sujeto a una restricción (potencia demandada igual a la generada). Además dicho método relaciona las unidades de costo con las unidades de potencia (λ [Costo/MW]). En consecuencia la función objetivo será la función de LaGrange:

$$Fo = Ft + \lambda * (Pd - \sum_{i=1}^n Pi) = \sum_{i=1}^n Fi + \lambda * (Pd - \sum_{i=1}^n Pi) \quad \text{Ec. 9}$$

λ : Operador que relaciona unidades de costo con unidades de potencia. También es una nueva variable a calcular.

2.6.2 Despacho económico considerando las pérdidas de transmisión

A diferencia del caso anterior en esta sección serán consideradas las pérdidas de transmisión. De esta manera se sigue cumpliendo la ecuación de costo total de operación (Ft) (ecuación 8), teniendo la primera expresión de restricción. Por otro lado, la ecuación de restricción de carga se le agrega el término de las pérdidas, quedando la siguiente función objetivo:

$$Fo = Ft + \lambda * (Pd + Pp - \sum_{i=1}^n Pi) = \sum_{i=1}^n Fi + \lambda * (Pd + Pp - \sum_{i=1}^n Pi) \quad \text{Ec. 10}$$

Donde Pp representa las pérdidas activas disipadas por las líneas de transmisión, transformadores y de más elementos de la red.

Una de las principales dificultades al momento de considerar las pérdidas en el DEC es encontrar la ecuación que representa las mismas en función de la potencia entregada por los generadores.

$$P_p = f(P_{g_i})$$

Donde i representa el número de unidades generadoras.

Para obtener dicha ecuación será considerado un sistema de dos generadores y dos barras de carga con una matriz de impedancias conocida. Por definición se tiene que la potencia disipada por cada elemento es:

$$P_p = I^2 * R \quad \text{Ec.11}$$

Dicha potencia de pérdidas debe ser expresada en función de la potencia generada para así poder realizar el despacho con la función objetivo (Ec. 10). De esta manera se busca la relación a partir de un sistema de potencia cualquiera.

2.6.2.1 Ecuación de pérdidas de transmisión.

Se tiene el siguiente sistema de 4 barras con una matriz de impedancia Z .

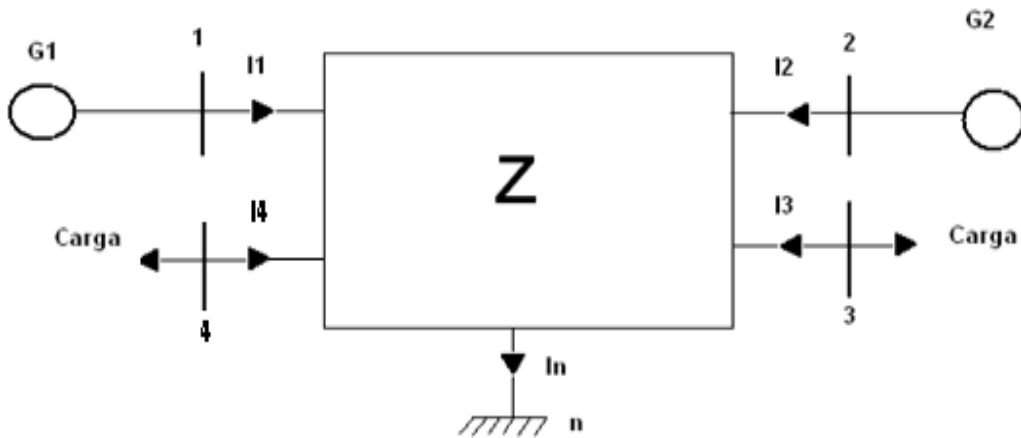


Ilustración 3: Sistema de potencia equivalente para el cálculo de la relación de pérdidas

$$\begin{bmatrix} V_{1n} \\ V_{2n} \\ V_{3n} \\ V_{4n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{21} & Z_{31} & Z_{41} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{32} & Z_{42} \\ Z_{31} & Z_{23} & Z_{33} & Z_{43} \\ Z_{41} & Z_{24} & Z_{34} & Z_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} \quad \text{Ec.12}$$

Las corrientes de carga I_3 e I_4 serán definidas como una constante por una corriente I_d que representa la corriente demandada por la carga. Dichos factores son menores que uno.

$$I_3 = d_3 * I_d \quad \text{Ec.13}$$

$$I_4 = d_4 * I_d \quad \text{Ec.14}$$

$$d_3 + d_4 = 1 \quad \text{Ec.15}$$

Por otro lado se tiene la ecuación representada en la primera fila en la ecuación 12.

$$V_{1n} = Z_{11} * I_1 + Z_{12} * I_2 + Z_{13} * I_3 + Z_{14} * I_4 \quad \text{Ec.16}$$

Sustituyendo las ecuaciones 13 y 14 en la 16 se tiene lo siguiente:

$$V_{1n} = Z_{11} * I_1 + Z_{12} * I_2 + I_d * (Z_{13} * d_3 + Z_{14} * d_4) \quad \text{Ec.17}$$

Despejando I_d de la ecuación 17 se tiene lo siguiente:

$$I_d = \frac{V_{1n} - Z_{11} * I_1 - Z_{12} * I_2}{Z_{13} * d_3 + Z_{14} * d_4} \quad \text{Ec. 18}$$

$$I_d = -\frac{Z_{11} * I_1}{Z_{13} * d_3 + Z_{14} * d_4} - \frac{Z_{12} * I_2}{Z_{13} * d_3 + Z_{14} * d_4} + \frac{V_{1n}}{Z_{13} * d_3 + Z_{14} * d_4} \quad \text{Ec.19}$$

Se define la siguiente ecuación:

$$I_n^0 = -\frac{V_{1n}}{Z_{11}} \quad \text{Ec.20}$$

Donde I_n^0 se define como “Corriente de carga nula”, de esta manera I_d se puede describir como:

$$I_d = -\frac{Z_{11} * I_1}{Z_{13} * d_3 + Z_{14} * d_4} - \frac{Z_{12} * I_2}{Z_{13} * d_3 + Z_{14} * d_4} + \frac{Z_{11} * I_n^0}{Z_{13} * d_3 + Z_{14} * d_4} \quad \text{Ec.21}$$

Donde serán definidas las siguientes constantes:

$$t_1 = \frac{Z_{11}}{Z_{13} \cdot d_3 + Z_{14} \cdot d_4} ; t_2 = \frac{Z_{12}}{Z_{13} \cdot d_3 + Z_{14} \cdot d_4} \quad \text{Ec.22}$$

De esta manera se tendrán el siguiente grupo de ecuaciones:

$$I_d = -t_1 * I_1 - t_2 * I_2 - t_1 * I_n^0 \quad \text{Ec. 23}$$

$$I_3 = -d_3 * t_1 * I_1 - d_3 * t_2 * I_2 - d_3 * t_1 * I_n^0 \quad \text{Ec.24}$$

$$I_4 = -d_4 * t_1 * I_1 - d_4 * t_2 * I_2 - d_4 * t_1 * I_n^0 \quad \text{Ec.25}$$

A las ecuaciones 24 y 25 se les puede considerar como la transformación C de las corrientes I_1, I_2, I_3 e I_4 , a un nuevo conjunto de corrientes I_1, I_2, I_n

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ -d_3 \cdot t_1 & -d_3 \cdot t_2 & -d_3 \cdot t_1 \\ -d_4 \cdot t_1 & -d_4 \cdot t_2 & -d_4 \cdot t_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n \end{bmatrix} = C \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n \end{bmatrix} \quad \text{Ec.26}$$

Luego, la potencia de pérdidas del sistema se puede expresar como:

$$Pp = (I_1 \quad I_2 \quad I_n^0) * (C^T * R * C^*) * \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} \quad \text{Ec.27}$$

Pp: Representa las pérdidas de potencia activa del sistema en función de las corrientes inyectadas por los generadores 1 y 2.

R: Parte real de las impedancias de barra. Ec.12.

Por otro lado, suponemos la potencia compleja representada de la siguiente manera:

Para el generador 1.

$$S_{g1} = P_{g1} + j * Q_{g1} = (1 + j * S_1) * P_{g1} \quad \text{Ec.28}$$

$$Q_{g1} = S_1 * P_{g1} ; S_1 = \frac{Q_{g1}}{P_{g1}} \quad \text{Ec.29}$$

Para el generador 2.

$$S_{g2} = P_{g2} + j * Q_{g2} = (1 + j * S_2) * P_{g2} \quad \text{Ec.30}$$

$$Q_{g2} = S_2 * P_{g2} ; S_2 = \frac{Q_{g2}}{P_{g2}} \quad \text{Ec.31}$$

S_1 y S_2 son factores de relación entre la potencia activa y reactiva entregada por las unidades generadoras. Por otro lado se tiene que las corrientes entregadas por las unidades son:

Para el generador 1.

$$I_1 = \frac{S_{1g}^*}{V_{1n}^*} = \frac{P_{g1} * (1 - j * S_1)}{V_{1n}^*} ; \alpha_1 = \frac{(1 - j * S_1)}{V_{1n}^*} \quad \text{Ec.32}$$

$$I_1 = \alpha_1 * P_{g1}$$

Para el generador 2.

$$I_2 = \frac{S_{2g}^*}{V_{2n}^*} = \frac{P_{g2}^*(1-j*S_2)}{V_{2n}^*} ; \alpha_2 = \frac{(1-j*S_2)}{V_{2n}^*} \quad \text{Ec.33}$$

$$I_2 = \alpha_2 * P_{g2}$$

Se define de nuevo la corriente de carga nula. Ecuación 20:

$$I_n^0 = -\frac{V_{1n}}{Z_{11}}$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_1 & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} \quad \text{Ec.34}$$

De esta manera queda que:

$$Pp = [P_{g1} \quad P_{g2} \quad 1] * \begin{bmatrix} \alpha_1 & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} * C^T * R * C * \begin{bmatrix} \alpha_1 & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} \quad \text{Ec.35}$$

Donde:

$$T_\alpha = \begin{bmatrix} \alpha_1 & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} * C^T * R * C * \begin{bmatrix} \alpha_1 & 0 & 0 \\ 0 & \alpha_2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{Ec.36}$$

$$B = \frac{T_\alpha + T_\alpha^*}{2} \quad \text{Ec.37}$$

$$R = \text{Re}\{Z\} \quad \text{Ec.38}$$

Quedando las pérdidas de transmisión de la siguiente manera:

$$Pp = [P_{g1} \quad P_{g2} \quad 1] * B * \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} \quad \text{Ec.39}$$

B: Matriz de coeficientes de pérdidas de transmisión, relaciona las pérdidas del sistema con la potencia generada por cada unidad.

De esta manera la función objetivo a ser minimizada (Ecuación 10.) queda:

$$F_o = \sum_{i=1}^n F_i + \lambda * \left(P_d + [P_{g1} \quad P_{g2} \quad 1] * B * \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ 1 \end{bmatrix} - \sum_{i=1}^n P_i \right) \quad \text{Ec.40}$$

2.7 HERRAMIENTA SOLVER® DE MICROSOFT OFFICE EXCEL®.

2.7.1 Métodos de optimización restringida.

La optimización tiene como principal objetivo encontrar aquellos valores de ciertas variables que minimizan o maximizan una función determinada. Dichas variables son llamadas variables controlables o variables de decisión. Esto significa encontrar los valores de $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, tales que hagan máxima o mínima la función $f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$.

Los métodos más conocidos para realizar la optimización son aquellos que involucran el análisis de derivadas. Los mismos poseen dos limitaciones esenciales.

- La función puede no ser derivable.
- No siempre el valor óptimo tiene sentido en el momento de la práctica.

Debido a la primera limitación aparecen los métodos numéricos, que parten de una solución inicial y mediante algoritmos iterativos aproximan la solución cumpliendo una tolerancia entre los valores que entreguen las iteraciones $n-1$ y n . [7]

Algunas veces existe la posibilidad que el método numérico no converja y debido a la segunda limitación, aparecen los métodos de optimización restringida. El nombre se debe a que se pueden colocar restricciones a las variables controlables de tal manera que se cumplan una o más condiciones (en nuestro caso, límites de operación de potencia y la ecuación de balance de potencia).

De esta manera se puede concluir que en un problema de optimización restringida buscamos los valores de ciertas variables que optimizan una función objetivo, sujetas a restricciones. Los modelos más sencillos de optimización restringida corresponden a modelos de Programación Lineal, donde tanto la función objetivo como las restricciones son funciones lineales, las variables deben ser no negativas, y pueden tomar cualquier valor real, no necesariamente entero [8].

2.7.2 Herramienta Solver® de Excel®

Solver® es una herramienta para optimizar ecuaciones mediante el uso de optimización restringida. Con el mismo se puede obtener el valor óptimo función ($f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$) incluida en una celda llamada celda objetivo.

Solver® asigna valores a un grupo de celdas llamadas “celdas cambiantes” que estén relacionadas directa o indirectamente con la función objetivo. En dichas celdas cambiantes se encuentran las variables controlables de las cuales depende la función objetivo $f(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$.

El máximo número de celdas cambiantes es de 200 con un máximo de 100 restricciones.

En la ventana del Solver® se encuentra también el ingreso de las restricciones a las cuales están sujetos los valores de las celdas cambiantes.



Ilustración 4: Ventana principal del Solver®

- Establecer objetivo (Set target cell): Representa la celda objetivo, donde debe estar ingresada la ecuación a ser optimizada.
- Valor de (Equal to): si se desea minimizar (min), maximizar (máx.) o fijar algún valor.
- Combinando las celdas variables (By changing cells): representa las celdas a ser modificadas es decir las celdas cambiantes.
- Sujeto a las restricciones (Subject to the constraints): representa las restricciones a las que debe estar sujeto el cambio de las variables controlables presentes en las celdas cambiantes.
- Agregar (Add): agregar restricción.

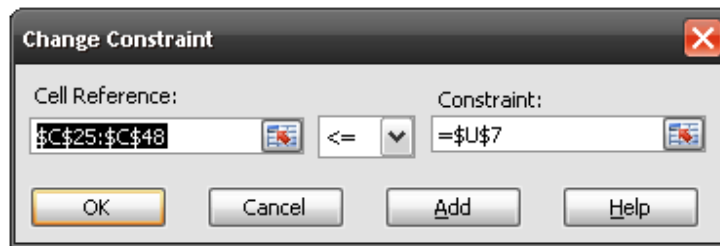


Ilustración 5: Ventana de ingreso de restricciones

- Eliminar (Delete): Eliminar restricción.
- Cambiar (Change): Cambiar restricción.
- Restablecer todo (Restart all): Borrar todos los campos.
- Opciones (Options): Opciones del Solver®.

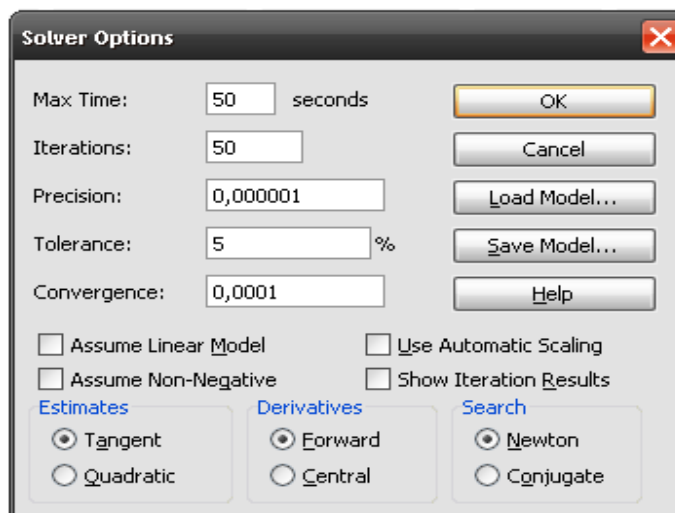


Ilustración 6: Ventana de opciones del Solver®

- Tiempo (Max time): permite especificar el número de segundos antes el programa se detenga.
- Iteraciones (iterations): permite especificar el número máximo de iteraciones antes de que el programa se detenga.
- Precisión: es el grado de exactitud del algoritmo Solver®.

- Tolerancia (Tolerance): Especifica un porcentaje dentro del cual se garantiza que la solución es óptima. Mientras más óptima se requiera la solución, más cercano a cero es el valor en este campo.
- Asumir modelo lineal (assume linear mode): seleccionar Si el modelo es un programa lineal o un programa entero lineal. De este modo, el programa utiliza el algoritmo Simplex en lugar de un algoritmo no lineal más largo llamado GRG Nonlinear. Seleccione la casilla.
- Asumir no negativos (assume non-negative): seleccionar si desea que todos los valores de las celdas cambiantes sean positivos.
- Mostrar resultado de iteraciones (Show iterations results): seleccionar si se desea ver la información iteración por iteración (esto ralentiza mucho el tiempo de procesamiento).
- Usar escala automática (Use automatic Scaling): es útil si el modelo que utiliza tiene una escala defectuosa (si las entradas son de órdenes de magnitud completamente diferentes).
- Por último, la parte inferior de la ventana contiene las opciones para el algoritmo no lineal, a saber, cómo calcula la no linealidad, cómo se calculan las tasas de cambio y el tipo de técnica de búsqueda empleado. En términos generales, los valores por defecto de la mayoría de estos parámetros son perfectamente válidos.

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

3.1 METODOLOGIA PARA LA SOLUCION DEL DEPACHO ECONÓMICO DE CARGA.

- Paso 1: delimitar el sistema al que se le va a realizar el estudio.
- Paso 2: obtener a los datos operativos de las unidades de generación. Curvas entrada-salida (H) o Curvas de Heat-Rate (HR), potencias mínimas y máximas a las cuales operan y tipos de combustible (Gas, Fuel Oil 2 y 6).
- Paso 3: obtener costo del combustible. A la hora de realizar el despacho se considera que dicho costo es constante.
- Paso 4: obtener la característica de la demanda por hora.
- Paso5: en caso de considerar las pérdidas de transmisión obtener las características de impedancia de cada línea que componga el unifilar para de esta manera construir la Matriz de coeficientes de pérdidas (B). En caso contrario se debe partir de la premisa que el sistema es uninodal, es decir, que las unidades están todas conectadas a la misma barra al igual que la carga.
- Paso 6: construir la función objetivo considerando todos los parámetros antes mencionados.
- Paso 7: realizar los cálculos. Minimizar la función objetivo para así obtener las potencias a las que debe trabajar las unidades de generación mm^3

$$X_1, X_2, \dots, X_n$$

$$N_{\text{máx}}$$

3.1.1 Despacho económico para el CGJJSB sin considerar las pérdidas de transmisión

En primera instancia fue delimitado el sistema a estudiar hasta el pórtico de las subestaciones de transmisión, partiendo de la premisa de que todas las unidades de generación de cada una de las plantas están conectadas a una barra de carga en la cual se representa la potencia demandada por la red de transmisión. El CGJJSB consta de dos subestaciones de transmisión cuyas configuraciones son:

- Interruptor y medio. 230kV de 7 bahías. Donde están conectadas planta Barcazas, Tacoa y Ampliación Tacoa.
- Barra simple de 69kV. Donde está conectada Planta Picure

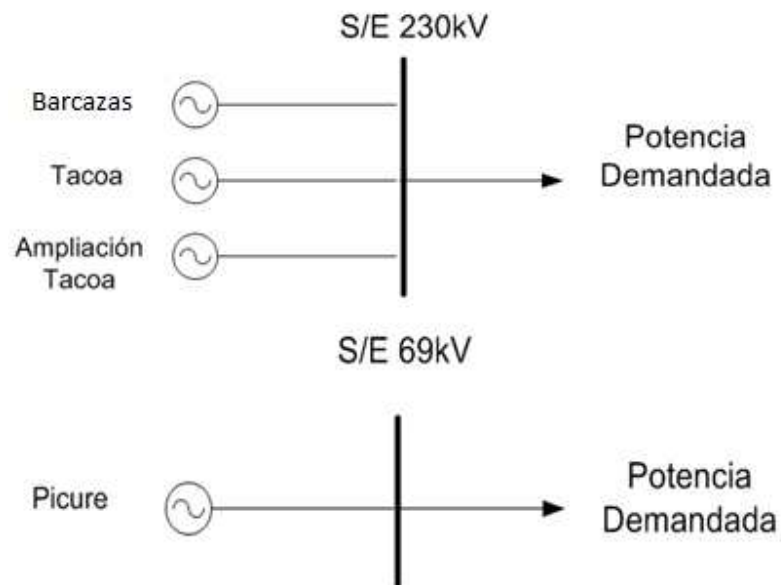


Ilustración 7: Esquema para realizar el despacho de carga

Debido que se tienen dos subestaciones de transmisión fue realizado un despacho económico independiente para cada una de las mismas ya que, como fue explicado en el capítulo anterior, se debe partir del principio de que todas las plantas están conectadas a la misma barra.

En la siguiente tabla se muestra la cantidad de unidades de generación de cada una de las plantas, además de las potencias máximas y mínimas.

Tabla 5: Datos de Planta Picure. Subestación 69kV

Planta	Unidad	Combustibles	Potencia Mínima (MW)	Potencia Máxima (MW)
Picure	LM2500	Fuel oil 2 y Gas Natural	9	20
	LM2500		9	20
	LM6000	Gas Natural	5	38
	LM6000		5	38
Demanda Mínima y Máxima (MW)			28	116

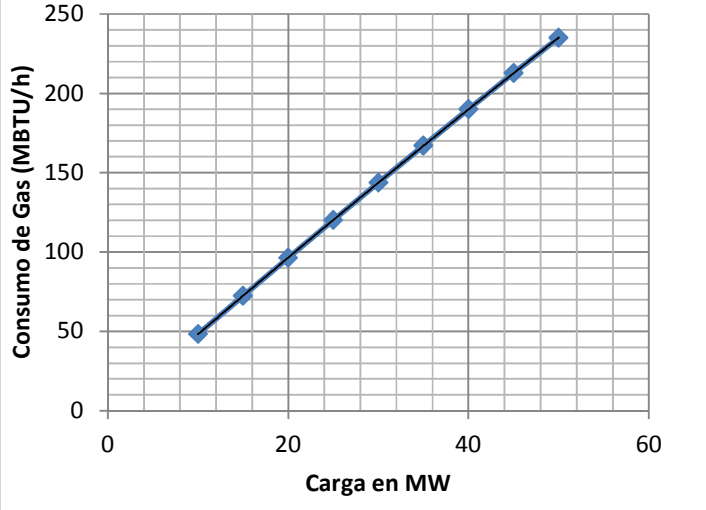
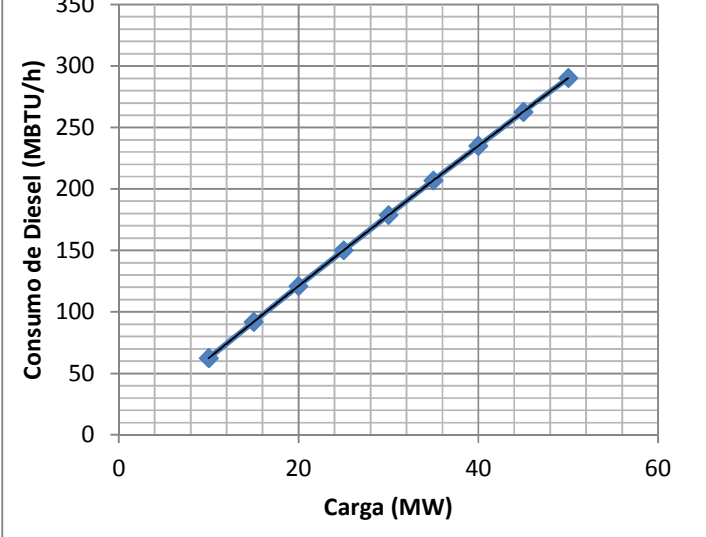
Tabla 6: Datos Planta Barcazas, Tocoa y Ampliación Tocoa. Subestación 230kV

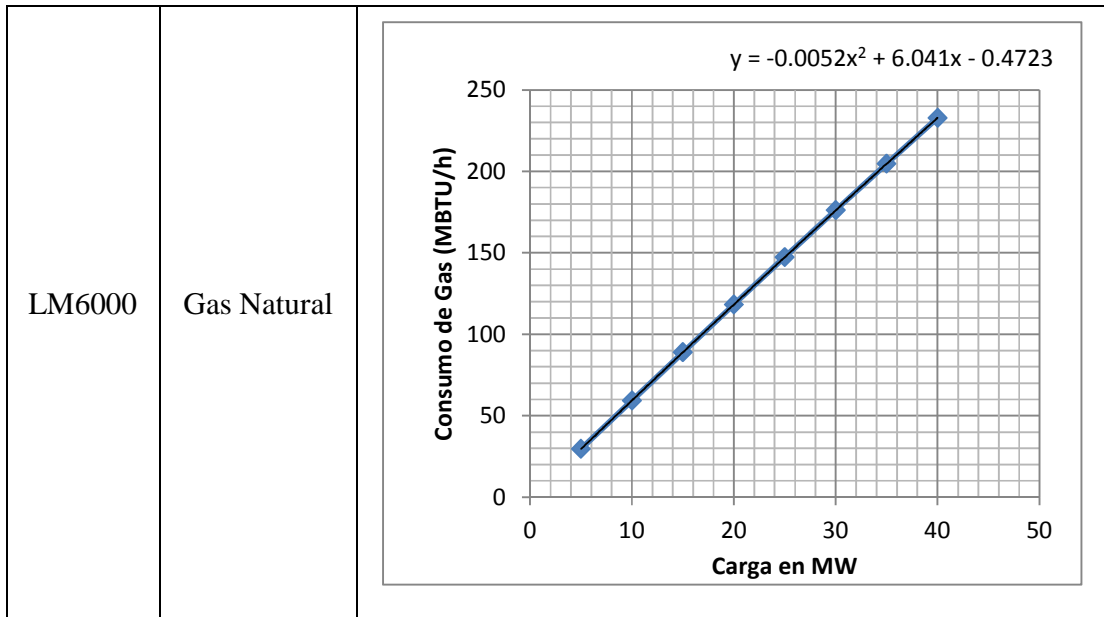
Planta	Unidad	Combustibles	Potencia Mínima (MW)	Potencia Máxima (MW)
Barcazas	7FA (Margarita I)	Fuel oil 2 y Gas Natural	75	175
	7FA (Josefa Rufina I)		75	175
Tocoa	U5	Gas Natural	25	60
	U6		25	60
Ampliación Tocoa	CRZ7	Fuel oil 6 y Gas Natural	200	400
	CRZ8		200	400
	CRZ9		200	400
Demanda Mínima y Máxima (MW)			800	1670

Además de los datos presentes en las tablas 5 y 6 fueron obtenidas las curvas de entrada-salida de cada una de las plantas. Dichas curvas varían ligeramente dependiendo del combustible que utilice cada unidad, además que los costos de los mismos son diferentes. Por esta razón el usuario deberá seleccionar el combustible que esté utilizando cada unidad para el momento en el que sea realizado el DEC. Los combustibles utilizados por la unidades son: gas natural, Fuel oil 6 y Fuel oil 2.

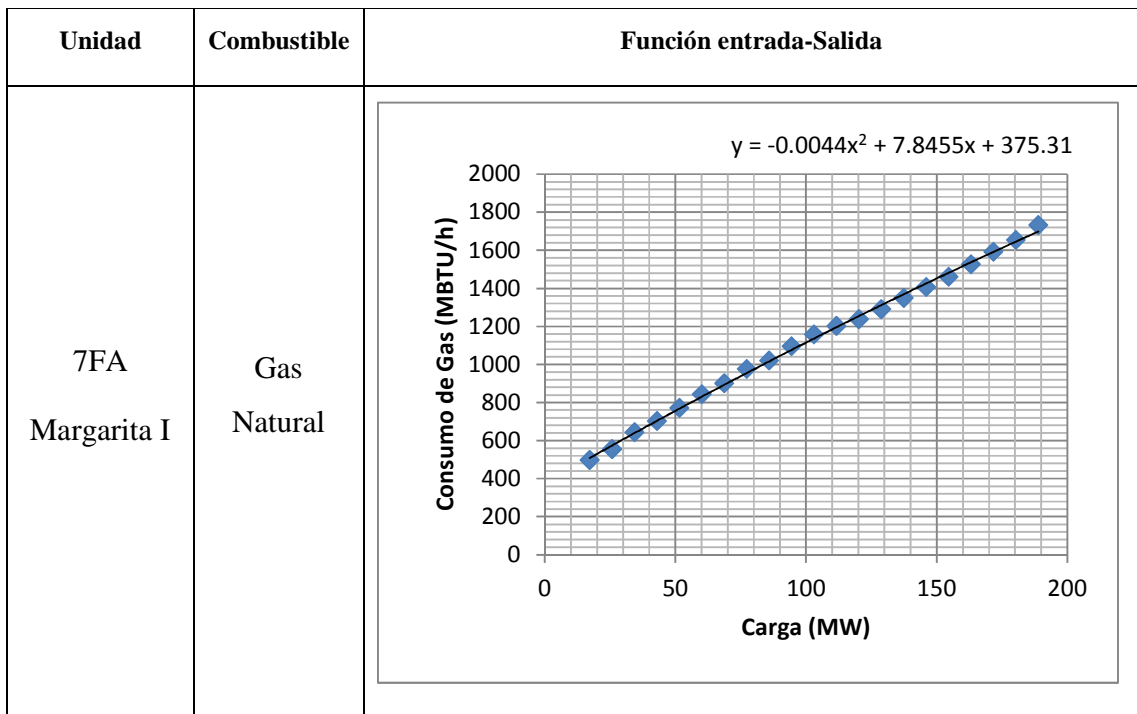
Como fue mostrado en la tabla 5 y 6, algunas unidades trabajan con más de un tipo de combustible. Las curvas de las de Tocoa y Ampliación Tocoa fueron medidas. Por otro lado las curvas de Planta Barcazas y Picure fueron extraídas de las hojas de datos. A continuación se encuentran las curvas entrada-salida correspondientes a casa una de las unidades del complejo.

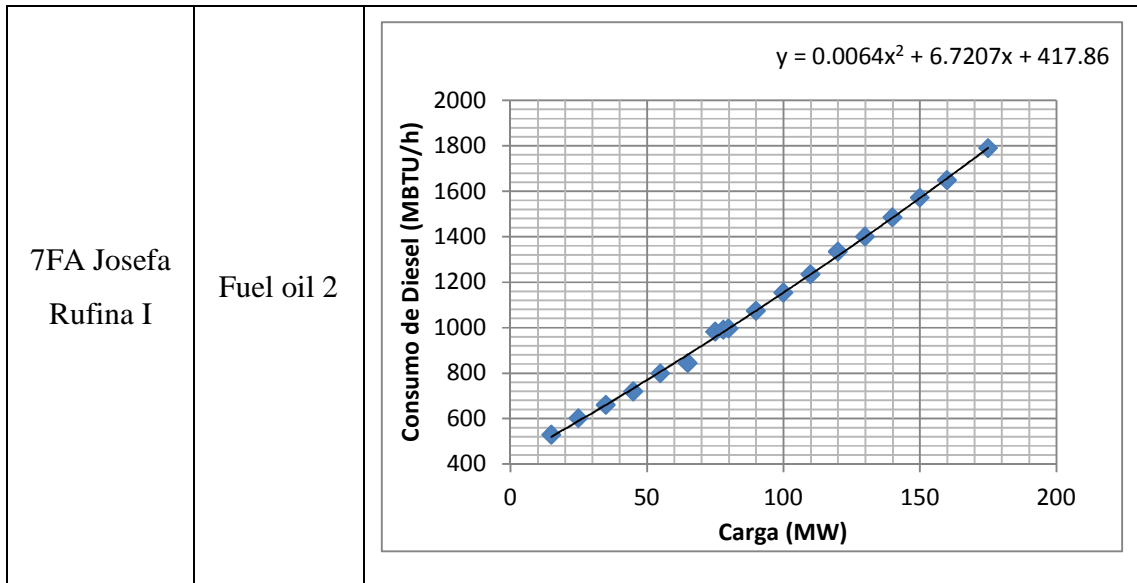
3.1.2 Planta Picture. S/E 69kV

Unidades	Combustible	Función entrada-salida
LM2500	Gas Natural	<p data-bbox="1034 555 1359 586">$y = -0.005x^2 + 4.9726x - 1.0042$</p>  <p data-bbox="667 667 687 958">Consumo de Gas (MBTU/h)</p> <p data-bbox="959 1070 1107 1102">Carga en MW</p>
LM2500	Fuel oil 2	<p data-bbox="1050 1200 1359 1232">$y = -0.006x^2 + 6.056x + 2.379$</p>  <p data-bbox="678 1312 699 1603">Consumo de Diesel (MBTU/h)</p> <p data-bbox="975 1738 1114 1769">Carga (MW)</p>

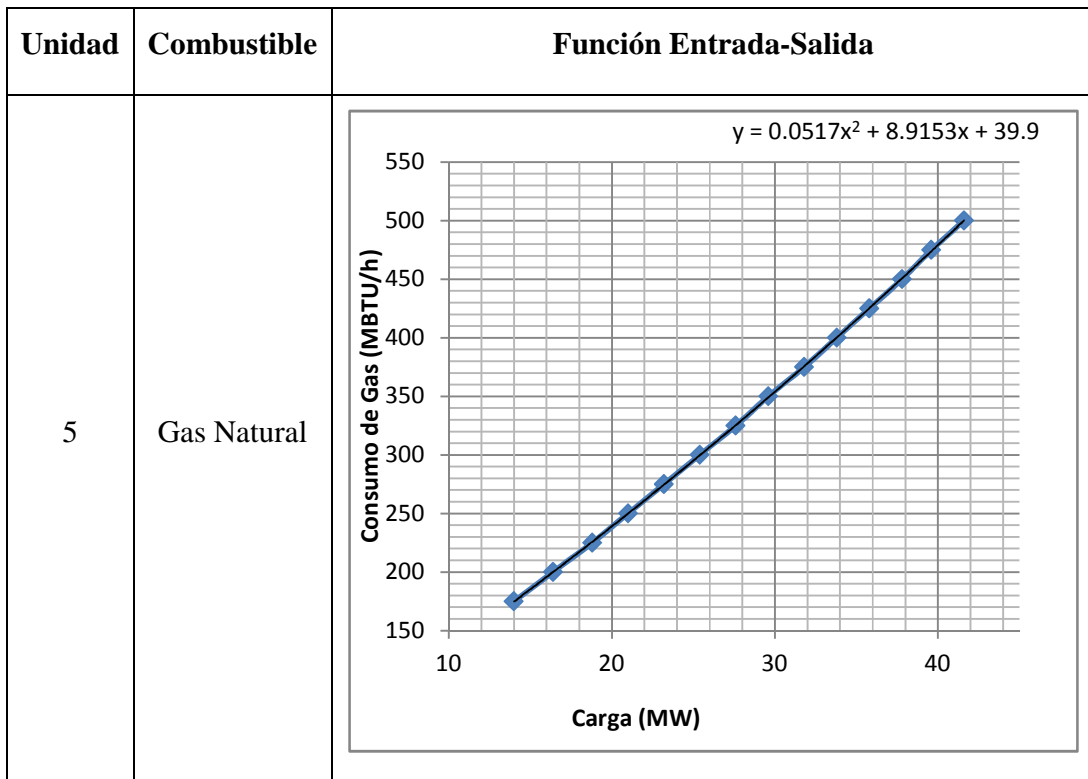


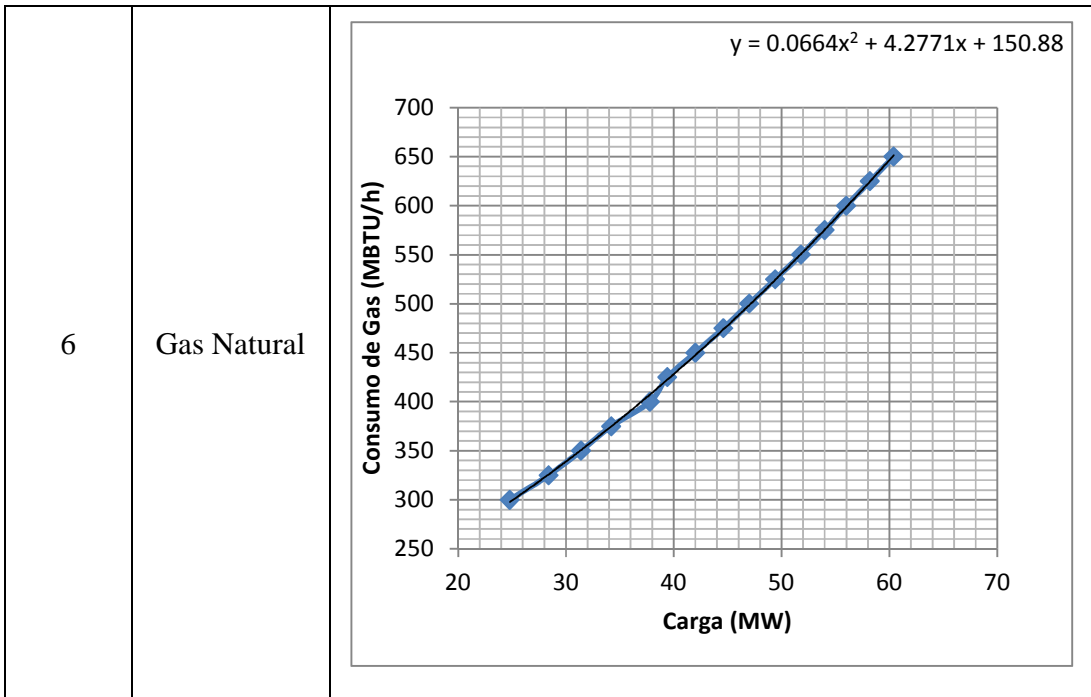
3.1.3 Planta Barcazas. S/E 230kV.



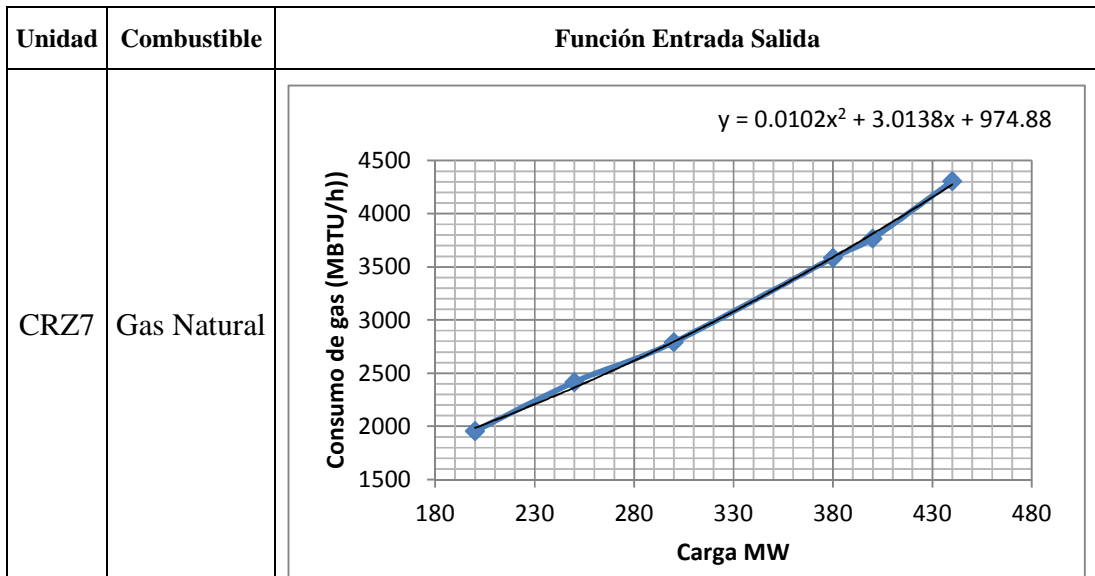


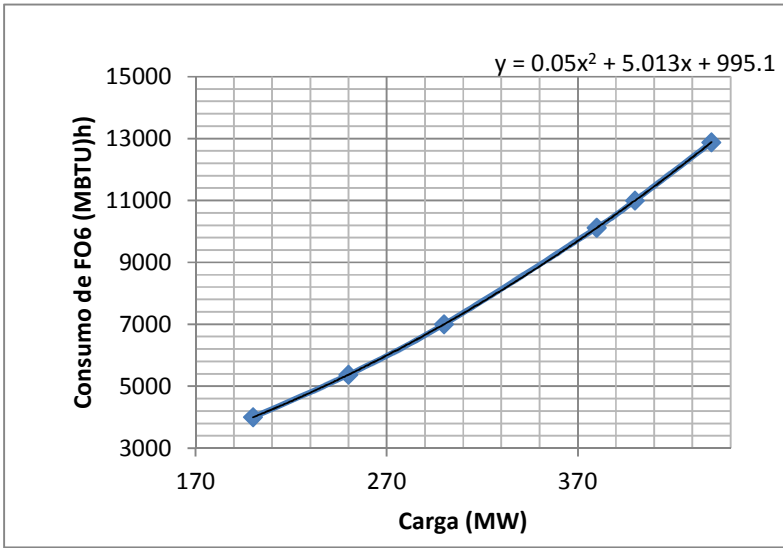
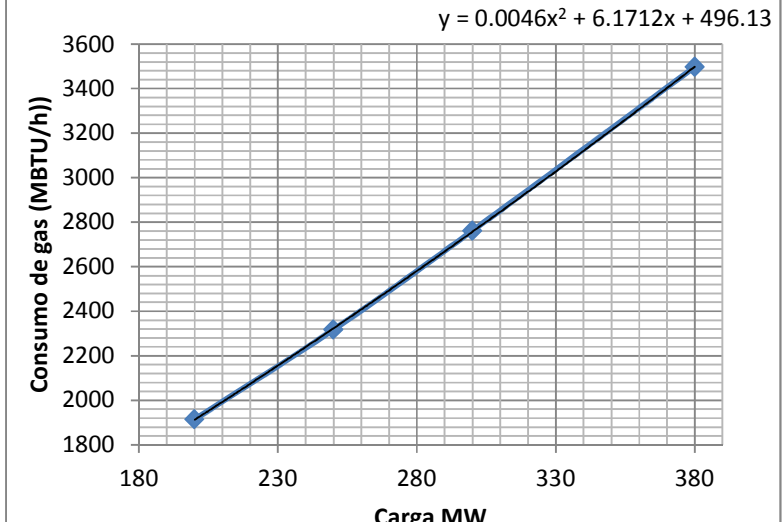
3.1.4 Planta Tocoa. S/E 230kV

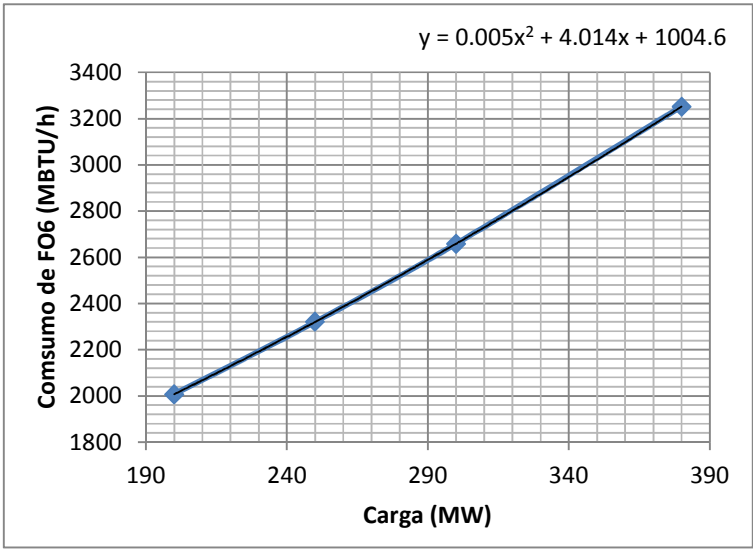
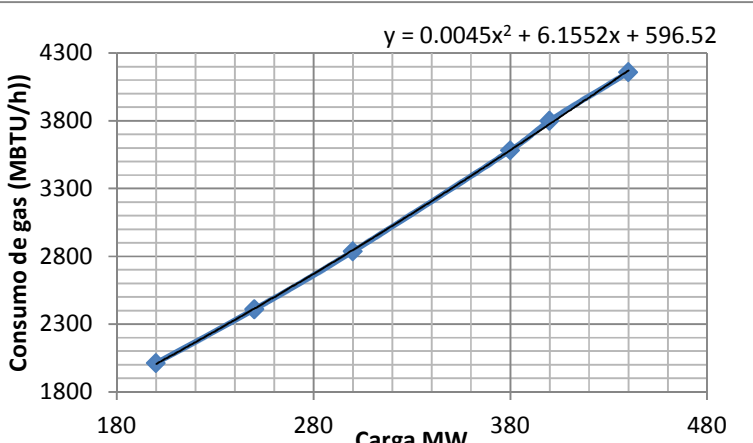


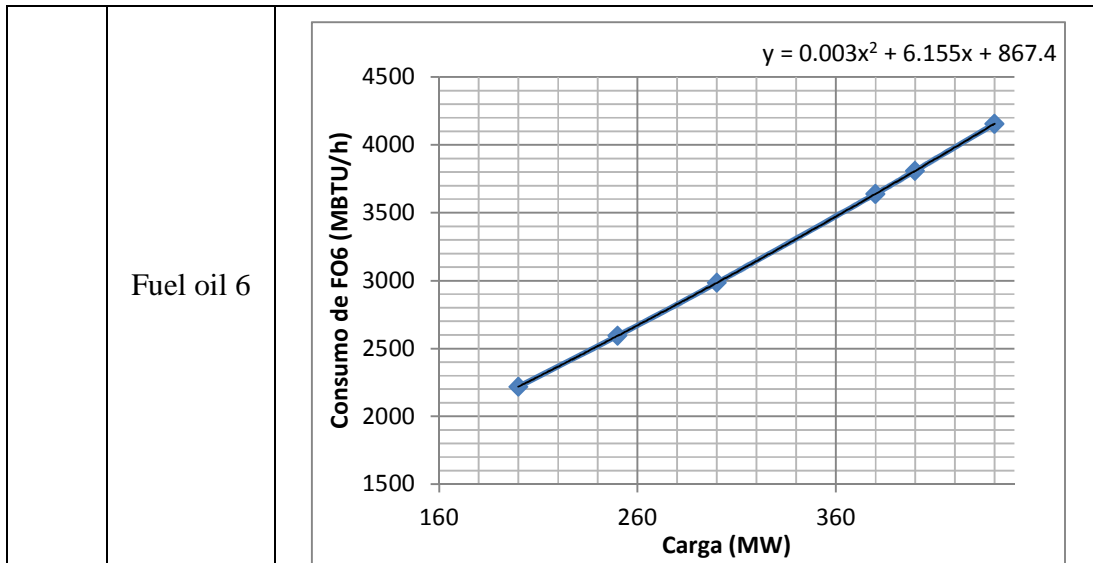


3.1.5 Planta Ampliación Tocoa. S/E 230kV



	Fuel oil 6	 <p>Graph showing the consumption of Fuel Oil 6 (FO6) in MBTU/h versus Load (Carga) in MW. The y-axis ranges from 3000 to 15000 MBTU/h, and the x-axis ranges from 170 to 400 MW. A quadratic regression line is shown with the equation $y = 0.05x^2 + 5.013x + 995.1$. Five data points are plotted.</p> <table border="1" data-bbox="576 353 1362 898"> <thead> <tr> <th>Carga (MW)</th> <th>Consumo de FO6 (MBTU/h)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>200</td> <td>4000</td> </tr> <tr> <td>240</td> <td>5500</td> </tr> <tr> <td>280</td> <td>7000</td> </tr> <tr> <td>340</td> <td>10000</td> </tr> <tr> <td>380</td> <td>13000</td> </tr> </tbody> </table>	Carga (MW)	Consumo de FO6 (MBTU/h)	200	4000	240	5500	280	7000	340	10000	380	13000
Carga (MW)	Consumo de FO6 (MBTU/h)													
200	4000													
240	5500													
280	7000													
340	10000													
380	13000													
CRZ8	Gas Natural	 <p>Graph showing the consumption of Natural Gas in MBTU/h versus Load (Carga) in MW. The y-axis ranges from 1800 to 3600 MBTU/h, and the x-axis ranges from 180 to 380 MW. A quadratic regression line is shown with the equation $y = 0.0046x^2 + 6.1712x + 496.13$. Five data points are plotted.</p> <table border="1" data-bbox="576 958 1362 1478"> <thead> <tr> <th>Carga MW</th> <th>Consumo de gas (MBTU/h)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>200</td> <td>1900</td> </tr> <tr> <td>240</td> <td>2300</td> </tr> <tr> <td>280</td> <td>2700</td> </tr> <tr> <td>320</td> <td>3100</td> </tr> <tr> <td>360</td> <td>3500</td> </tr> </tbody> </table>	Carga MW	Consumo de gas (MBTU/h)	200	1900	240	2300	280	2700	320	3100	360	3500
Carga MW	Consumo de gas (MBTU/h)													
200	1900													
240	2300													
280	2700													
320	3100													
360	3500													

	Fuel oil 6	 <p>$y = 0.005x^2 + 4.014x + 1004.6$</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Carga (MW)</th> <th>Consumo de FO6 (MBTU/h)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>200</td> <td>2000</td> </tr> <tr> <td>250</td> <td>2300</td> </tr> <tr> <td>300</td> <td>2650</td> </tr> <tr> <td>370</td> <td>3250</td> </tr> </tbody> </table>	Carga (MW)	Consumo de FO6 (MBTU/h)	200	2000	250	2300	300	2650	370	3250		
Carga (MW)	Consumo de FO6 (MBTU/h)													
200	2000													
250	2300													
300	2650													
370	3250													
CRZ9	Gas Natural	 <p>$y = 0.0045x^2 + 6.1552x + 596.52$</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Carga MW</th> <th>Consumo de gas (MBTU/h)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>200</td> <td>1900</td> </tr> <tr> <td>250</td> <td>2300</td> </tr> <tr> <td>300</td> <td>2800</td> </tr> <tr> <td>350</td> <td>3400</td> </tr> <tr> <td>400</td> <td>4000</td> </tr> </tbody> </table>	Carga MW	Consumo de gas (MBTU/h)	200	1900	250	2300	300	2800	350	3400	400	4000
Carga MW	Consumo de gas (MBTU/h)													
200	1900													
250	2300													
300	2800													
350	3400													
400	4000													



Una vez obtenidas las funciones entrada salida de cada unidad con sus respectivas ecuaciones cuadráticas fue programado en Excel® el despacho económico del complejo de generación. En primera instancia se realizó un despacho económico diario, es decir, en un periodo de 24 horas, ¿cómo se debe distribuir la potencia activa entre las diferentes unidades de generación? En otra hoja Excel® fue programado el despacho económico por hora.

Para este estudio se habilitó la pestaña developer/programador en las opciones de Excel® ubicado en el botón office del programa.

Luego fueron precargadas en el archivo los coeficientes de las curvas correspondientes.

$$H(P) = A * P^2 + B * P + C$$

Tabla 7: Coeficientes de las curvas entrada-salida

PLANTA	UNIDAD	COMBUSTIBLE	CURVA DE ENTRADA-SALIDA (H)		
			A	B	C
Barcazas	7FA	Gas Natural	-0,004	7,845	375,3
		Fuel Oil 2	0,006	6,72	417,8
	7FA	Gas Natural	-0,004	7,845	375,3
		Fuel Oil 2	0,006	6,72	417,8
Ampliación Tacoa	CRZ7	Gas Natural	0,01	3,013	974,8
		Fuel Oil 6	0,05	5,013	995,1
	CRZ8	Gas Natural	0,004	6,171	496,1
		Fuel Oil 6	0,005	4,014	1004,6
	CRZ9	Gas Natural	0,004	6,155	596,5
		Fuel Oil 6	0,003	6,071	867,4
Tacoa	5	Gas Natural	0,051	8,915	39,9
	6	Gas Natural	0,066	4,277	150,8
Picure	LM2500	Gas Natural	-0,005	4,972	1,004
		Fuel Oil 2	-0,0060	60,560	23,790
	LM2500	Gas Natural	-0,005	4,972	1,004
		Fuel Oil 2	-0,0060	60,560	23,790
	LM6000	Gas Natural	-0,005	6,041	0,472
	LM6000	Gas Natural	-0,005	6,041	0,472

Por otro lado el usuario ingresa el costo del combustible en unidad de costo por unidad de volumen ($\$/m^3$, Bs/l, $\$/gal$, etc.) (Tabla 8). También se tienen precargados los valores de densidad y poder calorífico de los combustibles por lo tanto, el programa realiza automáticamente la conversión a unidad de costo por MBTU, utilizando la función Choose/elegir, la cual selecciona un valor de una lista sujeto a la selección proporcionada por el usuario. Este valor de costo es multiplicado por la curva entrada salida, dando como resultado las curvas de costo F(P).

Tabla 8: Ingreso del costo del combustible y respectiva unidad de volumen

Tabla 9: Ingreso del costo del combustible y respectiva unidad de volumen

Combustibles	Costo
Gas Natural	0.14
Fuel Oil 2	2.92
Fuel Oil 6	2.5

\$/ m³ ▼

\$/ gal(EU) ▼

\$/ gal(EU) ▼

Luego del ingreso del costo del combustible se realiza la selección del combustible con el cual esta trabajando cada unidad al momento de realizar el DEC, además de la operatividad de las mismas (Tabla 9).

Tabla 10: Selección del combustible, y operatividad de las unidades del complejo

Nombre de la Planta	Unidades
Barcazas	JR1
	M1
Tacoa	U5
	U6
Ampliación Tacoa	CR7
	CR8
	CR9

Fuel Oil 2 ▼	<input type="checkbox"/> JR Inoperativa
Fuel Oil 2 ▼	<input checked="" type="checkbox"/> M1 Inoperativa
Gas Metano ▼	<input type="checkbox"/> U5 Inoperativa
Gas Metano ▼	<input type="checkbox"/> U6 Inoperativa
Fuel Oil 6 ▼	<input type="checkbox"/> CR7 Inoperativa
Fuel Oil 6 ▼	<input type="checkbox"/> CR8 Inoperativa
Fuel Oil 6 ▼	<input type="checkbox"/> CR9 Inoperativa

Para programar el ingreso del combustible se utilizó la función choose/elegir y para la operatividad de las unidades la función lógica if/si. Al realizar la selección del combustible el programa automáticamente toma los valores de las curvas de costo y entrada-salida.

Tabla 11: Coeficientes de las curvas de costo F.

Valores de constantes de las Curvas de Entrada-Salida		
A'	B'	C'
0.1287573	144.2081282	8965.797016
0	0	0
0.2021861	35.34292349	158.1808914
0.2616526	16.95588152	597.8365521
0.693289	69.50915141	13797.83694
0.0693289	55.65723794	13929.56184
0.0415973	84.17914587	12027.17693

Además, se encuentra la tabla de restricciones, en donde se observan las potencias mínimas y máximas de cada unidad presente en el complejo.

Tabla 12: Restricciones o condiciones. Límites de potencia activa

Condiciones			
Planta	Unidad	Potencia Mínima (MW)	Potencia Máxima (MW)
Barcazas	JRI	75	175
	MI	0	0
Tacoa	U5	25	60
	U6	25	60
Ampliación Tacoa	CRZ7	120	400
	CRZ8	120	400
	CRZ9	120	400
Demanda Mínima y Máxima (MW)		485	1495

Nótese en la tabla 9 que la unidad MI de Planta Barcazas se encuentra inoperativa, por esta razón, los valores de esta curva se hacen cero (cuarta fila tabla 10), y los límites de potencia activa también (segunda fila tabla 11). Las celdas de la tabla 11 son las de restricciones presentes en el Solver® al momento de realizar el despacho. Si una unidad esta inoperativa, los límites de potencia se hacen cero, en consecuencia dicha unidad no debe aportar ninguna potencia activa a la red y el Solver® acotará su valor en cero.

Una vez fijadas las condiciones suministradas por el usuario (costos y tipos de combustible e inoperatividad de las unidades) el despacho económico se realiza de forma automática abriendo la herramienta Solver® y presionando el botón Solve. De esta manera el Solver® arrojará por resultado las potencias que debe generar cada unidad a costo mínimo de operación.

3.1.6 Despacho económico del CGJJSB considerando las pérdidas de transmisión

Debido a los alcances del trabajo no fue realizado el DEC considerando las pérdidas de transmisión principalmente por que el estudio llega hasta el pórtico de las subestaciones de transmisión en cuestión. Esto trae como consecuencia que las únicas pérdidas considerables por el sistema que va desde la salida de las unidades hasta la subestación, es la generada por los transformadores auxiliares de cada planta con un valor de impedancia entre el 2% y el 5% por unidad (valores suministrados por el CGJJSB). En consecuencia por estos valores ser relativamente bajos no se consideraron las pérdidas. Por otro lado como el objetivo del estudio es que a mediano plazo sean considerados el resto de los complejos que surten de energía eléctrica al Distrito Capital para un inicio no se considera necesario considerar las pérdidas de transmisión. Realizado esto, a largo plazo si es conveniente realizar el estudio completo.

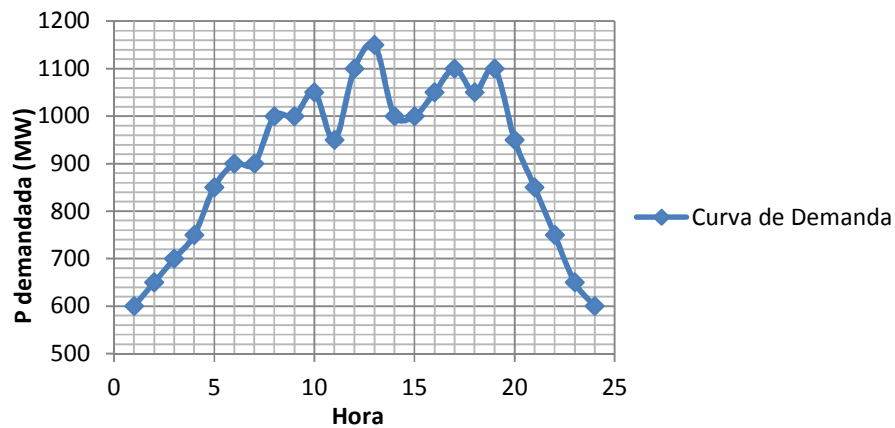
CAPÍTULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 DEC para un período de 24 horas. S/E 230kV.

Fueron planteados dos casos para la realización del despacho económico de carga para un período de 24 horas.

Caso 1.

- Curva de demanda.



Gráfica 5: Curva de demanda. S/E 230kV. Caso 1

- Operatividad de las unidades de generación.

Tabla 13: Operatividad de las unidades. Caso 1

MI7FA	INOPERATIVA	-
JRI7FA	OPERATIVA	Fuel oil 2
5	INOPERATIVA	-
6	OPERATIVA	Gas Natural
CRZ7	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ8	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ9	OPERATIVA	Fuel oil 6

- Costo del combustible (Anexos [10])

Tabla 14: Costo del combustible. Caso 1

Combustible	Costo	Costo en \$/MBTU
Fuel oil 2	2.92 \$/gal	21.46
Fuel oil 6	2.5 \$/gal	13.86
Gas Natural	0.14 \$/m ³	3.96

Luego de obtenidos todos los datos de demanda, tipo de combustible y costos se procede a ingresarlos en el programa para obtener los siguientes resultados:

Tabla 15: Resultados del DEC para el Caso 1

HORA	Demanda (MW)	Barcazas		Planta Tocoa		Planta Ampliación Tocoa			Costo (\$/h)
		JR (MW)	M1 (MW)	U5 (MW)	U6 (MW)	CRZ7(MW)	CRZ8(MW)	CRZ9(MW)	
1	600	0	75	0	60	120	225	120	107874.99
2	650	0	75	0	60	120	275	120	112391.08
3	700	0	75	0	60	120	295	150	117156.86
4	750	0	75	0	60	120	314	181	122052.96
5	850	0	75	0	60	120	352	243	132235.12
6	900	0	75	0	60	120	370	275	137521.19
7	900	0	75	0	60	120	370	275	137521.19
8	1000	0	75	0	60	120	400	345	148490.29
9	1000	0	75	0	60	120	400	345	148490.29
10	1050	0	75	0	60	120	400	395	154238.35
11	950	0	75	0	60	120	389	306	142937.25
12	1100	0	120	0	60	120	400	400	162443.80
13	1150	0	170	0	60	120	400	400	171521.19
14	1000	0	75	0	60	120	400	345	148490.29
15	1000	0	75	0	60	120	400	345	148490.29
16	1050	0	75	0	60	120	400	395	154238.35
17	1100	0	120	0	60	120	400	400	162443.80
18	1050	0	75	0	60	120	400	395	154238.35
19	1100	0	120	0	60	120	400	400	162443.80
20	950	0	75	0	60	120	389	306	142937.25
21	850	0	75	0	60	120	352	243	132235.12
22	750	0	75	0	60	120	314	181	122052.96
23	650	0	75	0	60	120	275	120	112391.08
24	600	0	75	0	60	120	225	120	107874.99
Costo Total									3342710.8

Tabla 16: Tabla de costos asociados a cada planta por hora. Caso 1

HORA	Planta Barcazas		Planta Tacao		Planta Ampliación Tacao		
	JRI	MI	U5	U6	CRZ7	CRZ8	CRZ9
1	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	29962.22	22727.68
2	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	34478.30	22727.68
3	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	36424.04	25547.72
4	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	38260.07	28607.78
5	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	42078.36	34971.66
6	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	44060.64	38275.45
7	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	44060.66	38275.42
8	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	46020.11
9	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	46020.11
10	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	51768.16
11	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	46091.68	41660.46
12	0.00	28124.88	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
13	0.00	37202.26	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
14	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	46020.11
15	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	46020.11
16	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	51768.16
17	0.00	28124.88	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
18	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	51768.16
19	0.00	28124.88	0.00	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
20	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	46091.68	41660.46
21	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	42078.39	34971.63
22	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	38260.06	28607.79
23	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	34478.30	22727.68
24	0.00	20505.67	0.00	2557.14	32122.30	29962.22	22727.68

- **Análisis de Resultados**

En este caso se puede observar un DEC realizado para una curva de demanda estándar obtenida por estimación.

Obsérvese en la tabla 14 como para las horas en que la demanda es igual (*Horas 1 y 24, 14 y 15, 21 y 5, etc.*) el programa obtiene una distribución de potencias exactamente igual, es decir:

Tabla 17: Comparación de la distribución de las potencias para las horas 1 y 24

HORA	Demanda (MW)	JRI (MW)	MI (MW)	U5 (MW)	U6 (MW)	CRZ7(MW)	CRZ8(MW)	CRZ9(MW)	Costo (\$/h)
1	600	0	75	0	60	120	225	120	107874.99
24	600	0	75	0	60	120	225	120	107874.99

Tabla 18: Comparación de la distribución de las potencias para las horas 14 y 15

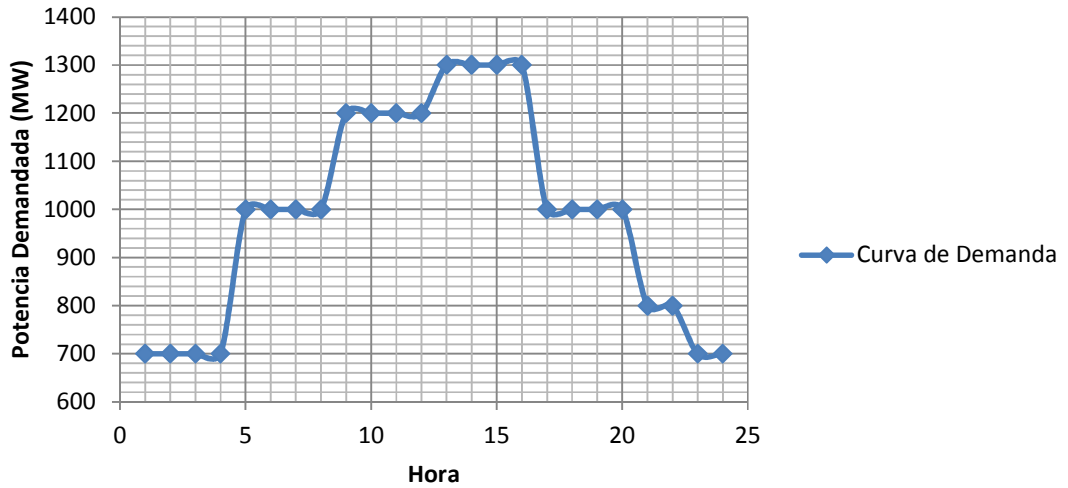
HORA	Demanda (MW)	JRI (MW)	MI (MW)	U5 (MW)	U6 (MW)	CRZ7(MW)	CRZ8(MW)	CRZ9(MW)	Costo (\$/h)
14	1000	0	75	0	60	120	400	345	148490.29
15	1000	0	75	0	60	120	400	345	148490.29

Además, gracias a que el Solver® de Excel® utiliza algoritmos de optimización por restricción, se asegura que las potencias generadas por las unidades inoperativas JRI y U5 (Josefa Rufina I de Planta Barcazas y Unidad 5 de Tocoa) son nulas.

Por otro lado se observa, como a medida que la potencia demandada por las líneas de transmisión aumenta, el costo de operación también lo hace, debido que mientras más potencia se necesita producir, mayor es la cantidad de combustible necesario para generarla.

Caso 2.

- Curva de Demanda.



Gráfica 6: Curva de demanda S/E 230kV. Caso 2

- Operatividad de las unidades de generación.

Tabla 19: Operatividad de las unidades. Caso 2

7FA	OPERATIVA	Fuel oil 2
7FA	OPERATIVA	Fuel oil 2
5	OPERATIVA	Gas Natural
6	OPERATIVA	Gas Natural
CRZ7	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ8	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ9	OPERATIVA	Fuel oil 6

- Costo del combustible (Anexos [10]). Suponemos el costo igual para todos los combustibles

Tabla 20: Costo del combustible. Caso 2.

Combustible	Costo	Costo en \$/MBTU
Fuel oil 2	2.92 \$/gal	21.46
Fuel oil 6	2.5 \$/gal	13.86
Gas Natural	0.14 \$/m ³	3.96

Tabla 21: Tabla de resultados para el Caso 2

HORA	Demanda (MW)	Barcazas		Planta Tacao		Planta Ampliación Tacao			Costo (\$/h)
		JRI (MW)	MI (MW)	U5 (MW)	U6 (MW)	CRZ7(MW)	CRZ8(MW)	CRZ9(MW)	
1	700	75	75	60	60	120	190	120	128432.28
2	700	75	75	60	60	120	190	120	128432.28
3	700	75	75	60	60	120	190	120	128432.28
4	700	75	75	60	60	120	190	120	128432.28
5	1000	75	75	60	60	120	357	253	157319.58
6	1000	75	75	60	60	120	357	253	157319.58
7	1000	75	75	60	60	120	357	253	157319.58
8	1000	75	75	60	60	120	357	253	157319.58
9	1200	80	80	60	60	120	400	400	179978.54
10	1200	80	80	60	60	120	400	400	179978.54
11	1200	80	80	60	60	120	400	400	179978.54
12	1200	80	80	60	60	120	400	400	179978.54
13	1300	130	130	60	60	120	400	400	197103.25
14	1300	130	130	60	60	120	400	400	197103.25
15	1300	130	130	60	60	120	400	400	197103.25
16	1300	130	130	60	60	120	400	400	197103.25
17	1000	75	75	60	60	120	357	253	157319.58
18	1000	75	75	60	60	120	357	253	157319.58
19	1000	75	75	60	60	120	357	253	157319.58
20	1000	75	75	60	60	120	357	253	157319.58
21	800	75	75	60	60	120	282	128	137319.24
22	800	75	75	60	60	120	282	128	137319.24
23	700	75	75	60	60	120	190	120	128432.28
24	700	75	75	60	60	120	190	120	128432.28
Costo Total									3812115.97

Tabla 22: Tabla de costos asociados a cada planta por hora. Caso 2

HORA	Planta Barcazas		Planta Tocoa		Planta Ampliación Tocoa		
	JRI	MI	U5	U6	CRZ7	CRZ8	CRZ9
1	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	27007.21	22727.68
2	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	27007.21	22727.68
3	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	27007.21	22727.68
4	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	27007.21	22727.68
5	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	42668.75	35953.44
6	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	42669.05	35953.13
7	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	42669.40	35952.78
8	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	42669.12	35953.06
9	20505.69	22153.74	3006.63	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
10	20505.69	22153.74	3006.63	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
11	20505.69	22153.74	3006.63	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
12	20505.69	22153.74	3006.63	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
13	33704.80	26188.11	3006.63	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
14	27873.36	31938.03	3006.63	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
15	27314.43	32518.49	3006.63	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
16	30419.92	29360.07	3006.63	2557.14	32122.30	47285.08	52354.41
17	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	42663.08	35959.11
18	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	42680.85	35941.34
19	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	42658.54	35963.65
20	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	42668.66	35953.53
21	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	35167.78	23454.06
22	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	35172.86	23448.98
23	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	27007.21	22727.68
24	20505.67	20505.67	3006.63	2557.14	32122.30	27007.21	22727.68

- Análisis de resultados.

Para este segundo caso se toma una curva de demanda subdividida en periodos de despacho de cuatro y dos horas. En las condiciones iniciales se toma en cuenta que todas las unidades están operativas y acopladas al sistema. El combustible con el que se asume que operan cada una de las unidades es la combinación más común utilizada en el complejo. Barcazas con Fuel Oil 2, Tocoa con Gas natural y Ampliación Tocoa con Fuel oil 6.

Tabla 23: Período y demanda para el caso 2

Periodo (h)	Demanda (MW)
1 a 4	700
5 a 8	1000
9 a 12	1200
13 a 16	1300
16 a 20	1000
21 a 22	800
23 a 24	700

Se observa al igual que en el caso anterior que para las horas en que la demanda es igual, el programa halla la distribución de potencias iguales.

Tabla 24: Distribución de potencias entre las horas 1 y 4. Caso 2

HORA	Demanda (MW)	JRI (MW)	MI (MW)	U5 (MW)	U6 (MW)	CRZ7(MW)	CRZ8(MW)	CRZ9(MW)	Costo (\$/h)
1	700	75	75	60	60	120	190	120	128432.28
2	700	75	75	60	60	120	190	120	128432.28
3	700	75	75	60	60	120	190	120	128432.28
4	700	75	75	60	60	120	190	120	128432.28

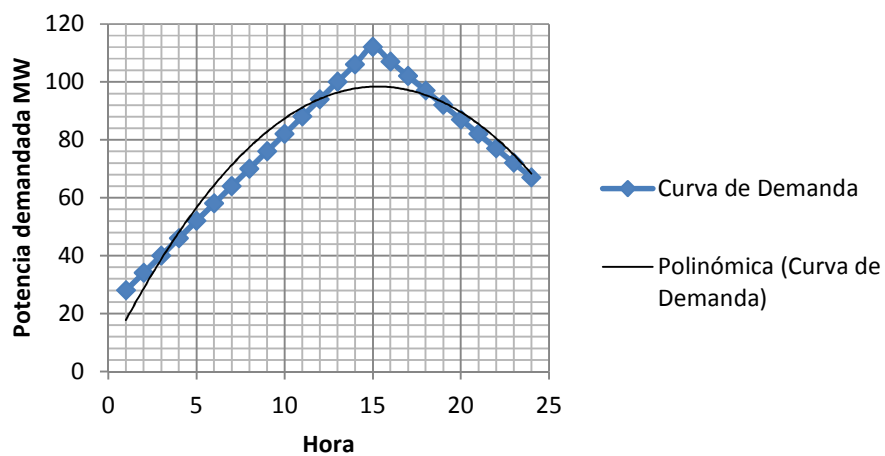
Tabla 25: Distribución de potencias entre las horas 13 y 16. Caso 2

HORA	Demanda (MW)	JRI (MW)	MI (MW)	U5 (MW)	U6 (MW)	CRZ7(MW)	CRZ8(MW)	CRZ9(MW)	Costo (\$/h)
13	1300	130	130	60	60	120	400	400	197103.25
14	1300	130	130	60	60	120	400	400	197103.25
15	1300	130	130	60	60	120	400	400	197103.25
16	1300	130	130	60	60	120	400	400	197103.25

4.2 DEC para un período de 24 horas. S/E 69kV.

Como fue explicado en el capítulo anterior, fue realizado el DEC para cada una de las subestaciones en un periodo de 24 horas. En esta sección del trabajo se presentara un caso de DEC para la subestación de 69kV donde se encuentra acoplada Planta Picure.

- Curva de Demanda.



Gráfica 7: Curva de Demanda. Subestación 69kV

Esta curva de demanda fue tomada con la intención de observar como el Solver® realiza el despacho en todo el rango de potencias posibles.

- Operatividad de las unidades de generación.

Tabla 26: Operatividad de las unidades de Generación. S/E 69kV.

LM2500	OPERATIVA	GAS NATURAL
LM2500	OPERATIVA	GAS NATURAL
LM6000	OPERATIVA	GAS NATURAL
LM6000	OPERATIVA	GAS NATURAL

- Costo del combustible (Anexos [10])

Tabla 27: Costo del Combustible. S/E 69kV

Combustible	Costo	Costo \$/MBTU
Gas Natural	0.087 Bs/m ³	0.246

Tabla 28: Tabla de Resultados. S/E. 69kV

HORA	Demanda (MW)	PLM2500 (MW)	PLM2500 (MW)	PLM6000 (MW)	PLM60000 (MW)	Costo (BsF./h)
1	28	9	9	5	5	601.7930566
2	34	15	9	5	5	715.3344283
3	40	20	10	5	5	829.7559042
4	46	20	16	5	5	944.9306224
5	52	20	20	6	6	1068.383078
6	58	20	20	9	9	1210.293934
7	64	20	20	12	12	1351.491193
8	70	20	20	15	15	1491.974854
9	76	20	20	18	18	1631.744917
10	82	20	20	21	21	1770.801382
11	88	20	20	24	24	1909.144249
12	94	20	20	27	27	2046.773518
13	100	20	20	30	30	2183.689188
14	106	20	20	33	33	2319.891261
15	112	20	20	36	36	2455.37974
16	107	20	20	33	34	2342.522229
17	102	20	20	31	31	2229.169172
18	97	20	20	28	29	2115.320553
19	92	20	20	26	26	2000.976383
20	87	20	20	24	24	1886.136664
21	82	20	20	21	21	1770.801382
22	77	20	20	18	19	1654.97055
23	72	20	20	16	16	1538.644164
24	67	20	20	13	14	1421.822223
Costo Total						39491.74465

Tabla 29: Tabla de costos asociados a cada unidad de la planta. S/E 69kV.

HORA	Costos (BsF/h)			
	LM2500	LM2500	LM6000	LM6000
1	179.78	179.78	121.12	121.12
2	295.19	179.78	121.12	121.12
3	390.27	199.11	121.12	121.12
4	390.27	314.28	121.12	121.12
5	390.27	390.27	144.85	144.85
6	390.27	390.27	215.81	215.81
7	390.27	390.27	286.41	286.41
8	390.27	390.27	356.65	356.65
9	390.27	390.27	426.53	426.53
10	390.27	390.27	496.06	496.06
11	390.27	390.27	565.23	565.23
12	390.27	390.27	634.05	634.05
13	390.27	390.27	702.51	702.51
14	390.27	390.27	770.61	770.61
15	390.27	390.27	838.35	838.35
16	390.27	390.27	781.92	781.92
17	390.27	390.27	725.25	725.25
18	390.27	390.27	668.32	668.32
19	390.27	390.27	611.15	611.15
20	390.27	390.27	553.73	553.73
21	390.27	390.27	496.06	496.06
22	390.27	390.27	438.15	438.15
23	390.27	390.27	379.98	379.98
24	390.27	390.27	321.57	321.57

4.3 DEC para una hora determinada considerando todo el CGJJSB

Conocida una demanda en una hora determinada, se procede a realizar el despacho económico de carga. De esta manera se observan los siguientes casos, considerando todas las plantas que conforman el Complejo de Generación (Planta Tocoa, Ampliación Tocoa, Barcazas, y Picure.) tomando en cuenta que todas ellas alimentan una demanda común que en este caso es la Gran Caracas.

Esto se hace con el fin de poseer una base para en trabajos futuros realizar el DEC tomando en cuenta las plantas de generación que alimentan al Distrito Capital.

Caso 1

- Demanda = 1000MW.
- Operatividad de las unidades de generación.

Tabla 30: Operatividad de las unidades de generación. Caso 1

7FA	INOPERATIVA	-
7FA	OPERATIVA	Fuel oil 2
5	OPERATIVA	Gas Natural
6	OPERATIVA	Gas Natural
CRZ7	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ8	INOPERATIVA	-
CRZ9	OPERATIVA	Fuel oil 6
LM2500	OPERATIVA	Gas Natural
LM2500	OPERATIVA	Gas Natural
LM6000	OPERATIVA	Gas Natural
LM6000	OPERATIVA	Gas Natural

- Costo del combustible. (Anexos [10])

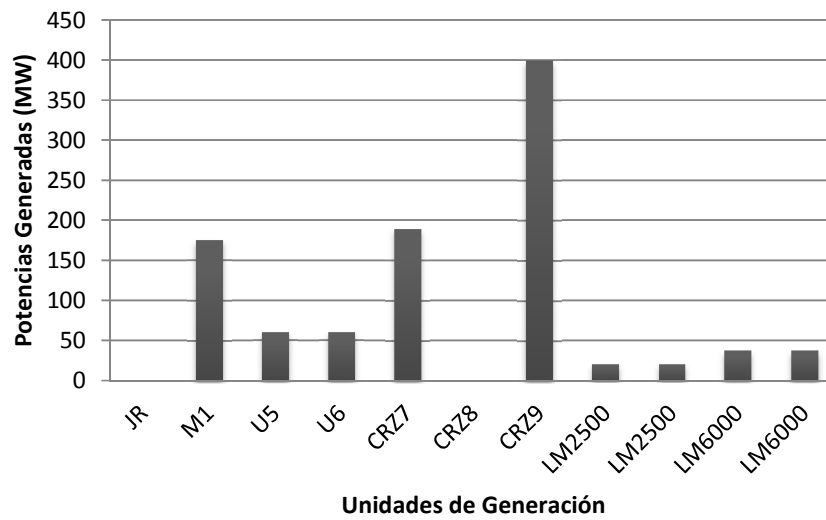
Tabla 31. Costo del combustible. Caso 1

Combustible	Costo	Costo \$/MBTU
Fuel oil 2	2.91 \$/gal	21.38
Fuel oil 6	2.99 \$/gal	16.58
Gas Natural	0.087 \$/m ³	2.43

- Resultados.

Tabla 32: Resultados. Caso 1

Plantas	Unidades	Potencias (MW)	% de potencia suministrada
Planta Barcazas	JRI	0	0
	MI	175	100
Planta Tocoa	U5	60	100
	U6	60	100
Planta Ampliación Tocoa	CRZ7	189	47.25
	CRZ8	0	0
	CRZ9	400	100
Planta Picure	LM2500	20	100
	LM2500	20	100
	LM6000	38	100
	LM6000	38	100
Ptotal (MW)		1000	



Gráfica 8: Potencias generadas por cada unidad. Caso 1

Tabla 33: Costos asociados a cada unidad de Generación. Caso 1

Costo (\$/h)										
Planta Barcazas		Planta Tocoa		Planta Ampliación Tocoa			Planta Picure			
JRI	MI	U5	U6	CRZ7	CRZ8	CRZ9	LM2500	LM2500	LM6000	LM6000
0.00	49482.78	21475.90	18265.28	94014.30	0.00	85985.88	2787.68	3371.11	6309.40	6309.40

- **Análisis de Resultados**

En primer lugar se observa que las unidades de Josefa Rufina I de Planta Barcazas y CRZ8 de Ampliación Tocoa se mantienen en cero debido a la condición de inoperatividad de las mismas. Por otro lado se observa como la potencia de las unidades 5 y 6 de ampliación Tocoa además de Las LM2500 y LM6000 de Picure se encuentran al máximo de su capacidad de generación, esto es debido a lo económico que es el gas natural en comparación con los demás combustibles.

Se puede observar en la tabla 31 como la unidad CRZ9 se encuentra en su capacidad máxima de generación al contrario de la unidad CRZ7 que se encuentra cargada a un 47,25% de su capacidad total. Esto se debe a que los costos asociados a la unidad CRZ7 son mayores a los de la unidad CRZ9. En la tabla 32 se nota que los costos de la unidad CRZ7 (a pesar de no estar cargada en su totalidad) son mayores a los costos de la unidad CRZ9 que si esta cargada al 100%. Esto ocurre por las características internas de las unidades descritas con las curvas entrada-salida.

La Capacidad de Generación de las unidades de generación que conforman el CGJJSB no se ve afectada por el combustible que utilizan. Mientras estén diseñadas para trabajar con dos o más tipos de combustibles, pueden llegar a sus condiciones nominales de operación sin problemas. Por otro lado los factores que influyen en la cargabilidad de las unidades son: el suministro de agua desmineralizada, mantenimiento, confiabilidad, condiciones de arranque y parada entre otras, esto no

forma parte de la operación económica del sistema sino de la operación diaria de la planta en cuestión.

Caso 2

- Demanda = 1200MW.
- Operatividad de las unidades de generación.

Tabla 34: Operatividad de las unidades de generación. Caso 2

7FA	OPERATIVA	Fuel oil 2
7FA	OPERATIVA	Fuel oil 2
5	OPERATIVA	Gas Natural
6	OPERATIVA	Gas Natural
CRZ7	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ8	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ9	OPERATIVA	Fuel oil 6
LM2500	OPERATIVA	Gas Natural
LM2500	OPERATIVA	Gas Natural
LM6000	OPERATIVA	Gas Natural
LM6000	OPERATIVA	Gas Natural

- Costo del combustible. (Anexos [10])

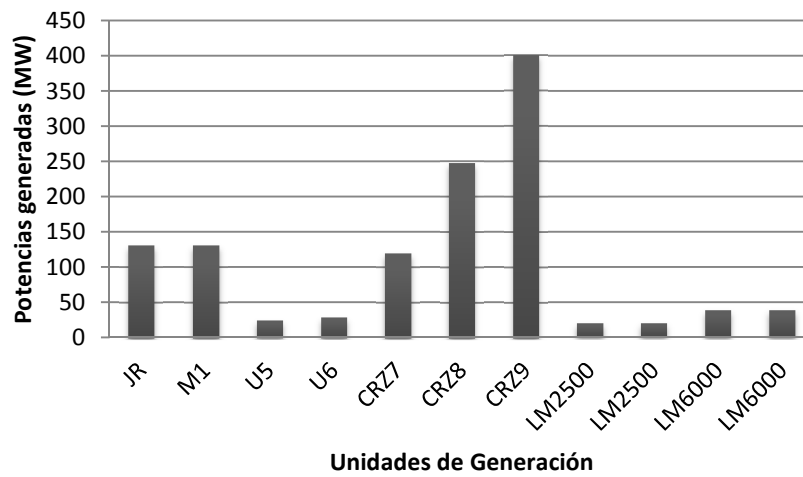
Tabla 35. Costo del combustible. Caso 2

Combustible	Costo	Costo \$/MBTU
Fuel oil 2	2.91 \$/gal	21.38
Fuel oil 6	2.99 \$/gal	16.58
Gas Natural	0.087 \$/m ³	2.43

- Resultados

Tabla 36: Resultados. Caso 2

Plantas	Unidades	Potencias (MW)	% de potencia suministrada
Planta Barcazas	JRI	131	74.86
	MI	131	74.86
Planta Tocoa	U5	25	41.67
	U6	29	48.33
Planta Ampliación Tocoa	CRZ7	120	30.00
	CRZ8	248	62.00
	CRZ9	400	100.00
Planta Picure	LM2500	20	100.00
	LM2500	20	100.00
	LM6000	38	100.00
	LM6000	38	100.00
Ptotal (MW)		1200	



Gráfica 9: Potencias Generadas por cada unidad del CGJJSB. Caso 2

Tabla 37: Costos Asociados a cada unidad de Generación. Caso 2

Costo (\$/h)										
Planta Barcazas		Planta Tocoa		Planta Ampliación Tocoa			Planta Picure			
JRI	MI	U5	U6	CRZ7	CRZ8	CRZ9	LM2500	LM2500	LM6000	LM6000
39008.29	39008.27	8343.72	9435.92	58413.01	64259.36	85985.88	2787.68	3371.11	6309.40	6309.40

- Análisis de resultados.

Este caso muestra un despacho a una potencia demandada mas elevada que la del caso uno. Todas las unidades están operativas a las condiciones comunes a las cuales trabajan.

Obsérvese en la gráfica 8 como Planta Picure se mantiene a condiciones máximas de operación. Las unidades MI y JRI de Planta Barcazas se mantienen a la misma potencia, esto por que las maquinas son del mismo modelo y puestas en operación al mismo tiempo, por lo tanto las curvas de operación son las mismas.

La potencia suministrada por Planta Tocoa disminuye con relación a la del caso 1 esto porque todas las unidades se encuentran operativas y la distribución de potencias el Solver® la realiza de forma más equitativa. Planta Ampliación Tocoa a diferencia de Picure y Barcazas, en cada unidad las potencias son diferentes. CRZ7 se mantiene a la mínima, CRZ9 a la máxima y CRZ8 a una potencia media, esto es debido a las características de las curvas de entrada salida, trayendo como consecuencia que la unidad CRZ9 es la más económica con respecto a las tres.

Caso 3.

Este caso será realizado con moneda local. Tomando los siguientes costos y condiciones de operación.

- Demanda = 1700MW.
- Operatividad de las unidades de generación.

Tabla 38: Operatividad de las unidades de generación. Caso 3

7FA	OPERATIVA	Fuel oil 2
7FA	OPERATIVA	Fuel oil 2
5	OPERATIVA	Gas Natural
6	OPERATIVA	Gas Natural
CRZ7	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ8	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ9	OPERATIVA	Fuel oil 6
LM2500	OPERATIVA	Gas Natural
LM2500	OPERATIVA	Gas Natural
LM6000	OPERATIVA	Gas Natural
LM6000	OPERATIVA	Gas Natural

- Costo del combustible.

Tabla 39: Costo del combustible. Caso 3

Combustible	Costo	Costo Bs./MBTU
Fuel oil 2	0.0565 Bs/l	1.57
Fuel oil 6	0.0469 Bs/l	1.18
Gas Natural	0.087 Bs/m ³	0.246

Tabla 40: Resultados del Despacho Económico. Caso 3

Plantas	Unidades	Potencias (MW)	% de potencia suministrada
Planta Barcazas	JRI	175	100.00
	MI	175	100.00
Planta Tocoa	U5	60	100.00
	U6	60	100.00
Planta Ampliación Tocoa	CRZ7	314	78.50
	CRZ8	400	100.00
	CRZ9	400	100.00
Planta Picure	LM2500	20	100.00
	LM2500	20	100.00
	LM6000	38	100.00
	LM6000	38	100.00
Ptotal (MW)		1700	

Tabla 41: Costos para cada unidad de generación. Caso 3.

	Planta Barcazas		Planta Tocoa		Planta Ampliación Tocoa			Planta Picure			
	JR	M1	U5	U6	CRZ7	CRZ8	CRZ9	LM2500	LM2500	LM6000	LM6000
Costo Bs./h	2795.78	2795.78	1868.40	1589.08	8867.93	4032.74	4465.08	242.53	190.47	548.92	548.92
Costo Bs./kWh	0.016	0.016	0.031	0.026	0.028	0.010	0.011	0.012	0.010	0.014	0.014

Caso 4

Este caso será realizado al igual que el anterior con moneda local. Tomando los siguientes costos y condiciones de operación.

- Demanda = 600MW.
- Operatividad de las unidades de generación.

Tabla 42: Operatividad de las unidades de generación. Caso 4

7FA	OPERATIVA	Fuel oil 2
7FA	OPERATIVA	Fuel oil 2
5	OPERATIVA	Gas Natural
6	OPERATIVA	Gas Natural
CRZ7	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ8	OPERATIVA	Fuel oil 6
CRZ9	OPERATIVA	Fuel oil 6
LM2500	OPERATIVA	Gas Natural
LM2500	OPERATIVA	Gas Natural
LM6000	OPERATIVA	Gas Natural
LM6000	OPERATIVA	Gas Natural

- Costo del combustible.

Tabla 43: Costo del combustible. Caso 4

Combustible	Costo	Costo BsF./MBTU
Fuel oil 2	0.0565 Bs/l	1.57
Fuel oil 6	0.0469 Bs/l	1.18
Gas Natural	0.087 Bs/m ³	0.246

Tabla 44: Resultados del Despacho Económico. Caso 4

Plantas	Unidades	Potencias (MW)	% de potencia suministrada
Planta Barcazas	JR1	75	42.86
	MI	75	42.86
Planta Tocoa	U5	25	41.67
	U6	25	41.67
Planta Ampliación Tocoa	CRZ7	120	30.00
	CRZ8	132	33.00
	CRZ9	120	30.00
Planta Picure	LM2500	9	45.00
	LM2500	9	45.00
	LM6000	5	13.16
	LM6000	5	13.16
Ptotal (MW)		600	

Tabla 45: Costos de cada unidad de Generación. Caso 4

	Costos										
	Planta Barcazas		Planta Tocoa		Planta Ampliación Tocoa			Planta Picure			
	JR	MI	U5	U6	CRZ7	CRZ8	CRZ9	LM2500	LM2500	LM6000	LM6000
Costo \$/h	1502.91	1502.91	725.90	736.56	2739.57	1917.59	1938.34	111.72	88.70	75.27	75.27
Costo \$/kWh	0.020	0.020	0.029	0.029	0.023	0.015	0.016	0.012	0.010	0.015	0.015

- Análisis de Resultados.

En los DEC observados en los casos 3 y 4 se observa la diferencia significativa de costos con respecto a la de los casos 1 y 2. Esto debido a que el combustible en nuestro país es el más económico del mundo. Por esta razón, producir energía eléctrica a través de plantas termoeléctricas en Venezuela sigue siendo rentable y mucho más aun si se le aplica un Despacho Económico de Carga.

Tomando en cuenta los valores de costos obtenidos en las tablas 40 y 44, se obtuvo cuanto cuesta producir el kWh realizando una simple regla de tres.

$$\begin{array}{l} P \text{ (kWh)} \rightarrow \text{Costo (BsF.)} \\ 1\text{kWh} \rightarrow x \end{array}$$

4.4 Casos críticos. Despacho económico de carga por hora.

Fueron tomados en cuenta algunos casos críticos para observar cuales resultados arroja el Solver®. Algunos de los casos críticos que se mencionaran a continuación no son aplicables en la práctica, estos casos solo tendrán el propósito de probar que la herramienta de calculo funcione correctamente

Caso 1. Todas las maquinas son iguales.

Condiciones.

- Demanda: 1100MW.
- Todas las máquinas son iguales, es decir, iguales curvas de costo, límites de potencia y combustible.
- Costo del combustible: 1BsF/MBTU.
- Límites de potencia activa: $75MW \leq P_i \leq 175MW$
- La curva entrada salida tomada será la de planta Barcazas:

$$F(P) = -0,004 * P^2 + 7,845 * P + 375,3$$

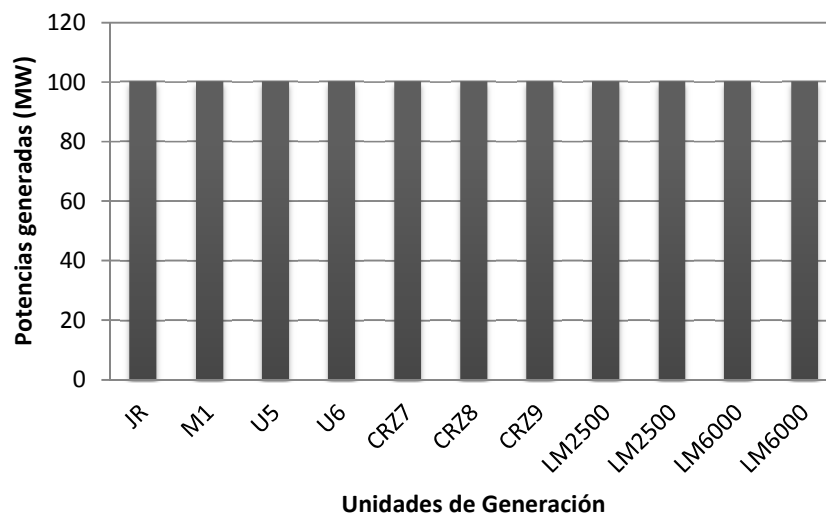
En este caso se tomaron en cuenta las condiciones ya mencionadas únicamente con la finalidad de observar como reacciona el programa ante este

ingreso de datos. Es una manera de validar que el la herramienta funcione correctamente

- Resultados.

Tabla 46: Resultados del 1er caso crítico. Todas las unidades iguales.

Plantas	Unidades	Potencias (MW)
Planta Barcazas	JR	100
	M1	100
Planta Tocoa	U5	100
	U6	100
Planta Ampliación Tocoa	CRZ7	100
	CRZ8	100
	CRZ9	100
Planta Picure	LM2500	100
	LM2500	100
	LM6000	100
	LM6000	100
Ptotal (MW)		1100
Costo (\$/h)		12317,8



Gráfica 10: Gráfico ilustrativo del 1er caso crítico. Todas las unidades iguales.

- Análisis de resultados.

Claramente se observa en la tabla 45 y la gráfica 10, que la herramienta realiza una repartición equitativa de las potencias a generar para suplir la demanda asociada. Este es el resultado esperado ya que dadas las condiciones, el programa obligatoriamente debe arrojar como resultado una distribución promedio de las potencias a generar por cada unidad.

Caso 2. Los límites de operatividad de las unidades son iguales.

Condiciones

- Demanda: fueron realizadas once corridas del programa a diferentes demandas en pasos de 100MW, desde la potencia mínima hasta la máxima.
- Las maquinas poseen únicamente los límites de potencia iguales

$$75 \leq P_i \leq 175$$

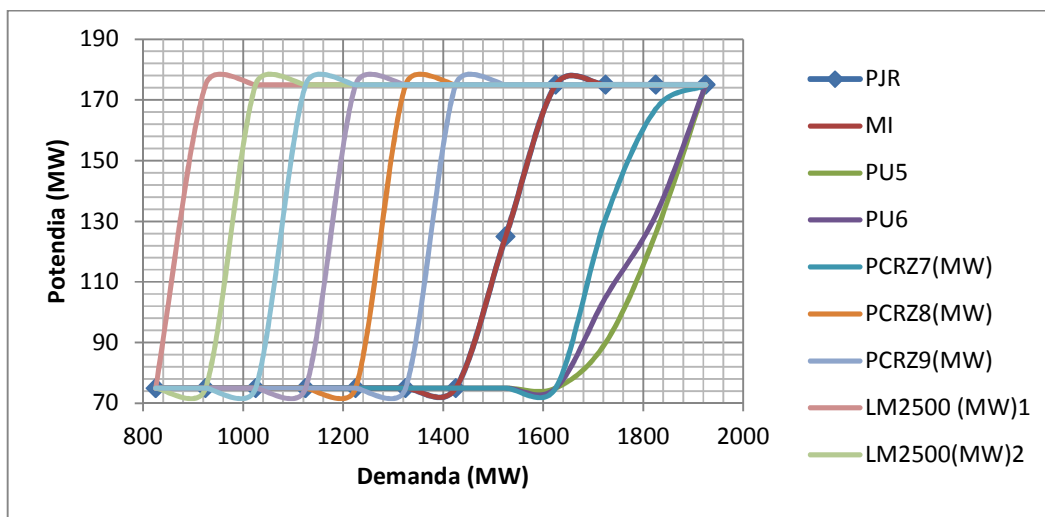
- Costo del combustible: 1Bsf/MBTU.
- Todas las máquinas operan con el mismo combustible.
- A diferencia del caso anterior las unidades conservaran sus curvas originales.

Tabla 47: Resultados 2do caso crítico.

Demanda (MW)	PJR (MW)	PMI (MW)	PU5 (MW)	PU6 (MW)	PCRZ7 (MW)	PCRZ8 (MW)	PCRZ9 (MW)	LM2500 (MW)	LM2500 (MW)	LM6000 (MW)	LM6000 (MW)	Costo (\$/h)
825	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	9694.48
925	75	75	75	75	75	75	75	175	75	75	75	10066.68
1025	75	75	75	75	75	75	75	175	175	75	75	10522.28
1125	75	75	75	75	75	75	75	175	175	75	175	11001.38
1225	75	75	75	75	75	75	75	175	175	175	175	11480.48
1325	75	75	75	75	75	175	75	175	175	175	175	12006.88
1425	75	75	75	75	75	175	175	175	175	175	175	12688.98
1525	125	125	75	75	75	175	175	175	175	175	175	13480.98
1625	175	175	75	75	75	175	175	175	175	175	175	14332.98
1725	175	175	90	105	131	175	175	175	175	175	175	15917.07
1825	175	175	126	132	167	175	175	175	175	175	175	17907.35
1925	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	175	20328.48

- Análisis de resultados

En el siguiente gráfico se observan de mejor forma como se van cargando las unidades a medida que la potencia demandada por las líneas de transmisión aumenta.



Gráfica 11: Muestra de resultados, 2do caso crítico

En el grafico 11, se observa como se van cargando las unidades de generación. Primero se cargan las unidades de Pigure con el siguiente orden: LM2500 (1), LM2500 (2), LM6000 (2) y LM6000 (1). En segundo lugar se cargan las unidades CRZ8 y CRZ7 de Ampliación Tocoa. En Tercer lugar, las unidades M1 y JRI de Planta Barcazas cuyas curvas se encuentran sobrepuestas. Por ultimo se carga la unidad CRZ7 de Ampliación Tocoa y las unidades 6 y 5 de Tocoa.

Con esto se concluye que producir 1MW en unidades de pigure es mucho más económico que producirlo en las unidades 5 y 6 de Tocoa.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

El estudio de Despacho Económico de carga es una herramienta de gran utilidad para las empresas encargadas de la generación, transmisión y distribución de energía Eléctrica ya que se encarga de encontrar la distribución de potencias a costo mínimo de operación. Dicho estudio se hace más sencillo de resolver utilizando los métodos de optimización restringida.

El Despacho Económico de carga se realiza por hora ya que las curvas de demanda se manejan promedios lineales por hora.

La asignación de unidades toma como variables de control, la eficiencia y las curvas de arranque y parada de las máquinas. El Despacho económico de carga es un subproblema de la asignación de unidades que toma en cuenta el costo del combustible y los límites de operación de las unidades de generación.

El Despacho económico de carga modelado con la herramienta Solver® de Excel® es de gran utilidad para los grandes complejos de Generación. Aunque posea sus limitaciones (200 celdas cambiantes bajo 100 restricciones), para realizar el estudio por hora aplicado a una demanda determinada es de gran utilidad.

5.2 RECOMENDACIONES

Es recomendable realizar una asignación de unidades (unit commitment) y conjuntamente con el Despacho Económico de Carga se obtiene la distribución de potencias más económica tomando en cuenta: costos de combustible, límites de operación, eficiencia y curvas de arranque parada.

Se recomienda realizar el Despacho Económico de Carga considerando todos los complejos de generación que surten de energía eléctrica a la ciudad considerando y sin considerar las pérdidas de transmisión y de esta manera comparar los resultados con y sin pérdidas.

Debido a las limitaciones que posee el Solver® de Excel® es recomendable buscar nuevas técnicas de programación lineal utilizando métodos de optimización restringida. Es recomendable también realizar una medición de las curvas de entrada salida de forma periódica de tal manera de actualizar los parámetros de estas funciones y así obtener resultados más precisos.

5.3 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] P. Cabanzo y P. Molina. *Estudio del despacho económico inicial de cargas en la interconexión propuesta entre CADAFE-EDC-EDELCA*. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Caracas, Venezuela.1966, p. 7.

[2]P. Cabanzo y P. Molina. *Estudio del despacho económico inicial de cargas en la interconexión propuesta entre CADAFE-EDC-EDELCA*. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Caracas, Venezuela.1966, p. 8 y 9.

[3]P. Cabanzo y P. Molina. *Estudio del despacho económico inicial de cargas en la interconexión propuesta entre CADAFE-EDC-EDELCA*. Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Caracas, Venezuela.1966, p. 9.

[3] A. Gómez-Exposito, A. Conejo y C. Cañizares. *Electric Energy Systems. Analysis and Operation*, (Libro) In CRC Press Taylor & Francis Group, 6000 Broken Sound Parkway N.W. Suite 300, Boca Raton. 2009, p. 166.

[4] P. Grainger y W. Stevenson. *Análisis de sistemas de potencia*, (Libro).México DF. McGraw-Hill. 1996, p. 498.

[5] León R., *Optimización de potencia activa y reactiva en sistemas de potencia*. (Tesis). San Nicolas de los Garza. Universidad Autónoma de Nuevo León. 1997, p. 1.

[6] Leal E. *Despacho económico de carga considerando restricciones en la red de transporte con el uso de técnicas de programación lineal*, (Tesis). Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, Guatemala. 2005, p. 11.

[7] I. Sánchez S López. *Optimización con Solver*. –**EN**: Departamento de Economía Cuantitativa. Universidad de Oviedo. España, p. 1-8.

[8] I. Sánchez S López. *Optimización con Solver*. –**EN**: Departamento de Economía Cuantitativa. Universidad de Oviedo. España, p. 1-8.

BIBLIOGRAFÍA

Granada G., Martínez R., Zaldivar M. “Análisis del despacho del sistema de generación de El Salvador”./ Gerardo Alberto Granada López; Roberto Carlos Martínez Miranda; Mario Antonio Zaldivar Méndez (Tesis).—San Salvador: Universidad Centroamericana José Simeón Cañas. 2004.

Benavides C. “Herramienta computacional para modelo de predespacho económico de Carga”./ Carlos Alberto Benavides Farías (Tesis).—Santiago de Chile: Universidad de Chile. 2008.

J. Zhu, “Optimization of power system operation”. By Institute of Electrical and Electronic Engineers Inc. Hoboken New Jersey. United States of America. 2009.

Sánchez I., López S. Optimización con Solver®. Departamento de Economía Cuantitativa. Universidad de Oviedo.

Frontline Systems Inc. Frontline Solver® Developers of the Excel® Solver®
<<http://www.Solver®.com>>

Artículo del Solver®:

<<http://mit.ocw.universia.net/15.053/s02/pdf/usingExcel®Solver®.pdf>>

APENDICE

APENDICE 1.

Calculo del costo de producción del kWh en Planta Barcazas utilizando los siguientes datos.

- Costo del combustible por unidad de volumen. (BsF./l).
- Gasto de combustible por hora (l/h).
- Costo de mantenimiento por hora. (\$/h).
- Costo del Dólar (BsF./\$).
- Costo del Agua (BsF./m³).

Datos

Costo (BsF./l)		0.0565
Gasto de Combustible (L/h)	75MW	26500
	175MW	49000

Costo del Combustible BsF./h	75MW	1497.3
	175MW	2768.5

Costo del kWh A 75 MW

Costo de operación de una unidad de Barcazas BsF./h	1497.25
--	---------

Costo del kWh (BsF./kWh) = 0.019963333

Nota: sin tomar en cuenta costos promedios de mantenimiento ni suministros. Únicamente el combustible

Costo del kWh A 75 MW

	Costos
Combustible BsF./L	2768.5
Agua BsF./m³	10
Mantenimiento (\$/h)	1500
Dólar BsF./\$	4.3

Agua (BsF/h)	490
---------------------	-----

Mantenimiento (B	6450
-------------------------	------

Costo de operación de una unidad de Barcazas BsF./h	9708.5
--	--------

Costo del kWh (BsF./kWh) = 0.0555

GLOSARIO

CGJJSB. Complejo Generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas.

CORPOELEC. Corporación Eléctrica Nacional

DEC. Despacho Económico de Carga.

F. Curva de Costos.

H. Curva entrada-Salida.

HR. Heat Rate.

JR1. Josefa Rufina 1.

kV. Kilovoltios

kWh. Kilovatio hora

M1. Margarita 1.

MBTU. Mega British Thermal Unit

MW. Megavatio

MWh. Megavatio hora

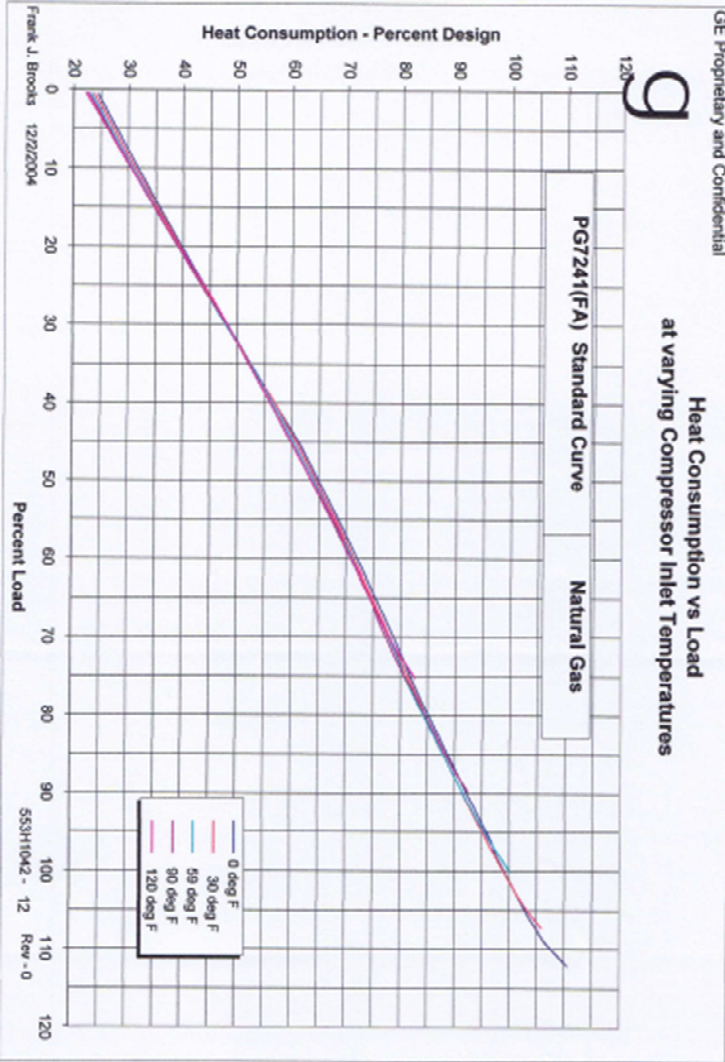
P. Potencia.

Pg. Potencia generada

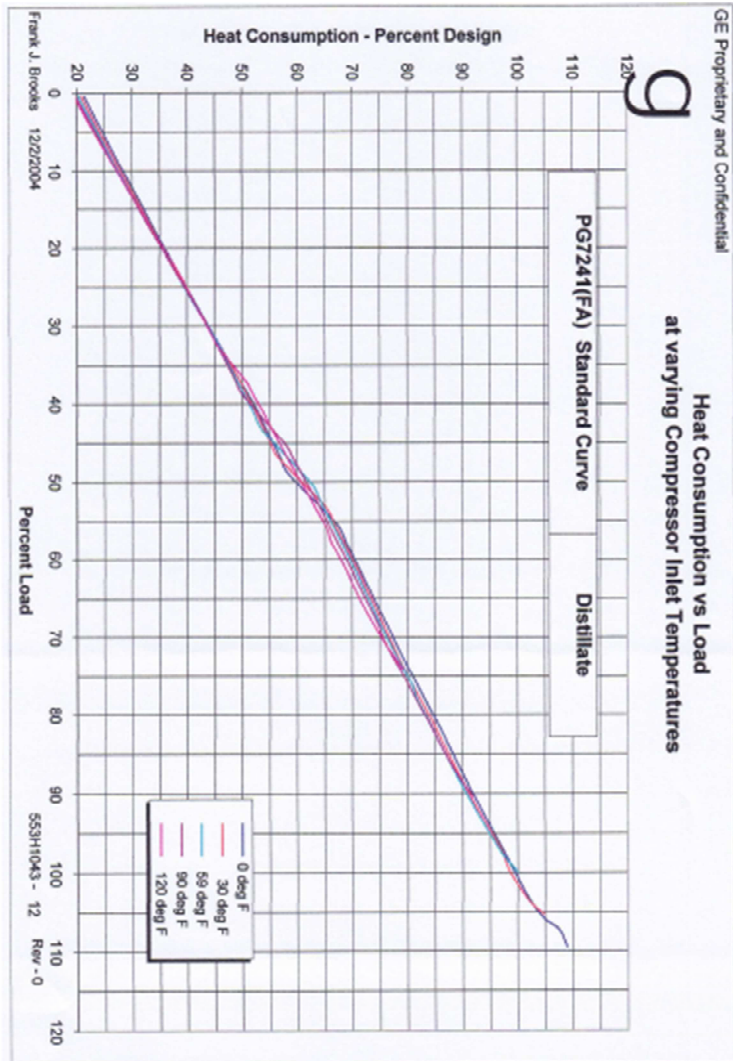
Pmax. Potencia máxima

Pmin. Potencia mínima

[1] Curvas Entrada-Salida Planta Barcazas. Unidades 7FA. Gas Natural



[2] Curvas Entrada-Salida Planta Barcazas. Unidades 7FA. Fuel oil 2 más Agua Destilada



[4] Datos de Placa. Unidades 7FA Planta Barcazas. Fuel oil 2 más Agua Destilada

General Electric Co.
PG7241(FA) Standard Curve Distillate

g

Design Data			
Fuel	Distillate		
Ambient Temperature	deg F		59
Ambient Rel. Humidity	%		60%
Output	kW		181500
Heat Rate	btu/kWh		10980
Heat Consumption	btu/h X 10 ⁶ -B		1829.5
Exhaust Flow	lb/h X 10 ³ -3		3776.0
Exhaust Temperature	deg F		1094.0
Diluent Flow			136560

Site Data			
Fuel LHV	btu/lb	18300	
Inlet Loss	in H ₂ O	3	
Exhaust Loss	in H ₂ O	6.0	at design conditions
Site Pressure	psia	14.7000	
Site Elevation	ft.	0.0	

Altitude Effects Curve	416HA662	Rev - B
Humidity Effects Curve	498HA697	Rev - B
Inlet Effects Curve	553H1006	Rev - 0
Exhaust Effects Curve	553H1009	Rev - 0

Notes:

1. Turbine performance is measured at the Generator terminals and includes allowances for the effects of inlet bleed heating, excitation power, and a DLN combustion system.
2. Base performance is run at constant design relative humidity.
3. These performance curves are not for test correction purposes. Test correction curves will be issued with the detailed test procedure, or detailed test procedure review.
4. Diluent Water Injection to limit NOx to 42ppmvd @15% O₂

Ambient Effects Curves

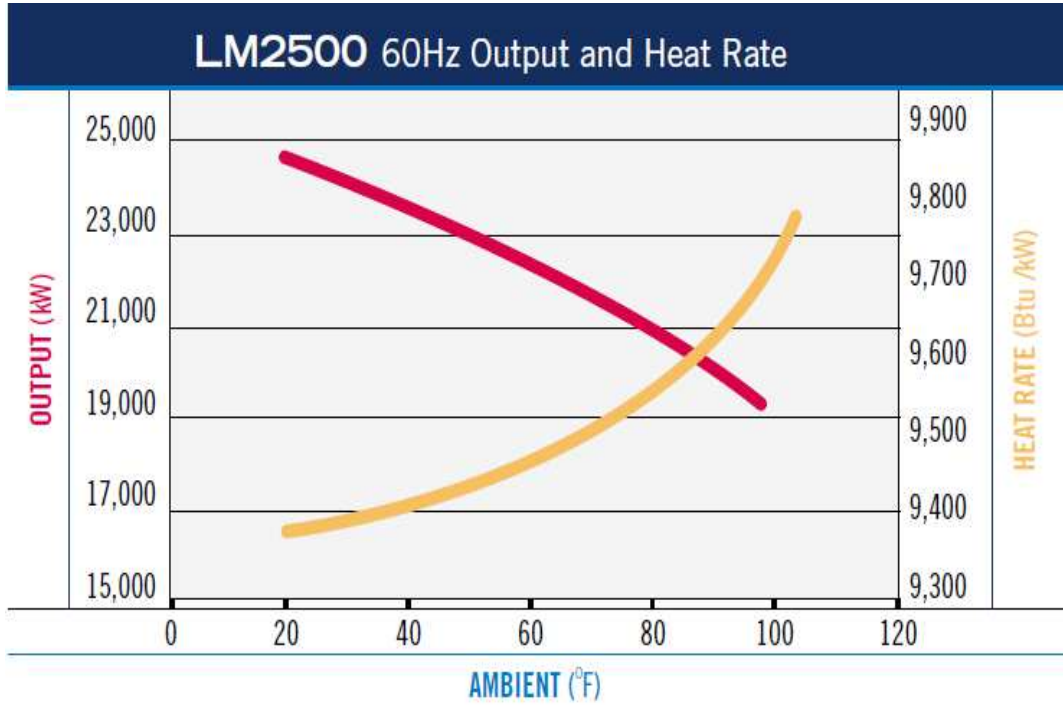
Ambient Effects on Output	553H1043 - 2	Rev - 0
Ambient Effects on Heat Rate	553H1043 - 3	Rev - 0
Ambient Effects on Exhaust Flow	553H1043 - 4	Rev - 0
Ambient Effects on Exhaust Temperature	553H1043 - 5	Rev - 0
Ambient Effects on Heat Consumption	553H1043 - 6	Rev - 0
Ambient Effects on Diluent Flow	553H1043 - 7	Rev - 0

Load Effects Curves

Load Effects on Exhaust Temperature	553H1043 - 9	Rev - 0
Load Effects on Exhaust Flow	553H1043 - 10	Rev - 0
Load Effects on Heat Consumption	553H1043 - 11	Rev - 0
Load Effects on Heat Rate	553H1043 - 12	Rev - 0

Frank J. Brooks 12/2/2004 553H1043 - 1 Rev - 0

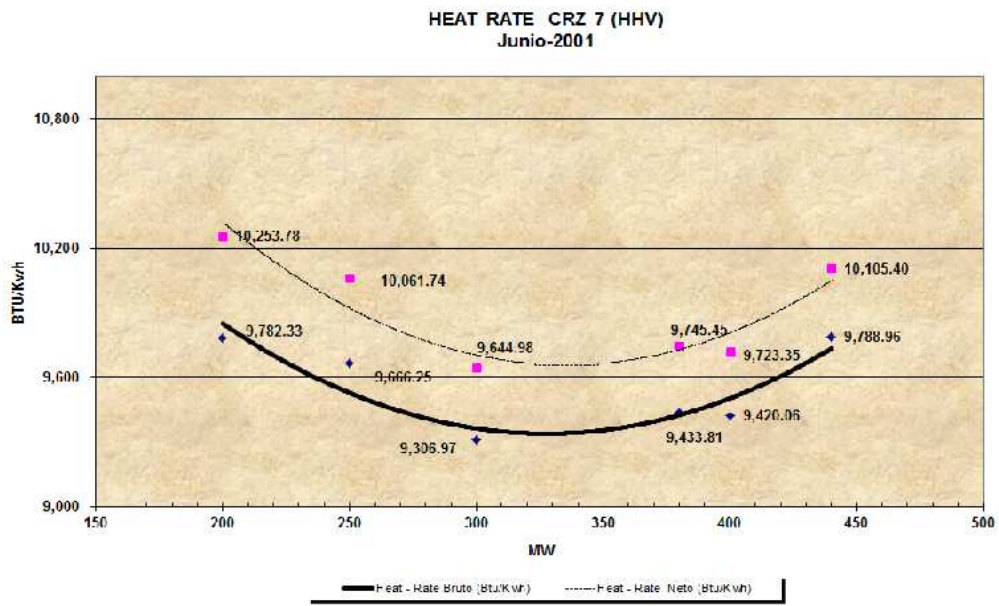
[5] Curvas De Heat Rate y Salida vs. Temperatura.



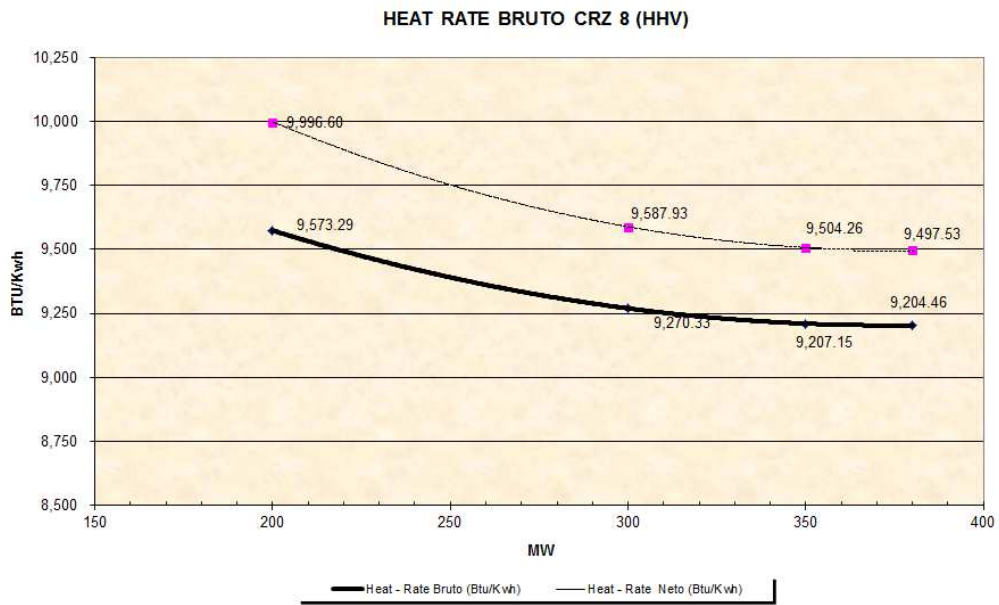
[6] Datos Unidades LM2500. Planta Picure.

ISO performance based on natural gas with water injection to 25 ppmvd NO_x.			
	LM2000	LM2500	LM2500+
Power Output (kWe)	18,000	22,000	30,500
Heat Rate LHV (Btu/kWe-Hr)	9,900	9,465	8,850
Exhaust Flow (lbs/sec)	134	149	191
Exhaust Temperature (°F)	927	990	960
Emissions (ppmvd)	NO_x/CO	NO_x/CO	NO_x/CO
Gas-DLE	25/25	25/25	25/25
Gas or Liquid-Water	25/75, 42/68	25/50, 42/30	25/60, 42/60
Gas-Steam	25/74	25/30	25/138
Power Turbine Speed (rpm)	3,600	3,600	3,600
No. of Compressor Stages	16	16	17
No. of Turbine Stages	6	6	6 or 2

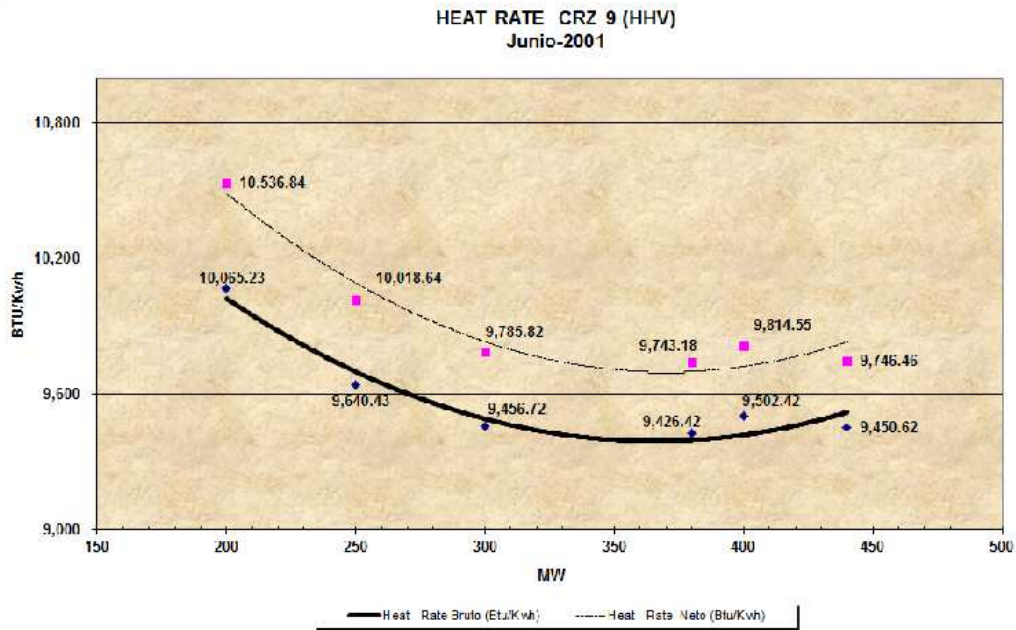
[7] Curva Medida de Heat Rate de Ampliación Tacao Unidad CRZ7.



[8] Curva Medida de Heat Rate de Ampliación Tocoa Unidad CRZ8.



[9] Curva Medida de Heat Rate de Ampliación Tacao Unidad CRZ9.



[10] Costos del Combustible.

Fuel oil 6 - Precio Mensual		
Mes	Precio (\$/gal)	Tasa de cambio
ene-10	2.07	4.34%
feb-10	2.04	-1.50%
mar-10	2.16	6.09%
abr-10	2.28	5.79%
may-10	2.14	-6.48%
jun-10	2.11	-1.31%
jul-10	2.07	-1.99%
ago-10	2.12	2.71%
sep-10	2.18	2.50%
oct-10	2.3	5.79%
nov-10	2.38	3.30%
dic-10	2.5	5.17%
ene-11	2.64	5.68%
feb-11	2.84	7.49%
mar-11	3.13	10.25%
abr-11	3.27	4.47%
may-11	3.04	-7.21%
jun-11	3.05	0.63%
jul-11	3.17	3.80%
ago-11	3.01	-5.05%
sep-11	2.98	-1.00%
oct-11	3.01	0.94%
nov-11	3.1	2.89%
dic-11	2.94	-5.11%
ene-12	3.08	4.87%
feb-12	3.22	4.64%
mar-12	3.3	2.45%
abr-12	3.24	-1.82%
may-12	2.99	-7.87%

Gas natural - Precio Mensual		
Mes	Precio (\$/mil*m³)	Tasa de cambio
ene-10	210.3	9.25%
feb-10	191.4	-9.01%
mar-10	154.5	-19.27%
abr-10	145.4	-5.90%
may-10	149.4	2.77%
jun-10	172.9	15.70%
jul-10	166.6	-3.61%
ago-10	155.3	-6.78%
sep-10	140.2	-9.73%
oct-10	123.6	-11.83%
nov-10	133.7	8.15%
dic-10	152.9	14.32%
ene-11	161.7	5.80%
feb-11	147.3	-8.90%
mar-11	143	-2.91%
abr-11	152.5	6.63%
may-11	155.2	1.76%
jun-11	163.3	5.23%
jul-11	159.2	-2.52%
ago-11	145.9	-8.33%
sep-11	140	-4.04%
oct-11	128.3	-8.38%
nov-11	117.3	-8.57%
dic-11	113.9	-2.93%
ene-12	96.1	-15.60%
feb-12	91.06	-5.24%
mar-12	77.89	-14.46%
abr-12	70.31	-9.73%
may-12	87.58	24.56%

Fueloil - Precio Mensual		
Mes	Precio (\$/gal)	Tasa de cambio
ene-10	2.05	3.96%
feb-10	1.98	-3.32%
mar-10	2.08	5.31%
abr-10	2.2	5.81%
may-10	2.04	-7.44%
jun-10	2.03	-0.39%
jul-10	1.98	-2.61%
ago-10	2.02	1.87%
sep-10	2.09	3.67%
oct-10	2.24	7.27%
nov-10	2.32	3.48%
dic-10	2.47	6.38%
ene-11	2.6	5.51%
feb-11	2.77	6.37%
mar-11	3.03	9.53%
abr-11	3.2	5.34%
may-11	2.95	-7.63%
jun-11	2.97	0.51%
jul-11	3.07	3.40%
ago-11	2.95	-3.98%
sep-11	2.92	-0.85%
oct-11	2.95	1.10%
nov-11	3.05	3.42%
dic-11	2.89	-5.34%
ene-12	3.05	5.64%
feb-12	3.2	4.65%
mar-12	3.22	0.66%
abr-12	3.15	-2.08%
may-12	2.91	-7.52%